

Lebenszyklusanalyse eines Pumpspeichers im Vergleich zu anderen elektrischen Energiespeichern unter besonderer Berücksichtigung energiepolitischer, regulatorischer und gesellschaftlicher Aspekte

Zur Erlangung des akademischen Grades eines

**DOKTORS DER INGENIEURWISSENSCHAFTEN
(Dr.-Ing.)**

von der KIT Fakultät für
Bauingenieur-, Geo- und Umweltwissenschaften
des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT)

genehmigte

DISSERTATION

von

Orkan Akpınar, M. Sc.
geb. in Grevenbroich

Tag der mündlichen Prüfung:

24.07.2024

Hauptreferent:

Prof. Dr.-Ing. Dr. h. c. mult. Franz Nestmann

Korreferent:

Prof. Dr.-Ing. Stephan Heimerl

Karlsruhe (2024)

Abstract

Das Ziel der Treibhausgasneutralität, der Ausbau der erneuerbaren Energien, der Ausstieg aus der Verstromung von Kernenergie, sowie der geplante Ausstieg aus der Verstromung von Kohle haben einen historisch beispiellosen Umbruch eingeleitet. Der eingeschlagene Pfad macht die räumlich und zeitliche Entkopplung von Stromerzeugung und -verbrauch notwendig. Die dafür notwendigen elektrischen Energiespeicher sind seit 2023 als eigenständige, vierte Säule im Energierecht verankert.

Diese Arbeit leistet ein Beitrag zum Verständnis der anstehenden Herausforderungen, in dem es eine möglichst gesamthafte Betrachtung der anstehenden Herausforderungen unternimmt. Im Fokus steht eine detaillierte, kritische und vergleichende Lebenszyklusanalyse eines Pump-, Batterie- und Wasserstoffspeichers. Besondere Berücksichtigung findet der energiehistorische Kontext, der den Einfluss energiepolitischer Entscheidungen auf das Energiesystem verdeutlicht; die Diskussion der notwendigen Rohstoffe unter geopolitischen Aspekten; regulatorische Hemmnisse der Energiespeicherung und gesellschaftliche Aspekte hinsichtlich Akzeptanz infrastruktureller Großprojekte.

Die Arbeit kommt zu dem Ergebnis, dass der untersuchte Pumpspeicher vor dem Wasserstoff- und Batteriespeicher die geringsten Umweltauswirkungen hat. Die Ergebnisse werden in den Kontext vorhandener Literatur gestellt. Eine kritische Analyse des Einflusses diverser Randbedingungen wie der funktionellen Einheit, der Normierung der Lebensdauer, dem Einfluss des eingespeicherten Stroms, die Qualität der Datenbanken bzgl. Recycling findet statt.

Sofern die Datenqualität der verwendeten Datenbanken Recyclingprozess ausreichend abbildet, gilt es, die Analyse auszuweiten. Weiterhin muss die geopolitische Verfügbarkeit der verwendeten Rohstoffe in Entscheidungsprozesse einfließen und konstatiert werden, dass alle betrachteten Energiespeicher im Energiesystem der Zukunft ihre Daseinsberechtigung haben.

The goal of greenhouse gas neutrality, the expansion of renewable energies, the phase-out of nuclear power generation and the planned phase-out of coal-fired power generation have initiated a historically unprecedented change. The path we have taken makes it necessary to decouple electricity generation and consumption in terms of space and time. The electrical energy storage systems required for this have been anchored in energy law as an independent, fourth pillar since 2023.

This work makes a contribution to understanding the upcoming challenges by taking a holistic view of energy storages. The focus is on a detailed, critical and comparative life cycle analysis of a pumped hydro storage, battery storage and hydrogen storage. Special consideration is given to the historical context of energy policy, which illustrates the influence of its decisions on the energy system; the discussion of the necessary raw materials under geopolitical aspects; regulatory barriers to energy storage and social aspects with regard to the acceptance of large-scale infrastructural projects.

The study concludes that the pumped storage system examined has the lowest environmental impact, ahead of hydrogen and battery storage. The results are placed in the context of existing literature. A critical analysis of the influence of various boundary conditions such as the functional unit, the standardization of the service life, the influence of the stored electricity and the quality of the databases with regard to recycling is carried out.

If the data quality of the databases used sufficiently reflects the recycling process, the analysis must be expanded. Furthermore, the geopolitical availability of the raw materials used must be taken into account in decision-making processes and it must be established that all the energy storage systems considered have a right to exist in the energy system of the future.

Zusammenfassung

Um die Bedeutung von Strom für Gesellschaft und Staat zu verstehen, beginnt die Arbeit mit der Beschreibung der elektrotechnischen Entwicklungen, welche die Bedeutung der Elektrizitätswirtschaft von privatwirtschaftlicher Tätigkeit hin zu staatstragender Bedeutung gesteigert hat. Mit der Entdeckung des elektrodynamischen Prinzips durch Werner von Siemens hat Elektrizität – im wahrsten Sinne des Wortes – in Form von Glühlampen Einzug in die Haushalte der Gesellschaft gehalten. Erste Blockkraftwerke wurden errichtet und der Siegeszug der Elektrizität über die Dampfmaschine durch die Nutzung von Wechselstrom zur Übertragung von Strom über große Distanzen eingeleitet. Mit Straßenbahnen, Elektromotoren und die Entdeckung der Elektrolyse waren stromintensive Unternehmungen, die den Bedarf an Strom erhöhten. Im ersten Jahrzehnt des 20. Jahrhunderts begannen politische Grundsatzdiskussionen über die Regulierung des Elektrizitätssektors, die 1935 durch das erste Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) in einem Gesetz festgehalten wurden. Es wurden Unternehmen gegründet, die durch vertikale Integration von Stromerzeugung, Transport und Vertrieb Monopolstellung in ihren Demarkationsgebieten hatten. Bis zur Reform des EnWG im Jahr 1998 und die Strommarktliberalisierung der EU um das Jahr 2000 sollte diese Struktur bestand haben.

Diese hat mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) zu einer grundsätzlichen Zäsur der Energiewirtschaft geführt: Die bisherige Struktur aus zentralen, thermischen Großkraftwerken sollte – mit dem Ziel der klimaneutralen Stromerzeugung – hin zu einem dezentralen, durch volatile erneuerbare Energien geprägten Energiesystem umgewandelt werden. Durch den sukzessiven Rückbau der alten Strukturen wird die Herausforderung, die Stromerzeugung nicht nur räumlich, sondern auch zeitlich vom Stromverbrauch zu entkoppeln, immer dringender.

Diese Zäsur wird durch Diskussionen über das Ausmaß und die Art der notwendigen Flexibilität begleitet. Es zeichnen sich vielfältige Lösungen ab, von denen Energiespeicher eine tragende Säule sein werden, was jüngst von

der deutschen Politik erkannt wurde: Energiespeicher sind ab dem 01. Juli 2023 auch energierechtlich – neben Erzeugung, Transport und Verbrauch – ein eigenständiges Element im Energierecht. Der Energiespeicherbedarf wird in Kapitel 3 ebenso diskutiert wie die dafür geeigneten Technologien. Es zeichnet sich ab, dass neben Pumpspeicher auch Batterien und Wasserstoffspeicher eine bedeutende Rolle spielen werden.

Da der bisherige Fokus der Energiepolitik auf der klimaneutralen Erzeugung von Strom fußt, soll der Horizont des Lesers in Kapitel 4 durch die Ökobilanzierung der ausgewählten Energiespeichertechnologien erweitert werden. Jede Technologie, die klimaneutral, d.h. ohne Ausstoß klimawirksamer Treibhausgase, Strom erzeugt oder speichert, muss zunächst einmal gebaut werden. Dafür müssen Rohstoffe geschürft, veredelt, weiterverarbeitet, zusammengebaut und an den Bestimmungsort transportiert werden, was auf absehbarer Zeit unter Einsatz fossiler Energieträger und Emission von Treibhausgasen stattfindet. Neben Treibhausgasen haben die benötigten Rohstoffe auch weitere ökologische Fußabdrücke, die es beim (Rück)Bau und Einsatz der Speichertechnologien zu berücksichtigen gilt.

In Kapitel 5 wird die Evolution des Elektrizitätsbinnenmarktes beschrieben und regulatorische Hemmnisse für den dringend notwendigen Ausbau von Energiespeicher aufgezählt. Der energy-only Markt (EOM) vergütet bisher nur die quantitative Erzeugung von Strom und nicht die qualitativ notwendige Erzeugung wie z.B. die kongruente Deckung von Erzeugung und Verbrauch, frequenz- (Regelleistung) und nicht-frequenzabhängige (Blindleistung) Regelleistung, sowie Schwarzstartfähigkeit. Der Regelleistungsbedarf wurde bisher hauptsächlich durch fossil-thermische Großkraftwerke und Gasturbinen gedeckt und muss zukünftig durch volatile erneuerbare Energien, demand-side management (DSM) – d.h. das gezielte Abschalten von Industrie- und Verbraucherlast – und Energiespeicher gedeckt werden. Auf europäischer Ebene haben Grundsatzdiskussionen über die Ausgestaltung des Energiesystems für zukünftige Anforderungen begonnen. Auf deutscher Ebene sind Energiespeicher grundsätzlich zur Zahlung von Letztverbraucherabgaben und Netznutzungsentgelten verpflichtet, die einem flexiblen und bedarfsgerechten Einsatz der Speicher prinzipiell im Weg stehen und überdacht werden müssen. Darüber hinaus gibt es weiterhin große planungs- und genehmigungsrechtliche Hemmnisse, die den Bau von Energiespeichern verkomplizieren, damit verteuern und für wirtschaftlich orientierte Unternehmen unattraktiv bleiben. Offensichtlich wird

dies bei Wasserstoffspeichern, deren Genehmigungstatbestand nicht ausreichend definiert ist. Gegenwärtig muss der Elektrolyseur als Industrieanlage genehmigt werden. Die Speicherung von Wasserstoff ist u.U. ein Störfallbetrieb mit speziellen Anforderungen.

Kapitel 6 beschäftigt sich mit soziologischen Aspekten der Energiespeicherung und erläutert, dass Energiewendetechnologien aufgrund der Bandbreite an betroffenen Akteuren eine sogenannte „Gesellschaftstechnik“ geworden sind und nicht mehr nur aus rein technischer Sicht betrachtet werden dürfen. Zum Erreichen der Klimaziele müsste eine Vielzahl von Energiespeichern in Deutschland zugebaut werden, so dass sie für einen Großteil der Bevölkerung sichtbar werden. Gleichzeitig tritt der Bezug der Rohstoffe in die öffentliche Diskussion: Es werden viele Rohstoffe benötigt, die aus Ländern stammen bzw. in Ländern veredelt werden, von denen sich die EU und Deutschland in Zukunft unabhängiger machen möchte. Darüber hinaus führt der Abbau der Rohstoffe für Zukunftstechnologien in den Herkunftsländern mitunter zu sozialen Spannungen und neuen ökologischen Belastungen. Es wird kritisch angemerkt, dass eine politische Wissenschaftsanleitung statt wissenschaftlicher Politikberatung stattfindet, wodurch u.A. die Akzeptanz dieser Technologien leiden kann. Der Begriff der Akzeptanz und seine Bestandteile werden erläutert, politische Akteure und Handlungsoptionen, sowie Formen des durch die Energiewende verursachten Wandels dargestellt.

Vorwort

Die Mehrheit der Gesellschaft ist sich der Klimakrise bewusst, befürwortet erneuerbare Energien und das Ziel der Klimaneutralität. Regelmäßig betont die Politik die Bedeutung erneuerbarer Energien, verschärft Klimaziele und zieht das Erreichen dieser Ziele zeitlich vor. Gleichzeitig werden die Ausbauziele bei erneuerbaren Energien nicht erreicht, sehen sich nicht nur die Erzeugungsanlagen massiven Protesten der Bevölkerung ausgesetzt, sondern auch die dafür notwendige Infrastruktur wie Stromnetze. Niemand möchte Windräder vor der Haustür stehen, aber auch nicht auf Wohlstand verzichten. Die energiepolitische Pfadabhängigkeit bedingt jedoch einen massiven Ausbau der Netze, Erneuerbare-Energie-Anlagen und Energiespeicher.

Es werden drei Energiespeichertechnologien vorgestellt, die einen Beitrag zur zeitlichen Entkopplung von Stromerzeugung und -verbrauch leisten können. Dabei ist es wichtig, die Technologien nicht gegeneinander auszuspielen und als Konkurrenz zu sehen, sondern sie als notwendige Bausteine für ein Energiespeicherportfolio zu betrachten. Von Bedeutung ist, nicht nur die Klimaneutralität während des Betriebs in den Fokus zu stellen, sondern dafür zu sensibilisieren, dass die erforderlichen Rohstoffe gewonnen, weiterverarbeitet und transportiert werden müssen. Dies geschieht unter Emission von großen Mengen an Treibhausgasen und wirft, zusätzlich zu den ökologischen Auswirkungen, auch soziale und neue politische Fragen auf, die aktuell nur ungenügend thematisiert und adressiert werden. Es ist unumgänglich, sich diesen Herausforderungen bewusst zu sein, im Idealfall in die Technologieauswahl und den Planungs- und Genehmigungsverfahren zu berücksichtigen. Der Markt schafft weder Anreize, diese Probleme zu berücksichtigen, noch welche, die den Bau von neuen Energiespeichern fördern, da diese nur schwer wirtschaftlich betrieben werden können und sich zudem mit überkomplexen Planungs- und Genehmigungsverfahren auseinandersetzen müssen.

Um die Komplexität der Herausforderung zu verstehen, ist es hilfreich, sich bewusst zu machen, dass die Energiewende mit den dazugehörigen Technologien

mittlerweile sehr viele Akteure betrifft. Die Herausforderung ist mehr als nur ein technisches Problem, für das es eine objektive Lösung gäbe, sondern eine, deren Lösung auch gesellschaftliche und politische Spannungsfelder berücksichtigen muss.

Keiner möchte den Elefant im Raum ansprechen: Die Energiewende geht mit Eingriffen – wie z.B. in die persönliche Freiheit, Wohlstand, Komfort und Umweltqualität – für alle Teile der Gesellschaft einher und jeder wird einen Preis zahlen müssen. Die Politik sollte es als ihre Aufgabe verstehen, unangenehme Wahrheiten anzusprechen, sich von der Wissenschaft beraten zu lassen und die notwendigen Maßnahmen der Bevölkerung ausreichend zu erklären. Es ist die Aufgabe der Wissenschaft und Technik, effiziente und transparente Lösungsvorschläge zu unterbreiten. Es ist Aufgabe der Gesellschaft, sich mit der Gesellschaftstechnik Energiewende, ihren Technologien und Folgen auseinander zu setzen.

Diese Arbeit soll einen Beitrag dazu leisten, in dem Verständnis für die Notwendigkeit interdisziplinären Denkens geschaffen werden soll. Es ist bedeutend die Historie der Energiewirtschaft und -politik zu erläutern, um zu verstehen, wieso das Energiesystem so ausgestaltet ist, wie es gegenwärtig vorgefunden werden kann. Vorallem gilt es, das Wiederholen bereits gemachter Fehler zu vermeiden. Diese Dissertation soll eine holistische Betrachtung dieser Problematik ermöglichen und mögliche Blaupausen für deren Lösung liefern.

Abbildungsverzeichnis

2.1	Energiepolitisches Zieldreieck mit Schwerpunkten im Zeitverlauf, eigene Darstellung nach [149, S. 13]	12
3.1	Sektorkopplung nach [151]	46
3.2	Notwendiger Speicheraufbau zusätzlich zu den Bestandsanlagen nach [61]	51
3.3	Entwicklung der THG-Emissionen, die ursprüngliche (KSG 2019) sowie verschärfte Trajektorie (KSG 2021) [71]	54
3.4	Entwicklung der installierten Leistung, der Anteil von fossiler und erneuerbarer Leistung gegenüber der Trajektorie der ungewichteten gesicherten Leistung (gestrichelt) nach [96] und [7, S. 25]	60
3.5	Tatsächliche und voraussichtliche Entwicklung des Strom- und Endenergiebedarfs bis 2045 nach [3, S. 20], [2, S. 2] und [7, S. 24-29]	61
3.6	Hauptelemente eines Pumpspeichers nach [101]	65
3.7	Schematischer Aufbau einer Lithium-Ionen-Batteriezeile (LiCoO ₂ /Li-Graphit)	70
3.8	Funktionsprinzip der alkalischen Elektrolyse nach [38]	78
3.9	Funktionsprinzip der Polymerelektrolytmembranelektrolyse nach [38]	79
3.10	Funktionsprinzip der Festkörperoxidelektrolyse nach [38]	81
3.11	Einflussfaktoren auf den Stromspeicherbedarf nach [151]	84
4.1	Bestandteile einer nachhaltigen Entwicklung, eigene Darstellung nach [110]	90
4.2	Planetare Grenzen, nach [142]	92
4.3	Phasen einer Lebenszyklusanalyse nach [75]	96
4.4	„midpoint“- und „endpoint“-Wirkungsindikatorenansätze, eigene Darstellung nach [102, S. 182] und [114, S. 108]	99
4.5	Werksgruppe Schluchsee	124
4.6	Baugruppen des Fallbeispiel Pumpspeicher	125
4.7	Systemgrenze des Pumpspeichers	127

4.8	In GaBi verwendeter Strommix (2020)	128
4.9	Treibhausgasemissionen pro MWh ausgespeicherten Stroms des Pumpspeichers in den drei Phasen „Bau“, „Bau & Betrieb“ sowie „Bau, Betrieb & Recycling“	133
4.10	Ozonschichtabbau pro MWh ausgespeicherten Stroms des Pumpspeichers in den drei Phasen „Bau“, „Bau & Betrieb“ sowie „Bau, Betrieb & Recycling“	135
4.11	Versauerung pro MWh ausgespeicherten Stroms des Pumpspeichers in den drei Phasen „Bau“, „Bau & Betrieb“ sowie „Bau, Betrieb & Recycling“	137
4.12	Frischwassereutrophierung pro MWh ausgespeicherten Stroms des Pumpspeichers in den drei Phasen „Bau“, „Bau & Betrieb“ sowie „Bau, Betrieb & Recycling“	139
4.13	Wasserverbrauch pro MWh ausgespeicherten Stroms des Pumpspeichers in den drei Phasen „Bau“, „Bau & Betrieb“ sowie „Bau, Betrieb & Recycling“	141
4.14	Landnutzung pro MWh ausgespeicherten Stroms des Pumpspeichers in den drei Phasen „Bau“, „Bau & Betrieb“ sowie „Bau, Betrieb & Recycling“	143
4.15	Baugruppen des Fallbeispiel Batterie	149
4.16	Systemgrenze des Batteriespeichers	151
4.17	Treibhausgasemissionen pro MWh ausgespeicherten Stroms des Batteriespeichers in den drei Phasen „Bau“, „Bau & Betrieb“ sowie „Bau, Betrieb & Recycling“	156
4.18	Ozonschichtabbau pro MWh ausgespeicherten Stroms des Batteriespeichers in den drei Phasen „Bau“, „Bau & Betrieb“ sowie „Bau, Betrieb & Recycling“	157
4.19	Versauerung pro MWh ausgespeicherten Stroms des Batteriespeichers in den drei Phasen „Bau“, „Bau & Betrieb“ sowie „Bau, Betrieb & Recycling“	158
4.20	Frischwassereutrophierung pro MWh ausgespeicherten Stroms des Batteriespeichermodells in den drei Phasen „Bau“, „Bau & Betrieb“ sowie „Bau, Betrieb & Recycling“	159
4.21	Wasserverbrauch pro MWh ausgespeicherten Stroms des Batteriespeichers in den drei Phasen „Bau“, „Bau & Betrieb“ sowie „Bau, Betrieb & Recycling“	160

4.22	Landnutzung pro MWh des ausgespeicherten Stroms Batteriespeichers in den drei Phasen „Bau“, „Bau & Betrieb“ sowie „Bau, Betrieb & Recycling“	161
4.23	Baugruppen des Fallbeispiels Wasserstoffspeicher	164
4.24	Systemgrenze des Wasserstoffspeichers	168
4.25	Treibhausgasemissionen pro MWh ausgespeicherten Stroms des Wasserstoffspeichers in den drei Phasen „Bau“, „Bau & Betrieb“ sowie „Bau, Betrieb & Recycling“	171
4.26	Ozonschichtabbau pro MWh ausgespeicherten Stroms des Wasserstoffspeichers in den drei Phasen „Bau“, „Bau & Betrieb“ sowie „Bau, Betrieb & Recycling“	172
4.27	Versauerung pro MWh ausgespeicherten Stroms des Wasserstoffspeichers in den drei Phasen „Bau“, „Bau & Betrieb“ sowie „Bau, Betrieb & Recycling“	173
4.28	Frischwassereutrophierung pro MWh ausgespeicherten Stroms des Wasserstoffspeichermodells in den drei Phasen „Bau“, „Bau & Betrieb“ sowie „Bau, Betrieb & Recycling“	174
4.29	Wasserverbrauch pro MWh ausgespeicherten Stroms des Wasserstoffspeichers in den drei Phasen „Bau“, „Bau & Betrieb“ sowie „Bau, Betrieb & Recycling“	175
4.30	Landnutzung pro MWh ausgespeicherten Stroms des Wasserstoffspeichers in den drei Phasen „Bau“, „Bau & Betrieb“ sowie „Bau, Betrieb & Recycling“	176
4.31	Auswahl 25 kritischer und nicht-kritischer Rohstoffe nach [30]. (LREE steht für „light rare earth elements“; HREE für „heavy rare earth elements“, dt.: leichte und schwere seltene Erden)	187
4.32	In Batterien benutzte Rohstoffe nach [30]	188
4.33	In Brennstoffzellen benutzte Rohstoffe nach [30]	189
4.34	Geschätzter Bedarf an ausgewählten Mineralien in Elektrolyseuren und Brennstoffzellen [107].	190
4.35	In ausgewählten Energiewendetechnologien verwendete Rohstoffe [107]	191
4.36	Anteil der drei führenden Länder in der Produktion ausgewählter Rohstoffe und fossiler Brennstoffe [107]	192
4.37	Aggregiertes Umweltgefährdungspotential und klassische Kritikalität durch die EU-Kommission	196
4.38	Rohstoffbedarfe für die Wasserelektrolyse [38]	199

4.39	Gegenüberstellung der Lieferketten von Öl und Gas sowie Rohstoffen für klimaneutrale Anwendungen [107]	201
4.40	Risiko	201
4.41	Gegenüberstellung der Umweltauswirkungen in dem Szenario „Bau, Betrieb & Recycling“	206
4.42	Gegenüberstellung der Umweltauswirkungen in dem Szenario „Bau“	208
5.1	Stromerzeugung in der KW 13/2015	214
5.2	Stromerzeugung in der KW 13/2023	215
5.3	Installierte Leistung in Deutschland inkl. Projektion, eigene Darstellung nach [96] und [7]	217
5.4	Gesicherte Leistung in Deutschland inkl. Projektion, eigene Darstellung nach [96] und [7]	218
5.5	Funktionsweise Strommärkte (eigene Darstellung nach [156, S. 255])	220
5.6	Merit Order, eigene Darstellung nach [156, S. 250]	222
5.7	Funktionsweise Regelleistungsmarkt, eigene Darstellung nach [127]	223
5.8	Berechnung der Netznutzungsentgelte für fiktive Energiespeicher	233
5.9	Letztverbraucherabgaben für die untersuchten Energiespeicher	235
5.10	Marktpreise inkl. Letztverbraucherabgaben und Spreads des Jahr 2021	238
5.11	Bestimmung des höherrangigen Verfahren, eigene Darstellung und Ergänzung nach [119]	243
6.1	Politische Handlungsoptionen zur Stärkung der Akzeptanz, eigene Darstellung nach [5, S. 15]	256
6.2	Dimensionen der Akzeptanz, eigene Darstellung nach [5, S. 13]	257
6.3	Akteure im Energiesystem, eigene Darstellung nach [95, S. 219]	259
A.1	GaBi-Modell des Pumpspeichers	285
A.2	GaBi-Modell des Batteriespeichers	289
A.3	GaBi-Modell des Wasserstoffspeichers	293

Tabellenverzeichnis

4.1	Empfohlene Umweltwirkungsindikatoren gemäß [116]	106
4.2	Kenndaten des Pumpspeichermodells	123
4.3	Lebensdauer der Komponenten des Pumpspeichers	129
4.4	Sachbilanz des Pumpspeichers	130
4.5	Recycling des Pumpspeichers	132
4.6	Kenndaten des Batteriespeichermodells	147
4.7	Lebensdauer der Komponenten des Batteriespeichers	150
4.8	Sachbilanz des Batteriespeichers	152
4.9	Recycling des Batteriespeichers	154
4.10	Kenndaten des Wasserstoffspeicher-Modells	163
4.11	Lebensdauer der Komponenten des Wasserstoffspeichers	165
4.12	Sachbilanz des Wasserstoffspeichers	167
4.13	Recycling des Wasserstoffspeichers	169
5.1	Preisblatt Netznutzungsentgelte TransnetBW 2023	231
A.1	Kenndaten des Pumpspeichermodells	275
A.2	Kenndaten des Pumpspeichermodells	276
A.3	Kenndaten des Batteriespeichermodells	278
A.4	Kenndaten des Wasserstoffspeichermodells	282
A.5	Rohdaten für das Pumpspeichermodell (Bau)	286
A.6	Rohdaten für das Pumpspeichermodell (Bau, Betrieb & Recycling; Grünstrom)	287
A.7	Rohdaten für das Pumpspeichermodell (Bau, Betrieb & Recycling; Graustrom)	288
A.8	Rohdaten für das Batteriespeichermodell (Bau)	290
A.9	Rohdaten für das Batteriespeichermodell (Bau, Betrieb & Recy- cling; Grünstrom)	291
A.10	Rohdaten für das Batteriespeichermodell (Bau, Betrieb & Recy- cling; Graustrom)	292

A.11 Rohdaten für das Wasserstoffspeichermodell (Bau)	294
A.12 Rohdaten für das Wasserstoffspeichermodell (Bau, Betrieb & Re- cycling; Grünstrom)	295
A.13 Rohdaten für das Wasserstoffspeichermodell (Bau, Betrieb & Re- cycling; Graustrom)	296

Inhaltsverzeichnis

Abstract	i
Zusammenfassung	iii
Vorwort	vii
Abbildungsverzeichnis	ix
Tabellenverzeichnis	xiii
1 Einleitung	1
1.1 Motivation und Umfeld der Arbeit	3
1.2 Zielsetzung und Kernfragen	5
1.3 Aufbau der Arbeit	6
2 Energiepolitik	7
2.1 Der Aufstieg der Elektrizitätswirtschaft	9
2.2 Energiepolitische Konzepte, Regulierung und Energiepolitik	13
2.3 Energiepolitische Ziele und Entwicklungen von 1935 - 2021	16
2.3.1 Energiepolitik in den CDU-geführten Regierungen 1949-1966	17
2.3.2 Energiepolitik der Großen Koalition 1966 - 1969 . .	18
2.3.3 Energieprogramme und -politik der sozialliberalen Ko- alitionen 1969 - 1982	19
2.3.4 Energiepolitik der schwarz-gelben Bundesregierung 1982 - 1998	22
2.3.5 Energiepolitik der rot-grünen Bundesregierung 1998 - 2005	24

2.3.6	Energiepolitik der Großen Koalition 2005 - 2009 . . .	25
2.3.7	Energiepolitik der schwarz-gelben Bundesregierung 2009 - 2013	26
2.3.8	Energiepolitik der Großen Koalition 2013 - 2017 . . .	28
2.3.9	Energiepolitik der Großen Koalition 2017 - 2021 . . .	29
2.3.10	Energiepolitik der Ampelkoalition 2021 - 2024	30
2.4	Energiepolitische Entwicklungen in Europa	32
2.5	Auswirkungen energiepolitischer Entwicklungen auf Energie- speicher	37
3	Energiespeicherbedarf und -technologien	41
3.1	Definition des Energiespeicherbegriffs	43
3.2	Energieszenarien und die Frage des Speicherbedarfs	47
3.2.1	Zwischen EEG und Energiewende (2000-2011)	47
3.2.2	Konzepte und Szenarien: Nach der Kernenergie und vor dem Kohleausstieg (2011-2018)	48
3.2.3	Der beschlossene Kohleausstieg, rechtliche Verbind- lichkeit von Klimazielen und deren Verschärfung (2018-2021)	53
3.2.4	Neue Studien zu angepassten Klimazielen und die Bundestagswahl 2021	55
3.2.5	Vergleichbarkeit der Studien	59
3.3	Energiespeichertechnologien	63
3.3.1	Mechanische Energiespeicher	63
3.3.2	Elektrochemische Energiespeicher	67
3.3.3	Chemische Energiespeicher	73
3.4	Fazit	84
4	Lebenszyklusanalyse von Energiespeichern	87
4.1	Die Definition des Nachhaltigkeitsbegriffs	89
4.2	Die Lebenszyklusanalyse (in der Energiewirtschaft)	94
4.2.1	Struktur von Lebenszyklusanalysen	95
4.2.2	Aufbau von Lebenszyklusanalysen	96
4.3	Lebenszyklusanalysen von Energiespeichertechnologien . . .	101
4.3.1	Festlegung des Ziels und des Untersuchungsrahmens	101

4.3.2	Vorstellung der Software: GaBi - LCA for Experts	103
4.3.3	Auswahl der Lebenszyklusanalyse-Bewertungsmethode „Environmental Footprint“ (EF)	104
4.3.4	Auswahl der Charakterisierungsfaktoren	105
4.4	Lebenszyklusanalysen in der Literatur	107
4.5	Lebenszyklusanalyse Pumpspeicher	122
4.5.1	Auslegung, Dimensionierung und Systemgrenzen des Fallbeispiels Pumpspeicher	123
4.5.2	Festlegung des Ziels und des Untersuchungsrahmens	126
4.5.3	Sachbilanz	129
4.5.4	Wirkungsabschätzung	133
4.6	Lebenszyklusanalyse Batteriespeicher	145
4.6.1	Auslegung, Dimensionierung und Systemgrenzen des Fallbeispiels Batteriespeicher	147
4.6.2	Festlegung des Ziels und des Untersuchungsrahmens	150
4.6.3	Funktionelle Einheit	150
4.6.4	Systemgrenze	151
4.6.5	Sachbilanz	151
4.6.6	Wirkungsabschätzung	155
4.7	Lebenszyklusanalyse Wasserstoffspeicher	162
4.7.1	Auslegung, Dimensionierung und Systemgrenzen des Fallbeispiels Wasserstoffspeicher	163
4.7.2	Festlegung des Ziels und des Untersuchungsrahmens	165
4.7.3	Sachbilanz	166
4.7.4	Wirkungsabschätzung	169
4.8	Einordnung der Ergebnisse in ausgewählte Literatur	177
4.9	Rohstoffdiskussion	185
4.10	Fazit	204
5	Evolution des Elektrizitätsbinnenmarktes und regulatori- sche Hemmnisse für Energiespeicher	213
5.1	Die steigende Volatilität der Stromerzeugung	214
5.2	Funktionsweise des Strommarkts	220
5.3	Letztverbraucherabgaben und Netznutzungsentgelte	225
5.3.1	Letztverbraucherabgaben	226

5.3.2	Netznutzungsentgelte	229
5.3.3	Berechnung von Letztverbraucherabgaben für beispiel- hafte Energiespeicher	234
5.4	Ausblick: Letztverbraucherabgaben	237
5.5	Genehmigungsrechtliche Hemmnisse	241
5.5.1	Bestimmung des höherrangigen Verfahrens	242
5.5.2	Pumpspeicher	244
5.5.3	Wasserstoffspeicher	245
5.5.4	Batteriespeicher	247
5.6	Fazit	248
6	Soziologische Aspekte der Energiespeicherung	251
6.1	Soziotechnik Energiewende, Akzeptanz und Populismus	252
6.2	Holistischer Ansatz	263
7	Fazit	269
A	Anhang	275
A.1	Übersicht der Annahmen	275
A.2	Dimensionierung des Pumpspeichers	276
A.3	Dimensionierung des Batteriespeichers	278
A.4	Dimensionierung des Wasserstoffspeichers	282
A.5	Daten: Pumpspeicher	285
A.6	Daten: Batteriespeicher	289
A.7	Daten: Wasserstoffspeicher	293
	Literaturverzeichnis	297

1 Einleitung

Die von der Städtische Electricitäts-Werke AG¹ im Jahr 1885 errichtete Centralstation Markgrafenstraße in Berlin gilt als das erste Kraftwerk Deutschlands, welches elektrischen Strom in einem Verteilnetz an mehrere Kunden abgab. Mit einer installierten Leistung von 660 kW versorgte es Haushalte und Unternehmen in einem Umkreis von 2,2 km mit Strom. In den Folgejahren begünstigten technische Entwicklungen wie die Demonstration der Drehstromübertragung über 175 km im Jahr 1891 den Ausbau öffentlicher Infrastrukturen. Strom konnte nun über größere Distanzen transportiert werden. Damit einher ging die Gründung der ersten zentralisierten, vertikal integrierten² Energieversorgungsunternehmen in welchem Stromerzeugung, -transport und -vertrieb vereint wurden. Diese standen zunehmend in Konkurrenz mit öffentlichen, zugunsten der Allgemeinheit tätigen Versorgungsunternehmen. Letztere hatten Zugriff auf öffentliche Wege und Straßen und nahmen mit Konzessionsverträgen über die Gestattung der Wegenutzung Einfluss auf die Stromversorgung, beteiligten sich an den Konzernen, oder übernahmen die Stromversorgung selbst. Mit Demarkationsverträgen vereinbarten Energieversorgungsunternehmen untereinander, welches Unternehmen in welchem Gebiet unter Ausschluss anderer Versorger tätig sein durfte. Die Versorgungsgebiete waren nun weitgehend untereinander aufgeteilt, gegeneinander abgegrenzt und die Gebiete monopolisiert [94, 108].

Die Energiewirtschaft unterlag zunächst den allgemeinen zivil- und verwaltungsrechtlichen Regelungen. Während das Kaiserreich die bereits entstandenen Monopole festschrieb und auch die Regierung der Weimarer Republik die Energiebranche von der Kartellgesetzgebung ausnahm, erfolgte anschließend der nächste Schritt zu einer Monopolstruktur. Dieses System gewährleistete eine sichere Versorgung und wurde durch das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)

¹ wurde 1887 in Berliner Electricitäts-Werke umbenannt

² vertikal integrierte Unternehmen vereinen die Erzeugung von Strom, die Übertragung und den Vertrieb.

im Jahr 1935 lediglich gesetzlich verankert. Das EnWG konnte den zweiten Weltkrieg mit geringfügigen Änderungen bis 1998 überdauern [108, 138].

Bis zu diesem Zeitpunkt waren neun vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen entstanden, die ca. 900 Stadtwerken gegenüberstanden. Während erstere über rund 80 % Marktanteil an der Erzeugung besaßen, ca. 96 % des Übertragungsnetzes betrieben und sämtliche Systemssteuerungs- und Stabilisierungsaufgaben übernahmen, belieferten die Stadtwerke Endkunden und betrieben die entsprechenden Verteilnetze. Die Energiewirtschaft bekam von der Politik unterschiedliche Zielgrößen vorgegeben. In den Vorjahren des zweiten Weltkriegs hatte der nationalsozialistische Gesetzgeber ein besonderes Interesse an einer sicheren und wirtschaftlichen Energieversorgung. Beide Zielgrößen blieben auch nach dem Krieg bestehen, als es galt die zerstörte Infrastruktur wiederaufzubauen und die Bedürfnisse der Industrie und Gesellschaft zu befriedigen. Aufgrund der heimischen Verfügbarkeit von Kohle hatte diese in den Nachkriegsjahren einen Anteil am Primärenergiebedarf von bis zu 85 %. Zugunsten billigen Öls sank der Anteil der Kohle am Primärenergiebedarf auf 32 % während die Bedeutung von Öl mit 55 % signifikant stieg. Mit den Ölpreiskrisen in den 1970er Jahren wurde die Abhängigkeit von importieren Energieträgern mit ihren negativen Auswirkungen offensichtlich, so dass aus Gründen der Versorgungssicherheit wieder verstärkt auf die heimischen Energieträger Braun- und Steinkohle gesetzt und diese gefördert wurden. Ebenso wurde der Ausbau der Kernenergie politisch forciert.

Seit der europäischen Elektrizitäts-Binnenmarkttrichtlinie, welche 1997 in Kraft trat und durch das „Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften“ im Jahr 1998 in deutsches Recht übertragen wurde, gilt ein Kartellverbot für Unternehmen der Energiewirtschaft. Während die eingeleitete Strommarktliberalisierung zunächst nur juristischer Natur war und an der eigentlichen „top-down“ Struktur der Stromerzeugung und des Handels wenig änderte, leitete das im Jahr 2000 eingeführte Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) die Zäsur eines über Dekaden gewachsenen Systems ein, welche bis heute andauert [138].

Es wurden nicht nur die Monopole der großen Energieversorger aufgebrochen, sondern auch der Ausbau volatiler erneuerbarer Energien forciert und eine Zäsur eingeleitet, die das über ein Jahrhundert gewachsene Energiesystem grundsätzlich ändern sollte: Das zentrale, von thermischen Großkraftwerken geprägte Energiesystem der Gebietsmonopole wird zugunsten eines dezentralen,

liberalisierten und von volatilen erneuerbaren Energien geprägten aufgegeben. Spätestens mit dem Ausstieg aus der Kernenergie und dem beschlossenen Ausstieg aus der Nutzung von Kohle als Energieträger hat sich die Energiepolitik in eine Pfadabhängigkeit begeben.

Das Verständnis der energiepolitischen Geschichte ist notwendig, um die Entwicklung des Energiesystems von heute zu verstehen. Die Energiepolitik hat technische Entwicklungen maßgeblich beeinflusst und gestaltet. Insbesondere wenn man das Aufkommen der Energiespeicher und ihre energierechtliche Definition als „vierte Säule“³ betrachtet. Durch diese Definition wurde die Bedeutung von Energiespeichern für das Energiesystem schließlich auch in Energierecht überführt.

1.1 Motivation und Umfeld der Arbeit

Die Energiewende wird begleitet von Diskussionen um den zukünftigen Strom- und Speicherbedarf. Der zukünftige Strombedarf schwankt je nach angenommenen Randbedingungen und dem Grad der Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Verkehr mehr oder weniger stark, es besteht jedoch grundsätzlich Konsens darüber, dass er zukünftig größer ausfallen wird als in der Gegenwart. Beim Speicherbedarf gehen die Meinungen, insbesondere in verschiedenen Behörden der Bundesregierung, stark auseinander. Während des Bundeswirtschaftsministerium keinen zusätzlichen Bedarf zu den bestehenden Pumpspeichern sieht, weist das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nuklearer Sicherheit sowie das ihr untergeordnete Umweltbundesamt den größten Bedarf an Speichern aus. Die politischen Ressorts sind sich mitunter uneinig.

Obwohl die Bedeutung von Energiespeichern als Speicher, Flexibilitätsoption und zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen oft betont wird, insbesondere der von Pumpspeichern, sind die Rahmenbedingungen für einen Ausbau schlecht. Das Pumpspeicherprojekt Atdorf wurde im Jahr 2007 begonnen und im Jahr 2017 nach dem Erörterungstermin beendet. Nach bereits investierten 80 Mio. €, einer geschätzten verbleibenden Verfahrendauer von drei bis vier Jahren

³ Das EnWG kennt bisher nur die Begriffe „Erzeugungsanlage“, „Letztverbraucher“ und „Transportnetz“. Energiespeicher sind laut BGH-Urteil von 2009 je nach Betriebsart entweder Letztverbraucher oder Erzeugungsanlage

und nötigen Planungskosten von 15 bis 20 Mio. € bis zur Erlangung einer Genehmigung, wurde das Projekt eingestellt. Während man das Projekt auf landespolitischer Ebene durchaus begrüßte und die Bedeutung von Speichern für die Energiewende betonte, verhinderten das komplexe Genehmigungsrecht und die sich in den zehn Jahren Planung stark geänderten wirtschaftlichen Randbedingungen das Projekt. Begleitet wurde das Projekt durch eine mediale Berichterstattung, die sich oft auf die ökologischen Auswirkungen fokussierte, sowie die fehlende lokale Akzeptanz aufgriff [9, S. 14].

Mit dem Förderprogramm für Photovoltaik-Heimbatterien, den ersten großen Batteriespeichern und der Förderung von Elektromobilität stellte sich die Frage nach der Chancengleichheit. Die Berichterstattung war zu großen Teilen positiv, die Politik forderte eine deutsche bzw. europäische Batterieproduktion, um sich nicht von Importen abhängig zu machen. Zwar gab es regelmäßig Hinweise auf die sozial und ökologisch problematischen Arbeitsbedingungen bei der Schöpfung der für die Batterieproduktion notwendigen Rohstoffe, welche nicht nur schützenswerte Naturregionen gefährden, sondern auch unter Bedingungen gefördert werden, die nicht europäischen Standards genügen. Jedoch konnte es den Aufstieg der Technologie nicht bremsen.

Die nationale Wasserstoffstrategie des Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) im Jahr 2020 und der Aktualisierung im Jahr 2023 weckt die Erwartung einer Universallösung. Wasserstoff soll für die Dekarbonisierung der Sektoren Wärme und Verkehr ebenso dienen wie für die Langzeitspeicherung. Hierfür werden hohe Summen an Fördergeldern bereitgestellt und nicht nur nationale Infrastrukturen geplant, sondern internationale Kooperationen. Spätestens seit dem Fokus auf Wasserstoff als Energieträger und Speicher nimmt - insbesondere der Pumpspeichersektor - eine Diskrepanz in der öffentlichen Wahrnehmung verschiedener Energiespeichertechnologien wahr. Zwar wird von der Bundesregierung darauf hingewiesen, dass die Wahl der konkreten Speicheroption dem jeweiligen Betreiber obliegt [67], trotzdem entsteht der Eindruck, dass gewisse Technologien aufgrund der geschaffenen Rahmenbedingungen vorgezogen werden. Ferner wurde bisher weder das Problem der notwendigen Masse an Rohstoffen adressiert, die für Zukunftstechnologien notwendig sind noch die weltweite Konkurrenz zwischen Ländern und Kontinenten oder neue politische Abhängigkeiten die durch diese Rohstoffe entstehen.

Die Zäsur, die mit dem Ausbau Erneuerbarer-Energien-Anlagen eingeleitet und durch den beschlossenen Kernenergie- und Kohleausstieg bekräftigt wurde,

leitet einen Paradigmenwechsel ein: Weg von planbaren, fossil betriebenen Kraftwerken hin zu volatilen, dezentralen, durch erneuerbare Energien betriebenen Anlagen, welche dem System ein hohes Maß an Flexibilität abverlangen, es vor große Herausforderungen hinsichtlich der Versorgungssicherheit stellen und Energiespeicher benötigt, um Erzeugung und Verbrauch zeitlich voneinander zu entkoppeln. Damit dies gelingt, bedarf es einer holistischen Lösung, die alle relevanten Aspekte wie Politik, Technik, Ökologie, Ökonomie, Soziologie und Recht berücksichtigt.

Diese Arbeit soll aus der energiepolitischen Geschichte Lehren ziehen, objektive technische Argumente liefern, ökologische Aspekte transparent darlegen, ökonomische Randbedingungen und zu berücksichtigende soziologische Aspekte analysieren, sowie rechtliche Hemmnisse, die dem Gelingen des Speicherausbaus im Wege stehen, aufzeigen.

1.2 Zielsetzung und Kernfragen

Diese Dissertation soll folgende Fragen beantworten:

- Welche energiepolitischen Entscheidungen wurden in der Vergangenheit getroffen, wie wurde dadurch das Energiesystem der Gegenwart gestaltet und welche Schlüsse lassen sich für die Zukunft ziehen?
- Welche Speichertechnologien sind für die Energiespeicherung, die Flexibilitätsbereitstellung und Versorgungssicherheit am Besten geeignet, welcher Speicherbedarf wird hierfür benötigt?
- Welchen ökologischen Fußabdruck haben die jeweiligen Energiespeicher?
- Welchen regulatorischen Hemmnissen sind Energiespeicher ausgesetzt?
- Welches sind die soziologischen Auswirkungen von Energiespeichern und was muß unternommen werden, um die notwendige gesellschaftliche Akzeptanz herzustellen?

1.3 Aufbau der Arbeit

In Kapitel 2 wird der Aufstieg der Elektrizitätswirtschaft beschrieben, der dazu führte, dass sich der Staat um seine Regulierung bemühte. Es wird dargestellt, wie die Strukturen entstanden, die 1935 in das erste Energiewirtschaftsgesetz gesetzlich verankert wurden und welches bis zum Jahr 1998 Bestand haben sollte. Die verschiedenen Bundesregierungen hatten unterschiedliche Fokusse, von Versorgungssicherheit über Wirtschaftlichkeit hin zu Umweltverträglichkeit.

Es wurden diverse Technologien gefördert und protegiert. Weiterhin wird die Zäsur im Jahr 2000 analysiert, die mit der Strommarktliberalisierung und dem ersten EEG einherging und den grundsätzlichen Wandel einleitete, der die gewachsenen Strukturen in ein neues System überführen sollte und Energiespeicher notwendig macht.

Kapitel 3 beschreibt den Energiespeicherbedarf und die drei wichtigsten Energiespeichertechnologien, die für die Herausforderung am Besten geeignet sind. In Kapitel 4 werden Lebenszyklusanalysen zu diesen Energiespeichertechnologien durchgeführt um dafür zu sensibilisieren, dass Zukunftstechnologien mitunter einen hohen ökologischen Fußabdruck haben. Neben dem ökologischen Fußabdruck wird auf kritische Rohstoffe, deren Verfügbarkeit und Veredelung eingegangen, die zu neuen geografischen und politischen Abhängigkeiten führt.

In Kapitel 5 wird der Strommarkt der Gegenwart und seinen Unzulänglichkeiten für die Zukunft beschrieben, sowie regulatorische Hemmnisse aufgeführt, die es zu tilgen gilt. Kapitel 6 widmen sich den soziologischen Aspekten der Energiespeicherung, die als Teil der Soziotechnik Energiewende eine so große Vielzahl von Akteuren betrifft, als dass sie nur als technisches Problem angesehen werden könnte. Kapitel 7 zieht ein Fazit der bisherigen Arbeit.

2 Energiepolitik

Die Entstehung des heutigen Energiesystems ist über ca. 150 Jahre alt und lässt sich in drei Ären einteilen: Die vorpolitische Ära mit der Entdeckung und Nutzung des elektrodynamischen Prinzips bis zur Gründung und Etablierung erster, vertikal integrierter Unternehmen, die Stromerzeugung, -transport und Vertrieb vereinten und in ihren Versorgungsgebieten Monopolisten waren. Parallel dazu begann die Politisierung der Energieversorgung und erste Versuche, das Spannungsfeld zwischen privaten, kommunalen und staatlichen Energieversorgern zu regulieren. Mit dem ersten EnWG im Jahr 1935 wurden bestehende Strukturen verfestigt und ein Mittel geschaffen, die Energieversorgung zu regulieren. In der politischen Ära zwischen 1935 und 1998 werden die Strukturen konsolidiert und Energiepolitik unterschiedlicher Ausprägung vorgegeben. Diese bewegt sich im energiepolitischen Zieldreieck zwischen Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit. Mit der ersten Reform des EnWG im Jahr 1998 und der durch die EU vorgegebene Strommarktliberalisierung und der Einführung des EEG im Jahr 2000 beginnt das Zeitalter grundlegenden Systemtransformation mit dem Ziel der klimaneutralen Energieversorgung. Die vorpolitische Ära beginnt durch die Entdeckung des elektrodynamischen Prinzips und weiteren elektrotechnischen Fortschritt und den ersten Generatoren, die von Werner von Siemens ab dem Jahr 1866 zur Serienreife gebracht wurden. Diese konnten die in der ersten industriellen Revolution erfundene Dampfmaschine erstmals zur Stromversorgung nutzen. In Deutschland wurde im Jahr 1884 das erste Elektrizitätsunternehmen gegründet, welches in einem lokalen Berliner Inselnetz nahegelegene Abnehmer mit Elektrizität versorgte. Zum ersten Mal wurden Konzessionen zur Nutzung öffentlicher Wege vergeben, die in den folgenden Jahrzehnten zum Politikum werden sollten.

In den folgenden Jahren wurden weitere Kraftwerke mit dazugehörigen Inselnetzen errichtet und Strom über größere Entfernungen transportiert. Mit dem steigenden Grad an Elektrifizierung stieg auch die Ungleichheit im Lastprofil zwischen Tag und Nacht, welche durch Akkumulatoren nicht mehr genügend

begrenzt werden konnten. Versorgungssicherheit wurde ein wichtigeres Thema, welches durch die Möglichkeit zur Stromübertragung über große Distanzen und die Vernetzung einzelner Inselnetzwerke gewährleistet werden sollte. Einen Meilenstein stellt hierbei das Laufwasserkraftwerk Rheinfelden dar, welches 1898 gebaut und erstmals in großtechnischem Maßstab Drehstromtechnik in einer Frequenz von 50 Hz nutzte, den heutigen Standard. Gleichzeitig sollte Rheinfelden die Keimzelle des europäischen Verbundnetzes werden. Nach der erfolgreichen Einführung der Dreh- und Wechselstromtechnik wurden Kraftwerke außerhalb städtischer Ballungsgebiete gebaut oder an Standorten, an denen die notwendige Primärenergie besonders günstig zur Verfügung stand.

Die Elektrifizierung wurde zunächst hauptsächlich durch Privatunternehmen vorangetrieben, aber auch „Electricitätsämter“ bauten erste Kraftwerke und schlossen sich in der PreussenElektra zusammen. In diesem Unternehmen fasste der preußische Staat seine Beteiligungen zusammen.

Die hohen Kosten der Elektrifizierung führte zur Gründung großer Energieversorgungsunternehmen und zur Monopolisierung. Zugleich stieg die wirtschaftliche und gesellschaftliche Bedeutung der Elektrizität, so dass mit dem ersten Energiewirtschaftsgesetz von 1935 die nächste Ära der Energiewirtschaft begann. Das erste EnWG war ein technisches Gesetz, festigte die bestehenden Strukturen und hatte zum Ziel, Strom durch Ressourcenbündelung zu verbilligen, führte aber auch zur Abhängigkeit der Kunden von den Energieversorgungsunternehmen ihrer Region.

Das Energiewirtschaftsgesetz bestand bis 1998, als es zum ersten Mal geändert wurde. Durch die von der EU maßgeblich vorangetriebene Liberalisierung und das durch die rot-grüne Bundesregierung verabschiedete Erneuerbare-Energien-Gesetz wurde eine Zäsur eingeleitet, die das Energiesystem maßgeblich mit dem Ziel hin zu einer klimaneutralen Stromerzeugung verändern sollte.

Dieses Kapitel soll die Geschichte der Energiepolitik herausarbeiten und ihre Bedeutung für das aktuelle Energiesystems darstellen.

2.1 Der Aufstieg der Elektrizitätswirtschaft

Die Energiewirtschaft, wie wir sie heute kennen, hat ihren Ausgangspunkt im Aufstieg der Elektrizitätswirtschaft und der Elektrotechnik, den bedeutenden Leitsektoren der „Zweiten Industriellen Revolution“ gegen Ende des 19. Jahrhunderts [154]. Es mussten zunächst einige elektrotechnische Entwicklungen stattfinden, damit um die Elektrizität eine „Wirtschaft“ entstehen konnte. Ein wichtiger Meilenstein ist die Entdeckung des elektrodynamischen Prinzips⁴ durch Werner Siemens, welchem durch die Glühlampe eine praktische Relevanz für den Alltag zukam. In dem immer mehr öffentliche Einrichtungen ab dem Jahr 1868 durch elektrisches Licht beleuchtet wurden, stieg die Bedeutung der Elektrizität. Diese wurde bis 1881 in Einzelanlagen durch den Konsumenten direkt erzeugt. Das erste öffentliche Elektrizitätswerke wurde 1882 in Stuttgart gebaut, das erste Blockkraftwerk 1884 in Berlin durch die Fa. AEG. Der Wirkradius der ersten Elektrizitätswerke war aufgrund der Gleichstrom-Übertragung auf wenige hundert Meter beschränkt, so dass sich die Verwendung von Elektrizität nicht nur auf die Beleuchtung, sondern auch auf größere Städte beschränkte sowie auf spezielle Bedürfnissen kleiner Minderheiten beschränkt war. Erst als im Jahr 1891 im Rahmen der „Internationale Elektrotechnische Ausstellung“ in Frankfurt am Main die Übertragung von Wasserkraftstrom über eine Distanz von 175 km durch Dreiphasen-Wechselstrom demonstriert wurde, begann nicht nur der Siegeszug des Wechselstroms über Gleichstrom, sondern auch der Elektrizitätswirtschaft. Durch die höhere Spannung musste Strom nicht mehr in unmittelbarer Nähe des Verbrauchs erzeugt werden, sondern konnten aus entfernten Kohle- oder Wasserkraftwerken in die Verbrauchszentren geleitet werden [173, vgl. S. 27].

Begünstigend für die entstehenden Kraftwerksstrukturen, war der steigende Elektrizitätsbedarf durch technische Entwicklungen wie dem Elektromotor und seinem Einsatz in Fabriken, sowie Straßenbahnen. Mit der Entdeckung des Elektrolyse-Verfahrens, in welchem durch Strom verflüssigtes Aluminiumoxid in Aluminium und Sauerstoff zerlegt werden konnte, wurden weitere Großabnehmer für Elektrizität gefunden. Weitere stromintensive Chemieunternehmen

⁴ Ein sich zeitlich ändernder magnetischer Fluss, der eine Leiterschleife durchdringt, induziert in dieser einen elektrischen Strom. Umgekehrt entsteht ein magnetisches Feld, wenn ein elektrischer Strom durch einen Leiter fließt.

siedelten sich bevorzugt in der Nähe von Wasserkraftwerken an, wie z.B. am Hochrhein mit dem 1898 in Betrieb genommenen Kraftwerk Rheinfelden [173].

Es entwickelte sich eine enge Verbindung zwischen der Elektrizitätswirtschaft und elektrotechnischer Industrie. Letztere waren selbst am Bau von Kraftwerken interessiert, gründeten mit Hilfe des Bankenkapitals Finanzierungs- und Betriebsgesellschaften und stimulierten den sich neu entwickelten Elektrizitätsmarkt. Dadurch konnte in den Jahren 1895 bis 1900 ein Anstieg börsennotierten Elektrizitätsgesellschaften von 32 auf 131 verzeichnet werden [154].

Um die Jahrhundertwende war die Elektrizität zum Synonym für die Zweite Industrielle Revolution geworden und schien nicht nur dazu geeignet, den Energiehunger der sich entwickelten Industriegesellschaft zu stillen, sondern auch den Wohlstand der Menschen zu mehren und ihnen zu einer höheren Stufe des Daseins zu verhelfen [154, vgl. S. 46]. Das erkannten nicht nur die Vertreter der bürgerlichen Gesellschaft, die von einer unerschöpflichen Energiequelle träumte, welche der Entwicklung der Kultur hin zu einem würdigeren Zustand der Menschheit verhelfen würde. Gleichzeitig sollte durch Übertragung gewährleistet werden, dass die sonst nur den großen Investoren und Fabriken verfügbare Elektrizität auch im ländlichen Raum ankommen und dort den Niedergang des Mittelstandes vermeiden und diese vor einer Proletarisierung schützen sollte. Auch die Vertreter des Sozialismus erkannten die Bedeutung der Elektrizität, wenngleich ihre Bedeutung anders aufgefasst wurde: Elektrizität sollte die bürgerliche Gesellschaft überwinden, sowie der Weltrevolution und dem Sozialismus helfen. Elektrizität besaß das Potential, menschliche Arbeitskraft zu ersetzen und durch Erschließung zurückgebliebener, meist ländlicher Regionen, diese an der Industriensiedlung teilhaben zu lassen und unerwünschten Gefälle in wirtschaftlicher und sozialer Entwicklung vorzubeugen. Nicht nur unterentwickelte Regionen, sondern auch die Konkurrenzfähigkeit der Volkswirtschaft und damit der Wohlstand der Nation sollte durch Elektrizität gesteigert werden [154, vgl. S. 47-48]. Spätestens als der Grundkonsens über die Bedeutung der Elektrizität im politischen Spektrum erkannt war, wurde auch die gesellschaftlich-soziale Bedeutung der Elektrizität als Ungleichheiten beseitigendes Element erkannt. Somit war absehbar, dass die Elektrizität auch eine starke volkswirtschaftliche Bedeutung bekommen sollte. Dafür war es notwendig, elektrische Arbeit flächendeckend und preiswert bereitzustellen. Der Faktor Wirtschaftlichkeit sollte die ersten Jahrzehnte der Elektrizitätspolitik das Hauptziel bleiben. Um dieses zu erreichen, entwickelte sich die

Elektrizitätswirtschaftslehre, die das Konzept der „Großkrafterzeugung“ ersann. Durch den Einsatz verschiedener Primärenergieträger und die Verwendung unterschiedlicher Kraftwerkstypen als Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke sollte die Lastkurve abgedeckt werden. Die erzeugte Elektrizität wurde durch Hochspannung über weite Strecken übertragen und in der Fläche verteilt werden. Das Konzept der „Großkrafterzeugung“ blieb als Dogma über ein Jahrhundert bestehen. Laut *Stier* setzte sich die „zentralisierte elektrische Großkraftwirtschaft gegen eine integrierte Strom- und Wärmewirtschaft in dezentralen Anlagen“ deshalb durch, weil „Volkswirtschaftslehre und Technikwissenschaft wie auch die Politik in den ersten Jahrzehnten der Elektrifizierung“ auf die reine Stromerzeugung fixiert waren und höhere Brennstoffausnutzungsgrade durch Kraft-Wärme-Kopplung ebensowenig eine Rolle spielten, wie ökologische Aspekte [154, S. 55].

An dieser Stelle sei angemerkt, dass die Unternehmen in den Anfangsjahren der Elektrizitätswirtschaft noch keiner Regulierung unterlagen und sich primär betriebswirtschaftlich optimierten. Energiepolitische Ziele sollten erst mit dem ersten Energiewirtschaftsgesetz von 1935 formuliert und weitere Ziele – wie Umweltverträglichkeit, Preisgünstigkeit und Versorgungssicherheit (siehe Abbildung 2.1) – erst im Verlaufe energiepolitischer Entwicklungen kommender Jahrzehnte formuliert werden.

Ein gutes Beispiel für besagte betriebswirtschaftliche Optimierung ist das „Rheinisch-Westfälische Elektrizitätswerk“ (RWE), welchem es gelang, durch radikale Preissenkung nicht nur den Stromverbrauch anzukurbeln, sondern auch die Anlagen besser auszulasten und somit deren Wirtschaftlichkeit zu verbessern. Durch diese Strategie war es dem RWE möglich, kleinere Elektrizitätswerke zu übernehmen und durch Beteiligungen sein Einflussgebiet ständig zu vergrößern. Das Unternehmen galt schnell als Ort großer wirtschaftlicher und politischer Macht, so dass Widerstand von Politik und Öffentlichkeit gegenüber der marktbeherrschenden Stellung entstand. Durch die Übernahme von Anteilen durch Gemeinden und Kreise konnte nicht nur deren Widerstand, sondern auch der Widerstand der staatlichen preußischen Ministerialverwaltung gegen die Dominanz des RWE im Bereich der Elektrizitätswirtschaft vorerst abgeschwächt werden. Der Fall RWE zeigte, dass die positiven gesamtwirtschaftlichen Folgen durch niedrige Strompreise nicht losgelöst von den damit verbundenen politischen Risiken eines sich bildenden Monopols betrachtet werden können. So begann in den Jahren 1907/08 eine politische Grundsatzdiskussion über die Regulierung

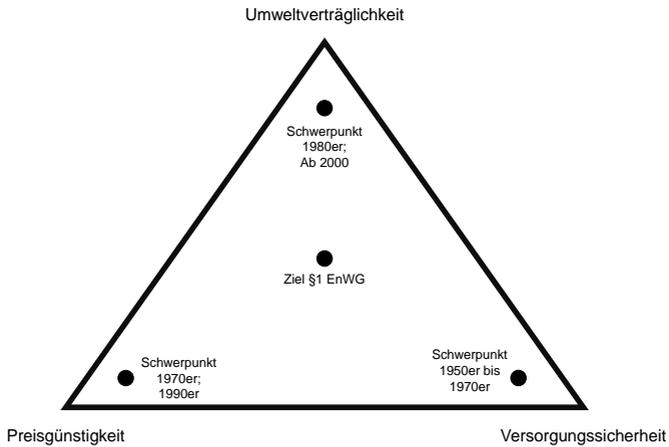


Abbildung 2.1: Energiepolitisches Zieldreieck mit Schwerpunkten im Zeitverlauf, eigene Darstellung nach [149, S. 13]

des Elektrizitätssektors [154, S.56f]. Die Herausforderung für die staatliche Verwaltung bestand darin, das gewachsene Nebeneinander, nur geringfügig ausgelasteter Kraftwerke privater Unternehmen mit einem begrenzten Versorgungsgebiet zu vereinheitlichen und nach technischen und wirtschaftlichen Wirkungsgraden hinsichtlich des Gemeinwohls zu optimieren [154, S. 60f.].

2.2 Energiepolitische Konzepte, Regulierung und Energiepolitik

Die Elektrizitätswirtschaft besaß die immanente Eigenschaft, Netze zu bilden und damit auf die Benutzung öffentlicher Wege und Flüssen zur Stromerzeugung, sowie das Überqueren von Straßen, Flüssen und Bahnlinien angewiesen zu sein. Die Erlaubnis diese zu Nutzen war den Kommunen vorbehalten, die durch die Verleihung von Konzessionen die Rechte mit Auflagen verbinden und somit die öffentlichen Interessen bei Verteilung und Preisgestaltung durchsetzen konnten. Das Wasser- und Wegerecht stellten somit die ersten Instrumente dar, mit denen die neue Elektrizitätswirtschaft beeinflusst werden konnte, von staatlicher Regulierung konnte man allerdings noch nicht sprechen [154, S. 59].

Die ersten elektrizitätspolitischen Überlegungen der Ökonomen begann im Jahr 1908 mit der Frage, wie die neue Technologie am besten zu regulieren sei. Als höchste politische Instanz schien das Reich am besten geeignet, die Interessen der Volkswirtschaft zu vertreten, die Elektrizitätswirtschaft rationalisierend in die Hand zu nehmen und somit auch den Reichsetat aufzubessern [154, S. 355f.]. Der erste Versuch, durch eine Elektrizitätssteuer fiskalischen Zugriff auf die Elektrizitätswirtschaft zu erlangen, scheiterte am Widerstand der Branche. Anschließend wurde das Staatsmonopol-Konzept erdacht, durch radikale Rationalisierung der Elektrizitätswirtschaft durch das Reich ausreichend Erträge zu erwirtschaften, welche wiederum durch das Reich eingesammelt werden konnten. Die Bemühungen, ein Reichs-Elektrizitätsmonopol zu schaffen und fiskalisch von der Elektrizitätswirtschaft zu profitieren sollten bis 1914 andauern und letztendlich scheitern [154, S. 359-365]. Die wirtschaftliche Bedeutung der Elektrizitätswirtschaft wurde dem Reich durch den beginnenden ersten Weltkrieg nochmals verdeutlicht. Unabhängig von dessen Ausgang würde der Wiederaufbau eine effiziente Nutzung der Ressourcen bedingen und dem Reich durch die zunehmende Unterstellung von Unternehmen im Dienste staatlicher Zwecke Zugriff sichern. Das im Jahr 1914 erlassene 'Ermächtigungsgesetz' erlaubte es, der im Jahr 1917 gegründeten „Sektion Elektrizität“, dem im Herbst 1916 gegründeten „Kriegsamt“ untergeordnet, weitreichende Weisungsbefugnisse und Befugnisse zur Zwangsbewirtschaftung zuzuweisen. Das Zeitalter des ökonomischen Liberalismus war dem kriegsbedingten „Staatssozialismus“ gewichen. Neben den polarisierenden Konzepten der Sozialisierung und der privatwirtschaftlichen Ordnung entstand gegen Ende 1918 die Idee der

„Gemeinwirtschaft“, welche auf die von Produzenten, Arbeitern und Konsumenten einvernehmlich ausgeübte Kontrolle von Erzeugung und Verbrauch abzielte. Durch öffentliche Lenkung sollten private Unternehmen in den Dienst der Allgemeinheit gestellt werden. Das gemeinwirtschaftliche Konzept sollte Eingang in den ersten Vorschlag für ein „Reichs-Elektrizitätsgesetz“ finden, welches vorsah, das Reichsgebiet in Versorgungsbezirke einzuteilen, Neuanlagen und Erweiterungen der Konzessionierung des neu zu gründenden „Reichs-Elektrizitätsausschusses“ und der „Landes-Elektrizitätsausschüsse“ zu stellen. Das Gesetz sollte den Rahmen gemeinwirtschaftlicher Elektrizitätswirtschaft bilden. Es wurde im März 1919 von der Nationalversammlung verabschiedet, allerdings in Prinzipienstreitigkeiten aufgegeben und durch einen im Nachgang der Unterzeichnung des Versailler Friedensvertrags umgebildeten Regierung nicht praktisch angewendet. Stattdessen sollte im Sommer des selben Jahres eine Überführung der Elektrizitätswirtschaft in Reichsbesitz verfolgt werden. Dagegen wehrten sich jedoch die Länder, die ihre bisherigen Aufbauleistungen bedroht sahen, erfolgreich. Ein Sozialisierungsgesetz wurde durch den Staatenausschuss derart verwässert, dass sie sich de jure zwar dem zentralisierenden Zeitgeist fügten, de facto jedoch eine Einmischung des Reichs in die Elektrizitätswirtschaft der Länder nur per Zustimmung möglich war und sich am Status quo nicht grundsätzlich etwas änderte. Gegen Ende des Jahres 1919 war in Deutschland erstmals ein spezielles Elektrizitätsgesetz zustande gekommen, so dass der Staat neben dem Wasser- und Wegerecht nun auch direkten Zugriff auf die Elektrizitätswirtschaft hatte, den Ländern aber großes Mitspracherecht einräumte. Das Gesetz sollte dem Zweck der besseren Versorgung der Reichsgebiete dienen, ganz Deutschland in Versorgungsgebiete einteilen und jedem Bezirk eine Monopol-Gesellschaft für Erzeugung und Übertragung unter Führung des Reichs zu errichten. Die Einteilung der Bezirke nach wirtschaftlicher Reichweite der Verbundnetze und der Ausrichtung am gesamtwirtschaftlichen Optimum der Stromübertragung war das Ziel, sollte aber mit den Interessen bestehender Gesellschaften in ihren Landes- bzw. kommunalen Grenzen konfliktieren und ein Hebel dieser werden, eine Neuordnung zu verhindern [154, vgl. S.366-405].

Nicht nur das im Sozialisierungsgesetz festgeschriebene Mitspracherecht der Länder hatte die Zielerreichung des Gesetzes verhindert, sondern auch der Politikwechsel nach den Reichstagswahlen im Juni 1920. Der neue Minister machte von seinen Rechten keinen Gebrauch, glaubte an die Schädlichkeit jeglicher Intervention und gewährte ein freies Spiel der Marktkräfte, welche

bestehende Unternehmen und ländereigene Elektrizitätswirtschaften stärkte [154, vgl. S.409-413].

Das Reich war nach dem Krieg durch Übernahme von Kraftwerken und Infrastruktur, neben den kommunalen und ländereigenen Unternehmen, selber zu einem bedeutenden Akteur in der Energiewirtschaft geworden. Es fehlte eine unparteiischen Instanz, die über die gesamte Stromversorgung wachen und lediglich nach volkswirtschaftlichen Zwecken objektiv die Interessen der Allgemeinheit vertrat. Bis zum Ende der Weimarer Republik im Jahr 1933 sollte keine Lösung mehr gefunden werden [154, vgl. S.434].

Erst die Nationalsozialisten sollten per Handstreich das vollziehen, was die demokratischen Regierungen in mehreren Jahrzehnten zuvor nicht geschafft hatten: Die Elektrizitätswirtschaft umfassend regulieren. Dabei wurden keine eigenen Ideen verwirklicht, sondern bestehende Pläne und Ideen der Weimarer Republik der 1920er Jahre verwendet. Der originäre Beitrag des nationalsozialistischen Systems war das Ausschalten politischer Widerstände und die freiwillige Unterordnung der Industrie unter das Diktat der Partei und des 'Führerwillen'. Die Elektrizitätswirtschaft basierte im Jahr 1933 auf dem Staat hörigen Privateigentum, der Gleichschaltung der Verbände, der Zerstörung des Föderalismus und der Entmachtung der Kommunen und ihrer Betriebe. So entledigten sich die Nationalsozialisten den bisherigen Beharrungskräften in Ökonomie und Politik. Durch ein zuvor erlassenes wirtschaftspolitisches Ermächtigungsgesetz erlangte man per Verordnung im Jahr 1934 die Kontrolle über den Elektrizitätssektor. Mit dem im Jahr 1935 verabschiedeten Energiewirtschaftsgesetz war erstmals seit 1919 die lange geforderte und umfassende staatliche Regulierung des Sektors durchgesetzt und wurde, anders als seinerzeit, auch angewandt. Anders als beim Sozialisierungsgesetz war keine Verstaatlichung großer Kraftwerke und Übertragungsleitungen vorgesehen. Stattdessen sollten Entwicklungsziele vorgegeben und kontrollierend, korrigierend und gegebenenfalls sanktionierend gesteuert werden. Die Strukturen hatten sich seit den Anfängen der Elektrifizierung in Deutschland gebildet und gefestigt, spätestens jedoch in den 1920er Jahren über die Eigenwirtschaft der Kommunen und Länder sowie den Ausbauvorhaben der Landesversorger. Auch die Monopole und Kartelle waren zum Zeitpunkt des Energiewirtschaftsgesetzes im Jahr 1935 schon etabliert, das Gesetz stellte nunmehr den legislativen Rahmen gewachsener Strukturen dar. An diesem sollte sich bis zum Jahr 1998 nichts ändern [154, vgl. S. 443-457].

2.3 Energiepolitische Ziele und Entwicklungen von 1935 - 2021

In der Präambel des Energiewirtschaftsgesetzes [18] waren Ziele formuliert, die die Energiepolitik für die nächsten Jahrzehnte prägen sollten. Eine preisgünstige und sichere Energieversorgung sollte dem Gemeinwohl dienen. Die Nationalsozialisten wollten durch Rationalisierung die Versorgung verbessern und die knappen Ressourcen auch im Sinne der Aufrüstung besser ausnutzen [154, vgl. S. 459; 480; 485]. Die Elektrizitätswirtschaftlichen Strukturen waren so verfestigt, dass sie auch in der Nachkriegszeit nicht grundsätzlich in Frage gestellt wurden. Ebenso wenig wie das Ziel, die sehr knappen Ressourcen effizient für den Wiederaufbau der deutschen Infrastruktur zu verwenden. Für die Energiepolitik von Bedeutung war auch das Grundgesetz, welches im Jahr 1949 verabschiedet wurde. Demnach unterlagen die Regelungen zur Energiewirtschaft nach Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 des Grundgesetzes der konkurrierenden Gesetzgebung. Dieses räumte den Ländern die Befugnis ein, eigene energiewirtschaftliche Gesetze zu erlassen, sofern der Bund von seiner Gesetzgebungskompetenz keinen Gebrauch macht [24]. Zwar war der Bund durch seinen energiepolitischen Vorrang der wichtigste energiepolitische Akteur und konnte mit Förderprogrammen, Anreizsystemen und Gesetzen die wesentlichen Grundlagen schaffen, allerdings besaßen die Länder durch die Befugnis, eigene Energie- und Klimaprogramme zu erlassen die Möglichkeit, die Ziele der Bundesregierung zu beschleunigen oder zu verlangsamen. Darüber hinaus oblag ihnen die Entscheidungsbefugnis für den Ausbau von Netzen und der Ausweisung von Flächen. Als weitere Instanz traten die Kommunen auf, die sowohl auf Stadtwerke, als auch auf Flächennutzungs- und Bauleitpläne Einfluss nehmen und somit ebenfalls zu den energiepolitisch wichtigen Akteuren zählen [108, vgl. S. 32-33].

Nachfolgend werden die wesentlichen energiepolitischen Aspekte der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2021 dargestellt. Auf die Entwicklungen der Deutschen Demokratischen Republik wird nicht eingegangen.

2.3.1 Energiepolitik in den CDU-geführten Regierungen 1949-1966

Energiepolitik spielte in der neugebildeten Regierung zunächst eine untergeordnete Rolle und fokussierte sich hauptsächlich auf die Bereitstellung preisgünstiger Energie für Wiederaufbauzwecke nach dem zweiten Weltkrieg. Kohle stand nach dem Krieg als einziger Energieträger zur Verfügung, ihre Verfügbarkeit und Souveränität in der Bewirtschaftung war jedoch aufgrund alliierter Restriktionen eingeschränkt. Um den Mangel an Kapital im Kohlesektor zu beheben, erließ die Bundesregierung im Jahr 1952 das Investitionshilfegesetz und ließ dem Sektor Finanzmittel zukommen. Als der Sektor durch Preisabsprachen einen höheren Preis für Kohle durchsetzen wollte, setzte die Bundesregierung durch intensive Förderung gezielt Öl als Konkurrenzenergieträger ein. Dies gelang so gut, dass die Konkurrenzfähigkeit deutscher Steinkohle weiter geschwächt wurde. Um den Kohlesektor zu stützen und die Wählergunst zu erhalten, wurde ein Importverbot für Kohle eingeführt. Der nationale Markt wurde abgeschottet und die Mineralölsteuer wieder eingeführt. Die Maßnahmen brachten nur eine temporäre Verbesserung. Die Bundesregierung war über die fehlende Wirtschaftlichkeit der Kohle besorgt und debattierte über die Probleme, die mit dem Vordringen des Öls in Wärme- und Elektrizitätssektor einher ging. Der Bedeutung des Kohlesektors für die Wählergunst bewusst, war die Bundesregierung bereit, dem Kohlesektor zu helfen, jedoch nicht mehr vorbehaltlos. Unter der Voraussetzung von Rationalisierungsmaßnahmen wurde im Jahr 1965 das „Gesetz zur Änderung des Gesetzes zur Förderung der Rationalisierung im Steinkohlebergbau“ verabschiedet, welches eine Verstromungsgarantie für Kohlebestände einführte und Nutzung deutscher Steinkohle in der Energiewirtschaft sicherstellte.

Im Januar 1960 wurde das erste Atomgesetz verabschiedet. Die Energieversorgungsunternehmen waren der Technologie gegenüber skeptisch, so dass die Bundesregierung durch Finanzmittel Anreize zu schaffen versuchte. Schon im Jahr 1958 ging das erste Atomkraftwerk Deutschlands in Betrieb. Dass der finanzielle Impuls erfolgreich war, zeigt der Projektbeginn des Atomkraftwerks Biblis, welches 1975 in Betrieb ging und seinerzeit das größte Atomkraftwerk der Welt war [108, vgl. S. 65-105].

2.3.2 Energiepolitik der Großen Koalition 1966 - 1969

Auch die den CDU-geführten Regierungen folgende große Koalition hatte ihr Hauptaugenmerk auf die preisgünstige Versorgung mit Elektrizität bzw. Energie. Mit dem „Gesetz zur Sicherung des Steinkohleeinsatzes in der Elektrizitätswirtschaft“ wurde beschlossen, dass der Anteil der Steinkohle an der Elektrizitätsversorgung 50 % betragen sollte. Das Gesetz diente der Absatzsicherung heimischer Steinkohle. Begleitet wurde das Gesetz von Importzöllen und Einfuhrbeschränkungen günstigerer US-Kohle. Mit dem „Gesetz zur Gesundung des Bergbaus“ sollten Rationalisierungsmaßnahmen umgesetzt und die Kapazitäten auf die Markterfordernisse zurückgeführt werden. Zur weiteren Konsolidierung wurde auf Initiative des Wirtschaftsministeriums die Ruhrkohle AG (RAG) gegründet, in welcher Bergbauunternehmen zusammengefasst werden sollten. Kernelemente dieser Konsolidierung in die RAG waren der Kraftwerks- und Hüttenvertrag. Der Hüttenvertrag regelte die Steinkohlelieferungen an die Aktionäre, welche mit diesen ihre Wettbewerbsfähigkeit sicher stellten. Der Kraftwerksvertrag regelte die Kohlelieferung an die Steinkohlekraftwerke, welche diese auf 20 Jahre festlegten. Die Gesellschaften wälzten somit ihre unternehmerischen Risiken auf die RAG ab, welche der Staat - in ihrer Kalkulation - nicht im Stich lassen würde.

Wie schon in den Regierungen zuvor beschleunigte die Bundesregierung durch Finanzmittel die Atomindustrie. Ziel war es, die Rückstände gegenüber der internationalen kernphysikalischen Gemeinschaft aufzuholen, dem Sektor in welchem Deutschland vor dem Krieg einst führend war und die gesamtwirtschaftliche Verbilligung von Energie. Während es zuvor die Forschung war die gefördert wurde, war es in dieser Regierung der kommerzielle Einstieg der Energieversorgungsunternehmen in die Kernenergienutzung. Die staatliche Starthilfe war notwendig, da die Energieversorgungsunternehmen nach wie vor wenig gewillt waren, freiwillig in die Technologie einzusteigen.

Auch in der Mineralölpolitik machte sich das Bestreben der Bundesregierung, die Energiepreise zu senken, bemerkbar. Mit der Gründung der „Deutsche Mineralölversorgungsgesellschaft mbH DEMINEX“ versuchte man, deutsche Erdöl-Explorationsvorhaben zu konzentrieren [108, vgl. S. 107-125].

2.3.3 Energieprogramme und -politik der sozialliberalen Koalitionen 1969 - 1982

In der Regierungserklärung von Januar 1973 wurde ein energiepolitisches Programm angekündigt, welches im September 1973 vorgelegt wurde. Es war nicht nur das erste energiepolitische Programm einer Bundesregierung und stellte ein Novum dar, es zeichnete sich auch ein Umdenken in der Ausrichtung der energiepolitischen Ziele weg vom Fokus auf Preisgünstigkeit hin zum Fokus auf Versorgungssicherheit. Im Energieprogramm verweist die Bundesregierung auf die dominierende Stellung des Mineralöls, welches im Jahr 1957 noch einen Anteil von 11 % hatte und im Jahr 1972 schon 55 % des deutschen Primärenergieverbrauchs ausmachte. Im selben Zeitraum sank der Anteil der Steinkohle von 70 % auf 24 %. Während die Steinkohle aus heimischen Quellen stammte, stieg mit dem Anteil des Mineralöls am Primärenergieverbrauch auch die außenpolitische Abhängigkeit der deutschen Energieversorgung. Dementsprechend wurde als Grundziel der Energiepolitik der Bundesregierung die mittel- bis langfristige Versorgungssicherheit angegeben. Die Preisgünstigkeit rückte in den Hintergrund. Erstmals Erwähnung findet der Umweltschutz, der in der zukünftigen Energieversorgung berücksichtigt werden soll.

Um das Grundziel zu erreichen, plante die Bundesregierung die Verminderung der Risiken im Mineralölbereich und deren Sicherung. Die Risiken sollten u.A. durch die Energieträger Erdgas, Braunkohle und Kernenergie minimiert werden. Eine besondere Bedeutung fiel der Steinkohle zu, deren Position als Energieträger gefestigt werden sollte [48, vgl. S. 2-6].

Die erste Ölkrise machte eine Aktualisierung des erst ein Jahr alten Energieprogramms notwendig, welches im Herbst 1974 vorgelegt wurde. Mit den Produktionskürzungen arabischer Förderländer im Oktober und November 1973 stiegen die Ausgaben der Bundesrepublik für Ölimporte um das 2,5-fache. Die deutsche Energieversorgung war zu 57 % angewiesen auf Importe, ihre außenpolitische Abhängigkeit offensichtlich. In der weiteren Beschreibung der energiewirtschaftlichen Struktur der Bundesrepublik wird auf die bedeutenden heimischen Vorkommen an Braun- und Steinkohle, den sehr geringen Anteil der Kernenergie am Primärenergieverbrauch (1 %) und die 50 %ige Deckung des Erdgasangebots durch einheimische Quellen eingegangen hingewiesen.

Während die Grundziele aus dem vorherigen Energieprogramm übernommen wurden, stieg die Bedeutung der Versorgungssicherheit in der ersten Fortschreibung des Energieprogramms: Die Mineralölversorgung sollte gesichert werden, bei gleichzeitiger Verringerung ihres Anteils an der Energieversorgung; Die Nutzung von Kernenergie, Erdgas und Braunkohle sollte beschleunigt werden; Die Steinkohle sollte gestärkt werden; Energie sollte effizienter genutzt werden [57, vgl. S. 2-6].

Auch in der zweiten Fortschreibung des Energieprogramms, welche Ende 1977 vorgelegt wurde, bleibt die Versorgungssicherheit das Hauptziel der Energiepolitik der Bundesregierung. Hierfür sollte der Zuwachs des Energiebedarfs durch Effizienz verringert, das Angebot der Nachfrage diversifiziert und der Mineralölanteil an der Energieversorgung weiter reduziert werden. Da die deutsche Braun- und Steinkohle in ausreichenden Mengen aus heimischen Quellen verfügbar war, sollten sie vorrangig eingesetzt werden. Gleichzeitig sollte die Kernenergie ausgebaut werden [54, vgl. S. 1-2].

Die zweite Ölkrise im Jahr 1979 bestärkte die Bundesregierung in ihrem Vorhaben, die Dominanz des Mineralöls in der Primärenergieversorgung zurückzudrängen. Dies wird weiterhin als grundsätzliches Ziel in dem Ende 1981 vorgelegten Energieprogramm angegeben. Erneut findet die Umweltverträglichkeit der Energieversorgung ihren Weg in ein Energieprogramm in dem die Bundesregierung konstatiert, dass jede Energieform ihr spezifisches Risiko für die soziale Ordnung und die Gesellschaft hat, welche es abzuwägen gilt. Wurde der effiziente Einsatz fossiler Energieträger oftmals als Hauptmaßnahme zum Umweltschutz deklariert, wird in der dritten Fortschreibung das Bundes-Immissionsschutzgesetz und das Wasserhaushaltsgesetz erwähnt, welche schädliche Emissionen begrenzen und Gewässer entlasten sollen. Insbesondere die Ankündigung der technischen Anleitung zur Reinhaltung der Luft stellte einen Meilenstein dar. Sie stellte einen ersten energiewirtschaftlichen Eingriff zugunsten der Umwelt dar und verpflichtete die Betreiber von Kraftwerken und Industrieanlagen dazu, Emissionsgrenzwerte für Luftschadstoffe einzuhalten.

An den Schwerpunkten der Energiepolitik änderte sich nichts. Nach wie vor sollte Energie sparsam und effizient verwendet und Versorgungssicherheit gewährleistet werden. Der Anteil des Mineralöls sollte durch Diversifizierung der verwendeten Energieträger und Nutzung heimischer Kohle weiter verringert werden [54, vgl. S. 8-10].

Mit dem dritten Verstromungsgesetz, bzw. dem „Gesetz zur weiteren Sicherung des Einsatzes von Gemeinschaftskohle in der Elektrizitätswirtschaft“ wurde eine Ausgleichsabgabe für die Differenz zwischen der teureren deutschen Steinkohle und dem seinerzeit günstigeren Mineralöl eingeführt. Der Stromverbraucher subventionierte mit dem „Kohlepfennig“ den Kohlesektor. Nicht nur aus Gründen der Versorgungssicherheit wurde heimische Kohle subventioniert, sondern auch aus sozial- und strukturpolitischen Gründen. Die heimische Kohle hätte durch günstigere US-Kohle substituiert werden können. Mit dem „Jahrhundertvertrag“ wurde 1980 ein Vertrag zur Verstromung heimischer Steinkohle beschlossen, der den Absatz der teureren heimischen Kohle sicherte und die Mehrkosten auf den Verbraucher wälzte. Die Bundesregierung betonte die Bedeutung der Kohleverstromung für die nationale Versorgungssicherheit und instrumentalisierte diese zur Rechtfertigung staatlicher Subventionierung, welche von den Verbrauchern finanziert wurden [50]. Der Vertrag hatte bis 1995 Bestand. Die Subventionierung heimischer Steinkohle wurde in Folgeverträgen bis zum Ende des Jahres 2018 fortgeführt.

Durch die Anti-Atomkraft-Bewegung der 1970er Jahre um den Bau weiterer Kernkraftwerke hielt eine kritische Haltung gegenüber der Technologie Einzug, welche durch die partielle Kernschmelze in Three-Mile-Island (USA) im Jahr 1979 weitere Zustimmung bekam. So wurden die konkreten Kernenergie-Ausbauziele des Energieprogramms (45 GW) in den Fortschreibungen nicht mehr erwähnt und anstelle den Mineralölanteil am Primärenergieverbrauch zugunsten der Kernenergie zu reduzieren verstärkt auf die heimischen Energieträger Braun- und Steinkohle gesetzt.

Von der Diversifizierung der Energiequellen profitierte auch das Erdgas, welches anders als die Kernenergie oder die Steinkohle seinerzeit nicht auf gesellschaftliche Ablehnung stieß und nicht im Fokus verursachter Umweltverschmutzungen stand. Während der sozialliberalen Koalition wurden die Lieferungen von Erdgas aus der Sowjetunion erhöht.

Im Nachgang der zweiten Fortschreibung des Energieprogramms wurde ein Anreizsystem durch einen Investitionszuschuss von 25 % auf den Einbau von Sonnenkollektoren und Wärmepumpen verankert. Gleichzeitig sollte in Forschungsprogrammen weiter an regenerativen Primärenergiequellen wie Sonne, Wind, Erdwärme, sowie Wasserkraft und Meeresenergie geforscht und diesen zur Marktreife verholfen werden. Die Umweltbelastungen durch die

Emission von Schadstoffen aus fossilen Energiequellen fanden Eingang in die leitenden Forschungsfragen [108, vgl. S. 127-160].

2.3.4 Energiepolitik der schwarz-gelben Bundesregierung 1982 - 1998

Auch in den schwarz-gelben Bundesregierungen der Jahre 1982 - 1998 spielte die heimische Steinkohle eine bedeutende Rolle. Es setzte in den 1980er Jahren eine Stilllegungswelle zahlreicher Zechen ein, in Folge dessen eine Kommission gegründet wurde, die Richtlinien für die zukünftige Sicherung der Steinkohle erarbeiten sollte. Die Kommission forderte weitere Rationalisierungs- und Stilllegungsmaßnahmen und verwies auf die grundsätzliche Bedeutung des deutschen Bergbaus für die nationale Versorgungssicherheit. Als im Jahr 1995 der Jahrhundertvertrag auslief und das ursprünglich geplante vierte Verstromungsgesetz als verfassungswidrig beurteilt wurde, wurde es durch das fünfte Verstromungsgesetz ersetzt. Dieses subventionierte den Steinkohlektor aus dem Bundeshaushalt ohne Gegenfinanzierung und hatte bis 2005 Bestand.

Die Kernenergiepolitik war durch die Havarie des Atomkraftwerks Tschernobyl geprägt, nach welcher die Bundesregierung einen Bericht über den Reaktorunfall und seinen Konsequenzen für die Bundesrepublik Deutschland publizierte. In diesem gelangte sie zur Erkenntnis, dass angesichts des bestehenden Sicherheitsniveaus deutscher Anlagen die Nutzung der Kernenergie auch in Zukunft vertretbar ist [53, S. 9]. Die Bundesregierung hielt die Kernenergie nach wie vor für einen wichtigen Energieträger, welcher im Hinblick auf geplante Einsparungen von Treibhausgasemissionen eine große Bedeutung zukommen sollte. Sie betonte, dass die Bestandsanlagen bis zu ihrem Laufzeitende in Betrieb bleiben sollen.

Als Konsequenz aus dem Zerfall der Sowjetunion und der deutschen Wiedervereinigung erstellte die Bundesregierung ein energiepolitisches Gesamtkonzept für das vereinte Deutschland. Eine zentrale Aufgabe sah die Bundesregierung die schnelle energiewirtschaftliche Integration der neuen Bundesländer, die konsequente Umstellung auf marktwirtschaftliche Steuerungsprinzipien und die einseitige Abhängigkeit der neuen Bundesländer von der Braunkohle. In den Leitlinien hat die Beachtung ökologischer Aspekte einen hohen Stellenwert bekommen und auch die Förderung der erneuerbaren Energien hat einen

eigenen Abschnitt erhalten. Darin wird die zeitlich schwankende Verfügbarkeit der erneuerbaren Energien ebenso genannt wie die Notwendigkeit von Speichereinrichtungen [52].

Einen Meilenstein deutscher Energiepolitik stellte auch das im Dezember 1990 verabschiedete Stromeinspeisungsgesetz dar, welches als Urvater des ein Jahrzehnt später verabschiedeten „Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ dienen sollte [69]. Die Initiative hierzu ging vom Bundestag aus und beseitigte die Hürden, welche die Energieversorgungsunternehmen den Unternehmen auferlegten, die Elektrizität aus Wind- oder Wasserkraft bzw. Biomasse produzierten. Das Stromeinspeisungsgesetz verpflichtete die Energieversorgungsunternehmen, den Strom zu einem Mindestpreis zu vergüten. Diese Vergütung machten die Energieversorgungsunternehmen bei der Berechnung ihrer Netznutzungsentgelte geltend und legte sie auf die Kunden um. Die Bundesregierung schätzte das nutzbare Potential erneuerbaren Energien im deutschen Energiemix als gering ein und verzichtete sowohl auf einen Ausbaukorridor als auch einen Zielwert, der zu einem bestimmten Zeitpunkt zu erreichen war.

Einen weiteren Meilenstein der Energiepolitik war die EU-Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie 96/32/EG [84], die eine Neuregelung der Strukturen in den Strommärkten der Mitgliedsländer vorschrieb. Bis zu diesem Zeitpunkt oblag Erzeugung, Handel und Transport in Deutschland vertikal integrierten Unternehmen, die alle Bereiche abdeckten und in ihren Versorgungsgebieten Monopole bildeten. Die EU-Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie zwang die Bundesregierung dazu, das Energiewirtschaftsgesetz aus dem Jahr 1935 erstmals zu novellieren und die Entflechtung der Monopole in die Wege zu leiten [108, vgl. S. 161-190].

Illing sieht den energiepolitische Schwerpunkt der schwarz-gelben Regierung auf der Steinkohle und der Kernenergie, während die Förderung erneuerbarer Energien in seinen Augen „Lippenbekenntnisse“ [108, S. 162] blieben. Es muss konstatiert werden, dass das Stromeinspeisungsgesetz von 1990 das erste Gesetz war, welches erneuerbare Energien förderte. Zwar waren der Einspeisung Grenzen gesetzt, der symbolische Wert des Gesetzes dafür umso größer. In der schwarz-gelben Regierungszeit wurde im Jahr 1992 das „Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen“ unterzeichnet. In diesem einigten sich die unterzeichnenden Staaten darauf, die Treibhausgaskonzentrationen in der Atmosphäre auf einem Niveau stabil zu halten, „auf dem eine gefährliche anthropogene Störung des Klimasystems verhindert wird“ [166, S.

5]. Mit dem Rahmenübereinkommen wurde Klimaschutz erstmals Gegenstand der Energieversorgung, gleichzeitig bildete es das Fundament für zukünftige Übereinkommen wie das Kyoto-Protokoll, welches im Dezember 1997 von der Bundesregierung unterzeichnet wurde. Das Kyoto-Protokoll war in seinen Zielen schon konkreter, in dem es Energieeffizienz und eine „fortschreitende Verringerung oder schrittweise Abschaffung von Marktverzerrungen, steuerlichen Anreizen, Steuer- und Zollbefreiungen und Subventionen“ [167, S. 2-3] forderte, die im Widerspruch zum Ziel stehen, in allen Treibhausgase emittierenden Sektoren eben jene zu senken.

2.3.5 Energiepolitik der rot-grünen Bundesregierung 1998 - 2005

Die rot-grüne Regierung markierte eine Zäsur: Das atomare Zeitalter sollte geordnet beendet und die fossil-atomare Energieversorgung sukzessive durch regenerative Energien ersetzt werden. Obwohl es den klimapolitischen Zielen der Regierung widersprach, wollte Schröder die Steinkohle in Deutschland stärken und argumentierte, dass die sehr ehrgeizigen Ziele in Widerspruch mit der für Deutschland so wichtigen Versorgungssicherheit stünden und befürchtete wirtschaftliche Nachteile, sofern andere Industrienationen nicht in einem ähnlichen Tempo die Klimaschutzziele verfolgten. Dementsprechend wurde eine Folgeverordnung für das ausgelaufene EGKS-Regelwerk erlassen und der Steinkohlebergbau weiterhin subventioniert.

Mit der Partei „Die Grünen“ erstmals in der Bundesregierung, die ihre Wurzeln in der Anti-Atomkraft-Bewegung der 1970er hat, wurde im Sommer 2000 der Atomausstieg beschlossen. Hierfür wurde das Atomgesetz angepasst, welches, statt wie bisher den Ausbau zu regeln, den Neubau verbot und den Ausstieg gesetzlich festschrieb. Die Reststrommengen waren jedoch so großzügig bemessen, dass die geplante Laufzeit der Reaktoren kaum unterschritten wurde.

Mit dem im April 2000 verabschiedeten „Gesetz zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien“ (EEG) wurde das Stromeinspeisungsgesetz aus dem Jahr 1990 abgelöst. Aus Gründen des Klima- und Umweltschutzes sollten die erneuerbaren Energien ausgebaut werden. Das Gesetz verpflichtete Netzbetreiber, Strom aus Anlagen erneuerbarer Energie vorrangig in ihr Netz einzuspeisen und dem Anlagenbetreiber die im Gesetz vorgeschriebenen Ver-

gütungen zu zahlen, welcher dieser an die Letztverbraucher weiterreichte. Im Gegensatz zum Stromeinspeisungsgesetz, in welchem die Netzbetreiber nur zu einer anteiligen Abnahme von 5 % ihres gesamten Stromaufkommens verpflichtet wurden, wurde diese Decklung im EEG aufgehoben. Die Netzbetreiber wurden verpflichtet, alle EEG-Anlagen an ihr Netz anzuschließen und sämtliche Strommengen zu einem festen Satz zu vergüten. Die Bundesregierung hatte sich zum Ziel gesetzt, den Energieverbrauch bis zur Mitte des 21. Jahrhunderts zu 50 % aus erneuerbaren Energien zu decken. Für 2010 war ein Anteil von 12,5 % am Stromverbrauch (und 4,2 % am Primärenergieverbrauch) vorgesehen. Dafür wurden in der ersten Novelle im Jahr 2004 die Vergütungssätze erhöht, eine Zubaurate für EEG-Anlagen festgeschrieben und die Deckelung für die Förderung von Solarenergie aufgehoben. Der rapide Ausbau von EEG-Anlagen resultierte in einer wachsenden Netzbelastung. Aufgrund des nicht bedarfsgerecht eingespeisten Stroms bestand die Notwendigkeit, trotz eines höheren Anteils der Erneuerbaren an der Stromversorgung weiterhin konventionelle Anlage zur Grundlastabdeckung am Netz zu belassen [108, vgl. S. 191-230].

2.3.6 Energiepolitik der Großen Koalition 2005 - 2009

Die Umweltverträglichkeit war als energiepolitisches Ziel mittlerweile fest verankert, dementsprechend wich die große Koalition nicht von den Gesetzesinitiativen der rot-grünen Vorgängerregierung ab, sondern reformierte viele bestehende Gesetze. Das Steinkohlefinanzierungsgesetz sollte die Subventionierung der Steinkohle im Jahr 2018 auslaufen lassen. Bis dahin sollte es den Absatz deutscher Steinkohle für den Einsatz in Kraftwerken und zur Stahlherstellung sichern, die Bergbauunternehmen bei ihren Aufwendungen für die dauerhafte Stilllegung der Zechen unterstützen und die Anpassungen sozialverträglich gestalten.

Aufgrund des Dissenses hinsichtlich der Kernenergiepolitik wurde zu diesem Thema nichts unternommen. Die CDU schätzte die Kernenergie als unverzichtbare Energiequelle ein und war nicht gewillt, den Forderungen der SPD, den Ausstieg zu beschleunigen, entgegenzukommen. Im Gegenteil, sie wollte die Laufzeiten verlängern.

Im Jahr 2009 sollte das EEG erneut novelliert werden. Das Ziel der Novelle war es, im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwick-

lung der Energieversorgung zu ermöglichen, die volkswirtschaftlichen Kosten durch Berücksichtigung externer Effekte zu verringern, fossile Ressourcen zu schonen und die Technologien zur Erzeugung erneuerbaren Stroms zu fördern. Es dämmte vorherige Fehlanreize ein und versuchte, die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien an die Marktnotwendigkeiten heranzuführen. So war es Anlagenbetreibern erlaubt durch Direktvermarktung den Strom in Zeiten hoher Preise selbst zu vermarkten und in übrigen Zeiten die EEG-Vergütung in Anspruch zu nehmen. Mit der Novelle entfiel diese Rückfalloption. Die Offshore-Windenergie-technik sollte durch erhöhte Vergütungssätze verstärkt ausgebaut werden. Begleitet wurde das EEG durch das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) in welchem die Bundesregierung die energiewirtschaftliche Notwendigkeit von sechs neuen Übertragungsstrassen in Nord-Süd-Richtung feststellte. Um den Ausbau zu beschleunigen, ermöglichte das EnLAG beschleunigte Planungs- und Genehmigungsverfahren und verkürzte den Rechtsweg bei Planungsverfahren. Der Ausbau der Übertragungsnetze, welche einen Flaschenhals des erneuerbaren Energien Ausbaus darstellte wurde somit adressiert [108, vgl. S. 231-254].

2.3.7 Energiepolitik der schwarz-gelben Bundesregierung 2009 - 2013

Wie volatil nicht nur die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sein kann, sondern auch die energiepolitische Ausrichtung der Bundesregierung, sollten die Ereignisse der schwarz-gelben Legislaturperiode von 2009 bis 2013 zeigen. Die Bundesregierung sah in den erneuerbaren Energien die Zukunft der Energieversorgung, ihrer Ansicht nach ließ sich deren Ausmaß nicht in dem notwendigen Ausmaß beschleunigen: Die erneuerbaren Energien sollten die stillgelegte Kernkraftwerksleistung substituieren [51]. Aus diesem Grund sah man die Kernenergie als wichtige Brückentechnologie an und verlängerte die Laufzeiten der deutschen Kernkraftwerke um durchschnittlich 12 Jahre. Die abgeschöpften Zusatzgewinne aus der Kernbrennstoffsteuer sollte in den Ausbau erneuerbarer Energien investiert werden [56, S. 8].

Als am 11. März 2011 ein Tsunami an der Küste Japans zu einer Explosion im Kernkraftwerk Fukushima führte, wurden die im Herbst zuvor beschlossenen Laufzeitverlängerungen am 14. März 2011 zunächst für drei Monate ausgesetzt. Am 17. März 2011 entschied die Bundesregierung, die vor 1980 erbauten

Kernkraftwerke vorläufig vom Netz zu nehmen, bis deren Gefahrenpotential geklärt ist. Am 09. Juni 2011 verkündete die Bundeskanzlerin, bis 2022 endgültig aus der Kernenergie auszusteigen. Die ältesten Kraftwerke, die vorübergehend abgeschaltet worden waren, sollten nicht mehr wieder ans Netz gehen. Aus Gründen der Versorgungssicherheit sollten nun ausreichend fossile Reservekapazitäten vorgehalten werden [125]. In Bau befindliche fossile Kraftwerke sollten schnell fertiggestellt und – als zusätzliche Sicherheit – bis zu 10 GW gesicherte Kraftwerksleistung durch Gas- und Kohlekraftwerke zugebaut werden. Die fossilen Kraftwerke erlebten eine energiepolitische Renaissance.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien sollte beschleunigt, der Einspeisevortrag beibehalten, die Kosten der staatlich garantierten Vergütung gesenkt und aus diesem Grund eine marktorientierte Preisbildung implementiert werden. Weiterhin sollte die Offshore-Windenergie bis zum Jahr 2030 auf 25 GW ausgebaut werden. Für diese Zwecke wurde ein Förderprogramm aufgesetzt, welches als Anschubfinanzierung und als Anreiz für die großen Konzerne dienen sollte, solche Großprojekte zu beginnen. Eine größere Bedeutung maß die Bundesregierung der Onshore-Windenergie bei. Diese sollte neu gebaut bzw. einem Repowering unterzogen werden. Die Raumordnung sollte derart weiterentwickelt werden, dass Regionen ausreichend Flächen für Windenergienutzung bereitstellen mussten. Ein weiteres Element war die effiziente Nutzung der Bioenergie.

Wie in den Regierungen zuvor, wurde das EEG novelliert und den aktuellen Gegebenheiten angepasst. Dementsprechend sah die EEG-Novelle von 2010 vor, die Förderung von Solarstrom zu reduzieren, da die Anlagen mittlerweile günstiger produzieren konnten. Somit trat die Novelle Preisverzerrungen entgegen, die dazu führten, dass die traditionelle Landwirtschaft mit den Pachten für Ackerflächen nicht mehr mithalten konnte und diese zur landwirtschaftlichen Nutzung nicht mehr zur Verfügung standen. Die Bundesregierung schrieb einen Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung von 35 % im Jahr 2020 und 80 % bis 2050 fest. Die EEG-Novelle von 2012 musste dementsprechend weiterentwickelt werden, dass dieser Marktanteil erreicht werden konnte. Dies sollte mit einer Marktprämie erreicht werden, die dazu führte, dass Strom aus erneuerbaren Energien direkt am Markt verkauft werden sollte. An der Grundstruktur des EEG änderte sich nichts. Der fluktuative Charakter erneuerbarer Energien brachte das Netz sowohl immer häufiger an den Rand seiner Leistungsfähigkeit, als auch zu einem zeitweisen Über-

schuss an Strom, der zu einem negativen Preis in die deutschen Nachbarländer verkauft werden musste. Die in Zeiten niedriger Einspeisung erneuerbaren Stroms notwendigen flexiblen Gaskraftwerke wurden aufgrund des verstärkten Ausbaus erneuerbarer Energien aus dem Markt gedrängt. Um den fluktuativen Charakter der erneuerbaren Energien auszugleichen, sah das Energiekonzept vor, mittelfristig die deutschen Potentiale für Pumpspeicher zu erschließen und langfristig ausländische Pumpspeicher zu nutzen [56, S. 12].

Der mangelhafte Netzausbau machte das deutsche Energiesystem dysfunktional, gleichzeitig erwartete die Bundesregierung zukünftig Engpässe im deutschen Übertragungsnetz. Das Netzausbaubeschleunigungsgesetz sollte dieses Problem adressieren. Mit der Bundesfachplanung wurde ein bundesweit einheitliches Verfahren für die Planung länderübergreifender Übertragungsleitungen vorgeschrieben [108, vgl. S. 255-290].

2.3.8 Energiepolitik der Großen Koalition 2013 - 2017

Mit der Entscheidung aus der Kernenergie auszusteigen und die Energieversorgung Deutschlands auf erneuerbare Energien umzustellen, hatte sich Deutschland in eine Pfadabhängigkeit begeben. Der Umbau der Energiewirtschaft ließ keine Spielräume mehr für andere energiepolitische Ansätze. In der Regierungserklärung wurden ambitionierte Zielvorgaben für den Ausbau der erneuerbaren Energien vorgegeben. Bis zum Jahr 2050 sollten 80 % des Stroms aus erneuerbaren Energien erzeugt werden, als Zwischenziele waren für 2035 55 - 60 % und bis 2025 40 - 45 % vorgegeben.

Erneut wurde im Jahr 2014 das EEG novelliert. Seit 2010 waren die volkswirtschaftlichen Aufwendungen für die Energiewende um 200 % gestiegen, die EEG-Umlage stieg sukzessive. Im Mittelpunkt der Novelle standen dementsprechend die Kosten der Energiewende. Der Überförderung sollte eine Kostendegression entgegengesetzt werden, die sich am realen Zubau orientieren sollte. Die Förderungen sollten über technologiespezifische Ausschreibungen erfolgen und die Integration der erneuerbaren Energien zukünftig nur noch durch Direktvermarktung Anwendung finden, wodurch der Gesetzgeber eine bedarfsgerechte Bereitstellung des Stroms gewährleisten wollte. [108, vgl. S. 291-314]. Die EEG-Novelle von 2017 ergänzt die Ziele des Anteils des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms. Die Höhe der Zahlungen für Strom

aus erneuerbaren Energien soll technologieübergreifend in Auktionen ermittelt werden [29, s. §5 Abs. (2)].

2.3.9 Energiepolitik der Großen Koalition 2017 - 2021

Die große Koalition setzte die Novellierung des EEG im Jahr 2021 fort und legte sich darin darauf fest, bis zum Jahr 2030 den Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms auf 65 % zu steigern. Für das Jahr 2050 sollte der gesamte Strom, der im Staatsgebiet der Bundesrepublik Deutschland erzeugt wird, treibhausgasneutral werden.

Am 06. Juni 2018 wurde vom Bundeskabinett die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ eingesetzt, welche im alltäglichen Sprachgebrauch „Kohlekommission“ genannt wurde. Zwar hatte die Kommission vielfältige Aufgaben, die Aufgabe einen Plan für den Ausstieg aus der Verstromung von Kohle zu finden, stand im Fokus. Im Januar 2019 erschien der Abschlussbericht der Kommission, in welchem vorgeschlagen wurde, die installierte Kohlekraftwerksleistung in Deutschland von 42,5 GW (20 GW Braun- und 22,5 GW Steinkohle) im Jahr 2017 bis zum Jahr 2038 auf null zu reduzieren. Die Zwischenschritte sind 30 GW Kohleleistung (je 15 GW Braun- und Steinkohle) im Jahr 2022 und 17 GW (9 GW Braun-, 8 GW Steinkohle) im Jahr 2030. Weiterhin sei im Jahr 2032 zu überprüfen, ob bereits im Jahr 2035 (bzw. 2036 oder 2037) auf die Kohleverstromung verzichtet werden kann. Nach dem Kernenergieausstieg im Jahr 2022 war mit dem Ausstieg aus der Verstromung von Kohle bis spätestens 2038 eine weitere Zäsur beschlossen [42].

Einen weiteren Meilenstein für das Energiesystem sollte die „Nationale Wasserstoffstrategie“ werden, welche im Juni 2020 publiziert wurde [43]. Die Bundesregierung formulierte in ihr das Ziel, dass „alternative Optionen zu den derzeit noch eingesetzten fossilen Energieträgern“ gefunden werden sollten, was „auch für gasförmige und flüssige Energieträger“ gelte. Im Wasserstoff sah die Bundesregierung nicht nur einen Energieträger für Mobilitätszwecke, sondern auch den Grundstoff für chemische Industrie, als Energiespeicher und für die Sektorkopplung [43]. Wurden die Sektoren Elektrizität, Wärme- bzw. Kälteversorgung und Verkehr und Industrie bisher weitgehend unabhängig voneinander betrachtet, sollten mit der Sektorkopplung die drei Teilbereiche gesamthaft betrachtet werden. Politisch hatte man sich dem Ziel der Treib-

hausgasneutralität verpflichtet, womit abzusehen war, dass Strom auch in den Sektoren Wärme und Verkehr der Hauptenergieträger wird. Die Bedeutung von Strom steigt sektorübergreifend und damit die Notwendigkeit, die volatile Erzeugung mit dem Verbrauch zeitlich in Einklang zu bringen. Am 09. März 2021 wurde vom deutschen Bundestag der „Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht“ verabschiedet. Für Energiespeicheranlagen von herausragender Bedeutung ist die korrigierte Energiespeicherdefinition, welche die Definition der EU-Kommission übernimmt und den Verbrauchsbegriff herausstreicht. Energiespeicheranlagen sind seitdem sowohl eigenständiges – und neben Erzeugung, Verbrauch und Übertragung – die vierte Säule im Energiesystem [68]. Eine abschließende Klärung, wie auf Basis dieser neuen Definition mit Letztverbraucherabgaben umzugehen ist, ist die Koalition schuldig geblieben.

2.3.10 Energiepolitik der Ampelkoalition 2021 - 2024

Als Ergebnis der 20. Bundestagswahl im September 2021 hat sich im Dezember 2021 zum ersten Mal eine Regierung aus SPD, FPD und den Grünen gebildet (Ampelkoalition). Zu den im Koalitionsvertrag festgelegten, energiepolitischen Zielen gehören u.A. die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostrombedarf von 80 % bis 2030, die Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren, 200 GW installierte Photovoltaikleistung bis 2030, 30 GW installierte Leistung von Offshore-Windkraft bis 2030, 40 GW bis 2035 und 70 GW bis 2045. Der Ausstieg aus der Kohleverstromung soll auf 2030 vorgezogen und sowohl die Wasserstoff-, als auch Netzinfrasturktur ausgebaut werden [150].

Kurz nachdem die Ampelkoalition die Arbeit aufgenommen hat, begann im März 2020 die Corona-Pandemie. Diese hat die gesamte Aufmerksamkeit der Regierungstätigkeit auf sich konzentriert und dazu geführt, dass die Bereitschaft privater Investoren in neue Anlagen und Infrastruktur zu investieren, abnahm [122, S. 69 - 73].

Zusätzliche Unsicherheit hat der Überfall Russlands auf die Ukraine im Februar 2022 verursacht. Die Abhängigkeit Deutschlands von russischen Gaslieferungen wurde durch den plötzlichen Ausfall dieser und dem drastischen Anstieg

der Energiepreise deutlich. Die Bundesregierung sah sich dazu veranlasst, Entlastungsmaßnahmen für Bürger und Unternehmen zu beschließen und die Strompreise zu deckeln. Weitere Maßnahmen des Pakets ist die Dämpfung der Netzentgelte, die durch die hohen Gaspreise stieg und die Verschiebung des geplanten Anstiegs des CO₂-Preis um ein Jahr auf den 01.01.2024 [47]. Die aufeinander folgenden Krisen haben gezeigt, dass eine schnellere Transformation des Energiesystems notwendig ist und gleichzeitig die Sensibilität des Bürgers auf Anstiege bei den Energiepreisen als zusätzliche Herausforderung verdeutlicht.

Im Dezember 2023 hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz eine Stromspeicherstrategie veröffentlicht. Im Allgemeinen adressiert das Ministerium mit der Strategie den durch die Ausbauziele erneuerbare Energien zu erwartenden Flexibilitätsbedarf. Im Speziellen werden viele spezifische Herausforderungen adressiert, so z.B. der Umgang mit Netznutzungsentgelten, den Abbau von genehmigungsrechtlichen Hemmnissen für Energiespeicher, Verbesserungen bei den Systemdienstleistungen, die Erörterung von Hemmnissen bei Pumpspeicherkraftwerken und weitere Aspekte [44].

2.4 Energiepolitische Entwicklungen in Europa

Die wirtschaftlichen Entwicklungen in Europa nach dem zweiten Weltkrieg sollten nicht nur zur Gründung der Europäischen Union führen, sondern auch ihren energiepolitischen Einfluss sukzessive stärken. Mit der Gründung der „Europäischen Gemeinschaft für Kohle und Stahl“ (EGKS) stand zunächst die Befriedung Europas im Vordergrund. Durch eine gemeinschaftliche Aufsicht der für die Waffenproduktion wichtigen Güter Kohle und Stahl sollte eine unkontrollierte Aufrüstung zwischen den Staaten verhindert und der Frieden gesichert werden. Neben der Europäischen Wirtschaftsgemeinschaft (EWG) wurde im Jahr 1957 auch die Europäische Atomgemeinschaft (EAG) gegründet. Letztere sollte „die Forschung entwickeln“, „einheitliche Sicherheitsnormen“ aufstellen und „Investitionen [...] erleichtern“ um so „zur Hebung der Lebenshaltung in den Mitgliedstaaten und zur Entwicklung der Beziehungen mit den anderen Ländern beizutragen.“ [81, S. 123]. Weiterhin war auch hier die friedliche Nutzung der Ressource Kernenergie ein Fokus. Kohle hatte in den sechs Gründungsmitgliedern Belgien, Deutschland, Frankreich, Italien, Luxemburg und den Niederlanden Anfang der 1950er Jahre einen Anteil an der Primärenergieversorgung von 90 % und dementsprechend eine große energiepolitische Bedeutung. Durch die starke Marktdurchdringung des Öls sollte dieser Anteil im Jahr 1967 auf 35 % und damit auch die Bedeutung der EGKS sinken. In Folge dessen wurde das Subventionierungsverbot aufgehoben, auch um die sozialen Folgen von Zechenschließungen z.B. im Ruhrgebiet, aber auch in Belgien und Frankreich abzufedern. Der Mehrwert einer stärkeren Vergemeinschaftung europäisch-energiepolitischer Interessen setzte mit dem steigenden Anteil von Öl ab dem Jahr 1968 wieder ein, diesmal mit dem Ziel, potenzielle Versorgungsrisiken besser begegnen zu können [100, vgl. S. 23-26].

Die Mitgliedstaaten der EG betonten in den 1960er Jahre ihren Willen zu einer gemeinsamen Energiepolitik und die Notwendigkeit eines gemeinsamen Markts, ließen ihren Worten jedoch keine Taten folgen. In jener Zeit herrschte die Überzeugung, dass vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen zur möglichst lückenlosen Energieversorgung der Bevölkerung alternativlos seien. Sofern es keine vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen gab, wurde diese in jener Zeit gegründet und waren teilweise in staatlichem Besitz [137, S. 70f.].

Die erste Ölkrise 1973/74 führte in der europäischen Gemeinschaft zu einem Umdenken: So wurde im Jahr 1974 die „Neue energiepolitische Strategie“ verabschiedet und 1985 um strategische Ziele ergänzt. Darin wird beabsichtigt, eine gemeinschaftliche Energiepolitik auszuarbeiten, welche eine langfristige und sichere Energieversorgung gewährleisten soll. Seinerzeit waren hierfür Energieeffizienz, die Entwicklung der Stromerzeugung aus Kernenergie, die Verwendung heimischer Energieträger und die Diversifizierung der Energiequellen vorgesehen. Explizit erwähnt wird auch die Berücksichtigung des Umweltschutzes, mit dem – neben der Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit – ein dritter Eckpfeiler in die europäische Energiepolitik eingeführt wurde [85].

Die europäische Energiepolitik hatte in erster Linie den Charakter der Krisenbewältigung. Ein Umdenken fand im Jahr 1987 mit der Verabschiedung der „Einheitlichen Europäischen Akte“ (EEA) statt. In diese fand neben der Errichtung eines gemeinsamen Binnenmarkts auch der Umweltschutz Eingang in europäisches Primärrecht⁵. Der europäischen Gemeinschaft war es nun erlaubt, über den Weg des Umweltschutzes energiepolitisch relevante Rechtsakte zu erlassen [137, S. 77]. Der Energiebinnenmarkt sollte für die EU einer der wesentlichen Hebel der Energiepolitik werden. Die Idee des Binnenmarkts wurde sodann in einem Arbeitsdokument der Kommission lanciert. Nach Ansicht dieser gab es einen Zusammenhang zwischen der Herstellung eines Binnenmarkts für Energie und der Versorgungssicherheit. Letztere führten die Mitgliedstaaten bis dato an, um Liberalisierungsschritte zu verhindern [137, S. 78].

Der Bereich der Energieversorgung war (und ist) für die Mitgliedstaaten ein hochsensibler Bereich, den sie so lange wie möglich vor einer supranationalen Kontrolle der EU schützen wollten. Dementsprechend fand das vorgeschlagene energiepolitische Kapitel 1992 keinen Eingang in den „Vertrag von Maastricht“ - mit welchem die Europäische Union gegründet wurde - obwohl es zum ersten Mal Energie ausdrücklich im Primärrecht erwähnte [137, S. 81]. Primärrechtliche Revisionen brachte zwar der „Vertrag von Amsterdam“ 1999, allerdings betrafen diese keine neuen Bereiche energiepolitischer Relevanz. Auch der in 2003 in Kraft getretene „Vertrag von Lissabon“ sollte an der primärrechtlichen

⁵ Das Primärrecht bestimmt die Aufteilung der Zuständigkeiten zwischen der EU und ihren Mitgliedsstaaten. Es bildet den rechtlichen Rahmen für die Formulierung und Umsetzung der Politik durch die EU-Organe [80]

Verankerung der Energie nichts ändern, allerdings rückte die Verknüpfung von Energie- und Klimapolitik in den Vordergrund [100, vgl. S. 26-36].

Ein Großteil der europäischen Rechtsakte im Bereich Politik wird auf Basis des „Vertrag zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft“ (EGV) bzw. im „Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union“ (AEU), wie das Dokument seit Gründung der Europäischen Union heißt - erlassen. In den ausschließlichen Zuständigkeitsbereich der EU fällt nach Art. 3 Abs. (1) b) AEU die „Festlegung der für das Funktionieren des Binnenmarkts erforderlichen Wettbewerbsregeln“ , wohingegen nach Art. 4 Abs. (2) i) AEU Energie einer geteilten Zuständigkeit unterliegt. Art. 170 - 172 AEU regelt den transeuropäischen Netzausbau, welcher zur Errichtung des Binnenmarkts notwendig ist. Im Umweltkapitel Art. 191 - 193 AEU wird die Energieversorgung explizit in Art. 192 Abs. 2 c) erwähnt. Demnach darf der Europäische Rat nach Anhörung des Parlaments, des Wirtschafts- und Sozialausschusses Maßnahmen erlassen, „welche die Wahl eines Mitgliedstaats zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur seiner Energieversorgung erheblich berühren“ [82]. [100, vgl. S. 30-31]

Ein Energiekapitel wurde in Art. 194 eingefügt, welcher „im Geiste der Solidarität zwischen den Mitgliedstaaten“ und „unter Berücksichtigung der Notwendigkeit der Erhaltung und Verbesserung der Umwelt“ [82] folgende Ziele verfolgen soll: Die Sicherstellung des Funktionierens des Energiemarkts; Die Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit in der Union; Die Förderung der Energieeffizienz, Einsparung und Entwicklung neuer und erneuerbarer Energiequellen und die Förderung der Interkonnektion der Energienetze. Die Regeln sind jedoch äußerst vage gehalten und es ist unklar, wann etwa ein Solidaritätsfall eintritt und welche Mechanismen die geforderte mitgliedstaatliche Solidarität sicherstellen [137, S. 113-114].

Energiepolitisch bedeutend für die EU war das Urteil in der Rechtssache 6-64 [83] aus dem Jahr 1964, in welchem der europäische Gerichtshof entschied, dass elektrischer Strom als Ware zu klassifizieren sei und somit das Prinzip der Warenverkehrsfreiheit auch auf Energieversorgungsunternehmen anwendete, sowie staatliche Monopole verbot. Die implizite Definition von Strom als Handelsware machte die Diskussion über die Einführung und Umsetzung des Energiebinnenmarktes erst möglich [100, S. 55f.].

Mit der Intention, einen Energiebinnenmarkt herzustellen, verfolgte die EU zwei Ziele: Zum einen sollte ein barrierefreier innereuropäischer Handel

mit Energieprodukten möglich werden und zum anderen sollte gewährleistet werden, dass Anbieter von energetischen Produkten und Dienstleistungen einen gleichberechtigten Zugang zu privaten und gewerblichen Verbrauchern haben [100, S. 70f.]. Der Energiebinnenmarkt mit seinen Richtlinien und Verordnungen stellt bis heute das wesentliche Mittel der EU dar, ihre energiepolitischen Ziele umzusetzen.

In der aktuellen Richtlinie 2019/944 definiert die EU in Art. 2 Abs. 59 und 60 erstmals die Begriffe „Energiespeicherung“ und „Energiespeicheranlage“. Die Definition stellt für deutsche Energiespeicher einen Meilenstein dar, da das Energiewirtschaftsgesetz bisher nur zwischen „Letztverbraucher“ (§3 Nr. 25 EnWG), „Erzeugungsanlage“ (§3 Nr. 18c EnWG) sowie „Transportnetz“ (§3 Nr. 31d EnWG) unterschied. Energiespeicher sind je nach Betriebsmodus entweder Erzeuger oder Letztverbraucher und als solcher grundsätzlich dazu verpflichtet, Letztverbraucherabgaben zu entrichten. Dieser Sachverhalt wurde im Urteil 56/08 vom Bundesgerichtshof im Jahr 2009 bestätigt.

Die Mitgliedsstaaten mussten die Richtlinie bis zum 31.12.2020 in nationales Recht überführen. Für die Energiespeicher ist eine grundsätzliche Befreiung von Letztverbraucherabgaben und Netznutzungsentgelten wünschenswert, da dies ihre Wirtschaftlichkeit verbessern und einem Ausbau der Kapazitäten helfen würde. Mittlerweile wurde die Energiespeicherdefinition im Wortlaut des Vorschlags der EU-Kommission in deutsches Recht überführt, die notwendigen Anpassungen, welche mit der neuen Eigenständigkeit einhergehen, müssen noch geschaffen werden.

Mit dem Kyoto-Protokoll hat sich die EU-15 im Jahr 1997 dazu verpflichtet, die Treibhausgasemissionen deutlich einzuschränken. Die EU hat hierfür vorgesehen, die Energieeffizienz zu steigern, den Energieverbrauch zu senken und erneuerbare Energien auszubauen. Als zentrales Instrument hat die EU im Jahr 2005 das „Emission Trading Scheme“ (ETS) eingeführt. Die Idee dahinter ist, dass CO₂-Äquivalente einen Marktpreis erhalten, der externe Effekt von Treibhausgasemissionen internalisiert wird und Anreize entstehen, auf treibhausgasarme bzw. -neutrale Technologien zu setzen [100, S. 88-94]. Mittlerweile ist das EU-ETS in seiner vierten Handelsperiode und wird in Deutschland durch ein nationales Emissionshandelssystem für die nicht-ETS Sektoren Verkehr und Wärme ergänzt. Mit dem ETS hat die EU ein erstes Lenkungssystem implementiert, welches Einfluss auf die Energiespeicherung hat.

Ein weiterer Schnittpunkt zwischen Energie- und Klimapolitik ist der Ausbau erneuerbarer Energien, zu dessen stärkerer Nutzung sich die EU-Mitgliedstaaten in der Richtlinie 2001/77/EG erstmals bekannten. Aufgrund der Subsidiarität gibt es unterschiedliche Förderstrukturen innerhalb der EU-Mitgliedstaaten und eine entsprechend große Bandbreite an nationalen Regelungen, die eine Wettbewerbsverzerrung begünstigen [100, S. 95-102].

2.5 Auswirkungen energiepolitischer Entwicklungen auf Energiespeicher

Mit dem ersten Energiewirtschaftsgesetz von 1935 wurden die Strukturen des bestehenden Energiesystems, welches durch vertikal integrierte Unternehmen und Monopolgebiete geprägt war, gesetzlich verankert. Das Energiesystem bestand aus zentralen Großkraftwerken, die sich in Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke gliederten und Strom in die Lastzentren des jeweiligen Monopolgebiets lieferten. Pumpspeicher dienten hauptsächlich dazu, den Betrieb der thermischen Kraftwerke zu optimieren und zur Stromarbitrage. Aufgrund des zentralen, hierarchischen System war eine großtechnische zeitliche Entkopplung von Stromerzeugung und -verbrauch nicht notwendig. An der Struktur sollte sich bis zur Jahrtausendwende grundsätzlich nichts ändern, wurde jedoch durch den energiepolitischen Zeitgeist maßgeblich beeinflusst und sollte dazu führen, dass Energiespeicher eine bedeutende Rolle einnehmen.

In den Nachkriegsjahren lag der Fokus der deutschen Wirtschaft auf dem Wiederaufbau der zerstörten Infrastruktur, so dass verfügbare und heimische Energieträger wie Kohle zum Einsatz kamen. Die Versorgungssicherheit der Bevölkerung mit Energieträgern im Allgemeinen und Strom im Speziellen hatte vorrang. Mit der Subventionierung der unwirtschaftlichen Steinkohleförderung wollte man nicht nur die heimische Industrie, sondern auch Wählerstimmen sichern. Sie sollte bis ins neue Jahrtausend Bestand haben und erst mit der Schließung der letzten deutschen Zeche im Jahr 2018 auslaufen.

Zwischenzeitlich forcierte die deutsche Energiepolitik die Nutzung der Kernenergie und den Import von Öl als Energieträger um die Verbraucherpreise zu senken. Mit den Ölkrisen der 1970er Jahre wurde die Abhängigkeit der deutschen Energieversorgung von Importen offensichtlich, so dass man sich wieder auf die Versorgungssicherheit und heimische Energieträger fokussierte. Durch die öffentliche Diskussion um das – durch sauren Regen verursachte – Waldsterben fand auch das Thema Umweltschutz erstmals seinen Weg in die Energiepolitik: Mit der Verabschiedung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG) sollten schädliche Umweltauswirkungen durch Emissionen in Luft, Wasser und Boden eingedämmt werden. In den 1990er Jahren kam das Stromeinspeisungsgesetz (StromEinspG) hinzu, dass die Elektrizitätsversorgungsunternehmen erstmals verpflichtete, Strom aus erneuerbaren Energien abzunehmen und zu vergüten. Sukzessive stieg die Bedeutung des Umweltschutzes in der deutschen

Energiepolitik zur dritten Zielgröße neben Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit. Das StromEinspG gilt als Vorläufer des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) aus dem Jahr 2000, welches zusammen mit der – durch die EU forcierte – Strommarktliberalisierung zu einer Zäsur des Energiesystems einleitete, dieses grundsätzlich ändern und die Energiespeicherung notwendig machen sollte.

Strom aus erneuerbaren Energien wurde nicht nur gefördert, sondern musste auch bevorzugt eingespeist werden, was dazu führte, dass sich die Einsatzreihenfolge („Merit-Order“⁶) der Kraftwerke verschob und viele Mittel- und Spitzenlastkraftwerke (z.B. Gas- und Dampfkraftwerke oder Gaskraftwerke) unwirtschaftlich wurden, welche eigentlich die residuale Last⁷ decken sollten [6, S. 17]. Mit steigendem Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien stieg der Flexibilitäts-, Residuallast- und Systemdienstleistungsbedarf des Energiesystems. Dieser konnte vorerst durch die vorhandenen fossil-thermischen Kraftwerke gedeckt werden, so dass zunächst ein Überfluss an installierter Leistung vorhanden war.

Der Ausstieg aus der Kernenergie in der rot-grünen Bundesregierung zwischen 1998 - 2005 wurde von der schwarz-gelben Bundesregierung zwischen 2009 zunächst revidiert. Die Reaktorkatastrophe von Fukushima führte „zum Ausstieg aus dem Ausstieg des Ausstiegs“ und ist ein Beispiel dafür, wie groß der Einfluss des gesellschaftlichen Zeitgeistes auf die Energiepolitik ist und wie sehr diese das Energiesystems lenkt. Neben dem Ausstieg aus der Verstromung von Kernenergie wurde in der großen Koalition in den Jahren 2017 - 2021 auf der Ausstieg aus der Verstromung von Kohle für das Jahr 2038 beschlossen.

Die deutsche Stromerzeugung soll langfristig klimaneutral werden und wird in absehbarer Zeit, durch die getroffenen energiepolitischen Entscheidungen, vollständig von volatilen erneuerbaren Energien abhängen. Auch die Sektoren Wärme und Verkehr sollen klimaneutral werden und vorzugsweise Strom verwenden, so dass Strom als solches und die zeitliche Entkopplung Erzeugung und Verbrauch (Energiespeicherung) in seiner Bedeutung weiter steigen sollte. Dies wurde durch die EU-Binnenmarktrichtlinie bestätigt, welche die EU-

⁶ Die „merit order“ beschreibt die Reihenfolge der Kraftwerke, die am Strommarkt zum Einsatz kommen, beginnend mit den niedrigsten Grenzkosten.

⁷ Die residuale Last beschreibt die Last, die nach Abzug der Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien im Stromnetz übrig bleibt.

Mitgliedsstaaten dazu verpflichtete, Energiespeicher als eigenständiges Element zu definieren und die Planungs- und Genehmigungsverfahren zu vereinfachen.

3 Energiespeicherbedarf und -technologien

Im vorangegangenen Kapitel wurde die Entstehung und Weiterentwicklung der Energiepolitik erläutert, welche im vergangenen Jahrhundert unterschiedliche Fokusse hatte. Ein Fokus auf die Umweltverträglichkeit der Energieversorgung wurde mit dem EEG im Jahr 2000 gelegt. Gleichzeitig wurde eine bis in die Gegenwart fortdauernde Zäsur eingeleitet, die das Energiesystem grundsätzlich ändern sollte. Neben dem Zweck, den Beitrag erneuerbarer Energien an der Stromversorgung zu erhöhen, wurde auch der Einspeisevorrang des Stroms aus erneuerbaren Energien gesetzlich festgelegt. Jener hat zusammen mit dem verstärkten Ausbau volatiler erneuerbarer Energien wie Windkraft und Photovoltaik die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke geändert und sukzessive Spitzenlastkraftwerke mit hohen variablen Kosten (u.A. Gaskraftwerke) aus dem Markt gedrängt.

Mit dem im Jahr 2011 beschlossenen Ausstieg aus der Verstromung von Kernenergie bis 2022⁸ und dem im Jahr 2018 beschlossenen Ausstieg aus der Verstromung von Kohle bis spätestens 2038 ist der Pfad der zukünftigen Energieversorgung vorgegeben: Er ist dezentral und von volatilen erneuerbaren Energien geprägt. Insbesondere die Stromerzeugung wird zukünftig nahezu vollständig aus erneuerbaren Energien bzw. unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien gewonnen Brennstoffen gedeckt werden. Parallel zu den im Lauf der Zeit verschärften Treibhausgasreduktionszielen wurde auch der Zielkorridor der zu installierenden Leistung aus Windkraft, Photovoltaik und Biomasse vorverlegt. Sukzessive wurde auch die Zielgröße der zu installierenden Leistung erhöht.

⁸ Wurde aufgrund des Ukraine-Kriegs auf den 15. April 2023 verschoben

Grund dafür ist die Defossilisierung⁹ der Sektoren Verkehr und Wärme durch den Energieträger Strom bzw. durch grünen Wasserstoff¹⁰, welche den Strombedarf erhöhen.

Die steigende Volatilität der Stromerzeugung benötigt nicht nur eine größere systemische Flexibilität, sondern auch die Option, Erzeugung und Verbrauch räumlich und zeitlich voneinander zu entkoppeln. In der letzten Dekade wurde dieser Speicherbedarf vielfach ermittelt und unterscheidet sich in seiner Ausgestaltung mitunter erheblich je nach getroffenen Annahmen. Die Studien sind kommen zu dem Schluss, dass der Speicherbedarf steigt, je größer der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung ist.

In diesem Kapitel werden Energieszenarien und der abgeleitete Speicherbedarf im Verlauf der Zeit abhängig von den gewählten Annahmen und Randbedingungen im Rahmen dieser Arbeit erläutert. Die zu untersuchenden Energiespeichertechnologien werden eingeführt und deren Auswahl begründet. Weiterhin wird der Unterschied zwischen Energie- und Stromspeichern bzw. Speicherung und Sektorkopplung erklärt.

⁹ Fälschlicherweise wird oft von der „Dekarbonisierung“ von den Sektoren Wärme und Verkehr gesprochen. Kohlenstoffbasierte Produkte sind in kaum einem wirtschaftlichen Bereich verzichtbar, insbesondere nicht in der chemischen Industrie. Ziel ist die „Defossilierung“, d.h. die Vermeidung von Kohlenstoff, der neu aus fossilen Quellen in Umlauf gebracht wird. [97]

¹⁰ „Grüner Wasserstoff wird durch Elektrolyse von Wasser hergestellt, wobei für die Elektrolyse ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien zum Einsatz kommt“ [43]

3.1 Definition des Energiespeicherbegriffs

Der Begriff der Energiespeicherung ist bis heute noch nicht einheitlich definiert, obwohl Energiespeicher nicht nur für das gegenwärtige, sondern auch für das zukünftige, klimaneutrale Energiesystem von besonderer Bedeutung sind, bzw. sein werden. Für eine einheitliche Diskussionsgrundlage ist es wichtig, den Begriff zu definieren, weshalb nachfolgend einige Definition aufgegriffen und diskutiert werden.

Gemäß Stadler et al. entsteht jegliche organische Masse direkt oder indirekt durch Photosynthese und ist demnach „gespeicherte Solarenergie“ [151, S.5], wie bspw. Biomasse oder Holz. Sie entstehen durch Assimilation von CO₂, Solarenergie und Wasser und regenerieren sich im menschlichen Zeithorizont. Dementsprechend sind sie erneuerbare bzw. regenerative gespeicherte Solarenergie. Abgestorbene und angesammelte organische Biomasse, die sich in Mooren unter Luftabschluss, Druck und Temperatur ansammelte, wurde über geologische Zeiträume hinweg zu Braunkohle, aus welcher durch größeren Druck und längere Zeit Steinkohle wurde. Ähnlich wie Kohle entsteht Erdöl, welches sich über geologische Zeiträume durch Ablagerung von tierischer und pflanzlicher Biomasse unter Sedimentschichten des Meeres ebenfalls unter Druck, Temperatur und Zeit bildete. Durch Verwesungsprozesse kommt Erdöl immer in Verbindung mit Erdgas vor. Biomasse, Kohle und Öl sind gespeicherte Energie, jedoch keine Energiespeicher. Ansonsten wären Kohlebunker, Holzstapel und Öltanks Energiespeicher. Die Zeitspanne der Entstehung von gespeicherter Energie in Form von organischem Material trägt nicht zur technischen Notwendigkeit der zeitlichen Entkopplung bspw. des Bedarfs von Stromerzeugung und Verbrauch bei. Stadler et al. [151] definieren Energiespeicher wie folgt:

„Ein Energiespeicher ist eine energietechnische Anlage zur Speicherung von Energie in Form von innerer, potentieller oder kinetischer Energie. Ein Energiespeicher umfasst die drei Prozesse Einspeichern (Laden), Speichern (Halten) und Ausspeichern (Entladen) in einem Zyklus. Diese werden physikalisch in Form von Energiewandlern (Ein- und Ausspeichern), einer Speichereinheit (Halten) und Hilfsaggregaten realisiert, weshalb die gesamte Anlage auch als Energiespeichersystem bezeichnet wird.“

Aus dieser Definition wird der technische Charakter der Energiespeicherung deutlich, da sie sowohl einen Einspeicher- als auch Ausspeicherprozess bedingt. Die Definition schränkt die vorliegende Energieform weder bei der Einspeicherung noch nach der Ausspeicherung ein [151].

Auffällig ist, dass in dieser Definition lediglich die aus der klassischen Mechanik bekannten Energieformen erwähnt werden. Elektrochemische Speicher wie Batterien oder chemische Speicherung mit Hilfe von Elektrolyse wird nicht berücksichtigt.

Ähnlich definiert der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) den Begriff Energiespeicher in seiner Stellungnahme aus dem Jahr 2014 [59]:

„Anlagen, die Energie mit dem Ziel der elektrischen, chemischen, elektrochemischen, mechanischen oder thermischen Speicherung aufnehmen und einer zeitlich verzögerten Nutzung wieder zur Verfügung stellen.“

Die Ein- und Ausspeicherung werden nicht explizit erwähnt, sind im Anlagenbegriff jedoch inhärent. Der Energiebegriff wird hierbei weiter gefasst und um elektrochemische, chemische und thermische Energie in der Definition ergänzt. Zusätzlich unterscheidet der BDEW zwischen Energie- und Stromspeichern:

„Energiespeicher, die elektrische Energie aus einem Netz für die allgemeine Versorgung aufnehmen, diese zwischenspeichern und die ausgespeicherte elektrische Energie wieder in ein Netz für die allgemeine Versorgung einspeisen. Der Bezug von elektrischer Energie zum Zweck der Zwischenspeicherung in einem Stromspeicher gilt nicht als Letztverbrauch.“

Der Stromspeicher beschränkt sich dabei explizit auf den Sektor der Elektrizitätswirtschaft, während die Sektoren Wärme und Verkehr ausgeklammert werden. Der Hinweis, dass Zwischenspeicherung kein Letztverbrauch ist, bezieht sich auf das Energiewirtschaftsgesetz. Dieses unterschied bis zu seiner Novelle im Jahr 2021 lediglich zwischen Transport, Erzeugern und Verbrauchern. Während im Falle der Ausspeicherung Energiespeicheranlagen als Erzeuger eingestuft wurden, galten Sie im Fall der Einspeicherung als Verbraucher, womit sie grundsätzlich jegliche Letztverbraucherabgaben zu entrichten hatten. Auf diese Thematik wird in Kapitel genauer eingegangen.

In der EU-Binnenmarkttrichtlinie 2019/944 aus dem Jahr 2019 wurde der Energiespeicherbegriff wie folgt definiert [86]:

„Energiespeicherung“ im Elektrizitätsnetz die Verschiebung der endgültigen Nutzung elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt als den ihrer Erzeugung oder die Umwandlung elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform, die Speicherung solcher Energie und ihre anschließende Rückumwandlung in elektrische Energie oder Nutzung als ein anderer Energieträger;“

Die Energiespeicherung konzentriert sich in der Definition der EU auf den Elektrizitätssektor. Aufgrund der Verpflichtung der Binnenmarkttrichtlinie, eine Energiespeicherdefinition in nationales Gesetz umzusetzen, wurde dies mit der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes im Jahr 2021 in deutsches Recht umgesetzt:

„Energiespeicheranlagen: Anlagen, die elektrische Energie zum Zwecke der elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Zwischenspeicherung verbrauchen und als elektrische Energie erzeugen oder in einer anderen Energieform wieder abgeben,“

Die deutsche Definition hält immer noch am Verbrauchsbegriff fest, beschränkt sich im Gegensatz zur Definition der EU bei der Ausspeicherung jedoch nicht nur auf den Elektrizitätssektor, sondern inkludiert auch eine „Sektorkopplung“. Gemäß Stadler et al. [151] sind sektorenkoppelnde Energiespeicher

„Energiespeicher, die in einem oder mehreren Energiesektoren eingesetzt werden und uni- und/oder bidirektional arbeiten und dabei zwei oder mehrere Sektoren miteinander koppeln.“

Dementsprechend erfolgt das Ein- und Ausspeichern nicht zwangsläufig im selben Sektor (s. Abb. 3.1). Das Energiesystem der Zukunft wird vollständig auf erneuerbaren Energien basieren, so dass Elektrizität der Hauptenergieträger und somit auch maßgebliche Eingangsgröße in den Sektoren Wärme und Verkehr sein wird. Energiespeicher werden zukünftig nicht mehr nur auf den Elektrizitätssektor beschränkt bleiben, sondern auch die unterschiedlichen Sektoren miteinander verbinden. Es zeichnet sich dabei ab, dass die Technologien Pumpspeicher, Batterie und Elektrolyseur eine maßgebliche Rolle in der Energiespeicherung spielen werden [72]. Batteriespeichersysteme kom-

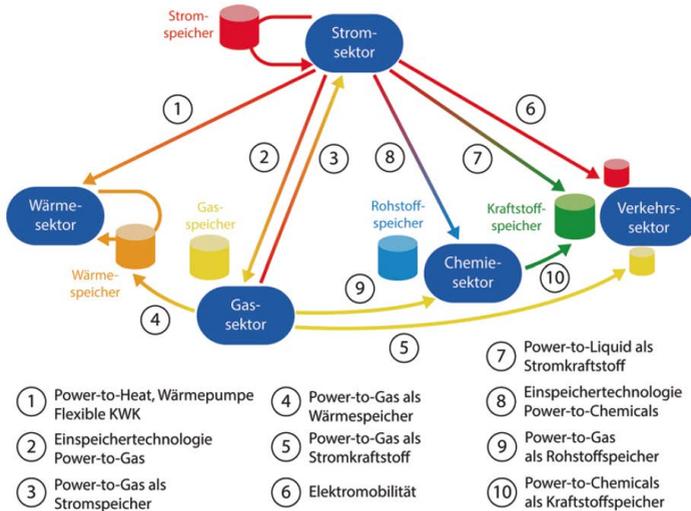


Abbildung 3.1: Sektorkopplung nach [151]

men nicht nur großtechnisch zur Bereitstellung von Primärregelleistung zum Einsatz, sondern auch in PV-Heimbatteriesystemen, sowie in der Elektromobilität. Letztere trägt zusätzlich dazu bei, dass die Sektoren Elektrizität und Verkehr miteinander gekoppelt werden. Pumpspeicher waren und sind die Referenz großtechnischer Energiespeicherung, da sie nicht nur in der Lage sind, Erzeugung und Verbrauch über mehrere Stunden bzw. Tage voneinander zu entkoppeln, sondern auch die ganze Bandbreite frequenzabhängiger und nicht-frequenzabhängiger Systemdienstleistungen anzubieten, die das Energiesystem der Zukunft dringend benötigt. Power-to-X Systeme, speziell Power-to-H₂ können als Langzeitspeicher eingesetzt werden. Die bedeutendere Rolle kommt der Technologie insbesondere in der Defossilisierung des Industrie und speziellen Bereichen des Verkehrssektors (Flug- und Schwertransport) zu. Wasserstoff wird in den genannten Sektoren direkt stofflich eingesetzt oder in weiteren Wandlungsstufen bspw. zu E-Fuels weiterverarbeitet werden. Aus Gründen der besonderen Relevanz beschränken sich die nachfolgenden Betrachtungen auf diese drei Technologien.

3.2 Energieszenarien und die Frage des Speicherbedarfs

Ab dem Jahr 2000 wurde der Fokus der deutschen Energiepolitik im energiepolitischen Zieldreieck auf die Umweltverträglichkeit gelegt. Erneuerbare Energien sollten die Treibhausgasemissionen mindern und sukzessive die konventionellen Energieträger ersetzen. Während man sich über das Ziel des Pfades schnell einig war, diskutiert man über den Weg dorthin bis heute. Mit sukzessivem Ausbau erneuerbarer Energien wurde der Speicherbedarf bzw. der Flexibilitätsbedarf relevant. Je weiter der Pfad Richtung Klimaneutralität verfolgt und je volatil das Energiesystem durch das EEG, die Energiewende, den Kohleausstieg und dem Bekenntnis zu grünem Wasserstoff als Zukunftstechnologie wurde, desto wichtiger wurde die installierte Speicherleistung, -kapazität und der Flexibilitätsbedarf.

3.2.1 Zwischen EEG und Energiewende (2000-2011)

Die Verabschiedung des EEGs im Jahr 2000 sollte die Stromerzeugung sukzessive defossilisieren. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sollte die Verbrennung fossiler Energieträger sukzessive ablösen und die Treibhausgasemissionen des Energiesektors mindern. Das Energiekonzept der Bundesregierung aus dem Jahr 2010 formulierte zum ersten Mal Zielgrößen für den Entwicklungspfad der Treibhausgasemissionen, dem Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch und Bruttoendenergieverbrauch, und sah eine Reduktion des Primärenergieverbrauchs vor.

Der Ausbau von Technologien zur Nutzung volatiler Energieträger wie Wind und Sonne offenbarte die Bedeutung der Versorgungssicherheit für das Energiesystem: Die Hauptquellen der Stromerzeugung sind nicht mehr planbar. Die Stromerzeugung und der Stromverbrauch finden nicht mehr synchron statt.

Im Jahr 2010 sah man für die notwendigen Ausgleichs- und Reservekapazitäten weiterhin Kohle- und Gaskraftwerke vor, welche aufgrund der steigenden Dynamik des Energiesystems flexibler einsetzbar sein sollten. Einen Beitrag zum Klimaschutz sollten fossil-thermische Kraftwerke durch Modernisierungen leisten.

In der Kernenergie sah man zunächst eine wichtige Brückentechnologie, weshalb man die Laufzeit der 17 Kernkraftwerke in Deutschland um durchschnittlich 12 Jahre verlängern wollte. Die durch die Kernbrennstoffsteuer generierten Einnahmen sollten der Finanzierung im Bereich erneuerbare Energien und Energieeffizienz zu Gute kommen.

Aufgrund des fluktuierenden Charakters der Stromerzeugung stieg der Ausbau von Speicherkapazitäten in seiner Bedeutung. Mittelfristig sollten hauptsächlich die deutschen Potentiale für Pumpspeicher erschlossen werden. Weiterhin sah man Speicherpotentiale in der alpinen und norwegischen Wasserkraft [56].

Während Pumpspeicher vor der Jahrtausendwende hauptsächlich zur Stromveredelung und Optimierung thermischer Kraftwerke eingesetzt wurden, sah man in ihnen die notwendige Ergänzung zu volatilen erneuerbaren Energien.

3.2.2 Konzepte und Szenarien: Nach der Kernenergie und vor dem Kohleausstieg (2011-2018)

Mit der Reaktorkatastrophe von Fukushima überschlugen sich die Ereignisse in sehr kurzer Zeit: Die Aufhebung des von der rot-grünen Bundesregierung beschlossenen Kernenergieausstiegs durch die schwarz-gelbe Bundesregierung wurde obsolet und damit auch die ursprünglich zgedachte Rolle als Brückentechnologie.

Durch den vorgegebenen Entwicklungspfad in Bezug auf Treibhausgasemissionen und Ausbau erneuerbarer Energien war das Ziel fixiert. Neben Zukunftsszenarien der Energieversorgung wurde auch der Speicherbedarf in Studien diskutiert. Nachfolgend werden die in der Literatur am meisten zitierten Studien zum Speicherbedarf diskutiert.

In der 2010 erschienen Studie *Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen* entwarf das Umweltbundesamt Szenarien für einen Weg in die vollständig auf erneuerbaren Energien basierende Zukunft¹¹, in welcher die Treibhausgasemissionen gemäß dem vorgegebenen Ziel auf 80 - 95% [56]

¹¹ In der im Juli 2010 erschienen Studie wird von einer Laufzeitverlängerung der Atomkraftwerke abgeraten. Aus Sicht des Klimaschutzes und der Versorgungssicherheit sah das Umweltbundesamt keinen Bedarf. Gleichwohl wurde diese im September 2010 von der Bundesregierung beschlossen.

reduziert werden sollten. Die Studie konstatiert, dass es in einem vollständig auf erneuerbarer Stromerzeugung basierendem System einen erheblichen Bedarf an Stromspeichern und Lastmanagement¹² gibt. Für Kurzzeitspeicher sollten die Pumpspeicherpotentiale im In- und Ausland ausgeschöpft werden. Für die perspektivisch notwendigen Langzeitspeicher eigneten sich chemische Speicher wie Wasserstoff-Elektrolyseure, welche den Wasserstoff direkt oder nach Umwandlung in Methan speichern sollten. Bei letzterem wurde auf die großen Wirkungsgradverluste hingewiesen. Während man Kurz- und Langzeitspeicher hauptsächlich für den Ausgleich volatiler Anlagen vorsah, sollten mit Hilfe des Lastmanagements Lastspitzen zeitlich verlagert werden [162].

In der 2012 erschienenen und vom Bundesumweltministerium in Auftrag gegebenen Studie *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global* ist neben den Entwicklungspfaden des Energiekonzepts von 2010 auch die Energiewende vom Sommer 2011 und der damit verbundene Kernenergieausstieg berücksichtigt. In mehreren Szenarien sollten Entwicklungen aufgezeigt werden, die prinzipiell zu der Erfüllung der Ziele führen können. Die Szenarien unterscheiden sich in ihrem Grad der Elektrifizierung des Verkehrssektors und der direkten Nutzung von Wasserstoff bzw. seiner Umwandlung in Methan zur Langzeitspeicherung. Die Studie erwähnt die Nutzung der gasförmigen chemischen Energieträger H_2 und CH_4 und deutet somit die Sektorkopplung an, die in späteren Studien eine größere Rolle spielen wird. Auch diese Studie weist auf die Wirkungsgradverluste bei der Herstellung von Wasserstoff und Methan hin und priorisiert die direkte Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien, bevor dieser in chemische Energieträger gewandelt wird¹³. Ebenfalls hingewiesen wird auf den „stark wachsenden Bedarf an Ausgleichs- und Speichermöglichkeiten“ [58, S. 116], welcher mit steigendem Anteil volatiler Erzeugungstechnologien wie Windkraft und Photovoltaik benötigt wird. Die Studie hebt hervor, dass der Großteil der Speicherleistung zukünftig hauptsächlich für die Bereitstellung von Regelleistung benötigt wird und verweist hinsichtlich des langfristigen technischen bzw. ökonomischen Speicherbedarfs auf zukünftige Forschungsprojekte [58].

¹² Unter Lastmanagement, auch „demand side management“ genannt, versteht man die aktive Steuerung der Verbraucher, bzw. der Last durch den Netzbetreiber.

¹³ hier wird meine These bestätigt/belegt. Später aufgreifen

Ebenfalls im Jahr 2012 erschien die VDE/ETG Studie *Energiespeicher für die Energiewende*, welche – basierend auf der Studie *Langfristszenarien 2010* des BMU – u.A. der Fragestellung nachgeht, welchen Beitrag Kurz- und Langzeitspeicher zum Ausgleich von Last und volatiler Erzeugung leisten können. Die Studie legt dar, dass bis zu einem Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung von 40% keine zusätzlichen Speicher zu den bestehenden benötigt werden. Der Speicherbedarf steigt mit dem Ausbau erneuerbarer Energien sukzessive an und erreicht in dem 100%-Szenario, in welchem alle fossilen Energieträger durch erneuerbare ersetzt werden, eine Größe von maximal 46 GW bzw. 197 GWh für Kurzzeitspeicher und 69 GW für Langzeitspeicher. Die Studie betrachtet ausschließlich das deutsche Übertragungsnetz und lässt das europäische Stromnetz außer acht, geht jedoch davon aus, dass der ermittelte Speicherbedarf nicht nur von einheimischen Speichern gedeckt werden muss [168].

Die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie in Auftrag gegebene und 2014 erschienene Studie *Roadmap Speicher* kommt zu einem anderen Schluss: Im Gegensatz zur VDE/ETG-Studie betrachtet diese das gesamte Netz der ENTSO-E und schließt, dass bis zu einem Anteil von ca. 60% der Ausbau von Stromspeichern keine Voraussetzung für den Ausbau von Windkraft und Photovoltaik ist und auch bei hohen EE-Anteilen (90% in Deutschland und 80% in Europa) die Flexibilisierung von Erzeugung und Verbrauch ohne zusätzliche Speicher bewerkstelligt werden kann. Die Studie geht davon aus, dass der notwendige Flexibilitätsbedarf im europäischen Erzeugungssystem bereitgestellt und durch den vorrangigen Einsatz von Lastmanagement und flexiblen KWK-Anlagen¹⁴ gedeckt wird und setzt voraus, dass ausreichend grundlastfähige Erzeugung aus erneuerbaren Energien wie solarthermischen Kraftwerken, Biomasse und Geothermie vorhanden ist. Je größer der Anteil volatiler Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik ist, desto größer wird der Speicherbedarf. Das innerdeutsche Speicherpotenzial wird – abhängig vom Anteil der Höhe des Lastmanagement – mit 5,5 bis 13 GW angegeben [135].

¹⁴ Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) beschreibt die gleichzeitige Nutzung von mechanischer und thermischer Energie. In dem thermodynamischen Kreisprozess einer KWK-Anlage wird die thermische Energie des Arbeitsmediums nicht vollständig in mechanische und weiter in elektrische Energie gewandelt, sondern ein Teil der thermischen Energie als nutzbare Wärme verwendet.

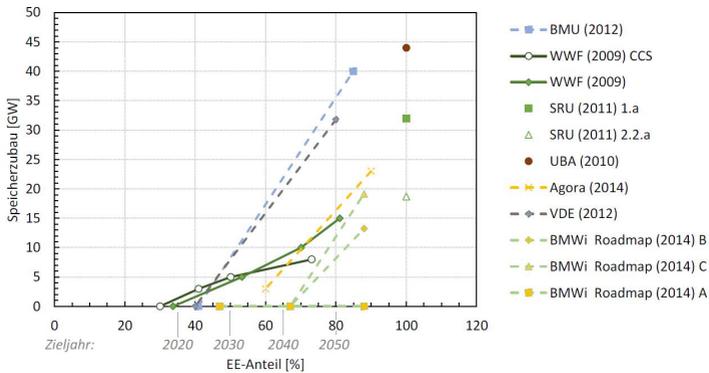


Abbildung 3.2: Notwendiger Speicherzubau zusätzlich zu den Bestandsanlagen nach [61]

Metastudien

Mit der steigenden der Einführung des EEG im Jahr 2000 stieg auch die Bedeutung von Energiespeichern, so dass zahlreiche Studien zu Thema erschienen sind, die in diversen Metastudien zusammengefasst und ausgewertet wurden. Im Jahr 2014 erschien die - ebenfalls vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie herausgegebene - *Metastudie Energiespeicher*, welche 68 Studien zum Thema Energiespeicher systematisch ausgewertet hat. Die Studie versucht, die Vergleichbarkeit der unterschiedlichen Studienergebnisse herzustellen, welche mit sehr unterschiedlichen Rahmenbedingungen und unterschiedlichen Annahmen zum Erreichen übergeordneter deutscher und europäischer Energieziele arbeiten. Die Auswertung ergibt, dass eine Mehrheit der Studien einen zusätzlichen Kapazitätsbedarf zwischen 3 - 30 GW bis 2020/2022 bzw. 13 - 50 GW bis 2030 feststellt. Darüber hinaus wird ab einem Anteil von 80% auch ein Bedarf an Power-to-Gas zur Langzeitspeicherung und Rückverstromung gesehen (0 - 40 TWh). Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass Power-to-Gas hauptsächlich als Langzeitspeicher betrachtet wird. Der Bedarf steigt, wenn Power-to-Gas auch zur Defossilisierung der Sektoren Verkehr und Wärme verwendet wird (250 - 340 TWh). Die Verwendung von Speichergasen in den genannten Sektoren soll gegenüber der Rückverstromung priorisiert werden [98].

Eine weitere Metastudie wurde 2016 von der TU München veröffentlicht und trägt den Namen *Kampf der Studien*. Die Studie bestätigt grundsätzlich die Ergebnisse aus [98], dass es zukünftig einen zunehmenden Speicherbedarf geben wird. Die Studie sieht diesen jedoch erst nach dem Jahr 2035 ab einem Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung von 60% (s. Abb. 3.2). Des Weiteren wird die Diskrepanz der Ergebnisse der ausgewerteten Studien hervorgehoben, welche zwischen einem Speicherbedarf von 0 und 44 GW variiert. Als Ursache hierfür werden die unterschiedlichen Randbedingungen sowie die getroffenen Vereinfachungen der betrachteten Studien genannt, die einen maßgeblichen Einfluss auf die Ergebnisse haben. Demnach führt eine rein nationale Versorgung zu einem höheren Speicherbedarf als die Berücksichtigung des europäischen Verbundnetzes und der zusätzliche Ausbau solarthermischer Kraftwerke in Südeuropa und Nordafrika [61].

Auch das im Jahr 2014 erschienene und 2017 aktualisierte Buch *Energiespeicher* von Sterner und Stadler widmet ein Kapitel dem Speicherbedarf. Die ausgewerteten Studien unterscheiden sich nicht grundsätzlich von den zuvor erwähnten Metastudien. Kurzfristig kann durch Flexibilisierung des thermischen Kraftwerksparks inkl. KWK-Anlagen, dem europäischen Netzausbau und Lastmanagement ein Speicherausbau bis zu einem Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung von 40% vermieden werden. Bei einer Vollversorgung der Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien wird Energiespeicherung zu einem elementaren Systembestandteil. Sterner/Stadler deuten an, dass Strom größere Anteile am Primärenergieverbrauch haben und für die Sektoren Wärme und Verkehr verstärkt eine Rolle spielen wird. Ebenso verweisen Sie auf einige praktische Herausforderungen, wie z.B. die skandinavische Speicherwasserkraft. Diese wird in vielen Studien in der Modellierung berücksichtigt. Es wird jedoch außer acht gelassen, dass Speicherwasserkraftwerke keine Pumpe besitzen und dementsprechend keinen Strom aufnehmen, sondern nur gespeicherte potentielle Energie in Strom wandeln können. Zur Nutzung müssten diese Anlagen nicht nur aufgerüstet, sondern auch von einem skandinavischen Netzausbau und dem Anschluss nach Mittel- und Westeuropa begleitet werden [151].

3.2.3 Der beschlossene Kohleausstieg, rechtliche Verbindlichkeit von Klimazielen und deren Verschärfung (2018-2021)

Zwischen 2018 und 2021 geschahen einige unerwartete Ereignisse, die großen Einfluss auf die Diskussion um Energiespeicher bzw. Flexibilitäten hatten. Die große Koalition kündigte in ihrem Koalitionsvertrag 2013 an, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um 80 bis 95% zu reduzieren und in einem Klimaschutzplan mit Maßnahmen zu unterlegen [63, S. 37], welcher im November 2016 veröffentlicht wurde. Der Klimaschutzplan 2050 legt „Meilensteine und Ziele [bzgl. Treibhausgasemissionen] als Rahmen für alle Sektoren bis 2050“ fest [40, S. 6] und kündigt an, eine Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Regionalentwicklung“ einzusetzen, welche bis Ende 2018 einen Bericht mit Konzepten für den erwarteten Transformationsprozess festlegen sollte. In dem im Januar 2019 erschienenen Abschlussbericht empfiehlt die Kommission ein „Abschlussdatum für die Kohleverstromung“ [42, S. 64]: Im Jahr 2038 soll die Verstromung von Kohle beendet werden. Im Jahr 2032 soll geprüft werden, ob ein Vorzug des Abschlussdatums auf 2035 möglich ist.

Die im Klimaschutzplan 2050 veröffentlichten Emissionsziele für einzelne Sektoren sind durch das im Dezember 2019 erschienene Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) rechtlich verbindlich geworden. Beginnend ab dem Jahr 2020 werden den Sektoren Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude, Verkehr, Landwirtschaft Abfallwirtschaft und Sonstiges zulässige Jahresemissionsmengen bis zum Jahr 2030 vorgegeben. Darüber hinaus werden jährliche, prozentuale Minderungsziele für die Jahre 2031 bis 2040 vorgegeben [71]. Die Geldbuße gegen einen Verstoß wurde auf 50.000 € festgelegt und ist symbolischer Natur. Gleichwohl ist die symbolische Bedeutung eines Gesetzesverstößes nicht zu unterschätzen.

Im April 2021 entschied das Bundesverfassungsgericht, dass die Regelungen des Klimaschutzgesetzes nicht mit den Grundrechten vereinbar seien, da hinreichende Maßnahmen für die weitere Emissionsreduktion ab dem Jahr 2031 fehlten. Zukünftige Generationen seien demnach gezwungen, die erforderlichen Minderungen immer dringender und kurzfristiger zu erbringen. Der Gesetzgeber wurde mit dem Beschluss verpflichtet, die Fortschreibungen der

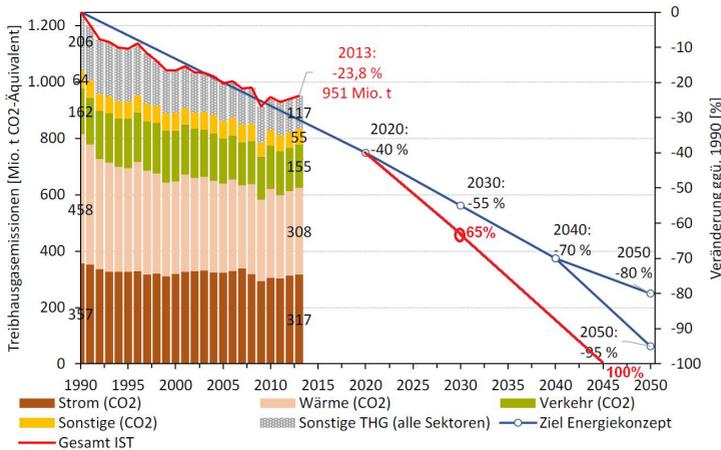


Abbildung 3.3: Entwicklung der THG-Emissionen, die ursprüngliche (KSG 2019) sowie verschärfte Trajektorie (KSG 2021) [71]

Minderungsziele für die Zeiträume nach 2030 bis zum 31. Dezember 2022 näher zu regeln¹⁵ [60].

Die Bundesregierung kam der Verpflichtung im August 2021 mit dem überarbeiteten Klimaschutzgesetz nach. Die den Sektoren zugestandenenen jährlichen Emissionsmengen wurden – beginnend ab dem Jahr 2024 – verringert und die Minderungsziele zwischen 2031 bis 2040 verschärft. Die deutlichsten Verschärfungen wurden jedoch in den Meilensteinen realisiert: Im Jahr 2030 ist eine Minderung der Treibhausgasemissionen um mindestens 65% gegenüber 1990 statt zuvor 55% zu erreichen, bis 2040 mindestens 88 % und die Netto-Null-Treibhausgasemissionen sind bereits im Jahr 2045 zu erreichen (s. Abb. 3.3). Für das Jahr 2050 sind negative Treibhausgasemissionen rechtlich festgeschrieben.

Seitdem der Kohleausstieg beschlossen wurde, ist absehbar, dass spätestens 2038 keine steuerbaren, grundlastfähigen Kraftwerke mehr zur Verfügung stehen werden. Das System wird abhängig von volatilen erneuerbaren Energien

¹⁵ Am 14.06.2023 wurde die Ressortabstimmung für die Novelle des Klimaschutzgesetzes und -programms eingeleitet, darin ist vorgesehen die verbindlichen Sektorziele abzuschaffen

sein. Der mit dem EEG eingeschlagene Pfad weg von zentralen, thermischen Großkraftwerken hin zu dezentralen volatilen Kleinanlagen wird nun konsequenter und in einem beschleunigten Tempo verfolgt, was die Zäsur im gesamten Energiesystem verschärft. Viele Studien zu zukünftigen Energieszenarien und Speicherbedarfen sind entweder obsolet geworden oder lassen den Schluss zu, dass die ermittelten Herausforderungen an den Speicherausbau früher eintreffen werden.

3.2.4 Neue Studien zu angepassten Klimazielen und die Bundestagswahl 2021

Im Jahr 2021 erschienen fünf bedeutende Studien, welche Szenarien vorschlagen, mit denen die angepassten Klimaziele erreicht werden können: Im Mai erschien ein Kurzberecht zu *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3*, welche vom Bundeswirtschaftsministerium in Auftrag gegeben wurde. Zwar ist sie die einzige, die die im Klimaschutzgesetz 2021 angepassten Klimaziele nicht berücksichtigt, jedoch wird eine Bewertung der betrachteten Szenarien hinsichtlich der neuen Klimaziele abgegeben.

Im Juni erschien die Studie *Klimaneutrales Deutschland 2045* von Agora Energiewende, welches eine Aktualisierung der zuvor erschienen Studie *Klimaneutrales Deutschland 2050* hinsichtlich der neuen Ziele darstellt. Im Oktober 2021 – und unmittelbar nach der Bundestagswahl im September 2021 – erschienen die Studien des Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI), der Deutsche[n] Energie-Agentur (dena) und des Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK), die sich ebenfalls alle mit den aktualisierten Klimazielen und ihrer Erreichung beschäftigen. Aufgrund ihrer Bedeutung für den zukünftigen Speicherbedarf werden die Studien nachfolgend kurz dargestellt.

Im Mai 2021 wurden der vom Bundeswirtschaftsministerium veröffentlichte Bericht *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland* veröffentlicht. In diesem werden drei Szenarien für das Erreichen der Treibhausgasneutralität untersucht. Die Szenarien unterscheiden sich in ihrer Gewichtung auf die drei Hauptenergieträger Strom, Wasserstoff und synthetische Kohlenwasserstoffe. Einzig dem Szenario mit Strom als Hauptenergieträger wird unterstellt, die Treibhausgasziele für die Jahre 2030 und 2040 zu erreichen. In diesem Szenario steigt die Nettostromerzeugung auf

1.050 TWh pro Jahr deutlich an. Es wird darauf hingewiesen, dass zwar der Stromverbrauch absolut deutlich ansteigt, aufgrund der hohen Wirkungsgrade direktelektrischen Anwendungen dieser Strom jedoch effizienter als bisherige Energieträger eingesetzt wird. In allen Szenarien wird Wasserstoff in einem relativ geringen Umfang zur Wiederverstromung eingesetzt (ca. 40 TWh). Die Szenarien wurden vor der Novelle des Klimaschutzgesetzes definiert und berechnet, dementsprechend sind die strengeren Klimaziele nicht in den Randbedingungen berücksichtigt. Es wird darauf verwiesen, dass zum Erreichen der Treibhausgasneutralität bis 2045 die Entwicklung nach 2040 gegenüber den dargestellten Szenarien beschleunigt werden muss [64].

Die Studie *Klimaneutrales Deutschland 2045* von Agora Energiewende untersucht, ob das Erreichen der Klimaneutralität von 2050 auf 2045 vorgezogen werden kann und aktualisiert damit die vorangegangene Studie *Klimaneutrales Deutschland 2050* in Anbetracht der Novelle des Klimaschutzgesetzes und den darin enthaltenen angepassten Klimazielen. Zur Zielerreichung ist bis zum Jahr 2045 eine Stromerzeugung vollständig aus erneuerbaren Energien notwendig, welche auch die Wiederverstromung von erneuerbar erzeugtem Wasserstoff mit einschließt. Fossile Brennstoffe sind durch Wasserstoff zu ersetzen und Fernwärme treibhausgasneutral bereitzustellen. Der Kohleausstieg ist auf das Jahr 2030 vorzuziehen. Durch die weitgehende Elektrifizierung des Verkehrs und des Wärmesektors sowie dem Einsatz von erneuerbar erzeugtem Wasserstoff in der Industrie, steigt der Stromverbrauch auf etwa 1000 TWh. Der Primärenergieverbrauch wird bis 2045 halbiert, was auf die verstärkte Nutzung von Strom und die damit verbundenen hohen Wirkungsgrade zurückzuführen ist. Für die Stromerzeugung sind dafür bis 2045 385 GW installierte Photovoltaik, 145 GW Wind an Land und 70 GW Wind auf See und damit in Summe 600 GW volatile Erzeugungsleistung notwendig. Hinzu kommen 2 GW Bioenergie und 6 GW Wasserkraft. Die 608 GW installierte Kraftwerksleistung erzeugt Netto 899 TWh Strom. Für den kurzfristigen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch sieht die Studie Batteriespeicher (zentrale, mit Photovoltaik kombinierte Hausmodule und Elektrofahrzeuge), Lastmanagement und Stromhandel vor. Die Summe der erforderlichen regelbaren Leistung beträgt im Jahr 2045 ca. 80 GW, wovon 6 GW Wasserkraft und 71 GW Gase bzw. Wasserstoff decken. Der Bedarf an Speichern beträgt im Jahr 2045 59 GW, wovon 52 GW Batteriespeicher und 7 GW Pumpspeicher darstellen. Zusätzlich kommt 6 GW Demand-Side-Management hinzu. Der saisonale Ausgleich soll im Wesentli-

chen durch die Rückverstromung von Wasserstoff und die Nutzung der großen skandinavischen und alpinen Speicher erfolgen [7].

Nach der Bundestagswahl Ende September 2021 erschien im Oktober 2021 der Ariadne-Report *Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045*, welcher vom Bundesministerium für Bildung und Forschung in Auftrag gegeben wurde. In diesem werden Szenarien und Pfade diskutiert, um gemäß der Klimaschutzgesetz-Novelle die Treibhausgasneutralität schon im Jahr 2045 zu erreichen. Im Unterschied zu der Agora-Studie wurde nicht nur ein Transformationspfad modelliert, sondern sechs Zielerreichungsszenarien. Diese wurden in vier Szenariogruppen unterteilt, welche sich in Hinblick auf die Bedeutung von Elektrifizierung, Wasserstoff und synthetische E-Fuels sowie dem Import erneuerbarer Energien unterscheiden. Bei der Elektrifizierung und der Herstellung von Wasserstoff wird die inländische Erzeugung einem verstärkten Import gegenübergestellt. Allgemein konstatiert der Bericht, dass eine stärkere Elektrifizierung eine schnellere Transformation der Endnutzung hin zu direktelektrischen Anwendungen erfordert, wohingegen die verstärkte Nutzung von Wasserstoff bzw. E-Fuels einen schnelleren Hochlauf der benötigten Produktionskapazitäten und Infrastrukturen benötigt. Auch in diesem Bericht sind die Hauptenergieträger erneuerbarer Strom, grüner Wasserstoff und grüne E-Fuels. Dazu kommt nachhaltig erzeugte Biomasse. Insbesondere die direkte Elektrifizierung des Energieverbrauchs spielt eine zentrale Rolle, der Anteil der Elektrizität an der Endenergienutzung beträgt 2045 zwischen 40-69%. Die indirekte Elektrifizierung über Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe trägt 8-37% zur Endenergienutzung bei. Je stärker Strom als Energieträger genutzt wird, desto eher bleibt die Nutzung von E-Fuels auf spezifische Industriesektoren, Schiffs- und Flugverkehr sowie als Backup-Energieträger für die Energiewirtschaft beschränkt. Durch die Elektrifizierung der Endenergienutzung wird auch in diesem Bericht ein Rückgang des Energieverbrauchs zwischen 34-59% erreicht. Die direkte Elektrifizierung trägt dazu bei, dass der Bruttostrombedarf in den Szenarien eine Höhe von 780 - 1580 TWh erreicht und weist darauf hin, dass die Nutzung von E-Fuels und Wasserstoff im Vergleich zur direkten Elektrifizierung einen erheblich größeren Einsatz an Energie, insbesondere von erneuerbarem Strom benötigt. Der Bericht weist ebenfalls darauf hin, dass die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien erhebliche Auswirkungen auf die Flächennutzung in Deutschland haben wird: Onshore-Wind und Freiflächen-Photovoltaik werden über 3% der Landesfläche Deutschlands benötigen. Das ist mehr als die 2%, die der Koalitionsvertrag für die Windenergie an Land

zusichert [150, S. 57]. Da die inländische Stromerzeugung nicht den gesamten Strombedarf decken kann und neben erneuerbarem Strom auch Wasserstoff und E-Fuels importiert werden müssen, thematisiert der Bericht auch den dafür notwendigen Flächenbedarf im Ausland. Aufgrund der Volatilität der Solar- und Windenergie wird betont, dass das System Energiespeicher sowie Flexibilitäten benötigt [124].

Zu ähnlichen Aussagen kommt die dena in ihrer, ebenfalls im Oktober 2021 erschienen, Leitstudie *Aufbruch Klimaneutralität*, die ebenfalls die angepassten Klimaziele der Klimaschutzgesetz-Novelle als Randbedingung berücksichtigt. Die Studie prognostiziert einen Bruttostrombedarf von 910 TWh durch die steigende Bedeutung von Strom aus erneuerbaren Energien, sowohl für die direkte als auch indirekte Nutzung als Wasserstoff bzw. E-Fuels. Hierfür werden im Jahr 2045 259 GW Photovoltaik, 124 GW Onshore-Wind sowie 50 GW Offshore-Wind installiert sein und 59 GW regelbare Gaskraftwerke benötigt, in welchen ein sukzessiver Ersatz durch synthetische klimaneutrale Gase stattfinden soll. Neben regelbaren Gaskraftwerken betont die Studie auch die Bedeutung von Flexibilitäten und Speicherkapazitäten. Zwar wird die Minderung der Treibhausgas-Emissionen durch einen vorgezogenen Ausstieg aus der Kohleverstromung nicht explizit genannt, „durch den beschleunigten Rückgang der Kohleverstromung“ [66, S. 180] jedoch implizit angedeutet. Ähnlich wie andere Studien steigt auch in dieser der Strombedarf an, während der Endenergieverbrauch aufgrund des besseren Wirkungsgrads von 2489 TWh im Jahr 2018 um 41% auf 1477 TWh im Jahr 2045 sinkt.

Zusätzlich widmet sich die Studie auch dem Marktdesign und gesellschaftlicher Akzeptanz, denen jeweils ein eigenes Kapitel gewidmet wird. Demnach sind die heutigen Energiemärkte durch ein gewachsenes Geflecht von Rahmenbedingungen geprägt, welche aus dem Frühstadium der Strommarktliberalisierung und der Anfangsphase der Energiewende stammen. Marktstrukturen und Netzregulierung haben sich parallel, aber nicht integriert entwickelt. Dadurch folgen viele Regeln einer sektoralen, statt einer notwendigen systemischen Optimierung. Gleiches gilt für die Umweltregulierung verschiedener Marktsegmente, welche ebenfalls nicht aufeinander abgestimmt sind. Beispielhaft erwähnt wird die starke Belastung des Energieträgers Strom durch Steuern, Abgaben und

Umlagen sowie den EU-ETS¹⁶, wohingegen z.B. Heizgas über das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) anderen Hebesätzen unterliegt. Das steuernde Kernelement für einen auf Klimaneutralität ausgerichteten Markt ist der Preis für CO₂-Äquivalente.

Die Studie hebt hervor, dass der Weg zur Klimaneutralität eine „der größten Transformationsprozesse in der Geschichte der Menschheit“ [66, S. 67] sei. Dementsprechend wichtig sei eine partizipative Energiewende, welche das Ziel der Klimaneutralität gesellschaftlich verankern soll. Eine offene und positive Kommunikation soll die Menschen mitnehmen und durch eine klare Kommunikation von Ge- und Verboten begleitet werden [66].

Als letzte wichtige Studie ist das vom BDI in Auftrag gegebene und ebenfalls im Oktober 2021 erschienene Gutachten *Klimapfade 2.0 - Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft* zu nennen. Auch in diesem sind die Klimaziele des aktualisierten Klimaschutzgesetzes von 2021 berücksichtigt. Die für 2045 prognostizierte Nettostromerzeugung liegt mit 1095 TWh in ähnlichen Dimensionen wie in den zuvor erwähnten Studien. Vergleichbar ist ebenfalls die installierte Leistung von 621 GW, von denen über 480 GW Windkraftanlagen und Photovoltaik sind. Der Ausbau erneuerbarer Stromerzeugungskapazitäten ist somit eine der wesentlichen Maßnahmen für den Energiewirtschaftssektor. Zu weiteren Maßnahmen gehört der Netzausbau auf allen Spannungsebenen, der Aufbau von Wasserstoffinfrastruktur und der Ausbau thermischer Leistung zur Versorgungssicherheit. Bis 2045 sind demnach 88 GW Gaskraftwerke zu installieren, die zu 100% mit grünen Gasen betrieben werden. Im Gegensatz zu den anderen Studien erwähnt die Studie die Energiespeicherung nicht [15].

3.2.5 Vergleichbarkeit der Studien

Aufgrund der sich unterscheidenden Annahmen und Randbedingungen sind die einzelnen Studien nur bedingt miteinander vergleichbar. Es lassen sich aus ihnen jedoch wichtige Erkenntnisse ableiten. Während man in den Jahren 2000

¹⁶ Das „emissions trading system“ der EU (EU-ETS) ist ein Markt für CO₂-Äquivalente bzw. Treibhausgas-Emissionen. Dabei wird eine absolute Menge an erlaubten Treibhausgasemissionen festgelegt und den Teilnehmern am Markt Emissionsrechte zugewiesen. Die Marktteilnehmer können überschüssige Emissionsmengen verkaufen oder zusätzliche Emissionsrechte erwerben. Die Obergrenze wird von der EU sukzessive gesenkt.

- 2010 noch auf die Kernenergie als Brückentechnologie setzte, wurde diese zwischen 2010 und 2020 nicht mehr berücksichtigt. Die zwischen 2010 und 2020 erschienen Studien sehen einen verhältnismäßig großen Anteil an fossilen Kraftwerken vor, die nach dem beschlossenen Kohleausstieg im Jahr 2018 langfristig ebenfalls nicht mehr zur Deckung der residualen Last eingesetzt werden können. Viele Ergebnisse sind damit, zumindest in absoluten Zahlen, obsolet geworden.

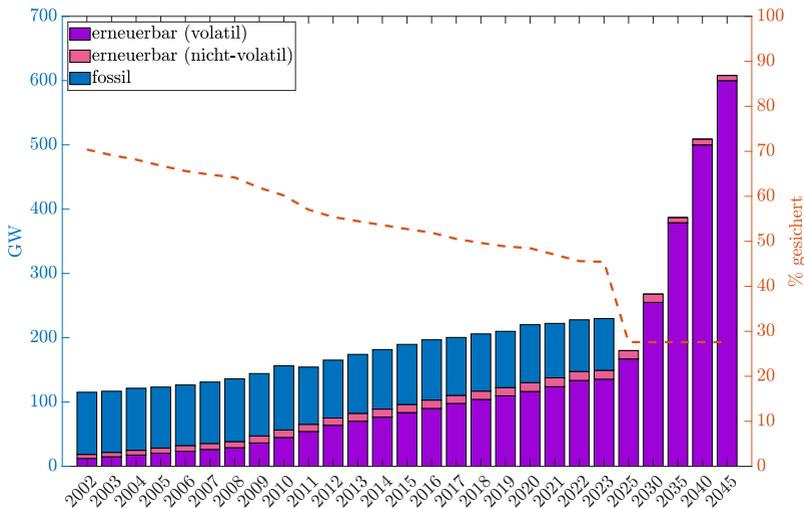


Abbildung 3.4: Entwicklung der installierten Leistung, der Anteil von fossiler und erneuerbarer Leistung gegenüber der Trajektorie der ungewichteten gesicherten Leistung (gestrichelt) nach [96] und [7, S. 25]

Weiterhin wird deutlich, dass je nach Grad der überregionalen Vernetzung auch der Speicherbedarf stark schwankt. Während in rein nationalen Szenarien der Speicherbedarf am höchsten ist, werden in best-case Szenarien der überregionalen Versorgung zusätzlich zum bestehenden Speicherbedarf keine weiteren Speicher benötigt. Dies setzt jedoch voraus, dass sowohl die großen alpinen Speicher, als auch die skandinavischen Speicher zur Deckung des deutschen Bedarfs uneingeschränkt herangezogen werden dürfen. Etwaiger lokaler Bedarf wird ebensowenig berücksichtigt wie die Tatsache, dass die skandinavischen

Speicher nahezu ausschließlich Speicherkraftwerke sind und kaum Pumpleistung zur Verfügung steht. Für eine Einbindung wären diese Anlagen mit Pumpen auszurüsten und das Übertragungsnetz lokal auszubauen. Weiterhin haben andere europäische Länder ebenfalls Pläne für die Einbindung volatiler erneuerbarer Energien und werden um die Nutzung der Energiespeicherkapazitäten mit Deutschland konkurrieren.

Im Gegensatz zu den Studien der nachfolgenden Dekade spielt die Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Verkehr in den Studien der 2010er Jahre eine weniger ausgeprägte Rolle. Power-to-X wird hauptsächlich als Langzeitspeicher mit Fokus auf Methan betrachtet. Das sektorkoppelnde Element und die Bedeutung des Wasserstoffs für das Energiesystem der Zukunft wird erst mit der im Jahr 2020 erschienenen Wasserstoffstrategie deutlich. In den im Vorfeld der Bundestagswahl 2021 erschienen Studien ist diese ebenso berücksichtigt, wie der Ausstieg aus der Verstromung von Kohle und die verschärften und vorgezogenen Klimaziele. Wasserstoff ist in sämtlichen Studien ein bedeutendes

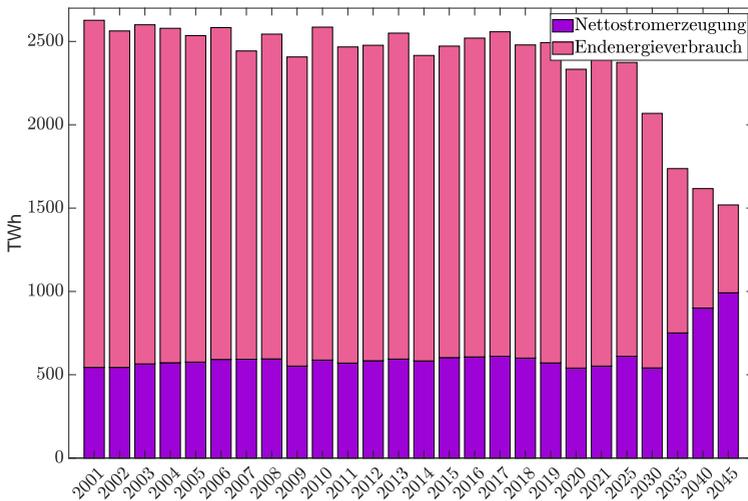


Abbildung 3.5: Tatsächliche und voraussichtliche Entwicklung des Strom- und Endenergiebedarfs bis 2045 nach [3, S. 20], [2, S. 2] und [7, S. 24-29]

Element und neben Strom eine tragende Säule des Energiesystems der Zukunft. Dort wo Strom nicht direkt genutzt werden kann, wird Wasserstoff eingesetzt. Insbesondere für die chemische und stahlerzeugende Industrie spielt die stoffliche Nutzung eine ebenso bedeutende Rolle wie in den schwer elektrifizierbaren Verkehrssektoren wie dem Flug- und Schiffsverkehr. Dies führt dazu, dass der jährliche Strombedarf in Zukunft signifikant steigen wird, genannt werden Größenordnungen um die 1000 TWh, vereinzelt auch bis zu 1500 TWh.

Da die Stromerzeugung zu diesem Zeitpunkt zum größten Teil aus volatilen Erzeugungstechnologien gedeckt und die installierte Leistung mit ca. 600 GW das dreifache der heutigen betragen wird, kommt der Flexibilisierung von Erzeugung und Verbrauch eine bedeutendere Rolle zu (s. Abb. 3.4). Insbesondere da die installierte Leistung nahezu vollständig aus volatiler Erzeugung bestehen wird. Alle Studien gehen von einer Abnahme des Endenergieverbrauchs von vormals 2500 TWh auf ca. 1500 TWh aus, so dass Strom das Fundament zukünftiger Energieversorgung wird und eine noch herausragendere Rolle im Energiesystem bekommt (s. Abb. 3.5).

Aus den ausgewerteten Studien zeichnen sich die Technologien Pumpspeicher, Batterien und Elektrolyseur als die tragenden Säulen der Energiespeicherung der Zukunft ab. Aus diesem Grund werden in dieser Arbeit jene drei Technologien näher betrachtet. Ein eindeutiger Bedarf an installierter Speicherleistung und Speicherkapazität in Leistung und Kapazität ist nicht eindeutig zu ermitteln, sicher ist jedoch, dass es aus genannten Gründen einen signifikant steigenden Speicherbedarf gibt.

3.3 Energiespeichertechnologien

Es gibt viele Möglichkeiten Energie zu speichern, doch nur wenige haben eine relevante Bedeutung für das Energiesystem der Zukunft. Es zeichnet sich ab, dass das Energiespeicherportfolio hauptsächlich aus Pumpspeichern, Batterien und Wasserstoffspeichern bestehen wird. Nachfolgend werden die Grundlagen der jeweiligen Technologie erklärt und ihre Verwendung in der Praxis beschrieben.

3.3.1 Mechanische Energiespeicher

Mechanische Energiespeicher basieren auf der klassischen Newton'schen Mechanik und speichern Energie in Form von kinetischer oder potentieller Energie bzw. der Energie, welche in kompressiblen Medien gespeichert werden kann. Das Prinzip, Energie in kompressiblen Gasen zu speichern kommt in Druckluftspeicherkraftwerken zum Einsatz. Das Prinzip wurde in den 1940er Jahren erforscht und 1978 zum ersten Mal im Druckluftspeicherkraftwerk Huntorf in Niedersachsen realisiert, 1991 wurde eine Anlage in den USA gebaut und 2016 ein adiabeter Druckluftspeicher im Gotthard-Basistunnel realisiert. Durch die Rekuperation der bei der Kompression entstandenen Wärme im Vergleich zur diabaten Druckluftspeicherung, konnte der Wirkungsgrad erhöht werden. Ein zweites Projekt in Deutschland wurde 2015 aufgrund mangelnder Marktperspektiven eingestellt. Aufgrund der geringen Relevanz, sowohl weltweit, als auch in Deutschland, wird diese Technik nicht weiter verfolgt.

In Schwungradspeichern wird kinetische Energie gespeichert. In technischen Anwendungen werden Schwungräder bzw. Rotoren eingesetzt. Die gespeicherte Energie ist in zweiter Potenz von der Winkelgeschwindigkeit abhängig und wird mit dem Massenträgheitsmoment des Rotors multipliziert. Die ersten modernen Schwungräder wurden 1950 in der Schweiz entwickelt und in Nahverkehrsbusen zur Rekuperation von Bremsenergie eingesetzt. Da Schwungradspeicher in aktuellen energiewirtschaftlichen Speicherbetrachtungen keine Rolle spielen, werden sie ebenfalls nicht weiter ausgeführt [151].

Pumpspeicher nutzen potentielle Energie zur Speicherung. Mit einem Anteil von mehr als 96 % an der installierten weltweiten Speicherkapazität für elektrische

Energie [144] sind sie von besonderer Relevanz und werden nachfolgend vorgestellt.

Grundlagen

Pumpspeicher speichern potentielle Energie, in dem sie unter Aufwand von Elektrizität Wasser gegen die Gravitationkraft auf ein geodätisch höheres Potential pumpen. Pumpspeicher bestehen aus einem Ober- und Unterbecken, einem Krafthaus und den Stollen oder Leitungen, welche die jeweiligen Becken mit dem Krafthaus verbinden (vgl. Abb. 3.6). Im Krafthaus befinden sich die Pumpe, die Turbine und den Generator. Die Becken sind entweder künstlich oder durch den Stau eines Flusses angelegt. Je nach geografischen Begebenheiten haben die Oberbecken auch natürliche Zuflüsse. Das Oberbecken liegt über dem Unterbecken und besitzt die größere potentielle Energie. Sie berechnet sich aus dem Speicherinhalt V , der Dichte des Wassers ρ , der Gravitation g und der effektiven Fallhöhe Δh , sowie dem Gesamtwirkungsgrad der Anlage:

$$E = V \cdot \rho \cdot g \cdot \Delta h \cdot \eta_{\text{Ges}} \quad (3.1)$$

Die speicherbare Energie hängt damit im Wesentlichen von der Menge des gepumpten Wassers bzw. der Größe der Becken und der Höhendifferenz zwischen Ober- und Unterbecken ab. Die Wahl der Standorte von Pumpspeichern richten sich hauptsächlich nach den Speichermöglichkeiten bei großen Höhenunterschieden unter der Ausnutzung natürlicher Vorfluter¹⁷, insbesondere natürlicher und künstlicher Stauseen und der kürzestmöglichen Länge des Triebwasserweges, d.h. der Entfernung zwischen Ober- und Unterbecken [101]. Aufgrund geografischer Gegebenheiten befinden sich die größten Anlagen in Deutschland in den Mittelgebirgen Sachsens, Thüringens und des südlichen Schwarzwalds. Um den kürzestmöglichen Triebwasserweg zu gewährleisten, wird das Krafthaus in neueren Anlagen in Kavernenbauweise möglichst direkt unterhalb des Oberbeckens platziert.

¹⁷ „Vorflut ist die Möglichkeit des Wassers, mit natürlichem Gefälle oder durch künstliche Hebung abzufließen (natürliche und künstliche Vorflut). Als Vorfluter werden die der Vorflut dienenden Gewässer bezeichnet.“ DIN 4049

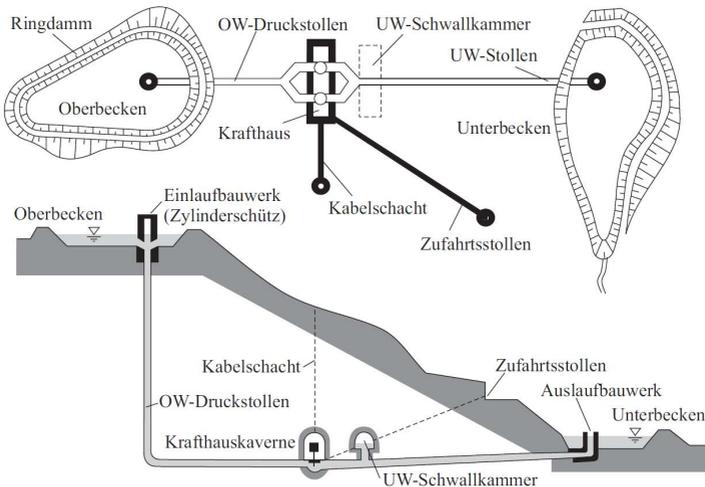


Abbildung 3.6: Hauptelemente eines Pumpspeichers nach [101]

Stand der Technik

Pumpspeicher sind die älteste großtechnische Speichertechnologie und dementsprechend ausgereift. Neben dem Ober- und Unterbecken, welche bestimmend für die Speicherkapazität sind, sind die wesentlichen maschinentechnischen Baugruppen die Pumpe, die Turbine und der Generator/Motor. Man unterscheidet grundsätzlich zwischen ternären Maschinensätzen und Pump-turbinen. Ternäre Maschinensätze können vertikal oder horizontal angeordnet werden und trennen Pumpe und Turbine voneinander. Zusätzlich können hydraulische Wandler und Kupplungen zum Einsatz kommen. Durch die Trennung von Pumpe und Turbine können die jeweiligen Anlagenteile auf ihre Betriebsart hin optimiert werden. Wandler bzw. Kupplungen schaffen eine große Flexibilität, in dem der inaktive Anlagenteil abgekoppelt wird und somit weniger Masse beim Betriebsartenwechsel in Bewegung gesetzt werden muss. Aufgrund der geringeren Massenträgheit durch den abgekoppelten Anlagenteil wird der Anfahrvorgang von Pumpe bzw. Turbine beschleunigt. Zusätzlich lässt sich dadurch der Betriebsartenwechsel von Pumpbetrieb auf Turbinenbetrieb bzw. umgekehrt beschleunigen. Aufgrund der Trennung kann die Turbine sowohl in

Pelton- als auch Francis-Bauweise ausgeführt werden. Erstere kommt i.d.R. bei besonders großen Fallhöhen zum Einsatz.

Pumpturbinen sind reversible Strömungsmaschinen und direkt mit dem Motor-generator gekuppelt. Wie die Bezeichnung andeutet, vereint die Pumpturbine sowohl Pumpe als auch Turbine in einem Anlagenteil. Hierdurch werden Anlagenteile und somit Kosten eingespart, was jedoch zulasten der Flexibilität der Anlage geht. Moderne Pumpspeicher erreichen einen Gesamtwirkungsgrad von 80 % [101].

Der ursprüngliche Einsatzzweck von Pumpspeichern war der Wälzbetrieb bzw. die Energieveredelung. Hierbei wurde der Strom aus thermischen Kraftwerken zu günstigen Konditionen in Abend- bzw. Nachtstunden gepumpt und zu höheren Preisen in Hochlastzeiten turbinert. Die Becken wurden i.d.R. so ausgelegt, dass sie in einem drei- bis fünfstündigen Volllastbetrieb die Spitzenlast decken konnten. Da thermische Kraftwerke aus wirtschaftlichen Gründen nicht ab- und wieder eingeschaltet werden können und auf einen möglichst gradientenarmen Betrieb ausgelegt sind, dienen Pumpspeicher somit auch zur Optimierung von thermischen Kraftwerken. Aufgrund ihrer Flexibilität eignen sich Pumpspeicher auch für die Bereitstellung von Regelleistung, hauptsächlich Sekundärregelleistung.

Der historisch gewachsene Betrieb von Pumpspeichern hat sich durch die Energiewende maßgeblich geändert. Durch den fluktuierenden Charakter erneuerbarer Energien hat sich die Anzahl der Betriebsartenwechsel erhöht und die Einsatzdauer gemindert, was größere Belastung für die Anlagenteile bedeutet. Die dem Pumpspeicherbetrieb inhärenten Systemdienstleistungen wie Blindleistungsbereitstellung und Schwarzstartfähigkeit sind durch die wachsenden Anforderungen an die Versorgungssicherheit des Energiesystems wieder in den Fokus gerückt. Pumpspeicher eignen sich ebenso hervorragend für die Frequenzhaltung durch die Bereitstellung von Regelleistung als auch die Spannungshaltung durch variable Phasenwinkel bzw. Phasenschieberbetrieb¹⁸. In jeder Regelzone sind Pumpspeicher für den Schwarzstart des Übertragungsnetzes vorgesehen. Während in den Anfangsjahren die Regelbarkeit der Pumpe nicht von Bedeutung war, ist diese Charakteristik im aktuellen Energiesystem

¹⁸ Phasenschieber beschreibt in diesem Fall eine Synchronmaschine, die weder als Motor oder Generator, sondern im Leerlauf betrieben wird und in einem weiten Regelbereich Blindleistung bereitstellt.

von wachsender Bedeutung. Durch den hydraulischen Kurzschluss¹⁹ kann die Leistungsabgabe schon jetzt in den meisten Anlagen geregelt werden. Der Verschleiß der Anlagenteile steigt, der Wirkungsgrad der Anlage sinkt dadurch. Neuere Anlagen stellen die Regelbarkeit der Leistungsaufnahme durch einen asynchronen Generator bereit.

Wenngleich die jüngsten Pumpspeicher ca. 20 Jahre alt sind und nicht für die aktuellen Anforderungen des Energiesystems ausgelegt sind, können sie sich den Gegebenheiten anpassen. Gleichwohl ist das Potential für die Optimierung der Bestandsanlagen gegeben [101].

Installierte Leistung bzw. Kapazität

In Deutschland befinden sich 27 Pumpspeicher mit einer Leistung von ca. 6,2 GW und einer Speicherkapazität²⁰ von rund 39 GWh in Betrieb. Die Bandbreite der Leistung erstreckt sich dabei von wenigen MW bis über einem GW, die Fallhöhen variieren von 49 bis 625 m. Die Speicherkapazität erstreckt sich von 0,18 bis 8,5 GWh. Der Volllastbetrieb erstreckt sich von 3,5 bis 15 Stunden²¹. Zusätzlich zu den in Deutschland installierten Pumpspeichern stehen 2,4 GW an Pumpspeicherleistung in Luxemburg und Österreich für das deutsche Netz zur Verfügung [144].

3.3.2 Elektrochemische Energiespeicher

Redox-Reaktionen sind chemische Reaktionen, bei welchen elektrische Ladungen übertragen werden und sich dabei die Oxidationszustände der eingesetzten Elemente ändern. Elektrochemische Energiespeicher machen sich diesen Ef-

¹⁹ gleichzeitig zum Pumpbetrieb unter Volllast wird eine Turbine in Teillast gefahren, so dass die Leistungsaufnahme geregelt werden kann.

²⁰ Der maximale Speicherinhalt wird vom jeweils kleineren Becken bestimmt. Es wird angenommen, dass dessen Inhalt einmal vollständig in das Oberbecken gepumpt und wieder turbinert wird [101, S. 729]. Der Schluchsee als Deutschlands größter Energiesee allein besitzt einen theoretischen Speicherinhalt von 133 GWh. In der Logik von Giesecke et al. geht nur das Schwarzabecken als Unterbecken des Pumpspeicher Häusern mit 0,5 GWh Speicherkapazität in die Statistik ein.

²¹ Der Schluchsee könnte theoretisch über zwei Wochen „entladen“ werden

fekt in Batterien zunutze. Man unterscheidet dabei zwischen primären und sekundären Batterien. Primäre Batterien sind nicht wiederaufladbar, während sekundäre Batterien (auch: Akkumulator bzw. Akku) wiederaufladbar sind. In nachfolgendem Kapitel wird die Technologie der elektrochemischen Energiespeicher dargestellt. Aufgrund der Relevanz im Energiesystem liegt der Fokus auf großtechnischen Lithium-Ionen-Sekundärbatterien, die nachfolgend als Batteriespeicher bezeichnet werden.

Grundlagen

Die Energiespeicherung in Batterien erfolgt in Form von Ladungsträgern, die durch Redox-Reaktion aufgenommen bzw. abgegeben werden. Der Fluss elektrischer Ladungsträger Q über die Zeit t erzeugt einen elektrischen Strom abhängig von der Zeit $i(t)$:

$$i(t) = \frac{dQ}{dt} \quad (3.2)$$

Ein Elektron bzw. Proton besitzt die Elementarladung e^{22} :

$$e = 1,60 \cdot 10^{-19} \text{C} \quad (3.3)$$

Aus der Elementarladung e und der Avogadro-Konstante N_A ergibt sich die Faraday-Konstante F^{23} :

$$F = e \cdot N_A = 9,65 \cdot 10^4 \cdot \frac{\text{C}}{\text{mol}} \quad (3.4)$$

²² Die Elektrizitätsmenge wird in der Einheit Coulomb (C) gemessen.

²³ Die Faraday-Konstante wird in Coulomb pro mol angegeben. Mol ist die Einheit der Stoffmenge

Die Konstante beschreibt die elektrische Ladung eines Mols geladener Ionen, je nach Menge freigesetzter Elektronen kann die Ladungsmenge wie folgt formuliert werden:

$$Q = n_{e^-} \cdot F = \int i(t) dt \quad (3.5)$$

Die Menge n_{e^-} der freigesetzten Elektronen resultiert dabei aus der Stöchiometrie der jeweiligen Reaktionsgleichungen [151].

Der Energieinhalt E einer Batterie ist abhängig von der Spannung U , die innerhalb der Zelle zwischen den Ladungsträgern Q herrscht und kann in allgemeiner Form wie folgt angegeben werden:

$$E = Q \cdot U \quad (3.6)$$

Aufgrund der hohen Ladungsdichte bei gleichzeitig hoher Zellspannung hat sich die Lithiumionen-Batterie im technischen Einsatz weitestgehend durchgesetzt.

Prinzipiell funktionieren Lithiumionen-Batterien wie galvanische Zellen, mit dem Unterschied, dass bei ihnen keine chemische Reaktion der aktiven Materialien stattfindet. Stattdessen werden an beiden Elektroden Lithiumionen in der Zellstruktur eingelagert, die während des Ladevorgangs von einer zur anderen Elektrode gepumpt werden. Sie werden quasi zwischen beiden Einlagematerialien ausgetauscht [65].

Die Energiespeicherung in Lithiumionen-Zellen beruht auf der reversiblen Ein- und Auslagerung von Lithiumionen in sogenannten Aktivmaterialien durch elektrochemische Redoxreaktionen. Die Einlagerung der Lithiumionen in das Wirtsgitter wird als Interkalation bezeichnet. Bei der Interkalation wird die Struktur der Verbindung nicht wesentlich verändert. Die Einlagerung kann sowohl an der positiven als auch der negativen Elektrode stattfinden. Während des Ein- bzw. Auslagerungsprozesses wird das Aktivmaterial entsprechend reduziert bzw. oxidiert. Der grundlegende Aufbau einer Lithiumionen-Batterie ist in Abbildung 3.7 schematisch dargestellt. Die Elektroden sind über einen ionenleitenden Elektrolyten miteinander verbunden. Der Separator dient als

elektrischer Isolator und verhindert einen elektrischen Kurzschluss. Über einen äußeren Stromkreis werden die beiden Elektroden elektrisch miteinander verbunden.

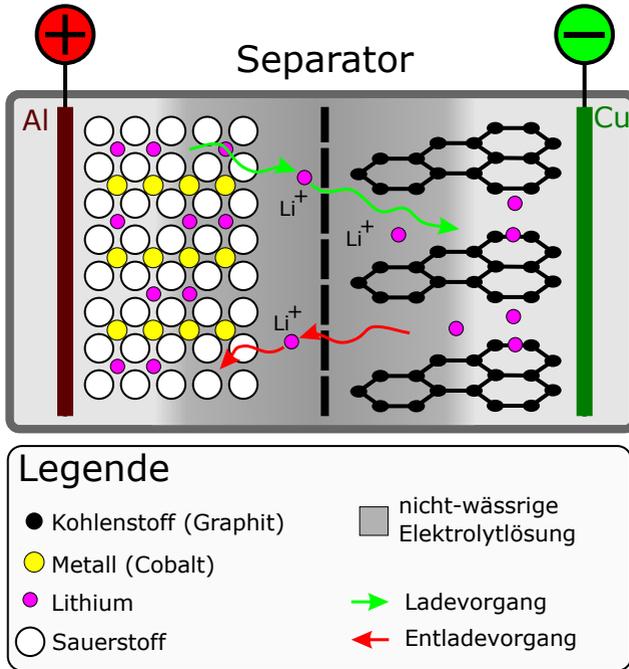
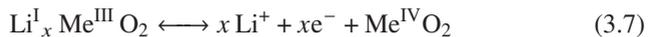


Abbildung 3.7: Schematischer Aufbau einer Lithium-Ionen-Batteriezeile (LiCoO₂/Li-Graphit)

In allgemeiner Form können die in einer Lithiumionen-Zelle stattfindenden Reaktionen mit den folgenden Gleichungen beschrieben werden²⁴:

Positive Elektrode:



²⁴ Me beschreibt den Platzhalter für die mit Lithium verbundenen Übergangsmetalloxide. Im Fall einer Lithiumionenbatterie z.B. Kobalt (Co), Mangan (Mn) oder Nickel (Ni). C₆ steht für Graphit.

Negative Elektrode:



Beim Laden wird das Aktivmaterial der positiven Elektrode oxidiert, womit sich die Oxidationszahl des Übergangsmetallatoms um 1 erhöht und ein Elektron an den äußeren Stromkreis abgegeben wird. Lithiumionen werden dabei aus dem Wirtsgitter ausgelagert, gehen in den Elektrolyten über und bewegen sich zur negativen Elektrode. An dieser findet eine Reduktion statt, bei welcher Lithiumionen aus dem Elektrolyten in das Aktivmaterial (Graphit) übergehen und dort eingelagert werden. Um die Ladungsneutralität zu erhalten, werden der negativen Elektrode Elektronen über den äußeren Stromkreis zugeführt. Dem Graphit wird pro eingelagertem Lithiumion ein Elektron zugeordnet [151].

Stand der Technik

Das konventionelle positive Elektrodenmaterial ist Lithium-Kobaltoxid (LiCoO_2). Es weist eine Schichtstruktur auf, in der sich Lagen aus Kobalt-, Sauerstoff- und Lithiumionen abwechseln, siehe auch Abb. 3.7 die eine solche Zelle darstellt. Das gebräuchlichste Material für negative Elektroden stellt grafitischer Kohlenstoff dar, in welchem Kohlenstoffatome zu parallelen Schichten angeordnet sind. Der positive Stromableiter besteht i.d.R. aus Aluminiumfolie, der negative Stromableiter aus Kupferfolie. Der Leerraum zwischen den Elektroden werden mit Elektrolyt aufgefüllt, wobei es sich um eine Lithiumsalzlösung in einem Gemisch aus organischen Lösungsmitteln handelt. Eine mikroporöse Membran dient als Separator zwischen den Elektroden und vermeidet Kurzschlüsse. Da Kobaltoxid teuer ist, Kobalt-Erz eine knappe Ressource darstellt, in konfliktreichen Gegenden geschürft wird und Kobalt ein toxischer Gefahrstoff ist, werden Alternativen gesucht. Eine kommerziell verfügbare Alternative zu Kobaltoxid ist Lithium-Manganoxid (LMO). LMO ist sicherer und günstiger als Kobaltoxid, jedoch von begrenzter Lebensdauer. Nickel-Mangan-Kobaltoxid (NMC) ist ebenfalls sicherer und günstiger als Kobaltoxid, zeigt jedoch eine abfallende Entladespannung. Nickel-Kobalt-Aluminiumoxid (NCA) ist günstiger und leichter als Kobaltoxid, indes kaum sicherer. Eisenphosphat (LFP) ist sehr sicher und geringfügig günstiger als Kobaltoxid, hat jedoch im Vergleich zu Kobaltoxid eine geringere Spannung. In großtechnischem Maßstab scheinen

sich NMC und LFP zu empfehlen. Im direkten Vergleich zu Kobaltoxid ist Graphit günstig und leicht, weshalb davon auszugehen ist, dass es seine Stellung als Standardmaterial für negative Elektroden behaupten wird [120].

Während im Jahr 2013 über 60 % der installierten Hausbatterie-Systeme²⁵ Blei-Säure Batterien waren, werden seit 2017 fast ausschließlich Lithiumionen-Systeme implementiert. Ende 2019 waren 93 % der 185.000 installierten Hausbatterie-Systeme Lithiumionen-Batterien. Diese werden oft in Kombination mit Photovoltaikmodulen installiert. Als Beweggründe für private Batterien wird die Eigenverbrauchsoptimierung und das Leisten eines Beitrags zur Energiewende genannt. Die Systeme werden verstärkt mit Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen kombiniert.

Von den 68 installierten Großbatterien in Deutschland sind 80 % Lithiumionen-Batterien, der Rest hybride Systeme, Natriumschwefel-, Bleisäure- und Redox-Flow-Batterien. Letztere sind zu großen Teilen Forschungsprojekte. Aufgrund des Verhältnisses von Kapazität zu Leistung von ca. 1 und der sehr schnellen Reaktionszeiten wird der überwiegende Teil der Großbatterien für die Teilnahme am Primärregelleistungsmarkt eingesetzt. Über die Jahre ist die Kapazität der Großbatterien sukzessive gestiegen, viele Systeme haben eine Kapazität von über 20 MWh [91].

Installierte Leistung bzw. Kapazität

Im Jahr 2019 waren 750 MW und 1420 MWh an Hausbatterie-Systemen sowie 460 MW und 620 MWh an Großbatteriespeichern installiert. Ergänzt werden diese durch industrielle Batteriespeicher, die bei unklarer Datenlage ca. 27 MW und 57 MWh betragen [91].

²⁵ nach [91] werden Speichersysteme ≤ 30 kWh als Hausbatterien definiert, zwischen 30 kWh und 1 MWh spricht man von Industriebatteriespeichern und bei Kapazitäten ≥ 1 MWh oder Leistungen ≥ 1 MW spricht man von Großbatteriespeichern.

3.3.3 Chemische Energiespeicher

Wasserstoff wurde vor über 250 Jahren entdeckt und erforscht, dementsprechend sind viele unterschiedliche Verfahren bekannt, um ihn herzustellen. Er kann zum einen aus Kohlenwasserstoffen fossiler Energieträger bzw. Biomasse oder aus Wasser gewonnen werden. Bei der Produktion von Wasserstoff aus Kohlenwasserstoffen ist die Dampfreformierung aktuell das mit Abstand am meisten verwendete Verfahren. 96 % des Wasserstoffs wurden im Jahr 2010 aus fossilen Energieträgern gewonnen [158, S.4ff.]. Bisher wurde Wasserstoff hauptsächlich für die Herstellung von Ammoniak verwendet, welcher ein wichtiger Grundstoff für die chemische Industrie darstellt und bspw. für die Herstellung von Düngemitteln von Bedeutung ist. Auch in der petrochemischen Industrie ist Wasserstoff von besonderer Bedeutung, da er sowohl für die Verarbeitung von Schwerölen in leichtere Ölsorten wie Benzin, Diesel und Kerosin als auch für die Abtrennung von Schwefel benötigt wird [158, S.14 ff.].

Spätestens seit der Veröffentlichung der „Nationalen Wasserstoffstrategie“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie im Juni 2020 ist die Bedeutung von Wasserstoff für die Energiewirtschaft gestiegen. Das Ministerium misst Wasserstoff als Alternative zu den bisher verwendeten fossilen Energieträgern eine große Bedeutung zu. Demnach kann Wasserstoff als Basis für synthetische Kraft- und Brennstoffe dienen und in Brennstoffzellen die wasserstoffbasierte Mobilität wiederbeleben. In Bereichen, in denen Strom nicht direkt eingesetzt werden kann, kann Wasserstoff zur Dekarbonisierung von Sektoren beitragen. Darüber hinaus ist Wasserstoff für das Ministerium auch als Energiespeicher wichtig [43].

Es ist absehbar, dass Wasserstoff zukünftig verstärkt aus der Elektrolyse von Wasser gewonnen wird und sukzessive die Dampfreformierung von fossilen Energieträgern ablösen wird. Grundsätzlich stehen hierfür drei Verfahren zur Verfügung:

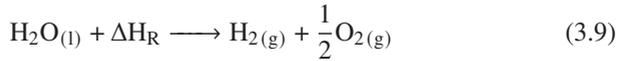
- Alkalische Elektrolyse
- PEM-Elektrolyse
- Hochtemperaturelektrolyse

Die alkalische Elektrolyse ist die heute am weitesten verbreitete Technik [158]. Es muss allerdings berücksichtigt werden, dass – durch die nationalen und europäischen Klimaziele und der damit verbundenen Anforderung der Treibhausgasneutralität – dem Wasserstoff nicht nur eine größere Bedeutung durch die Verwendung in verschiedenen Sektoren und Industrien zukommen wird, sondern sich auch die Randbedingungen für die Herstellung von Wasserstoff ändern. Dieser soll möglichst mittels Strom aus erneuerbaren Energien gewonnen werden, so dass das jeweilige Elektrolyse-Verfahren u.U. den intermittierenden Charakter erneuerbarer Energien abbilden muss. Dies würde für die PEM-Elektrolyse sprechen, die geringere Wirkungsgrade als die alkalische Elektrolyse hat, aufgrund besserer Teillastcharakteristik jedoch besser für einen dynamischen Betrieb geeignet ist als die alkalische Elektrolyse. Die alkalische Elektrolyse ist zwar großtechnisch erprobt und hat einen entsprechend hohen Wirkungsgrad, ist für den Betrieb mit fluktuierenden erneuerbaren Energien jedoch weniger gut geeignet da sie am effizientesten im Grundlastbetrieb arbeitet. Auch die Frage, ob und wie der Wasserstoff gespeichert wird, begünstigt unterschiedliche Verfahren. Zwar sprechen die bessere Speicherbarkeit, vorhandene Infrastrukturen und ungünstige chemische Eigenschaften von Wasserstoff für eine Methanisierung zum Zweck langfristiger Speicherung, die Wirkungsgradverluste einer zusätzlichen Wandlung jedoch dagegen. Dementsprechend sollte Wasserstoff möglichst direkt genutzt werden, wofür laut BDI die Stahl-, Chemie-, Kalk- und Zementindustrie in Frage kämen [15, S.6-11].

Je nach Industrieprozess ist Hochtemperaturwärme verfügbar, was die Hochtemperatur elektrolyse möglich macht, ein Verfahren, welches sich im Forschungsstadium befindet. Es ist absehbar, dass zukünftig alle Verfahren ihre Verwendung finden werden. Nicht nur die zeitliche Entkopplung von Wasserstoffherstellung kann für oder gegen ein Elektrolyseverfahren sprechen, sondern mittelbar auch die räumliche Entkopplung. Je nachdem, ob Wasserstoff in der Nähe seiner Herstellung verbraucht wird, muss eine Wasserstofftransportinfrastruktur vorhanden sein. Ist keine Infrastruktur vorhanden und muss der Wasserstoff über große Distanzen transportiert werden, ist im äußersten Fall eine Verflüssigung notwendig. Aufgrund der hohen Wirkungsgradverluste sollte dies vermieden werden.

Grundlagen

Um 1 Mol Wasser mittels Elektrolyse in die Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff zu zerlegen, benötigt man unter Standardbedingungen²⁶ eine Reaktionsenthalpie von $\Delta H_R = 285,9 \frac{\text{kJ}}{\text{mol}}$. Dies entspricht der Bildungsenthalpie flüssigen Wassers²⁷:



Ein Teil der Reaktionsenthalpie kann als thermische Energie aufgebracht werden: Maximal die Energiemenge, die dem Produkt der Temperatur T und der Reaktionsentropie S_R entspricht:

$$\Delta H_R = \Delta G_R + T\Delta S_R \quad (3.10)$$

Die freie Reaktionsenthalpie ΔG_R entspricht dem minimalen Anteil von ΔH_R , die als Elektrizität zur Verfügung gestellt werden muss: $\Delta G_R = 237,2 \frac{\text{kJ}}{\text{mol}}$.

Die minimale elektrische Zellspannung V_{rev} – unter der Voraussetzung, dass $T\Delta S_R$ in Form von Wärme dem Elektrolyseprozess zugeführt wird – bei der die elektrolytische Wasserzersetzung unter Standardbedingungen beginnt, berechnet sich aus der freien Reaktionsenthalpie ΔG_R , der Anzahl der Elektronen n und der Faraday-Konstante für ein Mol hergestellten Wasserstoff F gemäß:

$$V_{\text{rev}} = \frac{\Delta G_R}{nF} = \frac{237,2 \frac{\text{kJ}}{\text{mol}}}{2 \cdot 96485 \frac{\text{C}}{\text{mol}}} = 1,23\text{V} \quad (3.11)$$

²⁶ 298,15 K und 1 bar

²⁷ Die Indizes in runden Klammern stehen für gasförmig (g), flüssig (l) oder fest (s)

In technischen Elektrolyseuren wird die thermische Energie in Form von elektrischer Energie eingebracht, so dass von thermo-neutraler Spannung V_{th} gesprochen wird, die sich für flüssiges Wasser gemäß

$$V_{th} = \frac{\Delta H_R}{nF} = \frac{285,9 \frac{\text{kJ}}{\text{mol}}}{2 \cdot 96485 \frac{\text{C}}{\text{mol}}} = 1,48\text{V} \quad (3.12)$$

berechnen lässt. Die Reaktionsenthalpie ist temperaturabhängig, bei Temperaturen oberhalb von 700 °C sinkt die aufzuwendende Zellspannung deutlich, jedoch entsprechend durch Prozesswärme ergänzt werden muss [158].

Der untere Heizwert Δh_u eines Normkubikmeters Wasserstoff beträgt 3 kWh bzw. $33,33 \frac{\text{kWh}}{\text{kg}}$ bei einer Dichte ρ von $0,0899 \frac{\text{kg}}{\text{Nm}^3}$, so dass sich der Energieinhalt E_{H_2} von Wasserstoff wie folgt beschreiben lässt:

$$E_{H_2} = Q = m \cdot \Delta h_u = \frac{V}{\rho} \cdot \Delta h_u \quad (3.13)$$

Es sei an dieser Stelle angemerkt, dass die Speicherkapazität eines Elektrolyseurs davon abhängt, ob diesem ein Speicher wie z.B. ein Gasbehälter oder eine Kaverne zugeordnet ist. Der erzeugte Wasserstoff kann direkt stofflich genutzt oder per Gasleitung zum Einsatzort transportiert und dort eingesetzt werden. Weiterhin kann Wasserstoff – im Gegensatz zu Batterien und Pumpspeichern – variabler genutzt, bzw. ausgespeichert werden, so dass der Gesamtwirkungsgrad dementsprechend stark von den Ausspeichertechnologien und dem definierten Nutzen abhängig ist. Während wasserstoffbasierte Verbrennungsmotoren einen Wirkungsgrad von 35% haben, ist dieser bei Gasturbinen mit ca. 50% schon wesentlich höher. Am höchsten ist dieser in Brennstoffzellen mit ca. 80%. Wird die Wärme rekuperiert und genutzt, kann der Wirkungsgrad weiter gesteigert werden.

Stand der Technik

Die aktuell gängigsten Verfahren sind die alkalische Elektrolyse, die Polymer-elektrolytmembranelektrolyse und die Festkörperoxidelektrolyse. In den durch eine ionenleitende Membran getrennten Halbzellen zirkuliert Wasser, dessen Leitfähigkeit durch die Zugabe von Kaliumhydroxid erhöht wird. Wird eine

Spannung an die in Membrannähe liegenden Elektroden angelegt, wird das kathodenseitige Wasser in atomaren Wasserstoff und Hydroxid-Ionen aufgespalten. Während die entstehenden Protonen zu Wasserstoffmolekülen reagieren, aufsteigen und abgeschieden werden, diffundieren die Hydroxid-Ionen durch die Membran und reagieren an der Anode unter Abgabe von Elektronen zu Wasser und atomarem Sauerstoff. Die Sauerstoffmoleküle werden vom Elektrolyten abgeschieden und abgeführt, das durch die Reaktion verbrauchte Wasser wird über einen Stutzen nachgefüllt. Bei geringer Last wird die Zirkulation des Elektrolyten durch die aufsteigenden Gasblasen gewährleistet, während bei höherer Last eine externe Umwälzung erforderlich ist [151].

ALKALISCHE ELEKTROLYSE (AEL)

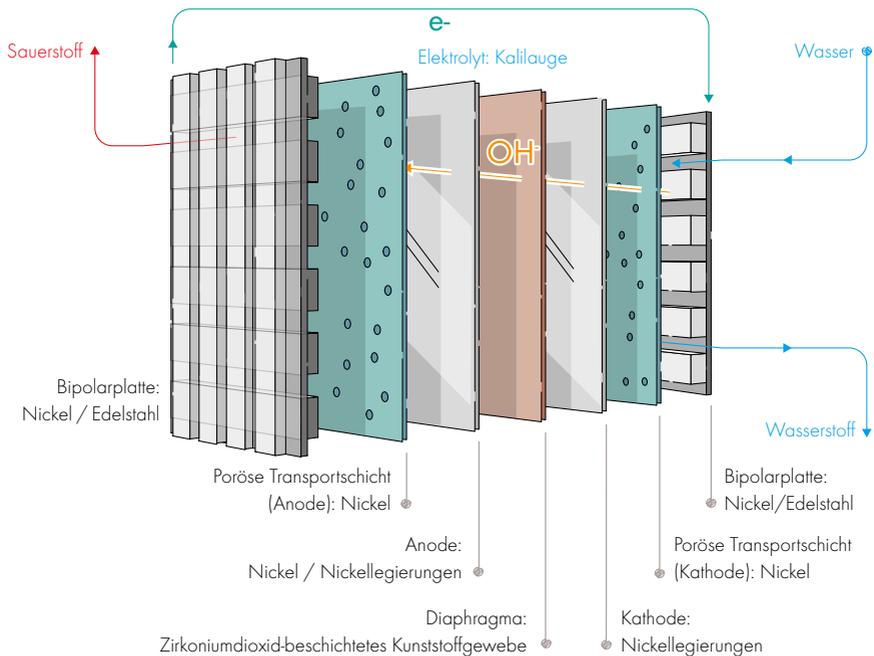


Abbildung 3.8: Funktionsprinzip der alkalischen Elektrolyse nach [38]

Die **alkalische Elektrolyse (AEL)** (s. Abb. 3.8) ist seit vielen Jahren großtechnisch erprobt, kommerziell verfügbar und aufgrund der kontinuierlich benötigten Leistung meist in der Nähe großer Kraftwerke auffindbar. Das größte drucklose Elektrolysekraftwerk der Welt steht in der Nähe des ägyptischen Assuan-Staudammes und wird mit einer Nennleistung von 156 MW und einer Wasserstoffproduktionsrate von $33.000 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$ betrieben. Hinsichtlich des dynamischen Betriebs und der Effizienz gibt es noch Optimierungsbedarf.

POLYMERELEKTROLYTMEMBRAN-ELEKTROLYSE (PEMEL)

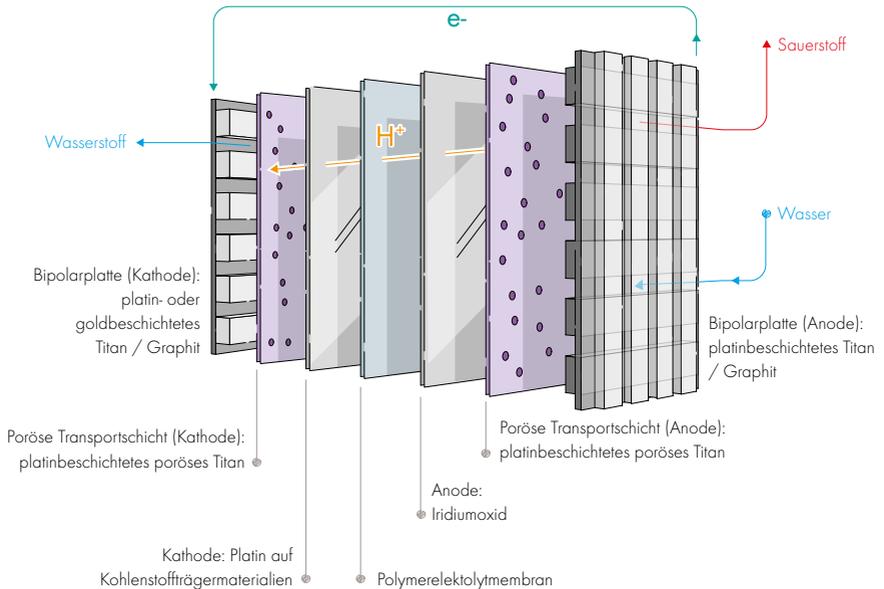


Abbildung 3.9: Funktionsprinzip der Polymerelektrolytmembranelektrolyse nach [38]

Ihren Ursprung hat die **Membran- bzw. „proton exchange membrane“ bzw. Polymerelektrolytmembranelektrolyse (PEM)-Elektrolyse** (s. Abb. 3.9) in der Brennstoffzellentechnik. Sie basiert im wesentlichen auf dem inversen Vorgang einer Brennstoffzelle und eignet sich besser als die alkalische Elektrolyse für den dynamischen Betrieb, auch unter Druck. Sie wurde bisher nur in kleinen Anlagen erprobt. Die Elektrolysezelle besteht aus einer protonenleitenden Membran, die beidseitig fest mit den Elektroden verbunden zur „membrane electrode assembly“ (MEA) verbunden ist. Bipolare Platten leiten über eingravierte Kanäle das Wasser zur Anode hin und erlauben den Abtransport der Produktgase. Das Wasser, das der Anode zugeführt wird, wird dort in der Anodenreaktion in atomaren Sauerstoff und zwei Protonen aufgespalten. Während der Sauerstoff sich zu O₂-Molekülen verbindet und abgeführt wird, diffundieren die Protonen durch die Membran zur Kathode und reagieren dort in der Kathodenreaktion mit zwei Elektronen zu Wasserstoff. Nur die anodenseitige Halbzelle ist von Wasser umspült, in der kathodenseitigen Halbzelle bildet sich theoretisch nur reiner

Wasserstoff, praktisch ist dieser jedoch mit hoher Luftfeuchtigkeit beladen. Im Vergleich mit der alkalischen Elektrolyse sind jedoch weniger Rückstände im erzeugten Wasserstoff aufzufinden [151].

FESTKÖRPEROXID-ELEKTROLYSE (SOEL)

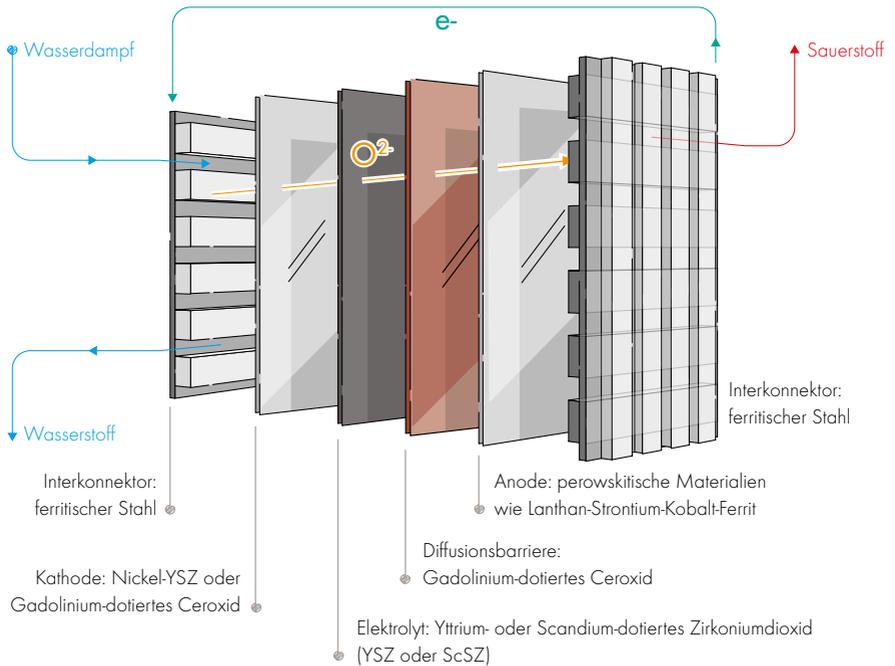


Abbildung 3.10: Funktionsprinzip der Festkörperperoxidelektrolyse nach [38]

Im Unterschied zur alkalischen und PEM-Elektrolyse wird in der **Hochtemperaturolektrolyse (HTE) bzw. Festkörperperoxidelektrolyse (SOEL)** (s. Abb. 3.10) Wasserdampf, statt flüssigem Wasser gespalten. Die Verdampfungsenthalpie des flüssigen Wassers ist dementsprechend nicht im Prozess durch Elektrizität aufzubringen, sondern vor dem Elektrolyse-Prozess durch Wärme, wie z.B. der Abwärme aus Industrieprozessen. Dadurch kann der Strombedarf um ca. 16 % reduziert werden. Weiterhin wird in der HTE ein Teil der Energie, die zur Trennung von Sauerstoff und Wasserstoff notwendig ist, durch Hochtemperaturwärme bei etwa 850 - 1000 °C bereitgestellt, wodurch die Zellspannung im Vergleich zu den anderen Elektrolyseverfahren um mehr als 0,5 V auf 1

V gesenkt und somit hohe strombezogene Wirkungsgrade erreicht werden²⁸. Darüber hinaus verfügt die HTE über weitere wichtige Eigenschaften wie z.B. die mögliche Reduktion von CO₂ zu CO, womit innerhalb der Elektrolyse auch Synthesegas für Power-to-Gas bzw. Power-to-Liquid direkt aus H₂O und CO₂ generiert werden kann. Die HTE kann reversibel betrieben werden, d.h. die Einheit kann sowohl als Elektrolyseur, als auch als Brennstoffzelle dienen. Die HTE basiert auf der umgekehrten Reaktion der Festoxidbrennstoffzelle (solid oxide fuel cell, SOFC). Die Halbzellen sind von einem O₂-Ionen leitenden, festen Elektrolyten – wie z.B. keramische Festkörper – getrennt. An dem Festelektrolyten sind beidseitig Elektroden aufgebracht. Kathodenseitig wird überhitzter Wasserdampf zugeführt, welcher mit zwei Elektronen zu Wasserstoff und O₂-Ionen reagiert. Der entstandene Wasserstoff wird entnommen, während die O₂-Ionen durch den Elektrolyten zur Anode diffundieren, wo sie unter Elektronenabgabe in der Anodenreaktion zu Sauerstoffmolekülen reagieren [151].

Es ist zu erwarten, dass sich die Elektrolyseurtechnologie in den nächsten Dekaden aufgrund des deutschen, europäischen und weltweiten politischen Bekenntnisses zu Wasserstoff weiterentwickeln wird. Der absolute Bedarf an Wasserstoff wird weiterhin den Einsatz von alkalischen Elektrolyseuren rechtfertigen, der steigende Flexibilitätsbedarf dazu führen, das vermehrt PEM-Elektrolyseure erforscht und in größeren Maßstäben verbaut werden. Dafür spricht auch die grundsätzliche Reversibilität von PEM-Elektrolyseuren, die zusätzliche Flexibilitäten bereitstellen kann. Auch die Hochtemperaturelektrolyse wird erforscht und vermutlich hauptsächlich in Nischenanwendungen der Industrie eingesetzt werden, da der Bedarf an Hochtemperaturwärme groß ist.

Installierte Leistung bzw. Kapazität

Stenzel et al. geben im Artikel „Energiespeicher“ [144] eine Übersicht über realisierte „Power-to-X-to-Power“-Konzepte, wobei Wärme und Wasserstoff im Fokus stehen. Demnach sind „insbesondere wirtschaftliche und zum Teil technische Hürden zu überwinden“ [144, S. 41], so dass sich die bisher realisierten und geplanten Projekte im Stadium der Erprobung befinden oder

²⁸ Dadurch, dass Strom bald der „Grundstoff“ der Energiewirtschaft wird und seine Produktion möglichst effizient sein soll, ist ein hoher elektrischer Wirkungsgrad zu bevorzugen

als Reallabore²⁹ realisiert wurden. Die installierten Elektrolyseurleistungen sind zwischen 100 und 1000 kW, sind bis auf wenige PEM-Elektrolyseure als alkalische Elektrolyseure ausgeführt, und in der Regel mit einem Druckbehälter zur Speicherung des Wasserstoffs verbunden. Zur Ausspeicherung kommen wasserstoffbasierte Gasmotoren- oder Turbinen, oftmals auch Blockheizkraftwerke zur gleichzeitigen Wärmeauskopplung z.B. in Wohnquartieren zum Einsatz. In einzelnen Fällen ist eine Einspeisung in ein bestehendes Gasnetz vorgesehen, sowie die Verwendung in Industrieprozessen, für die der Wasserstoff in Trailern mit 300 bar Druck weitertransportiert wird. Die größte erwähnte Anlage ist ein 10 MW PEM-Elektrolyseur, welcher mit einem Speicher und einer Wasserstoff-Gasturbine und Brennstoffzelle gekoppelt wird. Die Anlage soll auf 100 MW skaliert werden [144].

²⁹ Reallabore sind zeitlich, räumlich oder sachlich Testräume, in welchen innovative Technologien oder Geschäftsmodelle unter realen Bedingungen erprobt werden.

3.4 Fazit

Seit dem Jahr 2000 bis zur Gegenwart wurde der Bedarf an Energiespeichern rein technisch betrachtet. Die Einflussfaktoren den Speicherbedarf sind weitestgehend erforscht (s. Abb. 3.11). Es ist absehbar, dass mit dem steigenden Strombedarf auch der Bedarf an Flexibilitätsoptionen bzw. Energiespeichern steigen wird. Die Technologien Pumpspeicher, Batterie und Elektrolyseur werden dabei aufgrund ihrer ausgereiften Technologie, sowie Praxis- und Zukunftsrelevanz, die tragenden Säulen sein.



Abbildung 3.11: Einflussfaktoren auf den Stromspeicherbedarf nach [151]

Nicht berücksichtigt wurde bisher die Rückwirkung von Energiespeichern auf der Erzeugungsseite, sowie die Auswirkungen des Speicherausbau auf die Akzeptanz in der Bevölkerung. Je effizienter Strom erzeugt und gespeichert wird, desto weniger Erzeugungs- und Speichereinrichtungen müssen werden, desto weniger Akzeptanzproblemen wird man begegnen müssen. Je effizienter der Strom gespeichert und eingesetzt wird, und desto geringer wird die notwendige

Überinstallation erneuerbarer Erzeugungstechnologien ausfallen, was ebenfalls der Akzeptanz zuträglich sein wird.

Darüber hinaus rückt die Nachhaltigkeit von Technologien weiter in den Vordergrund. Jede Speichertechnologie hat einen ökologischen Fußabdruck, der möglichst objektiv zu ermitteln ist. Während die weltweite Nachfrage nach Lithium, Kobalt und anderen Materialien für die Herstellung von Batteriemodulen eine Rolle für die Preisbildung spielt, rückt die Art und Weise der Rohstoffgewinnung in der Vordergrund. Viele Abbaugelände liegen in Konfliktregionen oder machen den Eingriff in schützenswerte Naturreservate notwendig. Bei der Wasserstoffherstellung rückt der Wasserbedarf in den Fokus gesellschaftlicher Diskussionen. Es ist absehbar, dass Deutschland Wasserstoff importieren muss, was die Frage aufwirft, unter welchen Bedingungen dieser im Ausland hergestellt wird. Dabei steht der Nutzen oftmals in Konflikt mit den Auswirkungen der Meerwasserentsalzung. Der Eingriff in die Ressource Wasser bzw. Flora- und Fauna steht in Zusammenhang mit Akzeptanzproblemen der Pumpspeicherung. Da diese im Gegensatz zu den anderen Technologien auftreten, stehen diese besonders im Fokus. Um den Ausbau der Energiespeicher voranzutreiben, Bedarf es nicht nur eines möglichst effizienten Einsatzes der einzelnen Technologien, sondern auch der Kommunikation der jeweiligen ökologischen Fußabdrücke. Nachfolgende Kapitel widmen sich diesem.

4 Lebenszyklusanalyse von Energiespeichern

Die deutsche Energiepolitik hat sich verpflichtet, einen klimaneutralen Pfad einzuschlagen und die Sektoren Wärme, Transport und Stromerzeugung sukzessive zu defossilisieren. Beginnend mit dem EEG aus dem Jahr 2000 schuf man Anreize zum Bau treibhausgasneutraler Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Durch die Reaktorkatastrophe in Fukushima im Jahr 2011, hat sich die Bundesregierung dazu entschlossen, bis zum Jahr 2022 aus der Kernenergie auszusteigen. Im Jahr 2018 entschied diese sich, bis spätestens 2038 aus der fossilen Stromerzeugung auszusteigen. Der Pfad zur Klimaneutralität ist somit beschränkt auf die Stromerzeugung aus hauptsächlich volatilen erneuerbaren Energien. Die vollständig treibhausgasneutrale Stromerzeugung bedingt den Bau vieler Anlagen und steigert den Bedarf an Energiespeichern. Zusätzlich dazu ist ein verstärkter Netzausbau notwendig, um den Strom der dezentralen Anlagen zu den Energiespeichern bzw. den Verbrauchern zu transportieren. Die größten Teile der Energie-Infrastruktur müssen erneuert und ausgebaut werden, was verstärkt den Fokus auf die Nachhaltigkeit von Technologien wirft: Auch – im Betrieb – treibhausgasfreie Technologien benötigen Rohstoffe, die geschürft, verarbeitet und – bisher meist unter Einsatz fossiler Energieträger – an den Bestimmungsort transportiert werden. Neben den Ressourcen zur Herstellung von Photovoltaikmodulen, Windrädern und Energiespeichern werden auch Flächen gebraucht, auf denen diese gebaut werden können. Hinzu kommt die Netzinfrastruktur, die ebenfalls Flächen in Anspruch nimmt und nehmen wird. Nicht nur aufgrund der Quantität der benötigten Ressourcen ist ein Blick auf die Nachhaltigkeit dieser Technologien wichtig, sondern auch im Hinblick auf ökonomische und soziale Nachhaltigkeit.

Nicht nur wegen dem steigenden Bedarf an neuen Ressourcen stellt sich die Frage nach der Herkunft der Rohstoffe, sondern auch im Hinblick politischer Randbedingungen. Neben den Minen für Rohstoffe konzentriert sich auch

die Verarbeitung dieser Rohstoffe auf wenige Ländern und dient verstärkt als politischer Hebel.

In nachfolgendem Kapitel sollen deshalb nicht nur die Umweltauswirkungen der Energiespeicher analysiert, sondern auch die Kritikalität der notwendigen Rohstoffe und die Abhängigkeit von einigen wenigen Ländern untersucht werden.

4.1 Die Definition des Nachhaltigkeitsbegriffs

In der Literatur wird häufig die „Sylvicultura Oeconomica“ von Hans-Carl von Carlowitz im Jahr 1713 als erste deutsche Erwähnung des Begriffs „Nachhaltigkeit“ erwähnt [118]. Carlowitz stellte fest, dass der Holzbedarf des Bergbaus den Bestand der Forstwirtschaft gefährdete. Er stellte den Grundsatz auf, dass nur so viel Holz eingeschlagen werden darf, wie nachwächst. In den 1980er Jahren wurde der Begriff Nachhaltigkeit mit globaler Entwicklungspolitik verbunden, deren Ziel es war, die Ungleichheit hinsichtlich der Ressourcennutzung zwischen dem globalen Süden und dem Norden auszugleichen. Im Jahr 1980 wurde die „World Conservation Strategy“ der „International Union for Conservation of Nature and Natural Resources“ (IUCN) veröffentlicht, deren Kernziel die nachhaltige Entwicklung („sustainable development“) durch Konservierung von Ressourcen war. Der Bericht verstand unter Entwicklung die Modifikation der Biosphäre und die Verwendung von menschlichen, finanziellen, lebenden (Pflanzen, Tieren, Mikroorganismen) und nicht-lebenden (Baumaterial, Mineralien, Öl, Gas, Raum für Straßen und Gebäude) Ressourcen zur Befriedigung menschlicher Bedürfnisse und der Verbesserung der Lebensqualität der Menschheit. Mit Konservierung meinte man die Verwaltung des menschlichen Nutzen der Biosphäre, so dass der größtmögliche, nachhaltige Nutzen der gegenwärtigen Generation gewährleistet ist, ohne das Potential zukünftiger Generationen zu gefährden, selbiges zu tun. Der Bericht sieht die nachhaltige Entwicklung erst dann gewährleistet, wenn ökologische, ökonomische und soziale Aspekte der Nachhaltigkeit im Gleichgewicht sind, siehe auch Abbildung 4.1 [110, S. 18].

Im 1987 erschienen Bericht „Our Common Future“ der Vereinten Nationen wird die am weitesten verbreitete Definition des Nachhaltigkeitsbegriffs eingeführt:

„Sustainable development is development that meets the needs of the present without compromising the ability of future generations to meet their own needs.“

In der Definition geht es vordergründig um nachhaltige Entwicklung („development“), die oftmals mit ökonomischem Wachstum gleichgestellt wird. Der Definition inhärent ist die Sorge um das Wohl der Umwelt, für welches der Begriff der Nachhaltigkeit („sustainability“) passend ist [102].

Die in der „World Conservation Strategy“ [110] im Jahr 1980 erstmals erwähnten drei Säulen der Nachhaltigkeit werden im Abschlußbericht der Enquete-

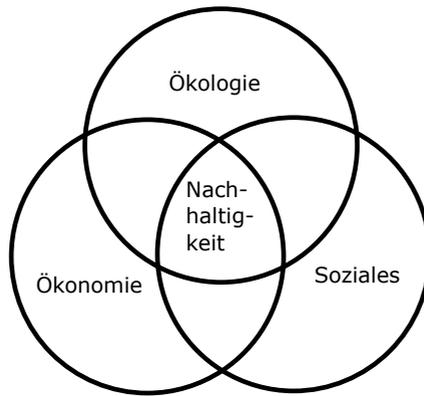


Abbildung 4.1: Bestandteile einer nachhaltigen Entwicklung, eigene Darstellung nach [110]

Kommission „Schutz des Menschen und der Umwelt - Ziele und Rahmenbedingungen einer nachhaltig zukunftsverträglichen Entwicklung“ aus dem Jahr 1996 ausgeführt. Mit der Einrichtung von Enquete-Kommissionen hat sich der deutsche Bundestag 1969 „eine Möglichkeit geschaffen, Zukunftsfragen von übergeordneter Bedeutung abseits der Tagespolitik mit Hilfe externer Sachverständiger zu erörtern und politische Entscheidungen vorzubereiten“ [73, S.8].

Dem Bericht zufolge ist das ökologische Ziel die „Erhaltung der Funktionsfähigkeit des natürlichen Realkapitals“ (S. 19). Antropogene Eingriffe in die Umwelt sollen sich an der Leistungsfähigkeit der betroffenen Systeme orientieren.“ Demnach sind natürliche Ressourcen zu schonen und endliche Ressourcen bewusst einzusetzen. Das ökonomische Ziel ist danach bestrebt, eine zukunftsverträgliche Entwicklung der Märkte und die Funktionsfähigkeit der ökonomischen Systeme zu gewährleisten. Unternehmen müssen nicht nur ihren Profit maximieren, sondern auch in ihre Mitarbeiter bzw. Anlagen investieren, um die Zukunftsfähigkeit zu gewährleisten. Der Bericht versteht unter sozialen Zielen die „soziale Stabilität und individuelle Freiheit“ (S.20), der Kern des Sozialstaatsverständnisses wird durch Solidarität über die „karitative Hilfe der Starken für die Schwachen“ hinaus bestimmt. Demnach sollen gleiche und gerechte Entwicklungschancen für alle Menschen gewährleistet werden.

Diese anthropozentrischen Nachhaltigkeitsdefinitionen ergänzen Hauschild, Rosenbaum und Olsen im Jahr 2018. Neben Wohlstand, generationenübergreifender Gerechtigkeit und der Gerechtigkeit innerhalb der Generation (inkl. zwischen Industrie- und Entwicklungsländern) wird auch die Gerechtigkeit zwischen den Arten der Erde eingefordert, unabhängig davon, ob sie einen Beitrag zum menschlichen Wohlstand leisten können. Erstmals wird Umweltschutz mit dem Nachhaltigkeitsbegriff und der generationenübergreifenden Gerechtigkeit verknüpft. Umweltschutz wird als Fundament der Gesellschaft betrachtet, da ohne eine gesunde und funktionierende Umwelt die Lebensgrundlage der Menschheit gefährdet wird, die darauf angewiesen ist, bspw. Landwirtschaft zu betreiben, saubere Luft zu atmen, Trinkwasser bereitzustellen und ultraviolette Strahlung von der Erde abzuhalten. Umweltschutz wird als Möglichkeit definiert, zukünftigen Generationen das selbe Ausmaß an Wohlstand zu ermöglichen, wie sie gegenwärtige und vergangene Generationen genießen durften. Hauschild et al. greifen auch das Thema der planetaren Grenzen auf [102].

Im Jahr 2005 veröffentlicht eine Gruppe aus 29 international renommierten Wissenschaftlern um den Schweden Johan Rockström den Artikel „Planetary Boundaries: Exploring the Safe Operating Space for Humanity“, in welchem ein neuer Zugang zur globalen Nachhaltigkeit vorgeschlagen wird. Die Wissenschaftler führen das Konzept der planetaren Grenzen ein, in welchen die Menschheit sicher leben kann. Hierzu werden neun planetare Grenzen (s. Abb. 4.2) vorgeschlagen:

- Einbringung neuartiger Substanzen,
- Stratosphärischer Ozonabbau,
- Atmosphärische Aerosolbelastung,
- Versauerung der Ozeane,
- Biogeochemische Flüsse (Phosphor und Stickstoff),
- Globaler Süßwasserverbrauch,
- Landnutzungsänderung,
- Unversehrtheit der Biosphäre,
- Klimawandel.

Die planetaren Grenzen sind voneinander abhängig, das Überschreiten einer Grenze beeinflusst die jeweils anderen und kann dazu führen, dass auch deren Grenzen überschritten werden. Das Überschreiten von planetaren Grenzen kann zu sozialen Auswirkungen führen, die maßgeblich von der sozial-ökologischen Resilienz der betroffenen Gesellschaften abhängen [142]. Der Umbau des

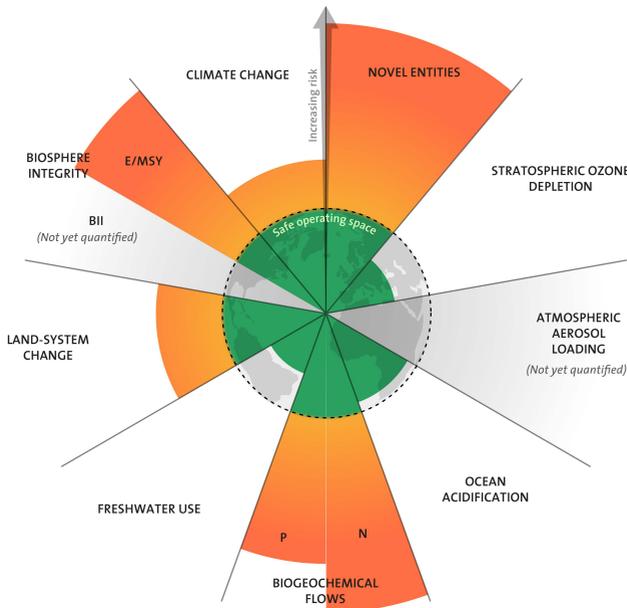


Abbildung 4.2: Planetare Grenzen, nach [142]

zentralen, fossil-thermischen Energiesystems von gestern in ein dezentrales, erneuerbar-fluktuierendes Energiesystem von Morgen führt zu einer Zäsur: Es steht ein signifikanter Ausbau von Anlagen und ein Aus- und Umbau der Energieinfrastruktur bevor. Hierfür werden nicht nur Rohstoffe benötigt, die global geschürft und transportiert werden müssen. Die in den 1980ern aufgeworfene Frage nach der Gerechtigkeit zwischen Industrienationen und Entwicklungsländern wird wieder relevant. Es werden zudem Flächen benötigt, um die dezentralen Anlagen aufzustellen und an die Energieinfrastruktur anzubinden. Während der Eingriff in die Biosphäre gegenwärtig kritisch begleitet wird, stellt sich die Frage, wer die neue Energieinfrastruktur finanziert und

wie ökonomisch nachhaltig die Investitionen im gegenwärtigen politischen Spannungsfeld zwischen Wirtschaft, Umweltschutz und sozialer Akzeptanz sind.

Getreu dem Motto, dass die nachhaltigsten Anlagen diejenigen sind, die nicht neu gebaut werden müssen, sollen die für das klimaneutrale Energiesystem der Zukunft notwendigen Energiespeicher in dieser Arbeit kritisch betrachtet werden. Je höher der Wirkungsgrad einer Stromerzeugungsanlage bzw. Energiespeicher ist, desto weniger müssen für die Erzeugung einer definierten Menge Strom installiert werden, desto weniger Strom muss in einem Energiespeicher eingespeichert werden. Die gegenwärtige Auseinandersetzung mit neuen Technologien fokussiert sich stark auf deren Beitrag zur Klimaneutralität im Allgemeinen und den THG-Emissionen im Speziellen. Tatsächlich emittiert die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien keine unmittelbaren Treibhausgasemissionen und Energiespeicher wie Batterien und Pumpspeicher tragen dazu bei, Erzeugung und Verbrauch zeitlich zu entkoppeln. Allerdings müssen die für die Herstellung der Technologien benötigten Rohstoffe außerhalb Europas geschürft und weiterverarbeitet werden, wozu bislang oftmals fossile Energieträger eingesetzt werden. Auch der Transport von Rohstoffminen zu den Produktionsstätten und weiter zum Bestimmungsort wird unter Einsatz fossiler Treibstoffe in Flugzeugen, Lastwagen und Containerschiffen bewerkstelligt. Es gilt also nicht nur darauf zu achten, dass die Treibhausgasemissionen nicht ausgelagert werden, sondern auch weitere Faktoren der ökologischen Nachhaltigkeit zu berücksichtigen, damit der Rohstoffbedarf der Industrienationen zu keinen negativen ökologischen, ökonomischen und sozialen Spannungen in den Entwicklungsländern führt. Die Lebenszyklusanalyse von Produktsystemen kann hierzu einen Beitrag leisten, in dem eine Bestandsaufnahme der für ein Produkt notwendigen Ressourcen durchgeführt wird und die ökologischen Auswirkungen während des gesamten Lebenszyklus' bewertet werden.

4.2 Die Lebenszyklusanalyse (in der Energiewirtschaft)

Im Energiewirtschaftsgesetz ist die Umweltverträglichkeit ein Bestandteil des energiewirtschaftlichen Zieldreiecks, allerdings hat sich die energiepolitische Regulierung stets auf Einzelmaßnahmen beschränkt. So reagierte man 1974 mit dem Bundes-Immissionsschutzgesetz auf den zunehmenden Ausstoß von Schwefel und Stickstoff, die eine versauernde Wirkung auf das Waldökosystem hatten und zur Eutrophierung der Wälder führten. Im Jahr 2000 wurde die europäische Wasserrahmenrichtlinie verabschiedet, mit dem Ziel, die Wasserpolitik der EU zu vereinheitlichen und die Wassernutzung nachhaltig und umweltverträglich zu gestalten. Die Gewässerflora und -fauna ist ein einen guten ökologischen und chemischen Zustand bzw. Potenzial zu bringen. Zu letzterem gehört die Überwachung des Eintrags prioritärer Stoffe³⁰. 2005 wurde der europäische Emissionshandel (EU-ETS) eingeführt, dessen Ziel es ist, die THG-Emissionen der teilnehmenden Energiewirtschaft und energieintensiven Industrie zu reduzieren. Die Sektoren Verkehr und Wärme sind zunächst ausgenommen. Der EU-ETS kann als erster Versuch interpretiert werden, die negativen Umwelteffekte der Energiewirtschaft zu internalisieren.

Während allen bisherigen Lenkungsabgaben, Gebühren und Regulierungen ein holistischer Ansatz fehlt und sie zum großen Teil reaktiv entstanden sind, sind Lebenszyklusanalysen (life cycle assessments) – auch Ökobilanzen genannt – ein Werkzeug, Umwelteffekte, die von der heutigen Marktwirtschaft externalisiert werden, initiativ in die Entscheidungsfindung von Produktsystemen einfließen zu lassen und damit zu internalisieren. Lebenszyklusanalysen ermöglichen umweltbezogene Optimierungen von einzelnen Produktionsstandorten, Prozessen, Produkten und Dienstleistungen über das gesetzlich Geforderte hinaus [99]. Aufgrund der herausragenden Bedeutung von Energiespeichern für das Energiesystem der Gegenwart und Zukunft, sollen die in Kapitel 3 vorgestellten Energiespeichertechnologien einer Lebenszyklusanalyse unterzogen und bewertet werden. Die Analyse kann helfen, den ökologischen Fußabdruck der Speichertechnologien zu ermitteln, ihre ökologische Nachhaltigkeit quanti-

³⁰ Prioritäre Stoffe sind Stoffe, die für Mensch und Umwelt gefährlich sind, so dass für ihre Verringerung in Gewässern vorrangiger Handlungsbedarf besteht.

tativ sowie qualitativ zu eruieren und bei der Entscheidungsfindung geeigneter Lösungen zu helfen.

4.2.1 Struktur von Lebenszyklusanalysen

Ökobilanzen beruhen auf dem Lebenszyklusansatz. Die Umweltauswirkungen eines Produkts werden von der Gewinnung der Rohstoffe, der Herstellung, der Nutzung über die gesamte Lebensdauer bis hin zur Entsorgung erfasst und beurteilt³¹ [99, S. 11]. Im Gegensatz zu anderen Werkzeugen werden alle Prozesse, die zur Bereitstellung der Funktion eines Produkts dienen – in diesem Falle die Speicherung von Energie – berücksichtigt. Die Umweltauswirkungen eines Produkts während des gesamten Lebenszyklusses werden umfassend ermittelt. Mit diesem Ansatz wird die Gefahr verringert, dass die Umweltauswirkungen eines Produkts nicht vermieden, sondern verlagert werden.

Die Lebenszyklusanalyse hat quantitativen Charakter, d.h. sie kann dazu verwendet werden, die Umweltauswirkungen von verschiedenen Produkten miteinander zu vergleichen. Hierzu werden die verwendeten Ressourcen und emittierten Emissionen berechnet und – sofern möglich – geografisch zugeordnet, so dass potentielle Umweltauswirkungen berechnet werden können. Die Quantifizierung der Auswirkungen basiert auf naturwissenschaftlichen Ansätzen.

Es sei allerdings darauf hingewiesen, dass der Umfang der Lebenszyklusanalyse gleichzeitig auch eine Limitierung darstellt, da für die Erstellung eines Modells Annahmen getroffen und Vereinfachungen vorgenommen werden müssen. Lebenszyklusanalysen berechnen also keine tatsächlichen Umweltauswirkungen, sondern Umweltauswirkungspotentiale. Weiterhin basiert die Lebenszyklusanalyse auf der Durchschnittsleistung industrieller Prozesse und berücksichtigen nicht die Risiken von seltenen, jedoch sehr problematischen Ereignissen wie z.B. mariner Ölverschmutzung, Unfällen und Reaktorkatastrophen. Lebenszyklusanalysen haben relativen Charakter, sie treffen Aussagen darüber, welches Produktsystem besser ist als seine Vergleichsprodukte. Sie sind jedoch nicht in der Lage zu beurteilen, ob ein Produktsystem absolut gesehen ökologisch nachhaltig ist [102, S. 12-14].

³¹ Dieser Ansatz wird „from cradle to grave“; d.h. von der Wiege bis zur Bahre bezeichnet

4.2.2 Aufbau von Lebenszyklusanalysen

Der prinzipielle Aufbau einer Lebenszyklusanalyse ist durch DIN EN ISO 14040 vorgegeben und in Abbildung 4.3 dargestellt. Zunächst bedarf es einer Festlegung des Ziels der Untersuchung und deren Rahmen, der Sachbilanz, den Wirkungsabschätzungen und einer finalen Auswertung. Die Ergebnisse können zur Entwicklung und Verbesserung von Produkten, zur strategischen Planung, als Hilfestellung zu politischen Entscheidungsprozessen, dem Marketing, für Investitionsentscheidungen oder sonstigen Zwecken angewendet werden.

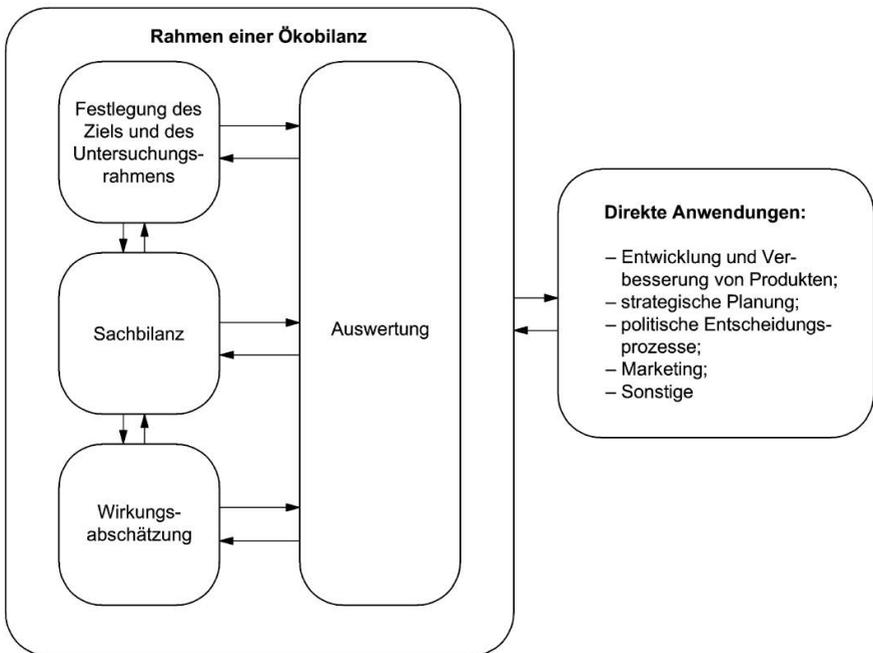


Abbildung 4.3: Phasen einer Lebenszyklusanalyse nach [75]

Festlegung des Ziels und des Untersuchungsrahmens

Durch die Festlegung des Ziels einer Lebenszyklusanalyse und der Festlegung des Untersuchungsrahmens soll die Frage beantwortet werden, warum und für wen die Lebenszyklusanalyse durchgeführt werden soll. Hierzu muss die *funktionelle Einheit* definiert werden. Die funktionelle Einheit beschreibt den quantifizierbaren Nutzen des untersuchten Produktsystems bzw. Gegenstands. Der *Untersuchungsrahmen* legt fest, welche Aktivitäten und Prozesse sich innerhalb der Systemgrenzen der Lebenszyklusanalyse des untersuchten Systems befinden. Die Zieldefinition und der sich daraus ergebene Untersuchungsrahmen sind sehr wichtig für die spätere Interpretation der Ergebnisse, da sie die Datensammlung, die Modellierung und die Bewertung maßgeblich beeinflussen. Gemäß der DIN EN ISO 14044 [74] müssen folgende Punkte eindeutig festgelegt werden:

1. Die beabsichtigte Anwendung;
2. die Gründe für die Durchführung der Studie;
3. die angesprochene Zielgruppe, d.h. an wen sich die Ergebnisse richten sollen;
4. ob die Ergebnisse für die Verwendung in zur Veröffentlichung vorgesehenen, vergleichenden Aussagen bestimmt sind.

[75, 99, 102]

Sachbilanz

In der Sachbilanz werden Informationen über Ressourcen, Materialien, Halbzeugen, Produkten, Emissionen, Abfälle und Zwischenprodukte, die für den Produktlebenszyklus notwendig sind, erhoben. Die Analyse beinhaltet alle Prozesse innerhalb der zuvor definierten Systemgrenze. Von der funktionellen Einheit wird der Referenzfluss abgeleitet und alle Flüsse auf diesen Referenzfluss skaliert. Der Referenzfluss gibt die zur Erfüllung der Funktion erforderliche Menge an. Das Ergebnis der Sachbilanz ist eine Liste von Elementarflüssen, die für die Bereitstellung der funktionellen Einheit notwendig sind. Elementarflüsse sind Stoffe oder Energie, die dem untersuchten System zugeführt werden und der

Umwelt ohne vorherige Behandlung durch den Menschen entnommen wurden. Weiterhin zählen dazu auch alle Stoffe oder Energie, die das untersuchte System ohne Behandlung durch den Menschen verlassen [75, 99, 102].

Wirkungsabschätzung

Ausgehend von der Sachbilanz als Startpunkt, übersetzt die Wirkungsabschätzung die Flüsse des Produktsystems in Auswirkungen des Produkts auf die Umwelt. Zwar ist in Abbildung 4.3 die Wirkungsabschätzung als einzelner Schritt dargestellt, sie unterteilt sich jedoch in drei verbindliche und vier optionale Schritte:

1. Begründung und Auswahl von Wirkungskategorien, Wirkungsindikatoren und Modellen
2. Zuordnung der Sachbilanzergebnisse zu Umweltwirkungen
3. Berechnung der Wirkungsindikatorergebnisse
4. *Normierung, bzw. Berechnung der Höhe der Wirkungsindikatorergebnisse im Verhältnis zu einem Referenzwert oder mehreren Referenzwerten*
5. *Ordnung der normierten Auswirkungswerte*
6. *Gewichtung*
7. *Analyse der Datenqualität*

Letztlich müssen die Ergebnisse der Studie interpretiert werden, um die in der Zieldefinition gestellten Fragen zu beantworten. Sie berücksichtigt sowohl die Ergebnisse der Sachbilanz als auch der Wirkungsabschätzung und ggf. der Normierung und Gewichtung. Die Interpretation sollte eingedenk des zu Beginn definierten Ziels und Untersuchungsrahmens durchgeführt werden und sowohl Restriktionen hinsichtlich der Systemgrenzen, als auch geografische, zeitliche oder technologische Restriktionen berücksichtigen [75, 99, 102]. In Abbildung 4.4 sind die drei verbindlichen Schritte visualisiert. Nachdem die für die Lebenszyklusanalyse eines Produktes bzw. Systems notwendigen Rohstoffe in einer Sachbilanz erhoben und auf die definierte funktionelle Einheit bezogen wurden, werden die Sachbilanzergebnisse kalkuliert. Die Sachbilanzergebnisse liegen als Elementarflüsse vor, bspw. als emittierte Treibhausgas-Emissionen

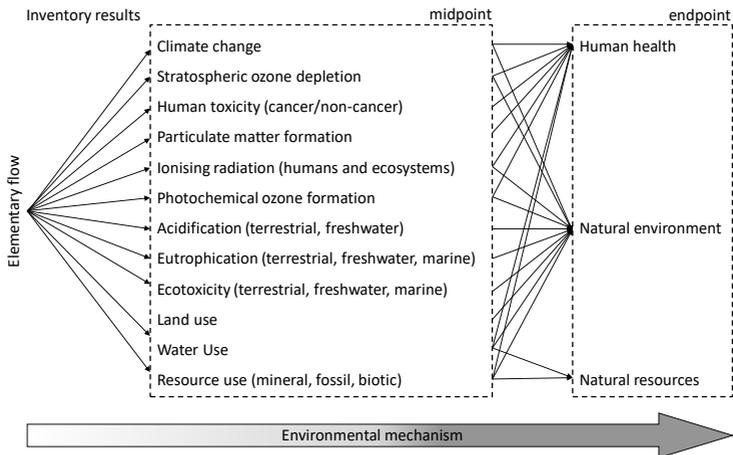


Abbildung 4.4: „midpoint“- und „endpoint“-Wirkungsindikatorenansätze, eigene Darstellung nach [102, S. 182] und [114, S. 108]

pro funktioneller Einheit. Da die Stoff- und Energieströme einzeln betrachtet wenig Aussagekraft besitzen, werden die Umweltwirkungsmechanismen einzelner Sachbilanzergebnisse mit Hilfe von Charakterisierungsmodellen interpretiert. So werden Treibhausgasemissionen unter einem Modell des IPCC subsummiert und mit diesem die Wirkungskategorie „Klimaänderung“ bewertet. Die gängigsten Wirkungskategorien sind in Abbildung 4.4 dargestellt und werden in verschiedenen Bewertungsmethoden zusammengefasst. Die Bewertungsmethoden bedienen sich i.d.R. den dargestellten Wirkungskategorien und unterscheiden sich mitunter in den verwendeten Charakterisierungsmodellen, die jedoch ähnliche Aussagen treffen.

Wenn die Wirkungsabschätzung die Stoff- und Energieströme zu den Umweltwirkungskategorien (wie z.B. „Klimaänderung“) aggregiert, spricht man von „midpoint“-Indikatoren. Die gängigsten Wirkungskategorien der „midpoint“-Methode sind in Abbildung 4.4 im gestrichelten Kasten „midpoint“ dargestellt. Sofern versucht wird, kausale Zusammenhänge zwischen potentiellen Umweltauswirkungen der „midpoint“-Methode und realen Auswirkungen auf definierte Schutzgüter wie bspw. Gesundheit, Umwelt oder Ressourcen her-

zustellen, spricht man von der „endpoint“-Methode. In der Fachliteratur wird über Vor- und Nachteile beider Ansätze diskutiert. Während die Ergebnisse der „midpoint“-Methode als sicherer gelten, dafür von geringerer Relevanz sind, gelten die Ergebnisse der „endpoint“-Methode als besonders relevant für etwaige Entscheidungsfindungen, die Ergebnisse jedoch als unsicherer [13, S. 326]. Hauschild et al. empfehlen, „midpoint“- und „endpoint“-Indikatoren nicht als Alternativen zu betrachten, sondern Methoden zu verwenden, die bei Methoden kombinieren [102, S. 183]. Das ILCD nennt die Unsicherheit, die auf der einen Seite mit einer unvollständigen Modellierung und der Bereitstellung von „midpoint“-Indikatoren verbunden. Auf der anderen Seite entstehen Unsicherheiten durch die Modellierung hin zum Endpunkt der Umweltauswirkung [113, S. 5]. Aufgrund der überwiegenden Verwendung von „midpoint“-Indikatoren in der Literatur wird die Wirkungsabschätzung in den nachfolgenden Lebenszyklusanalysen mit „midpoint“-Indikatoren durchgeführt.

4.3 Lebenszyklusanalysen von Energiespeichertechnologien

Wie in vorangegangenen Kapiteln beschrieben ist ein zeitlicher (und räumlicher) Ausgleich zwischen Stromerzeugung und -verbrauch notwendig. Es ist erkennbar, dass neben Pumpspeichern, Batteriespeicher und Elektrolyseure diese Aufgaben übernehmen werden. Der Zweck letzterer ist primär die Erzeugung von Wasserstoff unter Einsatz von Strom und Wasser. In den nachfolgenden Abschnitten wird dem Elektrolyseur neben einer nachgeschalteten Verstromungseinheit auch Wasserstoffspeicher zwischengeschaltet und ein Energiespeicher mit Wasserstoffelektrolyse konstruiert.

In den nachfolgenden Abschnitten werden die Speichertechnologien vorgestellt und die betrachteten Systemgrenzen festgelegt. Die funktionelle Einheit der Lebenszyklusanalyse wird definiert, die Gründe für die Durchführung der Lebenszyklusanalyse erläutert, Sachbilanzen aufgestellt und eine Wirkungsabschätzung durchgeführt. Zusätzlich werden die verwendeten Rohstoffe nicht nur hinsichtlich ihrer ökologischen Auswirkungen, sondern auch ihrer politischen Implikationen diskutiert.

4.3.1 Festlegung des Ziels und des Untersuchungsrahmens

Bei den Diskussionen um Klimaneutralität steht im Allgemeinen das Ziel eines klimaneutralen Energiesystems ohne Netto-Treibhausgas-Emissionen und die dafür notwendigen Technologien im Fokus. Dass das Schürfen der benötigten Rohstoffe und die Herstellung der Energiewende-Technologie selbst Treibhausgasemissionen emittieren und einen erheblichen ökologischen Fußabdruck haben können, wird in der Regel außer Acht gelassen. Diskutiert wird der ökologische Fußabdruck bzw. die Schäden an der Umwelt letztlich erst dann, wenn die Technologien vor Ort gebaut werden sollen. Es besteht dabei eine Diskrepanz zwischen Technologien, die außer Landes hergestellt und lokal lediglich aufgebaut werden und Technologien, deren Herstellung und Bau im Inland stattfindet. Der ökologische Fußabdruck einer Technologie wird oftmals aufgeführt, um eine Technologie zu verhindern und selten um die ökologisch beste Lösung zu finden.

Das Ziel der in den nachfolgenden Abschnitten durchgeführten Lebenszyklusanalysen ist die holistische Betrachtung von Energiespeichertechnologien über ihre Treibhausgasemissionen-Emissionen hinaus. Neben Treibhausgasemissionen als globalem Wirkungsdikator sollen auch regionale (z.B. Versauerung, Eutrophierung, etc.) und lokale (z.B. Wasserbedarf und Landnutzung) Indikatoren betrachtet werden, sowie die Ressourcenbedarf der verwendeten Rohstoffe. Abgeleitet aus den Ergebnissen sollen diese hinsichtlich des Einsatzzweckes der ausgewählten Energiespeichertechnologien diskutiert werden.

Der **Untersuchungsrahmen** umfasst die zur Herstellung der Energiespeichertechnologien notwendigen Rohstoffe, deren Transport, den Betrieb der Energiespeichertechnologie sowie das Recycling und die etwaige Verwendung der Sekundärmaterialien. Der Energiebedarf für die Herstellung der jeweiligen Energiespeichertechnologie aus den Rohstoffen wurde mangels Verfügbarkeit von Daten nicht betrachtet, jedoch im Rahmen der vorgestellten Ergebnisse diskutiert.

Der Fokus liegt auf möglichst realitätsnahen Szenarien, so dass bei der Modellierung des Pumpspeichers von bestehenden Speicherbecken und Netzanschlüssen ausgegangen wird. Dementsprechend wird der Bau einer Kaverne mit dem Krafthaus und den Maschinensätzen sowie den notwendigen Triebwasserwegen betrachtet. Bei den untersuchten Batterie- und Wasserstoffspeichern wird von bestehenden Netzanschlüssen ausgegangen. Die **funktionelle Einheit** aller Lebenszyklusanalysen ist die *ausgespeicherte elektrische Energie von 152.315 MWh pro Jahr über 100 Jahre in Süddeutschland*. Die Herleitung kann im Anhang A.3 nachgelesen werden.

Als Maßstab für diese Auslegung wird ein fiktives – jedoch realitätsnahes – Pumpspeichermodell konzipiert, dessen ausgespeicherte elektrische Energie über einen Zeitraum von 100 Jahren auf Basis von realen Wirkungsgraden und Einsatzstunden ermittelt wird. Ausgehend von der ausgespeicherten elektrischen Energie des Pumpspeichers wird das Modell des Batteriespeichers und des Wasserstoffspeichers erstellt, die dementsprechend skaliert werden.

4.3.2 Vorstellung der Software: GaBi - LCA for Experts

Die in Abschnitt 4.2.2 dargestellten ersten Schritte einer Lebenszyklusanalyse – die Festlegung des Ziels und des Untersuchungsrahmens sowie die Sachbilanz – richten sich nach dem Produkt innerhalb seiner Systemgrenzen und werden vom Nutzer definiert. Für die Datenerhebung der verwendeten Materialien des Produktes bzw. Systems ist Recherche und i.d.R. eine Tabellenkalkulationssoftware notwendig. Um die Sachbilanz des zu betrachtenden Systems innerhalb seiner Grenzen zu vervollständigen und die Umweltauswirkungen der verwendeten Materialien zu ermitteln, sind auf Lebenszyklusanalysen spezialisierte Datenbanken notwendig. Diese sind in Software gebündelt und helfen dabei, den vom Nutzer definierten Materialien und Prozesse Emissionen und Energieflüsse zuzuordnen und auf Basis von wissenschaftlichen Modellen potentielle Umweltauswirkungen zu ermitteln. Diese geschieht auf Basis unterschiedlicher Bewertungsmethoden und ihren inhärenten Charakterisierungsfaktoren. Die Genauigkeit der Lebenszyklusanalyse ist direkt mit der Genauigkeit und dem Detailgrad der verwendeten Daten abhängig [141].

In dieser Arbeit wird die Software GaBi (Ganzheitliche Bilanzierung) verwendet. Die Software beinhaltet 15000 Prozessdatensätze, 1000 Modelle und zahlreiche Lebenszyklusanalyse-Bewertungsmethoden. Mit GaBi ist ein hoher Detailgrad bis auf Materialebene möglich. Die Prozessdatensätze enthalten Informationen über die Technologie der Herstellung und den verwendeten Hinterprozessen. Zusammen mit der verwendeten Menge eines Materials werden Elementarflüsse ermittelt und mit Hilfe der Bewertungsmethoden potentielle Umweltauswirkungen berechnet.

Nicht alle verwendeten Materialien sind in der Basisversion der Software enthalten. In einer ersten Iteration wurden diese mit öffentlich zugänglichen Datenbanken des Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen (Ökobaudat) und des Umweltbundesamtes (Probas) ergänzt. Der Detailgrad dieser Daten ist im Vergleich zu GaBi stark eingeschränkt und verfälscht die Ergebnisse. Um den Detailgrad der Ergebnisse zu maximieren, wurden die Fehlenden Materialien zugekauft.

GaBi enthält – mit Ausnahme von Stahl – keine Recyclingprozesse. Auch diese wurden in einer ersten Iteration auf Basis von Literaturwerten manuell modelliert. Aufgrund des geringen Detaillierungsgrades und dem Fehlen von

standardisierten Recyclingprozessen sind die Ergebnisse der Recyclingphase eingeschränkt verwendbar.

4.3.3 Auswahl der Lebenszyklusanalyse-Bewertungsmethode „Environmental Footprint“ (EF)

Der prinzipielle Aufbau einer Lebenszyklusanalyse wurde in den ISO Normen 14040 und 14044 festgelegt. In Bezug auf methodische Details mangelt es den Normen an Vorgaben und Empfehlungen für notwendige detaillierte Entscheidungen und Auswahlmöglichkeiten, welche in der Praxis notwendig sind [102, S. 5]. Die Gemeinsame Forschungsstelle der EU, das Joint Research Center (JRC) hat gemeinsam mit der Generaldirektion Umwelt der EU-Kommission unter dem Namen „International Life Cycle data system“ (ILCD) beginnend ab dem Jahr 2007 diverse Handbücher, Datensätze, Analysen, Rahmenordnungen, Empfehlungen, Methoden und Nomenklaturen entwickelt. Zweck des ILCD ist es, in Übereinstimmung mit den ISO-Normen 14040 und 14044 Standards bzw. Anleitungen zu entwickeln, die bei der Durchführung von Lebenszyklusanalysen helfen sollen [115].

Das ILCD-Handbuch wurde durch eine umfangreiche internationale Konsultation mit Experten, Stakeholdern und der Öffentlichkeit entwickelt und soll Unklarheiten in der Anwendung von Lebenszyklusanalysen minimieren. Es bietet Vorschriften und Empfehlungen für die wichtigsten methodischen Entscheidungen an [102].

In der „Empfehlung der Kommission vom 09. April 2013 für die Anwendung gemeinsamer Methoden zur Messung und Offenlegung der Umweltleistung von Produkten und Organisationen“ (2013/179/EU) [79] wird auf das ILCD-Handbuch verwiesen, so dass es von signifikanter Bedeutung innerhalb der Europäischen Union ist. Praktische Bedeutung hat das ILCD-Handbuch spätestens mit der „Verordnung [...] über die Einrichtung eines Rahmens zur Erleichterung nachhaltiger Investitionen [...]“ (Taxonomie-Verordnung) gewonnen. Die Taxonomie-Verordnung soll ein einheitliches Klassifikationssystem bereitstellen, welches innerhalb der EU für Klarheit sorgen soll, welche wirtschaftlichen Tätigkeiten und Investitionen als nachhaltig angesehen werden können [10]. Für gewisse Technologien sind dabei die Treibhausgasemissionen

über den Lebenszyklus zu ermitteln, was u.A. nach 2013/179/EU und damit dem ILCD-Handbuch durchgeführt werden kann.

Dementsprechend wurden nachfolgende Lebenszyklusanalysen in Anlehnung an das ILCD-Handbuch durchgeführt. Insbesondere die Auswertung erfolgt nach der durch die EU-Kommission entwickelten Lebenszyklusanalyse-Bewertungsmethode „Environmental Footprint“ (EF). Aufgrund der praktischen Relevanz wird die EF-Bewertungsmethode in den durchgeführten Lebenszyklusanalysen verwendet.

4.3.4 Auswahl der Charakterisierungsfaktoren

Aus den ILCD-Handbüchern geht die Lebenszyklusanalyse-Bewertungsmethode „environmental footprint“ (EF) hervor, welche in den nachfolgenden Lebenszyklusanalysen verwendet wird. Die in der EF-Bewertungsmethode verwendeten Umweltwirkungsindikatoren sind in Tabelle 4.1 dargestellt. Die Umweltindikatoren sind weitestgehend deckungsgleich mit weiteren gängigen Bewertungsmethoden wie ReCiPe und CML.

In den nachfolgenden Lebenszyklusanalysen wird eine Auswahl an Charakterisierungsfaktoren im Detail analysiert. Die vollständige Auflistung der Grafiken aller Umweltwirkungsindikatoren ist im Anhang A aufgeführt. Die in den nachfolgenden Lebenszyklusanalysen ausgewerteten Charakterisierungsfaktoren sind in Tabelle 4.1 fettgedruckt dargestellt. Die Auswahl erfolgt sowohl nach Bedeutung als auch räumlicher Variabilität der Charakterisierungsfaktoren nach global, regional und lokal. Die Auswirkungen des Klimawandels und Ozonschichtabbaus sind unabhängig von der Quelle, da sie das globale Klima verändern. Andere Faktoren wie Versauerung und Eutrophierung werden als regional charakterisiert, da sie kleinere Regionen bis hin zu Kontinenten rund um die Quelle des Eintrags betreffen. Lokale Faktoren wie Wasserverbrauch und Landnutzung beeinflussen die Biodiversität in unmittelbarer Nähe der Quelle des Eintrags [102, S. 184]. Da eine vollständige Regionalisierung nicht erstrebenswert und in der Regel kaum leistbar ist [99, S. 173], wird auch in dieser Arbeit darauf verzichtet. Gleichwohl ist es wichtig, auf die Regionalität von Umweltauswirkungen hinzuweisen. Diese unterscheiden sich, abhängig von der Vegetations- und Klimazone des untersuchten Gebiets, stark. So ist die Landnutzung im tropischen Regenwald für die lokale Biodiversität folgenreicher

Tabelle 4.1: Empfohlene Umweltwirkungsindikatoren gemäß [116]

Wirkungskategorie	Charakterisierungsfaktor	Einheit
Klimawandel	Treibhauspotenzial (Global Warming Potential GWP)	kg CO ₂ eq.
Ozonschichtabbau	Ozonabbau-Potenzial (Ozone Depletion Potential ODP)	kg CFC-11 eq.
Humantoxische Wirkungen (krebserregend)	rel. toxische Einheiten für Menschen (Comparative toxic unit for humans CTUh)	CTUh
Humantoxische Wirkungen (nicht-krebserregend)	rel. toxische Einheiten für Menschen (Comparative toxic unit for humans CTUh)	CTUh
Partikelbildung	gesundheitliche Auswirkungen verbunden mit Feinstaub	Krankheitsfälle
Radioaktive Strahlung	Kontakteffizient relativ zu U235	kBq U235
Versauerung	akkumulierte Überschreitung	mol H+ eq.
Eutrophierung (Süßwasser)	Nährstoffeintrag	mol P eq.
Eutrophierung (Salzwasser)	Nährstoffeintrag	mol N eq.
Eutrophierung (terrestrisch)	akkumulierte Überschreitung	mol N eq.
Ökotoxische Wirkungen (Süßwasser)	relative toxische Einheiten für Ökosysteme	CTUe
Landnutzung	Bodengüte-Index	Punkte
Wasserverbrauch	relatives Potenzial des Wasserentzugs	m ³
Ressourcennutzung (Mineralien & Metalle)	abiotischer Ressourcenabbau (ult. Reserven)	kq Sb eq.
Ressourcennutzung (fossile Energieträger)	abiotischer Ressourcenabbau (fossil)	MJ

als in einer Wüste. In trockenen Regionen wird der Wasserverbrauch größere Umweltauswirkungen nach sich ziehen, als in Nord- und Mitteleuropa.

4.4 Lebenszyklusanalysen in der Literatur

Zur Prüfung und Verifizierung der Ergebnisse der durchgeführten Lebenszyklusanalysen werden die Ergebnisse mit vorhandener Literatur zu Lebenszyklusanalysen verglichen. Der Fokus liegt hierbei auf den getroffenen Annahmen und der verwendeten Datengrundlage für die Modellierung der Energiespeicher.

Torres - Life cycle assessment of a pumped storage power plant

Im Jahr 2011 ermittelte Torres [159] die Lebenszyklusanalyse eines real existierenden Speicherkraftwerks in Norwegen. Die Anlagen der Fa. Sira-Kvina sind hauptsächlich Speicherkraftwerke mit einer jährlichen Stromerzeugung von 6,3 TWh, die zu fünf Prozent von Norwegens gesamter Stromerzeugung beitragen. Betrachtet wird das Neubauprojekt Tonstad III, in welchem eine neue Anlage mit 960 MW Turbinenleistung errichtet werden soll. Im Gegensatz zu den anderen Anlagen sollen in Tonstad III reversible Pumpturbinen installiert werden, so dass mit der selben Leistung zusätzlich zum Turbinenbetrieb gepumpt werden kann.

Die funktionelle Einheit ist die Speicherung von 1 MJ Energie über einen Tag. Die jährliche Erzeugung ist mit 365 MJ angegeben, die Lebensdauer der Anlage mit 100 Jahren. Es werden 11 Umweltindikatoren ausgewertet, die gegen den Indikator mit den größten absoluten Umweltauswirkungen normiert werden. Die Sensitivitätsanalyse betrachtet drei unterschiedliche Elektrizitätsmische: Windstrom, den Elektrizitätsmix im NORDEL-Netz³², sowie Erdgas. Absolute Werte werden exemplarisch für das Treibhausgasemissionspotential angegeben. So wird im Szenario Wind 5,45 g CO₂-Äquivalente emittiert, im Nordel-Mix 59,4 g und mit Erdgas 324 g. Kernaussagen der Arbeit ist der Einfluss des Strommix sowie der Unterschied zwischen dem Beitrag einzelner Betriebsphasen. So sind die Umweltauswirkungen im Windstromszenario am geringsten und im Erdgas-szenario am höchsten. Gegenüber der Betriebsphase, in welcher der eingesetzte Strom die dominierende Rolle spielt, leisten die Bau- und Abbauphase einen vernachlässigbar geringer Beitrag zu den Umweltauswirkungen [159].

³² Schweden, Norwegen, Finnland und die ostwärtigen Gebiete Dänemarks

Flury & Frischknecht - Life Cycle Inventories of Hydroelectric Power Generation

In der vom Öko-Institut beauftragten und im Jahr 2012 erschienenen Studie führen Flury & Frischknecht [93] Lebenszyklusanalysen für alle Arten von Wasserkraftanlagen aus. Anstatt eine konkrete Einheit als funktionelle Einheit anzugeben, abstrahiert die Studie eine für die Schweiz repräsentative Anlage. Dabei wird für Speicherwasserkraftwerke und Pumpspeicher eine Leistung von 95 MW, eine jährliche Nettostromerzeugung von 190 GWh und eine Lebensdauer von 150 Jahren angenommen. Der Bau und Abbau beider Anlagen wird als identisch angenommen, unterschieden wird lediglich in der Betriebsphase. Es werden neun Umweltindikatoren für Speicherkraftwerke, Pumpspeicher und Laufwasserkraftwerke analysiert. Bei Speicherkraftwerken wird dabei zwischen den Standorten Schweiz, europäisch-alpin und europäisch-nichtalpin unterschieden. Für Pumpspeicher wird zwischen der Schweiz und Europa unterschieden, ebenso bei Laufwasserkraftwerken. Für den schweizerischen Durchschnittspumpspeicher werden 155,1 g CO₂-Äquivalente über die Lebensdauer ermittelt, für den europäischen Durchschnittspumpspeicher sind es 609,2 g CO₂-Äquivalente pro kWh über 150 Jahre Lebensdauer. Die Emissionen der Speicherbecken machen in der Schweiz 0,9 % der Gesamtemissionen aus, in Europa 0,2 %. Dominant ist bei Pumpspeichern die Zusammensetzung der eingespeicherten Elektrizität [93].

Totschnig et al. - Wasserkraft als Energiespeicher

Im Juni 2015 wurde der Endbericht des Forschungsprojekts „Wasserkraft als Energiespeicher“ von Totschnig et al. [160] veröffentlicht. Im Rahmen der Studie wurde mit einem hochauflösenden Modell des österreichischen und deutschen Stromsystems untersucht, wie sich bei einem steigenden Anteil von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2030 und 2050 der Stromspeicherbedarf entwickelt. Aufbauend auf diesem Modell wurden Lebenszyklusanalysen diverser Stromspeichertechnologien durchgeführt. Darunter sind u.A. Pumpspeicher, Lithium-Ionen-Batterien (LIB) und Wasserstoffspeicher. Beim Pumpspeicher wird zwischen einem Neubau, Ausbau und der Ergänzung bestehender Pumpspeicher um weitere Asphaltbecken unterschieden. Der Lithium-Ionen-Batteriespeicher wird nicht näher definiert. Der Wasserstoff-

speicher beinhaltet einen Elektrolyseur, einen Verdichter, die Speicherung in einer unterirdischen Kaverne und ein GuD-Kraftwerk zur Wiederverstromung des erzeugten Wasserstoffs.

Für alle Speichertechnologien wird zwischen den Kategorien „Tagesspeicher,“ „Wochenspeicher, Wochen- und Tagesspeicher“ sowie „Saison- und Wochenspeicher“ unterschieden. Die Leistung der betrachteten Speicher wurde einheitlich auf 300 MW normiert, je nach Ausspeicherdauer wird dem Speicher eine Kapazität von 2.100 MWh (Tagesspeicher), 10.500 MWh (Wochenspeicher, Wochen- und Tagesspeicher) bzw. 63.000 MWh (Saison- und Wochenspeicher) zugewiesen. Während Pumpspeicher von den Autoren allen Kategorien zugeordnet werden, sind Batteriespeicher ausschließlich den Tagesspeichern und Wasserstoffspeicher sowohl als Wochen- und Saisonspeicher untersucht, nicht jedoch als Tagesspeicher. Die Lebensdauer von Pumpspeichern wird mit 140 Jahren, Wasserstoffspeicher mit 30 Jahren und Lithium-Ionen-Batterien mit 10 Jahren angegeben. Die Lebensdauern werden nicht normiert. Die funktionelle Einheit ist 1 MWh entnommer Strom aus dem Speicher.

Bis auf den Ausbau und Asphaltbeckenzubau des Pumpspeichers werden die Datensätze zu großen Teilen aus der ecoinvent-Datenbank übernommen und basieren nicht auf selbst erhobenen Daten. Der Pumpspeicherneubau wird mit Hilfe des „reservoir hydropower plant, alpine regionen, RER“ der ecoinvent-Datenbank modelliert. Die Daten des Modells basieren auf der Untersuchung von 52 Pumpspeichern in der Schweiz. Die Lithium-Ionen-Batterie wird ebenfalls mit der ecoinvent-Datenbank modelliert, die Ausführung der Lithiumbatterie wird nicht spezifiziert. Das im Wasserstoffspeicher verwendete GuD-Kraftwerk zur Wiederverstromung wird ebenfalls aus der Datenbank verwendet. Der Elektrolyseur und Verdichter wird lediglich unter Verwendung der Rohstoffe Stahl, Aluminium und Zement vereinfacht dargestellt. Spezifische Daten für die Materialzusammensetzung werden aus der Datenbank GEMIS entnommen.

Es werden folgende Umweltindikatoren untersucht: Treibhausgasemissionen, Versauerungspotential, bodennahes Ozonbildungspotential, Partikelemissionen und kumulierter Energieaufwand. Die Lebenszyklusanalyse-Bewertungsmethode wird nicht spezifiziert, „die Entsorgungsphase wird auf Grund unzureichender Datenlage nicht betrachtet“. Die Ergebnisse werden nach verwendetem Strommix unterschieden: Wind, PV, Erzeugungsmix Österreich, Erdgas GuD und Kohle Deutschland. Da die in dieser Arbeit betrachteten Grau- und Grünstrommische sich von den in Totschnig et al. verwendeten Strommischen

unterscheiden, werden nachfolgend die Ergebnisse nur für die Bauphase aufgeführt: Die Treibhausgasemissionen des Pumpspeichers variieren zwischen 0,4 bis 19,6 kg CO₂-Äquivalente/MWh je nachdem ob es sich um einen Tages-, Wochen-, oder Saisonspeicher sowie um einen Neu-, Aus-, oder Zubau handelt.

Die LIB emittiert als Tagesspeicher 13,8 kg CO₂-Äquivalente/MWh, der Wasserstoffspeicher zwischen 2,7 bis 4,0 kg CO₂-Äquivalente/MWh je nach Ausspeicherdauer. Das Versauerungspotential des Pumpspeichers variiert zwischen 2 bis 15 g SO₂-Äquivalente/MWh, bei der LIB beträgt es 148 g SO₂-Äquivalente/MWh, bei Wasserstoff zwischen 15 bis 35 g SO₂-Äquivalente/MWh. Bodennahe Ozonbildung und Partikelemissionen werden in dieser Arbeit nicht betrachtet, dementsprechend werden die Ergebnisse nicht aufgeführt. Interessant ist der kumulierte Energieaufwand, dieser beträgt bei Pumpspeichern in der Herstellungsphase zwischen 0,007 bis 0,014 MWh/MWh. Der Anteil der Herstellung am kumulierten Energieaufwand beträgt zwischen 0,2 und 1,0 %. Der restliche Energieaufwand kommt durch den eingespeicherten Strom sowie der notwendigen Hilfsenergie hinzu. Bei der LIB beträgt der Wert 0,08 MWh/MWh bzw. 6 % und beim Wasserstoffspeicher zwischen 0,01 und 0,03 MWh/MWh bzw. 0,5 - 1,2 %. Durch die Vernachlässigung des Energiebedarfs für die Herstellung der in dieser Arbeit betrachteten Speicher wird das Ergebnis demnach vernachlässigbar verfälscht. Die Studie kommt zu dem Schluss, dass die Herkunft des gespeicherten Stroms von wesentlicher Bedeutung für die Umweltauswirkungen ist, weshalb der Wirkungsgrad des Stromspeichers ebenfalls einen großen Einfluss hat.

Oliveira et al. - Environmental performance of electricity storage systems for grid applications, a life cycle approach

In der von Oliveira et al. im Jahr 2015 [134] publizierten Veröffentlichung wird die Umweltleistung von sechs verschiedenen Stromspeichern für Netzanwendungen untersucht. Die untersuchten Stromspeicher sind: Druckluftspeicher, Blei-Säure-, Lithium-Ionen-, Natrium-Schwefel-, Natrium-Nickelchlorid-Batterie, Pumpspeicher und Wasserstoffspeicher. Der Wasserstoffspeicher besteht aus einem Elektrolyseur, der mit Hochtemperaturelektrolyse Wasserstoff erzeugt, sowie einer Brennstoffzelle als Ausspeichereinheit.

Die funktionelle Einheit ist 1 kWh ausgespeicherter Strom. Die Lebensdauer der verwendeten Stromspeicher wird mit 5 (Blei-Säure-Batterie) bis 150 Jahren (Pumpspeicher) angegeben. Die über die Lebensdauer ausgespeicherte Energie reicht von 3 GWh bis 3 TWh. Es findet weder eine Normierung über die Lebensdauer noch der ausgespeicherten Energie statt. Es wird ein cradle-to-grave Ansatz ausgewählt, d.h. sämtliche Prozesse von der Rohstoffgewinnung, Verarbeitung, Herstellung, Transport, Nutzung über Instandhaltung und Entsorgung bzw. Recycling werden betrachtet. Die Datenbasis ist der Literatur entnommen, oder aus technischen Berichten abgeleitet. So wird für den Pumpspeicher das in Flury & Frischknecht [93] abgeleitete Modell verwendet.

Die Umweltauswirkungen werden mit ReCiPe 2008³³ ermittelt. Aus der Gesamtheit der mit ReCiPe ermittelten Umweltindikatoren werden diejenigen ausgewählt, die die – relativ zu den anderen Umweltindikatoren – größten Auswirkungen auf die Umwelt haben. Diese sind: Treibhausgaspotential, Humantoxizität, Feinstaubbildung und Abbau fossiler Ressourcen. Als Sensitivitätsanalyse werden vier unterschiedliche Elektrizitätszusammensetzungen betrachtet: Der Strommix des europäischen Festlandverbundnetzes UCTE³⁴ im Jahr 2004, der belgische Strommix im Jahr 2011, einen Photovoltaikmix sowie ausschließlich Windstrom.

Das Wasserstoffspeichermodell verursacht mit 0,1 bis 1,6 kg CO₂-Äquivalenten/kWh das größte Treibhausgaspotential mit dem UCTE-Strommix, mehr als doppelt so viel wie alle anderen Technologien, was sowohl an der schlechten Ökobilanz des verwendeten Strommixes, als auch am geringen Gesamtwirkungsgrad (35 %) des Systems liegt. LIB verursachen 0,1 bis 0,6 kg CO₂-Äquivalente/kWh und Pumpspeicher 0,05 bis 0,6 kg CO₂-Äquivalente/kWh. Betrachtet man nur die Herstellung, haben Blei-Säure- und Lithium-Ionen-Batterien das größte Treibhausgaspotential. Die größten Auswirkungen hinsichtlich der Humantoxizität hat das Wasserstoffspeichersystem, gefolgt von Blei-Säure-, Lithium-Ionen- und Natrium-Nickelchlorid-Batterien. Hervorgehoben wird die schlechte Performance des Photovoltaikmixes bei allen Technologien. Dies wird auf die großen

³³ ReCiPe ist eine weitere Methode die Umweltauswirkungen einer Lebenszyklusanalyse zu ermitteln. In dieser Arbeit wurde die EF 3.0 Methode verwendet.

³⁴ Die „Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE) ist für die Koordinierung des europäischen Netzverbundes zuständig. Dieser umfasst Kontinentaleuropa von Portugal bis Polen, der Ukraine und der Türkei. Die baltischen Staaten Lettland, Litauen und Estland bilden ein eigenes Netzgebiet.

Umweltauswirkungen zurückgeführt, die beim Bergbau für die Rohstoffe der Photovoltaikmodule verursacht werden. Die Feinstaubbildung wird hauptsächlich von den Verbrennungsprozessen des eingesetzten Strommix verursacht, einen verhältnismäßig hohen Beitrag dazu leisten die Herstellungsprozesse der Blei-Säure-, Lithium-Ionen- und Natrium-Nickelchlorid-Batterien, deren Herstellung besonders energieintensiv ist. Äquivalente Aussagen können zur benötigten Menge fossiler Ressourcen getroffen werden.

Die Veröffentlichung kommt zum Schluss, dass die Umweltauswirkungen der untersuchten Stromspeichertechnologien hauptsächlich vom Gesamtwirkungsgrad und dem verwendeten Strommix abhängen. Je höher die Speicherkapazität, je besser der Wirkungsgrad und je „grüner“ der Strommix, desto geringer sind die Umweltauswirkungen. Am Beispiel der Lithium-Ionen-Batterie wird die Abhängigkeit der Ergebnisse von räumlichen und zeitlichen Aspekten verdeutlicht. So nimmt die „Infrastrukturphase“ einen verhältnismäßig kleinen Zeitraum in der gesamten Lebensdauer ein, verursacht jedoch große Umweltauswirkungen. Gleichzeitig wird das Lithium in Südamerika geschürft und nach China transportiert, wo die Module gefertigt und nach Europa transportiert werden. Für den belgischen Strommix wird dabei Erdgas aus Südafrika und Algerien verwendet, sowie Kohle aus den USA [134].

Jülch et al. - Betreibermodelle für Stromspeicher

Der von Jülch et al. im August 2016 publizierte Bericht „Betreibermodelle für Stromspeicher - Ökonomisch-ökologische Analyse und Vergleich von Speichern in autonomen, dezentralen Netzen und für regionale und überregionale Versorgungsaufgaben“ [117] beschreibt die Ergebnisse eines Forschungsprojektes zur Entwicklung von Betreibermodellen für den zukünftigen Einsatz von Stromspeichern. Dabei wurden unterschiedliche Technologien in verschiedenen Versorgungsaufgaben (lokal bis Länderebene) sowohl ökonomisch als auch ökologisch analysiert. Betrachtet werden Pumpspeicher, Druckluftspeicher, Power-to-Gas-Technologien sowie stationäre und mobile Batteriespeicher. Es wurden die Kosten der Stromspeicherung für die einzelnen Technologien ermittelt und die Wirtschaftlichkeit der Modelle optimiert. Mit GaBi auf Basis der ecoinvent Datenbank 2.2 wurden Lebenszyklusanalysen durchgeführt.

Anhand von Literaturwerten ermittelt Jülch et al. die Leistung eines durchschnittlichen Pumpspeichers mit (102 MW) und ohne (277 MW) natürlichen Zufluss. Die Sachbilanz wird mit Hilfe von Daten wie dem Material- und Energieeinsatz, sowie sonstigen Emissionen für den Bau, Betrieb und die Entsorgung von Pumpspeichern, die von Flury und Frischknecht 2012 veröffentlicht worden [93] aufgestellt. Es wurden keine Daten für einzelne Pumpspeicher erhoben, sondern pauschale Werte angenommen. Zu den weiteren Annahmen gehören: 1000 Volllaststunden pro Jahr und 80 % Wirkungsgrad. Die funktionelle Einheit ist 1 kWh ausgespeicherte elektrische Energie. Gemäß Flury und Frischknecht werden auch Emissionen der stehenden Wasserflächen wie CO₂-, CH₄ und N₂O berücksichtigt.

Das Treibhauspotenzial des Pumpspeichers mit 102 MW Leistung und natürlichen Zufluss beträgt ca. 715 g CO₂-Äquivalenten pro ausgespeicherter kWh und ca. 735 g CO₂-Äquivalenten pro kWh für den 277 MW Pumpspeicher ohne natürliche Zuflüsse. In beiden Fällen verursacht mit 97 bzw. 99 % des eingespeicherten Stroms den Großteil des Treibhausgaspotenzials. Das Treibhausgaspotenzial beim 102 MW Pumpspeicher mit natürlichen Zuflüssen beträgt ca. 25 g CO₂-Äquivalente pro kWh und ca. 5 g CO₂-Äquivalente pro ausgespeicherter kWh bei dem 277 MW Pumpspeicher ohne natürliche Zuflüsse.

In der Studie wird eine Metaanalyse von acht Strom-zu-Strom Power-to-Gas-Anwendungen durchgeführt, die ein Treibhausgaspotenzial zwischen ca. 30 und 600 g CO₂-Äquivalenten pro kWh aufweisen. Als wesentliches Hindernis wird der Gesamtwirkungsgrad der Strom-zu-Strom Power-to-Gas-Prozesse angesehen und von einer weiteren Synthetisierung zu CH₄ aus diesem Grund abgeraten. Die Studie kommt zu dem Schluss, dass vor allem Pump- aber auch Batteriespeicher aus ökologischer Sicht vorteilhaft sind.

Als weiterer Vergleich wird die Studie von Oliveira et al. aus dem Jahr 2015 herangezogen, in der das Treibhausgaspotenzial in der Herstellungsphase für Power-to-Gas in Kombination mit einer Brennstoff bei ca. 3, bei Pumpspeicher bei ca. 5 und bei Lithium-Ionen-Batterien bei ca. 60 g CO₂-Äquivalenten pro kWh liegt [134]. Auf diese Studie wird gesondert eingegangen.

Immendoerfer et al. - Life-cycle impacts of pumped storage hydropower storage and battery storage

Immendoerfer et. al [109] vergleichen einen 1 GW Pumpspeicher mit einer Kapazität von 9,6 GWh mit einem 5 MW / 5 MWh Batteriespeicher. Der Pumpspeicher basiert auf dem mittlerweile eingestellten Pumpspeicherprojekt Atdorf mit 1,4 GW Leistung und 13,4 GWh Speicherkapazität. Die Daten des Batteriespeichers sind vom realisierten Speicher der Fa. WEMAG in Schwerin. Es wird ein „cradle-to-grave“-Ansatz durchgeführt. Die funktionelle Einheit ist die Bereitstellung von 9,6 GWh gespeicherter Energie über 80 Jahre. Die Batterie wird mit einer Lebensdauer von 20 Jahren angenommen und muss dementsprechend vier Mal erneuert werden. Der Pumpspeicher wird mit 43,6 Mt Stahl, 2966 Mt Beton und 0,5 Mt Kupfer modelliert, während für die Batterie auf bestehende ecoinvent-Module („factory building“ und „lithium-manganese battery“) zurückgegriffen wird.

Konkrete Zahlen für die Umweltauswirkungen liefert der Artikel nicht. Es wird lediglich der prozentuale Anteil der Phasen der Lebensdauer (Bau, Betrieb, Recycling) ermittelt. In den Ergebnissen hat der Pumpspeicher in allen betrachteten Kategorien – ausgenommen der Landnutzung – zwischen ca. 20 % (Treibhausgasemissionen) und 90 % (kumulierter, fossiler Exergiebedarf) geringere Umweltauswirkungen als der modellierte Batteriespeicher. Der Pumpspeicher wandelt ca. 5 % mehr natürliche Flächen, wie z.B. Seen und Wälder in nicht-natürliches Land um, als ein vergleichbarer Batteriespeicher. Bei beiden Speichern dominiert die Nutzungsphase aufgrund des verwendeten Elektrizitätsmixes stark. Lediglich bei der Batterie spielt die Produktion und der Austausch der Module eine dominante Rolle bei dem kumulierten Exergiebedarf (Metallen und Mineralien). Konkrete Zahlen für die einzelnen Umweltauswirkungen gibt die Studie nicht.

Die Studie kommt zu dem Schluss, dass die beiden Technologien weder unbegrenzt miteinander vergleichbar, noch austauschbar sind, da sie unterschiedliche Einsatzbereiche haben. Die Technologien sind untereinander nicht substituierbar sondern komplementär einzusetzen.

Hottenroth et al. - Life-cycle Analysis for Assessing Environmental Impact

Hottenroth et al. [106] führten 2018 Lebenszyklusanalysen verschiedener Technologien in drei Fallstudien durch. In der ersten Fallstudie wird ein Pump- und ein Batteriespeicher gegenübergestellt. Die funktionelle Einheit ist die Nutzung des Speichers über 80 Jahre und die Bereitstellung von 2.600 GWh pro Jahr in Deutschland. Das Referenzsystem hat eine Leistung von 1,4 GW und eine Speicherkapazität von 13,4 GWh. Die Daten wurden dem eingestellten Pumpspeicherprojekt Atdorf der Schluchseewerk AG entnommen. Es ist auffällig, dass die Massen die selben sind, wie in der im Jahr davor erschienen Studie von Immendoerfer et al. [109], wo allerdings ein 1 GW / 9,6 GWh Pumpspeicher betrachtet wird. Zum Vergleich wurden Daten des Batteriespeichers der WEMAG in Schwerin herangezogen, welche eine Kapazität von 5 MWh hat und für die Fallstudie auf die Kapazität des Pumpspeichers hochskaliert wurde. Es wurde eine Lebensdauer von 20 Jahren für den Batteriespeicher angenommen, welche in 80 Jahren vier mal erneuert werden müssen. Die Wirkungsgrade wurden mit 75% für den Pumpspeicher und mit 72,5 % für den Batteriespeicher angenommen. Die Datengrundlage wurde beim Pumpspeicher auf Stahl, Beton und Kupfer vereinfacht, bei der Batterie wird Lithium, Stahl, Kupfer und Polyethylene untersucht. Besonderheit ist die Berücksichtigung von Methanemissionen der Becken des Pumpspeichers und Entsorgung beider Speicher nach Ende der Lebensdauer. Ein vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz für das Jahr 2035 angenommener Elektrizitätsmix wird für die Untersuchung verwendet. In diesem beträgt der Anteil fossiler Stromerzeugung 37,1 %. In Anbetracht des seitdem beschlossenen Ausstiegs aus der Verstromung von Kohle bis spätestens 2038 und anderen energiepolitischen Ereignissen ist der angenommene Elektrizitätsmix überholt.

Die Auswertung der Umweltauswirkungen ergibt, dass das Pumpspeichermodell in allen untersuchten Kategorien geringere Umweltauswirkungen hat, als der Batteriespeicher. Die Differenzen liegen zwischen ca. 80 % (Einsatz fossiler, mineralischer und erneuerbarer Ressourcen) bis ca. 15 % (Wasserverbrauch) unter den Umweltauswirkungen des Batteriespeichers. Während die Entsorgung bei beiden Speichern sehr geringe Beiträge zu den Umweltauswirkungen hat, dominiert die Betriebsphase aufgrund der Zusammensetzung der eingespeicherten Elektrizität. Da der Batteriespeicher in der betrachteten Lebensdauer

vier Mal vollständig ersetzt werden muss, hat die Phase der Herstellung des Speichers bei Batterien einen größeren Einfluss als beim Pumpspeicher. Die Studie gibt Zahlen für die Wirkkategorien an, die sich jedoch in den Einheiten von den in dieser Arbeit verwendeten unterscheidet. Zum Vergleich seien an dieser Stelle die CO₂-Äquivalente des Pumpspeichermodells mit 145 kg/MWh und der Batterie mit 175 kg/MWh erwähnt.

Eine zweite Fallstudie vergleicht sechs verschiedene Lithium-Ionen-Batterien miteinander. Darunter auch die in dieser Arbeit verwendete Lithium-Eisenphosphat-Batterie mit Graphitanode (LFP-C). Die Auswertung ergibt, dass die LFP-C Batterie unter allen Batterien in allen Kategorien – außer der terrestrischen Eutrophierung – deutlich geringere Umweltauswirkungen hat.

Stogie et al. - Multi-dimensional life cycle assessment of decentralised energy storage systems

Stogie et al. verglich im Jahr 2019 [155] verschiedene Speichertechnologien miteinander. Betrachtet wurde dabei eine „blaue Batterie“ die den Gradientenfluss von Flüssigkeiten unterschiedlicher Salinität nutzt, einen Druckluftspeicher, eine Blei-Säure-Batterie, eine Lithium-Ionen-Batterie (Nickel-Mangan-Kobalt) und einen Pumpspeicher. Die Lithium-Ionen-Batterie ist eine 13,5 kWh Tesla Powerwall, die als Lithium-Nickel-Mangan-Kobalt-Batterie (NMC) ausgeführt wird. Als Pumpspeicher wird der in Flury & Frischknecht [93] ermittelte, durchschnittliche schweizerische Pumpspeicher mit 95 MW Leistung, 190 GWh jährlicher Erzeugung und einer Lebensdauer von 150 Jahren untersucht, obwohl Pumpspeicher keine dezentralen Speicher sind. Die funktionelle Einheit ist die Speicherkapazität von 10 kWh und eine Lebensdauer von 20 Jahren. Es werden ökologische, ökonomische und exergetische Nachhaltigkeitsindikatoren ausgewertet. Für die Betrachtung der ökologischen Nachhaltigkeit wird der ReCiPe-Indikator herangezogen, je niedriger der Indikatorwert, desto nachhaltiger die Technologie.

Die Ergebnisse der Bewertung der ökologischen Nachhaltigkeit wird sowohl inklusive als auch exklusive der Infrastruktur betrachtet. Diese beinhaltet u.A. den Bau und Abbau der Batteriekomponenten, der Speicherbecken und des Übertragungsnetzes. Laut der Studie ist die Infrastruktur für 96 - 100 % des Gesundheits- und Ökosystem-Indikator, 85 - 99 % des Ressourcen-

Indikators und 91 - 99 % der Treibhausgaspotentials verantwortlich. Die CO₂-Äquivalente der LIB wird mit 32 g CO₂-Äquivalenten pro kWh und mit 12 g CO₂-Äquivalenten pro kWh für den Pumpspeicher angegeben [155].

Bareiß et al. - Life cycle assessment of hydrogen from proton exchange membrane water electrolysis in future energy systems

Im Jahr 2019 veröffentlichten Bareiß et al. [14] einen Artikel, in welchem eine Lebenszyklusanalyse für einen Protonen-Austausch-Membran-Wasserelektrolyseur (PEMWE) durchgeführt wird. Die funktionelle Einheit ist die Produktion von 1 kg trockenem Wasserstoff, mit der Standardqualität von 5.0 und 30 bar Druck bei 60 °C³⁵. Die Leistung des betrachteten Elektrolyseurs ist 1 MW. Die Lebensdauer kommerzieller Systeme wird mit ca. 10 Jahren angegeben, die der Nebenaggregate mit 20 Jahren. Die Analyse der Umweltauswirkungen wird mit dem ReCiPe-Modell durchgeführt. Betrachtet werden: Treibhausgaspotential, Ozonabbaupotential, terrestrische Versauerung, Humantoxizität, Feinstaubbildung, Bildung photochemischer Oxydanten, Rohstoffbedarf (Metall).

Die Ergebnisse der Umweltauswirkungen werden hinsichtlich dreier unterschiedlicher Zusammensetzungen der eingesetzten Elektrizität untersucht: Zum einen der deutsche Strommix aus dem Jahr 2017, der prognostizierte Strommix des Jahres 2050 mit einem EE-Anteil von 60 % (40 % Erdgas, 39 % Wind, 21 % Photovoltaik) und 3000 Stunden überschüssigem EE-Strom (65 % Wind, 35 % Photovoltaik).

Das Treibhausgaspotential ist mit dem deutschen Strommix von 2017 mit 29,5 kg CO₂-äquivalenten pro kg Wasserstoff am höchsten, gefolgt von 11,6 kg CO₂-äquivalenten für den Strommix des Jahres 2050. Mit vollständig erneuerbaren Strom ist das Treibhausgaspotential mit 3,3 kg CO₂-äquivalenten am geringsten. Die Studie kommt zu dem Schluss, dass der verwendete Strommix der Hauptverursacher von Umweltauswirkungen wie z.B. Treibhausgasen ist. Sie verweist auf die hohen Preise kritischer Rohstoffe wie Titan, Platin sowie

³⁵ Die Reinheit von Wasserstoff wird in Maßzahlen angegeben. Die Zahl gibt dabei an, wie oft die Ziffer 9 im Prozentwert vorkommt. Die Standardqualität von 5.0 beschreibt Wasserstoff mit der Reinheit von 99,999 %. Druck und Temperatur haben u.A. Einfluss auf die notwendige Energie zur Herstellung.

Iridium und erwähnt deren von der EU ermittelte Kritikalität, auf die in dieser Arbeit noch eingegangen wird. Auf die Beiträge einzelner Rohstoffe zu den Umweltauswirkungen wird nicht eingegangen [14].

Mohr et al. - Toward a cell-chemistry specific life cycle assessment of lithium-ion battery recycling processes

In Antizipation der steigenden Nutzung von Batterien im Mobilitäts- und Speichersektor und den dadurch zu erwartenden Abfallprodukten untersuchten Mohr et al. im Jahr 2020 [126] die Lebenszyklusanalyse von Batterietechnologien mit dem Fokus auf verschiedene Recyclingmethoden. Dabei stehen mitunter sehr aufwändige und energieintensive Recyclingverfahren ökonomisch wertvollen und energieintensiven Primärressourcen gegenüber. Im Allgemeinen reduziert Recycling und die Rückführung von Sekundärrohstoffen in den Kreislauf die Umweltauswirkungen von Batterietechnologien. Im Speziellen – vor allem bei reichlich verfügbaren Rohstoffen – können die Umweltauswirkungen durch komplexe Recyclingverfahren sogar steigen.

Die in der Arbeit ausgewählte funktionelle Einheit ist die Bereitstellung von 1 kWh Speicherkapazität durch eine Batteriezelle. Aufgrund des spezifischen Fokus auf die „end-of-life“ Phase, wird die Nutzungsphase nicht betrachtet. Weiterhin steht nicht der Vergleich unterschiedlicher Zellchemien im Fokus, sondern die Bewertung verschiedener Recyclingmethoden. Untersucht werden eine Lithium-Eisenphosphat-Batterie (LFP), eine Lithium-Nickel-Kobalt-Aluminiumoxid-Batterie (NCA), eine Lithium-Mangan-Kobaltoxid-Batterie (NMC-111) und eine Natrium-Ionen-Batterie (SIB). In der Lebenszyklusanalyse werden diese Batterien nach drei verschiedenen Recyclingverfahren verwertet: pyrometallurgisch, einfach-hydrometallurgisch und fortgeschritten-metallurgisch.

Die NMC-Batterie verursacht ca. 75 kg, die NCA-Batterie ca. 85 kg, die LFP-Batterie ca. 100 kg und die SIB-Batterie ca. 110 kg CO₂-Äquivalente pro kWh Speicherkapazität.

Die Autoren kommen zu dem Schluss, dass der größte Nutzen durch Recycling bei den Rohstoffen entsteht, die als Primärrohstoffe hohe Umweltauswirkungen haben. Namentlich sind diese Kupfer, Nickel, Kobalt und unter Treibhausgasaspekten auch Aluminium. Lithium spielt eine untergeordnete Rolle. Abhängig

vom betrachteten Umweltindikator und der verwendeten Zellchemie, können durch Recycling signifikante Reduktionen der Umweltauswirkungen bewirkt werden, Des weiteren muss aufgrund substantieller Unterschiede in den Zellchemien das jeweilige Recyclingverfahren spezifisch auf die Zellchemie angepasst werden [126].

Lotric et al. - Life-cycle assessment of hydrogen technologies with the focus on EU critical raw materials and end-of-life strategies

Die im Jahr 2021 publizierte Veröffentlichung von Lotric et al. [123] untersucht verschiedene Wasserstofftechnologien mit dem Fokus auf kritische Rohstoffe und „end-of-life“ Strategien. Genauer untersucht werden ein alkalischer Elektrolyseur, ein Polymerelektrolytmembran-Elektrolyseur sowie eine Hoch- und Niedertemperatur-Polymerelektrolytmembran-Brennstoffzelle. Die für die Herstellung von Wasserstoff benötigte Energie wird mit der Begründung, dass diese die Ergebnisse verfälschen könnten, nicht betrachtet. Es wird konstatiert, dass die Zusammensetzung der verwendeten Elektrizität insbesondere bei Elektrolyseuren einen herausragende Rolle spielt.

Der Fokus liegt auf der Herstellungs- und „end-of-life“ (EoL) Phase, sowie dem Einfluss unterschiedlicher Materialien auf die Umweltauswirkungen in der Herstellungs- bzw. EoL-Phase. Die funktionelle Einheit wird je nach Technologie mit „1-kW system“ bzw. 5-kW oder „50-kW system“ angegeben und nicht näher spezifiziert.

Die Ermittlung der Auswirkungen erfolgt mit CML2001³⁶, von den zwölf möglichen Umweltindikatoren werden der abiotische Ressourcenverbrauch, das Treibhausgaspotenzial und die Humantoxizität näher untersucht. Die Studie stellt die Bedeutung des Treibhausgasindikators heraus, da diese für regulatorische Initiativen und Richtlinien der EU herangezogen wird.

Die Studie gibt absolute Werte für die vier untersuchten Systeme an, die aufgrund der unterschiedlichen Leistung (50 kW bei den Elektrolyseuren, 5 kW bei den Brennstoffzellen) nur begrenzt miteinander vergleichbar sind.

³⁶ CML2001 ist – wie ReCiPe – eine weitere Methode die Umweltauswirkungen einer Lebenszyklusanalyse zu ermitteln.

Die CO₂-Äquivalente für 100 Jahre wird für den PEM-Elektrolyseur mit 17.200 kg, den alkalischen Elektrolyseur mit 19.700 kg, der Niedertemperatur-PEM-Brennstoffzelle mit 224 kg und der Hochtemperaturbrennstoffzelle mit 195,2 kg CO₂-Äquivalente pro System angegeben. Die Autoren kommen zu dem Schluss, dass der PEM-Elektrolyseur größere Umweltauswirkungen hat als der alkalische Elektrolyseur, obwohl erstgenannter eine 7,5 % geringere Masse aufweist. Ursache für die stärkere Umweltbelastung sind die im PEM-Elektrolyseur verwendeten Platingruppenmetalle (insbesondere Platin), die mit größeren Umweltauswirkungen einhergehen. Bei den Brennstoffzellen hat die Hochtemperatur-PEM-Brennstoffzelle größere Umweltauswirkungen, da diese zusätzliche Nebenaggregate benötigt. Die Einführung von manuellem Abbau und des Recyclingprozesses erhöht die Umweltauswirkungen des Gesamtprozesses aufgrund der zusätzlich benötigten Energie und Hilfsstoffe einerseits. Andererseits findet durch Wiederverwendung, Energierückgewinnung und die Nutzung von Sekundärmaterialien eine Reduktion der Umweltauswirkungen statt. Insbesondere das Recycling von Platingruppenmetallen kann die Umweltauswirkungen stark mindern. Speziell Platin hat, bezogen auf die Masse, um Größenordnungen höhere Auswirkungen in der Herstellungsphase als jegliche andere verwendete Rohstoffe [123].

Carvalho et al. - Life Cycle Assessment of Stationary Storage Systems within the Italian Electric Network

Im Jahr 2021 hat Carvalho et al. [62] einen Artikel zur Lebenszyklusanalyse verschiedener LIB-Systeme veröffentlicht. Ziel der Arbeit ist der Vergleich von drei stationären LIB mit Literaturdaten. Die untersuchten LIB waren LFP, NMC 532 und NMC 622, welche mit NMC 111, NMC 221 und einem LFP-System aus der Literatur verglichen wurden. Die Zahlen geben dabei die anteilige Zusammensetzung der Batterie aus Nickel, Mangan und Cobalt an.

Die funktionelle Einheit ist 1 kWh ausgespeicherte Energie, bezogen auf die nutzbare Lebensdauer einer Batterie. Was unter nutzbarer Lebensdauer zu verstehen ist, wird nicht näher spezifiziert. Die Batteriesysteme werden mit einem cradle-to-grave Ansatz untersucht, ein besonderes Augenmerk wird in der Arbeit auf das Recycling der Batterien gelegt. Es wird zwischen zwei verschiedenen Nutzungsmodellen unterschieden: Einer Batterienutzung durch Arbitrage und einem Szenario in welchem die Batterie mit überschüssigem

Strom aus erneuerbaren Energien (Wind und Photovoltaik) geladen wird. Beim Recycling wird zwischen pyrometallurgischen und hydrometallurgischen Verfahren unterschieden.

Die Autoren kommen zu dem Ergebnis, dass die LFP-Batterie in allen Kategorien, außer Frischwassereutrophierung und der Ausbeutung fossiler, mineralischer und erneuerbarer Ressourcen, besser abschneidet als die NMC-Batterien, mit denen sie verglichen wurde. Besonders große Umweltauswirkungen verursacht in allen untersuchten Systemen das Material der positiven Elektrode, gefolgt vom Stromabnehmer der Anode. In allen untersuchten Systemen war der Energiebedarf für die Herstellung der Batteriezellen der Hauptverursacher von Treibhausgasemissionen, die zwischen 103 - 268 kWh Energie pro kWh Zellkapazität benötigen.

Recycling vermeidet den Einsatz von Primärrohstoffen mit besonders großen Umweltauswirkungen durch Wiederverwertung von Sekundärrohstoffen. In den untersuchten Fällen sind diese Kobalt, Nickel und Kupfer. Wie auch in allen zuvor durchgeführten Lebenszyklusanalysen kommen auch Carvalho et al. zu der Erkenntnis, dass die Umweltauswirkungen des eingespeicherten Stroms hauptsächlich vom verwendeten Elektrizitätsmix abhängt. Im Fazit werden exemplarisch die CO₂-Äquivalente pro kWh Speicherkapazität mit 61,9 kg für LFP, 78,4 kg für NMC 532 und 80,4 kg für NMC 622 Batterien angegeben [62].

4.5 Lebenszyklusanalyse Pumpspeicher

Da Pumpspeicher hinsichtlich der installierten Leistung sowohl in Deutschland als auch auf der Welt die bedeutendste kommerzielle Energiespeichertechnologie darstellen, dient diese als Grundlage für die Auslegung des Batterie- und Wasserstoffspeichers. Der Fokus bei der Auswahl des Fallbeispiels „Pumpspeicher“ liegt auf realisierbaren Vorhaben. Wie die Praxis in den Nachbarländern zeigt, ist der Zubau von Leistung bei bestehenden Speicherbecken aktuell die realistischste Form eines Pumpspeicherausbaus. So wurde im Sommer 2022 der Pumpspeicher Nant de Drance in der Schweiz unter Nutzung bestehender Becken in Betrieb genommen [12]. Auch die beiden Ausbauprojekte der Vorarlberger Illwerke nutzen bestehende Becken [169]. Als Gründe werden vor allem die kürzere Planungs- und Genehmigungsphase genannt, da die Natureingriffe geringer sind. Des Weiteren kann auf bestehende Infrastruktur zurückgegriffen und damit Kosten gespart werden. Auch in Deutschland werden Ausbauprojekte durch die Schluchseewerk AG und EnBW durchgeführt, die Bestandsanlagen modernisieren [77, 147].

Dementsprechend ist das Fallbeispiel für die Lebenszyklusanalyse nach dem Prinzip eines minimal invasiven Eingriffs konzipiert. Es stellt den Bau eines Kavernenpumpspeichers in der Werksgruppe Schluchsee der Schluchseewerk AG dar. Die Werksgruppe Schluchsee ist in Abbildung 4.5 dargestellt. Sie besteht aus dem 1931 in Betrieb genommenen Pumpspeicher Häusern, dem 1943 in Betrieb genommenen Pumpspeicher Witznau und dem 1951 in Betrieb genommenen Pumpspeicher Waldshut. Die drei Anlagen bilden gemeinsam eine Kaskade vom Schluchsee bis zum Rhein und nutzen eine Fallhöhe von insgesamt 610 m. Zusätzlich zu den eigentlichen Pumpspeichern mit ihren jeweiligen Ober- und Unterbecken gibt es das Alb- und das Mettmabecken, die Wasser im Einzugsgebiet der Flüsse Alb und Mettma fassen und stauen. Bei Bedarf wird das Wasser des Albbeckens in das Schwarzabecken übergeleitet. Das Wasser des Mettmabecken wird in das Witznaubecken übergeleitet. Bei beiden Becken besteht weder die Möglichkeit, dass überzuleitende Wasser zu turbinieren, noch Wasser in die Becken hochzupumpen.

Der zu modellierende Pumpspeicher ist ein fiktiver Kavernenpumpspeicher, der zwischen Schluchsee und Albbecken gebaut werden soll. Der Schluchsee hat ein Stauziel von 930 m ü. NN, das Albbecken ein Stauziel von 736,5 m ü. NN.

Während der Schluchsee einen Nutzinhalt von 108 Millionen m³³⁷ hat, hat das Albbecken einen Nutzinhalt von 2,2 Millionen m³.

4.5.1 Auslegung, Dimensionierung und Systemgrenzen des Fallbeispiels Pumpspeicher

Für die Auslegung und Dimensionierung des Fallbeispiels für diese Arbeit wurden Gespräche mit Mitarbeitern der Schluchseewerk AG geführt. Aus den Gesprächen und Daten wurde der Modellspeicher konzipiert, der nachfolgend dargestellt wird. Die Kenndaten für das Pumpspeichermodell sind im Anhang in der Tabelle A.2 dargestellt.

Die Leistung von 200 MW wurde aus der Bruttofallhöhe von 207 m zwischen Schluchsee und Albbecken abgeleitet. Mit dieser errechnet sich die Speicherkapazität von 922 MWh des Albbeckens. Der Wirkungsgrad wurde – genauso wie die Volllaststunden – aus bestehenden Pumpspeichern der Schluchseewerk AG zwischen den Jahren 2011 bis 2020 gemittelt. Bei einer angenommenen Lebensdauer von 100 Jahren ergibt sich, über diesen Zeitraum, die ausgespeicherte elektrische Energie von 15.231.500 MWh. Diese ausgespeicherte elektrische Energie ist nicht nur funktionelle Einheit der Lebenszyklusanalysen, sondern auch Eingangsgröße in die Modellierung des Batterie- und Wasserstoffspeichers. Eine detaillierte Aufstellung ist dem Anhang zu entnehmen.

Tabelle 4.2: Kenndaten des Pumpspeichermodells

Leistung	Kapazität	Wirkungsgrad	Volllaststunden	ausgespeicherte el. Energie
200 MW	922,04 MWh	74,3 %	1.025 h/a	152.315 MWh/a

Die in der Lebenszyklusanalyse betrachteten Baugruppen sind in Abbildung 4.6 dargestellt. Demnach ist für das Pumpspeichermodell ein Einlaufbauwerk für das Oberbecken, ein Auslaufbauwerk für das Unterbecken, Triebwasserwege und das Krafthaus in Kavernenbauweise zu errichten. Die Energieableitung stellt einen geringen Aufwand dar, da ein Netzanschluss vorhanden ist. Auch

³⁷ Die gesamte Wassermenge des gefüllten Schluchsees beträgt 108 Millionen m³, die aufgrund genehmigungsrechtlicher Vorgaben nicht komplett genutzt werden dürfen.

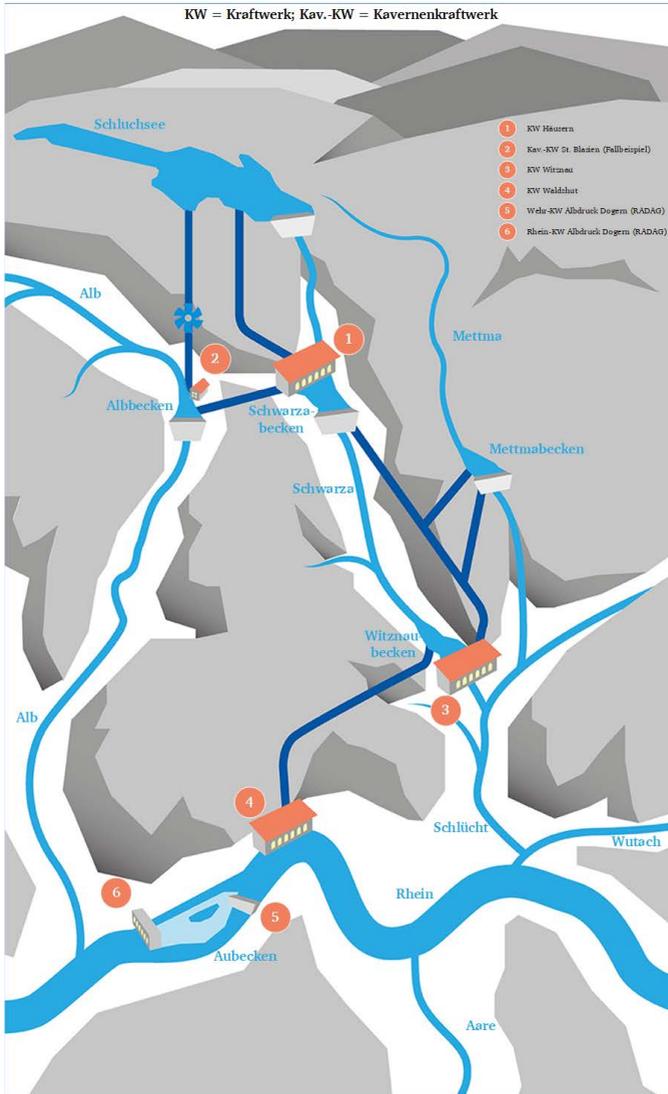


Abbildung 4.5: Werksgruppe Schluchsee

die Logistik für die Baustelle wird berücksichtigt.

Das Krafthaus besteht aus sechs Elementen: Leittechnik, Generator, Transformator, Pumpe und Turbine, sowie die Kaverne an sich. Die Leittechnik umfasst Schaltschränke, Baugruppenträger, Halter, Kabel, Leitungen, Klemmen und Gehäuse. Der Generator beinhaltet das Statorgehäuse, Blechpakete, Halterungen, Pressplatten, Polkörper, Rotorläufer und Generatorwicklungen. Beim Transformator sind neben dem Transformatoröl auch die metallischen Elemente inbegriffen. Pumpe und Turbine enthalten neben dem Maschinensatz an sich auch die Lager, Kupplungen, sowie Ober- und Unterwasserkugelschieber. Das Krafthausbauwerk erfolgt in Schachtbauweise und bezieht die Schieberkaverne inklusive der Erschließung des Zugangsstollens sowie der Ausrüstung des Stahlwasserbaus und der Steuer- und Leittechnik mit ein. Für den Triebwasserweg und die Logistik ist ein Druckstollen, ein vertikaler Druckschacht, gepanzerte Horizontalstollen und ein Wasserschloss zu errichten. Das Auslaufbauwerk am Unterbeckens umfasst die Ausrüstung des Stahlwasserbaus, der Steuer- und Leittechnik, sowie den Schieberschacht mit dessen Erschließung und dem Zugangsstollen [146].

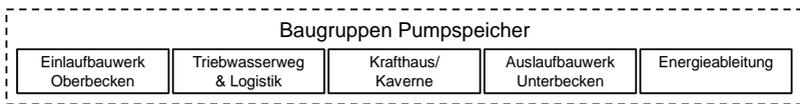


Abbildung 4.6: Baugruppen des Fallbeispiel Pumpspeicher

Die Lebensdauer der gesamten Anlage beträgt 100 Jahre. Da nicht alle Baugruppen diese Lebensdauer erfüllen können, müssen sie innerhalb dieser Zeit erneuert werden. In Tabelle 4.3 ist die Lebensdauer verschiedener Baugruppen aufgeführt und welche Anzahl der jeweiligen Baugruppe über 100 Jahre benötigt wird. Die Lebensdauer und die daraus resultierende benötigte Anzahl ist ausschlaggebend für die Ermittlung des Ressourcenbedarfs für die Sachbilanz. Die Angaben basieren auf Expertengesprächen und Erfahrungswerten von Mitarbeitern der Schluchseewerk AG.

4.5.2 Festlegung des Ziels und des Untersuchungsrahmens

Ziel der Lebenszyklusanalyse

Die Auslegung erfolgt auf Basis von gemittelten Werten der vergangenen Betriebspraxis und berücksichtigt demnach keine etwaige Mehrnutzung aufgrund geänderter politischer und marktlicher Randbedingungen. Der Fokus der Betrachtung liegt auf der ausgespeicherten elektrischen Energie, (nicht-)frequenzabhängige Systemdienstleistungen werden nicht berücksichtigt.

Funktionelle Einheit

Die funktionelle Einheit des Pumpspeichers und aller nachfolgenden Lebenszyklusanalysen ist die *ausgespeicherte elektrische Energie von 15.213.500 MWh pro Jahr über 100 Jahre in Süddeutschland*.

Systemgrenze

Die Systemgrenze des Pumpspeichermodells ist in Abbildung 4.7 dargestellt und umfasst die Phasen Bau, Betrieb und Recycling. Die Bauphase beinhaltet den Ressourcenabbau, den dafür notwendigen Energiebedarf und den Transport an den Standort der Anlage. Für die Verarbeitung von Rohstoffen zu verwertbaren Halbzeugen wird auf die Datenbank, bzw. Prozesse innerhalb der Software GaBi zurückgegriffen. Alle für die Modellierung notwendigen Rohstoffe sind innerhalb von GaBi als detaillierter Prozess abgebildet. Da in der Standardbibliothek von GaBi nicht alle Prozesse frei verfügbar sind, wurden fehlende Prozesse in der Vorarbeit zu dieser Dissertation durch Schirmer [146] mit öffentlich zugänglichen Daten der Datenbank „Prozessorientierte Basisdaten für Umweltmanagementsysteme“ (ProBas) des Umweltbundesamtes sowie „Ökobaudat“ des Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen manuell modelliert. Da der Detaillierungsgrad von ProBas und Ökobaudat nicht den Umfang der in GaBi selbst abgebildeten Prozesse erreicht, wurden die fehlenden Prozesse gekauft. Somit wird gewährleistet, dass die Umweltauswirkungen vollständig berücksichtigt werden können.

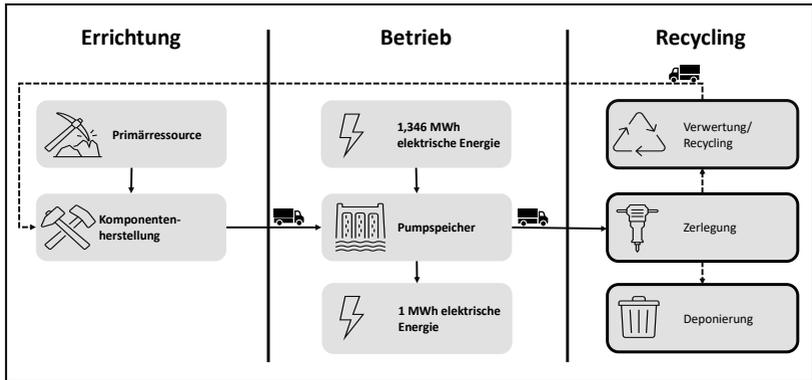


Abbildung 4.7: Systemgrenze des Pumpspeichers

In GaBi wird der jeweilige Prozess vom Erzabbau bis zum Produkt in jeder Stufe der Wertschöpfung detailliert modelliert. Dabei werden auch die benötigten Nebenprodukte und Energieträger berücksichtigt. Sofern möglich wird der Prozess innerhalb eines Landes abgebildet. Bei einigen Rohstoffen wird die europäische (EU-28) oder globale Situation abgebildet. Bei den überregionalen Prozessen werden unterschiedliche Erzabbauverfahren ebenso berücksichtigt, wie die Zusammensetzung lokaler Energieträger und Nebenprodukte. So werden bspw. für Kupfer sowohl drei verschiedene Schmelzprozesse als auch drei verschiedene Erzabbaukontinente bzw. -länder berücksichtigt [34, 37]. Je nach Rohstoff wird der Transport zum Ort der Weiterverarbeitung und dem anschließenden Veredelungsprozess implementiert.

Zwar liegt der Energiebedarf für die Errichtung eines Pumpspeichers vor, allerdings fehlen diese Angaben – aufgrund mangelhafter Datenlage – für den Batterie- und Wasserstoffspeicher. Aus diesem Grund wird der Energiebedarf für die Herstellung von Batteriemodulen, den Elektrolyseur oder die Errichtung des Pumpspeichers nicht berücksichtigt.

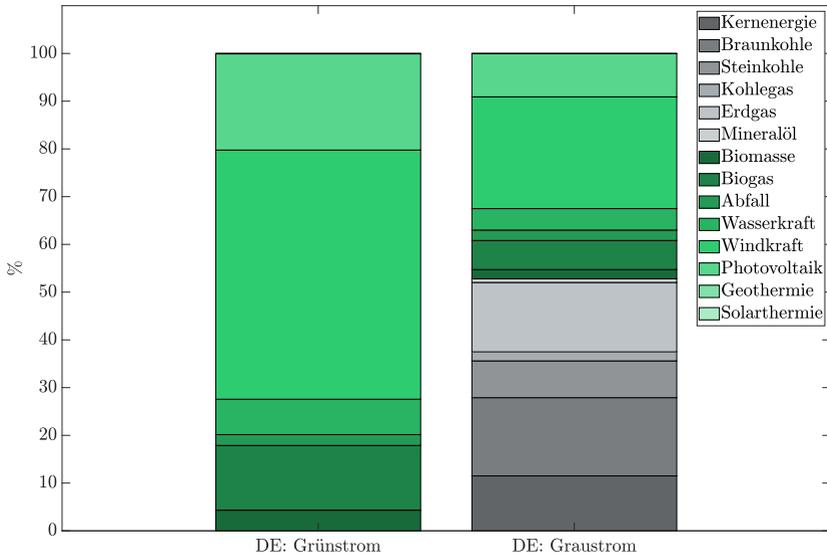


Abbildung 4.8: In GaBi verwendeter Strommix (2020)

Die Betriebsphase umfasst den über die Lebensdauer von 100 Jahren notwendigen, eingespeicherten Strom bezogen auf die definierte funktionelle Einheit. Da die Zusammensetzung des eingespeicherten Stroms die Hauptquelle der Treibhausgasemissionen und der meisten anderen Umweltauswirkungen darstellt, werden zwei Szenarien unterschieden: Im ersten Schritt wird der deutsche Strommix für das Jahr 2020 als einzuspeichernder Strom angenommen. In einem zweiten Schritt wird dem ein grüner Strommix für Deutschland gegenübergestellt, welcher in GaBi abgebildet ist (siehe Abbildung 4.8).

Die Recyclingphase stellt die Zerlegung, die Deponierung und die Verwertung von Rohstoffen dar. Es wird angenommen, dass der Pumpspeicher nach 100 Jahren sein Lebensende erreicht und die Baugruppen zerlegt und möglichst wiederverwertet werden. Die Datenbank von GaBi stellt – außer für den Werkstoff Stahl – keine Recyclingprozesse zur Verfügung, so dass die Recyclingprozesse mit Hilfe der ProBas- und Ökobaudat-Datenbanken sowie Literaturwerten abgebildet werden. Dies hat zur Folge, dass der Energiebedarf sowie die Umweltauswirkungen nur unvollständig dargestellt werden können.

Dementsprechend besteht kein Anspruch auf vollständige Abbildung der Recyclingprozesse. Der Fokus liegt auf dem theoretisch möglichen Anteil an recyclebaren Ressourcen, mit welchen der Primärressourcenbedarf verringert werden kann. Andere, durch das Recycling verursachte Umweltauswirkungen, werden durch diese Vorgehensweise unterschlagen.

4.5.3 Sachbilanz

In Abschnitt 4.5.1 wurden die in der Lebenszyklusanalyse für den Pumpspeicher betrachteten Baugruppen vorgestellt und deren angenommene Lebensdauer in Tabelle 4.3 dargestellt. Für jede Baugruppe sind die verwendeten

Tabelle 4.3: Lebensdauer der Komponenten des Pumpspeichers

Komponente	Lebensdauer	Anzahl über 100 Jahre
Pumpspeicher	100 a	1
Bauwerke	100 a	1
Leittechnik	20 a	5
Turbine/Pumpe	100 a	1
Wandler	10 a	10
Absperrorgane	20 a	5
Generator	50 a	2
Transformator	50 a	2

Materialien und deren Massen bekannt, so dass durch Multiplikation mit der benötigten Anzahl über 100 Jahre Betrieb alle Massen der benötigten Rohstoffe berechnet werden können. Von den Baugruppen ausgehend, wird nach Rohstoffen sortiert und die Massen durch die funktionelle Einheit geteilt, so dass die Sachbilanz gemäß Tabelle 4.4 dargestellt werden kann. Diese Daten sind Eingangsgröße für die Modellierung des Pumpspeichers in der Software GaBi. Für die Betriebsphase wird der einzuspeichernde Strom aus der funktionellen Einheit und dem ermittelten Wirkungsgrad auf 1,346 MWh pro 1 MWh auszuspeicherndem Strom berechnet.

In Tabelle 4.5 sind die recyclebaren Anteile der verwendeten Primärrohstoffe, sowie die zum Recycling benötigten Energieträger und Nebenprodukte aufgeführt. Es konnte ausschließlich für Stahl auf einen Recyclingprozess innerhalb von

Tabelle 4.4: Sachbilanz des Pumpspeichers

Material/Rohstoff	Bedarf über 100 Jahre	Bedarf je MWh
Input Bau		
Aluminium	$1 \cdot 10^4 \text{ kg}$	$6,57 \cdot 10^{-4} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Beton C30/37	$2,93 \cdot 10^8 \text{ kg}$	$1,91 \cdot 10^1 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Bronze	$6,65 \cdot 10^3 \text{ kg}$	$4,36 \cdot 10^{-4} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Polyethylen	$1,81 \cdot 10^4 \text{ kg}$	$1,19 \cdot 10^{-3} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Kupfer	$1,82 \cdot 10^5 \text{ kg}$	$1,19 \cdot 10^{-2} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
legierter Stahl	$1,42 \cdot 10^4 \text{ kg}$	$9,35 \cdot 10^{-4} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Messing	$8,0 \cdot 10^1 \text{ kg}$	$5,25 \cdot 10^{-6} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Stahl	$2,92 \cdot 10^7 \text{ kg}$	$1,92 \cdot 10^0 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Transformatoröl	$1,25 \cdot 10^5 \text{ kg}$	$8,18 \cdot 10^{-3} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Diesel	-	$5,21 \cdot 10^{-2} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Output Bau		
Pumpspeicher	$3,23 \cdot 10^8 \text{ kg}$	$2,12 \cdot 10^1 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Ausbruchmaterial	$6,61 \cdot 10^8 \text{ kg}$	$4,34 \cdot 10^1 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$

GaBi zurückgegriffen werden, so dass nur in diesem die vollständigen Umweltwirkungen berücksichtigt werden können. Für alle anderen im Pumpspeicher verwendeten Rohstoffe musste auf öffentlich zugängliche Prozessdatenbanken oder Literaturwerte zurückgegriffen werden. So wird für das Recycling von Aluminium auf die ÖkobaDat-Datenbank zurückgegriffen, nach welcher 95 % des Aluminiums wiederverwertet werden kann. Für den Recyclingprozess wird laut ÖkobaDat [132, 164] Elektrizität und Prozesswasser benötigt. Als Outputgrößen sind neben Aluminiumschrott Deponieabfälle angegeben.

Auch für das Recycling von Polyethylen muss auf unterschiedliche Quellen zurückgegriffen werden. So beträgt der „spezifische Endenergieeinsatz“ [1] für Kunststoffe mit 450 kWh/t – aufgrund der höheren spezifischen Zerkleinerungsarbeit – das neunfache von Metall und Papier angegeben. Die „Verwertungsquote“ [164] wird vom Umweltbundesamt mit 46,6 % angegeben und ebenfalls nicht weiter spezifiziert. Dementsprechend bildet der im GaBi-Modell abgebildete Recyclingprozess für Polyethylen den theoretisch wiederverwertbaren Anteil

an, ohne auf etwaige Umweltauswirkungen durch den Recyclingprozess an sich einzugehen.

Das Umweltbundesamt gibt den Anteil von Altbeton an der Produktion von „Ressourcenschonenden Beton“ [163, S. 5] mit 35 Vol-% an. Mit diesem Wert wird die recycelbare Betonmasse des Modells ausgerechnet. Der Energie- und Wasserbedarf für den Recyclingprozess wird für Normalbeton C30/37 in der ökologischen Prozessbetrachtung der brandenburgischen TU Cottbus in [32, S. 53] beschrieben und verwendet. Ähnlich wie bei Polyethylen berücksichtigt das GaBi-Modell des Pumpspeichers für Beton lediglich den Anteil von wiederverwertbarem Beton ohne dabei auf Umweltauswirkungen durch den Recyclingprozess (z.B. Abgase, Abwasser, Stoffeinträge, etc.) einzugehen.

Da Bronze und Messing Legierungen sind, deren Hauptbestandteil Kupfer ist, wird auf den durch die Prozessdatenbank des Umweltbundesamts bereitgestellten Kupferrecyclingprozess zurückgegriffen [165]. Diese gibt den wiederverwertbaren Anteil von Kupfer mit ca. 36 % an, weiterhin wird der Elektrizitäts- und Koksbedarf zur Reduktion von Kupferschrott angegeben. Des Weiteren konnten Angaben zu Treibhausgas-, Staub-, Stickstoff- und Schwefelemissionen in das Modell eingefügt werden, so dass durch den Recyclingprozess von Bronze, Messing und Kupfer ein Teil der Umweltauswirkungen berücksichtigt werden kann.

Aus der Ökobaudat-Prozessdatenbank wurden die Recyclingdaten für legierten Edelstahl entnommen. Demnach kann 95 % des verwendeten, legierten Edelstahls verwertet werden, die restlichen 5% müssen deponiert werden [133]. Ähnlich wie bei Aluminium sind als Output lediglich Deponieabfälle aufgeführt, als Inputgrößen neben dem Elektrizitätsbedarf auch der Bedarf an Prozesswasser aufgeführt.

Das Abbruchmaterial und das verwendete Transformatorenöl wird nicht wiederverwertet und direkt deponiert.

Bis auf Stahl ist kein Recyclingprozess durch die Datenbank von GaBi abgedeckt. Die fehlenden Daten sind mitunter aus mehreren Quellen zusammengefügt und geben eine optimistische Abschätzung der Recyclingquote an. Abgebildet wird der Energiebedarf für die Recyclingprozesse und der Bedarf an Nebenprodukten wie Koks und Prozesswasser. Eine signifikante Lücke besteht aufgrund der fehlenden Daten in den abgebildeten Umweltauswirkungen durch den Recyclingprozess. Der Beitrag der Recyclingprozesse an den Umweltauswirkungen

Tabelle 4.5: Recycling des Pumpspeichers

Material/Rohstoff	recycelter Anteil	Quelle
Input Recycling		
el. Energie	$12,6 \cdot 10^0 \frac{\text{MJ}}{\text{MWh}}$	-
Treibstoff	$2,36 \cdot 10^{-2} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$	-
Prozesswasser	$1,52 \cdot 10^0 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$	-
metall. Koks	$2,45 \cdot 10^{-3} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$	-
Output Recycling		
Aluminium	$6,24 \cdot 10^{-4} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$	[132, 164]
Beton C30/37	$6,74 \cdot 10^0 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$	[32, S. 53], [163, S. 5]
Bronze	$2,69 \cdot 10^{-4} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$	[165]
Polyethylen	$5,55 \cdot 10^{-4} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$	[1, S. 17]
Kupfer	$7,35 \cdot 10^{-3} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$	[165]
legierter Stahl	$8,88 \cdot 10^{-4} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$	[133]
Messing	$3,24 \cdot 10^{-6} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$	[165]
Stahl	$1,82 \cdot 10^0 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$	GaBi

ist dementsprechend unterrepräsentiert. Die Implementierung des Recycling im Pumpspeichersmodell erlaubt eine Aussage über die Einsparung von Primärressourcen, die verminderten Umweltauswirkungen durch verringerten Erzabbau, sowie den Anteil von Recycling am Gesamtenergiebedarf.

4.5.4 Wirkungsabschätzung

Nachfolgend werden die ausgewählten Umweltauswirkungen des Pumpspeichermodells bezogen auf die funktionelle Einheit aus der Sachbilanz dargestellt und analysiert. Die Darstellungen unterscheiden zwischen den Phasen „Bau“, „Bau & Betrieb“ sowie „Bau, Betrieb & Recycling“. In der Bauphase wird nicht zwischen Grün- oder Graustrom unterschieden, da die in GaBi abgebildeten Prozesse bis auf den Stahlprozess keine Unterscheidung des Elektrizitätsmixes erlauben. In den Phasen „Bau & Betrieb“ sowie „Bau, Betrieb & Recycling“ werden zwei Szenarien unterschieden: Eines mit einem vollständig erneuerbaren, „grünen“ Strommix, eines mit dem Strommix des Jahres 2020. Die von GaBi bereitgestellten, verwendeten Elektrizitätsmixe sind in Abbildung 4.8 dargestellt.

Klimawandel

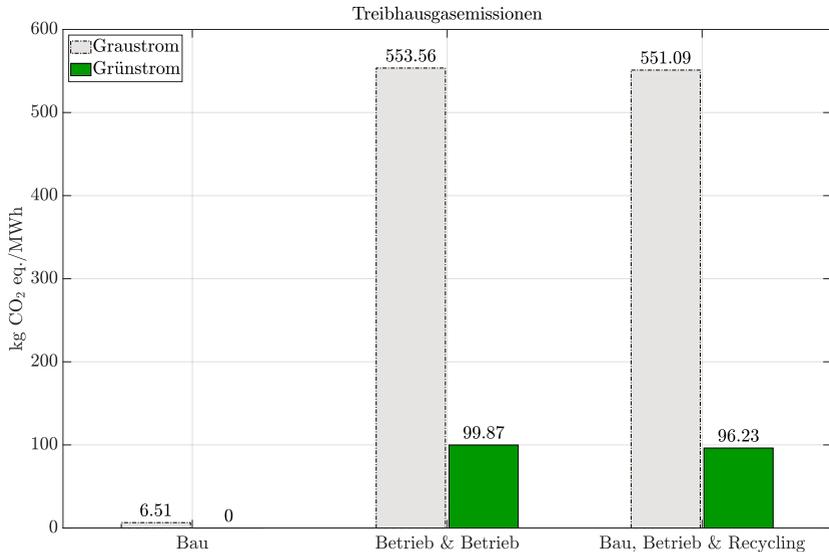


Abbildung 4.9: Treibhausgasemissionen pro MWh ausgespeicherten Stroms des Pumpspeichers in den drei Phasen „Bau“, „Bau & Betrieb“ sowie „Bau, Betrieb & Recycling“

Die Treibhausgasemissionen des Pumpspeichermodells sind in Abbildung 4.9 dargestellt. Das Pumpspeichermodell emittiert in der Bauphase 6,51 kg CO₂-Äquivalente pro MWh über den Lebenszyklus aus gespeicherter Energie. Den größten Anteil an den Treibhausgasemissionen haben dabei die Rohstoffe Stahl mit 60 % und Beton mit 33 %, deren Herstellung besonders emissionsintensiv ist. Zur Herstellung von Stahl wird Eisenerz, Eisenpellets und Steinkohle benötigt. Die Eisenbestandteile werden zu 50 % aus Kanada, 25 % aus Brasilien und 25 % aus Australien importiert. Die für den Stahlprozess benötigte Steinkohle wird zu 100 % aus Kanada importiert und im Koksofen zu Koks weiterverarbeitet. Neben den langen Transportwegen der Eisenrohstoffe und der Steinkohle ist die Stahlerzeugung durch die Verwendung von Koks sehr emissionsintensiv. Obwohl Stahl im Modell nur ein Zehntel der Betonmasse ausmacht, ist er für 60 % der Treibhausgasemissionen verantwortlich.

Beton ist ein Gemisch aus Schotter, Sand und Zement. Der Hauptbestandteil von Zement ist Kalkstein, welcher in einem Drehrohrofen bei Temperaturen von ca. 1.400 °C gebrannt wird. Beim Brennen werden große Mengen an Treibhausgasen emittiert.

Das Pumpspeichermodell unterscheidet sich zwischen den Phasen „Bau“ und „Bau & Betrieb“ lediglich in der über die Lebensdauer eingespeicherten elektrischen Energie. Allein diese elektrische Energie ist verantwortlich für die Emission von 547,05 kg CO₂-Äquivalenten pro MWh unter Annahme des Strommix aus dem Jahr 2020. Durch Recycling können die Emissionen marginal um ca. 2,5 kg CO₂-Äquivalente gemindert werden. Durch die Verwendung von 100 % Grünstrom können die Treibhausgasemissionen um über das fünf-fache gesenkt werden. Aufgrund der Menge an eingespeicherter elektrischer Energie kommt dieser eine signifikante Bedeutung zu.

Ozonschichtabbau

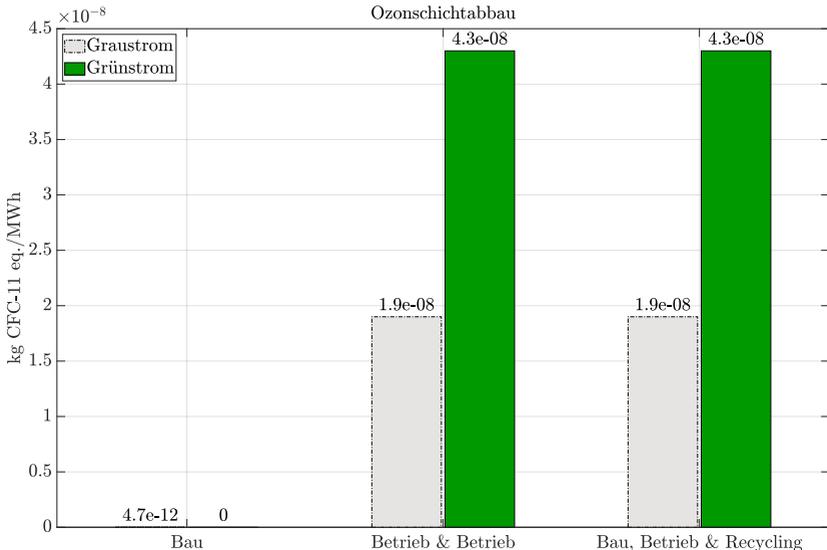


Abbildung 4.10: Ozonschichtabbau pro MWh ausgespeicherten Stroms des Pumpspeichers in den drei Phasen „Bau“, „Bau & Betrieb“ sowie „Bau, Betrieb & Recycling“

Der Beitrag des Pumpspeichermodells zum Ozonschichtabbau ist in Abbildung 4.10 dargestellt. Während troposphärisches bzw. bodennahes Ozon als Umweltschadstoff eingestuft wird, ist es in der Stratosphäre vital für die Lebewesen auf der Erdoberfläche, da es in der Lage ist, gefährliche UV-Strahlen zu absorbieren. Das Potential zum Ozonschichtabbau wird in kg emittierten Trichlorfluormethan-Äquivalenten pro MWh über die Lebensdauer gemessen. Trichlorfluormethan ist ein Fluorkohlenwasserstoff (FCKW) und als Kältemittel R-11 bekannt. Die anthropogenen Hauptquellen ozonschädigender Substanzen sind u.A. Feuerlöscher, Schaumstoffe, Treibgase und Kältemittel. Natürliche Ozonschicht abbauende Stoffe sind Methan, Lachgas, Wasser und halogenierte Substanzen [102, S. 209 ff].

In der Bauphase tragen Stahl mit 48 % und Beton mit 46 % am meisten zum Ozonschichtabbau bei. Dies wird durch die Emission von halogenierten organischen Luftemissionen (Chlormethan, R-124, R-141b und R-142b) verursacht.

In der Gesamtbetrachtung macht es keinen Unterschied, ob der Primärressourcenbedarf durch Recycling gemindert wird. Die ozonschädigenden Substanzen werden hauptsächlich durch die Menge der eingespeicherten elektrischen Energie geprägt. Dabei wird durch die Nutzung des grünen Elektrizitätsmix über das Doppelte an ozonschädigenden Substanzen emittiert.

Versauerung

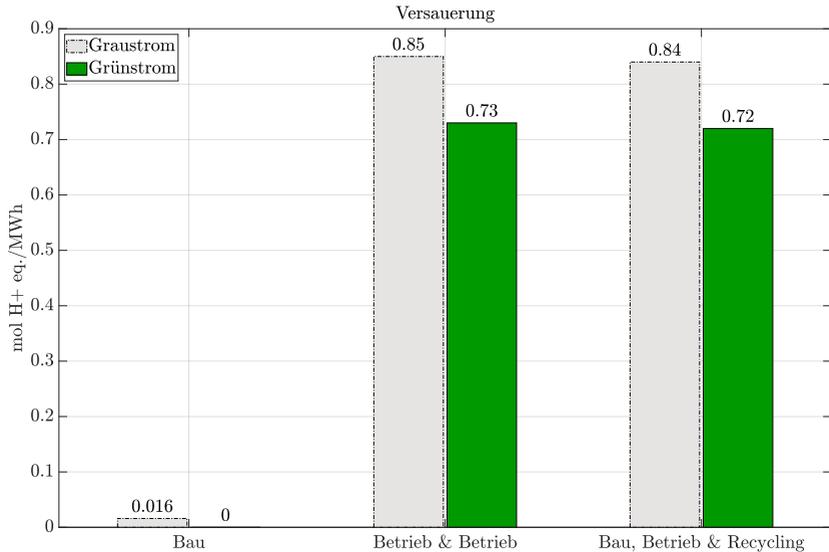


Abbildung 4.11: Versauerung pro MWh ausgespeicherten Stroms des Pumpspeichers in den drei Phasen „Bau“, „Bau & Betrieb“ sowie „Bau, Betrieb & Recycling“

Das Thema Versauerung ist in den 1980er und 1990er Jahren in den Fokus öffentlicher Diskussionen gerückt. Sichtbar geworden ist es durch das Waldsterben, verursacht durch schwefelhaltige Abgase fossiler Kraftwerke die zur Versauerung umliegender Waldböden geführt haben. Unter Versauerung versteht man den Abfall der Säureneutralisationskapazität von Ökosystemen durch die Abnahme an Substanzen, die in der Lage sind, Wasserstoffionen zu neutralisieren. Die Säureneutralisationskapazität kann durch folgende Mechanismen reduziert werden: Zugabe von Wasserstoffionen, die andere Kationen aus dem System verdrängen sowie die Aufnahme von Kationen durch Pflanzen oder andere Biomasse, welche gesammelt und dem System entnommen wird.

Versauerung entsteht natürlich über den Verlauf der Zeit, wird aber maßgeblich vom Menschen durch wasserstoffhaltige Luftemissionen verursacht. Diese werden in der Atmosphäre abgebaut und lagern sich in Böden, Vegetation oder Wasser ab. Die bedeutendsten Stoffe, welche vom Menschen emittiert

werden sind Schwefeloxide (SO_x), Stickoxide (NO_x), Ammoniak und starke Säuren wie Salz- und Schwefelsäure. Aufgrund der hohen Wasserlöslichkeit und geringen atmosphärischen Verweildauer von wenigen Tagen ist die Versauerung ein regionales Phänomen mit auf die Region unmittelbar um die Quelle der Emissionen begrenzten Auswirkungen.

Den größten Anteil dieser Stoffe an der Versauerung haben emittierte Schwefel- und Stickoxide, welche historisch hauptsächlich von Metallschmelzen und der Bergbauindustrie verursacht wurden. Heutzutage werden sowohl Schwefel- als auch Stickoxide durch Verbrennungsprozesse in thermischen Kraftwerken, Verbrennungsmotoren oder Müllverbrennungsanlagen verursacht. Der Schwefelgehalt des Brennstoffs ist für die Schwefeloxidemissionen ursächlich, während die Menge an Stickoxiden durch die Art und Weise des Verbrennungsprozesses und der Abgasnachbehandlung bestimmt wird. Ammoniak wird hauptsächlich durch die in der Landwirtschaft genutzten Düngemittel in Umlauf gebracht. Salz- und Schwefelsäure werden durch manche Industrieprozesse, Müllverbrennung und ineffiziente Abgasbehandlung emittiert [102, S. 214 - 219].

In Abbildung 4.11 ist die durch das Pumpspeichermodell verursachte Versauerung dargestellt. Die in der Bauphase verursachte Versauerung kann zu 67 % dem verwendeten Stahl und zu 25% dem Beton zugerechnet werden. Maßgebliches Versauerungspotential entsteht durch die eingespeicherte elektrische Energie, wobei das Versauerungspotential des deutschen Strommix 2020 größer ist als bei einem vollständig klimaneutralen Strommix. Recycling verringert das Versauerungspotential durch die Einsparung von primärem Stahl und Beton minimal.

Frischwassereutrophierung

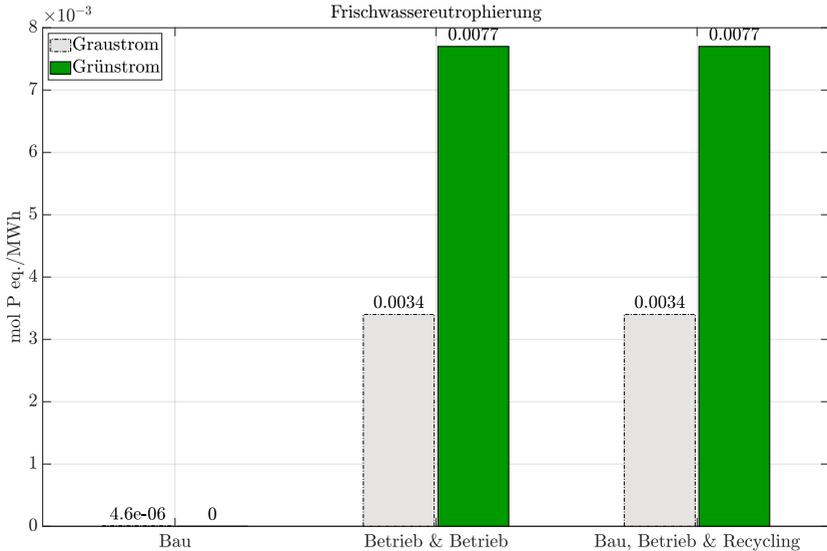


Abbildung 4.12: Frischwassereutrophierung pro MWh ausgespeicherten Stroms des Pumpspeichers in den drei Phasen „Bau“, „Bau & Betrieb“ sowie „Bau, Betrieb & Recycling“

Eutrophierung beschreibt die Anreicherung aquatischer Lebensräume mit Nährstoffen, welche zu einer erhöhten Produktion von Biomasse im Gewässer und zur Abnahme der Wasserqualität und einer Veränderung der Zusammensetzung aquatischer Spezies führt. In Extremfällen kann sie zur Entwicklung von toxischem Phytoplankton, Cyanobakterien oder Blaualgen führen. Die limitierenden Faktoren für Algen- und Pflanzenwachstum sind Phosphor und Stickstoff, aus diesem Grund konzentriert sich die Untersuchung von Eutrophierung auf diese beiden Substanzen.

Der Eintrag von Stickstoff und Phosphor geschieht u.A. durch die Verwendung anorganischer Düngemittel. Die Landwirtschaft ist einer der Hauptquellen für Stickstoff- und Phosphoreinträge. Auch Verbrennungsprozesse, Kläranlagen, Industrie und Fischfarmen tragen zur Eutrophierung bei [102, S. 219 - 224].

In Abbildung 4.12 ist das Frischwassereutrophierungspotenzial von Pumpspeichern dargestellt. In der Bauphase trägt Stahl mit 62 %, Beton mit 20 % und fossile Hilfsstoffe (Schmiermittel, Treibstoff, Wärmeträger) mit 16 % am meisten zur Eutrophierung von Frischwasser bei. Verglichen mit der Bauphase bewirkt der Betrieb des Pumpspeichers durch die Berücksichtigung der eingespeicherten elektrischen Energie einen wesentlich höheren Beitrag zur Eutrophierung von Gewässern. Dabei verursacht der grüne Strommix einen über doppelt so großen Beitrag zur Frischwassereutrophierung.

Wasserverbrauch

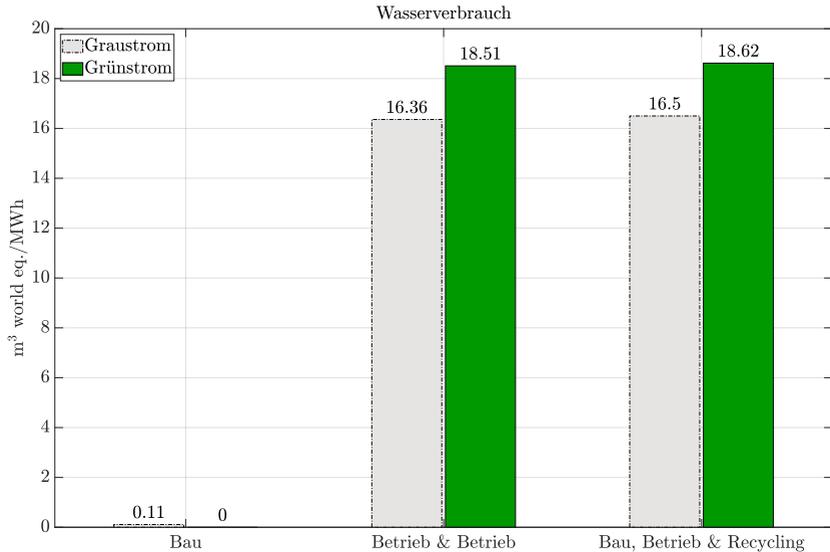


Abbildung 4.13: Wasserverbrauch pro MWh ausgespeicherten Stroms des Pumpspeichers in den drei Phasen „Bau“, „Bau & Betrieb“ sowie „Bau, Betrieb & Recycling“

Wasser ist eine erneuerbare Ressource, welche aufgrund des Wasserkreislaufs, nicht verschwindet. Gleichwohl ist es eine sensible Ressource, da sie essentieller Bestandteil für menschliches Leben und das Ökosystem ist. Zudem steht Wasser in direktem Zusammenhang mit der geographischen und jahreszeitlichen Verfügbarkeit, da ein Transport über lange Strecken unwirtschaftlich ist. Laut dem „World Water Council“ wird die globale Wasserkrise nicht durch den Mangel an Wasser verursacht, sondern durch das schlechte Management der Ressourcen [102, S. 252]. Es ist deshalb von besonderer Bedeutung, wo, wann und in welcher Qualität Wasser verfügbar ist und wie es genutzt wird.

Man unterscheidet dabei zwischen verschiedenen ökologischen Wirkmechanismen des Wasserverbrauchs. Eine bedeutende Rolle spielt die Art und Weise des Wasserverbrauchs. Unter Wasserentnahme i.A. versteht man die temporäre oder permanente Wasserentnahme aus einem Wasserkörper. Unter Wasserverbrauch versteht man Verdunstung, die Integration von Wasser in ein Produkt oder die

Rückgabe an einem anderen Ort fern der Quelle. Unter eine degradierenden Wassernutzung versteht man die Entnahme von Wasser bei Rückgabe am selben Ort unter Abnahme der Wasserqualität.

Neben der Wassernutzung werden auch unterschiedliche Wasserquellen wie Oberflächen-, Grund-, Regen-, Ab- und Meerwasser betrachtet. Weitere zu berücksichtigende Faktoren sind die lokale Verfügbarkeit bzw. Knappheit von Wasser und das jeweilige Einzugsgebiet [102, S. 251 - 258].

In Abbildung 4.13 ist der Wasserverbrauch des Pumpspeichermodells in weltweit verbrauchten Kubikmeter Wasser pro MWh ausgespeicherten Stroms über die Lebensdauer dargestellt. In der Bauphase ist Beton mit Abstand der größte Verbraucher von Wasserressourcen, gefolgt von Kupfer. Berücksichtigt man die eingespeicherte elektrische Energie über die Lebensdauer, so wird offensichtlich, dass diese den größten Beitrag zum Wasserverbrauch hat. Hierbei verbraucht die Verwendung von klimaneutralem Strom mehr Wasserressourcen als der deutsche Strommix aus dem Jahr 2020. Während des Recyclings werden zusätzliche Wasserressourcen benötigt, so dass der Wasserverbrauch durch Recycling steigt.

Landnutzung

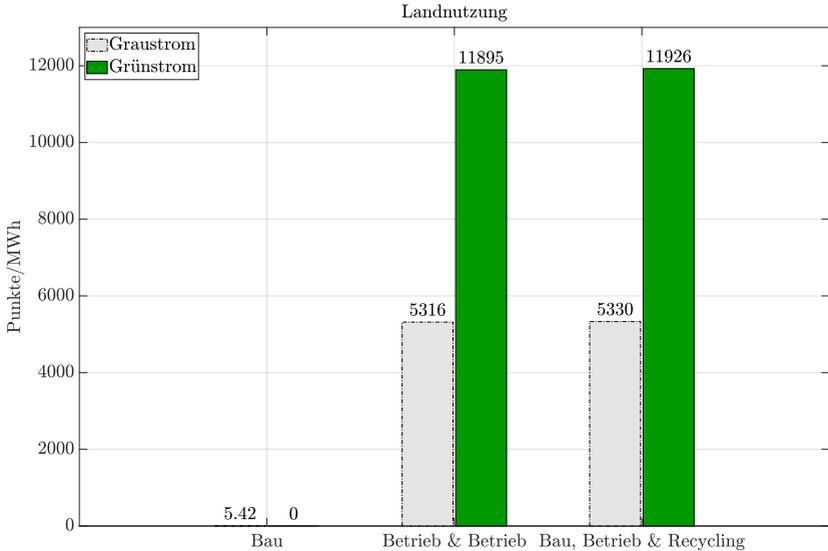


Abbildung 4.14: Landnutzung pro MWh aus gespeicherten Stroms des Pumpspeichers in den drei Phasen „Bau“, „Bau & Betrieb“ sowie „Bau, Betrieb & Recycling“

Unter Landnutzung versteht man anthropogene Aktivitäten in einem bestimmten Bodenbereich. Beispiele für Landnutzung sind Land- und Forstwirtschaft, städtische Siedlungsgebiete und die Gewinnung von Bodenschätzen. Ökologische Effekte von Landnutzung sind u.A. die Abnahme der Biodiversität, die Beeinflussung lokaler und regionaler Klimaregulierung, die Abnahme der Nahrungsmittelproduktion, sowie die Flut- und Dürregefahr. Es wird zwischen einer umwandelnden und einer okkupierenden Landnutzung unterschieden. Unter Umwandlung wird die Transformation von Land in eine andere Form verstanden, die Okkupation beschreibt die Nutzung einer bestimmten Fläche für einen bestimmten Zweck. Das verwendete Modell zur Bewertung der Landnutzung unterscheidet dabei die folgenden Dienstleistungen des Ökosystems: das biotische Produktionspotential, d.h. die Fähigkeit eines Ökosystems Biomasse zu produzieren und zu tragen; das CO₂-Abscheidungspotential, d.h. die Fähigkeit eines Ökosystems das Klima zu regulieren, indem es CO₂ aufnimmt; das Frischwasserregulierungspotential, d.h. die Fähigkeit eines Ökosystems

Spitzen- und Grundabflüsse zu regulieren; das Wasserreinigungspotential, d.h. die Fähigkeit eines Ökosystems, Wasser zu absorbieren, zu binden und zu reinigen; das Erosionsregulierungspotential, d.h. die Fähigkeit eines Ökosystems, Böden zu stabilisieren und den Abfluss von Sedimenten zu verhindern sowie das Dürreregulierungspotential, d.h. die Fähigkeit eines Trockengebiets, irreversibler Degradation zu widerstehen. Das verwendete Modell aggregiert diese Einflussfaktoren zu einem Index, der mit Punkten bewertet wird. Je höher die Punktzahl, desto negativer der Einfluss [102, S. 245 - 251].

Die durch das Pumpspeichermodell verursachte Landnutzung ist in Abbildung 4.14 dargestellt. In der Bauphase wird die Landnutzung zu 35 % von Stahl, zu 27 % von Beton und zu 27 % fossiler Hilfsstoffe (Schmiermittel, Treibstoff, Wärmeträger) verursacht. Die Landnutzung steigt um mehrere Größenordnungen durch die Betrachtung der eingespeicherten elektrischen Energie, wobei die Verwendung von vollständig klimaneutralem Strom die doppelte Landnutzung im Vergleich zum Strommix verursacht.

4.6 Lebenszyklusanalyse Batteriespeicher

Mit dem Ausbau von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist das Stromsystem nicht nur volatiler, sondern auch dezentraler geworden. Letzteres wurde durch Onshore-Windkraftanlagen begünstigt, insbesondere jedoch von Aufdach-Photovoltaikanlagen. Die Förderung der Elektromobilität hat die Bedeutung von Batteriespeichern weiter gestärkt. Dementsprechend ist der Markt für stationäre Batteriespeichersysteme (BSS) in der letzten Dekade stark angestiegen. BSS werden dabei für die Eigenbedarfsoptimierung in Haushalten, Arbitragegeschäfte und Bereitstellung von Systemdienstleistungen eingesetzt. Bei letzteren liegt der Fokus aufgrund der sehr hohen Flexibilität bei Primärregelleistung. Figgenger et al. unterteilen BSS in drei Kategorien: Heimspeichersysteme (HSS) mit Kapazitäten ≤ 30 kWh, Industriespeichersysteme (ISS) mit Kapazitäten zwischen 30 kWh und 1 MWh sowie Großspeicher (large scale storage systems, LSS). Letztere verfügen über mindestens 1 MWh Speicherkapazität und reichen bis zu einer Leistung von 10 MW und einer Kapazität von 10 MWh [88].

Heimspeichersysteme sind in der Regel an die Niederspannungsebene angeschlossenen und dienen in Verbindung mit Aufdach-Photovoltaik der Eigenbedarfsoptimierung. Industriespeichersysteme sind sowohl an der Nieder- als auch an der Mittelspannung angeschlossen. Ihr Einsatzzweck ist stark abhängig vom Industriezweig in welchem das System verbaut ist. Großspeichersysteme sind an der Mittel- und Hochspannungsebene angeschlossen. Ihr Haupteinsatzzweck ist die Bereitstellung von Primärregelleistung [90].

Im Jahr 2022 sind ca. 3,54 GWh / 1,94 GW an HSS, 170 MWh / 84 MW an ISS, sowie 750 MWh / 619 MW an LSS installiert. Sowohl von der absolut installierten Leistung bzw. Kapazität, als auch von den Zuwachsraten, die sich seit 2013 von Jahr zu Jahr steigern, dominieren Heimspeichersysteme. Die Zuwachsraten von Industriespeichersystemen steigen ebenfalls stetig, allerdings ist der Markt klein. Zwischen 2015 und 2018 verzeichneten Großspeichersysteme den stärksten Zubau, was an der Öffnung des Primärregelleistungsmarkts lag. Seitdem stagnieren die Zubauraten und nehmen in der Tendenz ab. Ein Zeichen, dass Großspeicher hauptsächlich in der Primärregelleistung zum Einsatz kommen und der Markt dort gesättigt ist. Mit 98 % im Hausbatterie- und 95 % im Industriespeichersektor ist die Lithium-Ionen-Technologie dominant. Auch im LSS-Sektor ist der Anteil von Lithium-Ionen-Batterien mit 80 % sehr hoch.

Der Trend zu Lithium-Ionen-Batterien hat sich auch hier durchgesetzt, zwischen 2017 und 2019 wurden ausschließlich Lithium-Ionen-Batterien verbaut. Der relativ große Anteil an anderen Batterietechnologien liegt an den vielen Forschungsprojekten im LSS-Sektor [88].

Die größte Batterie Deutschlands war 2014 der Batteriespeicher von der Westmecklenburgischen Energieversorgungs AG (WEMAG) in Schwerin. Die Leistung von 5 MW und Kapazität von 5 MWh wurde mit 25.000 Lithium-Ionen-Modulen realisiert. 2017 wurde die Anlage erweitert, die präqualifizierte Leistung wurde verdoppelt, und die Kapazität verdreifacht [170]. Im Mai 2019 wurde durch die Firmen ENEL Green Power, ENERTRAG und Leclanché in Cremzow, Brandenburg ein Speicher mit 22 MW Leistung und 38,4 MWh Kapazität eingeweiht, wofür 5.280 Module verbaut wurden [78]. Im Jahr 2018 wurde von Eneco und Mitsubishi das Großspeichersystem Jardelund, Schleswig-Holstein eingeweiht. Mit 48 MW Leistung und 50 MWh Kapazität war es bis dato der größte Batteriespeicher. Hierfür wurden 10.000 einzelne Lithium-Ionen-Batterien verbaut [143]. Die mit Abstand größte Batterie wird Stand Ende 2022 vom Übertragungsnetzbetreiber TransnetBW geplant. Der „Netzbooster“ in Kupferzell (Baden-Württemberg) soll 250 MW Leistung und 250 MWh Kapazität haben. Zweck des Netzboosters ist es, Engpässe im Übertragungsnetz zu bewältigen und zu jeder Zeit das Einhalten des n-1-Kriteriums³⁸ zu gewährleisten, was bedeutet, dass auch bei maximaler Auslastung die Netzsicherheit gewährleistet werden muss (Redundanz). Fällt eine Netzkomponente bei Volllast aus, kommt es zu einer Überbelastung in den noch verbleibenden Stromkreisen. In diesem Fall wird die Einspeisung vor dem Engpass reduziert und der hinter dem Engpass im Netzbooster gespeicherte Strom eingespeist, so dass die thermische Grenze des Stromkreises eingehalten werden kann. Der Speicher wird anschließend durch Schaltmaßnahmen, Einspeisemanagement oder konventionellen Redispatch abgelöst. Aufgrund der höheren Sicherheit durch geringere Energiefreisetzung im Brandfall, Umweltfreundlichkeit und Nachhaltigkeit durch Verzicht auf Schwermetalle (Nickel, Kobalt), der Leistungsfähigkeit durch schnelle Be- und Entladung sowie der hohen Lebensdauer durch hohe Zyklenfestigkeit wird ein Lithiumeisenphosphat-Speicher gebaut [161].

³⁸ Das n-1-Kriterium bedeutet, dass bei Ausfall einer Komponente durch Redundanz der Ausfall des Gesamtsystems verhindert wird.

4.6.1 Auslegung, Dimensionierung und Systemgrenzen des Fallbeispiels Batteriespeicher

Die Auslegung und Dimensionierung des Fallbeispiels orientiert sich an dem Pumpspeichermodell. Eine Übersicht der in der Lebenszyklusanalyse für den Batteriespeicher verwendeten Kenndaten ist in Tabelle 4.6 dargestellt, die detaillierte Berechnung ist dem Anhang zu entnehmen.

Tabelle 4.6: Kenndaten des Batteriespeichermodells

Leistung	Kapazität	Wirkungsgrad	Vollzyklen pro Jahr	ausgespeicherte el. Energie
400 MW	400 MWh	90 %	1.063	152.315 MWh/a

Für stationäre Anwendungen wie z.B. der unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) und an Sendemasten der Telekommunikation wurden bis 2015 überwiegend Blei-Säure-Batterien eingesetzt. Nickelmetallhydrid und Nickel-Cadmium-Batterien kamen hauptsächlich in mobilen und portablen Bereichen wie Hybridfahrzeugen und Powertools, bzw. elektrischen Kleingeräten zum Einsatz. In den Bereichen des stationären Einsatzes, die überwiegend im Zusammenhang mit der Nutzung erneuerbarer Energien relevant wurden, fanden zunehmend auch andere Batterietypen wie z.B. Lithium-Ionen-, Natrium-Hochtemperatur- und Redox-Flow-Batterien Anwendung.

Natrium-Hochtemperaturbatterien verwenden kostengünstig verfügbare Materialien und haben eine vergleichsweise hohe Energiedichte. Nachteile sind das aufwändige Wärmemanagement und – aufgrund des hochreaktiven flüssigen Natriums – problematische Sicherheitseigenschaften.

Der wesentliche Vorteil von Redox-Flow-Batterien besteht in der Trennung der zentralen Reaktionseinheit für den Lade- bzw. Entladebetrieb sowie der Speichereinheit. Der Energieinhalt der Batterie wird durch die Konzentration der Redox-Paare im Elektrolyten sowie deren Menge bzw. der Tankgröße bestimmt. Die Dimensionierung der Reaktionseinheit bestimmt die Leistung der Batterie. Die Parameter Leistung und Speicherkapazität können unabhängig voneinander skaliert werden. Die Redox-Flow-Batterie (RFB) eignet sich aus diesem Grund für längerfristigen Speicherbedarf (mehrere Stunden), sie hat jedoch vergleichsweise geringe Energie- und Leistungsdichten. Die Tren-

nung von Leistung und Kapazität ist der wesentliche Unterschied zu anderen Batterietechnologien [172, S. 158, 167-18, 172, 174].

Seit 2015 ist nicht nur der Zubau an Batteriespeichern insgesamt gestiegen, es zeichnet sich auch ein klarer Trend zu Lithium-Ionen-Batterien ab [88]. Während vor dem Jahr 2015 der Zubau von Batteriekapazitäten überwiegend Blei-Säure-Batterien waren, werden seit 2015 fast ausschließlich LIB zugebaut. Seit 2017 sind 95 - 98 % der neuen Speicherkapazitäten LIB [89]. Auch die in Abschnitt zuvor aufgeführten Großbatteriespeicher sind LIB. Während das Anodenmaterial bei LIB i.d.R. aus synthetischem Graphit besteht, unterscheidet man je nach Bereich des Einsatzes verschiedene Kathodenmaterialien. Neben Eisen kommen Kobalt, Nickel, Mangan und Übergangsmetalloxide aus den drei letztgenannten Metallen zum Einsatz. Je mehr Nickel als Kathodenmaterial verwendet wird, desto höher ist die Kapazität der Batterie. Ein höherer Kobaltanteil erhöht die Stabilität der Zelle, während Mangan für größere Sicherheit sorgt [172, S. 162].

Unter den LIB gewinnen Lithium-Eisenphosphat-Batterien (LFP) (LiFePO_4) – trotz ihrer im Vergleich geringeren Energie- und Leistungsdichten – immer größere Marktanteile [172, S. 162]. Sie sind chemisch und thermisch beständig, zyklenstabil, preiswert, ungiftig und widerstehen Temperaturen bis 100°C . Sie sind stabil gegen Überladung und Kurzschlüsse, brennen nicht, setzen keinen Sauerstoff frei und neigen nicht zum Durchbrennen [121, S. 194].

Für Eisen als Kathodenmaterial spricht die im Gegensatz zu Kobalt nahezu unerschöpfliche Verfügbarkeit von Eisen [120, S. 422], das Fehlen von Gefahren- und Sicherheitshinweisen des Materials [152, S. 90], geringe Materialkosten und die gute Umweltverträglichkeit [172, S. 162]. Die im Vergleich zu anderen LIB-Technologien geringere Energie- und Leistungsdichte spielt bei stationären Anwendungen eine untergeordnete Rolle, so dass LFP-Batterien sehr interessant sind. Die Sicherheit, Lebensdauer, Umweltfreundlichkeit und Nachhaltigkeit durch den Verzicht auf die Schwermetalle Nickel und Kobalt sind Argumente, die für die Ausführung als LFP-Batterie des 250 MW Netzbooster der TransnetBW [161, S. 10] gesprochen haben. Aus diesem Grund wurde auch für die Modellierung der Lebenszyklusanalyse eine LFP-Batterie ausgewählt.

Die Daten basieren auf einem real existierenden Batteriespeicher mit 2,5 MW Leistung und 2,5 MWh Speicherkapazität, welche für das Modell hochskaliert wurden. Um die gleiche auszuspeichernde elektrische Energiemenge – wie

bei der Pumpspeichermodellierung – über die Lebensdauer zu erreichen, müssten 167,5 MWh Batteriespeicherkapazität installiert werden A.3. Das Pumpspeichermodell hat ein Leistung-zu-Kapazität-Verhältnis von 1:5, große Batteriespeicher haben ein Verhältnis von 1:1. Um der verhältnismäßig großen Speicherkapazität des Vergleichspumpspeicher gerecht zu werden, wurde die Batterie auf 400 MW und 400 MWh hochskaliert, was zu einer doppelten Überdimensionierung der Leistung bei weniger als der halben Speicherkapazität führt.

Ein einzelner Batteriecontainer hat eine Leistung von 2,5 MW und eine Speicherkapazität von 2,5 MWh. Mit dem aus Literaturwerten ermittelten Mittelwerten für Vollzyklen ergeben sich ca. 1.063 Vollzyklen pro Jahr, was zu einer Speicherkapazität von 2.657,5 MWh pro Container und Jahr führt. Die ausgespeicherte Strommenge über die Lebensdauer ist identisch.

Wie beim Pumpspeicher wird davon ausgegangen, dass ein Netzanschluss vorhanden ist. Das Modell besteht dementsprechend aus zwei Wechselrichtern und den Batteriecontainern, die miteinander verkabelt sind. Ein Batteriecontainer umfasst dabei die modularen Batteriezellen, die Klimaanlage, das Batteriemanagementsystem sowie die Leittechnik. Neben dem Wechselrichter an sich beinhaltet der Container auch den Transformator. Die Container sind als 40 Fuß ISO-Container ausgeführt. Die Lebensdauer des Batteriespeichersystems beträgt 10 Jahre.

Die im Batteriespeichermodell verwendeten Baugruppen sind in Abbildung 4.15 dargestellt. Betrachtet wird der Wechselrichtercontainer, welcher den Wechselrichter enthält sowie den Batteriecontainer, welcher die eigentlichen Batteriemodule enthält. Entsprechend dem Pumpspeicher soll das Batteriespei-

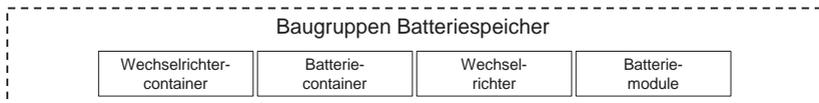


Abbildung 4.15: Baugruppen des Fallbeispiel Batterie

chersystem eine Lebensdauer von 100 Jahren haben. Aktuelle Batteriespeichersysteme werden ca. 10 Jahre betrieben, bevor sie erneuert werden müssen. Es wird angenommen, dass alle Komponenten des Batteriespeichers die gleiche

Tabelle 4.7: Lebensdauer der Komponenten des Batteriespeichers

Komponente	Lebensdauer	Anzahl über 100 Jahre
Batteriecontainer	10 a	10
Wechselrichter	10 a	10
Verkabelung	10 a	10

Lebensdauer haben, so dass das Batteriespeichersystem in 100 Jahren 10 mal erneuert werden muss, siehe Tabelle 4.7.

4.6.2 Festlegung des Ziels und des Untersuchungsrahmens

Ziel der Lebenszyklusanalyse

Ziel der Lebenszyklusanalyse des Batteriespeichers ist eine möglichst realitätsnahe Abschätzung der ausgewählten Umweltauswirkungen, welche bei Errichtung, Betrieb und Recycling auftreten. In den Abschnitten 4.6 und 4.6.1 wurden die unterschiedlichen Batteriespeichertechnologien kurz beschrieben und ausgewählte Projekte vorgestellt. In Anlehnung an bestehende Projekte wird ein LFP-Batteriespeicher modelliert. Es wird angenommen, dass dieser – ähnlich wie der modellierte Pumpspeicher – auf bestehende Infrastrukturen zurückgreifen kann. Die Auslegung erfolgt auf Literaturdaten, der Fokus der Betrachtung liegt auf der ausgespeicherten elektrischen Energie, etwaige erbrachte Systemdienstleistungen werden nicht berücksichtigt.

4.6.3 Funktionelle Einheit

Die funktionelle Einheit des Batteriespeichers ist die ausgespeicherte elektrische Energie von 15.213.500 MWh pro Jahr über 100 Jahre in Süddeutschland.

4.6.4 Systemgrenze

Die Systemgrenze des Batteriemodells ist in Abbildung 4.16 dargestellt und umfasst die Phasen Bau, Betrieb und Recycling. Alle weiteren Annahmen hinsichtlich der Systemgrenze sind identisch mit der des Pumpspeichers und in Abschnitt 4.5.2 nachzulesen.

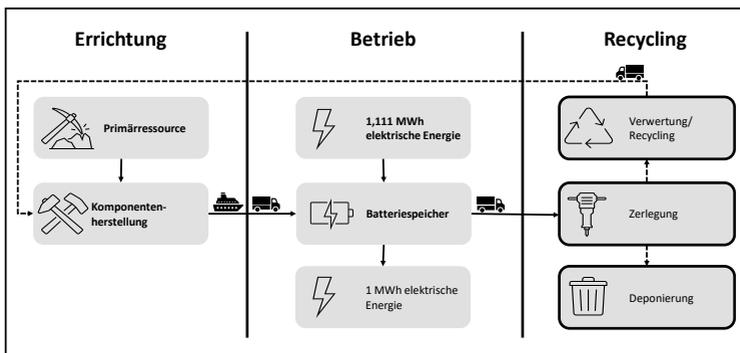


Abbildung 4.16: Systemgrenze des Batteriespeichers

4.6.5 Sachbilanz

In den vorangegangenen Abschnitten wurden die in der Lebenszyklusanalyse des Batteriespeichers analysierten Baugruppen vorgestellt und deren angenommene Lebensdauer in Tabelle 4.7 aufgeführt. Für jede Baugruppe sind die verwendeten Materialien und deren Massen bekannt, so dass durch Multiplikation mit der benötigten Anzahl über 100 Jahre Betrieb alle benötigten Massen der Rohstoffe errechnet werden kann. Von den Baugruppen ausgehend, wird nach Rohstoffen sortiert und die Massen durch die funktionelle Einheit geteilt, so dass die Sachbilanz gemäß Tabelle 4.8 dargestellt werden kann. Diese Daten sind die

Eingangsgrößen für die Modellierung des Batteriespeichers in der Software GaBi.

Tabelle 4.8: Sachbilanz des Batteriespeichers

Material/Rohstoff	Bedarf über 100 Jahre	Bedarf je MWh
Input Bau		
Aluminium	$7,68 \cdot 10^6 \text{ kg}$	$5,04 \cdot 10^{-1} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Beton C30/37	$4,67 \cdot 10^7 \text{ kg}$	$3,07 \cdot 10^{-1} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Eisen	$3,59 \cdot 10^6 \text{ kg}$	$2,36 \cdot 10^{-1} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Ethylencarbont	$5,39 \cdot 10^6 \text{ kg}$	$3,54 \cdot 10^{-2} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Glykol	$4,45 \cdot 10^5 \text{ kg}$	$2,92 \cdot 10^{-2} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Graphit	$5,33 \cdot 10^6 \text{ kg}$	$3,5 \cdot 10^{-1} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Kupfer	$1,29 \cdot 10^7 \text{ kg}$	$8,47 \cdot 10^{-1} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Lithium	$4,46 \cdot 10^5 \text{ kg}$	$2,93 \cdot 10^{-2} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Lithiumhexafluorophosphat	$9,52 \cdot 10^5 \text{ kg}$	$6,25 \cdot 10^{-2} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Phosphor	$1,99 \cdot 10^6 \text{ kg}$	$1,31 \cdot 10^{-1} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Polyamid	$1,94 \cdot 10^6 \text{ kg}$	$1,27 \cdot 10^{-1} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Polyester	$1,20 \cdot 10^6 \text{ kg}$	$7,88 \cdot 10^{-2} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Polyethylene	$1,70 \cdot 10^6 \text{ kg}$	$1,11 \cdot 10^{-1} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
R410a	$4,00 \cdot 10^3 \text{ kg}$	$2,63 \cdot 10^{-4} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Sauerstoff	$4,11 \cdot 10^6 \text{ kg}$	$2,70 \cdot 10^{-1} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Stahl	$5,47 \cdot 10^7 \text{ kg}$	$3,59 \cdot 10^{-0} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Transformatoröl	$2,40 \cdot 10^7 \text{ kg}$	$1,58 \cdot 10^{-0} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Diesel	-	$2,65 \cdot 10^{-2} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Schweröl	-	$3,46 \cdot 10^{-2} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Output Bau		
Batteriespeicher	$1,73 \cdot 10^8 \text{ kg}$	$1,14 \cdot 10^1 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$

Für die Betriebsphase wird der einzuspeichernde Strom aus der funktionellen Einheit und dem ermittelten Wirkungsgrad auf 1,111 MWh pro 1 MWh auszuspeicherndem Strom berechnet. In Tabelle 4.9 sind die recycelbaren

Anteile der verwendeten Primärrohstoffe, sowie die zum Recycling benötigten Energieträger und Nebenprodukte aufgeführt. Die verwendete Software GaBi stellt ausschließlich für Stahl einen Recyclingprozess bereit, so dass nur in diesem die vollständigen Umweltauswirkungen berücksichtigt werden können. Für alle anderen in der Batterie verwendeten Rohstoffe musste auf öffentlich zugängliche Prozessdatenbanken oder Literaturwerte zurückgegriffen werden. So wird für das Recycling von Aluminium und dem Kältemittel R410a auf die Ökobaudat-Datenbank zurückgegriffen, in welcher angegeben wird, dass 95 % des Aluminiums bzw. 78,4 % des Kältemittels R410a wiederverwertet werden kann. Wie auch beim Pumpspeicher wird für den Recyclingprozess der in der Batterie verwendeten Kunststoffe Polyamid, Polyester und Polyethylen auf Literaturwerte zurückgegriffen, welche den spezifischen Endenergieeinsatz auf 450 kWh/t benennt und die Verwertungsquote mit 46,6 % [1, 164]. Gemäß Umweltbundesamt kann 35 Vol-% des Altbetons [163, S. 5], sowie 36 % des Kupfers wiederverwendet werden [165]. Gemäß Stahl et al. [152, S. 209] kann 70 % des verwendeten Lithiums verwertet werden, die für das Recycling einer LFP-Batterie benötigte Energie gibt Mohr et al. [126] mit 1,66 MWh/t an.

Die Betrachtung des Recycling im Batteriespeichermodell erlaubt eine Aussage über die theoretisch mögliche Menge einzusparender Primärressourcen, jedoch keine über die durch Recycling entstandenen Umweltauswirkungen, da diese im manuell erstellten Prozess nicht ausreichend abgebildet werden können.

Tabelle 4.9: Recycling des Batteriespeichers

Material/Rohstoff	recycelter Anteil	Quelle
Input Recycling		
el. Energie	$4,63 \cdot 10^0 \frac{\text{MJ}}{\text{MWh}}$	-
Treibstoff	$9,46 \cdot 10^{-3} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$	-
Prozesswasser	$2,44 \cdot 10^{-1} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$	-
metall. Koks	$1,68 \cdot 10^{-1} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$	-
Output Recycling		
Aluminium	$4,79 \cdot 10^{-1} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$	[132, 164]
Beton C30/37	$1,08 \cdot 10^0 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$	[32, S. 53], [163, S. 5]
Kupfer	$5,23 \cdot 10^{-1} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$	[165]
Lithium	$2,05 \cdot 10^{-2} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$	[152, S. 209], [126]
Polyamid	$5,92 \cdot 10^{-2} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$	[164], [1]
Polyester	$3,67 \cdot 10^{-2} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$	[164], [1]
Polyethylen	$5,17 \cdot 10^{-2} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$	[1, S. 17]
R410a	$2,06 \cdot 10^{-4} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$	[131]
Stahl	$3,41 \cdot 10^0 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$	GaBi

4.6.6 Wirkungsabschätzung

Nachfolgend werden die ausgewählten Umweltauswirkungen des Batteriespeichermodells bezogen auf die funktionelle Einheit aus der Sachbilanz dargestellt und analysiert. Die Darstellungen unterscheiden zwischen den Phasen „Bau“, „Bau & Betrieb“ sowie „Bau, Betrieb & Recycling“. In der Bauphase wird nicht zwischen der zugeführten elektrischen Energie unterschieden, da die in GaBi abgebildeten Prozess bis auf den Stahlprozess keine Unterscheidung des Elektrizitätsmixes erlauben. In der Phasen „Bau & Betrieb“ sowie „Bau, Betrieb & Recycling“ wird zwischen grauem und grünem Strom unterschieden. Die von GaBi bereitgestellten, verwendeten Elektrizitätsmische sind in Abbildung 4.8 in Kapitel 4.5.2 dargestellt.

Klimawandel

Die Treibhausgasemissionen des Batteriespeichermodells sind in Abbildung 4.17 dargestellt. In der Bauphase emittiert der modellierte Batteriespeicher 25,97 kg CO₂-Äquivalente pro MWh über den im Betrachtungszeitraum gespeicherten Strom. Den größten Anteil an den Treibhausgasemissionen haben dabei die Rohstoffe Stahl mit 28 %, Graphit mit 25 % und Aluminium mit 17 %. Erwähnenswert ist auch Kupfer mit 13 %. Wie in Abschnitt 4.5.4 beschrieben wird zur Herstellung von Stahl Eisenerz, Eisenpellets und Steinkohle benötigt. Dieses wird auf langen Transportwegen aus Kanada, Brasilien und Australien importiert. Aufgrund der langen Transportwege und dem Einsatz fossiler Hilfstoffe ist die Verwendung von Stahl sehr emissionsintensiv. Ebenfalls emissionsintensiv ist die Herstellung von synthetischem Graphit für die Anode der LFP-Batterie. So werden als Ausgangsstoff Materialien mit hohem Kohlenstoffgehalt benötigt, wie z.B. Braun- und Steinkohle, Rohöl, Pech oder auch Kunststoffe. Das synthetische Graphit wird in China hergestellt, wo neben den emissionsintensiven fossilen Hilfstoffen auch Elektrizität mit hohem Kohleanteil verwendet wird. Die Verarbeitung von Bauxit zu Aluminium benötigt den Einsatz großer Mengen fossiler Brennstoffe und ist ebenso energieintensiv wie die Herstellung von Kupfer.

Das Batteriespeichermodell unterscheidet zwischen den Phasen „Bau“, „Bau & Betrieb“ sowie „Bau, Betrieb & Recycling“. Die beiden letzten Szenarien berücksichtigen die eingespeicherte elektrische Energie über die Lebensdauer

von 100 Jahre. Zu den ca. 26 kg CO₂-Äquivalenten in der Bauphase kommen während des Betriebs ca. 570 kg CO₂-Äquivalente hinzu, sofern der aktuelle deutsche Strommix verwendet wird. Unter Verwendung des grünen Strommix kommen 77 kg CO₂-Äquivalente in der Betriebsphase hinzu. Recycelt man Ressourcen, lassen sich insbesondere im Graustrom-Szenario 130 kg CO₂-Äquivalente einsparen. Je mehr Sekundärmaterial verwendet wird, desto weniger fossile Hilfs- und Brennstoffe müssen für die Herstellung der Rohstoffe verwendet werden, desto geringer sind die THG-Emissionen des Speichers über den Lebenszyklus.

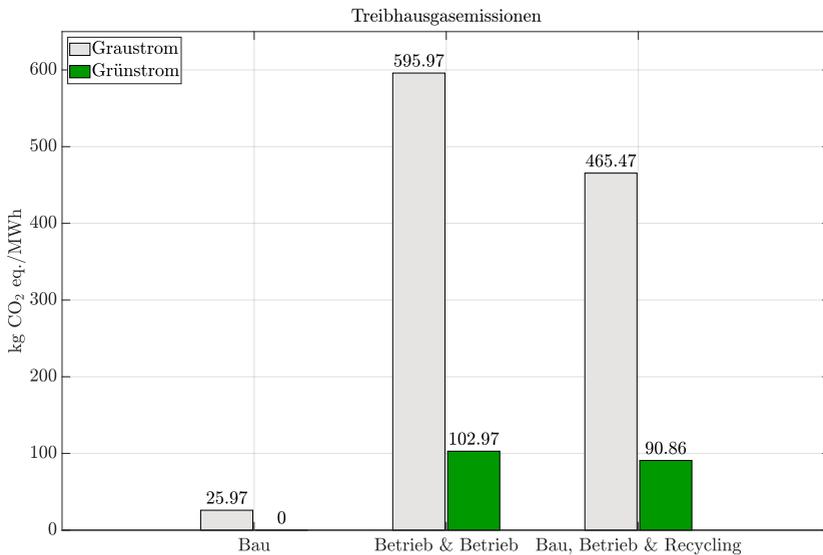


Abbildung 4.17: Treibhausgasemissionen pro MWh ausgespeicherten Stroms des Batteriespeichers in den drei Phasen „Bau“, „Bau & Betrieb“ sowie „Bau, Betrieb & Recycling“

Ozonschichtabbau

Der Beitrag des Batteriespeichermodells zum Ozonschichtabbau ist in Abbildung 4.18 dargestellt. Mit ca. 43 % trägt die Herstellung von Lithium zum Ozonschichtabbau bei, synthetisches Graphit mit ca. 23 % und Kupfer mit 17 %. Wie auch beim Pumpspeichermodell ist die Beitrag des verwendeten Stroms der Hauptverursacher des Ozonschichtabbaus, wobei Grünstrom ein doppelt so hohes Schadenspotential hat wie Graustrom. Bemerkenswert ist ebenfalls, dass das Recycling im Graustromszenario das Ozonschichtabbaupotential sogar erhöht.

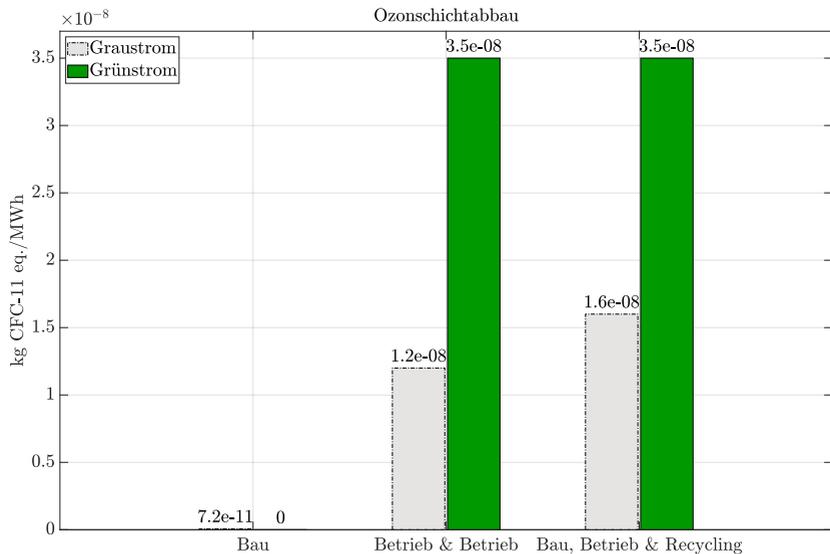


Abbildung 4.18: Ozonschichtabbau pro MWh ausgespeicherten Stroms des Batteriespeichers in den drei Phasen „Bau“, „Bau & Betrieb“ sowie „Bau, Betrieb & Recycling“

Versauerung

In Abbildung 4.19 ist das Versauerungspotential des Batteriespeichers dargestellt. Die größten Beiträge aller in der Bauphase verwendeten Rohstoffe haben Kupfer mit 45 %, sowie Stahl und synthetisches Graphit mit jeweils 15 %. Die in der Betriebsphase verwendete elektrische Energie erhöht das Versauerungspotential im Graustromszenario um das ca. neunfache und im Grünstromszenario um das ca. siebenfache. Durch Recycling kann in beiden Szenarien die Umweltauswirkung verringert werden.

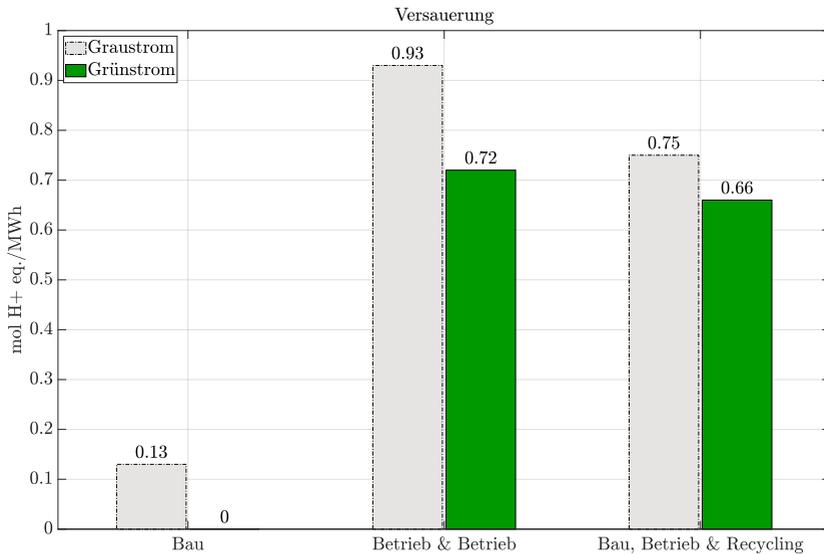


Abbildung 4.19: Versauerung pro MWh ausgespeicherten Stroms des Batteriespeichers in den drei Phasen „Bau“, „Bau & Betrieb“ sowie „Bau, Betrieb & Recycling“

Frischwassereutrophierung

In Abbildung 4.20 ist das Potential des Batteriespeichers Frischwasser zu eutrophieren dargestellt. In der Bauphase ist Lithium mit ca. 75 % der Hauptverursacher der Frischwassereutrophierung, gefolgt von Kupfer mit ca. 6 % und Stahl mit ca. 5 %. Durch die eingespeicherte elektrische Energie wird das Eutrophierungspotential signifikant erhöht, die Verwendung von Grünstrom verdoppelt dieses im Vergleich zur Verwendung von Graustrom. In beiden Szenarien wird dieses durch Recycling erhöht.

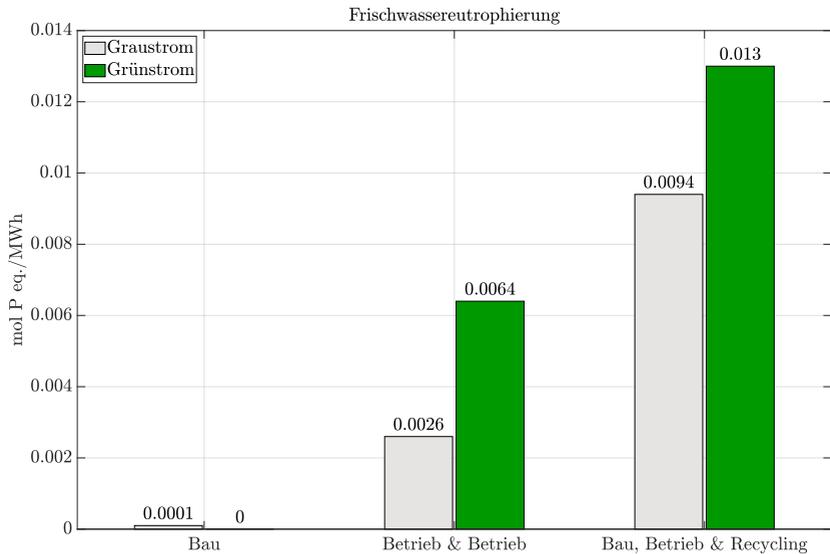


Abbildung 4.20: Frischwassereutrophierung pro MWh ausgespeicherten Stroms des Batteriespeichermodells in den drei Phasen „Bau“, „Bau & Betrieb“ sowie „Bau, Betrieb & Recycling“

Wasserverbrauch

In Abbildung 4.21 ist der Wasserverbrauch des Batteriespeichermodells in den verschiedenen Phasen unter Verwendung unterschiedlicher Strommische dargestellt. In der Bauphase trägt Kupfer mit 53 % am meisten zum Wasserverbrauch bei, gefolgt von synthetischen Graphit mit ca. 31 % und Lithium mit ca. 7 %. Durch den eingespeicherten Graustrom wird der Wasserverbrauch während des betrachteten Zeitraums um das ca. vierfache gesteigert, während die Verwendung von Grünstrom den Wasserverbrauch um das fünffache steigert. Durch Recycling kann in beiden Strommischen der Wasserverbrauch verringert werden.

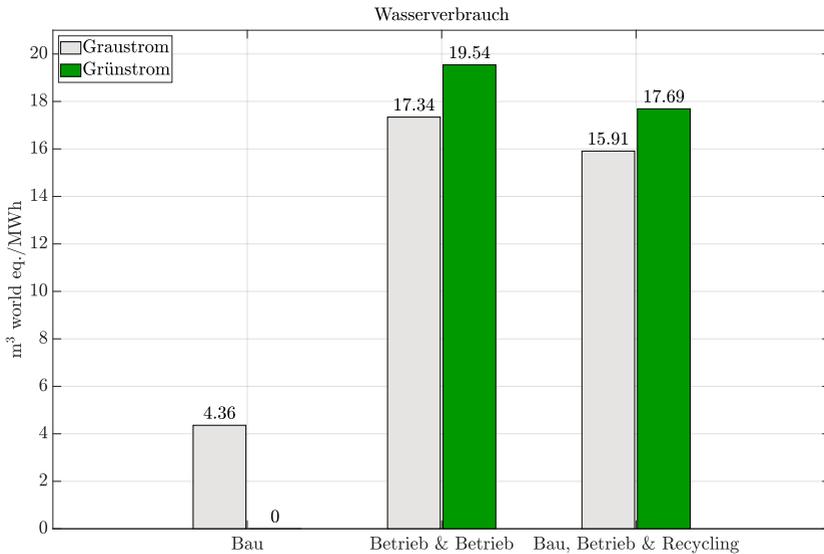


Abbildung 4.21: Wasserverbrauch pro MWh ausgespeicherten Stroms des Batteriespeichers in den drei Phasen „Bau“, „Bau & Betrieb“ sowie „Bau, Betrieb & Recycling“

Landnutzung

In Abbildung 4.22 ist die durch den Batteriespeicher verursachte Landnutzung dargestellt. In der Bauphase ist Kupfer mit ca. 77 % der Hauptverursacher von Landnutzung, gefolgt von synthetischem Graphit mit ca. 9 % und Stahl mit ca. 7 %. Es wird deutlich, dass die Landnutzung in der Bauphase im Vergleich zur Betriebsphase vernachlässigbar ist, da die Landnutzung um das 72-fache im Graustromszenario und um das 183-fache im Grünstromszenario steigt. Die eingespeicherte elektrische Energie trägt ist der Hauptverursacher der Landnutzung. Durch Recycling wird die Landnutzung im Grünstromszenario leicht gesenkt, im Graustromszenario erhöht.

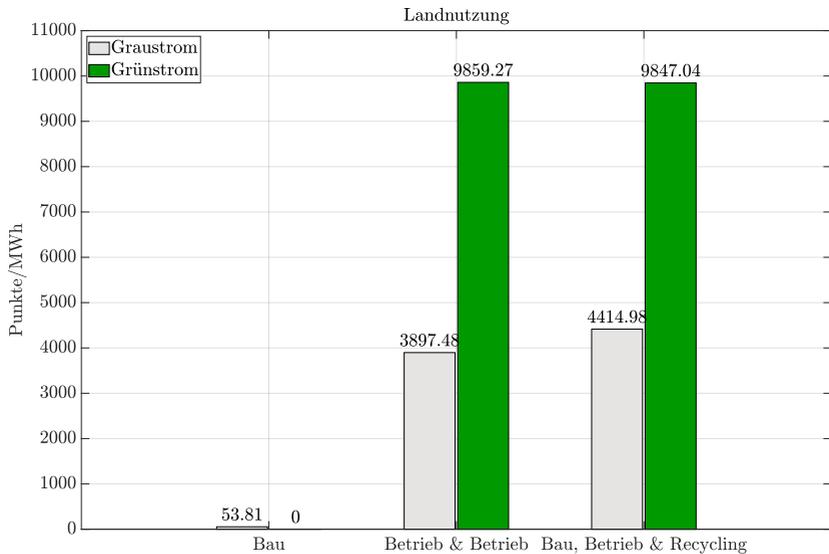


Abbildung 4.22: Landnutzung pro MWh des ausgespeicherten Stroms Batteriespeichers in den drei Phasen „Bau“, „Bau & Betrieb“ sowie „Bau, Betrieb & Recycling“

4.7 Lebenszyklusanalyse Wasserstoffspeicher

Wasserstoff kann aus Kohlenwasserstoffen, in Form von fossilen Energieträgern oder Biomasse, oder direkt aus Wasser gewonnen werden. Bei letzteren können verschiedene Verfahren wie z.B. Elektrolyse, thermochemische, photobiologische oder photokatalytische Verfahren eingesetzt werden [158, S. 5]. Aufgrund der energiewirtschaftlichen Relevanz werden in dieser Arbeit ausschließlich PEM-Elektrolyseverfahren betrachtet.

Heutzutage wird Wasserstoff als wichtiger Grundstoff in der chemischen Industrie eingesetzt. Der größte Anteil des produzierten Wasserstoffs wird für die Ammoniaksynthese und in Raffinerien verwendet, gefolgt von der Methanolherstellung. Mit dem Haber-Bosch-Verfahren werden Wasserstoff und Stickstoff zu Ammoniak verarbeitet, welcher als Basischemikalie für die Herstellung von Harnstoff und anderen stickstoffbasierten Düngemitteln dient. In Erdölraffinerien wird Wasserstoff in Hydrierprozessen verwendet, um schwere Rohölfractionen aufzubrechen und leichtere Fraktionen herzustellen. Darüber hinaus werden unerwünschte Elemente wie Schwefel, Stickstoff und Metall durch sogenanntes „Hydrotreating“ entfernt. In der Methanolsynthese reagiert ein Synthesegas (i.d.R. Wasserstoff, Kohlenmonoxid und Kohlendioxid) zu Methanol. Dieses dient als Rohstoff zur Herstellung weiterer Chemikalien.

Über diese drei Hauptanwendungen hinaus wird Wasserstoff in vielen anderen Industrieprozessen wie u.A. der Stahlerzeugung, Fett- und Ölhydrierung, Flachglasherstellung und Metallverarbeitung eingesetzt. Der überwiegende Teil des industriell genutzten Wasserstoffs wird am Ort der Nutzung erzeugt und verbraucht oder in der Nähe erzeugt und rohrleitungsgebunden zur Anwendung transportiert.

95 % des produzierten Wasserstoffs basiert heutzutage auf fossilen Quellen, wobei Erdgas mit 49 % der wichtigste Ausgangsstoff ist. Darüber hinaus werden flüssige Kohlenwasserstoffe, Petrolkoks und Kohle verwendet [158, S. 189-193].

Spätestens mit der im Juni 2020 veröffentlichten nationalen Wasserstoffstrategie ist Wasserstoff in den Fokus des allgemeinen öffentlichen Interesses gerückt. Neben der Energiewende als Grundstein klimaneutraler Stromerzeugung wird Wasserstoff als alternative Option zu den derzeit noch eingesetzten fossilen Energieträgern angesehen. Insbesondere für gasförmige und flüssige Energieträger. Neben Industrieprozessen soll Wasserstoff auch als Energieträger in

wasserstoffbasierter Mobilität (z.B. Brennstoffzellen oder synthetische Kraft- und Brennstoffe) eingesetzt werden. In Bereichen, in dem Strom aus erneuerbaren Energien nicht direkt eingesetzt werden kann, soll grüner Wasserstoff und seine Folgeprodukte (Power-to-X) zur Dekarbonisierung beitragen, Stichwort Sektorkopplung. Auch als Energiespeicher, der angebotsorientiert und flexibel erneuerbare Energien speichern kann, soll Wasserstoff einen Beitrag zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage leisten [43].

Bis zur Veröffentlichung der Wasserstoffstrategie im Juni 2020 gab es Power-to-X-to-Power-Energiespeicher lediglich in kleinem Maßstab mit Elektrolyseuren von 100 kW bis zu 2 MW, verschiedenen Speichermedien wie Druckspeicherung oder flüssige Wasserstoffträger (liquid organic hydrogen carrier, LOHC) und Ausspeichereinheiten wie Brennstoffzellen oder wasserstoffbetriebenen Blockheizkraftwerken. Die Projekte sind größtenteils Forschungsprojekte [144].

Mit der Verkündung der nationalen Wasserstoffstrategie wurden einige Forschungsprojekte, mit dem Ziel einer flächendeckenden Wasserstoffversorgung, angestoßen. Die Projekte sollen kurzfristige Elektrolyseurleistungen von 100 MW bis perspektivisch 2 GW bereitstellen. Es sind ca. 17 GW an Elektrolyseurleistung geplant, von denen weniger als 1 % im Süden Deutschlands geplant sind [39].

4.7.1 Auslegung, Dimensionierung und Systemgrenzen des Fallbeispiels Wasserstoffspeicher

Die Auslegung und Dimensionierung des Fallbeispiels orientiert sich an dem Pumpspeichermodell. Eine Übersicht der in der Lebenszyklusanalyse für den Wasserstoffspeicher verwendeten Kenndaten ist in Tabelle 4.10 dargestellt, die detaillierte Berechnung ist dem Anhang A.4 zu entnehmen.

Tabelle 4.10: Kenndaten des Wasserstoffspeicher-Modells

Leistung	Kapazität	Wirkungsgrad	Volllaststunden	ausgesp. el. Energie
80 MW (GuD) & 90 MW (H ₂)	400 MWh	60 % & 60 %	3.500	152.315 MWh/a

Die unterschiedlichen Elektrolyseverfahren wurden in Kapitel 3.3.3 detailliert vorgestellt. Während die Hochtemperaturelektrolyse sich noch im Forschungsstadium befinden und eine geringe Praxisrelevanz hat, ist absehbar, dass sich zukünftig alkalische und PEM-Elektrolyseure durchsetzen werden. Alkalische Elektrolyseure sind eine etablierte Technologie, haben relativ niedrige Systemkosten, weisen eine hohe Langzeitstabilität auf und verwenden keine seltenen Edelmetalle. Dem gegenüber steht ein geringer Teillastbereich, die Systemgröße und deren Komplexität, eine aufwendige Gasreinigung und ein korrosiver flüssiger Elektrolyt. Alkalische Elektrolyseure werden dort angewendet, wo günstiger und wenig fluktuierender Strom zur Verfügung steht und decken zukünftig die Wasserstoff-Grundlastherzeugung ab.

PEM-Elektrolyseure weisen einen hohen Wirkungsgrad auf, haben einen einfachen, modularen Systemaufbau und gute Teillastfähigkeit. Dem gegenüber steht eine korrosive Umgebung und hohe Investitionskosten durch kostenintensive Komponenten. PEM-Elektrolyseure werden dort zum Einsatz kommen, wo die Bezugsquelle des Eingangsstroms fluktuierend ist [158, S. 220].

Das in diesem Kapitel verwendete Beispiel ist von einem real existierenden Fuel-Switch-Projekt abgeleitet. Dabei soll ein GuD-Heizkraftwerk³⁹ im nördlichen Baden-Württemberg sukzessive vom Methan- auf den vollständigen Wasserstoffbetrieb umgestellt werden. Von diesem Beispiel ausgehend wird – wie in Abbildung 4.23 dargestellt – angenommen, dass der Wasserstoff auf dem Werks Gelände durch PEM-Elektrolyse hergestellt, vor Ort in Edelstahltanks gespeichert und anschließend im GuD-Kraftwerk wieder verstromt wird.

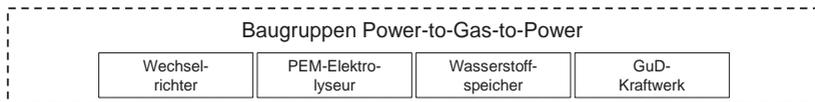


Abbildung 4.23: Baugruppen des Fallbeispiels Wasserstoffspeicher

³⁹ Bei einem Gas- und Dampfturbinenkraftwerk (GuD-Kraftwerk) wird einem Gasturbinenkraftwerk ein Dampfkraftwerk nachgeschaltet. Das Dampfkraftwerk nutzt dabei die Hochtemperaturabwärme zur Verdampfung von Wasser. Im Gegensatz zu einem klassischen Kraftwerk, wo die Wärme vollständig zur Stromerzeugung genutzt wird, wird in einem Heizkraftwerk ein Teil der Wärme abgeleitet und in diesem Fall als Fernwärme auch als solche genutzt.

Aufgrund der bestehenden Infrastruktur auf dem Werksgelände wird auch bei diesem Beispiel angenommen, dass ein Netzanschluss vorhanden ist. Der Elektrolyseur hat 90 MW, während die Speicherkapazität 400 MWh beträgt. Da der Standort keine nicht-fluktuierende Quelle erneuerbarer Energie besitzt, wird angenommen, dass der für den Elektrolyseur verwendete Strom fluktuierend ist und der Elektrolyseur aufgrund der besseren Teillastfähigkeit (und der Verfügbarkeit von Daten) als PEM-Elektrolyseur ausgeführt wird. Es wird angenommen, dass das GuD-Kraftwerk in diesem Beispiel vollständig stromgeführt gefahren ist und eine Leistung von 90 MW hat.

Wie auch beim Pumpspeicher soll die Lebensdauer des Wasserstoffspeichers 100 Jahre betragen. Die Lebensdauer der betrachteten Komponenten ist in Tabelle 4.11 dargestellt. Alle Komponenten müssen während des betrachteten Zeitraums mindestens drei Mal ausgetauscht werden.

Tabelle 4.11: Lebensdauer der Komponenten des Wasserstoffspeichers

Komponente	Lebensdauer	Anzahl über 100 Jahre
Elektrolyseur-Stack	10 a	10
BoP	20 a	5
Wechselrichter	10 a	10
Wasserstoffspeicher	20 a	5
GuD-Kraftwerk	30 a	3,33

4.7.2 Festlegung des Ziels und des Untersuchungsrahmens

Ziel der Lebenszyklusanalyse

Ziel der Lebenszyklusanalyse des Wasserstoffspeichers ist eine möglichst realitätsnahe Abschätzung der ausgewählten Umweltauswirkungen, welche bei Errichtung, Betrieb und Recycling auftreten. In dem Kapitel 3.3.3 wurden die unterschiedlichen Elektrolyseverfahren vorgestellt. Ausgehend von einem

geplanten Fuel-Switch-Projekt⁴⁰ wird ein PEM-Elektrolyseur modelliert, dessen erzeugter Wasserstoff in Edelstahltanks zwischengespeichert und in einem GuD-Kraftwerk verstromt wird. Es wird dabei angenommen, dass auf eine bestehende Infrastruktur zurückgegriffen werden kann. Die Auslegung des Elektrolyseurs und der Edelstahltanks erfolgt aus Literaturdaten, die Daten des GuD-Kraftwerks basieren auf realen Daten.

Funktionelle Einheit

Die funktionelle Einheit des Batteriespeichers ist die ausgespeicherte elektrische Energie von 15.213.500 MWh pro Jahr über 100 Jahre in Süddeutschland

Systemgrenze

Die Systemgrenze des Wasserstoffspeichermodells ist in Abbildung 4.24 dargestellt und umfasst die Phasen Bau, Betrieb und Recycling. Alle weiteren Annahmen hinsichtlich der Systemgrenze sind identisch mit der des Pumpspeichers und in Abschnitt 4.5.2 nachzulesen.

4.7.3 Sachbilanz

Die Vorgehensweise bei der Sachbilanz entspricht denen des Pump- und Batteriespeichers: Die verwendeten Materialien und deren Massen sind für den Elektrolyseur, die Wasserstofftanks und das GuD-Kraftwerk bekannt. Mit den in Tabelle 4.11 angenommenen Lebensdauern der einzelnen Komponenten ergibt sich der Materialbedarf über 100 Jahre, welcher in Tabelle 4.12 dargestellt ist. Wird dieser Materialbedarf durch die funktionelle Einheit geteilt, ergibt sich der Bedarf je MWh ausgespeicherten Stroms über 100 Jahre. In der Betriebsphase kommt der einzuspeichernde Strom von 2,78 MWh und der für die Elektrolyse benötigte Wasserbedarf von 601 kg je 1 MWh ausgespeicherten Stroms hinzu.

⁴⁰ Fuel switch bedeutet übersetzt Brennstoffwechsel und beschreibt die Möglichkeit, den ursprünglichen, fossilen Energieträger, durch einen klimaneutralen, regenerativen Energieträger auszutauschen.

Tabelle 4.12: Sachbilanz des Wasserstoffspeichers

Material/Rohstoff	Bedarf über 100 Jahre	Bedarf je MWh
Input Bau		
Aktivkohle	$8,1 \cdot 10^3 \text{ kg}$	$5,32 \cdot 10^{-4} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Aluminium	$8,74 \cdot 10^5 \text{ kg}$	$5,74 \cdot 10^{-2} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Beton C30/37	$1,42 \cdot 10^7 \text{ kg}$	$9,31 \cdot 10^{-1} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Edelstahl	$9,49 \cdot 10^4 \text{ kg}$	$6,23 \cdot 10^{-3} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Iridium	$6,75 \cdot 10^2 \text{ kg}$	$4,43 \cdot 10^{-5} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Kupfer	$2,36 \cdot 10^6 \text{ kg}$	$1,55 \cdot 10^{-1} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Legierter Stahl	$3,02 \cdot 10^6 \text{ kg}$	$1,98 \cdot 10^{-1} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Messing	$3,25 \cdot 10^3 \text{ kg}$	$2,13 \cdot 10^{-4} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Nafion	$1,44 \cdot 10^4 \text{ kg}$	$9,45 \cdot 10^{-4} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Platin	$6,75 \cdot 10^1 \text{ kg}$	$4,43 \cdot 10^{-6} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Polyamid	$6,11 \cdot 10^5 \text{ kg}$	$4,01 \cdot 10^{-2} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Polyester	$2,70 \cdot 10^5 \text{ kg}$	$1,77 \cdot 10^{-2} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Polyethylene	$1,35 \cdot 10^5 \text{ kg}$	$8,86 \cdot 10^{-3} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Stahl	$2,77 \cdot 10^7 \text{ kg}$	$1,82 \cdot 10^0 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Titan	$4,75 \cdot 10^5 \text{ kg}$	$3,12 \cdot 10^{-2} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Transformatoröl	$5,40 \cdot 10^6 \text{ kg}$	$3,55 \cdot 10^{-1} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Diesel	-	$5,27 \cdot 10^{-3} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Schweröl	-	$1,8 \cdot 10^{-3} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$
Output Bau		
Wasserstoffspeicher	$5,51 \cdot 10^7 \text{ kg}$	$3,62 \cdot 10^0 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$

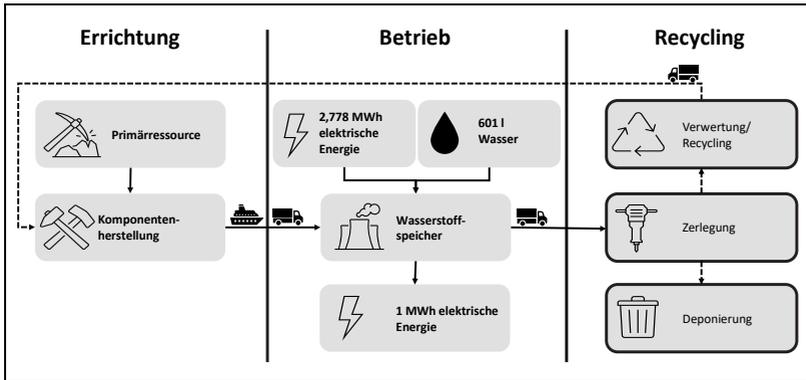


Abbildung 4.24: Systemgrenze des Wasserstoffspeichers

In Tabelle 4.13 sind die recycelbaren Anteile der verwendeten Primärrohstoffe, sowie die zum Recycling benötigten Energieträger und Nebenprodukte aufgeführt. Es konnte ausschließlich für Stahl auf einen Recyclingprozess innerhalb von GaBi zurückgegriffen werden, so dass nur in diesem die vollständigen Umweltauswirkungen berücksichtigt werden können. Für alle anderen in dem Wasserstoffspeicher verwendeten Rohstoffe mussten öffentlich zugängliche Prozessdatenbanken oder Literaturwerte verwendet werden. So wird für das Recycling von Aluminium, legiertem Stahl und Edelstahl auf die Ökobaudat-Datenbank zurückgegriffen, in welcher angegeben wird, dass 95 % des Aluminiums, legierten Stahls und Edelstahls wiederverwendet werden kann. Wie auch beim Pumpspeicher wird beim Recycling der im Wasserstoffspeicher verwendete Kunststoffe Polyamid, Polyester und Polyethylen auf Literaturwerte zurückgegriffen, welche den spezifischen Endenergieeinsatz auf 450 kWh/t benennt und die Verwertungsquote mit 46,6 % [1, 164]. Gemäß Umweltbundesamt kann 35 Vol-% des Altbetons [163, S. 5], sowie 36 % des Kupfers wiederverwendet werden [165]. Gemäß Stahl et al. [152, S. 219] kann 98 % des verwendeten Platins und Iridiums wiederverwendet werden, den dafür nötigen Energiebedarf gibt Schapp [112] mit 0,7 MWh/kg für Platingruppenmetalle

Tabelle 4.13: Recycling des Wasserstoffspeichers

Material/Rohstoff	recycelter Anteil	Quelle
Input Recycling		
el. Energie	$1,2 \cdot 10^0 \frac{\text{MJ}}{\text{MWh}}$	-
Treibstoff	$6,1 \cdot 10^{-3} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$	-
Prozesswasser	$7,42 \cdot 10^{-2} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$	-
metall. Koks	$3,08 \cdot 10^{-1} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$	-
Output Recycling		
Aluminium	$5,45 \cdot 10^{-2} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$	[132, 164]
Beton C30/37	$3,26 \cdot 10^{-1} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$	[32, S. 53], [163, S. 5]
Edelstahl	$5,92 \cdot 10^{-3} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$	[129]
Iridium	$4,34 \cdot 10^{-5} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$	[152, S. 217], [112, S. 346]
Kupfer	$9,58 \cdot 10^{-1} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$	[165]
Legierter Stahl	$1,88 \cdot 10^{-1} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$	[130]
Messing	$1,32 \cdot 10^{-4} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$	[165]
Platin	$4,34 \cdot 10^{-6} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$	[152, S. 217], [112, S. 346]
Polyamid	$1,87 \cdot 10^{-2} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$	[164], [1]
Polyester	$8,26 \cdot 10^{-3} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$	[164], [1]
Polyethylen	$4,13 \cdot 10^{-3} \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$	[1, S. 17]
Stahl	$1,73 \cdot 10^0 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$	GaBi

an. Die Betrachtung des Recycling im Wasserstoffspeichermodell erlaubt eine Aussage über die theoretisch mögliche Menge einzusparender Primärressourcen, die auf Literaturwerten basiert.

4.7.4 Wirkungsabschätzung

Nachfolgend werden die ausgewählten Umweltauswirkungen des Wasserstoffspeichermodells bezogen auf die funktionelle Einheit aus der Sachbilanz dargestellt und analysiert. Die Darstellungen unterscheiden zwischen den Pha-

sen „Bau“, „Bau & Betrieb“ sowie „Bau, Betrieb & Recycling“. In der Bauphase wird nicht zwischen der zugeführten elektrischen Energie unterschieden, da die in GaBi abgebildeten Prozess bis auf den Stahlprozess keine Unterscheidung des Elektrizitätsmixes erlauben. In der Phasen „Bau & Betrieb“ sowie „Bau, Betrieb & Recycling“ wird zwischen grauem und grünem Strom unterschieden. Die von GaBi bereitgestellten, verwendeten Elektrizitätsmixe sind in Abbildung 4.8 dargestellt.

Klimawandel

Die Treibhausgasemissionen des Wasserstoffspeichermodells sind in Abbildung 4.25 dargestellt. In der Bauphase emittiert der modellierte Wasserstoffspeicher 7,76 kg CO₂-Äquivalente pro MWh. Den größten Anteil an den Emissionen haben dabei die Rohstoffe Stahl mit 48 %, Iridium mit 18 % und Kupfer mit 7,7 %. Wie in Abschnitt 4.5.4 beschrieben wird zur Herstellung von Stahl Eisenerz, Eisenpellets und Steinkohle benötigt. Dieses wird auf langen Transportwegen aus Kanada, Brasilien und Australien importiert. Aufgrund der langen Transportwege und dem Einsatz fossiler Hilfsstoffe ist die Verwendung von Stahl sehr emissionsintensiv. Während Stahl einen Masseanteil von ca. 50 % hat und der hohe Anteil an den Treibhausgasemissionen neben dem energieintensiven Herstellungsprozess auch mit der Masse an verwendetem Stahl zu begründen ist, ist der verhältnismäßig hohe Beitrag von Iridium zu den CO₂-Äquivalenten bemerkenswert. Iridium macht nur 0,00122 % der Masse aus, ist jedoch mit 18 % der zweitgrößte Emittent von Treibhausgasen unter den verwendeten Materialien. Das lässt darauf schließen, dass der Herstellungsprozess von Iridium besonders treibhausgasintensiv ist. Kupfer hat ca. 5 % Masseanteil und trägt mit ca. 8 % zu dem emittierten Treibhausgasen in der Bauphase bei.

Das Wasserstoffspeichermodell unterscheidet zwischen den Phasen „Bau“, „Bau & Betrieb“ sowie „Bau, Betrieb & Recycling“. Die beiden letzten Szenarien berücksichtigen die eingespeicherte elektrische Energie über die Lebensdauer von 100 Jahre. Zu den ca. 8 kg CO₂-Äquivalenten in der Bauphase kommen während des Betriebs ca. 1128 kg CO₂-Äquivalente hinzu, sofern der aktuelle deutsche Strommix verwendet wird. Unter Verwendung des grünen Strommix kommen ca. 192 kg CO₂-Äquivalente in der Betriebsphase hinzu. Recycelt man Ressourcen, lassen sich im Graustrom-Szenario ca. 6 kg CO₂-Äquivalente

einsparen. Fast die selbe Menge an CO₂-Äquivalenten lässt sich auch im Grünstrom-Szenario einsparen.

Beim Wasserstoffspeicher wird besonders deutlich, wie abhängig die Bilanz vom Wirkungsgrad der Energiespeichers und der eingespeicherten elektrischen Energie ist. Aufgrund des Gesamtwirkungsgrades von ca. 36 % muss für 1 MWh ausgespeicherte elektrische Energie ca. 2,78 MWh eingespeichert werden. Ein treibhausgasintensiver Strommix kommt dadurch besonders zur Geltung. Entsprechend hoch sind die Einsparungen, wenn man Grünstrom verwendet.

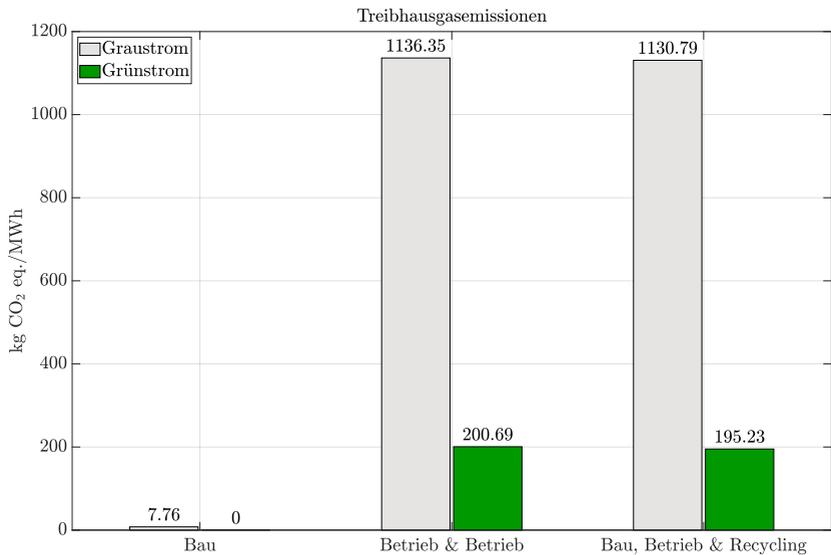


Abbildung 4.25: Treibhausgasemissionen pro MWh ausgespeicherten Stroms des Wasserstoffspeichers in den drei Phasen „Bau“, „Bau & Betrieb“ sowie „Bau, Betrieb & Recycling“

Ozonschichtabbau

Der Beitrag des Wasserstoffspeichermodells zum Ozonschichtabbau ist in Abbildung 4.26 dargestellt. Mit ca. 49 % trägt der zur Herstellung des legierten Stahls verwendete Strommix zum Ozonschichtabbau bei. Die Herstellung von Stahl trägt mit ca. 14 % und Kupfer mit 13 % zum Ozonschichtabbau bei. Wie auch beim Pump- und Batteriespeichermodell ist der Beitrag des verwendeten Stroms der Hauptverursacher des Ozonschichtabbaus, wobei Grünstrom ein doppelt so hohes Schadenspotential hat wie Graustrom. Recycling reduziert das Potential zum Ozonschichtabbau nicht.

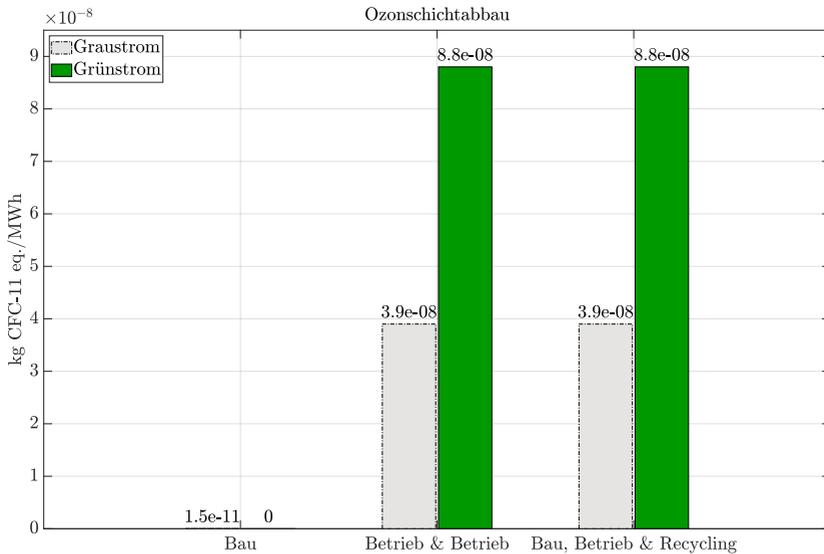


Abbildung 4.26: Ozonschichtabbau pro MWh ausgespeicherten Stroms des Wasserstoffspeichers in den drei Phasen „Bau“, „Bau & Betrieb“ sowie „Bau, Betrieb & Recycling“

Versauerung

In Abbildung 4.27 ist das Versauerungspotential des Wasserstoffspeichers dargestellt. Die größten Beiträge aller in der Bauphase verwendeten Rohstoffe haben Iridium mit 42 %, sowie Kupfer mit 21 % und Stahl mit 19 %. Die in der Betriebsphase verwendete elektrische Energie erhöht das Versauerungspotential im Graustromszenario um das ca. 34-fache und im Grünstromszenario um das ca. 30-fache. Durch Recycling kann in beiden Szenarien das Versauerungspotential minimal verringert werden.

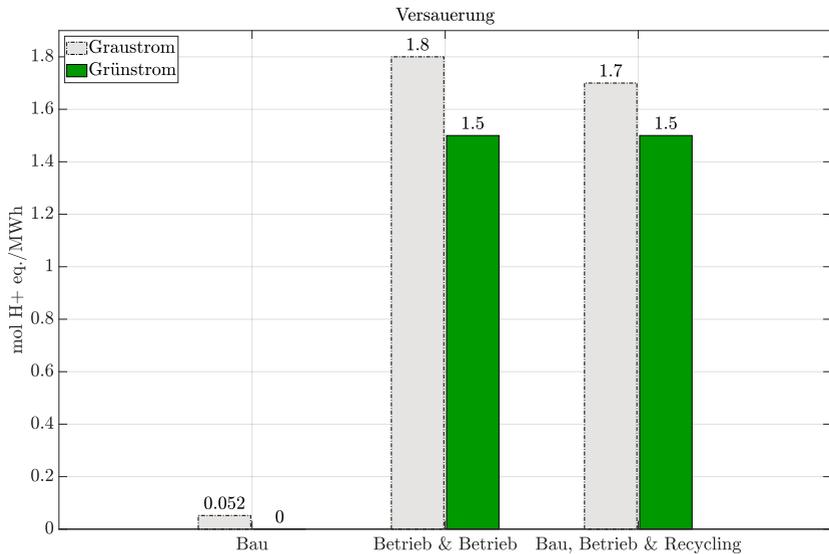


Abbildung 4.27: Versauerung pro MWh ausgespeicherten Stroms des Wasserstoffspeichers in den drei Phasen „Bau“, „Bau & Betrieb“ sowie „Bau, Betrieb & Recycling“

Frischwassereutrophierung

In Abbildung 4.28 ist das Potential des Wasserstoffspeichers Frischwasser zu eutrophieren dargestellt. In der Bauphase ist Stahl mit ca. 34 % der Hauptverursacher der Frischwassereutrophierung, gefolgt vom verwendeten Strommix für die Energiespeicherung mit 17 % und Kupfer mit ca. 16 %. Durch die eingespeicherte elektrische Energie wird das Eutrophierungspotential im Graustromszenario um das 880-fache erhöht, im Grünstromszenario um das 1980-fache. In der Gesamtbetrachtung hat der Bau des Wasserstoffspeicher keinen nennenswerten Beitrag zur Frischwassereutrophierung. In beiden Szenarien hat Recycling keinen Einfluss auf die Ergebnisse.

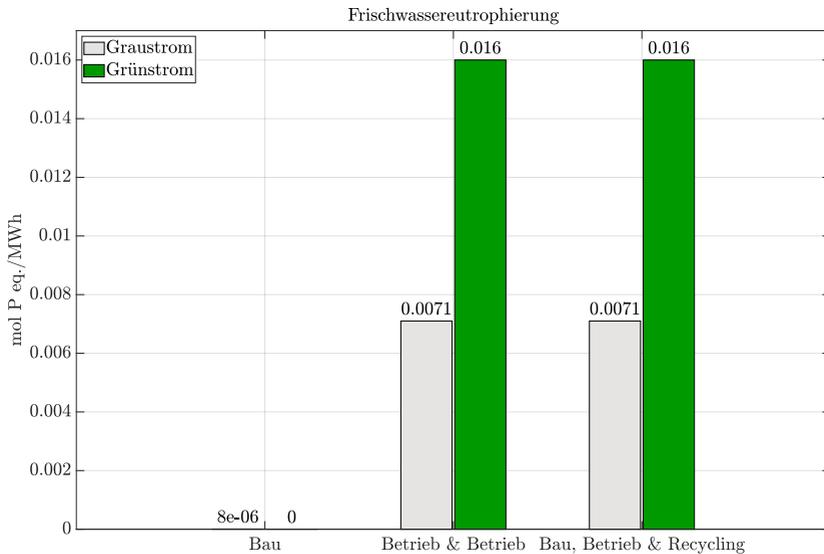


Abbildung 4.28: Frischwassereutrophierung pro MWh ausgespeicherten Stroms des Wasserstoffspeichermodells in den drei Phasen „Bau“, „Bau & Betrieb“ sowie „Bau, Betrieb & Recycling“

Wasserverbrauch

In Abbildung 4.29 ist der Wasserverbrauch des Wasserstoffspeichermodells in den verschiedenen Phasen sowohl im Grünstrom- als auch im Graustromszenario dargestellt. In der Bauphase trägt Kupfer mit 53 % am meisten zum Wasserverbrauch bei, gefolgt von Iridium mit ca. 30 % und Polyamid mit ca. 6 %. Durch den eingespeicherten Graustrom wird der Wasserverbrauch während des betrachteten Zeitraums um das ca. 60-fache gesteigert, während die Verwendung von Grünstrom den Wasserverbrauch um das ca. 65-fache steigert. Durch Recycling kann in beiden Szenarien der Wasserverbrauch minimal verringert werden.

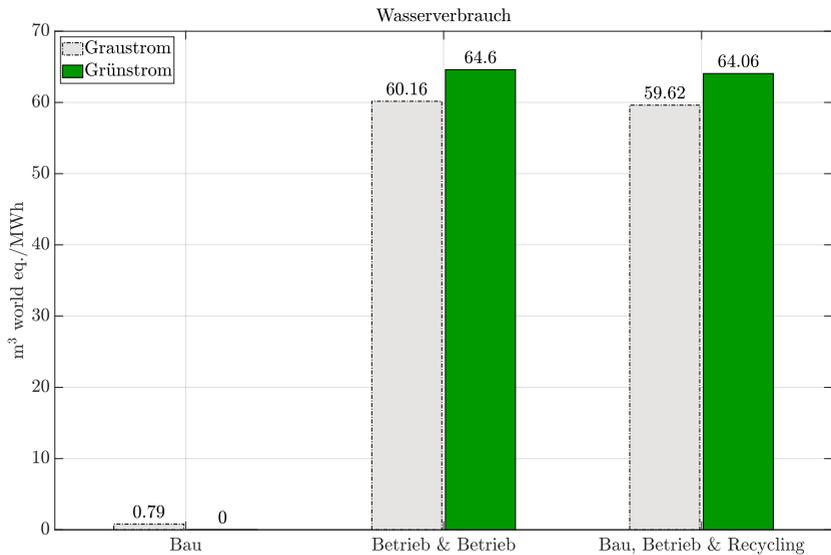


Abbildung 4.29: Wasserverbrauch pro MWh ausgespeicherten Stroms des Wasserstoffspeichers in den drei Phasen „Bau“, „Bau & Betrieb“ sowie „Bau, Betrieb & Recycling“

Landnutzung

In Abbildung 4.22 ist die durch den Wasserstoffspeicher verursachte Landnutzung dargestellt. In der Bauphase ist Kupfer mit ca. 57 % der Hauptverursacher von Landnutzung, gefolgt vom verwendeten Strommix für die Energiespeicherung mit ca. 16 % und Stahl mit ca. 14 %. Es wird deutlich, dass die Landnutzung in der Bauphase im Vergleich zur Betriebsphase vernachlässigbar ist, da die Landnutzung um das 828-fache im Graustromszenario und um das 1853-fache im Grünstromszenario steigt. Die eingespeicherte elektrische Energie ist der Hauptverursacher der Landnutzung. Durch Recycling wird die Landnutzung beiden Szenarien minimal gesenkt.

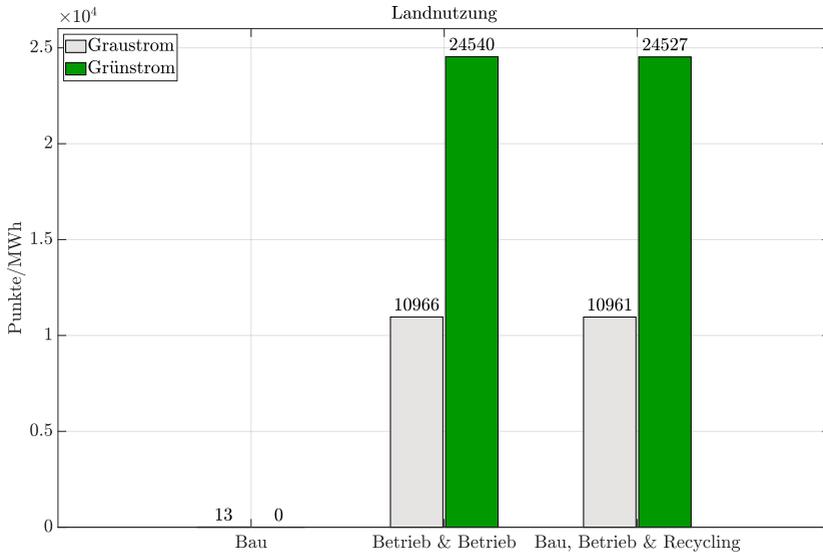


Abbildung 4.30: Landnutzung pro MWh ausgespeicherten Stroms des Wasserstoffspeichers in den drei Phasen „Bau“, „Bau & Betrieb“ sowie „Bau, Betrieb & Recycling“

4.8 Einordnung der Ergebnisse in ausgewählte Literatur

Die Intention dieser Arbeit ist eine praxis- und realitätsnahe, vergleichende Lebenszyklusanalyse von Energiespeichertechnologien, die gegenwärtig eingesetzt, oder mit großer Wahrscheinlichkeit zum Einsatz kommen werden. Neben Pumpspeichern zeichnet sich bei Batteriespeichern der Einsatz von Lithiumeisenphosphatbatterien (LFP) ab. Bei der Wasserstoffelektrolyse werden in Deutschland vorwiegend Polymerelektrolytmembran-Elektrolyseure (PEM) zum Einsatz kommen und in Kombination mit neuen Gasturbinen oder Bestandsanlagen zu Energiespeichern ausgebaut werden. Um die Ergebnisse dieser Arbeit in den wissenschaftlichen Kontext zu stellen, wird nachfolgend ausgewählte Literatur vorgestellt und mit den wesentlichen Ergebnissen dieser Arbeit in Zusammenhang gebracht.

Untersuchte Energiespeicher

In der Arbeit von Totschnig et al. [160] werden Pumpspeicher, Batteriespeicher und Power-to-Gas-Speicher betrachtet. Die analysierte Lithiumionenbatterie wird nicht näher spezifiziert, wohingegen beim Power-to-Gas-Speicher zwischen der Verwendung von Wasserstoff und Methan unterschieden wird. Eine Speicherung findet entweder im Erdgasnetz oder in Kavernenspeichern statt, die Ausspeicherung ist in einem GuD-Kraftwerk vorgesehen. Oliveira et al. [134] betrachten neben Pumpspeichern eine Vielzahl von Batteriespeichern, darunter jedoch keine LFP-Batterie. Eine Wasserstoffspeicher wird ebenfalls betrachtet, jedoch ist dieser mit einem Hochtemperatur-Elektrolyseur ausgestattet und einer Brennstoffzelle als Ausspeichereinheit. Jülch et al. [117] führen Lebenszyklusanalysen für Pumpspeicher, Batteriespeicher und Druckluftspeicher durch. Power-to-Gas-Technologien werden mit der Begründung eines zu niedrigen Wirkungsgrades für den Einsatz an Strommärkten nicht näher untersucht. Alle weiteren Arbeiten fokussieren sich auf einzelne Technologien oder Vergleichen Pumpspeicher mit verschiedenen Batteriespeichern.

Die in dieser Arbeit untersuchten Energiespeicher finden sich in der untersuchten Literatur wieder. In den meisten Fällen werden unterschiedliche Ausführungen einer Technologie wie z.B. Batteriespeicher untersucht, oder Pumpspeicher mit

Batterien verglichen. Einen Vergleich von Pump-, Batterie- und Wasserstoffspeicher findet sich nur bei Oliveira et al. wieder, welche eine andere Ausführung des Wasserstoffspeichers wählen und einen Großteil der Daten aus Literatur beziehen. Hinsichtlich Umfang und Praxisrelevanz gehen die Modelle dieser Arbeit über die Untersuchungen der herangezogenen Literatur hinaus.

Funktionelle Einheit und Lebensdauer

Mitunter große Diskrepanzen besteht in der Auswahl der funktionellen Einheit und der Lebensdauern: Torres et al. [159] untersuchen die Speicherung von 1 MJ (0,28 kWh) Energie über einen Tag bzw. 365 MJ (101 kWh) über ein Jahr. Die Lebensdauer des Pumpspeichers wird 100 Jahren angegeben. Flury et al. [93] abstrahieren einen repräsentativen Pumpspeicher aus allen schweizer Speichern und verzichten auf die Angabe einer funktionellen Einheit. Die Ergebnisse werden auf eine Lebensdauer von 150 Jahren bezogen. Totschnig et al. [160] wählen 1 MWh entnommenen Strom aus dem Speicher, nehmen jedoch unterschiedliche Lebensdauern für Pumpspeicher (140 Jahre), Batteriespeicher (10 Jahre) und Wasserstoffspeicher (30 Jahre) an. Einen ähnlichen Ansatz wählen Oliveira et al. [134]. Die Lebensdauer ist ebenfalls 1 kWh ausgespeicherter Strom, die Lebensdauern reichen von 5 Jahren (Blei-Säure-Batterie) bis 150 Jahre (Pumpspeicher). Auch Jülch et al. [117] verwenden 1 kWh ausgespeicherte Energie als funktionelle Einheit und übernehmen die Daten der Lebensdauer von Flury et al. [93]. Immendörfer et al. [109] verwenden die selbe Datengrundlage wie Hottenroth et al. [106]. Während die funktionelle Einheit in erstgenannter Arbeit die Bereitstellung von 9,6 GWh gespeicherter Energie über 80 Jahre beträgt, ist sie bei letztgenannter 2600 GWh pro Jahr über ebenfalls 80 Jahre. Stogie et al. [155] verwendet die Daten von Flury et al. [93] und wählen eine funktionelle Einheit von 10 kWh Speicherkapazität und eine Lebensdauer von 20 Jahren. Einen gänzlich anderen Ansatz wählt Bareiß et al. [14], der einen PEM-Elektrolyseur untersucht. Die funktionelle Einheit ist hier die Produktion von 1 kg trockenem Wasserstoff und die Lebensdauer des Elektrolyseurs beträgt 10 Jahre. Unspezifische Angaben zur funktionellen Einheit finden sich in der Arbeit von [123], die je nach Technologie ein 1-, 5- oder 50-kW System betrachten.

Im Gegensatz zu allen untersuchten Studien, orientiert sich die funktionelle Einheit dieser Arbeit an einem real existierenden Pumpspeicher und die von

ihr ausgespeicherte elektrische Energie. Der Wert ist Referenzgröße für den modellierten Batterie- und Wasserstoffspeicher. Dies schafft eine möglichst große Praxisnähe und vergleicht den Referenzspeicher mit neueren Technologien. Darüber hinaus wird die Lebensdauer für alle Technologien auf 100 Jahre normiert, was ebenfalls die Vergleichbarkeit erhöht. Eine Normierung der Lebensdauer wird in der Literatur nicht durchgeführt.

Datenqualität und -quantität

Eine umfassende Datenerhebung hinsichtlich Qualität und Quantität haben Flury et al. [93] durchgeführt. Die ermittelten Daten werden von Oliveira et al. [134], Jülch et al. [117] und Stougie et al. [155] übernommen. Mitunter werden die Daten, wie von Immedörfer et al. [109] und Hottenroth et al. [106] stark vereinfacht und auf Kernelemente wie Stahl, Beton und Kupfer (PSW) und Lithium, Stahl, Kupfer und Polyethylen (Batterie) reduziert. Eine ähnliche Vereinfachung findet sich in [160] für den betrachteten Wasserstoffspeicher, der mit Stahl, Aluminium und Zement vereinfacht wird.

Die Datenqualität und -quantität dieser Arbeit ist ein Novum und sehr umfangreich. Bis auf den Elektrolyseur sind alle Daten von real existierenden Speichern entnommen oder aus Betriebsdaten abgeleitet. Die Granularität der Daten in dieser Arbeit geht bis auf Komponentenebene. Mit Einschränkungen haben Flury et al. eine ähnlich große Datenqualität, was sich auch durch die häufige Übernahme ihrer Ergebnisse in drei anderen Studien widerspiegelt. Weiterhin verwendet diese Arbeit keine Daten aus vorhandenen Datenbanken was die Energiespeicher und seine einzelnen Komponenten betrifft. In manchen Arbeiten wird der Pumpspeicher auf drei und der Batteriespeicher auf vier Hauptrohstoffe reduziert, während in dieser Arbeit möglichst alle Rohstoffe betrachtet werden. Der Pumpspeicher besteht demnach aus 9 Rohstoffen, der Wasserstoffspeicher aus 16 und die Batterie aus 17 Komponenten. Alle in dieser Arbeit modellierten Energiespeicher gehen in Umfang und Datenqualität über die Vergleichsliteratur hinaus.

Auswahl der Umweltindikatoren

In der untersuchten Literatur werden unterschiedliche Lebenszyklusanalyse-Bewertungsmethoden genutzt, die gängigsten sind u.A. CML2001 (Lotric et al. [123] und Jülch et al. [117]), ReCiPe (Torres [159], Oliveira et al. [134], Immendoerfer et al. [109], Stougie et al. [155], Bareiß et al. [14]) und ILCD (Hottenroth et al. [106], Mohr et al. [126], Carvalho et al. [62]). Hottenroth erwähnt explizit die „Environmental Footprint“ (EF)-Methode, die aus den Empfehlungen des ILCD hervorgegangen ist. Es ist davon auszugehen, dass Mohr et al. und Carvalho et al. ebenfalls diese Methode verwenden.

Die Bewertungsmethoden haben i.d.R. identische oder ähnliche Charakterisierungsfaktoren. Aufgrund unterschiedlicher Modellierungsmethoden zwischen den Bewertungsmethoden, sowie unterschiedlichen Versionen innerhalb einer Bewertungsmethode sind die Ergebnisse qualitativ miteinander vergleichbar. Ausnahmslos jede untersuchte Veröffentlichung analysiert mindestens die Treibhausgasemissionen als Charakterisierungsfaktor. Je nach Fokus der Studie werden weitere Charakterisierungsfaktoren herangezogen, wie z.B. Versauerung, Landnutzung, Ressourcennutzung, etc.

In diesen Arbeiten werden aus den 15 Charakterisierungsfaktoren, welche das EF-Bewertungsmodell stellt, sechs ausgewählt. Jeweils zwei für lokale, regionale und globale Umweltauswirkungen. Eine Auswahl, welche die Regionalität abbildet, wird in der untersuchten Literatur nicht getroffen. Die Auswahl obliegt der Gewichtung und Interpretation der Autoren. Aufgrund seiner allgemeinen Bedeutung ist mindestens das Treibhausgaspotential ausgewählt.

Recycling

Diskrepanz besteht im Detailgrad des Recyclings. Torres et al. [159] sowie Hottenroth et al. [106] berücksichtigen die „end of life“-Phase mit der Begründung, dass es speziell für Batterierecycling keine ausreichenden Daten (Hottenroth) gibt, oder Batterierecycling in nicht ausreichendem Maß praktiziert wird (Torres). Flury et al. [93] implementieren eine Vielzahl fertige Recyclingmodule der verwendeten Software, gehen jedoch von einer 100 % Recyclingquote aus, d.h. das Material kann vollständig recycelt werden. Jülch et al. [117] betrachten keine Recyclingprozesse und vereinfachen die „end

of life“-Phase in dem von Substitution primärer Rohstoffen durch Recycling ausgegangen wird. Der größte Detailgrad hinsichtlich Recycling findet sich in den Arbeiten von Mohr et al. [126] und Lotric et al. [123].

In dieser Arbeit werden alle drei Lebenszyklusphasen einzeln betrachtet. Der maßgebliche Einfluss der Betriebsphase – verursacht durch den eingespeicherten Strom – auf die Umweltauswirkungen wird in einem Großteil der untersuchten Studien aufgeführt und unterschiedliche Zusammensetzung von Strom analysiert. Das Recycling bzw. die „end of life“-Phase wird oftmals nicht näher spezifiziert. In dieser Arbeit wird das Recycling auf Basis von Sekundärdaten aus der Literatur und theoretischen Recyclingquoten vereinfacht modelliert und kritisch untersucht. Mit der Begründung, dass die Vereinfachung der Recyclingprozesse die Umweltauswirkungen des Recyclings unterschlägt und die theoretischen Recyclingquoten zu einer zu großen Substitution von primären Rohstoffen führt, wird die „end of life“-Phase nicht näher betrachtet und der Fokus auf die Betriebsphase gelegt. Die Problematik der Substitution wird von Jülch et al. aufgegriffen und die Recyclingphase aufgrund mangelnder Prozessdaten des Recycling ebenfalls nicht näher betrachtet. Totschnig et al., Torres et al. und Hottenroth et al. betrachten den Recyclingprozess mit der selben Begründung ebenfalls nicht näher. Flury et al. nehmen in ihrer Auswertung eine Recyclingquote von 100 % für alle Materialien an. Lotric et al. weisen ebenfalls auf die Problematik des Recyclings hin.

Mohr et al. unterscheiden zwischen pyrometallurgischen und hydrometallurgischen Recyclingverfahren für unterschiedliche Batteriearten. Lotric et al. arbeitet die Bedeutung von Recycling heraus, in dem er eine Analyse mit und ohne Recycling durchführt. Weiterhin werden Gründe aufgeführt, wieso Recycling in vielen Studien nicht betrachtet wird, darunter: Unvollständige oder fehlende Datengrundlage in Life-Cycle Inventory (LCI)-Datenbanken, wie z.B. GaBi; zu allgemeine und veraltete Sekundärdaten; nicht-existente Recyclingverfahren für spezifische Technologien; Recyclingverfahren befindet sich in der Forschung & Entwicklung.

Einig ist man sich in der grundlegenden Bedeutung des Produktrecycling zur Substitution primärer Rohstoffe durch wiederverwendbares Material. Mitunter werden die potentiellen Umweltauswirkungen durch komplexe Recyclingverfahren angedeutet. Explizit wird die signifikante Reduktion von Umweltauswirkungen durch Recycling von Platingruppenmetallen durch Lotric et al. genannt.

Zusammensetzung des eingespeicherten Stroms und Wirkungsgrad

Sofern Aussagen zum eingespeicherten Strom und Wirkungsgrad getroffen werden, besteht in der – durch die Vergleichsliteratur durchgeführte – Bewertung konsens: Die Umweltauswirkungen werden maßgeblich durch den verwendeten Strom und den Gesamtwirkungsgrad der Anlage beeinflusst. Je größer der Anteil erneuerbarer Energien am eingespeicherten Strom ist, desto geringer sind die Umweltauswirkungen. Insbesondere im Vergleich mit Strom aus hohem Anteil fossiler Brennstoffe. Je größer der Gesamtwirkungsgrad, desto geringer sind die Umweltauswirkungen eines Energiespeichern. Auch im Hinblick auf die Zusammensetzung des eingespeicherten Stroms.

Die Vorgehensweise dieser Arbeit ist vergleichbar mit der untersuchten Literatur: Es werden verschiedene Stromzusammensetzungen untersucht und die Aussage bestätigt, dass mit steigendem Anteil von Strom aus erneuerbarer Energien die meisten Umweltauswirkungen sinken. Bestätigt wird auch, dass die Umweltauswirkungen mit steigendem Wirkungsgrad sinken.

Ergebnisse

Die Ergebnisse der ausgewerteten Literatur sind nur eingeschränkt bis gar nicht miteinander vergleichbar. Es bestehen große Unterschiede in der Wahl der funktionellen Einheit die entweder spezifisch (1 kWh ausgespeicherter Strom) oder sehr unspezifisch (kWh Speicherkapazität) geht, andere Einheiten als Bezugsgröße hat (kg hergestellter Wasserstoff), sich auf ein System („1-kW-, 5-kW, 5-kW-System“) bezieht oder keine Zahlenwerte nennt und den Anteil der einzelnen Lebenszyklusphasen an einem Charakterisierungsfaktor in Bezug zueinander stellt. Darüber hinaus sind die Lebensdauer für die betrachteten Technologien unterschiedlich und werden in keiner Studie zur Vergleichbarkeit normiert. Die Auswahl unterschiedlicher Bewertungsmodelle und Versionen innerhalb eines Modells führen zu unterschiedlichen Ergebnissen, da sich die Berechnungsgrundlage für die Ermittlung eines Charakterisierungsfaktors unterscheidet.

Aufgrund der sich stark unterscheidenden Annahmen und Randbedingungen, sind die Ergebnisse dieser Arbeit nur eingeschränkt mit anderen Studien vergleichbar. Die qualitative Aussage, das Pumpspeicher in den meisten Katego-

rien geringere Umweltauswirkungen haben, als Batteriespeicher wird bestätigt. Ähnliche Aussage lässt sich für Wasserstoffspeicher treffen, wenn auch eingeschränkt, da die Ausgestaltung des Wasserstoffspeichers mitunter stark von Literaturmodellen abweicht. Ebenfalls bestätigt wird der signifikante Einfluss des eingespeicherten Stroms auf die Umweltauswirkungen: Jülich et al. beziffert diesen auf 97 - 99 %, was durch diese Arbeit bestätigt wird. Auch andere Studien kommen zu ähnlichen Aussagen.

Ein weiterer zu berücksichtigender Aspekt hinsichtlich der Vergleichbarkeit der Ergebnisse innerhalb dieser Arbeit und auch mit der Vergleichsliteratur sind die angenommenen Volllaststunden. Während der Pump- und Batteriespeicher mit 1000 Volllaststunden nahezu identische Werte haben, werden für den Wasserstoffspeicher 3500 Volllaststunden. Je höher die Volllaststunden sind, desto geringer ist die notwendige Leistung des Elektrolyseurs und des GuD-Kraftwerks, wodurch die Umweltauswirkungen verringert werden.

Besonderheiten dieser Arbeit

Die Lebenszyklusanalysen dieser Arbeit weisen einige Besonderheiten im Vergleich zur untersuchten Literatur auf:

- Für jeden untersuchten Charakterisierungsfaktor werden die drei größten Emittenten ermittelt und in Bezug zu ihrem Masseanteil am gesamten Energiespeicher gesetzt. So lassen sich nicht nur die Energiespeicher untereinander vergleichen, sondern auch Aussagen über die spezifischen, massebezogenen Umweltauswirkungen einzelner Rohstoffe treffen. Ein Beispiel ist Iridium, welches einen Masseanteil von 0,00122 % am Wasserstoffspeicher hat, mit 18 % einen verhältnismäßig großen Beitrag zum Treibhausgaspotential hat.
- Die Lebensdauer und funktionelle Einheit werden für alle betrachteten Energiespeicher normiert, wodurch eine Vergleichbarkeit entsteht.
- Die Granularität der Rohstoffe geht bis auf Komponentenebene und ist um ein vielfaches höher als die herangezogene Literatur, wodurch die Ergebnisse belastbarer werden.

- Die Daten sind von bereits realisierten Speichern übernommen oder abgeleitet bzw. werden Speicher modelliert, die in naher Zukunft umgesetzt werden sollen. Die praxisrelevanz der Lebenszyklusanalysen steigt dadurch.
- Eine kritische Auseinandersetzung des Recyclings findet statt. Der Mangel an ausreichend detaillierten Recyclingverfahren in den Datenbanken verleitet zur vereinfachenden, manuellen Implementierung, die in Verbindung mit zu hohen Recyclingquoten die Umweltauswirkungen maßgeblich beeinflussen.
- Die Randbedingungen im Allgemeinen werden kritisch untersucht. Eine möglichst realistische Betrachtung der einzelnen Speicher erschwert die Vergleichbarkeit, während die Normierung der Randbedingungen auf einen speziellen Wert die Vergleichbarkeit theoretisch erhöht, die Praxisrelevanz der Aussage dadurch jedoch gemindert werden kann.

4.9 Rohstoffdiskussion

Im vorangegangenen Abschnitt wurden die Umweltauswirkungen der untersuchten Energiespeichermodelle beschrieben. Dabei stellte sich heraus, dass die verwendeten Metalle in allen Umweltwirkungskategorien die größten Auswirkungen verursachen. Neben der Bedeutung für Klima und Umwelt, nehmen die verwendeten Metalle auch eine herausragende wirtschaftliche Rolle ein, da Energiespeicher eine der Schlüsseltechnologien zum Erreichen der Klimaneutralität sind. Die steigende Nachfrage nach Rohstoffen für Schlüsseltechnologien erweitert den Fokus von den Umweltauswirkungen, auf weitere Aspekte wie Rohstoffverfügbarkeit und die zu erwartenden Kosten der Rohstoffe. Neben monetären sind die sozialen Kosten zu nennen, die das Schürfen der Erze in politisch instabilen Herkunftsländern bei teilweise schlechten Arbeitsbedingungen mit sich bringt. Nicht nur die Rohstoffvorkommen sind auf einige wenige Regionen der Erde konzentriert, sondern auch deren Verarbeitung. Dies hat in der Vergangenheit dazu geführt, dass Rohstoffe für geo- und energiepolitische Zwecke benutzt wurden. In diesem Abschnitt sollen all diese Aspekte thematisiert werden.

Bundesregierung - Rohstoffstrategie der Bundesregierung (2019)

Die aktuelle Rohstoffstrategie der Bundesregierung datiert vom Dezember 2019, noch vor dem Krieg in der Ukraine. Das Leitmotiv ist, dass die Rohstoffversorgung grundsätzlich in die Verantwortung der Unternehmen fällt. Es wird jedoch konstatiert, dass sich nicht alle Staaten dem marktwirtschaftlichen Ansatz verpflichtet fühlen. Die Bundesregierung sieht es als Aufgabe der Politik, mögliche Maßnahmen zur Schaffung eines Level-Playing-Fields in der Rohstoffversorgung zu definieren und gegebenenfalls die Rolle des Staates dabei zu überdenken. Während die erste Rohstoffstrategie aus dem Jahr 2010 noch unter dem Eindruck extrem erhöhter Preise stand, sieht sich die Bundesregierung Ende 2019 mit Nachfrageveränderungen durch disruptive Technologien, Handelsstreitigkeiten, hohe Marktmacht einzelner Akteure sowie gestiegenen Anforderungen an sozial- und umweltgerechte Lieferketten und der Achtung menschenrechtlicher Sorgfaltspflichten konfrontiert. Die Strategie betont die hohe Recyclingquote in Deutschland, die die Importabhängigkeit gewisser Rohstoffe senken kann.

Die Strategie der Bundesregierung nennt Maßnahmen, zu denen auch gehört, europa- und weltweit hohe Standards im Bergbau im Sinne einer nachhaltigen Entwicklung unter ökonomischen, ökologischen und sozialen Aspekten zu etablieren. Daneben sollen Initiativen der EU-Kommission unterstützt werden, die auf eine Wiederbelebung der primären Gewinnung von notwendigen metallischen Rohstoffen für E-Mobilität und Energiewende abzielen. Explizit genannt werden Kupfer, Lithium und Nickel. Die beiden erstgenannten sind auch Bestandteil der in dieser Arbeit untersuchten Rohstoffe. Die gesellschaftliche Akzeptanz für die Gewinnung mineralischer Rohstoffe soll ebenfalls erhöht werden [55].

European Commission - Critical Raw Materials for Strategic Technologies and Sectors in the EU (2020)

Im Jahr 2020 veröffentlichte die europäische Kommission [30] eine Studie zu den Perspektiven der Versorgung mit kritischen Rohstoffen für strategische Technologien und Sektoren. Die Studie soll den wissenschaftlichen Hintergrund für die Betrachtung potentieller Versorgungsrisiken mit Rohstoffen für strategische Sektoren bereitstellen. Als strategische Sektoren wurden Verteidigung und Raumfahrt, Elektromobilität und erneuerbare Energien identifiziert. Zu letzteren gehören u.A. die Technologien Photovoltaik, Wind, Brennstoffzellen bzw. Elektrolyseure und Batterien. Somit sind zwei der drei in dieser Arbeit untersuchten Energiespeichermodelle als strategische Technologien der europäischen Kommission klassifiziert. Für die Realisierung eines klimaneutralen Europa ist die EU demnach abhängig von verfügbaren, bezahlbaren und verantwortungsvoll geschürften Rohstoffen. Die Studie bewertet 25 Materialien, die für die strategischen Sektoren und Technologien von Bedeutung sind hinsichtlich ihres Versorgungsrisikos. Dabei wird anteilig zwischen Rohstoff, dem verfahrenstechnisch verarbeiteten Vorprodukt, Komponenten und Herstellung von Baugruppen unterschieden (s. Abbildung 4.31). Hinsichtlich LIB kommt die Studie zum Ergebnis, dass von allen verwendeten Materialien, Kobalt, natürliches Grafit und Lithium die versorgungskritischsten sind. Siehe hierzu auch Abbildung 4.32. 54 % der globalen Kobaltproduktion konzentriert sich auf die DR Kongo, gefolgt von China, Kanada, Neu-Kaledonien und Australien mit je 4 - 8 %. Veredeltes Kobalt kommt zu 46 % aus China, die EU-Mitglieder Finnland und Belgien kommen auf 13 % respektive 6 %. Bei Lithium konzentrieren sich 85 % der globalen Lithiumproduktion auf Chile (40 %), Australien (29 %)



Abbildung 4.31: Auswahl 25 kritischer und nicht-kritischer Rohstoffe nach [30]. (LREE steht für „light rare earth elements“; HREE für „heavy rare earth elements“, dt.: leichte und schwere seltene Erden)

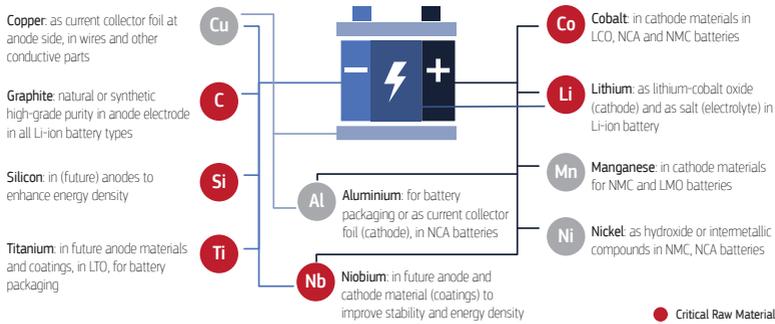


Abbildung 4.32: In Batterien benutzte Rohstoffe nach [30]

und Argentinien (16 %). Für die Herstellung von LIB stellt China zusammen mit Afrika und Lateinamerika 74 % aller benötigten Rohstoffen bereit. China allein stellt 66 % aller LIB her, wohingegen der Anteil der EU lediglich 1 % beträgt. Von den 30 Materialien, die für die Herstellung von Brennstoffzellen und Elektrolyseuren benötigt werden, werden 13 von der EU als kritische Rohstoffe kategorisiert, darunter u.A. Kobalt, Platin, Graphit, Lithium und Titan, die auch in dieser Arbeit eine bedeutende Rolle spielen. China stellt 20 % der weltweit für Brennstoffzellen und Elektrolyseure benötigten Rohstoffe bereit, gefolgt von Südafrika und Russland. Südafrika hat mit 73,2 % der globalen Platinproduktion die führende Rolle, gefolgt von Russland mit 12,9 % und Zimbabwe mit 6 % [33].

Obwohl große Versorgungsrisiken bzgl. der Bereitstellung der für Brennstoffzellen und Elektrolyseure notwendigen Materialien bestehen, gehen größere Risiken bei der Herstellung von Baugruppen einher. China und die USA vereinigen dabei 48 % des Marktes, während Japan und Südkorea 51 % des Marktes vereinigen.

In Anbetracht dieser Herausforderungen, ist es Ziel der EU-Kommission, u.A. die Rohstoffquellen zu diversifizieren, die Herstellung strategischer Technologien innerhalb der EU zu vereinfachen und Substitution bzw. Recycling zu fördern, siehe auch Abbildung 4.33 [30].

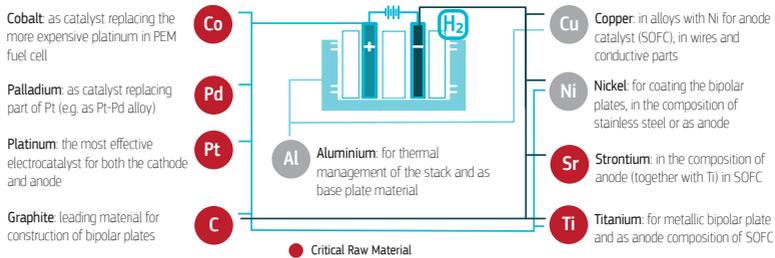


Abbildung 4.33: In Brennstoffzellen benutzte Rohstoffe nach [30]

International Energy Agency - The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transition (2021)

Im Mai 2021 hat die internationale Energieagentur (IEA) einen Report [107] veröffentlicht, der sich mit der Rolle knapper Mineralien in der Energiewende auseinandersetzt. Demnach werden viele Materialien von einer kleinen Anzahl an Herstellern bereitgestellt. Im Falle von Lithium, Kobalt und seltenen Erden kontrollieren die führenden drei Hersteller über drei Viertel der globalen Produktion. Basierend darauf werden sechs Empfehlungen für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit mit strategischen Mineralien herausgearbeitet.

Der quantitative Bedarf der jeweiligen Rohstoffe in der Batterieherstellung wird dabei maßgeblich durch die Zellchemie bestimmt. So wird für NMC 111 Batterien die achtfache Menge an Kobalt benötigt, als in NCA+ Batterien, jedoch nur die Hälfte an Nickel. LFP-Batterien benötigen weder Nickel, Kobalt oder Mangan, jedoch 50 % mehr Kupfer als NMC-Batterien. Die Verfügbarkeit der Rohstoffe kann wiederum die Zellchemie beeinflussen. So ist aufgrund der angespannten Lage in der Kobaltversorgung ein Trend zu Zellchemien zu beobachten, die kein Kobalt verwenden. Dadurch steigt jedoch der Bedarf an Nickel entsprechend an. Grafit wird in nahezu jeder Zellchemie verwendet, wodurch die Nachfrage absehbar hoch bleibt. Wasserstoff ist für das Energiesystem der Zukunft ein wichtiges Fundament, auf welchem viele Anwendungen der klimaneutralen Zukunft gebaut werden. Dementsprechend ist ein signifikanter Anstieg der Elektrolysekapazitäten absehbar. Im Grundlagenkapitel dieser Arbeit wurden u.A. alkalische und PEM-Elektrolyseure vorgestellt, auf welche auch im Report der IEA eingegangen wird. Alkalische Elektrolyseure haben

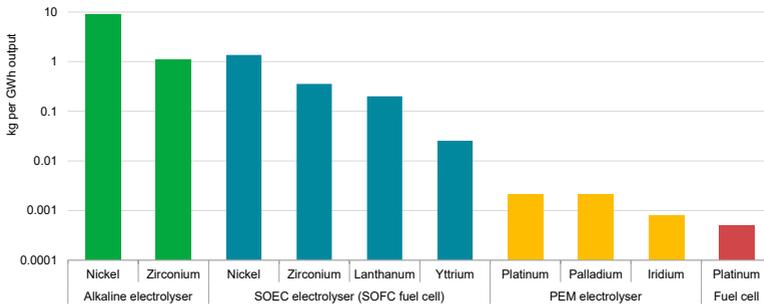


Abbildung 4.34: Geschätzter Bedarf an ausgewählten Mineralien in Elektrolysereuren und Brennstoffzellen [107].

demnach geringe Kapitalkosten, was zum Teil auf die Vermeidung des Einsatzes von Edelmetallen zurückzuführen ist. Es werden jedoch signifikante Mengen an Nickel, Zirkonium, Aluminium, Stahl und geringere Mengen an Kobalt und Kupfer benötigt. PEM-Elektrolyseure verwenden wesentlich geringere Mengen an Edelmetallen, jedoch besonders teure und seltene wie Platin, Palladium und Iridium (s. Abb. 4.34).

Seltene Erden sind für die in Windkraftanlagen und Elektromotoren verwendeten Elektromagnete von Bedeutung. Übertragungsnetze benötigen große Mengen an Kupfer und Aluminium, wobei Kupfer eine Schlüsselrolle bei allen elektrizitätsbezogenen Technologien einnimmt [76]. Neben der Anzahl verschiedener Rohstoffe steigt auch die Quantität der benötigten Rohstoffe: So wird für ein Elektromobil die sechsfache Menge an Mineralien benötigt wie für konventionelle PKW; Onshore-Windkraftanlagen benötigen die neunfache Menge an mineralischen Ressourcen wie ein konventionelles Gaskraftwerk. Auch Photovoltaikmodule tragen aufgrund der großen Menge an zuzubauender Leistung zum steigenden Materialbedarf bei (s. Abb. 4.35). Besonders hervorgehoben wird die Wasserkraft, welche zwar substantielle Mengen an Zement und Beton einsetzt, unter den kohlenstoffarmen Quellen der Stromerzeugung aber den geringsten Bedarf an mineralischen Rohstoffen (1050 kg/MW Kupfer; 200 kg/MW Mangan; 30 kg/MW Nickel) aufweist. Aufgrund der ähnlichen Bauweise ist diese Aussage auch für Pumpspeicher gültig. Die absolute Nachfrage an Rohstoffen wird in absehbarer Zukunft um 40 % für Kupfer, 60 - 70 % für Nickel und Kobalt, sowie 90 % für Lithium steigen. Der Bericht konstatiert,

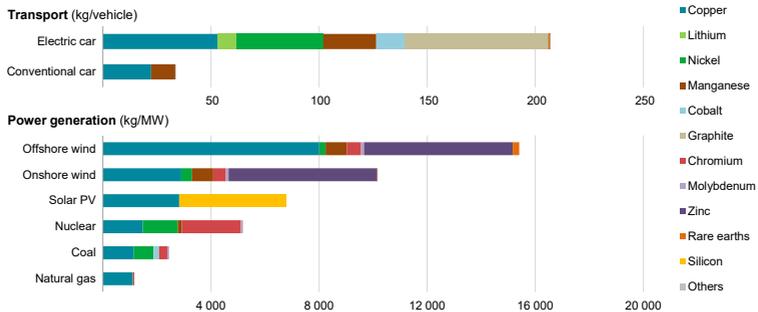


Abbildung 4.35: In ausgewählten Energiewendetechnologien verwendete Rohstoffe [107]

dass die Versorgung mit Rohstoffen heutzutage hinter den Anforderungen der Transformation des Energiesektors zurückbleibt. Dadurch wird sich die Energiewende verzögern und verteuern. Die sehr schnell und in sehr hohen Mengen steigende Rohstoffnachfrage könnte demnach dazu führen, dass der Anteil der Rohstoffpreise für Batterien von den heutigen 40 - 50 % auf 50 - 70 % steigen könnte.

Der Report bescheinigt einen kurzfristigen Überschuss an Lithium und Kobalt, wohingegen bei verarbeitetem Lithium, Nickel in Batteriequalität und bedeutenden seltenen Erden (z.B. Neodym und Dysprosium) ein Engpass zu erwarten ist. Grund dafür ist die hohe geographische Konzentration der Produktion einiger Rohstoffe, die die Konzentration von den fossilen Ressourcen Öl und Gas noch übersteigt: So sind China und die DR Kongo allein für 60 - 70 % der globalen Produktion von Kobalt und seltenen Erden verantwortlich. China ist zudem für die Weiterverarbeitung von 35 % des globalen Nickels, 50 - 70 % des Lithiums und Kobalts sowie 90 % der seltenen Erden verantwortlich. Zusätzlich hat das Land substantielle Investitionen in die Rohstoffförderung in Australien, Chile, der DR Kongo und Indonesien getätigt. Es ist also durchaus eine geopolitische Investition in strategische Zukunftstoffe zu erkennen (s. Abb. 4.36).

Aufgrund dessen könnte ein Wechsel von Permanentmagnetmotoren zu Induktionsmotoren stattfinden, die den Bedarf an Neodym und Dysprosium einerseits verringern würden, den Bedarf an Kupfer und Aluminium andererseits steigern.

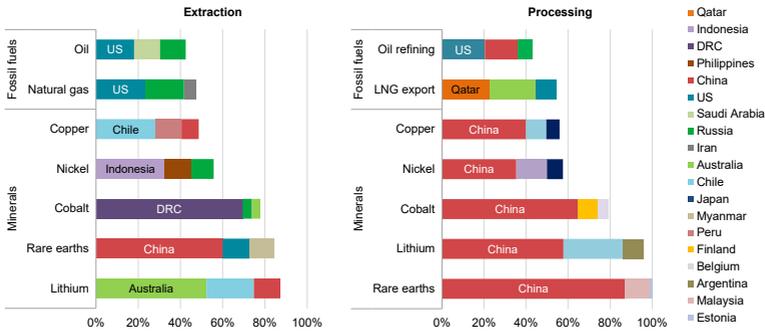


Abbildung 4.36: Anteil der drei führenden Länder in der Produktion ausgewählter Rohstoffe und fossiler Brennstoffe [107]

Der Report sieht keinen Ressourcenmangel. Ökonomisch realisierbare Reserven steigen, trotz der ebenfalls steigenden Produktion. Allerdings stellt die sinkende Qualität der geschürften Erze diverse Herausforderungen an die Extraktions- und Verarbeitungskosten, Emissionen und Quantität des zu entsorgenden Materials. Hervorzuheben ist, dass der Report der IEA auch auf ökologische und soziale Herausforderungen eingeht. So wird konstatiert, dass die THG-Emissionen von Energiewenderohstoffen größer sind als die gewöhnlicher Metalle, so dass durch den steigenden Bedarf an Energiewendetechnologien auch die THG-Emissionen durch die Förderung dieser Rohstoffe steigt. Auch die Landnutzung durch Erweiterung bestehender oder die Öffnung neuer Minen steigt durch die steigende Nachfrage nach Energiewenderohstoffen. Damit steigt auch die Komplexität der Wasserversorgung, da der Minenbetrieb große Wassermengen benötigt und eine Quelle signifikanter Kontaminierung durch saure Grubenentwässerung, Abwassereinleitung und Bergebeseitigung ist. Durch die sinkende Erzqualität steigt die zu entsorgende Menge der Minenrückstände.

Hinsichtlich der Regierungsführung (governance), wird darauf hingewiesen, dass die Erlöse aus der Minenbewirtschaftung in ressourcenreichen Ländern nicht immer den erwünschten Effekt auf ökonomisches und industrielles Wachstum haben und oft für die Finanzierung bewaffneter Konflikte und persönliche Bereicherung zweckentfremdet werden. Korruption und Bestechlichkeit sind ein großes Risiko für Unternehmen. In manchen Ländern findet die Minenarbeit zudem oft unter prekären Bedingungen oder im Kleinstbergbau in unsicheren

Untergrundminen statt. Hinsichtlich der Menschenrechte kann die Minenbewirtschaftung einen nachteiligen Effekt bzgl. Kinderarbeit und die Rolle der Frauen haben.

Weitere Herausforderungen für den zukünftigen Rohstoffmarkt sind lange Vorlaufzeiten für Projektentwicklungen, größere Anfälligkeit der Minentätigkeit gegenüber Klimawandel sowie einer notwendigen Prüfung von sozialen und ökologischen Einflussfaktoren der Rohstoffförderung.

Als Gegenmaßnahmen schlägt die IEA Folgendes vor: Äadaquate Investitionen in diversifizierte Quellen sicherstellen; technologische Innovationen entlang der Wertschöpfungskette fördern; eine höhere Recyclingquote; resiliente Versorgungsketten und Markttransparenz; höhere ökologische und soziale Standards sowie verbesserte Regierungsführung; Stärkung der internationalen Zusammenarbeit von Herstellern und Verbrauchern [107].

Agora Verkehrswende - Strategien für die nachhaltige Rohstoffversorgung der Elektromobilität (2017)

Die im Jahr 2017 veröffentlichte Studie von Agora Verkehrswende beschäftigt sich mit der Frage, ob für den notwendigen Markthochlauf der Elektromobilität genügend Rohstoffe vorhanden sind. Untersucht werden Lithium, Kobalt, Nickel, Grafit und Platin, die bis auf Nickel auf in dieser Arbeit eine bedeutende Rolle spielen. Neben den Marktpreisen zentraler Rohstoffe sind auch Umwelt- und Sozialkriterien der Rohstoffförderungen im Fokus.

Lithium ist das zentrale Element für LIB und kommt in allen Batterietypen vor, die für die Elektromobilität gebraucht werden. Eine Abkehr von LFP-Batterien, aufgrund der geringeren Energiedichte, hin zu NMC-Batterien wird angenommen. Es ist absehbar, dass LFP bevorzugt für stationäre Anwendungen wie Batteriespeicher verwendet wird. Durch Optimierung des stöchiometrischen Verhältnisses von Nickel, Mangan und Kobalt in NMC-Batterien kann der Kobaltanteil gesenkt werden. Im Gegenzug steigt der Nickelanteil. Der Grafitbedarf in Gramm je Kilowattstunde liegt bei LFP-, NMC, NCA-Batterien in einer ähnlichen Größenordnung und kann prinzipiell durch synthetisches Grafit substituiert werden.

Die Studie kommt zu dem Schluss, dass die Rohstoffe Kobalt, Nickel, Grafit und Platin ausreichend vorhanden sind und die weltweiten Vorkommen den prognostizierten Bedarf deutlich übersteigen. Temporäre Verknappungen aufgrund nicht rechtzeitig fertig gestellter Förderstätten schließt die Studie – insbesondere bei Lithium und Kobalt – nicht aus. Als weitere Ursachen für mögliche Verzögerungen nennt die Studie u.A. politische Krisen bis hin zu Kriegsereignissen in wichtigen Förderregionen, monopolartige Versorgungsstrukturen die als politische Hebel benutzt werden könnten, Beeinträchtigung von bestimmten sehr wichtigen Minen durch Naturereignisse und verzögerte Genehmigungen von neuen Bergbauprojekten. Bei Kobalt weist die Studie darauf hin, dass die zukünftige Versorgung entscheidend von den Entwicklungen in der DR Kongo abhängt. Bei Lithium könnte fehlendes Recycling eine entscheidende Rolle spielen. Die Verknappung von Grafit könnte durch entsprechend erweiterte Produktionskapazitäten für Synthesegrafit kompensiert werden. Bei Platin schließt die Studie temporäre Verknappungen ebenfalls nicht aus, da die gegenwärtige Minenproduktion und noch viel stärker die natürlichen Reserven auf Südafrika konzentriert sind und die chronische Energieknappheit vor Ort der Industrie seit Jahren Probleme bereitet. Die Studie äußert, dass die Förderung von Rohstoffen für die Elektromobilität mit Umwelt- und Sozialproblemen verbunden ist und nennt dabei insbesondere einen oft sehr hohen Energiebedarf der Förderung, das Entstehen saurer Grubenwässer, Wasserkonflikte zwischen Bergbauunternehmen und indigenen Völkern sowie nicht vertretbare Arbeitsbedingungen im Kleinbergbau in der DR Kongo, wo die größten Kobaltvorkommen zu finden sind. Der Umwelteinfluss des Bergbaus wird maßgeblich durch die Art und Weise des Abbaus bestimmt. So wird Lithium sowohl durch Abbau von Spodumen⁴¹ (in Australien) als auch durch Verdunstung von Salzseen (in Südamerika) gewonnen. Der Abbau von Spodumen ist mit einem hohen Energiebedarf und den damit verbundenen Treibhausgasemissionen verbunden. Neben großen Mengen an Bergbauabfällen ist auch die Aufbereitung der verwendeten Schwefelsäure bei unsachgemäßer Handhabung eine Gefahr für die Umwelt. Kritisch bei der Gewinnung aus Salzseen ist der Wasserbedarf, da die Seen zu großen Teilen in ariden Gebieten liegen [35, 36].

Die Umweltgefahr beim Kobaltbergbau geht von der Vergesellschaftung des Kobalt mit sulfidischen Mineralien – wie z.B. Kupfer und Nickel – aus.

⁴¹ Lithium kann entweder aus Salzsole oder Festgesteigen gewonnen werden. Letzteres wird als Spodumen bezeichnet.

Dies birgt das Risiko der Entstehung saurer Grubengewässer. Zwar gehört Kobalt selbst nicht zu den Konfliktmineralien, wird aber meist unter ähnlichen Rahmenbedingungen und großen Risiken artisanal, d.h. im Kleinbergbau mit einfachen, nicht industriellen Mitteln, gewonnen. Die Arbeitsbedingungen sind schlecht und häufig von Kinderarbeit geprägt. Neben den Umweltrisiken birgt der Kobaltabbau in der DR Kongo vor allem soziale Konflikte. Diese kommen auch verstärkt beim Platinbergbau vor, welcher sich stark auf Südafrika konzentriert. Dort gab es in der Vergangenheit soziale Probleme durch Ausschreitungen zwischen Minenarbeitern und Minenbetreibern. Darüber hinaus sind die Arbeits- und Lebensbedingungen vor Ort nach wie vor sehr schlecht und der Zugang zu Elektrizität, Wasser und sanitären Einrichtungen eingeschränkt [8].

Umweltbundesamt - Weiterentwicklung von Handlungsoptionen einer ökologischen Rohstoffpolitik ÖkoRess II (2019)

Im November 2019 hat das Umweltbundesamt die vom Ökoinstitut durchgeführte Studie [128] veröffentlicht. Die Studie erstellt eine Einschätzung der Umweltgefährdungspotenziale des Bergbaus für etwa 50 Rohstoffe und bewertet deren ökologische Rohstoffverfügbarkeit. Im Fokus steht dabei auch der Parameter „Soziales Umfeld“, der abbilden soll, inwieweit in den Förderländern effektive Umweltschutzmaßnahmen zum Umgang mit den identifizierten Umweltgefährdungspotenzialen ergriffen werden. Diese werden anhand geologischer Grundlagen, der üblicherweise eingesetzten Technologie, des sozialen Umfelds und des kumulierten Energie- und Rohstoffaufwands bewertet.

Die Studie nimmt Bezug auf die stark auf physische Rohstoffknappheit bezogene Diskussion der 1970er Jahre und sieht zunehmend die sozialen und ökologischen Folgen der Rohstoffgewinnung im Fokus. Aus dem sich entwickelnden ganzheitlichen Blick auf die natürlichen Ressourcen speist sich die Hoffnung, dass die Randbedingungen der Rohstoffgewinnung dauerhaft die politische Agenda – unabhängig von den Börsenpreisen – mitbestimmen. Durch teils starke Preisanstiege bei einzelnen Rohstoffen, die zu Teilen auf monopolartige Versorgungsstrukturen, politisch instabil Förderländer und Nachfrageimpulse für Zukunftstechnologien zurückgehen, wurde die Versorgungssicherheit sogenannter wirtschaftsstrategischer Materialien zu einem wichtigen Thema. Die Studie verweist dabei auf die Identifikation kritischer Rohstoffe durch die EU, wie in [30] beschrieben.

Klassifizierung als CRM und Bewertung als ökologisch kritisch	Nicht als CRM klassifiziert, sondern als ökologisch kritisch bewertet	Nicht als CRM klassifiziert und nicht als ökologisch kritisch bewertet
Antimony, Beryllium , Bismuth, Borates , Cobalt, Gallium , Germanium, HREE , Indium, LREE, Niobium , Palladium (als PGM), Phosphate rock, Platinum, Rhodium, Scandium , Vanadium	Aluminium, Copper, Lead, Molybdenum, Nickel, Silver, Selenium, Tellurium, Zinc	Gold, Rhenium, Silica sand

Abbildung 4.37: Aggregiertes Umweltgefährdungspotential und klassische Kritikalität durch die EU-Kommission

Die Studie weist auf Untersuchungen aus den Jahren 2011 und 2015 hin, bei denen u.A. der Gedanke aufgegriffen wurde, inwieweit die Umweltbelastungen des Bergbaus und die damit einhergehenden sozialen Konflikte viel eher eine Knappheit bewirken können, als geologische oder wirtschaftliche Knappheit. Der Gedanke der physischen und preislichen Verfügbarkeit von Rohstoffen wird um ökologische und soziale Verfügbarkeit erweitert. Die Studie soll diesen Ansatz und die Erkenntnisse der Vorstudien, die sich mit ökologischen und sozialen Standards von Rohstoffen beschäftigt haben, vertiefen.

Die ÖkoRess-Methode bewertet Umweltgefährdungspotenziale (UGP) und nicht die tatsächliche Schadstoffsituation. Gleichzeitig soll der Indikator für environmental governance (EGov) die Wahrscheinlichkeit darstellen, dass Maßnahmen ergriffen werden, die die Realisierung des UGP in Form von tatsächlichen Umweltschäden verhindern. Zusammen mit der globalen Größe der Material- und Energieflüsse wird ein aggregiertes Ergebnis berechnet. Die Studie sieht Kritikalität als relatives Konzept: Kritikalitätsanalysen erlauben es demnach festzustellen, dass einige Rohstoffe mehr oder weniger kritisch sind als andere. Die Bezugsgröße ist dabei relativ und lässt, wie im Fall der Studie „EU critical raw materials“, die wirtschaftliche Bedeutung mit dem generellen Versorgungsrisiko außer acht. Die Studie des Umweltbundesamts erweitert diese Betrachtung hinsichtlich umweltökonomischer und -politischer Aspekte, die nach ihrer Auffassung besondere Aufmerksamkeit bedürfen. Das Ergebnis ist in Abbildung 4.37 dargestellt, in welcher Rohstoffe mit mittlerem

bis hohem aggregiertem Umweltgefährdungspotenzial nach der klassischen Kritikalitätsbeurteilung durch die EU-Kommission gruppiert sind.

Neun Rohstoffe sind demnach vom Umweltbundesamt als ökologisch kritisch bewertet, nach Bewertungsmethode der EU jedoch keine kritischen Rohstoffe. Darunter sind u.A. Aluminium und Kupfer, die auch in dieser Arbeit eine bedeutende Rolle spielen. Die Studie argumentiert, dass das Umweltgefährdungspotenzial für sich allein steht und ein wichtiges Argument darstellt, um bergbaulich gewonnene Rohstoffe in den Fokus von Politik, Wirtschaft, Wissenschaft und Gesellschaft zu rücken und die mit der Gewinnung dieser Rohstoffe verbundenen ökologischen Auswirkungen effektiv zu reduzieren. Negative Auswirkungen könnten auch dazu führen, dass die Akzeptanz für den Bergbau bei Bevölkerung und Politik schwindet. Die Autoren gehen von der Annahme aus, dass je schlechter die Umweltschutz-Regierungsführung (environmental governance) in den Hauptproduktionsländern eines Rohstoffs ist, desto geringer auch die Wahrscheinlichkeit ist, dass die Regierung oder die Bergbauunternehmen ausreichende Gegenmaßnahmen ergreifen, um mögliche Gefahren zu kontrollieren und Umweltschäden zu vermeiden bzw. zu reduzieren.

Nach Anwendung der ÖkoRess-Methode wird festgestellt, dass das Umweltgefährdungspotenzial einiger Rohstoffe höher ist als bei anderen und von der Kritikalität nach EU-Definition abweicht. So weist z.B. Kupfer erhebliche Auswirkungspotentiale auf die Umwelt auf, was vorallem daraus resultiert, dass Kupfer aus sulfidischen Erzen mit geringen Erzgehalten gewonnen wird und zur Versauerung beiträgt. Darüber hinaus werden wesentliche Teile der Produktion in Ländern mit hohem Wasserstress gewonnen. Auch die konstant große globale Produktionsmenge spielt eine bedeutende Rolle.

Aus den Ergebnissen werden Handlungsempfehlungen abgeleitet, so wird z.B. empfohlen, die umwelt- und rohstoffpolitischen Debatten stärker miteinander zu verknüpfen. Die Verbesserung der Umweltbedingungen im globalen Bergbau soll als zentrales Element angesehen werden und die Rohstoffpolitik stärker an ökologischen Kriterien ausgerichtet werden. Die deutsche Rohstoffpolitik soll sich weiterhin auf Rohstoffe konzentrieren, bei denen der Bergbau einerseits ein hohes aggregiertes Umweltgefährdungspotential und andererseits die deutsche Volkswirtschaft einen relevanten Anteil der globalen Nachfrage ausmacht. Eine niedrige Recyclingquote kann ein weiteres Kriterium für die Priorisierung von Rohstoffen sein. Um die ökologischen und sozialen Bedingungen der Primärgewinnung zu verbessern, wird Deutschland ermutigt in seiner Rohstoffpolitik

gezielte Partnerschaften mit rohstoffreichen Ländern einzugehen. Fokus sind hier Rohstoffe, die nach der vorliegenden Analyse ein hohes oder mittleres Umweltrisikopotenzial aufweisen [128].

Deutsche Rohstoffagentur - Mineralische Rohstoffe für die Wasserelektrolyse (2022)

Während sich Agora Verkehrswende [8] auf die Rohstoffe für die Elektromobilität konzentriert, liegt der Fokus in der im Februar 2022 veröffentlichten Studie der deutschen Rohstoffagentur [38] auf den Rohstoffen für die Wasserelektrolyse zur Erzeugung von Wasserstoff. Neben der Farbenlehre⁴² der Wasserstoffherzeugung geht die Studie auf die unterschiedlichen Technologien ein, namentlich sind das die alkalische Elektrolyse, die Polymerelektrolytmembran-Elektrolyse und die Festkörperperoxid-Elektrolyse. Ziel der Studie ist es, den Bedarf an mineralischen Rohstoffen für die Wasserelektrolyse bis ins Jahr 2040 zu ermitteln. Während der Bedarf an Titan und Yttrium zurückgehen wird, wird der Bedarf an Scandium (SOEL) und Iridium (PEM-EL) signifikant steigen (s. Abbildung 4.38).

Aufgrund der Bedeutung von Iridium für die PEM-Elektrolyse ist dem Metall ein eigenes Kapitel gewidmet. Darin wird beschrieben, dass Platingruppenmetalle vorrangig mit Nickel und Kupfer vergesellschaftet sind und in nur wenigen Ländern von wenigen Unternehmen gefördert und aufgrund ihres Wertes auch vor Ort der Wertschöpfung zugeführt werden. Ein Exportmarkt für Erze und Konzentrate gibt es für Platingruppenmetalle nicht. Die Seltenheit von Iridium wird durch seinen Gehalt im Erz deutlich: Während der Platingehalt in Südafrika zwischen 1,26 - 3,25 g/t und der Palladiumgehalt zwischen 1,38 - 2,04 g/t variiert, liegt der Iridiumgehalt lediglich bei 0,02 - 0,1 g/t. Das Metall weist eine hohe Preisvolatilität auf und ist als korrosionsbeständigstes Element überhaupt unersetzlich in der korrosiven Umgebung der Anode von PEM-Elektrolyseuren. Die Autoren sehen einen starken Anstieg des Bedarfs an

⁴² Abhängig vom Ursprung wird dem Wasserstoff unterschiedliche Farben zugeordnet. Grün steht für Wasserstoff durch Elektrolyse von Wasser und Verwendung von Strom ausschließlich aus erneuerbaren Energien; Grauer Wasserstoff wird aus fossilen Brennstoffen – i.d.R. Erdgas – gewonnen; Blauer Wasserstoff ist grauer Wasserstoff unter Abscheidung und Speicherung des entstehenden CO₂; Türkiser Wasserstoff wird aus der thermischen Spaltung von Methan gewonnen, als Produkt entsteht fester Kohlenstoff.

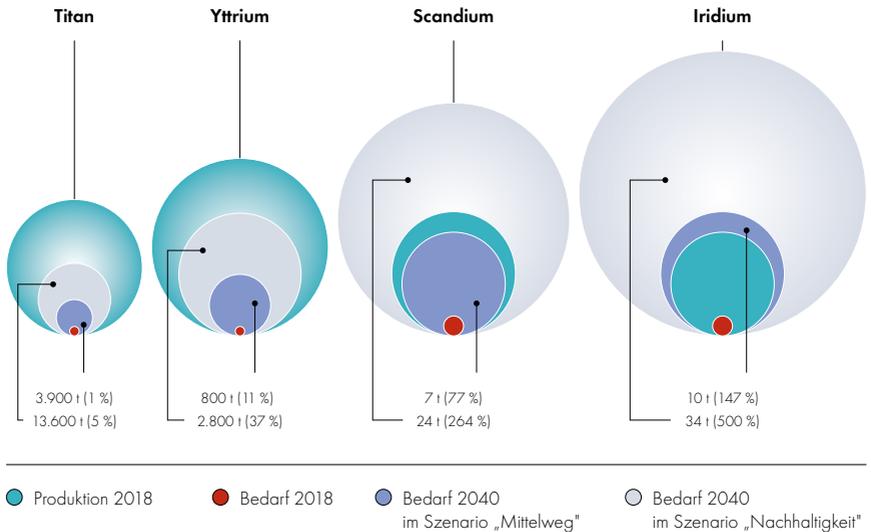


Abbildung 4.38: Rohstoffbedarfe für die Wasserelektrolyse [38]

Iridium und einen dynamischen Markt voraus. Eine signifikante Erhöhung der Produktion scheint aktuell nicht möglich, da es eine deutliche Erhöhung der Platin- und Palladiumproduktion bedingt. Dementsprechend sehen die Autoren große Versorgungsrisiken bei Iridium [38].

Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft (vbw) - Rohstoffsituation der bayerischen Wirtschaft (2022)

Im Dezember 2022 erschien die Studie der Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft [111] zur Rohstoffsituation der bayerischen Wirtschaft. Diese bewertet 45 metallische und mineralische Rohstoffe im Hinblick auf verschiedene Dimensionen des Versorgungsrisikos und stuft 27 der 45 Rohstoffe als riskant ein. Dazu zählen u.A. Lithium und Kobalt, sowie seltene Erden als auch breit verwendete Metalle wie Aluminium, Kupfer und Nickel. Im Vergleich zu 2015 ist vor allem das politische Risiko gestiegen, dass Rohstoffe als strategisches Instrument der internationalen (Handels-)Politik genutzt werden. Gleichzeitig

haben sich Unternehmens- und Länderkonzentration sowie die Länderrisiken erhöht. Die Studie hebt die geopolitische Lage als Unsicherheitsfaktor und die Bedeutung von Russland und der Ukraine als Rohstoffproduzenten hervor. Laut den Autoren nehmen weltwirtschaftliche Unsicherheit und geopolitische Risiken zu. Sie sehen einen Systemwettbewerb zwischen Marktwirtschaften und Demokratien auf der einen und autoritären Regimen mit staatskapitalistischen Strukturen auf der anderen Seite, durch welchen größere Risiken bei der Rohstoffversorgung drohen. Durch die Instrumentalisierung von Marktmacht auf den Rohstoffmärkten für außenpolitische Zwecke drohen Lieferunterbrechungen. Erstmals explizit genannt wird der russische Überfall auf die Ukraine, welcher die Versorgungsrisiken deutlich gemacht hat. Aufgrund des Kriegs hat der Industriemetallpreisindex, der die Preisentwicklung der wichtigsten Metallimporte nach Deutschland abbildet, neue Höchststände erreicht. Der Überfall hat offen gelegt, wie schwierig die Erschließung kurzfristiger alternativer Versorgungsquellen ist. Die Minenproduktion kann nur langsam erweitert werden. Weiterhin brauchen getätigte Investitionen langfristige Perspektiven. Dem stehen schwache Governance-Strukturen und Korruption in vielen potenziellen Förderländern im Weg.

Ein weiteres Risiko ist die in China konzentrierte Weiterverarbeitung von Metallen (Raffination), die noch stärker konzentriert ist als die Bergwerksförderung. In allen Wertschöpfungsstufen für alle relevanten strategischen Zukunftstechnologien nimmt China eine wichtige Rolle ein, wie Abbildung 4.39 der IEA aus dem Jahr 2021 verdeutlicht. Die verschiedenen Risikofaktoren, nach denen die Rohstoffe in der Studie bewertet werden, sind in Abbildung 4.40 dargestellt. Es ist augenscheinlich, dass soziale und ökologische Kriterien keine Rolle bei der Bewertung spielen. Laut den Autoren sind bei fast allen Rohstoffen die in der Erdkruste vorhandenen Mengen so groß, dass darin keine relevante Begrenzung besteht. Vielmehr sind technologische und ökonomische Möglichkeiten der Erschließung und Förderung von Bedeutung. Neben der reinen Menge ist eine ausreichende Konzentration der Rohstoffe in den Förderstätten ein entscheidendes Kriterium. Ist die sortenreine Abtrennung mit einem zusätzlichen Ertrag – sogenannten positivem Beifang – verbunden, wirkt sich das positiv auf die Bergbautätigkeit aus. So wird Platin auch als Nebenprodukt von Nickel gewonnen, während negativer Beifang zusätzlichen Aufwand bedeutet und den Ertrag minimiert. So müssen beim Phosphatabbau häufig Kadmium und andere Schwermetalle abgetrennt werden. In Deutschland spielt die Verwendung von Sekundärrohstoffen eine tragende Rolle. Bei Kupfer, Aluminium und Eisen

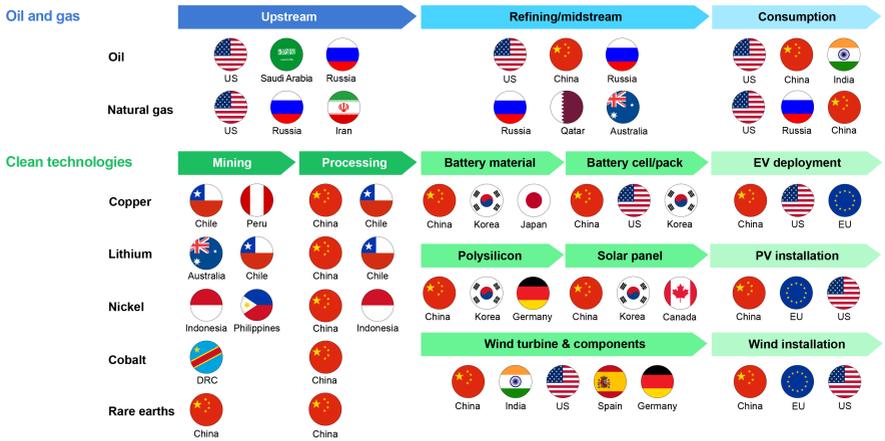


Abbildung 4.39: Gegenüberstellung der Lieferketten von Öl und Gas sowie Rohstoffen für klima-neutrale Anwendungen [107]

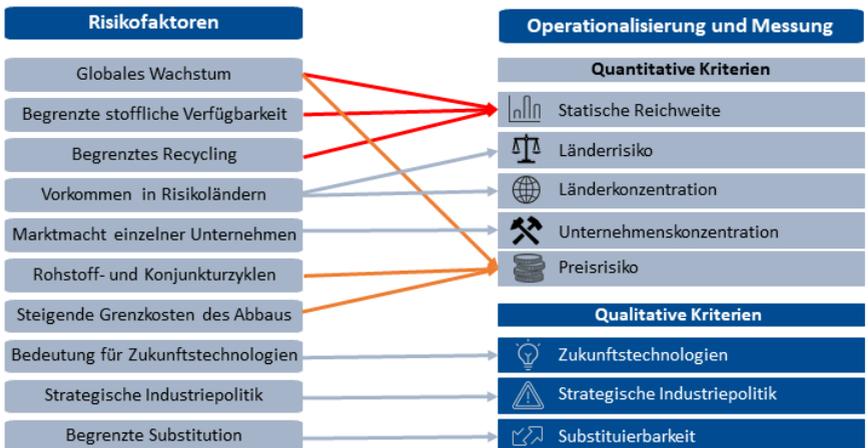


Abbildung 4.40: Risiko

wird gegenwärtig ein substanzieller Anteil der Rohstoffnachfrage über den Einsatz von Sekundärrohstoffen gedeckt. Verbesserungspotenzial besteht bei seltenen Erden und Lithium, die wenig bis gar nicht recycelt werden [35, S. 7].

Die Studie weist auf die fast vollständige Abhängigkeit Deutschlands und Europas von Importen bei Rohstoffen mit einer hohen und spezifischen technologischen Bedeutung hin. Mögliche Eskalationen interner und externer Konflikte zu Kriegen und Bürgerkriegen bedrohen Rohstoffgewinnung und -lieferung. Ebenfalls sind mangelnde Rechtsstaatlichkeit sowie politische und wirtschaftliche Instabilität Risiken für Investitionen in die Rohstoffförderung. Oft kommt eine mangelhafte und störanfällige Transportinfrastruktur hinzu und es drohen willkürliche Steuern, Abgaben oder Zölle. Der Nachweis der Einhaltung von Menschenrechten, Sozial- und Umweltstandards spielt eine zunehmende Rolle für die Beschaffung von Rohstoffen und Vorprodukten. Die Autoren erläutern die strategische Industriepolitik, die die staatliche Förderung bestimmter Industrien bezeichnet, die mit dem Ziel verfolgt wird, diesen Industrien einen Wettbewerbsvorteil gegenüber dem Ausland zu verschaffen. Rohstoffe werden dementsprechend immer häufiger in handelspolitischen Auseinandersetzungen oder geopolitischen Konflikten als Instrument eingesetzt. Als Beispiel wird der Gashandel zwischen Russland und Europa nach Beginn des Ukraine-Krieges erwähnt. Ein weiteres Beispiel ist China, das Investitionen in Asien und Afrika häufig mit langfristigen Rohstofflieferverträgen verknüpft und die Erschließung von Rohstoffvorkommen in Australien seinerseits explizit als Angriff auf Chinas Vormachtstellung bei der Förderung seltener Erden ansieht.

Die Studie schließt mit dem Fazit, dass Deutschland und Europa den Großteil des Rohstoffbedarfs importiert und das Länder mit hohen wirtschaftlichen bzw. politischen Risiken und mangelhaften Institutionen bei vielen Rohstoffen zu den größten Anbietern zählen. Die Investitionssicherheit ist in diesen Ländern oft nicht gewährleistet, zudem ist eine strategische Verknappung des Rohstoffangebots zu befürchten. Es bedarf internationaler Lösungen für den Staat und für Unternehmen. Es gilt als zentrale Aufgabe der Rohstoffpolitik, sich weiterhin um den Fortbestand eines international gesicherten regelbasierten Handelssystems einzusetzen. Aus marktwirtschaftlicher Perspektive ist die Sicherung der Rohstoffversorgung weiterhin in erster Linie eine Aufgabe der Unternehmen selbst. Staatliche Aufgaben entstehen erst dann, wenn gesamtwirtschaftliche oder gesellschaftliche Herausforderungen eine gemeinsame Lösung für alle

ökonomischen Akteure erfordern oder wenn eigenes oder fremdes staatliches Handeln die Rahmenbedingungen für die unternehmen spürbar verändern [111].

4.10 Fazit

Zusammenfassung

In diesem Kapitel wird der Nachhaltigkeitsbegriff als Balance zwischen ökologischen, ökonomischen und sozialen Aspekten eingeführt. Eine nachhaltige Entwicklung deckt die Interessen der gegenwärtigen Generation ohne die Lebensgrundlage zukünftiger Generation zu gefährden. Die Lebenszyklusanalyse wird als Werkzeug zur Ermittlung der Umweltauswirkungen eines Produktes bzw. Systems eingeführt und die Vorgehensweise gemäß ISO 14040 und 14044 grundsätzlich erläutert. Mit der Verpflichtung von Unternehmen seitens der EU durch die Taxonomie-Verordnung, einen Nachhaltigkeitsbericht zu veröffentlichen, sind Lebenszyklusanalysen fester Bestandteil der Energiewirtschaft geworden. Die verwendete Software GaBi wird vorgestellt und die Auswahl der Lebenszyklusanalyse-Bewertungsmethode der EU „Environmental Footprint“ (EF) mit dessen wissenschaftlicher Grundlage und Nähe von EU-Forschungseinrichtungen begründet. Aus den 15 Charakterisierungsfaktoren der Bewertungsmethoden werden jeweils zwei Faktoren stellvertretend für lokale, regionale und globale Auswirkungen näher untersucht. Als Ergebnis einer umfassenden Literaturrecherche werden 12 Studien näher untersucht und. Es wird eine Lebenszyklusanalyse eines Pumpspeicherausbaus mit bestehenden Speicherbecken, eines Batteriespeicher mit vorhandener Infrastruktur und eines Wasserstoffspeicher, bestehend aus Elektrolyseur, Speichertanks und GuD-Kraftwerk, durchgeführt. Bis auf den Elektrolyseur sind die Daten aus bereits realisierten Speichern übernommen oder von existierenden Speichern abgeleitet. Es wird zwischen einem Grau- und einem Grünstromszenario unterschieden und die drei Lebenszyklusphasen (Bau, Betrieb und Recycling) kritisch betrachtet. Die Ergebnisse der Modellierung wird in die untersuchte Literatur eingeordnet. Darüber hinaus wird der Aspekt kritischer Rohstoffe mit einer Literaturrecherche näher untersucht.

Notwendigkeit umfassender Lebenszyklusanalysen

Es ist erklärtes Ziel sowohl der EU als auch der Bundesregierung, Treibhausgasemissionen sukzessive reduzieren und möglichst ganz zu vermeiden. Der Schwerpunkt der Gegenmaßnahmen liegt primär auf der Substitution fossiler

Energien durch den Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien. Entsprechend liegt der Fokus auf die Vermeidung von CO₂-Emissionen in der Betriebsphase eines Kraftwerks. Der Zielpfad externalisiert viel Umweltaspekte und macht neben dem Bau neuer Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien auch Energiespeicher notwendig. Lebenszyklusanalysen können dabei helfen, den Fokus von der Betrachtung der Betriebsphase zu erweitern und die Aufmerksamkeit auf weitere, bisher externalisierte Umweltaspekte zu lenken.

In Abbildung 4.41 sind die in diesem Kapitel im Detail untersuchten Umweltauswirkungen für alle drei Lebenszyklusphasen und sowohl dem Grau- als auch Grünstromszenario aufgeführt. Um den Aspekt kritischer Rohstoffe zu unterstreichen, werden zusätzlich auch die Ressourcennutzung für mineralische und fossile Rohstoffe dargestellt.

Es wird deutlich, dass Energiespeicher selbst Umweltauswirkungen verursachen, welche zu berücksichtigen sind. Je nach betrachtetem Charakterisierungsfaktor entstehen durch die Speicherung von Grünstrom größere Umweltauswirkungen. Ursache dafür ist größere Anzahl von Anlagen, die in einem Grünstromszenario benötigt werden in Kombination mit erhöhtem Infrastrukturbedarf durch Dezentralität. Neben Treibhausgasemissionen sind auch andere Umweltauswirkungen mit ökologischen, ökonomischen und sozialen Kosten verbunden. Dieser Aspekt sollte nicht nur Gegenstand zukünftiger Forschungsarbeiten werden, sondern auch in politischen und wirtschaftlichen Entscheidungen Eingang finden.

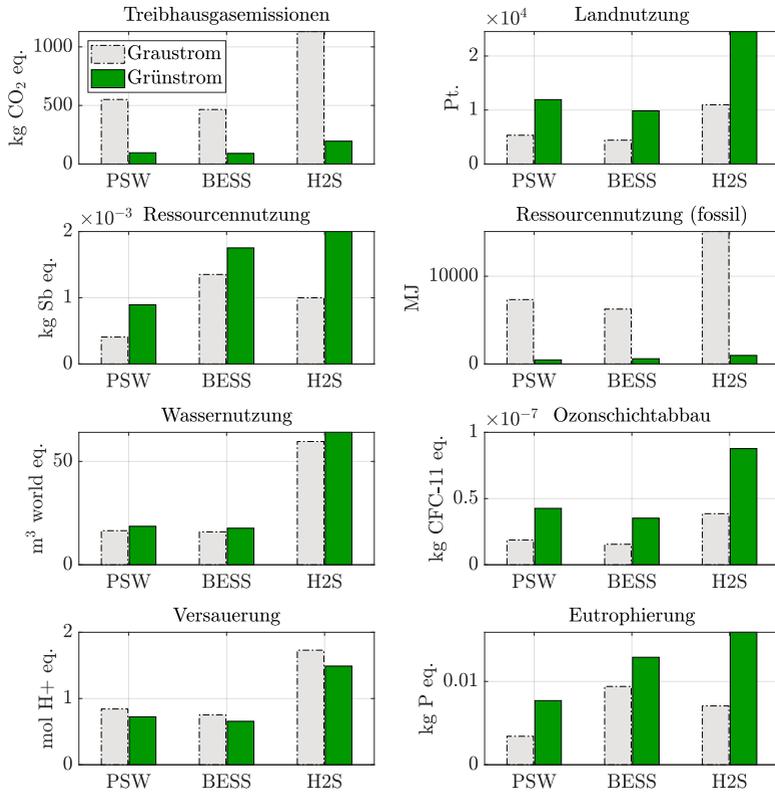


Abbildung 4.41: Gegenüberstellung der Umweltauswirkungen in dem Szenario „Bau, Betrieb & Recycling“

Bedeutung des Recyclings / Fokus auf die Bauphase

Ein besonderer Fokus der durchgeführten Lebenszyklusanalysen liegt auf der Phase des Recyclings. In der Literatur wird das Produktrecycling mangels ausreichender Implementation in der Praxis oder Datenlage entweder nicht betrachtet oder vereinfacht. Die Recyclingquote wird dafür auf 100 % festgelegt oder unter Vernachlässigung der Umweltauswirkungen des Recyclingprozesses durch Substitution primärer durch sekundärer Rohstoffe gleichgesetzt. Die in der Literatur erwähnte fehlende Abbildung von Recyclingprozessen in Datenbanken wird auch in dieser Arbeit bestätigt: Die aus verschiender Literatur recherchierten Recyclingdaten haben einen Fokus auf den Energieaufwand des Recycling und der Recyclingquote, welche i.d.R. idealisiert ist. Ein Beispiel ist die theoretische Recyclingquote von 70 % für Lithium, die einer realen Recyclingquote in der EU von weniger als 1 % gegenübersteht. Dies führt dazu, dass die Recyclingquote überbewertet wird und die Umweltauswirkungen durch Substitution eines zu großen Anteils primärer Rohstoffe verfälscht wird. Aus diesem Grund wird die Phase des Recyclings vernachlässigt

Die Betrachtung der Betriebsphase zeigt, dass der eingespeicherte Strom je nach Zusammensetzung einen Anteil von über 99 % an den Umweltauswirkungen hat und als nicht beeinflussbare externe Größe die Umweltauswirkungen des Energiespeichers als solches verfälscht. Die Umweltauswirkungen des eingespeicherten Stroms kann nur durch den Wirkungsgrad des Energiespeichers beeinflusst werden. Dies wird durch die untersuchte Literatur bestätigt. Aus diesem Grund werden die Umweltauswirkungen für die Bauphase in Abbildung 4.42 dargestellt.

Da zur Erreichung des Ziels der Treibhausgasneutralität in Deutschland und Europa massiv Energiespeicher ausgebaut werden müssen, sollte der Fokus der Auswertung auf der Betriebsphase liegen. Je größer der Gesamtwirkungsgrad eines Energiespeichers ist und je geringer die Umweltauswirkungen während der Bauphase sind, desto größer ist der Beitrag des Speichers zur Erreichung der Klimaziele.

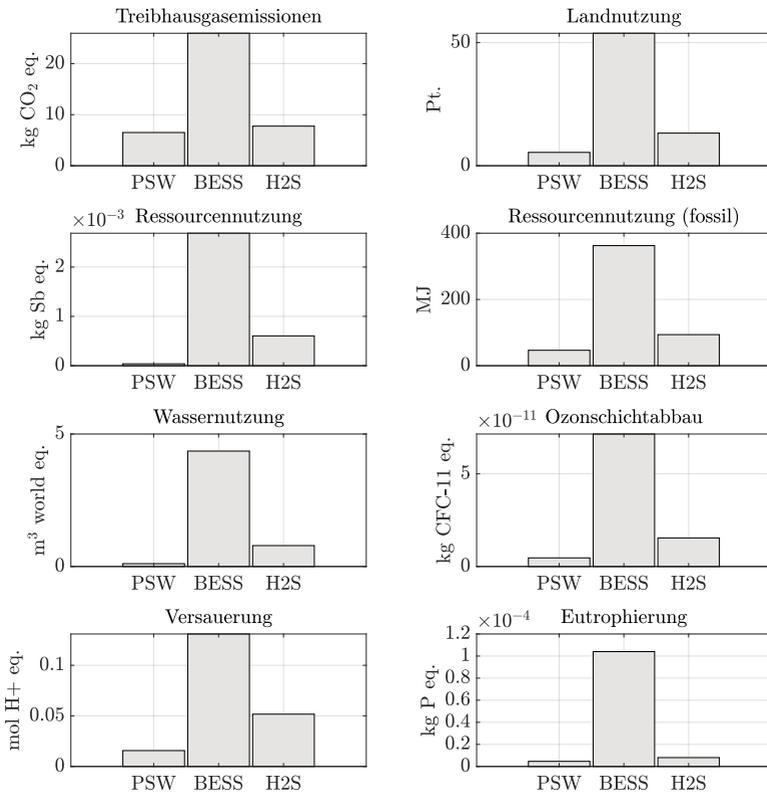


Abbildung 4.42: Gegenüberstellung der Umweltauswirkungen in dem Szenario „Bau“

Das Verhältnis von Masse zu Umweltauswirkung

Ein Novum dieser Arbeit ist die Analyse des Verhältnisses von Rohstoffmasse in Bezug zu den Umweltauswirkungen. Die Untersuchung des Wasserstoffspeichers ergibt, dass Beton zwar 25 % der Gesamtmasse ausmacht, jedoch in keiner Umweltauswirkungskategorie zu den drei größten Beiträgern gehört. Hingegen findet sich Iridium in den Kategorien Treibhausgasemissionen, Ressourcennutzung und Wassernutzung unter den drei Rohstoffen mit den größten Beiträgen zu Umweltauswirkungen wieder, obwohl es lediglich 0,001 % der gesamten Speichermasse ausmacht. Eine ähnliche Beobachtung konnte auch beim Batteriespeicher gemacht werden: Hier macht Lithium 0,26 % und synthetisches Grafit 3 % der Gesamtmasse aus, verursachen in den Kategorien Ozonschichtabbau, Frischwassereutrophierung, Wassernutzung, Ressourcennutzung, Landnutzung, Versauerung und Treibhausgasemissionen jedoch die größten Umweltauswirkungen. Ähnliche hohe Umweltauswirkungen bei verhältnismäßig geringen Anteilen an der Gesamtmasse hat Kupfer (0,1 % am Pumpspeicher, 4 % am Wasserstoffspeicher und 7 % am Batteriespeicher).

Rohstoffe im politisch-gesellschaftlichen Kontext

Die Politik auf nationaler, europäischer und internationaler Ebene beschäftigt sich seit ca. 10 Jahren mit den Rohstoffen für Zukunftstechnologien und ihrer Verfügbarkeit, bzw. Kritikalität. Unter Kritikalität versteht man Rohstoffe mit großer wirtschaftlicher Bedeutung, bei denen aufgrund der Konzentration der Bezugsquellen Versorgungsengpässe drohen können. Im Fokus stehen dabei bisher Rohstoffe bspw. für erneuerbare Energien und Elektromobilität. Eine Literaturstudie zu diesem Thema wird mit der Intention, diese Untersuchungen auf Energiespeicher auszuweiten und in die Entscheidungsfindung mit einzu beziehen. Zusätzlich zur wirtschaftlichen Bedeutung und der Konzentration der Bezugsquellen muss auch die signifikant steigende Bedarf insbesondere an Rohstoffen für Elektrolyseure und Lithiumionenbatterien in alle Betrachtungen einfließen. Der absolute Rohstoffbedarf und deren relative Konzentration auf einzelne Länder kann zusätzlich zu den verursachten Umweltauswirkungen auch zu sozialen Spannungen führen und dient schon heute als geopolitischer Hebel.

Einfluss außenpolitischer Ereignisse

Spätestens mit Beginn des Kriegs in der Ukraine wird auf die strategische Abhängigkeit Deutschlands von russischen Rohstofflieferungen hingewiesen. Im großen Stil spürbar geworden ist dies durch eingestellte Öl- und Gaslieferung. Als wichtiger Lieferant von Kupfer und vor allem Platingruppenmetallen steht Deutschland vor zusätzlichen Herausforderungen, da die Bezugsquelle von Rohstoffen aufgrund Sanktionen diversifiziert werden muss. Autokratische Tendenzen in China als wichtige Bezugsquelle für Rohstoffe, aber auch als Hauptort für die Weiterverarbeitung von kritischen Rohstoffen haben die Bundesregierung dazu veranlasst, ihre strategische Beziehung zu China zu überdenken, Abhängigkeiten zu verringern und Bezugsquellen zu diversifizieren.

Ausblick

Die Lebenszyklusanalyse ist ein mächtiges Werkzeug zur Beurteilung und Vergleich von Produkten bzw. Systemen. Die Untersuchungen dieser Arbeit zeigen, dass Pumpspeicher in der Bauphase die geringsten Umweltauswirkungen haben, gefolgt von Wasserstoffspeichern und Batteriespeichern. Die durch den eingespeicherten Strom verursachten Umweltauswirkungen können nur indirekt durch den Wirkungsgrad der Anlage beeinflusst werden. Es zeigt sich, dass insbesondere bei eingespeichertem Graustrom der Wirkungsgrad bei Strom-zu-Strom Energiespeichern besonders hoch sein sollte. Im Umkehrschluss ist die Menge an einzuspeicherndem Strom geringer, je größer der Wirkungsgrad ist, wodurch tendenziell weniger Anlagen zur Verstromung erneuerbarer Energien zugebaut werden müssen.

Es ist absehbar, dass die Nachfrage an Rohstoffen für Energiespeichertechnologien signifikant steigen wird, weshalb dem Recycling besondere Bedeutung zukommt. Sofern die Datenbanken der Software GaBi um Recyclingprozesse erweitert wird, sollten die Lebenszyklusanalysen erneuert werden: Es gilt, die Recyclingprozesse als solche zu untersuchen und die Umweltauswirkungen im Verhältnis zur substituierbaren Menge an Primärrohstoffen zu setzen.

Der gesellschaftliche Fokus auf Treibhausgasemissionen sollte auf andere Charakterisierungsfaktoren ausgeweitet werden. Im Betrieb emissionsfreie Technologien können durch die Verwendung von umweltschädlichen Rohstof-

fen in der Bau- und Recyclingphase mitunter große Umweltauswirkungen verursachen und die Lebensgrundlage des Menschen anderweitig negativ beeinflussen.

Energiespeicherung ist – neben Stromerzeugung, -verbrauch und -übertragung – nicht nur technisches Element des Energiesystems, sondern geopolitisch bedeutsam. Die Kritikalität von Rohstoffen wird durch die Politik ebenso erkannt, wie die strategische Bedeutung von Rohstoffen als geopolitischer Hebel. Es besteht sowohl ein Spannungsfeld bei der Nachfrage von Rohstoffen zwischen Europa, Asien und Nordamerika die ähnlich ambitionierte Ziele haben, als auch mit Bezugsländern der Rohstoffe. Diese sind teilweise stark auf einzelne Länder konzentriert, wie z.B. Südafrika, welches ca. 90 % der Reserven an Platingruppenmetallen hält.

Im Allgemeinen ist eine kritische Auseinandersetzung mit den Randbedingungen notwendig; Die Auswahl der funktionellen Einheit; die etwaige Normierung der Lebensdauer; die Volllaststunden; die Datenqualität und ihr Detailgrad; die Auswahl der Bewertungsmethode; die Implementierung des Recyclings und die Zusammensetzung des eingespeicherten Stroms beeinflussen die potentiellen Umweltauswirkungen maßgeblich und sind bei der Bewertung von verschiedenen Lebenszyklusanalysen miteinander zu berücksichtigen. Eine quantitativer Vergleich ist nicht möglich.

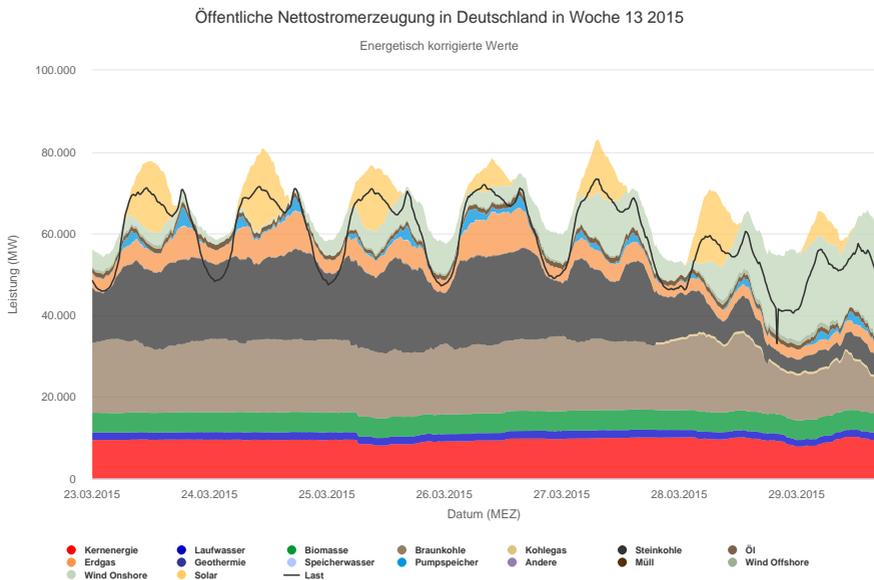
Auch ein Vergleich verschiedener Energiespeichertechnologie innerhalb einer Studie ist nur durch Annahmen möglich, die zwar die Vergleichbarkeit (durch Normierung der Lebensdauer, funktionellen Einheit oder Volllaststunden) erhöhen, die praktische Aussagekraft jedoch vermindern. Die in dieser Arbeit untersuchten elektrischen Energiespeicher erfüllen unterschiedliche Einsatzzwecke von kurzfristiger, dezentraler elektrischer Energiespeicherung mit Fokus auf kleine Leistungen (Batteriespeicher), Stunden-, Tages- und Wochenspeicher mit im Verhältnis zur Leistung großen Speicherkapazität (Pumpspeicher) und die Defossilierung des Verkehrssektors und Langzeitspeicherung (Wasserstoffspeicher).

5 Evolution des Elektrizitätsbinnenmarktes und regulatorische Hemmnisse für Energiespeicher

Der Ursprung für die aktuelle – in Kapitel 3 beschriebene – Diskussion um Speicherkapazitäten und Flexibilität begann sowohl mit der durch die EU eingeleitete Marktliberalisierung und der Auflösung von Monopolstrukturen im Strommarkt, sowie mit dem um die Jahrtausendwende verabschiedeten EEG. Zunächst wurden erneuerbare Energien subventioniert und ausgebaut mit dem Ziel, Strom perspektivisch treibhausgasneutral zu erzeugen. Über zwei Jahrzehnte hinweg wurde neben dem bestehenden System mit seinen gewachsenen Strukturen aus zentralen, hauptsächlich thermischen Kraftwerken, den dazugehörigen Übertragungsnetz- und Speicherkapazitäten sowie dem Strommarkt eine große Anzahl volatiler erneuerbarer Energien zugebaut. Ein systemisches Umdenken hat dabei nicht stattgefunden, der Fokus lag und liegt allein auf dem Ausbau erneuerbarer Energien mit dem Ziel, klimaneutral Strom zu erzeugen. Über Jahre hinweg koexistierte das gewachsene Energiesystem neben den volatilen erneuerbaren Energien und diente diesem als Fundament. Die in der „Merit Order“ bevorzugten erneuerbaren Energien drängten nicht nur sukzessive fossil-thermische Grund- und Mittellastkraftwerke aus der Wirtschaftlichkeit, sondern auch Spitzenlastanlagen wie Gaskraftwerke und Speicher, die ursprünglich dafür vorgesehen waren, die durch die Volatilität erneuerbarer Energien verursachte Fluktuation flexibel auszugleichen. Sowohl für den Ausstieg aus der Kernenergie als auch für den Ausstieg aus der Verstromung von Braun- und Steinkohle existiert ein Ausstiegsdatum, über welches diskutiert und – bezogen auf Kohle – zwischenzeitlich vorgezogen wurde. Perspektivisch werden fossil-thermische Anlagen dem Stromsystem und damit zur Deckung der residualen Last nicht mehr zur Verfügung stehen.

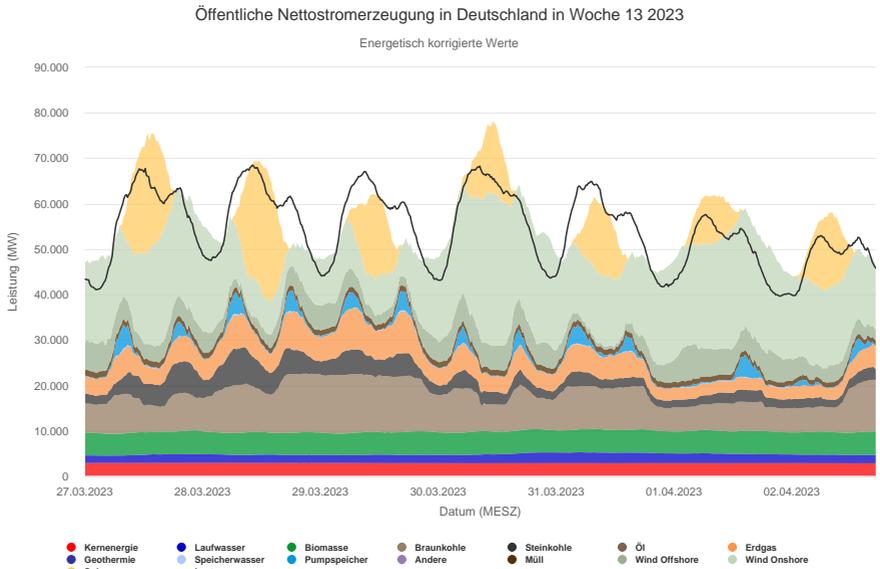
Aufgrund der geringen gesicherten Leistung volatiler erneuerbarer Energien steht das Energiesystem vor der Herausforderung, die volatile Stromerzeugung mit der Lastkurve in Einklang zu bringen, so dass ein großer Bedarf an Speicherkapazitäten und Flexibilitäten notwendig wird, für welche es weder ein Konzept, noch einen Markt gibt. Auf der einen Seite haben die energiepolitisch vorgegebenen Randbedingungen des Marktes dazu geführt, dass Energiespeicherung notwendig wird. Auf der anderen Seite, fehlt neben dem marktlichen Anreiz für den Bau und Einsatz von Energiespeichern auch der regulatorische Rahmen. Letztverbraucherabgaben und genehmigungsrechtliche Hemmnisse stehen dem Ausbau von Energiespeichern im Weg und sollen in diesem Kapitel untersucht werden.

5.1 Die steigende Volatilität der Stromerzeugung



Energy-Charts.info; Datenquelle: ENTSO-E, AGEE-Stat, Destatis, Fraunhofer ISE, AG Energiebilanzen; Letztes Update: 04.04.2023, 14:45 MESZ

Abbildung 5.1: Stromerzeugung in der KW 13/2015



Energy-Charts.info; Datenquelle: ENTSO-E, AGEE-Stat, Destatis, Fraunhofer ISE, AG Energiebilanzen; Letztes Update: 07.04.2023, 11:37 MESZ

Abbildung 5.2: Stromerzeugung in der KW 13/2023

In Abbildung 5.1 ist die Stromerzeugung in der KW 13 des Jahres 2015 dargestellt. Es fällt auf, dass die minimale Last in der Woche, insbesondere in den ersten fünf Tagen hauptsächlich mit Grundlastkraftwerken gedeckt wurde. Die größten Beiträge liefern Kernenergie- sowie Braun- und Steinkohlekraftwerke. Eine gewisse Flexibilität wird von flexibleren Grund- und Mittellastkraftwerken wie Braun- und Steinkohlekraftwerken bereitgestellt. Aufgrund des Einspeisevorrangs von volatilen erneuerbaren Energien sind es die Spitzenlastkraftwerke (z.B. Gaskraftwerke), die in Kombination mit volatilen erneuerbaren Erzeugern die Lastspitzen abdecken. Die erwähnte Koexistenz der „alten“ fossil-thermischen Energiewelt und der neuen volatilen Energiewelt wird an der Abendspitze zwischen 24. und 25. März 2015 deutlich. Es wird nahezu kein Strom aus Wind- und Photovoltaik eingespeist, so dass Gaskraftwerke und Pumpspeicher die Lastlücke füllen müssen. Gegen Ende der KW 13 des Jahres 2015 nimmt insbesondere die Einspeisung von Windstrom

zu, so dass – aufgrund des Einspeisevorrangs von erneuerbaren Energien – neben Steinkohlekraftwerken auch Braunkohlekraftwerke Leistung vom Netz nehmen müssen.

Die steigende Bedeutung volatiler erneuerbarer Einspeiser bei gleichzeitigem Rückgang fossil-thermischer Kraftwerkskapazitäten wird in Abbildung 5.2 deutlich. Die absolute Einspeisung aus Kernenergie, Braun- und Steinkohle hat erheblich abgenommen, die Einspeisung aus Windkraft und Photovoltaik zugenommen. In Relation dazu steigt die Bedeutung von Gaskraftwerken und Pumpspeichern zur Decken von Lastspitzen. Auffällig ist hier, dass an fast allen Tagen die Last unterdeckt bleibt, so dass in der betrachteten Woche täglich Strom importiert werden muss. Geht man davon aus, dass frühestens 2030 bzw. spätestens 2038 keine Kohle und Kernenergie⁴³ verstromt werden darf, wird sowohl die Anzahl der unterdeckten Stunden, als auch die residuale Last signifikant zunehmen.

Es stellt sich die Frage, wie die Bundesregierung gedenkt, dieser Entwicklung regulatorisch etwas entgegenzusetzen. Der bisherige Fokus auf den Ausbau von erneuerbaren Energien und der stufenweise Rückzug aus der Nutzung der Kernenergie sowie fossiler Brennstoffe ersetzt ausschließlich die installierte Leistung und adressiert nicht die Herausforderungen, welche die Volatilität erneuerbarer Energien an das Energiesystem stellt, wie Abbildungen 5.3 und 5.4 verdeutlichen.

Durch die von der EU angestoßene Reform des Binnenmarktes für Elektrizität wird auch die – von bisherigen Bundesregierungen abgelehnte – Einführung eines Kapazitätsmarktes in Deutschland diskutiert. Eine Kraftwerksstrategie des BMWK wurde – Stand November 2023 – zwar angekündigt, aber noch nicht detailliert ausgearbeitet. Der Fokus liegt auf Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbarem Wasserstoff (Wasserstoff-Sprinterkraftwerke), innovativen Konzepten mit wasserstoffbasierten Stromspeichern mit dem Fokus auf die Rückverstromung, sowie konvertierbaren Kraftwerken mit perspektivischem Einsatz von Wasserstoff. Diese sollen zunächst mit Erdgas betrieben und sukzessive auf Wasserstoff umgerüstet werden. Eine entsprechende Strategie für Energiespeicher wird von Industrie und Verbänden gefordert.

⁴³ Der Kernenergieausstieg hat am 15. April 2023 stattgefunden.

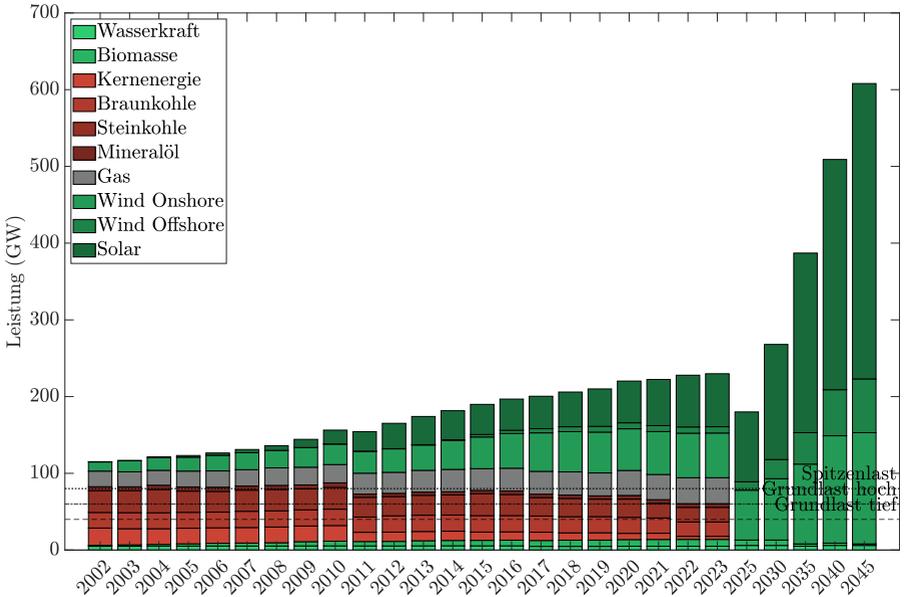


Abbildung 5.3: Installierte Leistung in Deutschland inkl. Projektion, eigene Darstellung nach [96] und [7]

Zwar ist die installierte Leistung zwischen 2002 und 2023 um das 1,5-fache gestiegen und die Spitzenlast um das über dreifache überdeckt (s. Abbildung 5.3), die gesicherte Leistung hat jedoch abgenommen (s. Abbildung 5.4). Diese ist als diejenige Leistung definiert, die mit einer Wahrscheinlichkeit von mehr als 99,5 % bereitgestellt werden kann. Bei Laufwasserkraftwerken wird Mindererzeugung durch Niedrigwasser oder Revisionen berücksichtigt, während bei Windenergie kalkuliert wird, mit welcher Leistung trotz weitgehender Windflaute gerechnet werden kann [4]. So werden in der Literatur Werte zwischen 1 - 10 % für Windkraft angegeben [61]. Für die Berechnung der gesicherten Leistung in Abbildung 5.4, wurden durchschnittlich 5 % für On- und Offshore Windkraft angenommen, während die gesicherte Leistung von Photovoltaik 0 % beträgt.

Es wird deutlich, dass die volatilen erneuerbaren Energien einen vernachlässigbar kleinen Beitrag zur gesicherten Leistung liefern. Diese wird hauptsächlich

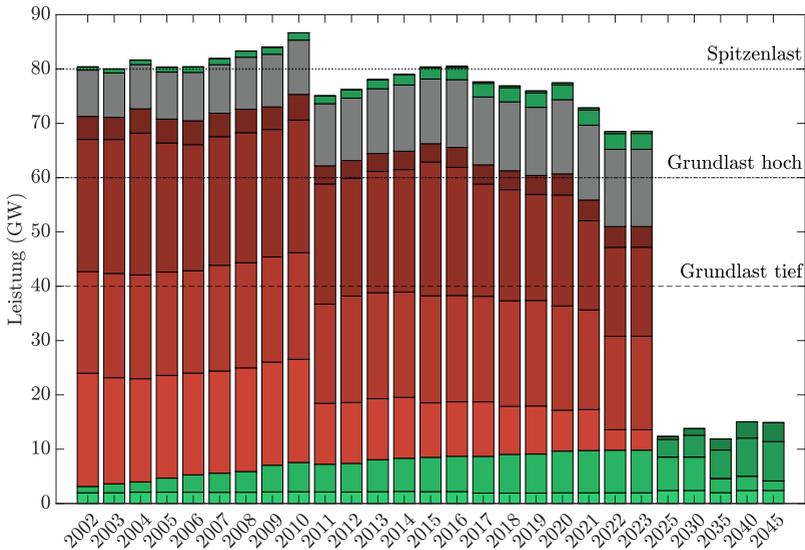


Abbildung 5.4: Gesicherte Leistung in Deutschland inkl. Projektion, eigene Darstellung nach [96] und [7]

von Laufwasserkraftwerken und Biomasse bereitgestellt. Schon heute ist die Spitzenlast von der gesicherten Leistung unterdeckt. Fallen die fossil-thermischen Kraftwerke mittelfristig weg, wird es eine große Differenz zwischen minimaler Jahresgrundlast und gesicherter Leistung geben.

Zusätzlich stellt die Transformation der installierten Leistung durch volatile, dezentrale Anlagen das Energiesystem vor weitere Herausforderungen: Die Transformation des Übertragungs- und Verteilnetzes, sowie die zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch. Vor der Marktliberalisierung war das Energiesystem durch Monopole geprägt, in welchen der jeweilige Energieversorger für die Deckung der Last in seinem Monopolgebiet zuständig und das Übertragungsnetz darauf ausgelegt war, den Strom von den wenigen zentralen Großkraftwerken in die Lastzentren zu leiten. Die Erzeugung aus fossil-thermischen Kraftwerken war plan- und steuerbar, die Last vorhersehbar,

so dass Überschüsse lediglich aus wirtschaftlichen Gründen zu Nachtzeiten anfielen und in Pumpspeichern zwischengespeichert werden konnten.

Die nach der Jahrtausendwende zugebauten volatilen Erzeugungsanlagen sind geografisch an Windaufkommen und Sonneneinstrahlung gebunden und in vielen dezentralen Einheiten über das liberalisierte Gebiet verteilt. Die Erzeugungsgebiete sind mitunter weit von den und Übertragungsleitungen Lastzentren entfernt, so dass die Leistung vom Verteilnetz in das Übertragungsnetz und wieder zurück geleitet werden muss, was höhere Anforderungen an die Netze stellt. Die größte Herausforderung besteht jedoch darin, neben der räumlichen Entkopplung zwischen Erzeugung und Verbrauch, diese auch zeitlich zu entkoppeln. Die Diskrepanz zwischen Stromerzeugung und -bedarf wird kritischer, je mehr fossil-thermische Kraftwerke vom Netz gehen. Energiespeicher sind prädestiniert dafür, einen signifikanten Beitrag zur Lösung des Problems beizutragen, sind aber durch regulatorische Hemmnisse beeinträchtigt.

5.2 Funktionsweise des Strommarkts

Die für den Handel mit Strom wichtigste Besonderheit ist, dass er prinzipiell nicht speicherbar ist. Eine Unterproduktion zum Zeitpunkt t kann nicht durch entsprechende Überproduktion zum Zeitpunkt $t + 1$ kompensiert werden. Der Endkunde kann nur eingeschränkt auf aktuelle Marktbedingungen reagieren, so dass der Handel stark von den vorherrschenden Produktionsbedingungen abhängig ist. Der zeitlichen Kategorien im deutschen Stromhandel ist in Abbildung 5.5 dargestellt. Die Märkte mit der längsten Vorlaufzeit sind börsliche und außerbörsliche Terminmärkte. Der Hauptteil dieser Terminmärkte erfolgt bilateral (over the counter) zwischen den Marktteilnehmern. Der Vorteil im OTC-Handel besteht darin, dass spezifische Lastprofile abgesichert und verkauft, nicht aber im börslichen Handel abgebildet werden können. Am börslichen Terminmarkt werden zukünftige Stromlieferungen gehandelt (futures), bei denen zwischen Monats-, Quartals- und Jahresfutures sowie Base- und Peak-Futures unterschieden wird. Base-Futures verpflichten zur kontinuierlichen Lieferung über einen spezifizierten Zeitraum, während Peak-Futures nur die Hauptzeit zwischen 8 bis 20 Uhr werktags umfassen [156]. Neben dem Terminmarkt

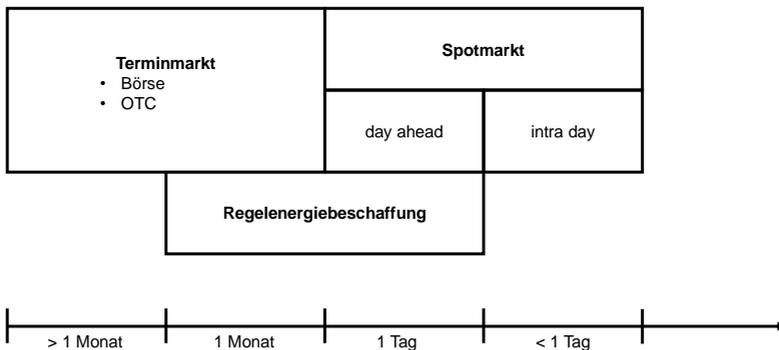


Abbildung 5.5: Funktionsweise Strommärkte (eigene Darstellung nach [156, S. 255])

gibt es zwei Spotmärkte: Den Day-Ahead- und den Intraday-Markt. Wie der Name vermuten lässt, werden am Day-Ahead-Markt Lieferungen für den nachfolgenden Tag gehandelt. Anders als im Terminmarkt können auch einzelne Stunden gehandelt werden, darüber hinaus ist auch das Kontraktvolumen von 0,1 MW wesentlich geringer. Die Kauf- und Verkaufspreise werden für jede Stunde in Tabellenform an die Börse übertragen, woraus das „Clearing House“ des „European Energy Exchange“ (EEX) den markträumenden Preis für jede Stunde ermittelt. Unabhängig von der Höhe ihres Gebotes, erhalten alle Bieter, deren Angebot angenommen wurde, den markträumenden Preis. Im Intraday-Markt wird bis 45 Minuten vor der physischen Erfüllung gehandelt. Dieser ist jedoch weniger liquide als der Day-Ahead-Markt. Im Intraday-Markt werden nur diejenigen Mengen gehandelt, die aufgrund kurzfristiger Ereignisse zusätzlich nachgefragt oder angeboten werden können [156].

Zum Verständnis des markträumenden Preises, ist die Merit-Order in Abbildung 5.6 dargestellt. Diese orientiert sich an den niedrigsten Grenzkosten, also den Kosten, die für die letzte, zur Erfüllung der Gesamtnachfrage produzierte Stromeinheit entsteht. Entsprechend ist die Merit-Order unabhängig von den Fixkosten einer Stromtechnologie und wird maßgeblich von den variablen Kosten (Brennstoff und Treibhausgas-Zertifikate) bestimmt. Der erwähnte markträumende Preis ist die Schnittstelle von Angebot und Nachfrage und wird durch das Kraftwerk mit den teuersten Grenzkosten – dem Grenzkraftwerk – gesetzt, welches den Markträumungspreis erhält. Unabhängig von ihrem Gebot erhalten alle Kraftwerke denselben markträumenden Preis für ihre Einspeisung. Über die Jahre wurden Treibhausgas-Preise eingeführt, die fossilen Strom verteuern und einen Anreiz für treibhausgasneutrale Stromerzeugungsarten darstellen sollen.

Durch die geringen bis fehlenden variablen Kosten der volatilen erneuerbaren Energien sinken die Stromproduktionskosten, je mehr erneuerbare Energien an das Netz angeschlossen werden. Diese verdrängen insbesondere die Spitzenlastkraftwerke und Speicher, die von hohen Preisen in vergleichsweise wenigen Stunden pro Jahr leben. Das Merit-Order-Modell ist statisch und für die kurzfristige Strompreisbildung geeignet. Es berücksichtigt keine langfristigen Effekte wie Zubau und Stilllegung von Kraftwerken oder deren Fixkosten. Es stellt keinen Anreiz dar, Speicherkapazitäten frühzeitig aufzubauen, so dass sie verfügbar sind, wenn sie gebraucht werden. Anreize würden nur durch perspektivisch große Strompreisdifferenzen entstehen und Speicher zeitverzögert

zugebaut, was für das Energiesystem ein großes Problem werden kann [127]. Die

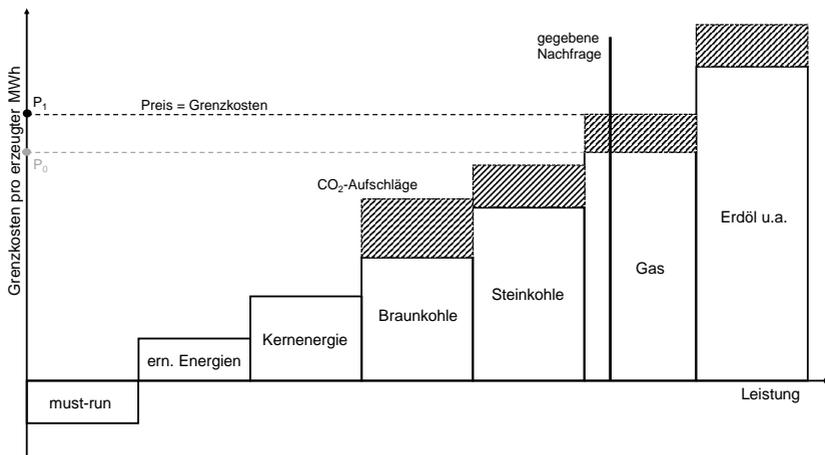


Abbildung 5.6: Merit Order, eigene Darstellung nach [156, S. 250]

Marktteilnehmer melden ihre Handelsaktivitäten und die sich daraus ergebenden Ein- und Auspeisungen in das Netz über Bilanzkreise an den Netzbetreiber. Die Übertragungsnetzbetreiber übernehmen nach Abschluss der Handelsaktivitäten die Kontrolle über das Netz. Ab diesem Zeitpunkt sind sie für den sicheren Netzbetrieb und somit auch für die Beschaffung und den Einsatz von Regelenergie zuständig. Diese wird benötigt, wenn Einspeisung und Entnahme voneinander abweichen. Ursachen hierfür sind bspw. ungeplante Kraftwerksausfälle, Lastprognosefehler und nicht antizipierte Schwankungen volatiler Erzeugung. Als Konsequenz dieser Abweichungen schwankt die Netzfrequenz. Um die Netzfrequenz auf den Sollwert von 50 Hz zu regeln, muss der jeweilige Übertragungsnetzbetreiber Regelenergie zur Netzstabilisierung kontrahieren. Da er als regulierter Monopolist keine eigenen Erzeugungskapazitäten besitzen darf, erfolgt die Beschaffung von Regelenergie über Regelenergieauktionen, deren Produkte in Abbildung 5.7 dargestellt sind [156].

Die Momentanreserve wird dabei nicht marktlich beschafft, sondern wird inhärent durch die großen rotierenden Massen der Generatoren am Netz bereitgestellt, welche perspektivisch signifikant abnehmen werden, da diese bisher hauptsächlich in thermischen Großkraftwerken vorhanden sind. Die

Primärregelleistung wird automatisch kontrahiert und muss innerhalb von 5 - 30 Sekunden vollständig aktiviert sein und mindestens 15 Minuten zur Verfügung stehen. Die Sekundärregelleistung muss innerhalb von 5 - 15 Minuten ab Auftreten der Störung vollständig verfügbar sein. Die Minuten- oder Tertiärregelleistung löst die Sekundärregelleistung ab, wird manuell zugeschaltet und bleibt eine Stunde ab dem Auftreten der Störung aktiv. Anschließend geht die Verantwortung für die Netzstabilität wieder an den Bilanzkreisverantwortlichen über [156].

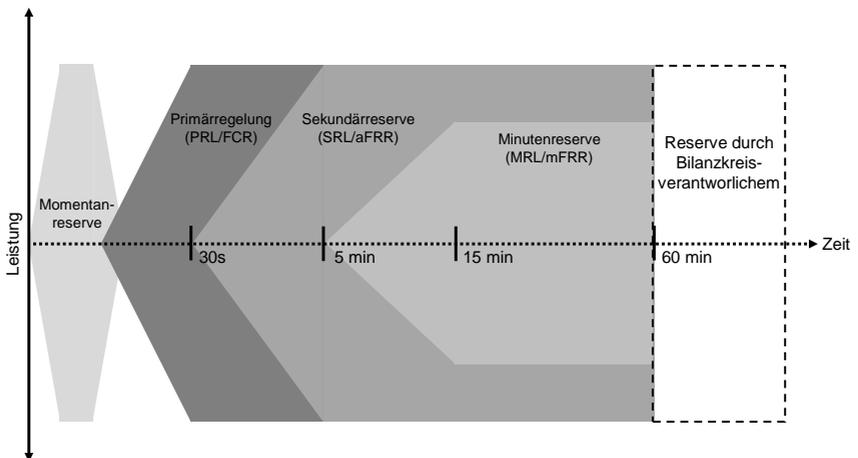


Abbildung 5.7: Funktionsweise Regelleistungsmarkt, eigene Darstellung nach [127]

Das Energiesystem von heute befindet sich in einer Zäsur: Das über ein Jahrhundert gewachsene Elektrizitätssystem aus zentralen, fossil-thermischen Großkraftwerken mit hoher gesicherter Leistung und die Übertragung von Strom über große Distanzen in die Lastzentren der Monopolgebiete geht fließend in ein dezentrales, erneuerbares Energiesystem mit hohen Volatilitäten und geringer gesicherter Leistung über. Dies erfordert auch ein regulatorisches Umdenken, da die bisherige Regulierung nur unzureichend die Erfordernisse der Zukunft abbildet.

Durch die Subventionierung und den Einspeisevorrang erneuerbarer Energien den Einspeisevorrang wurden viele Spitzenlastkraftwerke aus der Wirtschaftlichkeit gedrängt, die eigentlich dafür prädestiniert waren, die residuale Last zu decken. Da bisher noch genügend fossil-thermische Großkraftwerke am Netz sind, konnte die Erzeugungslücke weiterhin gedeckt werden. Mit dem Kernenergie- und Kohleausstieg wird dies in Zukunft nicht mehr möglich sein. Der schnelle Zubau großer Leistungen aus erneuerbaren Energien bei gleichzeitigem Weiterbetrieb des fossil-thermischen Kraftwerksparks hat die Strompreise im Allgemeinen und die Strompreisdifferenzen im Speziellen gedämpft, so dass auch kein Bedarf bestand, diese bspw. durch Energiespeicherung zu nutzen. Durch den sukzessiven Rückgang der thermischen Großkraftwerksleistung wird offensichtlich, dass der bisherige „energy only“ Markt für die Herausforderung eines vollständig erneuerbaren Energiesystems nicht mehr geeignet ist. Die Vergütung der reinen Stromlieferung reizt weder den Bau von Spitzenlastkraftwerken mit den geringsten Einsatzzeiten und höchsten tendenziell höchsten Kosten an, noch die bedarfsgerechte Einspeisung von Strom aus volatilen Erzeugungsanlagen. Es ist eine offene Frage, ob die residuale Last hauptsächlich von Importen aus dem europäischen Ausland, Energiespeicherung oder „demand side management“ gedeckt wird. Die Herausforderungen bestehen nicht nur auf der Seite der Stromerzeugung, sondern auch des Übertragungsnetzes und den dadurch verursachten Kosten, wie nachfolgend ausgeführt wird.

5.3 Letztverbraucherabgaben und Netznutzungsentgelte

Das deutsche Energierecht unterschied die meiste Zeit lediglich zwischen Erzeugungsanlage, Übertragung und Letztverbrauchern [18, §3]. Durch den Beschluss des Kartellsenats des Bundesgerichtshofs EnVR⁴⁴ 56/08, vom 17. November 2009, wurde verfügt, dass „Betreiber eines Pumpspeicherkraftwerks, der für dessen Betrieb aus dem Netz Strom entnimmt, [...] Letztverbraucher i.S. des §3 Nr. 25 EnWG und damit entgeltpflichtiger Netznutzer nach §14 Abs. 1 Satz 1 StromNEV“ seien. Mit diesem Urteil sind Energiespeicher prinzipiell als Letztverbraucher eingestuft, so dass sie im Fall des Strombezugs aus dem Netz grundsätzlich sämtliche Ablagen, Umlagen und Netzentgelte zahlen müssen. Auf Druck der EU, Energiespeicher als eigenständiges Element des Elektrizitätssystems zu definieren, wurde am 16. Juli 2021 das „Gesetz zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht“ verabschiedet, der zum ersten Mal den Begriff „Energiespeicheranlage“ in das Energiewirtschaftsgesetz eingeführt hat. Abweichend von der Definition der EU, hat der Gesetzgeber in Deutschland am Verbrauchsbegriff festgehalten. Demnach sind Energiespeicheranlagen „Anlagen, die elektrische Energie zum Zwecke der elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Zwischenspeicherung verbrauchen und als elektrische Energie erzeugen oder in einer anderen Energieform wieder abgeben“⁴⁵. Durch das Festhalten am Verbrauchsbegriff musste am Letztverbraucherstatus von Energiespeichern nichts geändert werden. Am 11. November 2023 wurde das Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Zusammenhang mit dem Klimaschutz-Sofortprogramm und zu Anpassungen im Recht der Endkundenbelieferung verabschiedet, der einem etwaigen Klageverfahren der EU aufgrund unsachgemäßer Umsetzung der Energiespeicherdefinition vorgriff und den vorgeschlagenen Wortlaut der EU übernahm. Demnach ist eine Energiespeicheranlage ab dem 01.07.2023 eine „Anlage in einem Elektrizitätsnetz, mit der die endgültige Nutzung elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt als den ihrer Erzeugung verschoben wird oder mit der

⁴⁴ EnVR ist ein Registerzeichen des Bundesgerichtshofs und wird für Rechtsbeschwerden in energiewirtschaftlichen Verwaltungssachen nach EnWG verwendet.

⁴⁵ Diese Definition ist in der aktuellen Version des EnWG gemäß dem Vorschlag der EU überarbeitet worden.

die Umwandlung elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform, die Speicherung solcher Energie und ihre anschließende Rückumwandlung in elektrische Energie oder Nutzung als ein anderer Energieträger erfolgt“ [18, §3 Nr. 15d].

Es ist davon auszugehen, dass die Abgaben, Umlagen und Entgeltsituation angepasst werden, jedoch nicht absehbar, wie dies konkret ausgestaltet wird⁴⁶.

5.3.1 Letztverbraucherabgaben

Nachfolgend werden die Letztverbraucherabgaben aufgelistet und beschrieben. Seit dem 01. Juli 2023 gilt die Definition für Energiespeicheranlagen, so dass Energiespeicher seitdem ein eigenständiges Element des Energiesystems sind und bei Strombezug nicht mehr als Letztverbraucher eingestuft werden. Die Regulatorik hinsichtlich Letztverbraucherabgaben und Netzentgelten wurde bis dato nicht angepasst, so dass an dieser Stelle der bisherige Status Quo beschrieben wird.

EEG-Umlage

Das Ziel der EEG-Umlage ist es, die zu großem Anteil fossil-nukleare Stromversorgung zu einer nachhaltigen und treibhausgasneutralen Stromversorgung zu transformieren, die vollständig auf erneuerbaren Energien beruht. Dafür soll bis zum Jahr 2030 mindestens 80 % des Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Energien erzeugt werden. Der Ausbau der erneuerbaren Energien soll stetig, kosteneffizient, umwelt- und netzverträglich erfolgen. Die Anlagenbetreiber erhalten pro eingespeister Menge Strom eine feste Vergütung für einen festgelegten Zeitraum, die aus der EEG-Umlage gezahlt wird.

Die EEG-Umlage ist von jedem Letztverbraucher zu zahlen. Bevor Energiespeicheranlagen im EnWG definiert wurden, galten sie – im Falle des Strombezugs aus dem Netz – als Letztverbraucher und waren grundsätzlich zur Zahlung der EEG-Umlage verpflichtet. Durch den §611 EEG wurden sie befreit: „Für Strom, der in einem Kalenderjahr zum Zweck der Zwischenspeicherung in einem

⁴⁶ Stand: November 2023

elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher verbraucht wird, verringert sich der Anspruch auf Zahlung der EEG-Umlage in diesem Kalenderjahr in der Höhe und in dem Umfang, in der die EEG-Umlage für Strom, der mit dem Stromspeicher erzeugt wird, gezahlt wird, höchstens aber auf null.“ [22, §611] Eine Voraussetzung für die Befreiung ist Maßgabe, dass sämtliche Strommengen mess- und eichrechtskonform erfasst werden.

KWK-Umlage

Das Ziel der KWK-Umlage ist die Erhöhung der Nettostromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auf 110 TWh bis zum Jahr 2020 sowie auf 120 TWh bis zum Jahr 2025 im Interesse der Energieeinsparung sowie des Umwelt- und Klimaschutzes. Das Gesetz regelt die Abnahme von KWK-Strom aus fossilen Brennstoffen, sowie die Zahlung von Zuschlägen durch die Netzbetreiber. Zwischengespeicherter Strom ist ebenfalls von der KWK-Umlage befreit, der §27b verweist explizit auf den §611 des EEG [26, §27b].

Offshore-Netzumlage (ehemals Offshore-Haftungsumlage)

Mit den Einnahmen aus der Offshore-Haftungsumlage (ab 2019 Offshore-Netzumlage) wurden die Kosten aus Entschädigungen bei Störungen oder Verzögerung der Anbindung von Offshore-Anlagen sowie die Kosten aus der Errichtung und dem Betrieb der Offshore-Anbindungsleitungen gedeckt. Die seinerzeit unbekanntenen Risiken von Offshore-Windkraftanlagen wurden so auf die Letztverbraucher umgelegt. In §17f Abs. 5 des EnWG ist geregelt, dass die Netzbetreiber berechtigt sind, die Kosten für die geleistete Entschädigungszahlen gegenüber Letztverbrauchern geltend zu machen. Anzuwenden sind die §26a bis 28 und damit auch §27b des KWKG, welcher auf §611 des EEG verweist. Der Verweis auf den Verweis befreit Energiespeicher von der Zahlung der Offshore-Netzumlage [27].

Abschaltbare Lasten Umlage

Durch die Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) §18 haben die Übertragungsnetzbetreiber die Möglichkeit Ausschreibungen

durchzuführen an der Anbieter teilnehmen können, die zuverlässig ihre Verbrauchsleistung auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber reduzieren können. Die Kosten für die Bereitstellung und das Abschalten der Last werden über die AbLaV-Umlage gedeckt. Auch auf diese Umlage verweist auf §27b KWKG, welcher wiederum auf §611 EEG verweist und Energiespeicher von der Umlage befreit [28].

Stromsteuer

Mit der Stromsteuer wird der Verbrauch von elektrischem Strom innerhalb des deutschen Steuergebiets besteuert. Die Verbrauchssteuer sollte bei ihrer Einführung 1999 den Anreiz schaffen, den Stromverbrauch zu verringern. In §5 Abs. 4 ist geregelt, dass stationäre Batteriespeicher von der Stromsteuer befreit sind. In §9 Abs. 1 Nr. 2 ist Strom, der zur Stromerzeugung entnommen wird, von der Steuer befreit. In §12 Abs. 1 Nr. 2 StromStV werden darunter explizit auch „Pumpspeicherkraftwerke zum Fördern der Speichermedien zur Erzeugung von Strom im technischen Sinne“ verstanden. Wasserstoffspeicher sind nicht explizit genannt, es ist jedoch davon auszugehen, dass sie ebenfalls gemeint sind [19].

Konzessionsabgabe

In der Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas (KAV) werden die Entgelte festgelegt, die Energieversorgungsunternehmen „für die Einräumung des Rechts zur Benutzung öffentlicher Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen, die der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet mit Strom und Gas dienen“ (§1 Abs. 2 KAV) zu zahlen haben. Da Energiespeicher bisher als Letztverbraucher eingestuft waren, mussten sie grundsätzlich Konzessionsabgaben entrichten. Da allerdings davon ausgegangen werden kann, dass Großspeicher das kommunale Stromnetz nicht nutzen, da sie direkt in das Hoch- oder Höchstspannungsnetz einspeisen, wird angenommen, dass Energiespeicher keine Konzessionsabgaben entrichten müssen [21].

Umlage für Sonderformen der Netznutzung

Nach der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) können Letztverbraucher ein individuelles Netzentgelt gemäß §19 Abs. 2 Satz 1 bzw. Satz 2 StromNEV beantragen. Mit individuellen Netzentgelten sollen stromintensive Unternehmen von Netzentgelten entlastet oder befreit werden. Von der Umlage befreit sind ebenfalls Anlagen zur Wasserstoffelektrolyse. Die Betreiber von Übertragungsnetzen sind verpflichtet, die durch diese verringerten individuellen Netzentgelte entgangenen Erlöse, nachgelagerten Betreibern von Verteilnetzen zu erstatten. Ultimativ werden die entgangenen Erlöse als Aufschlag auf die Netzentgelte anteilig auf alle Letztverbraucher umgelegt. In §19 Abs. 2 Satz 15 befindet sich ein Verweis auf das KWKG, sodass Energiespeicher von dieser Umlage befreit sind [25].

5.3.2 Netznutzungsentgelte

Zwar gehören Netznutzungsentgelte zur Untermenge von Abgaben, die ein Letztverbraucher zu entrichten hat, sind jedoch nicht an den Status als Letztverbraucher geknüpft, sondern an den Zugang zum und die Nutzung des Übertragungsnetzes. Mit §24 EnWG wird die Bundesregierung ermächtigt, mit Zustimmung des Bundesrates die Bedingungen für den Netzzugang sowie die Bestimmung der Netzentgelte für den Netzzugang festzulegen. Die Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (StromNEV) stellt die Methoden zur Ermittlung der Netzentgelte dar (s. Kapitel 5.3.3).

In §118 Abs. 6 des EnWG ist festgelegt, dass neu errichtete Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie, die ab dem 04. August 2011 innerhalb von 15 Jahren in Betrieb genommen werden, für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme von Netzentgelten befreit. Davon begünstigt sind vor allem Batteriespeicher, da ihr Bau gefördert und das Planungs- und Genehmigungsverfahren einfacher ist (s. Kapitel 5.5.1). Im nachfolgenden Satz wird geregelt, dass Pumpspeicherkraftwerke, deren Pump- oder Turbinenleistung um mindestens 7,5 % oder die speicherbare Energiemenge um mindestens 5 % erhöht wird, für 10 Jahre von Netzentgelten befreit werden.

Sofern ein Energiespeicher nicht von den Befreiungstatbeständen gebrauch macht, ist er verpflichtet, Netznutzungsentgelte zu zahlen. Die Netznutzungsentgelte werden vom Übertragungsnetzbetreiber jährlich neu ermittelt und veröffentlicht. Aufgrund der historisch gewachsenen Situation in Deutschland, gibt es im Unterschied zu anderen europäischen Ländern nicht einen, sondern vier Übertragungsnetzbetreiber und entsprechend der Kosten des jeweiligen Übertragungsnetzes vier unterschiedliche Preisblätter. Da alle Energiespeicher in dieser Arbeit in Baden-Württemberg stehen, wird die Untersuchung der Netznutzungsentgelte für dieses Szenario untersucht.

$$K_{\S 19(2)} = 0,2 \cdot [E \cdot AP + P \cdot LP]_{<2.500h} \quad (5.1)$$

Grundsätzlich setzen sich die Netznutzungsentgelte aus einem Arbeits- und einem Leistungspreis (AP bzw. LP) zusammen (s. Gleichung 5.1). Dabei wird die entnommene Maximalleistung (P) pro Jahr mit einem Leistungspreis (LP) multipliziert. Die entnommenen Strommenge (E) wird mit einem Arbeitspreis (AP) multipliziert und mit der Leistungskomponente (P*LP) addiert. Sofern gewährleistet ist, „dass der Höchstlastbeitrag eines Letztverbrauchers vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht, so haben Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen diesem Letztverbraucher in Abweichung von § 16 ein individuelles Netzentgelt anzubieten, das dem besonderen Nutzungsverhalten des Netzkunden angemessen Rechnung zu tragen hat und nicht weniger als 20 Prozent des veröffentlichten Netzentgeltes betragen darf.“ [§19 Abs. 2 StromNEV]

In der Praxis veröffentlicht der Übertragungsnetzbetreiber Hochlastzeitfenster, in denen die zu entnehmende Leistung gedrosselt werden muss, sofern man von den reduzierten, individuellen Netzentgelten profitieren möchte. Bei der TransnetBW befindet sich das Hochlastzeitfenster vom 01.09. - 28.02. tagsüber von 8:00 - 18:00 Uhr. In dieser Zeit darf ein Speicherbetreiber maximal 20 % seiner Maximalleistung entnehmen, um von den reduzierten Netzentgelten zu profitieren. In dem sich wandelnden Energiesystem ist nicht mehr gewährleistet, dass in dem Hochlastzeitfenster die Leistung tatsächlich gedrosselt werden muss. Mitunter gibt es Situationen, in der das Netz eine zusätzliche Leistungsaufnahme benötigt. Das Hochlastzeitfenster kann theoretisch den Beitrag von Energiespeichern in diesen Situationen limitieren, entsprechend ist es Gegenstand aktueller

Diskussionen. Sofern diese Einschränkung nicht eingehalten wird, muss das vollständige Netzentgelt entrichtet werden. In Tabelle 5.1 ist das Preisblatt der

Tabelle 5.1: Preisblatt Netznutzungsentgelte TransnetBW 2023

Benutzungsdauer	< 2.500h	≥ 2.500h
Leistungspreis [€/kW x Jahr]	11,85	72,49
Arbeitspreis [ct/kWh]	2,95	0,53

TransnetBW für das Jahr 2023 dargestellt. Da die zeitgleiche Jahreshöchstlast als der wesentliche Kostentreiber angesehen wird, wird neben dem Arbeits- und Leistungspreis auch bzgl. der Nutzungsdauer unterschieden. Anhand einer Gleichzeitigkeitsfunktion ordnet der Netzbetreiber jedem Netznutzer einen Gleichzeitigkeitsgrad zwischen 0 und 1 zu. Die Gleichzeitigkeit gibt die Wahrscheinlichkeit wieder, mit welchem Anteil die individuelle Einzelhöchstlast eines Netznutzers an der zeitgleichen Jahreshöchstlast der Netzebene beteiligt ist. Die Gleichzeitigkeitsfunktion wird durch zwei Gerade beschrieben, die sich in einem Knickpunkt schneiden. Dieser Knickpunkt definiert den Wechsel zwischen den Entgelten und wird grundsätzlich auf 2.500 h pro Jahr festgelegt. Dies entspricht der grundlegenden Idee, dass Netznutzer, die mit ihrer individuellen Jahreshöchstlast mit einer hohen Wahrscheinlichkeit zum Zeitpunkt der Jahresnetzhöchstlast beteiligt sind, einen hohen Leistungsanteil zahlen müssen [46]. Dies ist insofern wichtig, als dass mit §19 Abs. 4 StromNEV eine Alternative Methode zur Ermittlung der Netznutzungsentgelte eingeführt wurde, welche in Gleichung 5.2 dargestellt ist.

$$K_{§19(4)} = 0,2 \cdot (1 - \eta) \cdot P \cdot LP_{\geq 2.500h} \quad (5.2)$$

Demnach entfällt der Arbeitspreis und die Netzentgelte sind nur auf den Wirkungsgradverlust $(1 - \eta)$ des Energiespeichers zu entrichten. Mit dem Argument, dass der Anlagenbetreiber nun nicht mehr auf die entnommene Strommenge achten muss und nach einmaliger Volllast eine „flatrate“ hat, wurde der Leistungspreis für eine Benutzungsdauer von über 2.500 Stunden angenommen. Der Gesetzgeber argumentierte weiter, dass Energiespeicher durch diese flatrate einen Anreiz bekämen, verstärkt eingesetzt zu werden und eine höhere Nutzungsdauer erreichen. Nach Gleichung 5.2 steigt der Leistungspreis für eine

Energiespeicheranlage um das ca. siebenfache, und damit auch die notwendigen Erlöse um die gestiegenen Kosten zu kompensieren. Desweiteren sind Energiespeicher i.d.R. von anderen Faktoren wie Strompreisschwankungen oder dem Kraftwerksportfolio eines Energieversorgers abhängig, so dass Energiespeicher in der Realität meist keine 2.500 Strombezugsstunden haben.

Die als Verbesserung gedachte alternative Methode zur Berechnung von Netznutzungsentgelten wurde von keinem Anlagenbetreiber angewandt, so dass diese im Nachhinein um die Möglichkeit erweitert wurde, ebenfalls eine Reduktion auf 20 % der Kosten zu erwirken, sofern sich der Anlagenbetreiber an die Hochlastzeitfenster hält. Die ursprünglich als flatrate angedachte Methode wird auf 20 % Volllastbezug eingeschränkt [70].

Entwicklung der Netznutzungsentgelte

Zum besseren Verständnis sollen nachfolgend die in Abschnitt 5.3.2 erläuterten Konstrukte zur Berechnung der Netznutzungsentgelte visualisiert werden. In Abbildung 5.8 sind die Netznutzungsentgelte nach §19 Abs. 2 und Abs. 4 EnWG für alle untersuchten Speicher dargestellt. Es sind zwei Trends zu erkennen: Zum einen sind die Netznutzungsentgelte in der vergangenen Dekade sukzessive angestiegen und zum anderen sind sie theoretisch stark vom Wirkungsgrad der Anlage abhängig. Vergleicht man die Ergebnisse für die Netznutzungsentgelte gemäß §19 Abs. 2 EnWG, so ist festzustellen, dass die Netznutzungsentgelte umso geringer sind, je höher der Wirkungsgrad des Speichers, da im Verhältnis zur ausgespeicherten elektrischer Energie weniger elektrische Energie eingespeichert werden muss. Eine ähnliche Tendenz ist bei der Berechnung der Netznutzungsentgelt zu beobachten, die nach §19 Abs. 4 EnWG ermittelt wurden. Hier wird der Einfluss des Wirkungsgrades besonders deutlich, da kein Arbeitspreis anfällt, die Leistung aller Energiespeicher einheitlich 200 MW beträgt und den Leistungspreis und den Wirkungsgradverlust Netznutzungsentgelte zu zahlen ist. Der Gesetzgeber hat in diesem Fall festgelegt, dass der Leistungspreis für mehr als 2.500 Nutzungsstunden pro Jahr angelegt wird, der in den letzten Jahren zwischen 6 - 10 mal so hoch war, als der Leistungspreis für weniger als 2.500 Nutzungsstunden. Der vom Gesetzgeber ursprünglich als „flatrate“ angedachte §19 Abs. 4 sollte eine Verbesserung darstellen, so dass dieser davon ausging, dass Energiespeicher mehr als 2.500 h im Jahr eingesetzt werden. Da für Arbitragegeschäfte der Strom auch wieder

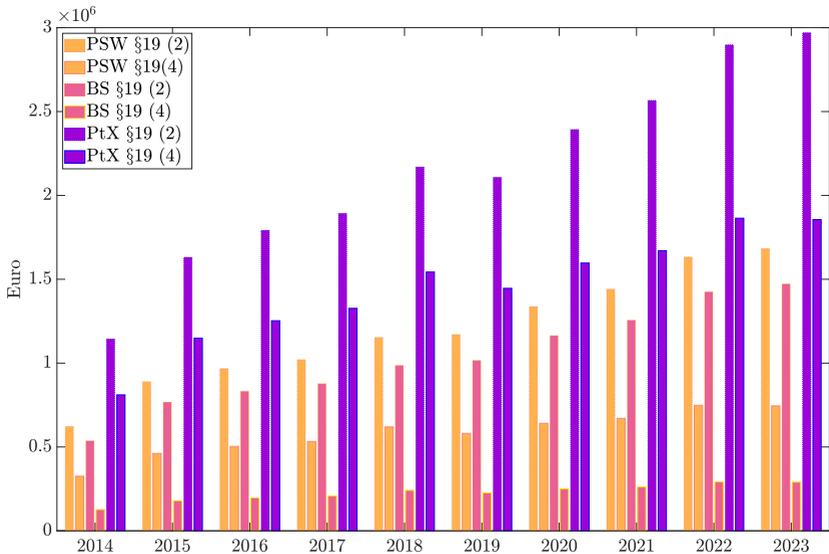


Abbildung 5.8: Berechnung der Netznutzungsentgelte für fiktive Energiespeicher

am Markt verkauft werden muss, würden die Anlagen in dieser Logik mehr als 5.000 h pro Jahr in Betrieb sein. Das wäre für eine Spitzenlastanlage in etwa so viele Nutzungsstunden pro Jahr wie für ein Grundlastkraftwerk. Da dieser Ansatz dem Einsatzzweck von Energiespeichern widerspricht und es auch nicht so viele verwertbaren Strompreisdifferenzen im Jahr gibt, geht dieser Ansatz an der Realität vorbei. Der Gesetzgeber hat deshalb die Möglichkeit eines netzdienlichen Betriebs unter Beachtung der Hochlastzeitfenster, ähnlich wie im §19 Abs. 4, eingeräumt. Die ursprünglich als „flatrate“ konzipierte Berechnung der Netznutzungsentgelte, führt dazu, dass während sechs Monaten im Jahr wochentags in 10 von 24 Stunden nur maximal 20 % der Bezugsleistung abgerufen werden darf. Der ursprüngliche Zweck ist damit nicht nur logisch nicht zu erreichen, sondern auch regulatorisch nicht.

5.3.3 Berechnung von Letztverbraucherabgaben für beispielhafte Energiespeicher

Um die Belastung der in Kapitel 4 vorgestellten Energiespeichertechnologien hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit zu verdeutlichen, wird nachfolgend die jährliche Belastung mit Letztverbraucherabgaben und Netznutzungsentgelten veranschaulicht. Es wird hierbei davon ausgegangen, dass jeder Speicher eine Leistung von 200 MW hat und jährlich 152.315 MWh ausspeichert. Anhand der Wirkungsgrade der einzelnen Energiespeicher wird die einzuspeichernde Strommenge berechnet. Die nominelle Leistung des Energiespeichers ist für die Berechnung des Leistungspreises bei den Netznutzungsentgelten von Bedeutung, während aus der pro Jahr entnommenen Strommenge sowohl den Arbeitspreis für die Netznutzungsentgelte als auch alle Letztverbraucherabgaben kalkuliert werden.

Nachfolgend wird davon ausgegangen, dass alle Energiespeicher verpflichtet sind, die vollen Letztverbrauchabgaben und Netznutzungsentgelte zu zahlen. Bei letzterem wird davon ausgegangen, dass die Berechnung der Netznutzungsentgelte nach §19 Abs. 2 StromNEV die günstigere Variante ist und von der Reduktion auf 20 % bei Berücksichtigung der Hochlastzeitfenster⁴⁷ gebrauch gemacht wird. Des weiteren sind keine Befreiungstatbestände für einzelne Energiespeicher berücksichtigt. Die Ergebnisse sind in Abbildung 5.9 dargestellt. Es wird deutlich, dass die Letztverbraucherabgaben im letzten Jahrzehnt sukzessive gestiegen sind. Die EEG-Umlage stellt dabei die größte Einzelposition dar. Im Jahr 2022 wurde die EEG-Umlage durch die Bundesregierung zunächst reduziert, ehe sie im Jahr 2023 gänzlich abgeschafft wurde, wodurch die Reduktion der Letztverbraucherabgaben in diesen Jahren zu erklären ist. Weiterhin ist zu erkennen, dass die Kosten für die Übertragungsnetze gestiegen sind, da die zu zahlenden Netznutzungsentgelte bei allen Speichern sukzessive steigen. Dies wird bspw. durch das gestiegene Volumen an notwendiger Regelenergie in den Regelzonen verursacht. Da es zwei Möglichkeiten gibt, die Netznutzungsentgelte eines Energiespeichers zu berechnen, ist das jeweils günstigere Modell ausgewählt worden. Die funktionelle Einheit der untersuchten Energiespeicher ist die ausgespeicherte elektrische Energie.

⁴⁷ Hochlastzeitfenster liegen ausschließlich an Werktagen vor. Wochenenden und Feiertage sind Schwachlastzeiten. Die Hochlastzeitfenster für Baden-Württemberg sind zwischen 8 - 18 Uhr, jeweils gültig vom 01.09. - 28.02.

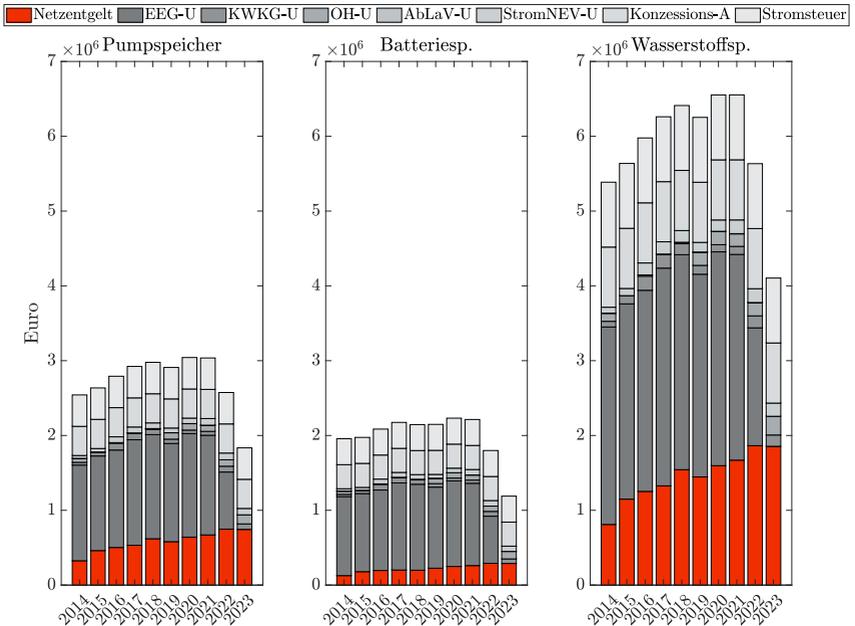


Abbildung 5.9: Letztverbraucherabgaben für die untersuchten Energiespeicher

Diese wurde einheitlich festgelegt, so dass die einzuspeichernde elektrische Energie maßgeblich vom Wirkungsgrad des Energiespeichers abhängt. Dementsprechend ist dieser die wesentliche Einflussgröße bei der Berechnung der Letztverbraucherabgaben. Je geringer der Wirkungsgrad eines Energiespeichers, desto höher ist die einzuspeichernde elektrische Energie für eine fest definierte auszuspeichernde elektrische Energie, desto größer die zu zahlenden Letztverbraucherabgaben. Deutlich wird dies beim Wasserstoffspeicher, welcher mit 36 % den mit Abstand geringsten Wirkungsgrad aller Energiespeicher hat und dementsprechend die höchsten Letztverbraucherabgaben entrichten muss. Der Wirkungsgrad des Pumpspeichers ist mit 74,3 % besser und derjenige des untersuchten Batteriespeichers mit 90 % am höchsten. Der Batteriespeicher muss die geringsten Letztverbraucherabgaben entrichten. Schon heute sind Energiespeicher von allen Letztverbraucherabgaben befreit. Darüber hinaus sind neue Energiespeicher für 20 Jahre von Netznutzungsentgelten befreit,

während Pumpspeicher nach §118 Abs. 6 EnWG die Möglichkeit haben, für 10 Jahre von Netznutzungsentgelten befreit zu werden, in so fern sie ihre Leistung um 7,5 % oder ihre Kapazität um 5 % erhöhen.

Während ab dem Inkrafttreten der Energiespeicherdefinition im EnWG §3 Nr. 15d am 01.07.2023 Energiespeicher ein eigenständiges Element⁴⁸ des Energiesystems sind und gesetzlich keine Letztverbraucher mehr darstellen, ist davon auszugehen, dass die bisherigen Befreiungstatbestände in ein neues regulatorisches Rahmenwerk übernommen werden. Voraussichtlich anders gehandhabt werden zukünftig die Netznutzungsentgelte, die zwar eine Untermenge der Letztverbraucherabgaben sind, jedoch nicht an den Letztverbrauch gekoppelt sind, sondern an die Netznutzung, welche unabhängig vom Status als Energiespeicher berechnet wird. Im nachfolgenden Abschnitt wird näher auf diese Thematik eingegangen.

⁴⁸ Oftmals ist neben Erzeugung, Transport und Verbrauch von „vierter Säule“ die Rede

5.4 Ausblick: Letztverbraucherabgaben

Die Haltung der Bundesregierung ist – im mindesten – ambivalent. Während im Koalitionsvertrag der Bundesregierung aus dem Jahr 2021 konstatiert wird, dass es einer „raschen und umfassenden Reform der Finanzierungsarchitektur des Energiesystems“ bedarf, „die staatlich induzierten Preisbestandteile im Energiesektor grundlegend [zu] reformieren“ seien und „eine Reform der Netzentgelte“ vorangetrieben werden soll, die die Transparenz stärkt, die Transformation zur Klimaneutralität fördert und die Kosten der Integration der erneuerbaren Energien fair verteilt [150], ist von der Umsetzung dieser Ziele bisher wenig zu erkennen.

In einer Unterrichtung durch die Bundesregierung auf eine Anfrage des deutschen Bundestages vom 10. März 2023, in welcher u.A. ein Vorschlag zu unterbreiten sei, wie die Netzentgeltsystematik weiterentwickelt werden kann, verteidigt die Bundesregierung den status-quo der aktuellen Situation hinsichtlich der Berechnung der Netzentgelte und geht im Ergebnis davon aus, „dass die geltenden Vorgaben den Pumpspeicherbetreibern in der Regel eine unverzerrte Marktteilnahme ermöglichen.“ und sieht keinen „Anlass, diese Regelungen anzupassen.“ [70]

Die Bundesregierung hat zum einen erkannt, dass die Netzentgeltsystematik zu überarbeiten sei, ist aber gleichzeitig der Meinung, dass kein Anlass besteht, diese Regelungen anzupassen. Während die Trägheit rotierender Massen im deutschen Energiesystem sukzessive abnimmt, nimmt sie in der Bundesregierung zu. Obwohl die Energie- und Klimaziele wiederholt nicht erreicht werden und die von der EU-Kommission angestoßenen Reformen nur bei zu erwartenden Klageverfahren umgesetzt werden. Geschehen ist dies bei der Forderung, Energiespeicher als eigenständiges Element im Energiewirtschaftsgesetz zu definieren und den regulatorischen Rahmen für die zukünftig notwendigen Speicherkapazitäten zu schaffen.

Des Weiteren ist durch eine Reform der Netzentgelte und die Anpassung staatlich induzierter Preisbestandteile der Energiesektor an die Gegebenheiten der Zukunft anzupassen. Die in den Jahren 2019 - 2022 noch ausreichend am Netz vorhandenen Grundlastkraftwerke werden sukzessive vom Netz gehen. Zunächst die Kernkraftwerke im Jahr 2023 und spätestens 2038, eher 2030 alle Kohlekraftwerke. Die Notwendigkeit, volatile Erzeugung an den Verbrauch

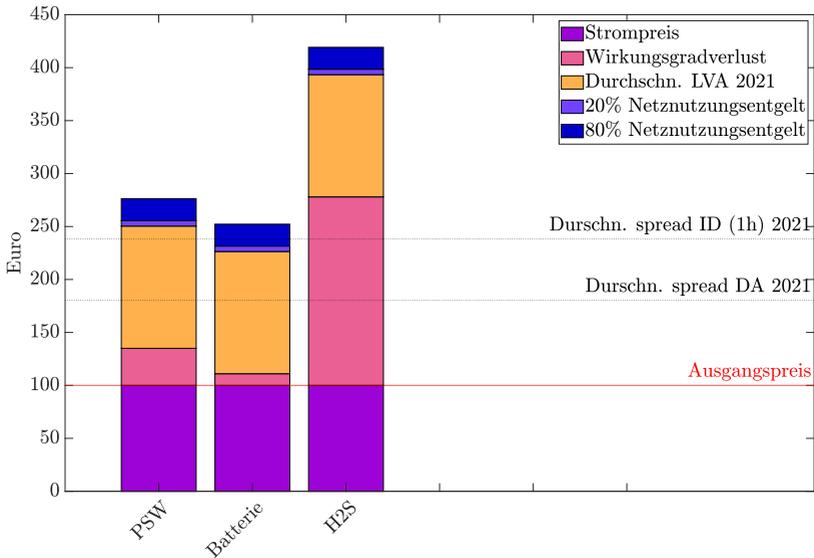


Abbildung 5.10: Marktpreise inkl. Letztverbraucherabgaben und Spreads des Jahr 2021

anzupassen, wird zunehmen. Es muss einen marktlichen Anreiz geben, Speicherkapazitäten zu bauen, den es nicht geben wird, sofern die Letztverbraucherfrage ungelöst bleibt.

Mit Abbildung 5.10 soll die Herausforderung verdeutlicht werden. Ausgehend von einem Bezugspreis von 100 €/MWh sind die durchschnittlichen Strompreisdifferenzen zwischen Tageshöchst- und Tagestiefpreis (nachfolgend „spreads“ genannt) des Day-Ahead (DA) und des stündlichen Intra-Day (ID) Handels als gestrichelte Linien aus dem Jahr 2021 dargestellt. Der durchschnittliche spread im DA-Handel betrug demnach 80,30 €/MWh, während der durchschnittliche „spread“ im stündlichen ID-Handel 138,20 €/MWh betrug. Bezieht ein Energiespeicher zu 100 €/MWh Strom, muss er mindestens die durch den Wirkungsgrad „verlorene“ elektrische Energie zusätzlich finanziell erwirtschaften. Je niedriger der Wirkungsgrad, desto höher ist der benötigte spread. So kann der dargestellte Wasserstoffspeicher am Markt nicht wirtschaftlich eingesetzt werden, da schon der Wirkungsgradverlust höher ist, als der durchschnittliche spread. Hinzu

kommen noch die Letztverbraucherabgaben und Netznutzungsentgelte, so dass der notwendige spread zum wirtschaftlichen Betrieb sukzessive steigt. Müssten die Energiespeicher alle Letztverbraucherabgaben und Netzentgelte zahlen, könnte schon heute kein Energiespeicher wirtschaftlich betrieben werden, worin eine große Herausforderung für das zukünftige Energiesystem liegt.

Schon heute ist dieses an vielen Stellen regulatorisch eingeschränkt. Die Strompreisbremse hat nicht nur dem Strompreis für Letztverbraucher eine Obergrenze gesetzt, sondern auch den Markterlösen von Marktteilnehmern. Auch der Treibhausgas-Preis gilt nicht für alle Sektoren, so dass hier eine systemische Marktverzerrung besteht. Dieser wird zudem ausschließlich auf die Emissionen während des Betriebs fällig, die Emissionen während der Herstellung eines Produkts bzw. des Recyclingprozesses werden ausgeklammert. Weitere Umweltauswirkungen, die in dieser Arbeit betrachtet wurden, werden gänzlich ausgeklammert.

Meint man es mit der im Koalitionsvertrag erwähnten „Reform der Finanzierungsarchitektur des Energiesystems“ ernst, müssen Anreize geschaffen werden, sowohl Energiespeicher im Allgemeinen zu bauen, als auch die ökologisch nachhaltigste Variante im Speziellen auszuwählen. In dieser Arbeit wurde der Einsatzzweck der untersuchten Speicher bisher ausgeklammert. Schon aus exergetischen⁴⁹ Gründen sollte kein Wasserstoffspeicher zur Speicherung von Strom eingesetzt werden, da hier mehr Exergie vernichtet als gespeichert wird. Das heißt nicht nur, dass der erzeugte Wasserstoff auch als solcher möglichst effizient verwendet werden sollte, sondern auch, dass dieser nur dort eingesetzt wird, wo eine Elektrifizierung nur schwer möglich ist. Bspw. wären Luft- und Schiffsverkehr mögliche Verwendungszwecke, da hier die mitzutransportierende Masse der Batterie eine große Rolle spielt und die Verwendung einer Batterie aus praktischen Gründen ausschließt. Wasserstoffspeicher sind also keine Konkurrenz zu Batterien und Pumpspeichern, sondern eine Ergänzung.

Auch Batterien und Pumpspeicher sind keine Konkurrenz zueinander, sondern eine Ergänzung. Batterien sind modular, in geringeren Leistungs- und Kapazitätsklassen realisierbar und dezentral einsetzbar. Das Verhältnis von Leistung zu Kapazität beträgt 1:1, ihr Verwendungszweck ist hauptsächlich in Kombination

⁴⁹ „Die Exergie ist der Teil einer Energie, der bei einem bestimmten Umgebungszustand maximal in Arbeit gewandelt werden kann.“ [153]

mit Photovoltaikmodulen in kleinstem Maßstab, Primärregelleistung in großem Maßstab und als Netzelement im größten Maßstab. Pumpspeicher haben als Tages- und Wochenspeicher ein wesentlich größeres, sowie unabhängig voneinander skalierbares Verhältnis von Leistung zu Kapazität und werden neben Arbitrage für Sekundärregelleistung eingesetzt. Sie sind i.d.R. als eine Größenordnung über Batteriespeichern realisiert und leisten mit ihren großen rotierenden Massen auch für nicht-frequenzabhängige Systemdienstleistungen (bspw. Blindleistung) einen wesentlichen Beitrag. Sie spielen aufgrund ihrer Schwarzstartfähigkeit eine bedeutende Rolle in der Versorgungssicherheit. Hinsichtlich der notwendigen geografischen Einschränkungen aufgrund des notwendigen vertikalen Höhengefällen in möglichst geringer horizontaler Distanz ist ihr Potential in Deutschland eingeschränkt.

In den bisherigen Betrachtungen bleiben ökologische Betrachtungen die für die Akzeptanz einer Technologie von Bedeutung sein können, bisher keine bzw. eine untergeordnete Rolle. Die Wahrnehmung von Energiespeichern in der Öffentlichkeit ist verzerrt. Auch die Versorgungssicherheit hinsichtlich primärer Ressourcen für den jeweiligen Speicher werden nicht betrachtet, wobei Spannungsfelder schon jetzt absehbar sind: Die russische Invasion in die Ukraine und der Einsatz von Rohstoffen als strategisches Instrument der Handelspolitik autoritärer Staaten wie China führen dazu, dass einzelne Staaten wie Deutschland, die USA aber auch die europäische Union ihrer Handelspolitik mit China und Russland überdenken.

5.5 Genehmigungsrechtliche Hemmnisse

In der Theorie setzt der Strommarkt ausreichende Signale für den Bau neuer Energiespeicher. Diese sind in erster Linie große Strompreisdifferenzen zwischen Tagestiefst und -höchstpreis, sowie ein attraktiver Regelenergiemarkt. In der Praxis sind komplexe Planungs- und Genehmigungsverfahren ein Hindernis für die weitere Umsetzung von Energiespeicherprojekten in Deutschland.

Nicht nur auf nationaler Ebene, sondern auch auf europäischer Ebene⁵⁰ gab es seit der Jahrtausendwende große Umbrüche und regulatorische Eingriffe, die den Strommarkt maßgeblich beeinflusst haben. Auf Bundesebene sind dies z.B. das EEG mit der bevorzugten Einspeisung erneuerbarer Energien und dem damit einhergehenden Umbruch in der Merit Order, der Kernenergieausstieg, der Ausstieg aus dem Ausstieg und der Ausstieg aus dem Ausstieg des Ausstiegs nach der Reaktorkatastrophe in Fukushima. Neben dem Kernenergieausstieg hat auch der perspektivische Ausstieg aus der Verstromung von Kohle bis spätestens 2038 den Strommarkt beeinflusst. Treibhausgas-Preise aus dem europäischen Zertifikatehandelssystem (EU-ETS) sollen einen weiteren Anreiz hin zu erneuerbaren Energien bereitstellen. Die nationalen Bestrebungen werden durch mehr oder weniger starke Eingriffe seitens der EU-Kommission begleitet. Im ersten Quartal des Jahres 2023 hat die Kommission eine Reform des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes vorgeschlagen, welche die „grüne Wende“ unterstützen, langfristige Lieferverträge mit nicht-fossilen Erzeugern und den Zubau von Speicherkapazitäten erleichtern soll.

Die Richtlinien der EU-Kommission müssen von den Mitgliedstaaten in nationale Gesetze überführt werden. Die einzelnen Mitgliedstaaten haben dabei gewissen Freiheiten, die sie in der Umsetzung nutzen können. Da die Entwicklung des regulatorischen Tempos sowohl auf nationaler als auch europäischer Ebene dynamisch ist, soll an dieser Stelle die aktuelle Situation in Deutschland für die Genehmigung von Energiespeichern dargestellt werden.

⁵⁰ google: Commission proposes reform of the EU electricity market design to boost renewables, better protect consumers and enhance industrial competitiveness, 14.03.2023, (EU Reform Strommarkt)

5.5.1 Bestimmung des höherrangigen Verfahrens

Das Verwaltungs- und Genehmigungsrecht von technischen Anlagen ist langjährig etabliert. Maßgebend ist hierbei das Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge, abgekürzt: Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG). Das Gesetz hat zum Zweck, Menschen, Tiere, Pflanzen, Boden, Wasser, Atmosphäre sowie Kultur- und sonstige Sachgüter vor schädlichen Umwelteinwirkungen zu schützen [16, §1, Abs. 1]. Das Gesetz listet in seinen Anhängen extensiv auf, welche Vorhaben nach BImSchG genehmigt werden sollen und unterscheidet dabei zwischen einem Genehmigungsverfahren nach §10 BImSchG mit Öffentlichkeitsbeteiligungen und einem vereinfachten Verfahren nach §19 BImSchG. Zu den Anlagen, die prinzipiell nach BImSchG genehmigt werden, gehören Anlagen der „Wärmeerzeugung, Bergbau und Energie“, „Steine und Erden, Glas, Keramik und Baustoffe“, „Stahl, Eisen und sonstige Metalle einschließlich Verarbeitung“, „Chemische Erzeugnisse, Arzneimittel, Mineralölraffination und Weiterverarbeitung“, „Oberflächenbehandlung mit organischen Stoffen, Herstellung von bahnenförmigen Materialien aus Kunststoffen, sonstige Verarbeitung von Harzen und Kunststoffen“, „Holz, Zellstoff“, „Nahrungs-, Genuss- und Futtermittel, landwirtschaftliche Erzeugnisse“, „Verwertung und Beseitigung von Abfällen und sonstigen Stoffen“, „Lagerung, Be- und Entladen von Stoffen und Gemischen“ und „Sonstige Anlagen“. Anlagen zur Speicherung von Energie sind nicht aufgeführt [16].

Aus diesem Grund muss das Genehmigungsverfahren, nach welchem sich der Bau eines Energiespeichers richtet, vor Beginn der Planung bestimmt werden. Hierfür ist zu klären, in welche Antragsgegenstände das Vorhaben einzuteilen ist. Die Verfahren, die dafür prinzipiell in Frage kommen, sind in Abbildung 5.11 dargestellt. Welche Behörde zuständig ist, ergibt sich aus dem Verfahren, welches zur Anwendung kommt. Falls mehrere Verfahren anzuwenden sind, muss zunächst ihr Verhältnis untereinander geklärt werden. Hierbei wird ein höherrangiges Verfahren (oder Trägerverfahren) festgelegt, aus dem sich Zuständigkeiten, Abläufe, Antragsumfang und viele weitere Eckpunkte für die Genehmigung ergeben.

Bei der Auswahl des höherrangigen Verfahrens spielt die Konzentrationswirkung eine entscheidende Rolle. Ist ein Planfeststellungsverfahren (PFV) durchzuführen, so schließt dieses – soweit ebenfalls erforderlich – eine im-

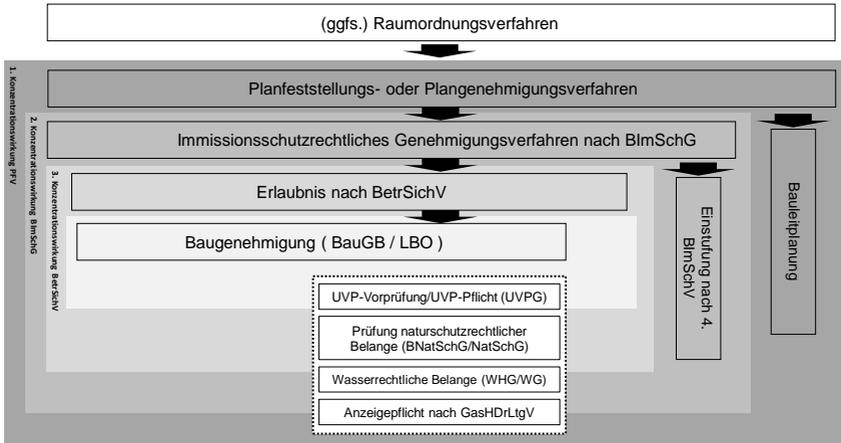


Abbildung 5.11: Bestimmung des höherrangigen Verfahrens, eigene Darstellung und Ergänzung nach [119]

missionsschutzrechtliche Genehmigung nach BImSchG, die Erlaubnis nach Betriebsicherheitsverordnung (BetrSichV) und die Baugenehmigung nach §75 VwVfG mit ein. Die für das PFV zuständige Behörde ist hierbei der Hauptansprechpartner für den Antragsteller und erteilt eine Hauptgenehmigung, in der alle weiteren Genehmigungen enthalten sind.

Unabhängig von der jeweiligen Konzentrationswirkung ist jedem Einzelfall zu prüfen, ob anhand der Eigenschaften des Vorhabens eine Umweltverträglichkeitsprüfung, eine Prüfung naturschutzrechtlicher Belange nach Bundes- und Landesgesetz (BNatSchG bzw. NatSchG), eine Prüfung wasserrechtlicher Belange nach Bundes- und Landesgesetz (WHG bzw. WG) sowie eine Anzeigepflicht nach Gashochdruckleitungsverordnung durchzuführen sind. Diese werden dann jeweils in das Trägerverfahren integriert.

5.5.2 Pumpspeicher

Große Bauprojekte, wie es ein Pumpspeicherneubau wäre, bedürfen in Deutschland oftmals eines zweiteiligen Genehmigungsverfahrens: Dem Raumordnungsverfahren (ROV) zum einen und dem Planfeststellungsverfahren (PFV) zum anderen. Das Raumordnungsgesetz (ROG) verfolgt das Ziel, durch raumordnerische Abstimmung raumbedeutsame Planungen und Maßnahmen zu entwickeln, zu ordnen und zu sichern. Die unterschiedlichen Anforderungen an den Raum sind dabei aufeinander abzustimmen und die auf den jeweiligen Planungsebenen auftretenden Konflikte aufzulösen. Die Leitvorstellung ist eine nachhaltige Raumentwicklung, die soziale und wirtschaftliche Ansprüche ebenso wie ökologische Funktionen miteinander in Einklang bringt. Raumbedeutsame Vorhaben von überörtlicher Bedeutung sind daher einem ROV zu unterziehen. Ob diese Voraussetzungen vorliegen, hängt von der projektspezifischen Planung ab und ist im Einzelfall zu prüfen [20].

Nach Abschluss des ROV findet das PFV statt. Im Gegensatz zum Raumordnungsverfahren erfordert das PFV eine detaillierte, technische Planung. Neben der konstruktiven Auslegung der Anlage als solche beinhaltet dies bspw. hydrologische, geologische, hydrogeologische und seismische Untersuchungen des Projektgebiets. Auch die akustische, oszillatorische und klimatische Belastung für betroffene Anwohner wird ermittelt. Darüber hinaus wird auch die energiepolitische Bedeutsamkeit, u.A. hinsichtlich der Versorgungssicherheit analysiert. Die Umweltauswirkungen des Projektes sind der Hauptfokus des PFV, was eine gründliche Kartierung des Projektgebiets bedingt. Zum einen wird dadurch die vorhandene Flora und Fauna kartiert und zum anderen die Auswirkungen des Projekts auf diese beschrieben [92].

In der Planfeststellung integriert ist die Bauleitplanung, die sich an die raumwirksame Fachplanung anpasst [148, S. 140]. Gemäß §1 Abs. 1 und 2 des Baugesetzbuchs ist die Aufgabe der Bauleitplanung „die bauliche und sonstige Nutzung der Grundstücke in der Gemeinde“ zu regeln [17]. Die Bauleitplanung ist sowohl durch das Bemühen gekennzeichnet, Planungsabsichtungen zu erörtern sowie Tatsachen und Interessen vollständig aufzuklären und gegeneinander abzuwägen. Am Ende dieses Prozesses steht – nach Abwägung der Planungsvarianten – die Entscheidung über Flächennutzungs- und Bebauungspläne durch die kommunale Vertretung [148, S. 142]. Während die Raumordnung durch räumliche und sachliche Überörtlichkeit gekennzeichnet ist, hat die Bauleit-

planung die rechtliche Beziehung des Menschen zu Grund und Boden zum Gegenstand [157, S. 2783].

Die größte Herausforderungen hinsichtlich des Genehmigungsverfahrens von Pumpspeichern ist das Fehlen eines einheitlichen genehmigungsrechtlichen Tatbestands „Pumpspeicher“, was die Konzentrierung zahlreicher fachrechtlicher Vorhabensbestandteile, wie z.B. Umweltrecht, Wasserhaushaltsgesetz, Landesbauordnung, Energiewirtschaftsgesetz u.v.m. in einem PFV nach UVPG bedingt. Die Konzentration warf in vergangenen Projekten zahlreiche juristische Fragen auf, die formale Angriffspunkte für gegen das Projekt gerichtete Klagen geboten hätten [11].

5.5.3 Wasserstoffspeicher

Während das Verwaltungs- und Genehmigungsrecht von technischen Anlagen etabliert ist und seit vielen Jahren angewandt wird, gibt es – wie auch bei Pumpspeichern – keinen genehmigungsrechtlichen Tatbestand „Wasserstoffspeicher“. Ähnlich wie auch bei Pumpspeichern müssen die einzelnen Anlagenteile geplant und genehmigt werden. Das jeweils höherrangige Genehmigungsverfahren bestimmt das Verfahren für die Gesamtanlage. Vereinfachend ist davon auszugehen, dass die Anlage – sofern sie Wasserstoff im industriellen Umfang erzeugt – unter dem immissionsschutzrechtlichen Verfahren subsummiert werden kann. Entscheidend ist hierbei §4 BImSchG i.V.m. Nr. 4.1.12 Anhang 1 der 4. BImSchV, welche für „Anlagen zur Herstellung von Stoffen oder Stoffgruppen durch chemische, biochemische oder biologische Umwandlung in industriellem Umfang [...] zur Herstellung von Gasen wie [...] Wasserstoff [...]“ gültig ist [23]. Nicht genannt ist die Wasserstofferzeugung durch Elektrolyse. Zwar kennt das BImSchV elektrolytische Verfahren, nennt diese jedoch im Zusammenhang mit Anlagen zur Herstellung von Stahl, Eisen und sonstigen Metallen, einschließlich ihrer Verarbeitung. Elektrolyseure zur Wasserstofferzeugung sind in der Anlage der BImSchV nicht geregelt. Die Genehmigungspflicht nach §4 BImSchV entsteht demnach nur, wenn in der Anlage drei oder mehr Tonnen Wasserstoff gelagert werden. Dies wird in der 4. BImSchV Anhang 1 Nr. 9.3 i.V.m. Anhang 2 Nr. 17 geregelt. Werden fünf Tonnen oder mehr Wasserstoff gelagert, so ist die Anlage gemäß 12. BImSchV ein Störfallbetrieb und hat entsprechend der Störfallverordnung zusätzliche Vorkehrungen zu treffen und Meldepflichten zu berücksichtigen.

Nur bei sehr großen Anlagen mit Verbindung zur Strom- oder Gasinfrastruktur kann ggf. ein Planfeststellungsverfahren erwägt werden. Der Antragsteller hat hier i.d.R. eine Wahl. So regelt §43 Abs. 2 Nr. 7 des Energiewirtschaftsgesetzes [23], dass solche Energiekopplungsanlagen nach Planfeststellungsverfahren genehmigt werden können.

Im Falle eines Wasserstoffspeichers, wie er in dieser Arbeit untersucht wurde, besteht ein räumlicher und betriebstechnischer Zusammenhang zwischen dem Elektrolyseur und der Auskopplungseinheit bzw. dem Stromerzeuger. Je nach Anlagengröße wird zum Bau und Betrieb eines solchen Stromerzeugers neben einer Baugenehmigung auch eine Genehmigung nach BImSchG benötigt werden. Ab einer bestimmten Anlagengröße sind die Stromerzeugungsanlagen UVP-pflichtige Vorhaben. Bei Anlagen von 1 MW bis weniger als 50 MW muss eine standortbezogene Vorprüfung des Einzelfalls nach §7 Abs. 2 i.V.m. Anlage 1 Nr. 1.2.3 UVPG durchgeführt werden. Als überschlägige Prüfung wird sie in zwei Stufen durchgeführt: In der ersten Stufe prüft die Behörde, ob bei dem Neubauvorhaben besondere örtliche Gegebenheiten gemäß Anlage 3 Nr. 2.3 UVPG aufgeführten Schutzkriterien wie Natura 2000, Naturschutzgebiete, Nationalparke, Biosphärenreservate oder anderweitig geschützte Standort vorliegen. Ist dies der Fall, wird in einer zweiten Stufe geprüft, ob das Vorhaben erhebliche nachteilige Umweltauswirkungen haben kann. In diesem Fall ist das Vorhaben UVP-pflichtig. Sofern keine nachteiligen Umweltauswirkungen und besonderen örtlichen Gegebenheiten vorliegen, besteht keine UVP-Pflicht.

Bei Anlagen von 50 MW bis weniger als 100 MW muss eine allgemeine Vorprüfung des Einzelfalls nach §7 Abs. 1 Satz 1 i.V.m. Anlage 1 Nr. 1.1.2 UVPG durchgeführt werden. Die allgemeine Vorprüfung wird als überschlägige Prüfung unter Berücksichtigung der in Anlage 3 aufgeführten Kriterien durchgeführt. Eine UVP-Pflicht besteht, sofern das Neuvorhaben erhebliche nachteilige Umweltauswirkungen haben kann. Anlagen mit mehr als 200 MW sind UVP-pflichtig gemäß Anlage 1 Nr. 1.1.1.

§16 des UVPG regelt den UVP-Bericht. Demnach muss dieser das Vorhaben mit Angaben zum Standort, zur Art, zum Umfang und Ausgestaltung, zur Größe und zu anderen wesentlichen Merkmalen des Vorhabens, der Umwelt und ihrer Bestandteile im Einwirkungsbereich des Vorhabens, sowie erwartbare Umweltauswirkungen und Maßnahmen zur Verminderung oder Ausgleich dieser Umweltauswirkungen beschrieben werden. Alternative Vorhaben müssen beschrieben werden [119].

5.5.4 Batteriespeicher

Im Gegensatz zu Elektrolyseuren und der damit verbundenen Stromerzeugungseinheit, benötigen Batteriespeicher keine immissionsschutzrechtliche Genehmigung nach §4 Abs. 1 BImSchG, da sie keine genehmigungspflichtige Anlage im Sinne der 4. BImSchV darstellen. Dementsprechend ist auch kein Planfeststellungsverfahren notwendig, wie es für einen Pumpspeicher der Fall wäre. Dieses wäre nur in Ausnahmefällen wie dem in Kapitel 4.6 erwähnten Netzbooster der Fall, da diese eine „für den Betrieb von Energieleitungen notwendigen Anlagen“ gemäß §43 Satz 2 EnWG und §18 Abs. 2 NABEG darstellt. Da im Normalfall sowohl das Planfeststellungs- als auch immissionsschutzrechtliches Genehmigungsverfahren ausscheiden, bleibt als behördliche Zulassung die Baugenehmigung. Diese unterliegt der Zuständigkeit des Bundeslandes und der dort gültigen Bauordnung. Die Behörden prüfen mit ihr, ob die Anlage mit den Vorgaben des Bauplanungs- und Bauordnungsrecht konform ist [31]. In der Praxis werden Batteriespeicher bisher fast immer im Zusammenhang mit neuen Erzeugungsanlagen (insbesondere große PV-Freiflächenanlagen und Windkraftanlagen bzw. -parks) oder an bestehenden (fossilen) Kraftwerksstandorten errichtet. Dies bietet bzgl. der Netzdienlichkeit, sonstigen Anbindung und Flächenverfügbarkeit große Vorteile, führt aber auch dazu, dass es bisher kaum „stand-alone“ Genehmigungsverfahren für Batteriespeicher gab. Sie wurden fast immer als Bestandteil einer übergeordneten Energieinfrastruktur mitgenehmigt. Es bleibt abzuwarten, wie sich dies angesichts eines Trends zu größeren Batteriespeichern entwickelt.

5.6 Fazit

Am Anfang dieses Kapitels wurde das sich ändernde Stromsystem dargestellt. Die zuvor durch zentrale thermische Großkraftwerke bereitgestellte Stromerzeugung wurde durch Pumpspeicher ergänzt, die primär zur Portfoliooptimierung der Energieversorgungsunternehmen und zur Arbitrage, sowie zur Regelenergiebereitstellung genutzt wurde. Die Energiewende hatte und hat den massiven Ausbau dezentraler, volatiler erneuerbarer Energien-Anlagen zur Folge. Diese bedingen die räumliche und zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch, welche bisher von den bestehenden Speichern und Kraftwerken gedeckt werden kann.

Mit dem durchgeführten Ausstieg aus der Verstromung von Kernenergie und dem avisierten Ausstieg aus der Verstromung von Kohle werden dem Stromsystem in Zukunft der größte Teil der Grundlastkraftwerke und somit größte Teil der gesicherten Leistung fehlen. Das Stromsystem wird volatil, der Bedarf an räumlicher und zeitlicher Entkopplung von Stromerzeugung und -verbrauch wird signifikant steigen. Es ist fraglich, ob die dargestellte bestehende Funktionsweise des Strom- und Regelenergiemarktes für das Energiesystem der Zukunft noch geeignet sein wird. Auf europäischer Ebene begannen Anfang 2023 noch nicht abgeschlossene Diskussionen dazu.

Die Flexibilität des Energiesystems kann von vielen Technologien sichergestellt werden. Energiespeicher sind dabei die geeignetste Lösung. Deren Bedeutung wurde zuerst auf europäischer Ebene und letztlich auch auf Bundesebene mit der Definition von Energiespeichern als eigenständiges Element in der Energiegesetzgebung verankert. Gleichwohl besteht die prinzipielle Belastung mit Letztverbraucherabgaben und Netzentgelten weiterhin fort. Damit Energiespeicher gebaut und ihr volles Potential ausgeschöpft werden können, bedarf es in dieser Hinsicht eines regulatorischen Umbruchs, welcher Anreize setzt, Energiespeicher zu bauen und zu betreiben.

Es bedarf ebenfalls eines spezifischen genehmigungsrechtlichen Rahmens für Energiespeicher. Bisher gibt es diesen weder für Pump-, oder Wasserstoff-, noch Batteriespeicher. Die Planungs- und Genehmigungsverfahren sind maximal komplex wie z.B. beim Neubau eines Pumpspeichers oder verhältnismäßig einfach wie dem Batteriespeicher. Das Planungs- und Genehmigungsrecht sollte Anreize setzen, die sinnvollste Lösung für die jeweilige Herausforderung zu

finden. Die aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen begünstigen Batteriespeicher, da diese am einfachsten zu genehmigen sind. In dieser Hinsicht wäre es theoretisch einfacher, eine gegebene Speicherleistung bzw. -kapazität als Batteriespeicher auszuführen, ungeachtet aller anderen Randbedingungen wie z.B. des in Kapitel 4 dargestellten ökologischen Fußabdrucks einer Technologie. Dieser sollte ebenfalls in den neu zu gestaltenden regulatorischen Rahmen einfließen, da die Umweltauswirkungen einer Speichertechnologie sonst externalisiert bleiben. Das für einen Pumpspeicher notwendige, sehr aufwendige und langwierige Planfeststellungsverfahren macht einen Neubau äußerst unattraktiv, während die regulatorischen Rahmenbedingungen für einen Wasserstoffspeicher aus bestehenden Planungs- und Genehmigungsanlagen technischer, bzw. chemischer Anlagen zusammengestellt werden müssen. Möglicherweise könnte der Wasserstoffspeicher so dimensioniert werden, dass das Planungs- und Genehmigungsverfahren, ohne Rücksicht auf technische Randbedingungen, möglichst einfach wird. Da die Anlage bei einer Größe über 200 MW UVP-pflichtig wird, ist davon auszugehen, dass der Einfachheit des Genehmigungsverfahrens Vorzug über der Anlagengröße eingeräumt wird. Eine Genehmigungspflicht nach BImSchV besteht, wenn die Anlage drei Tonnen oder mehr vor Ort lagert. Übersteigt die Speicherkapazität fünf Tonnen, so ist die Anlage zudem ein Störfallbetrieb und muss weitere Auflagen erfüllen. Drei bis fünf Tonnen Wasserstoff entsprechen dabei ca. 100 bis 165 MWh, was in Anbetracht der Speicherkapazität, die in Deutschland voraussichtlich benötigt wird, sehr gering ist. Damit wird theoretisch angereizt, die Anlagengröße kleiner als 100 MW zu halten, damit höchstens eine allgemeine Vorprüfung der UVP-Pflicht besteht und diese nicht notwendig wird. Auch die Speicherkapazität vor Ort wird dann möglichst gering gehalten, um einen Störfallbetrieb oder eine Genehmigungspflicht nach BImSchV zu vermeiden.

6 Soziologische Aspekte der Energiespeicherung

Die Gesellschaft hat die Energiepolitik beeinflusst, wie in Kapitel 2.3.1 beschrieben wurde. Der Kohlesektor war in Deutschland von der Nachkriegszeit bis hin zur Jahrtausendwende ein bedeutender Faktor für die Politik, um sich die Wählergunst zu sichern. Ein anderes Beispiel ist der in Kapitel 2.5 erwähnte „Ausstieg aus dem Ausstieg des Ausstiegs“ in der Kernenergie. Die Reaktorkatastrophe von Fukushima im Jahr 2011 hatte dem Betrieb der Kernenergie in Deutschland den gesellschaftlichen Rückhalt genommen, so dass der Ausstieg aus der Kernenergienutzung endgültig besiegelt wurde. Trotz der Tatsache, dass im europäischen Umland nach wie vor Kernenergie genutzt wird, um nationale Energiesystem zu dekarbonisieren und trotz der Tatsache, dass Japan – dem Land der Reaktorkatastrophe – die Kernenergienutzung wieder aufgenommen hat.

Dies liegt vermutlich damit zusammen, dass die Energiepolitik auch die Gesellschaft beeinflusst hat. Ein prägendes Beispiel – auch im Kontext der Kernenergienutzung in Deutschland – ist die Gründung der Partei „Bündnis 90/Die Grünen“, die auf die Proteste gegen geplante Kernenergieanlagen in Wyhl (Baden-Württemberg), Brokdorf (Schleswig-Holstein) und Wackersdorf (Bayern) zurückzuführen ist.

Der Umbruch im Energiesystem weg von zentralen, fossil- bzw. nuklearthermischen Großkraftwerken hin zu hauptsächlich dezentralen, volatilen erneuerbaren Energien hat die Anlagen zahlreicher und sichtbarer gemacht. Auch die notwendige Infrastruktur, wie z.B. Übertragungsnetze sind näher an die Bürger gerückt. Dies führt dazu, dass die Gesellschaft erneuerbare Energien grundsätzlich befürwortet [6, S. 57f.], diese jedoch ungern in nächster Nähe hat.

Neben der Energiepolitik, der Technik, den Umweltauswirkungen, den marktlichen Rand- und Rahmenbedingungen sind auch soziologische Aspekte ent-

scheidend für das Gelingen des notwendigen Umbruchs. In diesem Kapitel werden diese Aspekte aufgeführt und diskutiert.

6.1 Soziotechnik Energiewende, Akzeptanz und Populismus

Die Soziologie ist eine empirische Sozialwissenschaft. Der Begriff ist ein Kunstwort aus dem lateinischen Wort *socius* (Gefährte, Mitmensch) und dem griechischen Wort *logos* (Wahrheit, Lehre, Wissenschaft). Soziologie wird nach einem Ansatz wie folgt definiert: „Sie untersucht die Strukturen des sozialen Handelns und die Formen der Vergemeinschaftung und Vergesellschaftung, unter Berücksichtigung der jeweils vorherrschenden Normen und Werte. Sie untersucht die sozialen Prozesse und Institutionen, die die Integration der Gesellschaft bewirken.“ [145, S. 19]

Eine weitere Definition gemäß Weyer [171] lautet: „Soziologie ist die Wissenschaft, die das Handeln sozialer Akteure erklärt und zudem beschreibt, wie aus den Wechselwirkungen der Handlungen soziale Strukturen entstehen.“ Weyer konstatiert, dass Technik immer auch ein soziales Projekt ist, dessen konkrete Gestaltung von historischen und gesellschaftlichen Einflüssen abhängt.

Gesellschaftstechnik Energiewende und politische Wissenschaftsanleitung

Im 2019 erschienen Artikel „Eine soziologische Systemanalyse und sozio-ökonomisches Review der Soziotechnik Energiewende“ von Pfenning [136] konstatiert der Autor, dass Energiewende ein politisch geprägter Begriff für den Status der erneuerbaren Energien als Gesellschaftstechnik sei. Der Begriff „Energiewende“ beschreibt den überparteilichen Beschluss des deutschen Bundestages am 30. Juni 2011 zum endgültigen Ausstieg aus der Kernenergie hin zu einer umfassenden Nutzung erneuerbarer Energien als Hauptenergiequelle für Deutschland. Eine Gesellschaftstechnik ist laut Pfenning „Eine Technik samt assoziierter spezifischer Technologien, die aufgrund eines akteursübergreifenden Konsens einer essentiellen, gemeinschaftlichen Daseinsvorsorge dient“ und wird „getragen von einer breiten Zustimmung in der Bevölkerung, überpartei-

chen politischen Legitimation, wirtschaftlichen Konsens und wissenschaftlicher Verfügbarkeit aller Systemkomponenten“.

Pfenning unterscheidet – bezogen auf das Energiesystem – zwischen den primären Systemtechnologien Erzeugung, Verteilung und Speicherung von Elektrizität, Wärme und Kraftstoffen sowie den sekundären Systemtechnologien zur Steuerung, Kopplung und effizienten Nutzung primärer Systemtechnologien. Insbesondere die Speicherung von Elektrizität ist ein Aspekt, der von der Regulatorik bisher nur unzureichend adressiert wird. Während historisch hauptsächlich Energieträger ausgetauscht wurden, muss mit der Energiewende – die bisher vorwiegend eine Stromwende war und die Sektoren Wärme und Verkehr weitgehend ausklammerte – die gesamte Systemarchitektur geändert werden, was einen technischen und gesellschaftlichen Lernprozess darstellt. Darüber hinaus stellt sich die Frage, ob der Ausbaupfad quantitativer (jede Erneuerbare-Energien-Anlage zählt) oder qualitativer (möglichst bedarfsnah und sparsam) Kriterien ausgeführt wird. Der quantitative Ausbaupfad bedingt hohe Speicherkapazitäten und in Anzahl und Kapazität auch viele Sektorkopplungstechnologien. Der qualitative Ausbaupfad orientiert sich am politischen Ideal der Nachhaltigkeit und dem Ziel, die Energieversorgung möglichst dezentral, lokal, bedarfsnah und autark auf- und auszubauen.

Der Autor merkt korrekterweise an, dass sich die Energiewende weniger aufgrund ihrer technischen, wirtschaftlichen und sozialen Fortschritte, sondern mehr aus externem Kontext zum Kernenergieausstieg und Klimaschutz begründet. Der Nimbus, dass die Energiewende per se ökologisch sei, relativiert sich durch ihren Status als Gesellschaftstechnik und den mit der Umsetzung einhergehenden Zielkonflikten hinsichtlich Natur- und Landschaftsschutz durch massiven Ausbau erneuerbarer Energien. Weiterhin wird die Umsetzung der Energiewende kritisiert, da diese als rein technische Umsetzung zur Energieversorgung Deutschlands durch erneuerbare Energien verstanden wurde und von der Politik an die Technikwissenschaften und deren Forschungsinstitute delegiert wurde. In letzteren sind hauptsächlich Ingenieure tätig. Für die politische Rahmensetzung zur Marktintegration zeichnet sich das BMWi verantwortlich, das BMBF zur Forschung über die benötigten Systemtechnologien, das BMU bzgl. des Beitrags der Energiewende zu Klimaschutz und Nachhaltigkeit sowie die Bundesnetzagentur für die Netzplanung. Der Aufgabenteilung inhärent sind Zielkonflikte, womit sich die Frage der Abstimmung und Kooperation von Ministerien, Instituten und Agenturen stellt. Studien zur Innenansicht der

Energiewende aus Sicht der institutionellen Akteure fehlen. Als Folge nennt der Autor eine politische Wissenschaftsanleitung statt wissenschaftlicher Politikberatung: Anstatt - soziologisch gesehen - Anreize für eine politisch unabhängige und einheitlich Politikberatung zu setzen, bestimmt die Politik worüber und von welchen Instituten sie beraten werden möchte. Dadurch gewinnen politiknahe Institute gegenüber fachlich-technikwissenschaftlichen Instituten an Bedeutung [136].

Akzeptanz und politische Partizipation

Hildebrand und Renn definieren in ihrem Artikel „Akzeptanz und Energiewende“ [140, S. 261 - 282] den Akzeptanzbegriff und stellen ihn in den Kontext der Energiewende. Demnach kann Akzeptanz definiert werden als „das positive, zeitlich relativ konstante Ergebnis eines an bestimmte Rahmenbedingungen (Akzeptanzkontext) geknüpften Bewertungsprozesses gegenüber eines Akzeptanzobjektes (z.B. EE-Anlage) durch ein Akzeptanzsubjekt (z.B. Person, Organisation) (= Bewertungsebene) [140, S. 262].“ Die Autoren definieren weiterhin vier Akzeptanzbedingungen, an die die Akzeptanz geknüpft ist:

1. *Orientierung und Einsicht*: Es ist eher mit Akzeptanz zu rechnen, wenn die Notwendigkeit politischer Entscheidungen verstanden und eingesehen wird und man hinter den mit diesen Beschlüssen angestrebten Zielen und den gewählten Mitteln steht.
2. *Selbstwirksamkeit*: Entsteht der Eindruck, dass die eigenen Handlungsmöglichkeiten durch die politische Entscheidung eingeschränkt und der Handlungsspielraum eingeengt werden, reagieren Bürger mit Skepsis bzw. Ablehnung.
3. *Positive Nutzen-Risiko-Bilanz*: Akzeptanz ist umso eher zu erwarten, je mehr die geplanten Konsequenzen der Entscheidung einem selbst oder den Gruppen und Individuen zukommen, die man besonders schätzt.
4. *Identität*: Je mehr man sich mit einer Maßnahme auch emotional identifizieren kann, desto größer ist die Akzeptanzbereitschaft.

Die Autoren merken an, dass sofern man die vier Bedingungen für die Akzeptanz von politischen Entscheidungen zum Maßstab nehme, in Deutschland große Defizite bei der Umsetzung der Energiewende bestünden.

Es gilt, die Kommunikationsstrategien den Ebenen der Governance gemäß nach europäisch, national, regional und kommunal zu unterscheiden: So gehe es auf europäischer und nationaler Ebene vor allem darum, die Gesamtstrategie der Energiewende und deren Implikationen für die lokale, regionale, nationale und europäische Ebene zu verdeutlichen; auf regionaler Ebene geht es vor allem darum, den Nutzen für die Region und die Verteilung von Belastungen und Risiken innerhalb der betroffenen Region für die Allgemeinheit herauszustellen und die generelle Akzeptabilität der mit den Maßnahmen verbundenen Risiken und Nebenwirkungen zu verdeutlichen; auf lokaler Ebene müssten vor allem Aspekte der Selbstwirksamkeit und der emotionalen Identifikation angesprochen werden. Darüber hinaus sind die drei Dimensionen der Akzeptanz zu berücksichtigen, die in Abbildung 6.2 dargestellt sind. Die Akzeptanz vor Ort bezieht sich auf die Auswirkungen und dem Vertrauen der Anwohner, die sozio-politische Akzeptanz auf die übergeordnete breite Öffentlichkeit und die Marktakzeptanz auf die Akzeptanz durch Investoren und Unternehmen. Laut den Autoren zeigen die Erfahrungen, dass einseitige technische oder rechtliche Betrachtungen nicht zielführend sind, sondern unbedingt die sozio-technische Dimension einbezogen werden muss [140, S. 261 - 282].

Einen Vorschlag zur Stärkung der Akzeptanz liefert Agora, siehe Abb. 6.1. Demnach gibt es vier Akzeptanzfaktoren: Einstellung zur Energiewende; Wirtschaftliche Auswirkungen; Vertrauen in die Akteure und Schutz für Natur und Mensch. Allesamt sind gleichermaßen wichtig und gemeinsam zu betrachten.

Partizipation und bürgerschaftliches Engagement in der Energiewende

In ihrem Artikel „Partizipation und bürgerschaftliches Engagement in der Energiewende“ [140, S. 283 - 316] gehen Radtke und Renn auf die Beteiligungsformen von Einzelpersonen, Institutionen und anderen Akteuren an Energiewendestrategien, Planungsverfahren, konkreten Umsetzungsmaßnahmen und an Energieanlagen selbst ein. Demnach wird unterschieden zwischen politischer, sozialer, materiall-finanzieller Partizipation, direktdemokratischen Elementen und bürgerschaftlichem Engagement. Mit politischer Partizipation sind die im Rahmen der sog. Öffentlichkeitsbeteiligung formell zu tätigen Eingaben im Sinne einer Stellungnahme bei der jeweils zuständigen Genehmigungsbehörde gemeint. Die soziale Partizipation sieht eine Mitwirkung in Foren, Initiativen, Vereinen und Verbänden vor. Das bürgerschaftliche Engagement

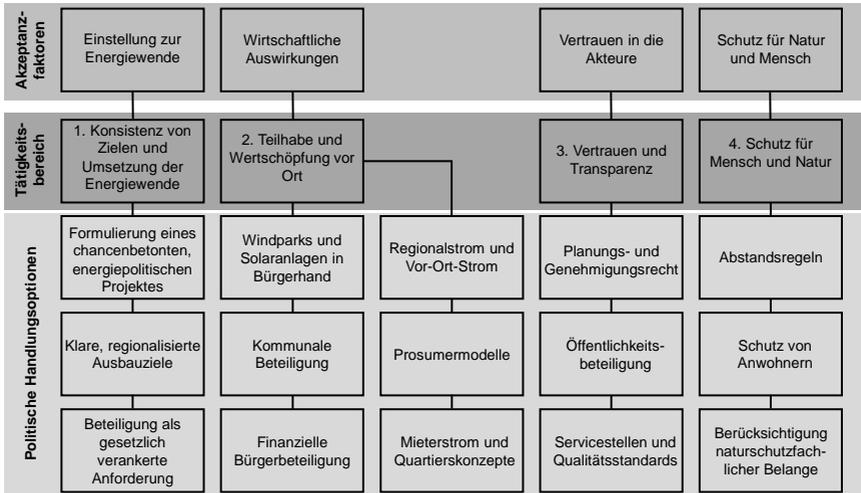


Abbildung 6.1: Politische Handlungsoptionen zur Stärkung der Akzeptanz, eigene Darstellung nach [5, S. 15]

ist durch Bürgerinitiativen und Dialoge zu erreichen, eine finanziell-materielle Beteiligung kann durch Bürgerenergiegesellschaften erreicht werden. Diese beteiligen Bürger an den Erlösen einer Erneuerbare-Energien-Anlage. Direkte Demokratie kann über Bürgerentscheide und Petitionen praktiziert werden. Die Autoren weisen darauf hin, dass die Energiewende keine rein technische Umstellung der Energiebereitstellung und -verteilung mehr ist, sondern gleichzeitig in übergreifende politische Richtungsentscheidungen und lokale soziale und ökonomische Verhältnisse eingebunden ist. Sie erfordert eine aktive Beteiligung der Bevölkerung und eine explizite Berücksichtigung von Akzeptanzaspekten. Da die Energiewende mit Eingriffen in öffentliche Flächen und Infrastrukturen verbunden ist, erfordert sie Legitimation, d.h. dass kollektiv wirksame Entscheidungen politisch gerechtfertigt werden. Um eine Entscheidung zu legitimieren, müssen die durch politische Organe vorgenommenen Abwägungen sowohl öffentlich und normativ konsistent begründet und deren Rechtfertigungen ein ausreichendes Maß an gesellschaftlicher Akzeptanz entgegengebracht werden. Um dem Legitimationsproblem der Energiewende zu entgegnen, schlagen die Autoren folgende Strategien vor:

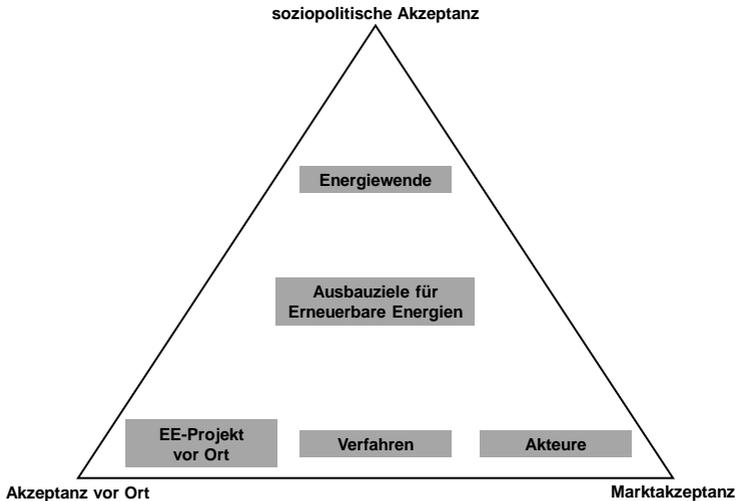


Abbildung 6.2: Dimensionen der Akzeptanz, eigene Darstellung nach [5, S. 13]

1. Konflikte über die gewünschte Zukunftsgestaltung können an Experten oder Fachbehörden delegiert werden, so dass die Politik mit dem Hinweis auf das Expertenwissen Konflikten aus dem Weg gehen und sich auf die angebliche Unausweichlichkeit der getroffenen Entscheidungen berufen kann. Die Autoren weisen darauf hin, dass diese Strategie nur in extremen Krisensituationen alternativlos ist.
2. Legitimation kann auch durch Verfahren erreicht werden. Die Rechtfertigung erfolgt dann über den Prozess, der zu der Entscheidung geführt hat und nicht über eine inhaltliche Auseinandersetzung zu den Kriterien und Prinzipien. Trotzdem kann es zu Protesten kommen.
3. Ein ausgedehnter Diskurs zwischen den politischen legitimierten Entscheidern und denen, die von den Folgen der Entscheidung betroffen sind ist die dritte Strategie.

Im besten Fall werden alle drei Strategien angewendet [140, S. 283 - 316].

Die Energiewende als soziotechnische Transformation

Dewald et al. beschäftigen sich im Artikel „Die Energiewende als soziotechnische Transformation“ [140, S. 319 - 352] mit der Frage, mit welchen unterschiedlichen Wissenstypen die komplexen Transformationsdynamiken der Energiesysteme beschrieben werden können. Sie merken an, dass das strukturelle Merkmal des Energiesystems im Jahre 2017 darin besteht, dass ein neues, dezentrales Energiesystem verwirklicht wird, während die wesentlichen Merkmale des alten, zentralen Energiesystems fortbestehen. Es sei zielführender, die Energiewende als langfristigen Transformationsprozess einer Infrastruktur zu beschreiben. Kennzeichnend für diese Transformation sei, dass wesentliche Bestandteile und ihr Zusammenwirken miteinander neu organisiert werden müssen. Die Autoren nennen folgende Formen des Wandels:

- **Technischer Wandel:** Bestehende zentrale Formen der Stromerzeugung (fossil-thermische Kraftwerke) werden mittel- bis langfristig von neuen, dezentralen Erzeugungstechnologien (Windkraft und Photovoltaik) abgelöst. In einer Übergangsphase überlagern sich beide Systeme, während neue Netz- und Speichertechnologien entwickelt und integriert werden müssen.
- **Regulatorischer Wandel:** Institutionen wie Gesetze müssen auf die neuen Anforderungen ausgerichtet werden und der institutionelle Rahmen fortlaufend überprüft und angepasst werden.
- **Ökonomischer Wandel:** Preisbildende Mechanismen werden durch neue Erzeugungsprofile obsolet und erfordern neue Marktdesigns.
- **Sozialer Wandel:** Über Jahrzehnte eingübte Verhaltensmuster auf Verbraucherseite müssen ebenfalls geändert werden.

Aufgrund der Komplexität der Energiewende ist sie keine rein technische Angelegenheit von Ingenieuren, es müssen auch die Rolle der Nutzer, der Zivilgesellschaft und der Politiker miteinbezogen werden. Das Spektrum an Akteuren ist somit schwieriger abzugrenzen. Eine Darstellung der Akteure, die im Energiesystem eine Rolle spielen, ist in Abbildung 6.3 dargestellt. Nach [95, S. 218 ff.] bilden Forschung und Bildung, das Angebots- und Nachfragesystem die Hauptachsen, während Vermittler (z.B.: Institute im Bereich angewandter Forschung) eine zusätzliche Verbindung zwischen Forschung und Bildung sowie

der Marktseite herstellen. Auf der Angebotsseite wird zwischen Entwicklungs- und Betriebsphase unterschieden, im Nachfragesystem zwischen Nachfrage und Verbrauchssektor. Darüber hinaus sind unterstützende Organisationen wie bspw. Kapitalgeber ebenfalls wichtige Akteure im Energiesystem.

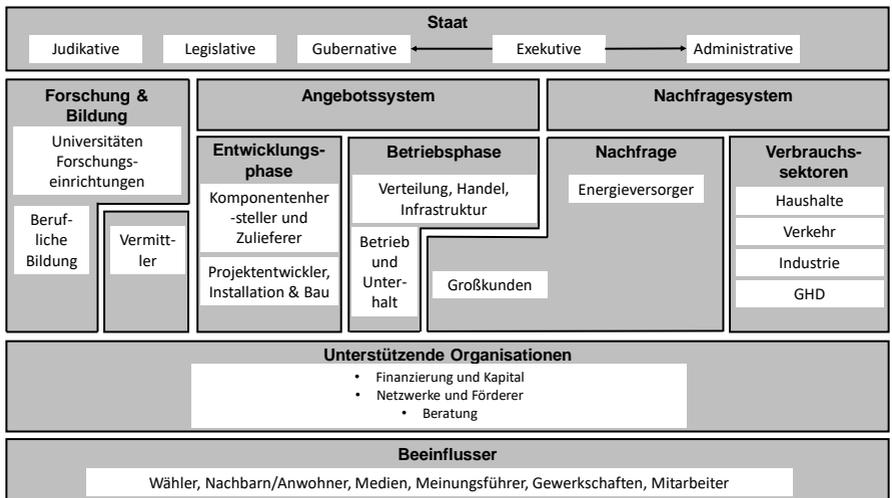


Abbildung 6.3: Akteure im Energiesystem, eigene Darstellung nach [95, S. 219]

Diese Herausforderungen stellen die Autoren auch im Kontext der vielen Energieszenarien für die Energiewende fest, deren Modelle in der Regel nur implizit enthaltene Annahmen zu Verhaltensmustern, Einstellungen zu technischen Veränderungen oder öffentlicher Akzeptanz als unverändert annehmen und eine gewisse Konstanz in der gesellschaftlichen und politischen Wahrnehmung der Energiewendetechnologien unterstellen. Darüber hinaus legen Infrastrukturentscheidungen zukünftige Entwicklungen für einen langen Zeitraum fest und stellen Randbedingungen für zukünftige Entwicklungen bereit. Diese Pfadabhängigkeit führt auf der einen Seite zu verlässlichen Systemen mit Planungssicherheit für alle Akteure, schränken jedoch andererseits die Flexibilität von Wirtschaft, Politik und Konsumenten in Transformationsprozessen zum Teil für Jahrzehnte ein. Idealerweise sollten mögliche Pfadabhängigkeiten frühzeitig erkannt und reflektiert werden, damit Politik, Wirtschaft und Gesellschaft rechtzeitig mit deren Realität konfrontiert werden. Durch komplexe

und hochdynamische sozio-technische Wechselwirkungen entstehen durch die Energiewende besondere Unsicherheiten und Herausforderungen [140, S. 319 - 352].

Energiewende in Zeiten des Populismus

In ihrem Artikel „Energiewende in Zeiten populistischer Bewegungen“ [139, S. 3 - 29] gehen Radtke et al. auf die Gefahren des Populismus für die Energiewende ein. Populismus wird dabei verstanden als „eine spezifische Form des Auftretens polarisierender, d.h. zuspitzender Kräfte und Positionen, welche auf allen gesellschaftlichen wie politischen Ebenen (von der Nachbarschaft bis in das Europäische Parlament), in allen sozial organisierten Formen (von der Bürgerinitiative bis zur politischen Partei) und in allen sozialkommunikativen Formaten (von der Blockade bis zum Runden Tisch) identifiziert werden können.“ [139, VI] Für die populistische Bewegung ist die Energiewende ein kulturelles Elitenprojekt, welches abzulehnen ist. Die Autoren diagnostizieren folgende Phänomene:

1. Es ist ein zunehmender Einfluss und eine verstärkte Professionalisierung von populistischen Akteuren erkennbar.
2. Der politische Diskurs wird durch populistische Einflüsse verändert, wodurch etablierte Muster und Systeme der Verhandlungsdemokratie destabilisiert werden können.
3. Entscheidungen durch öffentliche Organe der repräsentativen Demokratie können zunehmend unter Vertrauensverlust leiden, der delegitimierend wirken kann.
4. Die Klimaschutzziele werden nach wie vor nicht erreicht, was der Sinnhaftigkeit der Energiewende zuwider läuft.

Diese Ausgangslage macht die Energiewende zu einem politischen Thema, welches ideale Ansatzpunkte für die Kritik populistischer Bewegungen liefert. Die Autoren führen diese auf die Umstände zurück, welche zur Verkündung der Energiewende führten: Als Folge der Reaktorkatastrophe in Fukushima, Japan wurde die Energiewende ohne Einbezug der Bevölkerung oder anderer gesellschaftlicher Gruppen beschlossen [139, S.3 -18].

Es sei angemerkt, dass dem Ausstieg aus der Kernenergie der Wiedereinstieg nach einem bereits beschlossenen Ausstieg voranging, wodurch in der Gesellschaft Verwirrung entstand und Zweifel an der Energiepolitik der Bundesregierung entstanden. Diese wurden mitunter dadurch verstärkt, dass insbesondere das deutsche Nachbarland Frankreich explizit auf die Kernenergie setzt, da diese treibhausgasfrei Strom erzeugt. Im Ergebnis wurde das Risiko des Weiterbetriebs deutscher Kernkraftwerke als nicht vertretbar verargumentiert, gleichzeitig bestand die inhärente Gefahr durch Kernkraftwerke an der deutsch-französischen und deutsch-belgischen Grenze weiterhin. Auch das Festhalten von Japan selbst an der Technologie hat in der Bevölkerung zu Unverständnis geführt und der populistischen Bewegung weiteren Zulauf gebracht.

Die Autoren merken an, dass die Energiewende von Teilen der politischen Landschaft, des sogenannten „linken Flügels“ getragen und für diese ein identitätsstiftendes, vereinigendes Element darstellt, welches gegenüber dem opponierenden nationalkonservativen Lager polarisierend wirken kann. Weiterhin werden die Auswirkungen der Energiewende von der Bevölkerung in sozial- und strukturschwachen Regionen ländlicher und marginalisierter Räume ge- und vor allem „ertragen“.

Die oftmals nicht kohärente Energiepolitik lässt Zweifel hinsichtlich der Effektivität des Klimaschutzes und der Revision eines vermeintlich intakten Energiesystems aufkommen und bietet der populistischen Bewegung weiteren Zulauf. Historisch gesehen hat es schon immer tiefgreifende Transformationsprozesse gegeben, die in Landschaften, Lebens- und Arbeitsweisen eingriffen, sowie Ängste, Misstrauen und Widerstand hervorriefen.

Im Gegensatz zu den stark autokratisch und hierarchisch geprägten Gesellschafts- und Staatsformen des 19. und 20. Jahrhunderts steht heute dabei die Demokratie auf dem Prüfstand: Der Bevölkerung werden Transformationsprozesse zugemutet, die sie mehrheitlich zu tragen hat. Gleichzeitig ist das demokratische Versprechen einzulösen, den Willen des Volkes adäquat zu repräsentieren. Im vorliegenden Fall des Energiesystems wurden großtechnische Systeme errichtet, die umfassender Planungskapazitäten und direkter staatlicher Intervention bedurften und strenger Regulierung in garantierten Gebietsmonopolen unterlagen. Die zentrale, fossile Energiewelt, welche man lange protegiert hat (vgl. Kapitel 2.3.3), hat zu einer starken Pfadabhängigkeit geführt, die innovationshemmend wirkt. Die Transformation hin zu einem volatilen, auf erneuerbare Energien aufbauenden und dezentralen Energiesystem wird als

Drohung für die Versorgungssicherheit empfunden. Schon lange ist offensichtlich, dass das fossil-zentrale mit dem erneuerbar-dezentralen Energiesystem in vielerlei Hinsicht inkompatibel ist und Politik ebenso wie Gesellschaft vor Herausforderungen stellt [139, S.3 -18].

Radtke et al. fordern die Internalisierung der Kosten für klimaschädliche Emissionen, der sich auch Fees und Seeliger in ihrem Buch „Umweltökonomie und Umweltpolitik“ ausführlich widmen. Sie definieren externe Effekte als „im Kern Situationen, in denen bestimmte Folgen individueller Handlungen nicht bei den Handelnden selbst, sondern (auch) bei anderen anfallen und daher beim Entscheidungsprozess nicht (hinreichend) berücksichtigt werden“ [87, S. 2].

6.2 Holistischer Ansatz

Die in diesem Kapitel betrachtete soziologische Forschung beschäftigt sich hauptsächlich mit der Energiewende, die im Allgemeinen oft mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien und der Dekarbonisierung des Energiesystems gleichgesetzt wird. Im Speziellen ist der Energiewendebegriff hauptsächlich mit dem Ausstieg aus der „Hochrisikotechnologie Atomenergie“ [136] verbunden. Erneuerbare Energien waren neben flexiblen, fossilen Gaskraftwerken eines der Vehikel um den Ausstieg zu erreichen. Der Grundstein für den Bau erneuerbarer Energien wurde schon im Jahr 2000 mit der Einführung des EEG gelegt, dessen Fokus sich im Laufe der Jahre auf die volatilen erneuerbaren Energietechnologien Windkraft und Photovoltaik konzentriert hat. Streng genommen wäre die Energiewende mit der Außerbetriebnahme der letzten Kernenergieanlagen in Deutschland im Frühjahr 2023 abgeschlossen. Die Dekarbonisierung des Energiesystem kam spätestens mit der Klimakonferenz von Paris im Jahr 2015 auch global in den Fokus des Handelns. Seitdem wird Dekarbonisierung oftmals mit dem Ausbau volatiler erneuerbarer Energien gleichgesetzt, welche zwar ein Hauptelement sind, jedoch nicht das einzige Mittel, um das Ziel der Treibhausgasneutralität im Jahre 2050 zu erreichen. Diese Sensibilisierung ist nicht nur im Sinne der Dekarbonisierung zu berücksichtigen, sondern auch bezüglich der gesellschaftlichen Konsequenzen mit denen diese verbunden ist. Die Dekarbonisierung des Energiesystems ist zwar vordergründig eine technische Aufgabe für Ingenieure, jedoch mit so starken Eingriffen verbunden, dass sich der Akteurskreis u.A. auf den Staat und die Bevölkerung insgesamt ausgeweitet hat.

Wandel

Die Dekarbonisierung des gesamten Energiesystems sollte im Fokus der Überlegungen aller Akteure stehen und möglichst holistisch, also gesamthaft betrachtet werden. Die anstehenden Wandel wurden in [140, S. 319 - 352] treffend dargestellt. Der technologische Wandel vollzieht sich an der Kraftwerksstruktur, die bis zur Jahrtausendwende aus zentralen, fossil-thermischen Großkraftwerken und vier Gebietsmonopolen bestand und sich aktuell hin zu einem demonopolisierten, dezentralen, hauptsächlich volatil-erneuerbaren Kleinkraftwerken wandelt. Mittlerweile ist unumstritten, dass dafür Energiespeicher benötigt

werden, die Fachwelt streitet sich jedoch nach wie vor über den konkreten Speicherbedarf, der von vielen Randbedingungen und Annahmen abhängt. Gegner eines intensiven Speicherausbaus argumentieren oft mit Demand-Side-Management (DSM) und dem europäischen Ausland, in dem „immer irgendwo die Sonne scheint und der Wind weht“. Technisch können Anbieter von DSM i.d.R. aber nur Last abwerfen und nur geringfügig welche beisteuern. Weiterhin ist es fraglich, ob die privaten Akteure bereit sind, ihren Haushalt oder ihr Elektroauto gänzlich dem Bedarf des Energiesystems unterzuordnen. Das von volatilen erneuerbaren Energien dominierte Energiesystem Bedarf einer überarbeiteten Regulatorik und eines überarbeiteten Marktdesigns. Der Energy-Only-Markt vergütet nur die quantitative Menge an erzeugtem Strom und schafft keinen Anreiz diesen bedarfsgerecht einzuspeisen, was in Anbetracht der volatilen Stromerzeugung notwendig wäre. Da das Übertragungsnetz jedoch nur soviel Strom aufnehmen kann, wie es abgibt, bleibt die Herausforderung der Energiespeicherung bestehen.

Energiespeicher sind von der EU als eigenständiges Element definiert worden. Diese Definition hat auch in deutsches Recht Einzug gefunden und ist ab dem 01. Juli 2023 gültig, jedoch wird die notwendige regulatorische Begleitung von bspw. Planungs- und Genehmigungsverfahren oder der Belastung mit Letztverbraucherabgaben und Netznutzungsentgelten der Bedeutung von Energiespeichern für das dekarbonisierte Zielsystem nicht gerecht. Es bestehen kaum Anreize aus dem Markt heraus Energiespeicher zu bauen, obwohl sie nicht nur die Stromerzeugung vom Bedarf entkoppeln, sondern auch Systemdienstleistungen für das Übertragungsnetz bereitstellen können, die zukünftig immer wichtiger werden.

Der Umbau des Energiesystems geht mit massiven sozialen Umbrüchen einher, da Energiewendetechnologien nicht mehr an wenigen zentralen Standorten sind, sondern dezentral über das ganze Land verteilt und für jeden sichtbar werden. Eine konsequente Umsetzung der Dekarbonisierung kommt mit weiteren Einschnitten in die Privatsphäre der Bürger: Fossile Energieträger werden teurer und damit zunächst auch die Mobilität (z.B. PKW und Flüge). Gleichzeitig hinkt der öffentliche Personennahverkehr seinen eigenen Ansprüchen als Alternative hinterher. Neben der Mobilität muss auch im Wärmebereich umdisponiert werden, worüber sich die Politik im Frühjahr/Sommer 2023 trefflich streitet. Dadurch, dass jeder Bürger in irgendeiner Art und Weise von der „Energiewende“ betroffen ist, hat auch jeder eine Meinung zu dem Thema.

Die grundsätzliche Zustimmung weiter Teile der Bevölkerung konfiguriert häufig mit lokaler Ablehnung gegen Energiewendetechnologien, gleichzeitig steigt der Druck durch die Jugend auf die Politik, die Dekarbonisierung konsequenter voranzutreiben, wie jüngste Proteste der Vereinigung „Letzte Generation“ und Proteste von „Fridays for Future“ zeigen.

Die Konsequenz, mit der Klimaschutzmaßnahmen umgesetzt werden müssten, hätte große gesellschaftliche Eingriffe zur Folge und ließe sich politisch wahrscheinlich nur gegen großen gesellschaftlichen Protest durchsetzen und könnte zu volkswirtschaftlichen Schäden führen. Die Abschaffung von klimaschädlichen Subventionen wie die Subventionierung fossiler Treibstoffe – wie z.B. Diesel und Kerosin – würde nicht nur die Endverbraucherpreise stark erhöhen, sondern auch mittelständische Handwerksvereinigungen treffen und den Flugverkehr in Deutschland beeinträchtigen, sofern das europäische und internationale Ausland nicht ähnliche Maßnahmen umsetzen. Die „Soziotechnik Energiewende“ [136] betrifft alle Akteure, weshalb es eines holistischen Ansatzes zur Lösung bedarf.

Lösungsvorschläge

Hinsichtlich der zu verwendenden **Technik** sollten nur für den jeweiligen Zweck geeignete und effiziente Energiespeichertechnologien zum Einsatz kommen. Alle die in dieser Arbeit vorgestellten und untersuchten Speichertechnologien haben eine Existenzberechtigung. Obwohl sie oft gegeneinander ausgespielt werden und die Frage nach „der Besten“ Technologie aufkommt, sollte man sie nicht gegeneinander ausspielen. Jede dieser Technologien mit ihren individuellen Stärken wird benötigt. So wie es im fossilen System Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke gab, so wird es ein breites Portfolio an Speichertechnologien geben. So sind Batteriespeicher unabhängig von geografischen Einflüssen, für sehr kurze Speicherdauern (bis eine Stunde) und sehr kleinen bis mittleren Leistungen und Kapazitäten (kW bis in den zweistelligen MW-Bereich) bestens für Photovoltaik-Hausspeicher, in der Elektromobilität, der Primärregelleistungsbeileistung und in Ausnahmefällen sogar als Netzelement geeignet. Obwohl sie von den betrachteten Speichertechnologien den höchsten Wirkungsgrad aufweisen, sind sie als Minuten- und Stundenspeicher nur bedingt geeignet, die durch erneuerbare Energie in großem Ausmaß auftretende Volatilität alleine auszugleichen. Hier stellt sich die Frage nach dem Zugang zu notwendigen

Rohstoffen, die hauptsächlich aus Ländern stammen, von der sich sowohl die EU, als auch die Bundesrepublik Deutschland unabhängiger machen wollen. Gewinnung und Verarbeitung dieser Rohstoffe haben negative Auswirkungen auf lokale und regionale Ökosysteme, deren Effekte nach wie vor externalisiert bleiben und zudem über weite Strecken zur Weiterverarbeitung und zum Bestimmungsort unter Emission von Treibhausgasen transportiert werden müssen (vgl. auch Kapitel 4.1, S. 87 sowie Kapitel 4.9, S. 174-175).

Pumpspeicher sind abhängig von geografischen Gegebenheiten und brauchen möglichst große Höhendifferenzen für einen ökonomischen Betrieb. Gleichwohl sind sie eine erforschte und zuverlässige Technologie mit weiteren Potentialen. Das bisherige deutsche Pumpspeicherportfolio datiert aus einer Zeit, als die Stromerzeugung zentral und planbar war, weshalb die Maschinensätze mitunter nicht so flexibel sind, wie sie sein könnten und die Speicherkapazitäten oft auf mehrere Stunden begrenzt ist. Doch schon heute gibt es hochflexible Maschinensätze und große Speicherkapazitäten bis zu mehreren Wochen, die verdeutlichen, welches Potential in Pumpspeichern stecken. Pumpspeicher sind die einzige Technologie, die aus dem alten Energiesystem in das neue mitgenommen werden kann. Die ökologischen Auswirkungen entstehen lokal und sind in Deutschland streng kontrolliert und reguliert, sodass negative externe Effekte gering gehalten und weitestgehend internalisiert in Deutschland bzw. dem Projekt bleiben. Die verwendeten Rohstoffe sind lokal bzw. in Europa verfügbar und gut recyclebar, so dass keine politischen Abhängigkeiten entstehen. Pumpspeicher sind mit über 100 Jahren sehr langlebig und somit auch nachhaltig, wie in Kapitel 4 aufgezeigt wurde.

Wasserstoff ist aktuell der große energiepolitische Hoffnungsträger, weshalb Elektrolyseure im Fokus stehen. Der erzeugte Wasserstoff kann über sehr lange Perioden (Wochen und Monate) gespeichert werden und – sofern wieder verstromt – als Stromspeicher fungieren, wovon aufgrund des sehr geringen Wirkungsgrades allerdings abzuraten ist. Würde man allein mit Wasserstoffspeichern Strom speichern, so bräuchte es – im Vergleich mit Batterien und Pumpspeichern – für die selbe Menge an ausgespeicherten Strom die bis zu dreifache Menge an einzuspeicherndem Strom und damit auch mehr Erneuerbare-Energien-Anlagen. Wasserstoff zur Stromspeicherung sollte nur in äußersten Notfällen verwendet werden und nur dann, wenn alle anderen Speicher ausgeschöpft sind, wie z.B. als strategische Gasreserve oder Monats- und Jahresspeicher. Als relativ neue Technologie gibt es sie weder in den

notwendigen großen Maßstäben, noch gibt es eine funktionierende Infrastruktur oder die regulatorischen Rahmenbedingungen für den Bau der Anlagen. Die Rohstoffe sind verhältnismäßig selten und in Ländern konzentriert, von denen sich die EU und die Bundesrepublik zukünftig unabhängiger machen möchte. Ein Vorteil dieser Technologie ist ihre sektorkoppelnde Eigenschaft. Wasserstoff kann direkt in Brennstoffzellen verwendet und u.A. im Mobilitätssektor und der Industrie zur dessen bzw. deren Dekarbonisierung beitragen. Es gilt jedoch die Maxime, dass Strom dort wo er direkt genutzt werden kann, auch als solcher genutzt wird und Wasserstoff nur dort zum Einsatz kommt, wo eine Elektrifizierung nicht möglich ist.

Der **Staat** sollte die regulatorischen Rahmenbedingungen konsequenter auf Zukunftstechnologien ausrichten, insbesondere da der Kernenergieausstieg vollzogen und der Ausstieg aus der Verstromung von Kohle beschlossen ist. Es gilt die Planungs- und Genehmigungsverfahren deutlich zu vereinfachen und technologieneutral zu gestalten, so dass die für den Zweck benötigte Technologie im Allgemeinen und der benötigte Energiespeicher im Speziellen gebaut werden kann. Die Umweltauswirkungen im Lebenszyklus einer jeden Technologie, wie sie in dieser Arbeit beispielhaft für Energiespeicher dargestellt wurden, müssen internalisiert werden, so dass auch diejenige Technologie zum Zuge kommen kann, deren Umweltauswirkungen am geringsten sind. Als Nebeneffekt würde neben Natur- und Klimaschutz auch ein aktiver Beitrag zur Akzeptanz geleistet, der legitimierend auf den Bürger wirken kann. Es ist die Aufgabe der Politik, Zukunftstechnologien zu fördern und ihren Markteintritt zu erleichtern, jedoch sollte der Fokus nicht einseitig auf einigen wenigen, politisch genehmen Technologien legen, deren Umweltauswirkungen nur vordergründig gut sind. Weiterhin ist es die Aufgabe der Politik, konsequent an der Dekarbonisierung des Energiesystems zu arbeiten, von „ministerialer Auftragsforschung“ [136] abzusehen und sich von unabhängigen Forschungsinstituten beraten zu lassen, sowie den Bürger auch über etwaige Zumutungen und Einschränkungen aufzuklären.

Der **Bürger** sollte konsequent und frühzeitig über Energiewendetechnologien aufgeklärt werden mit dem Ziel, dass er versteht, dass jede Technologie einen ökologischen Fußabdruck hat, unabhängig davon, ob sie treibhausgasfrei Strom erzeugt oder speichert. Er muss einsehen, dass die ins Ausland ausgelagerten externen Effekte gleichwohl negative Folgen für ihn selbst haben können und es für die Dekarbonisierung unerheblich ist, wo Treibhausgasemissionen emittiert

werden. Er muss verstehen lernen, dass die Emission von Treibhausgasemissionen ihren Preis hat und ihm dieser auch zugemutet wird, so dass er proaktiv an alternativer Mobilität, Wärme oder Strom interessiert ist. Diese Alternativen müssen ihm seitens der Politik auch bereitgestellt werden.

7 Fazit

Historisch betrachtet wurde der Kardinalfehler des Energiesystems in seinen Anfängen begangen. Es entwickelte sich nicht nach den reinen Maßstäben ingenieurmäßiger und betriebswirtschaftlicher Rationalität, sondern stets in seinem historischen Umfeld und befand sich schnell im Spannungsfeld privatwirtschaftlicher Unternehmens- und Kommunal-, sowie Reichs- bzw. Bundesinteressen. Die in der unregulierten Anfangszeit gebildeten Strukturen wurden mit dem ersten Energiewirtschaftsgesetz von 1935 regulatorisch in Monopolgebieten gefestigt. Entwicklungen fanden in den jeweiligen Monopolgebieten statt und waren nie als gesamtdeutschen Energiesystem angelegt. Die Strukturen begünstigten zentrale Großkraftwerke, man fokussierte sich auf die Quantität des erzeugten Stroms und berücksichtigte den Gesamtwirkungsgrades des Energiesystems und ökologische Aspekte nur nachrangig.

Die Politik hat die Energiewirtschaft fast 150 Jahren nicht nur maßgeblich mitgeprägt, sondern auch einzelne Technologien wie die Kohlewirtschaft protegiert und den Ausbau der Kernenergie forciert. Selbiges ist in den letzten 25 Jahren mit erneuerbaren Energien passiert. Nur selten hat sie die Förderung einzelner Technologien zu Ende gedacht und deren Folgen berücksichtigt. Ein Beispiel hierfür ist der Ausbau von erneuerbaren Energien, die auf einem Sockel fossiler Gaskraftwerke gebaut werden sollten. Die bevorzugte Abnahme von erneuerbaren Energien hat jedoch die Merit-Order so stark beeinflusst, dass die Technologie, die sie stützen sollte, kannibalisiert wurde.

Dem Ausstieg aus der Kernenergie folgte der Ausstieg aus dem Ausstieg und dem Ausstieg aus dem Ausstieg des Ausstiegs, mit der Begründung, dass die Hochrisikotechnologie nicht mehr vertretbar sei, während das deutsche Nachbarland Frankreich hauptsächlich auf diese Grundlasttechnologie zur klimaneutralen Stromerzeugung und auch das Land des Fukushima-Super-GAU Japan mittlerweile wieder auf Kernenergie setzt.

Die mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien notwendige Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch wurde mit dem Verweis, dass „irgendwo in Europa die Sonne scheint oder der Wind weht“ abgetan und nicht berücksichtigt, dass die aktuellen Netzkapazitäten zu gering sind, da die Netze auf die einzelnen Mitgliedsstaaten ausgelegt sind und nicht auf Europa als Ganzes. Selbst wenn dem so wäre, ist es fraglich, ob bei einer Ressource so wertvoll und bedeutend wie Strom die innereuropäische Solidarität hoch genug ist. Innenpolitische Interessen haben in den meisten EU-Mitgliedsstaaten im Zweifel Vorrang. Die vage gehaltenen energiepolitischen Regeln in der EU lassen den Mitgliedsstaaten großen Spielraum und an einer gesamteuropäischen Lösung zweifeln. Die Coronapandemie mit Verteilungskämpfen um Masken, Beatmungsgeräte und Medikamente hat gezeigt, dass in einer echten Mangellage die europäische Solidarität schnell zusammenbricht.

Die innerdeutsche Energiepolitik musste sich nach der deutschen Wiedervereinigung mit der Herausforderung der Vernetzung und Synchronisation beider Energiesysteme beschäftigen und steht – seit der Jahrtausendwende – im Zielkonflikt mit dem europäischen Binnenmarkt und der Regulierung durch die EU-Kommission. Während sich die Bundesregierungen weigern, dass Thema Versorgungssicherheit als zu adressierende und selbst geschaffene Herausforderung zu benennen und sich dieser anzunehmen, zwingt die europäische Kommission, einen Kapazitätsmarkt in Deutschland einzuführen und einer Speicherstrategie zu erstellen. Die EU-Kommission beweist den Weitblick, der den Bundesregierungen seit der Strommarktliberalisierung fehlt und adressiert die immanente Herausforderung des Paradigmenwechsels: Der Fokus lag bisher auf der Substitution der installierten Leistung zentraler, fossil-nuklearer Großkraftwerke durch dezentrale, volatile erneuerbare Energien. Dies lässt sowohl außer acht, dass sich die Stromerzeugung von den Lastzentren entfernt, als auch dass Stromerzeugung und Stromverbrauch zeitlich immer öfter inkongruent sind. Eine Herausforderung die durch den durchgeführten Rückzug aus der Kernenergie und den geplanten Rückzug aus der Verstromung von Kohle weiter verschärft wird. Neben Netzausbau wird auch systemische Flexibilität, gesicherte Leistung und Energiespeicher benötigt.

Der deutschen Energiepolitik hat sich seit der Jahrtausendwende mit dem Nimbus der Klimaneutralität umgeben und sich dabei allein auf vermeintlich klimaneutrale Zukunftstechnologien wie Windkraftanlagen, Photovoltaik, Batteriespeicher und Elektrolyse konzentriert. Diese sind entweder nur im

Betrieb klimaneutral oder nur, wenn sie mit klimaneutralem Strom betrieben werden. Ohne Ausnahme entstehen durch jede Stromerzeugungs- oder Energiespeicherungstechnologie Umweltauswirkungen über ihren gesamten Lebenszyklus hinweg. Die Missachtung der Herstellungs- und Recyclingphase und der einseitige Fokus auf vorgeblich klimaneutralen Betrieb konterkariert mitunter das Ziel der Treibhausgasneutralität und vernachlässigt weitere externalisierte Umweltauswirkungen die im Herstellungs- und Recyclingprozess entstehen. Um perspektivisch das Ziel eines klimaneutralen Energiesystems zu erreichen, ist eine Abkehr von alten Denkmustern notwendig. Die Politik muss die Herausforderungen erkennen und benennen, die Maßnahmen sorgfältig und holistisch betrachten, begründen und erklären. Sie gibt den Rahmen vor, in welchem sich die Energiewirtschaft bewegen kann.

Deshalb ist es um so wichtiger, transparent mit den Herausforderungen der Energiewende und den durch die festgelegten Randbedingungen und dem Zielpfad immanenten Herausforderungen klar zu benennen: Jede Technologie hat einen spezifischen ökologischen Fußabdruck und wird begleitet von sozialen Spannungen, die oftmals in den Ländern verbleiben, aus denen die westliche Welt ihre Rohstoffe bezieht. Es wurde mit den durchgeführten Lebenszyklusanalysen verdeutlicht, dass die Energiespeichertechnologien, auf die man maßgeblich baut, durch mitunter sehr große, externalisierte Umweltauswirkungen und Kosten begleitet werden, denen sich Politik und Gesellschaft in weiten Teilen nicht bewusst sind oder diese ignoriert. Es wurde gezeigt, dass die Bauphase die größten Umweltauswirkungen verursacht, während diese in der Betriebsphase maßgeblich von der Zusammensetzung des eingespeicherten Stroms abhängt und nur durch den Wirkungsgrad des Speichers beeinflusst wird. Potentiell große Auswirkungen kann das Recycling von Energiespeichern haben: Je kürzer die Lebensdauer umso größer ist der Einfluss des Recyclings. Das Recycling von Lithiumionenbatterien und Elektrolyseuren ist noch nicht ausgereift und ein möglicher Hebel für Verbesserung. So wird in der Literatur bspw. angegeben, dass Lithium zu 70 % recycelt werden kann, effektiv wird in der EU jedoch weniger als 1 % recycelt. Aufgrund der mangelnden Datenbasis und Softwareimplementierung der Recyclingprozesse wurde dieser Aspekt in der Arbeit nachrangig behandelt und müsste bei Vorhandensein einer besseren Datenlage genauer untersucht werden. Die Substitution primärer Rohstoffe durch sekundäres Material bietet Chancen, die Umweltauswirkungen von Batterie- und Wasserstoffspeicher zu mindern.

Es soll an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass ein Vergleich zwischen Pump-, Batterie- und Wasserstoffspeicher nicht objektiv möglich und nicht notwendig ist. Jeder untersuchte Energiespeicher erfüllt einen speziellen Zweck: Batteriespeicher sind für die kurzfristige, dezentrale elektrische Energiespeicherung mit Fokus auf kleine Leistungen geeignet, während Pumpspeicher als Stunden-, Tages- und Wochenspeicher mit im Verhältnis zur Leistung großen und weiterhin ausbaufähigen Speicherkapazitäten den ein breites Spektrum elektrischer Energiespeicherung abdecken. Wasserstoffspeicher sollten aufgrund ihres geringen Wirkungsgrades nur als ultima ratio – wenn alle anderen elektrischen Energiespeicher schon eingesetzt wurden – zur Wiederverstromung verwendet werden. Ihr Haupteinsatzzweck ist die Defossilisierung des Verkehrssektors in speziellen Bereichen, wo ein Batteriebetrieb nur bedingt möglich ist, z.B. Schwerlasttransport, Schifffahrt und Flugverkehr oder eine direkte stoffliche Nutzung in Industriebetrieben.

Als Analogie kann die Unterteilung von Kraftwerken hinsichtlich Grund-, Mittel- und Spitzenlast herangezogen werden. Jede dieser Technologien erfüllt einen spezifischen Zweck, hat unterschiedliche Volllaststunden und ist entsprechend dimensioniert. Elektrische Energiespeicher sollten entsprechend nicht gegeneinander ausgespielt werden, es braucht alle untersuchten Technologien und zur Erreichung der Energie- und Klimaziele zeitnah möglichst alle und viele.

Weiterhin sollte beachtet werden, dass insbesondere die für Batterien und Elektrolyseure benötigten Rohstoffe aus Ländern stammen, bzw. in Ländern weiterverarbeitet werden, von denen sich die EU im Allgemeinen und Deutschland im Speziellen unabhängiger und politisch weniger erpressbar machen möchte.

Als Konsequenz dieser Erkenntnis müsste das Bundesministerium für Wirtschaft und Klima in ihrer Speicherstrategie Pumpspeicher als ökologisch nachhaltigste und ressourcensicherste Option regulatorisch mit anderen Technologien zumindest gleichstellen. Wie in den Kapiteln 5.1 bis 5.5 dargelegt, wird das Energiesystem mittelfristig nicht mehr steuerbar und von volatilen Erzeugungstechnologien abhängig sein. Dies führt auch dazu, dass die gesicherte Leistung und damit die residuale Last stark unterdeckt sein wird. Für die Lösung dieser Herausforderung werden verschiedene Ansätze diskutiert, wie z.B. den europäischen Energieverbund stärken, die Last bzw. den Verbraucher durch Anreize

steuerbar zu machen oder die Erzeugung durch Energiespeicher vom Verbrauch zu entkoppeln. Realistisch ist die Kombination aller Handlungsoptionen.

Hinsichtlich der Energiespeicherung stellt die Regulatorik aktuell nur bedingt Anreize für den Zu-, Aus- oder Neubau von Speicherkapazitäten. Obwohl als eigenständiges Element im Energierecht verankert, sind Letztverbraucherabgaben, Netzentgelte und komplizierte Befreiungstatbestände Risiken, die die Chancen einer Investition mindern. Auch die unterschiedliche Komplexität von Planungs- und Genehmigungsverfahren ist ein Hemmnis, welches zu adressieren ist. Damit die rechtliche Definition von Energiespeichern nicht nur Symbolik bleibt, sondern auch praktischen Nutzen hat, müssen Energiespeicher von allen Letztverbraucherabgaben und Netzentgelten befreit und ein „level playing field“ im Planungs- und Genehmigungsrecht verankert werden. Auch hier muss diejenige Energiespeichertechnologie begünstigt sein, die den geringsten ökologischen Fußabdruck über den gesamten Lebenszyklus vorweist. Treibhausgasemissionen sind Umweltauswirkungen mit globalem Ausmaß, eine nationale Betrachtung und Fokussierung auf die Betriebsphase missachtet diese Tatsache.

Diese Arbeit kann helfen, sich diesen Herausforderungen bewusst zu werden. Zwar sind die politischen Bekenntnisse zu Energiewendetechnologien vorhanden und das Bewusstsein für die Notwendigkeit der Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren – wenn auch unter Druck der EU – vorhanden, jedoch ist weder der Markt noch die regulatorischen Rahmenbedingungen dafür geschaffen. Diese Arbeit weist darauf hin, dass auch die soziologische Forschung zur Gesellschaftstechnik Energiewende und den assoziierten Technologien Windkraft und Photovoltaik vorhanden ist, wie Untersuchungen zu den Akteuren, politischen Handlungsoptionen, Akzeptanz, politischer Partizipation und den Gefahren des Populismus, der die Energiewende als Ziel im Visier hat. Für das Gelingen der Energiewende ist es wichtig, sich der Interdisziplinarität der Herausforderung bewusst zu werden und sich eine holistische Betrachtungsweise zu eigen zu machen.

Seitens der Politik ist es erforderlich, die Herausforderungen durch die eingeleitete Zäsur des Energiesystems zu erkennen und diese zu benennen. Sie ist tiefgreifend und wird jeden Bürger unmittelbar betreffen. Dem Bürger muss das Ausmaß die mit der Zäsur einhergeht ausreichend erklärt werden, so dass die Chance erhöht wird, dass dieser nachteilige Konsequenzen mitträgt. Es gilt deshalb, vom Ziel her zu denken und den regulatorischen Rahmen dafür zu

schaffen, so dass die ökologisch nachhaltigsten und hinsichtlich Ressourcen risikoärmsten Speichertechnologien zum Zuge kommen.

Ein transparenter Umgang mit den Umweltauswirkungen elektrischer Energiespeicher und die kritische Analyse ihres Einsatzzwecks, ihrer Stärken und Schwächen, sowie ihres geopolitischen Konfliktpotentials kann dabei helfen, politische Entscheidungen zu treffen und diese zu kommunizieren. Energiepolitik ist gesellschaftlich zu bedeutend um Spielball polemischer und populistischer Auseinandersetzungen zu werden. Insbesondere da die eingeleitete Systemzäsur historisch beispiellos ist und große systemische und Gesellschaftliche Veränderungen notwendig sind.

A Anhang

A.1 Übersicht der Annahmen

Die Quellen für die Dimensionierung der untersuchten Anlagen sind aus der – vom Autor mitbetreuten – Master-These von Pascal Schirmer übernommen und können in dieser im Detail nachvollzogen werden [146]. Diese Dimensionierung dient als Eingangsgröße für die in dieser Arbeit durchgeführten, eigenständigen Lebenszyklusanalysen.

Eine Übersicht der Kenndaten ist in Tabelle A.1 aufgeführt.

Tabelle A.1: Kenndaten des Pumpspeichermodells

Technologie	Leistung	Kapazität	Wirkungsgrad	Volllaststunden	ausgespeicherte el. Energie (100a)
PSW	200 MW	922,04 MWh	74,3 %	1.025 h/a	152.315 MWh/a
Batterie	400 MW	400 MWh	90 %	1.063	152.315 MWh/a
H ₂ -Sp.	80 MW (GuD) & 90 MW (Elektrolyseur)	400 MWh	60 % 60 %	3.500	152.315 MWh/a

A.2 Dimensionierung des Pumpspeichers

Randbedingungen:

Tabelle A.2: Kenndaten des Pumpspeichermodells

Bezeichnung	Formelzeichen	Wert und Einheit
Leistung des PSW	P_{PSW}	200 MW
Kapazität des PSW	E_{PSW}	922 MWh
Volllaststunden	$t_{\text{voll,PSW}}$	$1025 \frac{\text{h}}{\text{a}}$
auszuspeichernde Energie pro Jahr	$E_{\text{aus,PSW}}$	$152.315 \frac{\text{MWh}}{\text{a}}$
einzuspeichernde Energie pro Jahr	$E_{\text{ein,PSW}}$	$205.000 \frac{\text{MWh}}{\text{a}}$

Rechnung:

Berechnung des Wirkungsgrades P_{PSW} mit dem Mittelwert der Jahre 2011 - 2020 des Pumpspeicher Wehr:

$$\begin{aligned}
 \bar{\eta}_{\text{PSW,Wehr}} &= \frac{\sum_{i=1}^n \eta_{i,\text{PSW,Wehr}}}{n} \\
 &= 0,743 \\
 &= \eta_{\text{PSW}}
 \end{aligned}
 \tag{A.1}$$

Berechnung der Volllaststunden $t_{\text{voll,PSW}}$ aus Literaturwerten gemäß [146]:

$$\begin{aligned}
 t_{\text{voll,PSW}} &= \frac{\sum_{i=1}^n t_{i,\text{voll,PSW}}}{n} \\
 &= 1.025 \frac{\text{h}}{\text{a}}
 \end{aligned}
 \tag{A.2}$$

Berechnung der ausgespeicherten Energie $E_{\text{aus,PSW}}$ pro Jahr für die Lebensdauer von 100 Jahren:

$$\begin{aligned} E_{\text{aus,PSW}} &= P_{\text{PSW}} \cdot \eta_{\text{PSW}} \cdot t_{\text{voll,PSW}} \\ &= 200 \text{ MW} \cdot 0,743 \cdot 1.025 \frac{\text{h}}{\text{a}} = 152.315 \frac{\text{MWh}}{\text{a}} \end{aligned} \quad (\text{A.3})$$

$$E_{\text{aus,PSW},100\text{a}} = E_{\text{aus,PSW}} \cdot 100 \text{ a} = 15.213.500 \text{ MWh}$$

Berechnung der eingespeicherten Energie $E_{\text{ein,PSW}}$ aus der ausgespeicherten Energie mit Hilfe des Wirkungsgrades:

$$\begin{aligned} E_{\text{ein,PSW}} &= \frac{E_{\text{aus,PSW}}}{\eta_{\text{PSW}}} \\ &= \frac{152.315 \frac{\text{MWh}}{\text{a}}}{0,743} = 205.000 \frac{\text{MWh}}{\text{a}} \end{aligned} \quad (\text{A.4})$$

A.3 Dimensionierung des Batteriespeichers

Randbedingungen:

Tabelle A.3: Kenndaten des Batteriespeichermodells

Bezeichnung	Formelzeichen	Wert und Einheit
auszuspeichernde Energie pro Jahr	$E_{\text{aus,PSW}}$	$152.315 \frac{\text{MWh}}{\text{a}}$
Wirkungsgrad BESS	η_{BESS}	0,9
Überdimensionierung	Δ	1,1
Lebensdauer BESS	t_{BESS}	10 a
Energiespeicherkapazität pro BESS-Container	$E_{\text{BESS,Container}}$	$2,5 \frac{\text{MWh}}{\text{Container}}$
Leistung pro BESS-Container	$P_{\text{BESS,Container}}$	$2,5 \frac{\text{MW}}{\text{Container}}$

Rechnung:

Berechnung der maximalen Entladetiefe aus Literaturwerten

$$\begin{aligned} \text{DoD} &= \frac{\sum_{i=1}^n \text{DoD}_i}{n} \\ &= 0,9 \end{aligned} \quad (\text{A.5})$$

Berechnung der Vollzyklen aus Literaturwerten

$$\begin{aligned} z_{\text{voll}} &= \frac{\sum_{i=1}^n z_{\text{voll},i}}{n} \\ &= 10.625 \text{Vollzyklen} \end{aligned} \quad (\text{A.6})$$

Berechnung der Vollzyklen pro Jahr bei 10 Jahren Lebensdauer

$$z_{\text{voll}} = \frac{10.625 \text{Vollzyklen}}{10 \text{ a}} = 1.062,5 \approx 1.063 \frac{\text{Vollzyklen}}{\text{a}}$$

Berechnung der einzuspeichernden Energie pro Jahr

$$\begin{aligned}
 E_{\text{aus,PSW}} &= E_{\text{aus,BESS}} \\
 E_{\text{ein,BESS}} &= \frac{E_{\text{aus,BESS}}}{\eta_{\text{BESS}}} \\
 &= \frac{152.315 \frac{\text{MWh}}{\text{a}}}{0,9} = 169.239 \frac{\text{MWh}}{\text{a}}
 \end{aligned}
 \tag{A.7}$$

Berechnung der ausspeicherbaren Energie eines einzelnen BESS-Containers

$$\begin{aligned}
 E_{\text{aus,container,Jahr}} &= E_{\text{BESS,Container}} \cdot Z_{\text{voll}} \\
 &= \frac{2,5 \text{ MWh}}{\text{a}} \cdot 1.063 = 2.658 \frac{\text{MWh}}{\text{a}}
 \end{aligned}
 \tag{A.8}$$

Dimensionierung nach optimaler Zyklenzahl:

Berechnung der theoretischen Anzahl an BESS-Containern

$$\begin{aligned}
 n_{\text{BESS,theo,z}} &= \frac{E_{\text{aus,BESS}}}{E_{\text{BESS,Container,Jahr}}} \\
 &= \frac{152.315 \frac{\text{MWh}}{\text{a}}}{2.658 \frac{\text{MWh}}{\text{a}}} = 57,32 \text{ Container} \approx 58 \text{ Container}
 \end{aligned}
 \tag{A.9}$$

Berechnung der theoretischen Gesamtkapazität der BESS-Container

$$\begin{aligned}
 E_{\text{BESS,theo,z}} &= E_{\text{BESS,Container}} \cdot n_{\text{BESS,theo,z}} \\
 &= 2,5 \frac{\text{MWh}}{\text{Container}} \cdot 58 \text{ Container} = 145 \text{ MWh}
 \end{aligned}
 \tag{A.10}$$

Berechnung der realen Gesamtkapazität der BESS-Container

$$\begin{aligned} E_{\text{BESS,real},z} &= E_{\text{BESS,theo},z} \cdot \text{DoD} \cdot \Delta \\ &= 167,48\text{MWh} \end{aligned} \quad (\text{A.11})$$

Berechnung der realen Anzahl an BESS-Containern

$$\begin{aligned} n_{\text{BESS,real},z} &= \frac{E_{\text{BESS,real},z}}{E_{\text{BESS,Container}}} \\ &= \frac{167,48\text{MWh}}{2,5 \frac{\text{MWh}}{\text{Container}}} = 67 \text{ Container} \end{aligned} \quad (\text{A.12})$$

Berechnung der korrigierten realen Gesamtkapazität der BESS-Container

$$\begin{aligned} E_{\text{BESS},z} &= n_{\text{BESS,real},z} \cdot E_{\text{BESS,Container}} \\ &= 67 \text{ Container} \cdot 2,5 \frac{\text{MWh}}{\text{Container}} = 167,5\text{MWh} \end{aligned} \quad (\text{A.13})$$

Berechnung der korrigierten realen Leistung der BESS-Container

$$\begin{aligned} P_{\text{BESS},z} &= n_{\text{BESS,real},z} \cdot P_{\text{BESS,Container}} \\ &= 67 \text{ Container} \cdot 2,5 \frac{\text{MW}}{\text{Container}} = 167,5\text{MW} \end{aligned} \quad (\text{A.14})$$

Dimensionierung für eine Speichervorhaltung von 400 MWh:

Berechnung der benötigten BESS-Container für 400 MWh:

$$\begin{aligned} n_{\text{BESS}} &= \frac{E_{\text{BESS}}}{E_{\text{BESS, Container, Jahr}}} \\ &= \frac{400 \text{ MWh}}{2,5 \text{ MWh}} \end{aligned} \tag{A.15}$$

Mit $n_{\text{BESS}} > n_{\text{BESS, real, z}}$ ist eine Überdimensionierung und eine Berücksichtigung der Entladetiefe (DoD) nicht notwendig und es können 160 BES-Container zu je 2,5 MWh verwendet werden, wodurch eine Gesamtkapazität von 400 MWh und eine Gesamtleistung von 400 MW zur Verfügung steht.

A.4 Dimensionierung des Wasserstoffspeichers

Randbedingungen:

Tabelle A.4: Kenndaten des Wasserstoffspeichersmodells

Bezeichnung	Formelzeichen	Wert und Einheit
ausgespeichernde Energie pro Jahr	$E_{\text{aus,PSW}}$	$152.315 \frac{\text{MWh}}{\text{a}}$
Wirkungsgrad des PEMEC	η_{PEMEC}	0,6
Wirkungsgrad GuD-Kraftwerk	η_{GuD}	0,6
Heizwert Wasserstoff	$H_{\text{u,H}_2}$	$0,0333 \frac{\text{MWh}}{\text{kg}}$
Wasserstoffmasse	m_{H_2}	$312 \frac{\text{kg}}{\text{Tank}}$
Zeitspanne Wochenende	t_{WE}	48 h
Speichervolumen Albbecken	$V_{\text{Albbecken}}$	$2.200.000 \text{ m}^3$
Fallhöhe Des Pumpspeichers	h	207 m
Volllaststunden	$t_{\text{voll,PEMEC}}$	$5.000 \frac{\text{h}}{\text{a}}$

Rechnung:

Berechnung der Volllaststunden des GuD-Kraftwerks aus Literaturwerten.

$$\begin{aligned}
 t_{\text{voll,GuD}} &= \frac{\sum_{i=1}^n t_{i,\text{voll,GuD}}}{n} \\
 &= 3.438 \frac{\text{h}}{\text{a}} \approx 3.500 \frac{\text{h}}{\text{a}}
 \end{aligned}
 \tag{A.16}$$

Berechnung der einzuspeichernden Energie des Wasserstoffspeichers pro Jahr

$$\begin{aligned}
 E_{\text{aus,PSW}} &= E_{\text{aus,H}_2} \\
 E_{\text{ein,H}_2} &= \frac{152.315 \frac{\text{MWh}}{\text{a}}}{0,6 \cdot 0,6} = 423.097 \frac{\text{MWh}}{\text{a}}
 \end{aligned}
 \tag{A.17}$$

Berechnung des Energieinhaltes des benötigten Wasserstoffes pro Jahr:

$$\begin{aligned}
 E_{\text{H}_2} &= \frac{E_{\text{aus,H}_2}}{\eta_{\text{GuD}}} \\
 &= \frac{152.315 \frac{\text{MWh}}{\text{a}}}{0,6} = 253.858 \frac{\text{MWh}}{\text{a}}
 \end{aligned} \tag{A.18}$$

Berechnung der benötigten Wasserstoffmasse pro Jahr

$$\begin{aligned}
 m_{\text{H}_2} &= \frac{E_{\text{H}_2}}{H_{\text{u,H}_2}} \\
 &= m_{\text{H}_2} = \frac{253.858 \frac{\text{MWh}}{\text{a}}}{0,6 \cdot 5.000 \frac{\text{h}}{\text{a}}} = 7.623 \frac{\text{kg}}{\text{a}}
 \end{aligned} \tag{A.19}$$

Berechnung der Leistung des Elektrolyseurs:

$$\begin{aligned}
 P_{\text{PEMEC}} &= \frac{E_{\text{H}_2}}{\eta_{\text{PEMEC}} \cdot t_{\text{voll,PEMEC}}} \\
 &= \frac{253.858 \frac{\text{MWh}}{\text{a}}}{0,6 \cdot 3.500 \frac{\text{h}}{\text{a}}} = 84,62 \text{MW}
 \end{aligned} \tag{A.20}$$

Der Elektrolyseur wird auf 90 MW überdimensioniert.

Berechnung der Leistung des GuD-Kraftwerks:

$$\begin{aligned}
 P_{\text{GuD}} &= \frac{E_{\text{aus,H}_2}}{\eta_{\text{GuD}} \cdot t_{\text{voll,GuD}}} \\
 &= \frac{152.315 \frac{\text{MWh}}{\text{a}}}{0,6 \cdot 3.500 \frac{\text{h}}{\text{a}}} = 72,53 \text{MW}
 \end{aligned} \tag{A.21}$$

Das GuD-Kraftwerk wird auf 80 MW überdimensioniert.

Berechnung des Energieinhalts des Albbeckens:

$$\begin{aligned} E_{\text{Albbecken}} &= \eta_{\text{PSW}} \cdot \rho_{\text{H}_2\text{O}} \cdot g \cdot h \cdot V_{\text{Albbecken}} \\ &= 0,743 \cdot 1.000 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot 9,81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} \cdot 207 \text{ m} \cdot 2.200.000 \text{m}^3 \\ &= 3,319 \cdot 10^{12} \frac{\text{kg} \cdot \text{m}^2}{\text{s}^2} \\ &= 922,04 \text{ MWh} \end{aligned} \tag{A.22}$$

Berechnung der Wasserstoffspeichermasse:

$$\begin{aligned} E_{\text{aus,H}_2,\text{Speicher,ges}} &= 400 \text{ MWh} \\ m_{\text{H}_2,\text{Speicher,ges}} &= \frac{E_{\text{aus,H}_2,\text{Speicher,ges}}}{\eta_{\text{GuD}} \cdot H_{\text{u,H}_2}} \\ &= \frac{400 \text{ MWh}}{0,6 \cdot 0,0333 \frac{\text{MWh}}{\text{kg}}} = 20.020 \text{ kg} \approx 20 \text{ t} \end{aligned} \tag{A.23}$$

Berechnung der Anzahl der Wasserstofftanks:

$$\begin{aligned} n_{\text{H}_2,\text{Speicher}} &= \frac{m_{\text{H}_2,\text{Speicher,ges}}}{m_{\text{H}_2,\text{Speicher}}} \\ &= \frac{20.020 \text{ kg}}{312 \frac{\text{kg}}{\text{Tank}}} = 64, 17 \text{ Tanks} \end{aligned} \tag{A.24}$$

Überdimensionierung auf 65 Tanks, 20.280 kg real eingespeichertem Wasserstoff, 675,32 MWh Speicherkapazität des Wasserstoffspeichers.

	Treibhausgasemissionen kg CO ₂	Landnutzung Pt.	Ressourcennutzung kg Sb eq.	Ressourcennutzung (fossil) MJ	Wassernutzung m ³ world eq.	Ozonschichtabbau kg CFC-11 eq.	Versauerung mol H ⁺ eq.	Eutrophizierung kg P eq.
Aluminium	2,16E-5	2,23E-3	3,36E-10	0,077	3,65E-4	4,08E-15	2,16E-5	1,97E-9
Stahl	0,01	1,89	2,03E-07	32,52	-0,063	2,23E-12	0,01	2,88E-6
Polyethylen	2,46E-6	1,79E-3	3,80E-10	0,077	2,78E-5	5,39E-15	2,45E-6	2,40E-9
legierter Stahl	1,13E-7	2,64E-5	1,61E-12	2,03E-4	4,14E-6	4,17E-17	1,13E-7	2,14E-11
Messing	3,50E-8	2,04E-5	1,84E-9	3,46E-5	1,23E-6	1,11E-17	3,5E-8	6,01E-12
Beton	3,98E-3	1,48	6,10E-8	8,36	0,135	2,15E-12	3,98E-3	9,08E-7
Bronze	3,69E-6	2,19E-3	1,85E-7	2,97E-3	1,12E-4	7,90E-16	3,69E-6	4,27E-10
Kupfer	8,34E-4	0,58	3,77E-5	0,45	0,032	1,57E-13	8,34E-4	9,58E-8
Graustrom	1,04E-3	0,01	7,41E-10	0,0138	3,08E-05	3,54E-14	1,58E-6	6,45E-09
foss. Hilfsstoffe	1,95E-4	1,45	3,78E-8	5,02	1,44E-3	6,69E-14	1,95E-4	7,38E-7
Transport	1,34E-4	0	0	0	0	0	1,34E-4	0

Tabelle A.5: Rohdaten für das Pumpspeichermodell (Bau)

	Treibhausgasemissionen kg CO ₂	Landnutzung Pt.	Ressourcennutzung kg Sb eq.	Ressourcennutzung (fossil) MJ	Wassernutzung m ³ world eq.	Ozonschichtabbau kg CFC-11 eq.	Versauerung mol H ⁺ eq.	Eutrophierung kg P eq.
Aluminium	2,91E-4	1,11E-4	1,68E-11	3,85E-3	1,83E-5	2,04E-16	1,08E-6	9,87E-11
Stahl	0,197	0,095	1,02E-8	1,63	-3,18E-3	1,12E-13	5,27E-4	1,44E-7
Polyethylen	9,43E-4	9,54E-4	2,03E-10	0,0412	1,48E-5	2,88E-15	1,31E-6	1,28E-9
legierter Stahl	5,28E-6	1,32E-6	8,05E-14	1,02E-5	2,07E-7	2,09E-18	5,63E-9	1,07E-12
Messing	1,05E-6	7,80E-6	7,06E-10	1,32E-5	4,72E-7	4,24E-18	1,34E-8	2,30E-12
Beton	5,89E-7	0,959	3,96E-8	5,42	0,0876	1,39E-12	2,58E-3	5,89E-7
Bronze	1,63E-10	8,40E-4	7,08E-8	1,13E-3	4,29E-5	3,02E-16	1,41E-6	1,63E-10
Kupfer	3,67E-8	0,222	1,44E-5	0,171	0,0123	6,02E-14	3,19E-4	3,67E-8
Grünstrom	9,36E+1	1,19E+4	8,79E-4	4,51E+2	1,85E+1	4,26E-8	7,19E-1	7,69E-3
foss. Hilfsstoffe	0,054	1,219	3,20E-8	4,35	1,25E-3	5,96E-14	1,73E-4	6,24E-7
Prozesswasser	1,65E-3	7,87E-3	4,21E-10	0,027	0,0655	1,96E-14	3,46E-6	7,37E-8
Transport	2,50E-1	0	0	0	0	0	1,13E-4	0

Tabelle A.6: Rohdaten für das Pumpspeichermodell (Bau, Betrieb & Recycling; Grünstrom)

	Treibhausgasemissionen kg CO ₂	Landnutzung Pt.	Ressourcennutzung kg Sb eq.	Ressourcennutzung (fossil) MJ	Wassernutzung m ³ world eq.	Ozonschichtabbau kg CFC-11 eq.	Versauerung mol H ⁺ eq.	Eutrophizierung kg P eq.
Aluminium	2,91E-4	1,12E-4	1,68E-11	3,85E-3	1,83E-5	2,04E-16	1,08E-6	9,87E-11
Stahl	0,167	0,095	1,02E-8	1,63	-3,18E-3	1,12E-13	5,28E-4	1,44E-7
Polyethylen	9,43E-4	9,54E-4	2,03E-10	0,0412	1,48E-5	2,88E-15	1,31E-6	1,28E-9
legierter Stahl	5,28E-6	1,32E-6	8,05E-14	1,02E-5	2,07E-7	2,09E-18	5,63E-9	1,07E-12
Messing	1,05E-6	7,80E-6	7,06E-10	1,32E-5	4,72E-7	4,24E-18	1,34E-8	2,30E-12
Beton	1,40	0,959	3,96E-8	5,42	0,0876	1,39E-12	2,58E-3	5,89E-7
Bronze	1,02E-4	8,4E-4	7,08E-8	1,14E-3	4,29E-5	3,02E-16	1,41E-6	1,63E-10
Kupfer	0,0176	0,222	1,44E-5	0,171	0,0123	6,02E-14	3,19E-4	3,67E-8
Graustrom	5,48E+2	5,32E+3	3,93E-4	7,32E+3	1,63E+1	1,87E-8	8,36E-1	3,42E-3
foss. Hilfsstoffe	0,054	1,22	3,20E-8	4,35	1,25E-3	5,96E-14	1,73E-4	6,23E-7
Prozesswasser	1,65E-3	7,87E-3	4,21E-10	0,027	0,0655	1,96E-14	3,46E-6	7,37E-8
Transport	2,50E-1	0	0	0	0	0	1,13E-6	0

Tabelle A.7: Rohdaten für das Pumpspeichermodell (Bau, Betrieb & Recycling: Graustrom)

	Treibhausgasemissionen kg CO ₂	Landnutzung Pt.	Ressourcennutzung kg Sb eq.	Ressourcennutzung (fossil) MJ	Wassermutzung m ³ world eq.	Ozonschichtabbau kg CFC-11 eq.	Versauerung mol H ⁺ eq.	Eutrophizierung kg P eq.
Eisen	0,017	0,089	9,40E-9	0,228	9,81E-4	8,62E-15	3,81E-4	9,50E-8
Phosphor	0,021	0,014	1,03E-7	0,241	3,00E-3	4,26E-14	3,78E-4	6,8E-9
Graphit	6,52	5,062	3,81E-7	86,26	1,344	1,61E-11	0,0198	2,61E-6
Aluminium	4,48	1,717	2,58E-7	59,08	0,28	3,13E-12	0,0165	1,51E-6
Stahl	7,36	3,540	3,79E-7	60,81	-0,119	4,17E-12	0,0197	5,38E-6
Ethylenglykol	0,026	0,062	6,75E-9	0,943	2,48E-3	1,92E-13	4,36E-5	2,94E-7
Polyethylen	0,164	0,167	3,54E-8	7,209	2,59E-3	5,03E-13	2,28E-4	2,24E-7
R410	2,49E-3	4,77E-3	1,71E-7	0,035	8,95E-5	1,46E-14	8,08E-6	4,78E-9
Polyester	0,137	1,075	2,25E-8	4,124	0,06	5,03E-16	5,35E-4	2,24E-6
Beton	0,346	0,236	9,75E-9	1,336	0,0216	3,43E-13	6,37E-4	1,45E-7
Polyamid	1,165	0,828	1,01E-7	20,77	0,156	1,86E-12	2,08E-3	1,45E-6
Kupfer	3,282	41,31	2,68E-3	31,79	2,295	1,12E-11	0,0593	6,82E-6
Lithium	0,471	-1,85	2,42E-7	6,45	0,292	3,04E-11	2,16E-3	7,82E-5
foss. Hilfsstoffe	1,784	1,563	3,82E-7	8,33E+1	1,55E-2	3,42E-12	4,25E-3	4,66E-6
Transport	2,00E-1	0	0	0	0	0	4,80E-3	0

Tabelle A.8: Rohdaten für das Batteriespeichermodell (Bau)

	Treibhausgasemissionen kg CO ₂	Landnutzung Pt.	Ressourcennutzung kg Sb eq.	Ressourcennutzung (fossil) MJ	Wassernutzung m ³ world eq.	Ozonschichtabbau kg CFC-11 eq.	Versauerung mol H ⁺ eq.	Eutrophierung kg P eq.
Eisen	0,017	0,089	9,40E-9	0,228	9,81E-4	8,62E-15	3,81E-4	9,50E-8
Phosphor	0,021	0,014	1,03E-7	0,241	3E-3	4,26E-14	3,78E-4	6,81E-9
Graphit	6,518	5,062	3,81E-7	86,26	1,345	1,61E-11	0,0198	2,61E-6
Aluminium	0,223	0,086	1,29E-8	2,954	0,014	1,57E-13	8,27E-4	7,57E-8
Stahl	0,368	0,177	1,90E-8	3,044	-5,95E-3	2,09E-13	9,86E-4	2,70E-7
Ethylenglykol	0,026	0,062	6,75E-9	0,943	2,48E-3	1,92E-13	4,36E-5	2,94E-7
Polyethylen	0,088	0,089	1,89E-8	3,849	1,38E-3	2,69E-13	1,21E-4	1,19E-7
RE410	5,37E-4	1,03E-3	3,70E-8	7,6E-3	1,93E-5	3,14E-15	1,75E-6	1,03E-9
Polyester	0,072	0,568	1,19E-8	2,178	0,0318	2,66E-16	2,82E-4	1,18E-6
Beton	0,224	0,153	6,33E-9	0,868	0,014	2,23E-13	4,13E-4	9,43E-8
Polyamid	0,622	0,442	5,40E-8	11,09	0,834	9,95E-13	1,11E-3	7,74E-7
Kupfer	1,256	15,81	1,02E-3	12,17	0,878	4,28E-12	0,023	2,61E-6
Lithium	0,141	-0,556	7,27E-8	1,934	0,088	9,13E-12	6,47E-4	2,34E-5
Grünstrom	77,09	9816,81	7,24E-4	371,46	15,2	3,511	0,592	6,34E-3
foss. Hilfsstoffe	1,94E+0	1,60E+0	3,87E-7	8,87E+1	1,76E-2	3,47E-12	4,68E-3	4,71E-6
Prozesswasser	2,64E-4	1,26E-3	6,75E-11	4,35E-3	0,011	3,15E-15	5,56E-7	1,18E-8
Transport	1,91E-1	0	0	0	0	0	4,62E-3	0

Tabelle A.9: Rohdaten für das Batteriespeichermodell (Bau, Betrieb & Recycling; Grünstrom)

	Treibhausgasemissionen kg CO ₂	Landnutzung Pt.	Ressourcennutzung kg Sb eq.	Ressourcennutzung (fossil) MJ	Wassernutzung m ³ world eq.	Ozonschichtabbau kg CFC-11 eq.	Versauerung mol H+ eq.	Eutrophierung kg P eq.
Eisen	0,017	0,089	9,4E-9	0,228	9,81E-4	8,62E-15	3,81E-4	9,3E-8
Phosphor	0,021	0,014	1,03E-7	0,241	3E-3	4,26E-14	3,78E-4	6,81E-9
Graphit	6,52	5,06	3,81E-7	86,26	1,344	1,61E-11	0,02	2,61E-6
Aluminium	0,223	0,086	1,29E-8	2,954	0,014	1,57E-13	8,27E-4	7,57E-8
Stahl	0,368	0,178	1,9E-8	3,044	-5,94E-3	2,09E-13	9,86E-4	2,7E-7
Ethylenglykol	0,026	0,062	6,75E-9	0,943	2,48E-3	1,92E-13	4,36E-5	2,94E-7
Polyethylen	0,088	0,089	1,89E-8	3,849	1,38E-3	2,69E-13	1,21E-4	1,19E-7
R410	5,37E-4	1,03E-3	3,7E-8	7,6E-3	1,93E-5	3,14E-15	1,75E-6	1,03E-9
Polyester	0,072	0,568	1,19E-8	2,178	0,032	2,66E-16	2,82E-4	1,18E-6
Beton	0,225	0,153	6,33E-9	0,868	0,014	2,23E-13	4,13E-4	9,43E-8
Polyamid	0,622	0,442	5,4E-8	11,09	0,083	9,95E-13	1,11E-3	7,74E-7
Kupfer	1,26	15,81	1,02E-3	12,17	0,878	4,28E-12	0,023	2,61E-6
Lithium	0,141	-0,556	7,27E-8	1,934	0,088	9,13E-12	6,46E-4	2,34E-5
Graustrom	451,7	4384,75	3,23E-4	6024,76	13,42	1,54E-8	0,689	2,81E-3
foss. Hilfsstoffe	1,94E+0	1,6E+0	3,87E-7	8,87E+1	1,76E-2	3,47E-12	4,68E-3	4,71E-6
Prozesswasser	2,64E-4	1,26E-3	6,75E-11	4,34E-3	0,011	3,15E-15	5,56E-7	1,18E-8
Transport	1,91E-1	0	0	0	0	0	4,62E-3	0

Tabelle A.10: Rohdaten für das Batteriespeichermodell (Bau, Betrieb & Recycling: Graustrom)

A.7 Daten: Wasserstoffspeicher

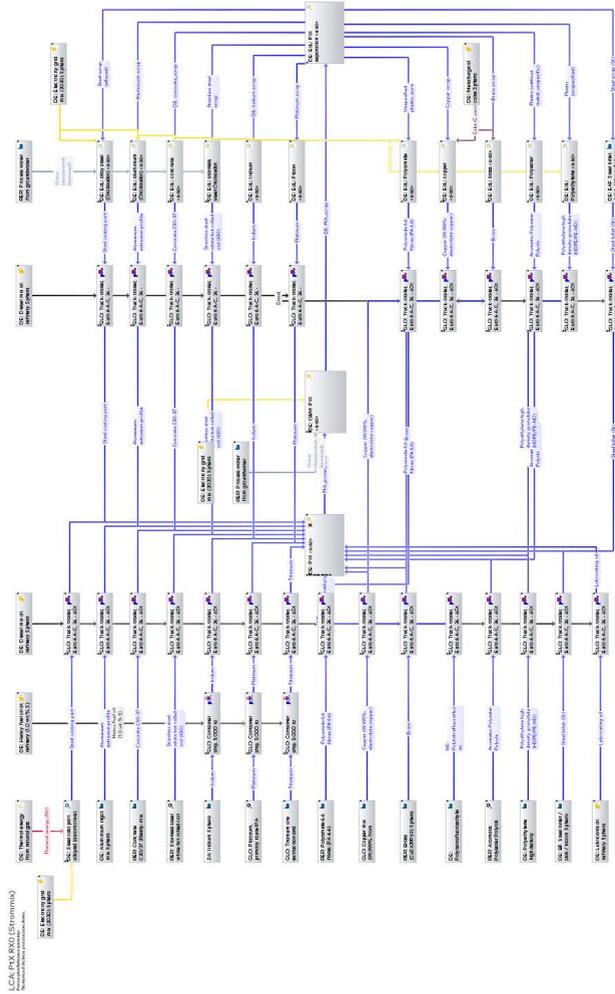


Abbildung A.3: GaBi-Modell des Wasserstoffspeichers

	Treibhausgasemissionen kg CO ₂	Landnutzung Pt.	Ressourcennutzung kg Sb eq.	Ressourcennutzung (fossil) MJ	Wassermutzung m ³ world eq.	Ozonschichtabbau kg CFC-11 eq.	Versauerung mol H ⁺ eq.	Eutrophierung kg P eq.
Aluminium	0,51	0,195	2,94E-8	6,73	0,032	3,57E-13	1,88E-3	3,13E-4
Stahl	3,73	1,795	1,92E-7	30,83	-0,06	2,12E-12	9,99E-3	2,17E-3
Polyethylen	0,013	0,013	2,83E-9	0,575	2,07E-4	4,02E-14	1,82E-5	5,22E-6
PTFE	0,016	0,024	1,46E-6	0,188	7,28E-4	7,20E-14	3,57E-5	5,11E-6
legierter Stahl	0,022	5,59E-3	3,41E-10	0,043	8,76E-4	8,84E-15	2,39E-5	1,18E-5
Polyester	0,031	0,245	5,12E-9	0,938	0,0137	1,15E-16	1,21E-4	2,69E-5
Messing	1,11E-4	8,27E-4	7,48E-8	1,4E-3	5E-5	4,49E-16	1,42E-6	9,75E-8
Beton	0,105	0,072	2,96E-9	0,405	6,54E-3	1,04E-13	1,93E-4	6,53E-5
Polyamid	0,368	0,261	3,2E-8	6,56	0,049	5,88E-13	6,57E-4	2,39E-4
Edelstahl	0,028	0,035	1,01E-6	0,32	4,12E-3	3,13E-17	2,12E-4	3,06E-5
Kupfer	0,6	7,56	4,91E-4	5,82	0,42	2,05E-12	0,011	5,81E-4
Platin	0,149	0,079	1,58E-5	1,78	0,047	1,78E-13	4,40E-3	2,49E-4
Titan	0,028	4,73E-3	2,67E-10	0,28	0,027	1,72E-15	1,36E-4	2,61E-3
Iridium	1,4	0,335	9,43E-5	16,13	0,237	1,58E-12	0,022	2,30E-3
Graustrom	0,22	2,13	1,57E-7	2,93	6,51E-3	7,49E-12	3,34E-4	1,10E-4
foss. Hilfsstoffe	0,49	0,49	9,3E-8	2,03E+1	3,81E-3	7,75E-13	1,02E-3	1,82E-4
Transport	5,32E-2	0	0	0	0	0	2,58E-4	7,32E-5

Tabelle A.1.1: Rohdaten für das Wasserstoffspeichermodell (Bau)

	Treibhausgasemissionen kg CO ₂	Landnutzung Pt.	Ressourcenutzung kg Sb eq.	Ressourcenutzung (fossil) MJ	m ³ world eq.	Ozonschichtabbau kg CFC-11 eq.	Versauerung mol H ⁺ eq.	Eutrophierung kg P eq.
Aluminium	0,025	9,77E-3	1,47E-9	0,336	1,6E-3	1,78E-14	9,42E-5	8,63E-9
Stahl	0,187	0,09	9,62E-9	1,543	-3,01E-3	1,06E-13	5E-4	1,37E-7
Polyethylen	7,02E-3	7,1E-3	1,51E-9	0,307	1,1E-4	2,14E-14	9,72E-6	9,53E-9
PTFE	0,0156	0,024	1,46E-6	0,188	7,28E-4	7,20E-14	3,57E-5	2,5E-8
legierter Stahl	1,11E-3	2,79E-4	1,71E-11	2,15E-3	4,38E-5	4,42E-16	1,19E-6	2,26E-10
Polyester	0,017	0,13	2,73E-9	0,501	7,32E-3	6,11E-17	6,5E-5	2,72E-7
Messing	4,26E-5	3,17E-4	2,86E-8	5,37E-4	1,91E-5	1,72E-16	5,43E-7	9,33E-11
Beton	0,068	0,047	1,92E-9	0,263	4,25E-3	6,76E-14	1,25E-4	2,86E-8
Polyamid	0,196	0,14	1,71E-8	3,502	0,026	3,14E-13	3,5E-4	2,44E-7
Edelstahl	1,41E-3	1,77E-3	5,05E-8	0,016	2,06E-4	1,57E-18	1,06E-5	1,38E-9
Kupfer	0,23	2,89	1,88E-4	2,226	0,161	7,84E-13	4,16E-3	4,78E-7
Platin	2,98E-3	1,58E-3	3,15E-7	0,036	9,48E-4	3,55E-15	8,8E-5	3,87E-9
Titan	0,028	4,74E-3	2,67E-10	0,28	0,027	1,72E-15	1,36E-4	1,55E-9
Iridium	0,028	6,7E-3	1,89E-6	0,323	4,73E-3	3,16E-14	4,32E-4	2,44E-9
Grünstrom	1,93E+2	2,45E+4	1,81E-3	9,28E+2	3,8E+1	8,77E-8	1,48E+0	1,58E-2
foss. Hilfsstoffe	4,32E-1	8,21E-1	9,26E-8	1,97E+1	3,98E-3	7,77E-13	1,06E-3	1,42E-6
Prozesswasser	6,51E-1	3,11E+0	1,66E-7	1,07E+1	2,59E+1	7,75E-12	1,37E-3	2,91E-5
Transport	4,07E-2	0	0	0	0	0	2,52E-4	0

Tabelle A.12: Rohdaten für das Wasserstoffspeichermodell (Bau, Betrieb & Recycling; Grünstrom)

	Treibhausgasemissionen	Landnutzung	Ressourcennutzung	Ressourcennutzung (fossil)	Wassernutzung	Ozonschichtabbau	Versauerung	Eutrophizierung
	kg CO ₂	Pt.	kg Sb eq.	MJ	m ³ world eq.	kg CFC-11 eq.	mol H+ eq.	kg P eq.
Aluminium	0,025	9,77E-3	1,47E-9	0,336	1,6E-3	1,78E-14	9,42E-5	8,63E-9
Stahl	0,187	0,09	9,62E-9	1,543	-3,01E-3	1,06E-13	5E-4	1,37E-7
Polyethylen	7,02E-3	7,1E-3	1,51E-9	0,307	1,1E-4	2,14E-14	9,72E-6	9,53E-9
PTFE	0,016	0,024	1,46E-6	0,188	7,28E-4	7,20E-14	3,57E-5	2,50E-8
legierter Stahl	1,11E-3	2,79E-4	1,71E-11	2,15E-3	4,38E-5	4,42E-16	1,19E-6	2,26E-10
Polyester	0,017	0,13	2,73E-9	0,501	7,32E-3	4,11E-17	6,5E-5	2,72E-7
Messing	4,26E-5	3,17E-4	2,86E-8	5,37E-4	1,91E-5	1,72E-16	5,43E-7	9,33E-11
Beton	0,068	0,047	1,92E-9	0,263	4,25E-3	6,76E-14	1,25E-4	2,86E-8
Polyamid	0,196	0,14	1,71E-8	3,502	0,0263	3,14E-13	3,51E-4	2,44E-7
Edelstahl	1,41E-3	1,77E-3	5,05E-8	0,016	2,06E-4	1,57E-18	1,06E-5	1,38E-9
Kupfer	0,23	2,89	1,88E-4	2,226	0,161	7,84E-13	4,16E-3	4,78E-7
Platin	2,98E-3	1,58E-3	3,15E-7	0,036	9,48E-4	3,55E-15	8,80E-5	3,87E-9
Titan	0,028	4,74E-3	2,67E-10	0,28	0,027	1,72E-15	1,36E-4	1,53E-9
Iridium	0,028	6,7E-3	1,89E-6	0,323	4,73E-3	3,16E-14	4,32E-4	2,44E-9
Graustrom	1128,09	10950,63	8,07E-4	15046,44	33,52	3,85E-8	1,72	7,03E-3
foss. Hilfsstoffe	4,34E-1	4,36E-1	8,79E-8	1,98E+1	3,92E-3	7,77E-13	1,04E-3	1,09E-6
Prozesswasser	0,65	3,11	1,66E-7	10,69	25,87	7,75E-12	1,37E-3	2,91E-5
Transport	4,07E-2	0	0	0	0	0	2,52E-4	0

Tabelle A.13: Rohdaten für das Wasserstoffspeichermodell (Bau, Betrieb & Recycling; Graustrom)

Literaturverzeichnis

- [1] AG BRANCHENERGIEKONZEPT RECYCLING: Leitfaden Energieeffizienz für die Recyclingindustrie. https://www.win.steiermark.at/cms/dokumente/11263987_52485981/3ee5c856/Leitfaden%20Energieeffizienz%20f%C3%BCr%20die%20Recyclingindustrie_.pdf
- [2] AG ENERGIEBILANZEN: Stromerzeugung nach Energieträgern (Strommix) von 1990 bis 2022 (TWh) Deutschland insgesamt. (02/2023). https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/03/STRERZ22A11_Abg_0223.pdf
- [3] AG ENERGIEBILANZEN: Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland: Daten für die Jahre von 1990 bis 2021. (09/2022). https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2021/09/awt_2021_d.pdf
- [4] AGENTUR FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN: *Glossar*. [https://www.unendlich-viel-energie.de/glossar?letter=G#:~:text=Gesicherte%20Leistung%20\(auch%3A%20Gesicherte%20Kraftwerksleistung\)&text=mit%20einer%20Wahrscheinlichkeit%20von%20mehr,10%20bis%2015%20Prozent\)%20einberechnet.](https://www.unendlich-viel-energie.de/glossar?letter=G#:~:text=Gesicherte%20Leistung%20(auch%3A%20Gesicherte%20Kraftwerksleistung)&text=mit%20einer%20Wahrscheinlichkeit%20von%20mehr,10%20bis%2015%20Prozent)%20einberechnet.) Version: 07.04.2023
- [5] AGORA ENERGIEWENDE: Akzeptanz und lokale Teilhabe in der -Energiewende: Handlungsempfehlungen für eine umfassende Akzeptanzpolitik.
- [6] AGORA ENERGIEWENDE: *Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2018: Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2019* <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/die-energiewende-im-stromsektor-stand-der-dinge-2018/img/100/>
- [7] AGORA ENERGIEWENDE ; AGORA VERKEHRSWENDE ; STIFTUNG KLIMANEUTRALITÄT ; PROGNOSE ; ÖKO-INSTITUT ; WUPPERTAL INSTITUT: Klimaneutrales Deutschland 2045: Wie Deutschland seine Klimaziele schon

- vor 2045 erreichen kann. (06/2021). https://static.agora-energie-wende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_231_KNDE2045_Langfassung_DE_WEB_2.pdf
- [8] AGORA VERKEHRSWENDE: *Strategien für die nachhaltige Rohstoffversorgung der Elektromobilität*. 2017
- [9] AKPINAR, O. : Sind Pumpspeicher eine aussterbende Spezies? In: *WASSERWIRTSCHAFT* 110 (2020), Nr. 11, S. 10–16. <http://dx.doi.org/10.1007/s35147-020-0745-8>. – DOI 10.1007/s35147-020-0745-8. – ISSN 0043-0978
- [10] AKPINAR, O. : Die EU-Taxonomie-Verordnung und ihre möglichen Auswirkungen auf die Wasserkraft. In: *WASSERWIRTSCHAFT* 111 (2021), Nr. 4, S. 42–43. <http://dx.doi.org/10.1007/s35147-021-0815-6>. – DOI 10.1007/s35147-021-0815-6. – ISSN 0043-0978
- [11] AKPINAR, O. ; FINK, M. : Warum das Planungsrecht für Pumpspeicherwerke vereinfacht werden muss. (2017)
- [12] ALPIQ: *Pumpspeicher Nant de Drance*. <https://www.nant-de-drance.ch/de/>
- [13] BARE, J. C. ; HOFSTETTER, P. ; PENNINGTON, D. W. ; HAES, H. A. U.: Midpoints versus endpoints: The sacrifices and benefits. In: *The International Journal of Life Cycle Assessment* 5 (2000), Nr. 6. <http://dx.doi.org/10.1007/BF02978665>. – DOI 10.1007/BF02978665. – ISSN 0948-3349
- [14] BAREIß, K. ; LA RUA, C. de ; MÖCKL, M. ; HAMACHER, T. : Life cycle assessment of hydrogen from proton exchange membrane water electrolysis in future energy systems. In: *Applied Energy* 237 (2019), S. 862–872. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.01.001>. – DOI 10.1016/j.apenergy.2019.01.001. – ISSN 03062619
- [15] BCG ; BDI: Klimapfade 2.0: Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft. (10/2021)
- [16] BGBL. 2023 I NR. 202: *I S. 123*), das zuletzt durch Artikel 11 Absatz 3 des Gesetzes vom 26. Juli 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 202) geändert Bundes-Immissionsschutzgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 17. Mai 2013 (BGBl. I S. 1274; 2021 worden ist: *BImSchG*. <https://www.gesetze-im-internet.de/bimSchG/>
- [17] BGBL. 2023 I NR. 221: *Artikel 1 des Gesetzes vom 28. Juli 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 221) geändert worden is Baugesetzbuch in der Fassung der*

- Bekanntmachung vom 3. November 2017 (BGBl. I S. 3634), das zuletzt durch: BauGB*
- [18] BGBl. 2023 I Nr. 272: 8. Oktober 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 272) geändert worden ist *Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970; 3621), das zuletzt durch Artikel 24 des Gesetzes vom: EnWG.* https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/. Version: 08.10.2023
- [19] BGBl. 2023 I Nr. 412: *Stromsteuergesetz vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), das zuletzt durch Artikel 13 des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 412) geändert worden ist: StromStG.* <https://www.gesetze-im-internet.de/stromstg/index.html#BJNR037810999BJNE000102123>. Version: 24.03.1999
- [20] BGBl. 2023 I Nr. 88: *Raumordnungsgesetz vom 22. Dezember 2008 (BGBl. I S. 2986), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 22. März 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 88) geändert worden ist: ROG.* https://www.gesetze-im-internet.de/rog_2008/__1.html
- [21] BGBl. I S. 12, 407: *Konzessionsabgabenverordnung vom 9. Januar 1992 (BGBl. I S. 12, 407), die zuletzt durch Artikel 3 Absatz 4 der Verordnung vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477) geändert worden ist: KAV.* <https://www.gesetze-im-internet.de/kav/BJNR000120992.html>. Version: 09.01.1992
- [22] BGBl. I S. 1353: *20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1353) geändert worden ist Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom: EEG.* <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/eeg2021>. Version: 08.10.2022
- [23] BGBl. I S. 1799: (BGBl. I S. 1440), die durch Artikel 1 der Verordnung vom 12. Oktober 2022 (BGBl. I S. 1799) geändert worden ist *Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen in der Fassung der Bekanntmachung vom 31. Mai 2017: 4. BImSchV.* https://www.gesetze-im-internet.de/bimschv_4_2013/. Version: 25.10.2023
- [24] BGBl. I S. 2048 ; HENSSLER, M. (Hrsg.) ; WILLEMSSEN, H. J. (Hrsg.) ; KALB, H.-J. (Hrsg.): *1, veröffentlichten bereinigten Fassung, das zuletzt durch Artikel 1 u. 2 Satz 2 des Gesetzes vom 29. September Grundgesetz für die Bundesrepublik Deutschland in der im Bundesgesetzblatt Teil III, Gliederungsnummer 100- 2020 (BGBl. I S. 2048) geändert worden ist: GG.* <http://dx.doi.org/10.9785/9783504384944-026>. Version: 29.09.2020

- [25] BGBl. I S. 2225: *Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV): StromNEV.* <https://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/BJNR222500005.html>. Version: 25.07.2005
- [26] BGBl. I S. 2498: *Gesetzes vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1237) geändert worden ist Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), das zuletzt durch Artikel 17 des: KWKG.* <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/kwkg2020>. Version: 20.07.2022
- [27] BGBl. I S. 2549: *17. Dezember 2018 (BGBl. I S. 2549) geändert worden ist Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom: Energiewirtschaftsgesetz (Stand v. 17.12.2018).* <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/gesetz/1427>
- [28] BGBl. I S. 2998: *Verordnung zu abschaltbaren Lasten vom 28. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2998): AbLaV.* https://www.gesetze-im-internet.de/ablav_2016/BJNR198400016.html. Version: 16.08.2016
- [29] BGBl. I S. 3138: *21. Dezember 2020 (BGBl. I S. 3138) geändert worden ist Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom: EEG 2017.* https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/EEG_2017.pdf. Version: 21.07.2014
- [30] BOBBA, S. ; CARRARA, S. ; HUISMAN, J. ; MATHIEUX, F. ; PAVEL, C. : *Critical raw materials for strategic technologies and sectors in the EU: A foresight study.* Publications Office of the European Union. <http://dx.doi.org/10.2873/58081>. <http://dx.doi.org/10.2873/58081>. – ISBN 9789276153368
- [31] BÖTTCHER, J. (Hrsg.) ; NAGEL, P. (Hrsg.): *Batteriespeicher.* De Gruyter, 2018. <http://dx.doi.org/10.1515/9783110458480>. <http://dx.doi.org/10.1515/9783110458480>. – ISBN 9783110458480
- [32] BRANDENBURGISCHE TECHNISCHE UNIVERSITÄT: *Ökologische Prozessbetrachtungen - RC-Beton (Stofffluss, Energieaufwand, Emissionen).* (2010)
- [33] BUNDESANSTALT FÜR GEOWISSENSCHAFTEN UND ROHSTOFFE: *Platin: Rohstoffwirtschaftliche Steckbriefe.* (2016)
- [34] BUNDESANSTALT FÜR GEOWISSENSCHAFTEN UND ROHSTOFFE: *Kupfer: Information zur Nachhaltigkeit.* (2020)

-
- [35] BUNDESANSTALT FÜR GEOWISSENSCHAFTEN UND ROHSTOFFE: Lithium - Informationen zur Nachhaltigkeit. (2020)
- [36] BUNDESANSTALT FÜR GEOWISSENSCHAFTEN UND ROHSTOFFE: Lithium - Rohstoffwirtschaftliche Steckbriefe. (2020)
- [37] BUNDESANSTALT FÜR GEOWISSENSCHAFTEN UND ROHSTOFFE: Kupfer: Rohstoffwirtschaftliche Streckbriefe. (2021)
- [38] BUNDESANSTALT FÜR GEOWISSENSCHAFTEN UND ROHSTOFFE: Mineralische Rohstoffe für die Wasserelektrolyse: DERA Themenheft. (2022)
- [39] BUNDESMINISTERIUM FÜR BILDUNG UND FORSCHUNG: *Wasserstoffatlas Deutschland*. <https://wasserstoffatlas.de/>. Version: 05.01.2023
- [40] BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT ; NATURSCHUTZ UND NUKLEARE SICHERHEIT ; WWW.BMU.DE: Klimaschutzplan 2050 - Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. (2016)
- [41] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE: Zentrale Vorhaben Energiewende für die 18. Legislaturperiode: (10-Punkte-Energie-Agenda des BMWi). (2014)
- [42] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE: Kommission "Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung": Abschlussbericht. (2019)
- [43] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE: Die Nationale Wasserstoffstrategie. (2020)
- [44] BUNDESMINISTERIUMS FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ: Stromspeicherstrategie. (11.12.2023)
- [45] BUNDESMINISTERIUMS FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ: *Eckpunktepapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK): Wege zu einer nachhaltigen und resilienten Rohstoffversorgung*. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/eckpunktepapier-nachhaltige-und-resiliente-rohstoffversorgung.pdf?__blob=publicationFile&v=6. Version: 2023
- [46] BUNDESNETZAGENTUR: Netzentgeltsystematik Elektrizität. (2015)
- [47] BUNDESREGIERUNG: Maßnahmenpaket des Bundes zur Sicherung einer bezahlbaren Energieversorgung und zur Stärkung der Einkommen.

- (03.09.2022). https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Downloads/Schlaglichter/Entlastungen/ergebnispapier-des-koalitionsausschusses.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- [48] BUNDESREGIERUNG: *Die Energiepolitik der Bundesregierung*. 03.10.1973
- [49] BUNDESREGIERUNG: Klimaschutzprogramm 2023 der Bundesregierung. (04.10.2023)
- [50] BUNDESREGIERUNG: *Dritte Fortschreibung des Energieprogramms der Bundesregierung*. 05.11.1981
- [51] BUNDESREGIERUNG: Bulletin der Bundesregierung: Regierungserklärung von Bundeskanzlerin A. Merkel. (10.11.2009)
- [52] BUNDESREGIERUNG: Das energiepolitische Gesamtkonzept der Bundesregierung Energiepolitik für das vereinte Deutschland. (11.12.1991)
- [53] BUNDESREGIERUNG: Bericht der Bundesregierung über den Reaktorunfall in Tschernobyl und seine Konsequenzen für die Bundesrepublik Deutschland. (12.11.1986)
- [54] BUNDESREGIERUNG: *Zweite Fortschreibung des Energieprogramms der Bundesregierung*. 19.12.1977
- [55] BUNDESREGIERUNG: Rohstoffstrategie der Bundesregierung. (2019)
- [56] BUNDESREGIERUNG: *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung und 10-Punkte-Sofortprogramm - Monitoring und Zwischenbericht der Bundesregierung*. 28.09.2010
- [57] BUNDESREGIERUNG: *Erste Fortschreibung des Energieprogramms der Bundesregierung*. 30.10.1974
- [58] BUNDESUMWELTMINISTERIUM: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. (2012)
- [59] BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V.: Definition des Begriffes "Energiespeicher": Begriffsdefinition und Vorschlag für eine Befreiung von Letztverbraucherabgaben. (06.06.2014). https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20140606_Definition-Energiespeicher.pdf
- [60] BUNDESVERFASSUNGSGERICHT: Bundesverfassungsgericht - Presse - Ver...limaschutzgesetz teilweise erfolgreich. (29.04.2021)

- [61] BUTTLER, A. ; SPLIETHOFF, H. : Kampf der Studien - Eine Metaanalyse aktueller Energiesystemstudien zum Bedarf an Speichern und konventionellen Kraftwerken im Kontext der Annahmen und der historischen Entwicklung. (2016). https://www.epe.ed.tum.de/fileadmin/w00bzo/es/pdf/Kampf_der_Studien_final.pdf
- [62] CARVALHO, M. L. ; TEMPORELLI, A. ; GIRARDI, P. : Life Cycle Assessment of Stationary Storage Systems within the Italian Electric Network. In: *Energies* 14 (2021), Nr. 8, S. 2047. <http://dx.doi.org/10.3390/en14082047>. – DOI 10.3390/en14082047
- [63] CDU ; CSU ; SPD: *Deutschlands Zukunft gestalten: Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD* <https://www.cdu.de/sites/default/files/media/dokumente/koalitionsvertrag.pdf>
- [64] CONSENTEC ; FRAUNHOFER ISI ; IFEU ; TU BERLIN: Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3: Kurzbericht: 3 Hauptszenarien. (05/2021). https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS_Kurzbericht_final_v5.pdf
- [65] CRASTAN, V. : *Elektrische Energieversorgung 2*. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2017. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-662-48965-9>. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-662-48965-9>. – ISBN 978–3–662–48964–2
- [66] DENA: dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität: Eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe. (10/2021). https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf
- [67] DEUTSCHER BUNDESTAG: *Antwort der Bundesregierung auf die kleine Anfrage der Abgeordneten Dr. Lukas Köhler, Frank Sitta, Grigorios Aggelidis, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP: Drucksache 19/20869*
- [68] DEUTSCHER BUNDESTAG: *Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht*. <https://dserver.bundestag.de/btd/19/274/1927453.pdf>
- [69] DEUTSCHER BUNDESTAG: *Entwurf eines Gesetzes über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz (Stromeinspeisungsgesetz)*. 07.09.1990

- [70] DEUTSCHER BUNDESTAG: *Bericht der Bundesregierung zur aktuellen Netzentgeltsystematik im Kontext von Stromspeichern, insbesondere von Pumpspeichern, und sonstigen flexiblen Verbrauchern**: Drucksache 20/1653. <https://dsserver.bundestag.de/btd/20/016/2001653.pdf>. Version: 10.03.2022
- [71] DEUTSCHER BUNDESTAG: *Gesetz zur Einführung eines Bundes-Klimaschutzgesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften*. 12.12.2019
- [72] DEUTSCHER BUNDESTAG: *Energiespeicher: Überblick zu Technologien, Anwendungsfeldern und Forschung*. (21.12.2022)
- [73] DEUTSCHER BUNDESTAG: *Abschlußbericht der Enquete-Kommission "Schutz des Menschen und der Umwelt - Ziele und Rahmenbedingungen einer nachhaltig zukunftsverträglichen Entwicklung": Konzept Nachhaltigkeit - Vom Leitbild zur Umsetzung*. (26.06.1996)
- [74] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E.V.: *Umweltmanagement - Ökobilanz - Anforderungen und Anleitungen*. Mai 2018
- [75] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E.V.: *Umweltmanagement - Ökobilanz - Grundsätze und Rahmenbedingungen*. November 2009
- [76] DORNER, U. : *DERA Rohstoffinformationen*. Bd. 45: *Rohstoffrisikobewertung - Kupfer*. Datenstand: September 2020. Berlin : Deutsche Rohstoffagentur (DERA) in der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), 2020. – ISBN 9783948532161
- [77] ENERGIE BADEN-WÜRTTEMBERG AG: *Pressemitteilung Forbach: EnBW investiert in Wasserkraft und Pumpspeicher in Forbach*. (15.03.2023)
- [78] ENERTRAG: *Betriebs News*. https://betrieb.enertrag.com/fileadmin/Downloads/Public/Windstrom/2020-07-27_ENERTRAG-Betrieb-News-02-2020.pdf
- [79] EUROPÄISCHE KOMMISSION: *Empfehlung für die Anwendung gemeinsamer Methoden zur Empfehlung der Kommission für die Anwendung gemeinsamer Methoden zur Messung und Offenlegung der Umweltleistung von Produkten und Organisationen*.
- [80] EUROPÄISCHE UNION: *Das Primärrecht der Europäischen Union*. <https://eur-lex.europa.eu/DE/legal-content/summary/the-european-union-s-primary-law.html#:~:text=Das%20Prim%C3%A4rrecht%20bestimmt%20die%20Aufteilung,Politik%20durch%20die%20EU%20Organe.> Version: 24.08.2023

- [81] EUROPÄISCHE UNION: Vertrag zur Gründung der Europäischen Atomgemeinschaft. (25.03.1957)
- [82] EUROPÄISCHE UNION: Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union. (26.10.2012). <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:12012E/TXT:de:PDF>
- [83] EUROPÄISCHER GERICHTSHOT: *Urteil Costa gegen E.N.E.L.*
- [84] EUROPÄISCHER RAT: *Richtlinie 96/32/EG des Rates vom 21. Mai 1996 zur Änderung von Anhang II der Richtlinie 76/895/EWG zur Festsetzung von Obst und Gemüse, sowie zur Änderung von Anhang II der Richtlinie 90/642/EWG über die Festsetzung von Höchstgehalten an Rückständen von Schädlingsbekämpfungsmitteln auf und in bestimmten Erzeugnissen pflanzlichen Ursprungs, einschließlich Obst und Gemüse, sowie zur Erstellung einer Liste von Höchstgehalten*
- [85] EUROPÄISCHER RAT: Auf dem Wege zu einer neuen energiepolitischen Strategie für die Gemeinschaft. (17.09.1974). <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/183aa296-5624-4958-85f5-b8a1af63da62/language-de>
- [86] EUROPÄISCHES PARLAMENT ; EUROPÄISCHER RAT: RICHTLINIE (EU) 2019/944 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944>
- [87] FEES, E. ; SEELIGER, A. : *Umweltökonomie und Umweltpolitik*. 4., vollst. überarb. Aufl. München : Vahlen, 2013. – ISBN 978-3-8006-4668-5
- [88] FIGGENER, J. : The development of battery storage systems in Germany – A market review (status 2022).
- [89] FIGGENER, J. ; HECHT, C. ; SAUER, D. U.: *Battery Charts*. <https://battery-charts.rwth-aachen.de/>. Version: 29.12.2022
- [90] FIGGENER, J. ; STENZEL, P. ; KAIRIES, K.-P. ; LINBEN, J. ; HABERSCHUSZ, D. ; WESSELS, O. ; ANGENENDT, G. ; ROBINIUS, M. ; STOLTEN, D. ; SAUER, D. U.: The development of stationary battery storage systems in Germany – A market review. In: *Journal of Energy Storage* 29 (2020), S. 101153. <http://dx.doi.org/10.1016/j.est.2019.101153>. – DOI 10.1016/j.est.2019.101153. – ISSN 2352152X

- [91] FIGGENER, J. ; STENZEL, P. ; KAIRIES, K.-P. ; LINGEN, J. ; HABERSCHUSZ, D. ; WESSELS, O. ; ROBINIUS, M. ; STOLTEN, D. ; SAUER, D. U.: The development of stationary battery storage systems in Germany – status 2020. In: *Journal of Energy Storage* 33 (2021), S. 101982. <http://dx.doi.org/10.1016/j.est.2020.101982>. – DOI 10.1016/j.est.2020.101982. – ISSN 2352152X
- [92] FINK, M. ; FRITZER, R. ; PEHM, M. : Atdorf Pumped Storage Plant - Permitting Requirements for a Large-Scale Project in Germany. (2017)
- [93] FLURY, K. ; FRISCHKNECHT, R. : Life Cycle Inventories of Hydroelectric Power Generation. (2012)
- [94] FRANKE, P. ; THEOBALD, C. : *Energierecht im Wandel: Festschrift für Wolfgang Danner zum 80. Geburtstag*. 1. Auflage. München : C.H.Beck, 2019. – ISBN 9783406744471
- [95] FRAUNE, C. (Hrsg.) ; KNODT, M. (Hrsg.) ; GÖLZ, S. (Hrsg.) ; LANGER, K. (Hrsg.): *Akzeptanz und politische Partizipation in der Energietransformation: Gesellschaftliche Herausforderungen jenseits von Technik und Ressourcenausstattung*. Wiesbaden : Springer VS, 2019 (Energietransformation). – ISBN 9783658247591
- [96] FRAUNHOFER ISE: *Installierte Netto-Leistung zur Stromerzeugung in Deutschland*. https://energy-charts.info/charts/installed_power/chart.htm?l=de&c=DE&partsum=1&stackLabelDecimalsPlaces=2&chartColumnSorting=default. Version: 14.07.2023
- [97] FRAUNHOFER UMSICHT: Öffentliche Anhörung zu den Vorlagen Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und SPD Entwurf eines Gesetzes zur Einführung eines Bundes-Klimaschutzgesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften: Stellungnahme Prof. Dr. Görge Deerberg 19(16)292-G. (06.11.2019). https://www.bundestag.de/resource/blob/666182/60671c818e522dbb67e899f6e57a7e8f/19-16-292-G_Deerberg-data.pdf
- [98] FRAUNHOFER UMSICHT ; FRAUNHOFER IWES: *Abschlussbericht Meta-studie Energiespeicher: Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)*. 2014
- [99] FRISCHKNECHT, R. : *Lehrbuch der Ökobilanzierung*. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2020. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-662-54763-2>. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-662-54763-2>. – ISBN 978-3-662-54762-5

- [100] GEDEN, O. ; FISCHER, S. : *Denkart Europa*. Bd. 8: *Die Energie- und Klimapolitik der Europäischen Union: Bestandsaufnahme und Perspektiven*. 1. Aufl. Baden-Baden : Nomos-Verl.-Ges, 2008. – ISBN 9783832935535
- [101] GIESECKE, J. ; HEIMERL, S. : *Wasserkraftanlagen*. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2014. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-53871-1>. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-53871-1>. – ISBN 978-3-642-53870-4
- [102] HAUSCHILD, M. Z. ; ROSENBAUM, R. K. ; OLSEN, S. I.: *Life Cycle Assessment*. Cham : Springer International Publishing, 2018. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-319-56475-3>. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-319-56475-3>. – ISBN 978-3-319-56474-6
- [103] HENSSLER, M. (Hrsg.) ; WILLEMSSEN, H. J. (Hrsg.) ; KALB, H.-J. (Hrsg.): *Arbeitsrecht Kommentar*. Köln : Verlag Dr. Otto Schmidt, 2016. <http://dx.doi.org/10.9785/9783504384944>. <http://dx.doi.org/10.9785/9783504384944>. – ISBN 9783504384944
- [104] HESTER, R. E. (Hrsg.) ; HARRISON, R. M. (Hrsg.): *Energy Storage Options and Their Environmental Impact*. Cambridge : Royal Society of Chemistry, 2018 (Issues in Environmental Science and Technology). <http://dx.doi.org/10.1039/1465-1874>. <http://dx.doi.org/10.1039/1465-1874>. – ISBN 978-1-78801-399-4
- [105] HESTER, R. E. (Hrsg.) ; HARRISON, R. M. (Hrsg.): *Energy Storage Options and Their Environmental Impact*. Cambridge : Royal Society of Chemistry, 2018 (Issues in Environmental Science and Technology). <http://dx.doi.org/10.1039/1465-1874>. <http://dx.doi.org/10.1039/1465-1874>. – ISBN 978-1-78801-399-4
- [106] HOTTENROTH, H. ; PETERS, J. ; BAUMANN, M. ; VIERE, T. ; TIETZE, I. : *Life-cycle Analysis for Assessing Environmental Impact*. Version: 2018. <http://dx.doi.org/10.1039/9781788015530-00261>. In: HESTER, R. E. (Hrsg.) ; HARRISON, R. M. (Hrsg.): *Energy Storage Options and Their Environmental Impact*. Cambridge : Royal Society of Chemistry, 2018 (Issues in Environmental Science and Technology). – DOI 10.1039/9781788015530-00261. – ISBN 978-1-78801-399-4, S. 261–295
- [107] IEA ; INTERNATIONAL ENERGY AGENCY: *The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions*. OECD, 2021. <http://dx.doi.org/10.1787/9789264100000>

- rg/10.1787/f262b91c-en. <http://dx.doi.org/10.1787/f262b91c-en>. – ISBN 9789264679948
- [108] ILLING, F. : *Energiepolitik in Deutschland: Die energiepolitischen Maßnahmen der Bundesregierung 1949-2015*. 2., aktualisierte und erweiterte Auflage. Baden-Baden : Nomos, 2016. <http://dx.doi.org/10.5771/9783845264011>. <http://dx.doi.org/10.5771/9783845264011>. – ISBN 978-3-8487-2298-3
- [109] IMMENDOERFER, A. ; TIETZE, I. ; HOTTENROTH, H. ; VIERE, T. : Life-cycle impacts of pumped hydropower storage and battery storage. In: *International Journal of Energy and Environmental Engineering* 8 (2017), Nr. 3, S. 231–245. <http://dx.doi.org/10.1007/s40095-017-0237-5>. – DOI 10.1007/s40095-017-0237-5. – ISSN 2008-9163
- [110] ISR NUMERISATION - WWW.NUMERISATION.CH: World Conservation Strategy.
- [111] IW CONSULT GMBH: Rohstoffsituation der bayerischen Wirtschaft. (2022). https://www.vbw-bayern.de/Redaktion/Freizugaengliche-Medien/Abteilungen-GS/Wirtschaftspolitik/2022/Downloads/221124_Rohstoffstudie_IWC_final2.pdf
- [112] JAN SCHAPP: *Recycling und Rohstoffe: Modernste Technologien in der Wiederaufbereitung von edelmetallhaltigen Rückständen*. Neuruppin : TK-Verl., 2014. – ISBN 978-3-944310-09-1
- [113] JRC: ILCD Handbook: Framework and requirements for Life Cycle Impact Assessment models and indicators. (2010)
- [114] JRC ; DG ENV: ILCD Handbook - General guide on LCA - Detailed guidance.
- [115] JRC ; DG ENV ; EUROPÄISCHE KOMMISSION (Hrsg.): *International Life Cycle Data system (ILCD)*. <https://eplca.jrc.ec.europa.eu/ilcd.html>
- [116] JRC TECHNICAL REPORTS: Supporting information to the characterisation factors of recommended EF Life Cycle Impact Assessment method.
- [117] JÜLCH, V. ; ET AL.: Betreibermodelle für Stromspeicher: Ökonomisch-ökologische Analyse und Vergleich von Speichern in autonomen, dezentralen Netzen und für regionale und überregionale Versorgungsaufgaben. In: *Forschungsbericht BWPLUS* (2016)

- [118] KLÖPFFER, W. ; GRAHL, B. : Ökobilanz (LCA). (2009). <http://dx.doi.org/10.1002/9783527627158>. – DOI 10.1002/9783527627158
- [119] KORALEWICZ, M. ; GLANDIEN, J. ; HÜTTENRAUCH, J. ; WEHLING, A. ; FRICKE, B. ; KÜNDEL, F. ; HEITSCH, C. ; JOPEN, M. ; PANOFEN, M. ; TANG, C. Y.: *GRS-S. Bd. 59, Band 1: Genehmigungsrechtlicher Leitfaden für Power-to-Gas-Anlagen: Errichtung und Betrieb*. Köln and Garching b. München and Berlin and Braunschweig : Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) gGmbH, Dezember 2020. – ISBN 9783949088100
- [120] KORTHAUER, R. : *Handbuch Lithium-Ionen-Batterien*. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2013. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-30653-2>. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-30653-2>. – ISBN 978-3-642-30652-5
- [121] KURZWEIL, P. ; DIETLMEIER, O. : *Elektrochemische Speicher: Superkondensatoren, Batterien, Elektrolyse-Wasserstoff, rechtliche Grundlagen*. Wiesbaden : Springer Vieweg, 2015 (Lehrbuch). <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-658-10900-4>. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-658-10900-4>. – ISBN 978-3-658-10899-1
- [122] LIPPERT, B. ; MAIR, S. ; PERTHES, V. ; STIFTUNG WISSENSCHAFT UND POLITIK: *Internationale Politik unter Pandemie-Bedingungen*
- [123] LOTRIČ, A. ; SEKAVČNIK, M. ; KUŠTRIN, I. ; MORI, M. : Life-cycle assessment of hydrogen technologies with the focus on EU critical raw materials and end-of-life strategies. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 46 (2021), Nr. 16, S. 10143–10160. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.06.190>. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2020.06.190. – ISSN 03603199
- [124] LUDERER, G. ; GÜNTHER, C. ; SÖRGEL, D. ; KOST, C. ; BENKE, F. ; AUER, C. ; KOLLER, F. ; HERBST, A. ; REDER, K. ; BÖTTGER, D. ; UECKERDT, F. ; PFLUGER, B. ; WREDE, D. ; STREFLER, J. ; MERFORT, A. ; RAUNER, S. ; SIALA, K. ; SCHLICHENMAIER, S. : *Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045: Szenarien und Pfade im Modellvergleich*. Potsdam Institute for Climate Impact Research. <http://dx.doi.org/10.48485/PIK.2021.006>. <http://dx.doi.org/10.48485/PIK.2021.006>
- [125] MERKEL, A. : *Regierungserklärung von Bundeskanzlerin Angela Merkel zur Energiepolitik "Der Weg zur Energie der Zukunft"*:

- (Mitschrift). <https://archiv.bundesregierung.de/archiv-de/regierungserklaerung-von-bundeskanzlerin-angela-merkel-zur-energiepolitik-der-weg-zur-energie-der-zukunft-mitschrift--1008262>. Version: 09.06.2021
- [126] MOHR, M. ; PETERS, J. F. ; BAUMANN, M. ; WEIL, M. : Toward a cell-chemistry specific life cycle assessment of lithium-ion battery recycling processes. In: *Journal of Industrial Ecology* 24 (2020), Nr. 6, S. 1310–1322. <http://dx.doi.org/10.1111/jiec.13021>. – DOI 10.1111/jiec.13021. – ISSN 1088–1980
- [127] NEXT KRAFTWERKE: *Merit-Order-Modell*. <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/merit-order>. Version: 08.04.2023
- [128] ÖKO-INSTITUT: Weiterentwicklung von Handlungsoptionen einer ökologischen Rohstoffpolitik - ÖkoRess II. (2019). https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-06-17_texte_79-2020_oekoressii_abschlussbericht.pdf
- [129] ÖKOBAUDAT: *Prozess-Datensatz: End of Life von Edelstahl*. <https://www.oekobaudat.de/OEKOBAU.DAT/datasetdetail/process.xhtml?uuid=55945019-018a-46da-baae-a3ee62d59cf3&version=20.19.120>. Version: 13.01.2023
- [130] ÖKOBAUDAT: *Prozess-Datensatz: End of Life von verzinktem Stahl*. <https://www.oekobaudat.de/OEKOBAU.DAT/datasetdetail/process.xhtml?uuid=f34a799a-52de-4f69-a623-335f5be207d9&version=20.19.120>. Version: 13.01.2023
- [131] ÖKOBAUDAT: *Prozess-Datensatz: Kältemittel R410a (de)*. (2018). <https://www.oekobaudat.de/OEKOBAU.DAT/datasetdetail/process.xhtml?lang=de&uuid=988bb7c3-0a15-4626-a6c0-0883d4ff33dd&version=20.19.120>
- [132] ÖKOBAUDAT: *Prozess-Datensatz: End of Life von Aluminium*. <https://www.oekobaudat.de/OEKOBAU.DAT/datasetdetail/process.xhtml?uuid=93eb05bd-e607-46de-8d7b-e0727f8d2400&version=20.19.120>. Version: 29.11.2022
- [133] ÖKOBAUDAT: *Prozess-Datensatz: End of Life von verzinktem Stahl*. <https://www.oekobaudat.de/OEKOBAU.DAT/datasetdetail/process.xhtml?uuid=f34a799a-52de-4f69-a623-335f5be207d9&version=20.19.120>. Version: 29.11.2022

- [134] OLIVEIRA, L. ; MESSAGIE, M. ; MERTENS, J. ; LAGET, H. ; COOSEMANS, T. ; VAN MIERLO, J. : Environmental performance of electricity storage systems for grid applications, a life cycle approach. In: *Energy Conversion and Management* 101 (2015), S. 326–335. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2015.05.063>. – DOI 10.1016/j.enconman.2015.05.063. – ISSN 01968904
- [135] PAPE, C. ; GERHARDT, N. ; HÄRTEL, P. ; AL, e. ; FRAUNHOFER IEWS (Hrsg.) ; RWTH AACHEN IAEW (Hrsg.) ; STIFTUNG UMWELTENERGIERECHT (Hrsg.): *Roadmap Speicher - Speicherbedarf für Erneuerbare Energien (Endbericht): Speicheralternativen - Speicheranreiz - Überwindung rechtlicher Hemmnisse; Endbericht*. Bremerhaven und Kassel, 2014
- [136] PFENNING, U. : Eine soziologische Systemanalyse und sozio-ökonomisches Review der Soziotechnik Energiewende. In: *Zeitschrift für die Energiewirtschaft* (2018), Nr. 2, S. 151–166
- [137] POLLAK, J. ; SCHUBERT, S. R. ; SLOMINSKI, P. : *UTB*. Bd. 3131: *Die Energiepolitik der EU*. Wien : facuktas.wuv, 2010. – ISBN 978–3–8252–3131–6
- [138] PRITZSCHE, K. U. ; VACHA, V. : *Energierrecht: Einführung und Grundlagen*. 1. Auflage. München : C.H. Beck, 2017. – ISBN 9783406695605
- [139] RADTKE, J. (Hrsg.): *Energiewende in Zeiten des Populismus*. Wiesbaden : Springer VS, 2019 (Energietransformation). – ISBN 9783658261023
- [140] RADTKE, J. (Hrsg.) ; CANZLER, W. (Hrsg.): *Energiewende: Eine sozialwissenschaftliche Einführung*. Wiesbaden and Heidelberg : Springer VS, 2019 (Lehrbuch). <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-658-26327-0>. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-658-26327-0>. – ISBN 9783658263263
- [141] RICE, G. ; CLIFT, R. ; BURNS, R. : LCA Software Review: Comparison of currently available european LCA software. In: *The International Journal of Life Cycle Assessment* (1997), S. 53–59. – ISSN 0948–3349
- [142] ROCKSTRÖM, J. ; ET AL.: *Planetary Boundaries: Exploring the Safe Operating Space for Humanity*.
- [143] SANDRA ENKHARDT ; PV MAGAZINE (Hrsg.): *48-Megawatt-Großspeicher von Eneco in Schlewsig-Holstein geht ans Netz*. <https://www.pv-magazine.de/2018/05/31/48-megawatt-grossspeicher-von-eneco-in-schlewsig-holstein-geht->

- ans-netz/#:~:text=Der%20Speicher%20in%20Jardelun
d%20sei,werden%2C%20wie%20es%20weiter%20hie%C3%9F.
Version: 2018
- [144] SCHÄFER, F. ; WEBER, M. ; VELTEN, A. ; ROSENTHAL, M. ; GOTTKE, V. ; STOLTEN, D. ; ROBINIUS, M. ; LINSSEN, J. ; ZIER, M. ; KNOSALA, K. ; STENZEL, P. : Energiespeicher. In: *BWK ENERGIE* 72 (2020), Nr. 08-09, S. 34–47. <http://dx.doi.org/10.37544/1618-193X-2020-08-09-34>. – DOI 10.37544/1618-193X-2020-08-09-34. – ISSN 1618-193X
- [145] SCHÄFERS, B. : *Einführung in die Soziologie*. 3., aktualisierte und ergänzte Auflage. Wiesbaden : Springer VS, 2019 (Lehrbuch). – ISBN 9783658263614
- [146] SCHIRMER, P. : Life-Cycle Assessment eines Pumpspeicherkraftwerks im Vergleich zu anderen Energiespeichertechnologien. (2021)
- [147] SCHLUCHSEEWERK AG: Schluchseewerk AG prüft Modernisierungsmöglichkeiten in Häusern. (23.11.2022)
- [148] SCHMIDT-EICHSTAEDT, G. : *Handwörterbuch der Stadt- und Raumentwicklung*. Ausgabe 2018. Akademie für Raumforschung und Landesplanung <https://www.arl-net.de/de/shop/handwoerterbuch-stadt-raumentwicklung.html>
- [149] SEELIGER, A. : *Energiepolitik*. 1. Aufl. München : Franz Vahlen, 2018. <http://dx.doi.org/10.15358/9783800656899>. <http://dx.doi.org/10.15358/9783800656899>. – ISBN 978-3-8006-5688-2
- [150] SPD ; GRÜNE ; FDP: Mehr Fortschritt wagen: Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. (2021)
- [151] STADLER, I. ; STERNER, M. : *Energiespeicher: Bedarf, Technologien, Integration*. Berlin : Springer Vieweg, 2017. – ISBN 978-3-642-37379-4
- [152] STAHL, H. ; BAUKNECHT, D. ; HERMANN, A. ; JENSEIT, W. ; JÖRISSSEN, L. ; STORR, U. : Ableitung von Recycling- und Umweltaforderungen und Strategien zur Vermeidung von Versorgungsrisiken bei innovativen Energiespeichern. (2016)
- [153] STEPHAN, P. ; SCHABER, K. ; STEPHAN, K. ; MAYINGER, F. : *Springer-Lehrbuch*. Bd. Bd. 1: *Thermodynamik: Band 1: Einstoffsysteme: Grundlagen und technische Anwendungen*. 18. Aufl. Berlin : Springer, 2009. – ISBN 9783540928942

- [154] STIER, B. : *Technik + Arbeit*. Bd. 10: *Staat und Strom: Die politische Steuerung des Elektrizitätssystems in Deutschland 1890 - 1950: Zugl.: Mannheim, Univ., Habil.-Schr., 1997*. Ubstadt-Weiher : Verl. Regionalkultur, 1999. – ISBN 3–89735–107–2
- [155] STOUGIE, L. ; DEL SANTO, G. ; INNOCENTI, G. ; GOOSEN, E. ; VERMAAS, D. ; VAN DER KOOI, H. ; LOMBARDI, L. : Multi-dimensional life cycle assessment of decentralised energy storage systems. In: *Energy* 182 (2019), S. 535–543. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2019.05.110>. – DOI 10.1016/j.energy.2019.05.110. – ISSN 03605442
- [156] STRÖBELE, W. ; PFAFFENBERGER, W. ; HEUTERKES, M. : *Energiewirtschaft: Einführung in Theorie und Politik*. 3., überarb. und aktualisierte Aufl. München : Oldenbourg, 2012 (VWL, 10-2012). <http://dx.doi.org/10.1524/9783486716740>. <http://dx.doi.org/10.1524/9783486716740>. – ISBN 978–3–486–70905–6
- [157] SUSAN GROTEFELS, A. P.: *Handwörterbuch der Stadt- und Raumentwicklung*. Ausgabe 2018. Akademie für Raumforschung und Landesplanung <https://www.arl-net.de/de/shop/handwoerterbuch-stadt-raumentwicklung.html>
- [158] TÖPLER, J. ; LEHMANN, J. : *Wasserstoff und Brennstoffzelle*. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2017. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-662-53360-4>. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-662-53360-4>. – ISBN 978–3–662–53359–8
- [159] TORRES, O. : *Life cycle assessment of a pumped storage power plant*. 2011
- [160] TOTSCHNIG, G. ; HIRNER, R. ; PFLERGER, M. ; KATHAN, J. ; PUCKER, J. ; STEINER, D. ; JUNGMEIER, G. ; FUCHS, M. : *Wasserkraft als Energiespeicher*. (2015)
- [161] TRANSNETBW: *Projektvorstellung Netzbooster-Pilotanlage Kupferzell*. https://www.transnetbw.de/_Resources/Persistent/8/e/0/4/8e04ede223d88881c763cab1bfc416068f7fbc4d/netzbooster-pilotanlage-broschuere.pdf. Version: 2021
- [162] UMWELTBUNDESAMT: *Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen*. (2010)
- [163] UMWELTBUNDESAMT: *Beton: Factsheet*. (2019)
- [164] UMWELTBUNDESAMT: *Kunststoffabfälle: Verwertungsquote*. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/ressourcen->

- abfall/verwertung-entsorgung-ausgewaehlter-abfallarten/kunststoffabfaelle#hohe-verwertungsquoten-
Version: 29.11.2022
- [165] UMWELTBUNDESAMT: *Prozessdetail: MetallKupfer-DE-sekundär-2030*. <https://www.probas.umweltbundesamt.de/php/prozessdetails.php?id=%7B8774680B-9EDC-4B7F-ADAD-1D6AC00744FC%7D>. Version: 29.11.2022
- [166] UNFCCC: Rahmenübereinkommen der vereinten Nationen über Klimaänderungen. (09.05.1992). <http://unfccc.int/resource/docs/c/onvkv/convger.pdf>
- [167] UNFCCC: Das Protokoll von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen. (11.12.1997). <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpger.pdf>
- [168] VDE/ETG: Energiespeicher für die Energiewende: Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050. (2012)
- [169] VORARLBERGER ILLWERKE: *Lünerseewerk II*. <https://www.luenerseewerk2.at/fragen-und-antworten.htm>
- [170] WEMAG: *10-MW-Batteriespeicherkraftwerk: Schwerin 1 und Schwerin 2*. <https://www.wemag.com/sites/default/files/20170714%20Faktenblatt%20WEMAG%20Batteriespeicher.pdf>
- [171] WEYER, J.: *Techniksoziologie: Genese, Gestaltung und Steuerung soziotechnischer Systeme*. Weinheim and München : Juventa-Verlag, 2008 (Grundlagentexte Soziologie). <http://dx.doi.org/1485>. <http://dx.doi.org/1485>. – ISBN 978-3-7799-1485-3
- [172] WIETSCHEL, M. (Hrsg.) ; ULLRICH, S. (Hrsg.) ; MARKEWITZ, P. (Hrsg.) ; SCHULTE, F. (Hrsg.) ; GENOESE, F. (Hrsg.): *Energietechnologien der Zukunft: Erzeugung, Speicherung, Effizienz und Netze*. 1. Aufl. 2015. Wiesbaden : Springer Vieweg, 2015 (SpringerLink Bücher). <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-658-07129-5>. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-658-07129-5>. – ISBN 9783658071295
- [173] ZÄNGL, W. : *Deutschlands Strom: Die Politik der Elektrifizierung von 1866 bis heute: Zugl.: München, Univ., Diss., 1988 u.d.T.: Zängl, Wolfgang: Die Politik der Elektrifizierung Deutschlands 1866 bis 1987*. Frankfurt/Main : Campus-Verl., 1989. – ISBN 3-593-34063-1