

Bachelorarbeit

Thema:

**Vergleichende Bewertung von Flexibilisierungsmaßnahmen an
Biogasanlagen über konventionelle Kapazitätserweiterungen oder
den Einsatz von Batteriesystemen**

Zur Erlangung des Grades eines
Bachelor of Engineering (B. Eng.)
von

Kilian Deweiß

Hochschulbetreuer: Prof. Dr.-Ing. Thomas Martin

Wissenschaftlicher Betreuer: M. Sc. Martin Dotzauer

Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre hiermit an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbständig und nur unter Verwendung der angegebenen Literatur und Hilfsmittel angefertigt habe.

.....

Ort und Datum

.....

Unterschrift

Inhaltsverzeichnis

| | |
|--|-----|
| Abbildungsverzeichnis..... | I |
| Tabellenverzeichnis..... | II |
| Abkürzungsverzeichnis..... | II |
| Einheitenverzeichnis | III |
| 1 Einleitung | 1 |
| 1.1 Erneuerbare Energien am Strommarkt und deren Effekte | 1 |
| 1.2 Ziel der Arbeit und Vorgehensweise | 1 |
| 2 Theoretische Grundlagen | 3 |
| 2.1 Verfahrenstechnik und Funktionsweise einer Biogasanlage | 3 |
| 2.1.1 Typischer Anlagenaufbau einer Biogasanlage..... | 3 |
| 2.1.2 Biogasprozess..... | 7 |
| 2.2 Strommarkt | 8 |
| 2.3 All-Vanadium-Redox-Flow Energiespeicher | 9 |
| 2.4 Lithium-Ionen Energiespeicher | 12 |
| 2.5 Flexible Biogasanlagen als funktionale Stromspeicher | 15 |
| 3 Berechnungen und Methoden | 17 |
| 3.1 Untersuchungsdesign..... | 17 |
| 3.1.1 Stützjahre..... | 17 |
| 3.1.2 Hardwarekonfiguration | 18 |
| 3.1.3 Betriebsmodi | 20 |
| 3.2 Grundberechnungsmodelle | 22 |
| 3.2.1 Berechnung der anzunehmenden Ladezyklen im Fahrplanbetrieb und deren Auswirkungen auf das Batteriespeichersystem | 24 |
| 3.2.2 Kosten und Erlösrechnung nach Annuitätsmethode | 27 |
| 3.3 Beschreibung der Annahmen über die Stützjahre 2020, 2035 und 2050 | 28 |
| 3.3.1 Erstellung eines Preisprofils für den EPEX Spot Markt bis 2050 | 28 |
| 3.3.2 Entwicklung der Investitions- und Betriebskosten für Batteriespeichersysteme | 29 |

| | | |
|-----|--|----|
| 4 | Ergebnisse - vergleichende Bewertung von verschiedenen Varianten für die Faktoren | 32 |
| 4.1 | Stützjahre 2020, 2035, 2050 | 32 |
| 4.2 | Drei Hardwarekonfigurationen | 32 |
| 4.3 | Zwei Vermarktungsoptionen (EPEX-Day-Ahead, Intraday, jeweils inkl. Sekundärregelenergie) | 35 |
| 5 | Diskussion | 39 |
| 5.1 | Ökonomische Bewertung der Technikvarianten über die Stützjahre | 39 |
| 5.2 | Vergleich und Bewertung der Mehrerlöse aus EPEX-Day-Ahead und Intraday mit implementiertem Angebot von Sekundärreserveleistung | 43 |
| 5.3 | Gegenüberstellung und ökonomische Bewertung der Kosten und Erlöse für die erstellten Szenarien | 44 |
| 6 | Fazit und Ausblick | 46 |
| | Literaturverzeichnis | 47 |

Abbildungsverzeichnis

| | |
|---|----|
| Abbildung 1: Schema einer landwirtschaftlichen Biogasanlage mit Verwendung von Kosubstraten [3, Abb. 3.4] | 6 |
| Abbildung 2: Prozesskette des anaeroben Abbaus organischer Substanz | 7 |
| Abbildung 3: Kapazität in Abhängigkeit der Zyklenzahl für verschiedene Entladetiefen (DOD) am Beispiel einer Lithium-Zelle des $\text{Li}(\text{Ni},\text{Mn},\text{Co})\text{O}_2/\text{C}$ -Systems (Raumtemperatur, einständiger Lade- und Entladestrom, variierte Entladetiefe) [5, Abb. 7.55]..... | 14 |
| Abbildung 4: Vereinfachte Konzeptdarstellung der betrachteten Technikvarianten I - III..... | 19 |
| Abbildung 5: Exemplarischer Fahrplanverlauf im Day-Ahead-Betrieb für 24 Stunden in Abhängigkeit des Speicherstandes..... | 20 |
| Abbildung 6: Exemplarischer Fahrplanverlauf im Intraday-Betrieb für 24 Stunden in Abhängigkeit des Speicherstandes..... | 21 |
| Abbildung 7: Exemplarischer Fahrplanverlauf im Day-Ahead-Betrieb mit Angebot von Sekundärreserveleistung für 24 Stunden in Abhängigkeit des Speicherstandes..... | 21 |
| Abbildung 8: Digitalisierte Darstellung aus Abbildung 3 inklusive linearer Regression pro Datenreihe..... | 25 |
| Abbildung 9: Prozentualer Kapazitätsverlust pro Zyklus in Abhängigkeit der DoD inklusive exponentieller Regression und deren Funktion..... | 25 |
| Abbildung 10: Kostensenkungspotentiale für Li-Ionen-Batterien bis 2065, Datengrundlage: International Energy Agency (IEA) 2019 [26]; Agora Energiewende 2014 [1]; Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA) 2019 [13]; Fraunhofer UMSICHT & IWES 2014 [11] | 33 |
| Abbildung 11: Kostensenkungspotentiale für Vanadium-Redox-Flow-Batterien bis 2065, Datengrundlage: Agora Energiewende 2014 [1]; Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA) 2019 [13]; Fraunhofer UMSICHT & IWES 2014 [11] | 34 |
| Abbildung 12: Gegenüberstellung der zu erwartenden LCOS für alle betrachteten Szenarien | 35 |
| Abbildung 13: Gegenüberstellung der Mehrerlöse aus EPEX- und Regelenergievermarktung für Day-Ahead-/ Intradayfahrpläne..... | 36 |
| Abbildung 14: Gegenüberstellung der Investitions- und betriebsgebundenen Kosten und Erlöse aus Day-Ahead-Vermarktung für alle Technikvarianten über die betrachteten Stützjahre mit Bandeinspeisung als Referenz | 37 |
| Abbildung 15: Gegenüberstellung der Investitions- und betriebsgebundenen Kosten und Erlöse aus Intradayvermarktung für alle Technikvarianten über die betrachteten Stützjahre mit Bandeinspeisung als Referenz | 38 |

Tabellenverzeichnis

| | |
|--|----|
| Tabelle 1: Wirkungsablauf der angewandten Methodik von Inputdaten über Fahrplanverschneidung mit gekoppelter Ökonomie zu Outputdaten (Pfeil symbolisiert Kausalität) | 22 |
| Tabelle 2: Exemplarische Kostenaufstellung für Technikvariante I, Stützjahr 2035 und Intradayvermarktung | 28 |
| Tabelle 3: Faktoren für EPEX Preisdifferenz bis 2050 bezogen auf das Basisjahr 2018..... | 29 |
| Tabelle 4: Übersicht möglicher Inhalte einer Levelized-cost-of-storage-Rechnung | 30 |

Abkürzungsverzeichnis

| | |
|------|------------------------------|
| a | Jahr |
| BHKW | Blockheizkraftwerk |
| bzw. | beziehungsweise |
| ct | Euro-Cent |
| DoD | Depth of Discharge |
| EE | Erneuerbare Energien |
| EPEX | European Power Exchange |
| ggf. | gegebenenfalls |
| Kap. | Kapitel |
| LCOS | Levelized cost of storage |
| PV | Photovoltaik |
| SoC | State of Charge |
| SRL | Sekundärreserveleistung |
| VRFB | Vanadium-Redox-Flow-Batterie |

Einheitenverzeichnis

| | |
|--------------------|-----------------------|
| % | Prozent |
| °C | Grad Celsius |
| GW | Gigawatt |
| GWh | Gigawattstunde |
| h | Stunde |
| kW | Kilowatt |
| kW _{el} | Kilowatt – elektrisch |
| kW _{mech} | Kilowatt – mechanisch |
| kWh | Kilowattstunde |
| l | Liter |
| µm | Mikrometer |
| m ³ | Kubikmeter |
| min | Minute |
| mol | Mol |
| MW | Megawatt |
| MWh | Megawattstunde |
| V | Volt |

1 Einleitung

1.1 Erneuerbare Energien am Strommarkt und deren Effekte

Der deutsche Energiemarkt ist im Wandel. Das Bestreben der Politik nach einer effizienteren und auf erneuerbaren Energien gestützten Energiebereitstellung nimmt eine zentrale Rolle der Bundesregierung ein. Doch auch der gesellschaftliche Wunsch nach „grüner Energie“ nimmt stetig zu.

Wird der bundesweite Bruttostromverbrauch aus dem Jahr 2018 betrachtet, ist ein Rückgang der Bereitstellung fossiler Energiequellen und ein Zuwachs an alternativen Energieträgern, im Vergleich zu den Vorjahren, festzustellen. Derzeit werden 37,8 % des Bruttostromverbrauchs durch erneuerbare Energien (EE) bereitgestellt, wovon 4,8 Prozentpunkte aus Biogas gewonnen werden. [4] Dabei ist es von größter Bedeutung, Energie, welche nicht durch Wind- und Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) generiert wird, flexibel zur Verfügung zu stellen, da mit steigenden EE-Anteilen ebenso die Auslastung der Stromnetze einer steigenden Volatilität unterliegt. Die daraus resultierende Stromeinspeisung bei geringem Bedarf und fehlender Einspeisung bei hohem Bedarf stellt eine enorme Herausforderung in Bezug auf die Elektrizitätsversorgung durch regenerative Energien dar. Grund hierfür ist die Energiebereitstellung durch Wind- und PV-Anlagen mit einem Anteil von 16,2 % des Bruttostromverbrauchs. Diese sind abhängig von temporären und lokalen Bedingungen der vorherrschenden Wettersituation. Um einen sinnvollen Netzausgleich ohne Abschaltung der Wind- bzw. PV-Anlagen zu realisieren, ist ein intelligentes Management des ganzheitlichen Stromnetzes oder eine Plattform, die einen kurzfristigen Stromhandel möglich macht, notwendig. Letztere Bedingung ist bereits durch den EPEX Spot Markt erfüllt, welcher sowohl bundesweit, als auch europaweit agiert. Wird diese Vermarktungsoption in Kombination mit flexiblen Biogasanlagen nutzbar gemacht, kann eine bedarfsgerechte Stromerzeugung bzw. Einspeisung über den kurzfristigen Handel einen entscheidenden Beitrag zum Ausgleich der genannten Volatilitäten beitragen.

1.2 Ziel der Arbeit und Vorgehensweise

Es soll eine ökonomische Bewertung flexibler Biogasanlagenkonzepte in verschiedenen Zukunftsszenarien vorgenommen werden. Dabei unterscheiden sich die flexiblen Anlagenkonzepte durch eine konventionelle Kapazitätserweiterung oder dem Einsatz von Lithium-Ionen- bzw. Vanadium-Redox-Flow-Großspeichern. In Abhängigkeit des EPEX Spot Marktes werden stromgeführte Anlagenfahrpläne eingebunden und somit eine größtenteils bedarfsgerechte Strombereitstellung gewährleistet. Im Sinne einer zukunftsorientierten

Energieversorgung werden die entwickelten Varianten auf mehrere Stützjahre bis 2050 betrachtet. Hierbei wird das Kostensenkungspotential der genannten elektrochemischen Speicher untersucht und in eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung eingebunden. Weiterführend wird ein Angebot von Sekundärreserveleistung implementiert um eine zusätzliche Erlösquelle, zu betrachten.

2 Theoretische Grundlagen

Zu Beginn dieser Arbeit soll ein grundlegendes technisches Verständnis für Biogasanlagen geschaffen werden. Dabei werden die Aspekte der Anlagenverfahrenstechnik und der Mikrobiologie des Biogasprozesses dargestellt. Im Rahmen der Vermarktungsoptionen und als Grundlage der Fahrplanoptimierung wird ebenfalls auf den EPEX-Strommarkt und dem Angebot von Reserveleistung eingegangen. Darüber hinaus werden zwei elektrochemische Energiespeicher, welche als Flexibilisierungsmaßnahme eingesetzt werden, vorgestellt und in ihrer Grundfunktionsweise erläutert.

2.1 Verfahrenstechnik und Funktionsweise einer Biogasanlage

2.1.1 Typischer Anlagenaufbau einer Biogasanlage

Die Verfahrenstechnik einer herkömmlichen Biogasanlage lässt sich nach [16] in folgende Punkte der Reihenfolge nach aufteilen:

- Substratlagerung
- Substrataufbereitung
- Substrataufschluss
- Gärungstechnik
- Biogasreinigung
- Biogasspeicherung

Da die Biogasgewinnung in dieser Arbeit nicht im Vordergrund steht, werden hier lediglich kurze Erläuterungen zu den Punkten der Gärungstechnik, der Anlagenteil in dem die Biogasbildung stattfindet, und der nachfolgenden Biogasspeicherung gegeben. Weiterführend werden Aspekte der Biogasverwertung, insbesondere die Anwendung von Blockheizkraftwerken, betrachtet.

Die Auswahl und Unterteilung der **Gärungstechnik** bzw. das Gärverfahrens ist von mehreren nachfolgend beschriebenen Kriterien abhängig. Das mit Abstand charakteristischste Kriterium im Bereich der Biogasproduktion ist der Trockensubstanzgehalt. Eine Nassfermentation eignet sich bei Trockensubstanzgehalten von 3 % bis maximal 20 % des Substrates. Diese sind zumeist Flüssigkeiten oder pumpfähige Substrate bzw. Substratgemische. Besitzt das Substrat einen Trockensubstanzgehalt von über 20 %, wird eine Trockenfermentation angewandt. Hierbei handelt es sich um stichfeste Substrate. Ein weiteres Kriterium stellt die Beschickung des Fermenters dar. Diese lässt sich als diskontinuierlich (Batchverfahren), kontinuierlich und semikontinuierlich (Fed-Batchverfahren) realisieren, wobei letztere die am

häufigsten genutzte Variante darstellt. Dabei besitzt der Reaktor einen Zulauf über den in Intervallen Substrat zugeführt wird, ohne dass Gärreste entnommen werden. Neben den bisher genannten Kriterien wird in Bezug auf das Temperaturniveau in zwei grundlegende Anlagentypen unterschieden. Dem mesophilen Anlagentyp mit einer Kerntemperatur von 35 °C bis 42 °C und dem thermophilen Anlagentyp mit 50 °C bis 55 °C. Die Wahl ist besonders von den vorhandenen Enzymen und Mikroorganismen, als auch von der Wirtschaftlichkeit durch den unterschiedlich hohen Energieverbrauch abhängig. Die Durchmischung des Reaktors gilt als weiteres Kriterium mit der Aufgabe, eine möglichst gute Homogenität zu erreichen und einen daraus resultierend hohen Grad der Biogasbildung zu gewährleisten. Hierbei wird zwischen voll durchmischten Verfahren, Pfropfenstromverfahren und nicht durchmischten Verfahren unterschieden. Die voll durchmischten Verfahren finden in den meisten Fermentern Anwendung, da eine Vielzahl an technischen Umsetzungsvarianten als Lösung zur Verfügung stehen. Diese werden als Rührkesselreaktoren oder auch Continuously Stirred Tank Reactor bezeichnet. Weiterhin ist der Rückhalt aktiver Biomasse als weiteres Unterscheidungsmerkmal zu betrachten. Auch hier wird verfahrenstechnisch zwischen flüssigem und festem Substrat unterschieden. Der Rückhalt im flüssigen Medium kann durch eine Rückführung des aktiven Schlammes, welcher sedimentiert, realisiert werden, oder die aktive Biomasse verweilt durch technische Einbauten wie Träger- bzw. Schwimmkörper dauerhaft im Fermenter. Bei der Behandlung festen Substrates ist lediglich eine Impfung mit den gewünschten Mikroorganismen möglich. Eine direkte Rückführung ist im Allgemeinen nicht möglich. Als zuletzt betrachtetes Kriterium der Gärungstechnik wird die Prozessauftrennung genannt. Demnach besteht die Möglichkeit die Biogasbildung in ihre einzelnen Prozesse (siehe Kapitel 2.1.2) räumlich und oder zeitlich voneinander zu trennen. Dies gelingt in der Praxis jedoch nur bedingt. [16]

Da eine kontinuierliche Verwertung des Biogases nicht immer möglich bzw. gefordert ist, werden Biogasanlagen häufig mit einem **Gasspeicher** ausgebaut. Diese kommen in verschiedenen Ausführungen zum Einsatz. Das Gas kann innerhalb eines Foliengasspeichers, welcher als Fermenter- oder Gärrestlagerdach ausgelegt ist, gespeichert werden. Diese Gasspeicher sind häufig als Doppelmembran ausgeführt und werden direkt auf der Fermenter- oder Lageroberkante gasdicht angebracht. Darüber hinaus müssen sie temperaturbeständig sein und den äußeren Witterungserscheinungen unempfindlich gegenüberstehen. Folienspeicher besitzen den großen Vorteil der flexiblen Membranen, welche sich je nach Jahreszeit den klimatischen Bedingungen anpassen können und somit eine permanent sichere Speicherung des Gases gewährleisten. Als externe Bauweise lässt sich ein Foliengasspeicher ebenfalls realisieren. Dabei wird zwischen Folienskissenspeichern, welche als Einfachmembran ausgeführt oder in einem separaten Gebäude installiert sind, und

Doppelmembranspeichern unterschieden. Letztere sind ähnlich dem bereits genannten integrierten Foliengasspeicher aufgebaut. Nur befinden sich diese an einem separaten Standort und können dadurch weitaus größer dimensioniert werden. Diese separaten Doppelmembranspeicher sind besonders für flexibel betriebene Biogasanlagen geeignet, da diese relativ lange Speicherzeiten in Anspruch nehmen können und somit große Speichervolumina fordern. Als weitere Speichervarianten können Nassgasometer mit Glocken oder Speichertanks- bzw. Flaschen eingesetzt werden, auf die hier aufgrund ihres geringen praktischen Einsatzes nicht näher eingegangen wird. [16]

Für die abschließende **Verwertung** des erzeugten, gereinigten und ggf. gespeicherten **Biogases** stehen mehrere Möglichkeiten zur Verfügung. Dabei kann grundlegend in zwei Handlungsstränge unterschieden werden. Entweder wird das Reingas am Erzeugungsstandort als Treibstoff für Verbrennungsmotoren genutzt, oder es wird für andere Nutzungszwecke weiterverarbeitet. Die direkte Verwertung am Standort stellt dabei die am weitesten verbreitete Verwertungsmethode dar. Als weiterführende Verarbeitung kann eine Aufbereitung auf Erdgasqualität erfolgen um Einspeisung in das Erdgasnetz zu ermöglichen. Darüber hinaus kann Biogas auch als Treibstoff für Kraftfahrzeuge eingesetzt werden. In dieser Arbeit wird Biogas ausschließlich als Ausgangsstoff für eine dezentrale Strom- und Wärmeerzeugung betrachtet, weshalb diese Variante der Biogasverwertung näher betrachtet wird. [16]

Wie bereits unter dem Punkt der Gasreinigung beschrieben, wird Biogas üblicherweise in einem **Blockheizkraftwerk (BHKW)** mit einem Verbrennungsmotor verbrannt und die daraus gewonnene mechanische Energie und/oder Wärmeenergie nutzbar gemacht. Werden beide Energieformen gleichzeitig genutzt, so wird dies eine Kraft-Wärme-Kopplung genannt. Die mechanische Energie wird vom Verbrennungsmotor an einen Generator übertragen, welcher die Bewegungsenergie in elektrische Energie umwandelt. Die Wärmeenergie wird aus mehreren Quellen des BHKW-Moduls entnommen. So ist es möglich, eine Wärmerückgewinnung aus Kühlwasser, Abgassystem, Schmierölkreislauf und ggf. hydraulischen Anlagenteilen über die Kopplung mit Wärmetauschern zu realisieren. In Abhängigkeit der Komplexität des gewählten BHKWs bilden elektrische Steuer- und Regelungseinheiten das notwendige Netzwerk für ein vollautomatisiertes Modul. Üblicherweise werden zwei Motorenarten verwendet. Die Gas-Otto-Motoren, welche auf dem Prinzip des Otto-Verbrennungsmotors beruhen und die Zündstrahlmotoren, welche nach dem Prinzip des Dieselmotors funktionieren. Letztere werden bei Neuanlagen weniger häufig eingesetzt, da diese den Einsatz von Zündöl benötigen, was bei Gas-Otto-Motoren nicht notwendig ist. Weiterführend wird der Fokus somit auf Module mit Otto-Verbrennungsmotor gesetzt. Diese arbeiten mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 34 % bis 42 % und sind ab

einem Biogasmethangehalt von ca. 45 % einsetzbar. Der thermische Wirkungsgrad hängt nicht allein vom Verbrennungsmotor, sondern vielmehr von den verwendeten Wärmesenken, der Anzahl an Wärmerückgewinnungspunkten und den installierten Wärmetauschern ab. Die Motoren sind speziell für den Einsatz der Biogasverwertung konstruiert und besitzen somit eine Standzeit von bis zu 60.000 Vollbenutzungsstunden. Zu beachten ist die Einhaltung der Emissionsgrenzwerte, insbesondere die der Stickoxide, welche durch ein mageres Luft-Kraftstoff-Verhältnis (stöchiometrischer Luftüberschuss) und der damit herabgesetzten Verbrennungstemperatur, eingehalten werden. Die Grenzwerte werden durch die TA-Luft beschrieben, wobei sie für Anlagen über 1 MW Feuerungswärmeleistung als gesetzliche Grenzwerte vorliegen. Bei Anlagen unter 1 MW Feuerungswärmeleistung gelten diese als technischer Richtwert innerhalb der Betreiberpflicht. Im Gegensatz zur Stromerzeugung stellt die Wärmeauskopplung ein weiteres Spektrum an Anwendungsmöglichkeiten auf. Um den Prozess der Biogasherstellung so effizient wie möglich zu gestalten, wird in der Regel ein Großteil der erzeugten Abwärme für die Bereitstellung von Prozesswärme genutzt. Bei einer flexiblen BHKW-Nutzung können ebenso Wärmespeicher genutzt werden, welche den Verbrennungsmotor im ausgeschalteten Zustand auf Betriebstemperatur halten und somit den Verschleiß durch Startvorgänge zu minimieren. Unabhängig von der Prozessoptimierung wird Wärme ebenso vermarktet, wenn nicht sogar als Hauptprodukt angestrebt. Durch geeignete regionale Bedingungen kann die Wärmeenergie sowohl in naheliegenden verarbeitenden Betrieben oder auch zur Klimatisierung in Wohngebieten Anwendung finden. [9] Abbildung 1 stellt ein Anlagenbeispiel für eine Biogasanlage unter Verwendung von Kosubstraten dar, welches die erläuterten verfahrenstechnischen Schritte zusammenhängend nutzt.

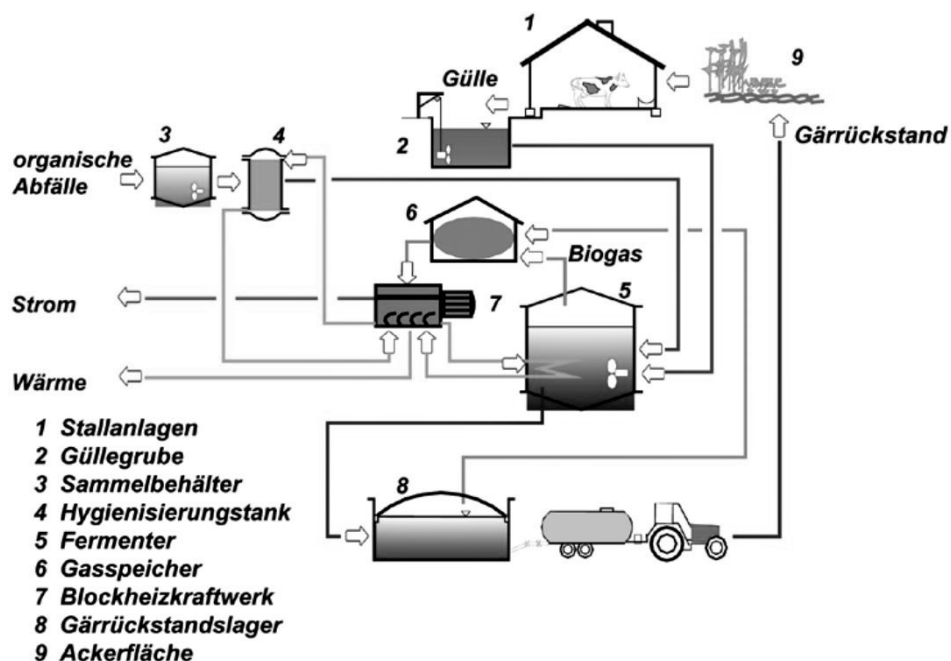


Abbildung 1: Schema einer landwirtschaftlichen Biogasanlage mit Verwendung von Kosubstraten [3, Abb. 3.4]

2.1.2 Biogasprozess

In Biogasanlagen wird der natürliche Prozess des mikrobiellen Abbaus organischer Substanz reproduziert. Dabei wird der gesamte Prozess technisch katalysiert, gesteuert und überwacht. Um den vollständigen Verlauf des Abbaus darstellen zu können, wird hier näher auf die einzelnen Prozessschritte eingegangen. Die grundlegende Prozesskette einer Fermentation besteht aus der Hydrolyse (Zerlegung organischer Substanz), der Acidogenese (Säurebildung), der Acetogenese (Essigsäurebildung) und der Methanogenese (Methanbildung) (vgl. Abb 2). [5]



Abbildung 2: Prozesskette des anaeroben Abbaus organischer Substanz

In der ersten Phase, der **Hydrolyse**, werden Makromoleküle des Gärsubstrats (aus Kohlenhydraten, Fetten, und Proteinen) von hydrolytischen Bakterien in seine di- und monomeren Einheiten (u.a. Zucker, Fettsäuren, Glycerin, Aminosäuren) zerlegt. Dieser Prozess erfolgt vor allem unter der Hilfestellung von Enzymen, welche als Biokatalysatoren fungieren und von den beteiligten Bakterien freigesetzt werden. Die **Acidogenese** (Versäuerungsphase), als zweite Phase, beschreibt die Gärung der wasserlöslichen Hydrolyseprodukte mithilfe von fermentativen Bakterien. Die Produkte werden über niedermolekulare organische Säuren zu Alkoholen, Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff umgewandelt. Dabei besteht ein enger Zusammenhang zwischen der Art der gebildeten Produkte und der Konzentration an gebildetem Wasserstoff. Dieser beeinflusst die Produktion maßgeblich. In der dritten Phase, der **Acetogenese**, werden die Produkte der Acidogenese zu Essigsäure (Acetat) umgewandelt. Dies geschieht mit der Hilfe von acetogenen Bakterien. Bei der Konvertierung von Alkoholen oder organischen Säuren entstehen Wasserstoff, Kohlenstoffdioxid und weitere kurzkettige Kohlenwasserstoffe. Wichtig sind hierbei niedrige Wasserstoffpartialdrücke, welche geeignete thermodynamische Bedingungen für den Prozessschritt darstellen. In der **Methanogenese**, dem letzten Schritt der Fermentation, wird letztlich Methan mithilfe von anaeroben Mikroorganismen, den Archaeen, gebildet. Dies kann über drei verschiedene Wege geschehen: eine Reduktion von Kohlenstoffdioxid mit Wasserstoff, eine Umwandlung von methylierten Verbindungen (z.B. Methanol) oder eine direkte Umwandlung von Essigsäure. Dabei stellt der Reaktionsweg über Wasserstoff den dominierenden Prozess in der landwirtschaftlichen Fermentation dar, wofür eine abgestimmte Lebensgemeinschaft der beteiligten Bakterien unerlässlich ist. Bei einer Klärschlammvergärung wird ein Großteil der Methangewinnung über die Umwandlung von

Essigsäure realisiert. Diese Unterschiede lassen sich auf verschiedene Substrate und unterschiedlich lange Verweilzeiten zurückführen. [16; 5]

In der Praxis wird ein einstufiger Prozess des anaeroben Abbaus am häufigsten realisiert, da die Trennung von Hydrolyse- und Säurebildung oft eine vorzeitige Methanbildung im Hydrolyseprozess zur Folge hat. [16] Das gebildete Biogas besitzt dabei ggf. nicht den geforderten Methangehalt, um es in einem BHKW energetisch nutzbar zu machen. In diesem Fall kann es entweder mit einem anderen Biogasstrom vermischt werden um eine höhere Methankonzentration zu erhalten oder es muss über eine Notfackel verbrannt werden. Wird der anaerobe Abbau als einstufiger Prozess realisiert, muss ein Kompromiss zwischen den unterschiedlich geforderten Milieubedingungen erfolgen. Da die Methanogenese den empfindlichsten Prozess aufgrund der geringen Bakterienwachstumsrate darstellt werden die Bedingungen dementsprechend angepasst. [16]

2.2 Strommarkt

Sowohl der deutsche, als auch der europäische Strommarkt haben sich seit dem Jahr 2008 grundlegend verändert. Zu diesem Zeitpunkt wurde die EPEX (**E**uropean **P**ower **E**xchange) SPOT SE, eine Stromhandelsbörse mit Sitz in Paris, gegründet, welche die Strommärkte aus Deutschland, Frankreich, dem Vereinigten Königreich, den Niederlanden, Belgien, Österreich, der Schweiz und Luxemburg teilweise abdeckt. An dieser Strombörse wird ca. ein Drittel des Gesamtstrombedarfs der genannten Länder gehandelt. Darüber hinaus findet auch ein Over-the-Counter- bzw. Freiverkehrshandel statt. Dieser ist als außerbörsliches Stromhandelsgeschäft zu betrachten und erfolgt direkt zwischen zwei Geschäftspartnern. [24] Diese Form des Handels wird hier nicht näher erläutert, da die notwendige Transparenz für eine fundierte Preisbildung nicht gegeben ist. [7] Wie bereits in Kapitel 1.1 erwähnt, wird durch den stetig ansteigenden Anteil an erneuerbaren Energien im Strommarkt eine Volatilität erzeugt, welche sich bestmöglich durch einen kurzfristigen Stromhandel ausgleichen lässt. Hierfür eignen sich der EPEX SPOT Day-Ahead- und Intradayhandel.

Als Day-Ahead-Markt ist ein Handel für den Folgetag beschrieben. Der Handel erfolgt täglich, sowohl an Wochentagen, als auch an Feiertagen. Zeitpunkt für das Auktionsende ist 12 Uhr mittags des Vortages. Ist die Auktion beendet, bildet sich ein Markträumungspreis (Market Clearing Price), welcher sich aus Angebot und Nachfrage bildet. Dieser Preis wird vom zuletzt abgegebenen Gebot bestimmt. Die Auktionsergebnisse werden im Anschluss um 12:40 Uhr bekanntgegeben. Dabei treten alle Auktionsteilnehmer in anonymisierter Form auf. Es können verschiedene Blöcke an der Börse gehandelt werden. Dazu zählen u.a. standardisierte Stundenblöcke, Baseloadblöcke (Grundlast) oder Peakloadblöcke (Spitzenlast). Darüber

hinaus werden weitere spezielle Blöcke angeboten, welche aufgrund ihres Umfangs nicht weiter thematisiert werden. Für eine Teilnahme am Day-Ahead-Handel muss eine Mindestenergiemenge von 100 kWh zur Verfügung gestellt werden. Maximal dürfen pro Block 400 MW angeboten werden. [22]

Der Intradayhandel ist ein kurzfristiger Stromgroßhandel, bei dem 15-Minuten- als auch Stundenblöcke des gleichen Tages gehandelt werden. Darüber hinaus ist auch der Handel von größeren Blöcken möglich. Die Auktionierung erfolgt ausschließlich an den Wochentagen von Montag bis Freitag. Die standardisierten Stundenblöcke werden als Baseload von 1 Uhr bis 24 Uhr und als Peakload von 8 bis 20 Uhr gehandelt. Ein solcher Block kann bis zu fünf Minuten vor dem tatsächlichen Lieferzeitpunkt der Strommenge auktioniert werden. Dieses Mittel eignet sich, um die angesprochenen Volatilitäten der Strombereitstellung durch Erneuerbare entgegenzuwirken. Der Auktionszeitraum für Stundenblöcke beginnt um 15 Uhr und für 15-Minutenblöcke um 16 Uhr des Vortages. Daraufhin entsteht ein kontinuierlicher Handel der Intradayblöcke. Wie auch im Day-Ahead-Markt erfolgt der Handel mit einer Mindestenergiemenge von 100 kWh und anonymen Handelspartnern. Im Unterschied zum Day-Ahead-Handel erfolgt die Bildung des Auktionspreises durch eine Vergütung des erstellten Gebotes. Dies wird als „Pay-as-bid“-Verfahren bezeichnet. [23]

Der Einsatz von positiver bzw. negativer Regelenergie zur Stabilisierung der Netzfrequenz stellt eine weitere Vermarktungsoption dar. Mit positiver Reserveleistung wird dem Stromnetz Elektrizität zugeführt, wobei negative Reserveleistung als geplante Einspeisung lediglich vorgehalten wird oder in Verbindung mit einem Stromspeicher Elektrizität aus dem Stromnetz aufgenommen wird. Regelenergie wird grundsätzlich in drei Leistungssegmente unterteilt, wobei diese in Abhängigkeit der erforderlichen Dauer für eine erfolgreiche Netzstabilisierung eingesetzt werden. Die Primärreserveleistung, auch Primärregelleistung genannt, muss in einem Zeitraum von 15 bis 30 Sekunden abrufbar sein. Die abgerufene Leistung muss danach für mindestens 15 Minuten zur Verfügung stehen. Die Sekundärreserveleistung (SRL), auch als Sekundärregelleistung bezeichnet, muss innerhalb von 5 Minuten zur Verfügung gestellt werden und kontinuierlich über einen Zeitraum von mindestens einer Stunde geleistet werden können. Als letzte Frequenzstabilisierungsmethode wird die Minutenreserveleistung nach spätestens 15 Minuten eingesetzt. Dabei überschneiden sich die einzelnen Reserveleistungen und lösen sich gegenseitig ab. [29]

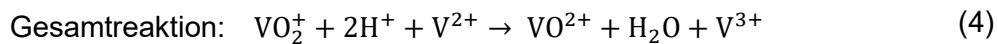
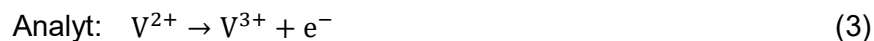
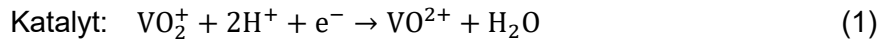
2.3 All-Vanadium-Redox-Flow Energiespeicher

Die Geschichte der All-Vanadium-Redox-Flow (VRFB) Batterie hat ihren Ursprung in den 1970er Jahren. Durch ein US-Patent und mehrere wissenschaftliche Publikationen wurde die

Technik der VRFB im Jahre 1988 international bekannt. Nach dem Einsatz von Eisenchlorid, Titanchlorid und Chrom wurde Vanadium als bisher effektivstes Elektrolytmaterial eingesetzt und auch bis heute verwendet. Die hier erläuterten Grundlagen beziehen sich deshalb ausschließlich auf Vanadium-Redox-Flow-Speicher. Der Aufbau einer VRFB ist als galvanische Zelle zu verstehen. Zwei Halbzellen sind durch eine Membran, an der ein Ionenaustausch stattfindet, voneinander getrennt. Dabei werden Elektrolyte mithilfe von Pumpen durch den jeweiligen Kreislauf und deren Teil der Halbzelle geleitet. Bei den Membranen wird zwischen mikroporösen Separatoren und ionenselektiven Anionen- bzw. Kationenaustauschern unterschieden. Um eine Vermischung der unterschiedlich geladenen Vanadiumelektrolyte zu verhindern, werden ionenselektive Membranen eingesetzt. Der Ladungsaustausch findet über eine Redoxreaktion statt. Demnach findet in einer Halbzelle eine Reduktion (Elektronenaufnahme) und in der anderen Halbzelle eine Oxidation (Elektronenabgabe) statt. Die genannten Reaktionen laufen hauptsächlich an den Graphitelektroden ab, welche mit wässrigen Elektrolyten getränkt sind und sich in der jeweiligen Halbzelle befinden. Dabei finden Graphitfilze, aufgrund ihrer hohen spezifischen Oberfläche, Anwendung. Diese sind eher als passive Bauteile zu verstehen, da sie lediglich die Elektronenübergänge der Redoxpaare ermöglichen, aber selbst nicht reduziert oder oxidiert werden. Die Elektrolyte selbst sind in separaten Tanks untergebracht und bestehen aus gelösten, reaktiven Vanadiumsalzen. Als Lösungsmittel wird meist Schwefelsäure verwendet, weshalb ein Großteil der Anlage (Tanks, Pumpen, Leitungen etc.) eine Säureresistenz bzw. säureresistente Oberflächen aufweisen muss. Dabei stellen die Elektrolytleitungen das größte Risiko dar, da Leckagen bislang die häufigsten Betriebsstörungen bei VRFB verursachen. Als besonderes Merkmal gilt die Lagerung der Elektrolyte in separaten Tanks. Demnach lassen sich Energiemenge und Leistung des Systems unabhängig voneinander skalieren, ein enormer Vorteil für stationäre Energiespeichersysteme. Neben den elektrochemischen Bauteilen und Anlagenteilen ist ein effizientes Batteriemanagementsystem notwendig. Eine kontinuierliche Messung der Vanadiumkonzentrationen stellt dabei eine Ladezustandsanzeige des Speichersystems dar. Des Weiteren müssen unter anderem Volumenströme, Spannungsdifferenzen und Innenwiderstände überwacht werden. [32]

Die Redox-Flow-Zelle verhält sich ähnlich einem Akkumulator, demnach finden Elektronenabgaben und Elektronenaufnahmen statt. Bei einem Entladevorgang dissoziiert die schweflige Säure an der Anode und gibt Protonen frei. Diese gelangen durch die ionenselektive Membran und lagern sich an ein Sauerstoff-Ion an der Kathode an. Es wird Wasser gebildet, wobei das zweiwertige Vanadium ein Elektron über die Elektroden abgibt und zu dreiwertigem Vanadium wird, siehe Formel (3). An der Kathode gehen zwei

Sauerstoffmoleküle und ein fünfwertiges Vanadium-Ion eine Verbindung ein und bilden das Vanadyl(V)-Ion. Daraufhin nimmt das vierwertige Vanadium-Ion ein Elektron auf und bildet mit Sauerstoff ein Vanadyl(IV)-Ion. Dabei wird ebenfalls Wasser gebildet, siehe Formel (1). Bei einem Ladevorgang erfolgen die Reaktionen analog in entgegengesetzter Wirkungsweise. Die nachfolgenden Reaktionsgleichungen verdeutlichen den Redoxprozess. [32]



Ebenso wie die meisten elektrochemischen Stromspeicher unterliegt die Vanadium-Redox-Flow-Batterie gewissen Alterungs- und Verschleißgradienten, wobei diese weniger vom Nutzerprofil abhängig sind. Dazu zählen unter anderem Temperatur, Zahl der Lade- und Entladezyklen, sowie Lade- und Entladerate. Das Elektrolyt und die ionenselektive Membran werden bei einer fachgerechten Auslegung der Speicheranlage nahezu kaum degradiert. Besondere Aufmerksamkeit gilt der Beachtung des Strömungsprofils, insbesondere der Vermeidung von Totzonen, da diese Anlagerungen hervorrufen können und die aktive spezifische Oberfläche der Membran verringern. Ebenso ist die Säureverträglichkeit aller Bauteile, die mit den Elektrolyten in Kontakt kommen, absolute Voraussetzung. Die Entladetiefe spielt bei der VRFB eine untergeordnete Rolle, da die Elektroden nicht reagieren und eine Dendritenbildung (Ablagerungen des Elektrolyten an den Elektroden) ausgeschlossen ist. Wesentlich ausschlaggebendere Faktoren sind die verbauten Umwälzpumpen, welche das Elektrolyt aus den Tanks an der Membran vorbeiführen. Diese verschleifen, je nach Bauart und Qualität, im Vergleich zu den anderen Baugruppen relativ schnell. Im Sinne der Wirtschaftlichkeit, als auch der Nachhaltigkeit, sind die Pumpen so zu wählen, dass sie über einen längeren Zeitraum möglichst wenig verschleifen. Stichpunkte sind hierbei die Chemikalienfestigkeit (Pumpenteile dürfen keine Reaktion mit dem Elektrolyten eingehen), der verwendete Lastbereich oder eine Frequenzsteuerung der Pumpen. Als weiterer Punkt ist die Betriebstemperatur zu beachten. Diese sollte zwischen 20 °C und 30 °C liegen, da ab einer Temperatur von über 40 °C und einer Vanadiumkonzentration ab 1,6 mol/l Vanadiumpentoxid als Feststoff vorliegt. Diese Reaktion ist irreversibel und stellt somit eine Gefahr für die Zelle dar, da strömungstechnische Bedingungen nur noch teilweise erfüllt werden können. Durch den Einsatz von ionisierten Additiven kann dieser Prozess auch

oberhalb von 40 °C und höheren Vanadiumkonzentrationen verhindert werden. Dies hätte eine Erhöhung der Leistungsdichte zur Folge, da diese maßgeblich von der Vanadiumkonzentration abhängig ist. [32]

2.4 Lithium-Ionen Energiespeicher

Als etablierte Stromspeichermedien der Unterhaltungselektronik, sowie für Traktionsanwendungen, bieten Lithium-Ionen-Batteriesysteme ein ausgereiftes Konzept für stationäre Großspeicher. Da eine Vielzahl vorhandener Zellchemien der Betrachtung zur Verfügung stehen, wird an dieser Stelle lediglich eine detaillierter vorgestellt. Dabei handelt es sich um Lithium-Ionen-Zellen mit Graphit als Aktivmaterial, da es eine hohe Reversibilität aufweist und eine sichere Betriebsweise ermöglicht. Des Weiteren wird Graphit in den meisten kommerziell erhältlichen Zellen verwendet. [32]

Der Aufbau einer Lithium-Ionen-Batterie besteht aus zwei Elektroden, zwischen denen sich ein Separator befindet, und einem Elektrolyten, welcher die porösen Elektroden und den Separator durchtränkt. Die elektrochemische Reaktion (Redoxreaktion) findet an den Elektrodenoberflächen statt. Dies wird durch eine ionische Verbindung mithilfe des Elektrolyten realisiert. Die Anodenseite (negative Elektrode) besteht in den häufigsten Fällen aus Graphit, die Kathodenseite (positive Elektrode) wird aus Lithiummetalloxiden, -mischoxiden oder -phosphaten gefertigt. Als Elektrolyt dient meist ein flüssiges Gemisch aus organischen Lösemitteln wie Dimethylcarbonat oder Ethylencarbonat in denen ein Leitsalz in gelöster Form vorliegt. Diese dient dem Transport der Lithium-Ionen innerhalb der Zelle. Eine hohe Reversibilität der ablaufenden Reaktionen gilt als großer Vorteil dieser Technologie. Die Li-Ionen sind an festgelegten Plätzen eines Wirtsgitters eingelagert (Interkalation) und können bei Bedarf das Gitter verlassen, ohne eine Strukturveränderung hervorzurufen. Ist die Batterie vollständig geladen, befinden sich sämtliche Li-Ionen im Graphitgitter der Anode, wobei das Potential der Kathode sein Maximum besitzt. Findet ein Ausgleich der Li-Ionen von Anode zu Kathode statt, läuft eine Redoxreaktion ab, der Akkumulator wird entladen. Dabei wird die Anode oxidiert und die Kathode reduziert. Bei einer darauffolgenden Ladung wird die Anode delithiiert und das Kathodenpotential steigt. Der Potentialausgleich zwischen den beiden Elektroden ist der treibende Faktor zur Stromabgabe bzw. -aufnahme. Dabei werden Elektronen über den äußeren Stromkreis geführt um dem Prinzip der Ladungsneutralität zu folgen. Dabei ist zu erwähnen, dass das Lithium selbst weder oxidiert noch reduziert wird. Auf reversible Weise werden die Li-Ionen lediglich ein- und ausgelagert. [15]

Die Zellspannung einer Li-Ionen Batterie ist als elementares Merkmal zu verstehen. Diese ist durch das Standardpotential von Li^+/Li auf maximal 4,5 V begrenzt. In Kombination mit aktiven

Materialen der Kathode und Graphit als Anode ergeben sich mittlere Zellspannungen von ca. 3,2 V. Dieses Elektrodenpotential besitzt im vollgeladenen Zustand der Batterie sein Maximum und sinkt mit fortlaufender Entladung. Sind aus technischer Sicht höhere Spannungswerte gefordert, werden die Zellen in Reihe geschaltet und bilden ein physikalisch begrenztes Vielfaches der einzelnen Zellspannung.

Die genannten Separatoren besitzen die Aufgabe Anode und Kathode voneinander zu trennen und gleichzeitig den Ionenfluss durch den Elektrolyten zu gewährleisten. Sie werden in den häufigsten Fällen aus Polyethylen oder Polypropylen gefertigt und sind als poröse Folien mit einer Dicke von 20-30 µm ausgeführt. [12]

Lithium-Ionen-Zellen können in drei verschiedene Bauformen unterschieden werden. Diese werden in Rundzellen, Prismatische Zellen und Coffee-Bag-Zellen unterteilt. Mit dem Hintergrund der stationären Großspeicher werden nachfolgend Prismazellen und Zellen im Coffee-Bag-Format (Pouch-Zellen) betrachtet. Unabhängig von der Bauform sollten Lithium-Ionen-Zellen prinzipiell in luftdichter Ausführung gefertigt werden. Diese Restriktion wird durch Sicherheitsaspekte und Einwirkungen aus der Umgebung, welche die Zellchemie negativ beeinflussen könnten, gestellt. Je nach gewünschter Kapazität und verfügbarer Räumlichkeit können mehrere Elektrodenpaare in gestapelter Ausführung angeordnet werden. Diese sind durch Separatoren getrennt und innerhalb der Zelle parallelgeschaltet. Durch eine Ummantelung als Metallgehäuse und einer großen Außenfläche in Bezug auf das Zellvolumen wird eine vorteilhafte Kühlung der Zelle gewährleistet. Pouch-Zellen unterscheiden sich gegenüber den prismatischen Zellen im Wesentlichen durch ihre äußere Hülle, welche als laminierte Aluminiumtasche ausgeführt ist. Dies hat eine erhebliche Massereduktion zur Folge, was jedoch im Aspekt der stationären Speicher lediglich einen logistischen Vorteil mit sich bringt. Der innere Zellaufbau ist der Prismazelle identisch. [32]

Die Alterung und der damit einhergehende Verschleiß einer Li-Ionen-Zelle hängt, im Gegensatz zur Vanadium-Redox-Flow-Batterie, von mehreren Faktoren des Nutzungsprofils ab. Zu diesen zählen Temperatur, Lade- und Entladezyklenzahl, Lade- und Entladerate, sowie Grad der Ladung¹/Entladung². Dabei wird zwischen kalendarischer Alterung und zyklischer Alterung unterschieden. Temperatur und Ladezustand sind relevante Faktoren für die kalendarische Alterung. Der zyklenabhängige Verschleiß ist ebenso von der Temperatur als auch von Lade- und Entladerate, dem Ladezustand und der Entladetiefe abhängig. [32]

Da die Zellen im hier bearbeiteten Szenario als stationäre Speicher verwendet werden, unterliegen diese kontinuierlichen Lastwechseln. Eine kalendarische Alterung und der damit

¹ SoC - **S**tate of **C**harge

² DoD - **D**ePTH of **D**ischarge

verbundene geringe Kapazitätsverlust von $<3\%$ pro Jahr bei gleichbleibenden Lagerbedingungen und ohne Lastwechsel werden hiermit genannt, jedoch nicht als Teil der Alterungsmechanismen untersucht. Wird der Verschleiß unter Lastwechsel betrachtet, ist zunächst auf den Faktor der Temperatur einzugehen. Demnach zeigen die meisten Lithium-Ionen-Zellen eine bessere Entladecharakteristik bei höheren Temperaturen. Dies ist auf die gesteigerte Viskosität des Elektrolyten zurückzuführen, wodurch dessen Ionenbeweglichkeit zunimmt. Je höher die Temperatur, umso mehr Kapazität kann entladen werden. Nachteilig wirkt sich jedoch eine erhöhte Volumenänderung bei steigenden Temperaturen aus. Die Zelle wird zunehmend mechanisch belastet und kann dadurch langfristige Schäden erleiden. [15]

Als weiterer Punkt der Betrachtung wird die Lade- und Entladerate angeführt. Diese ist als C-Rate festgelegt und beschreibt das Verhältnis von ge- und entladener Kapazität pro Stunde und Nennkapazität. Eine 1C-Rate ist demnach eine vollständige Ladung bzw. Entladung der Nennkapazität innerhalb einer Stunde. Grundlegend verhält sich diese Abhängigkeit so, dass bei niedrigen C-Raten größere Ladungsmengen geladen bzw. entnommen werden können, da der Innenwiderstand entsprechend gering ist. Die Zelle unterliegt einem geringeren Stresslevel und erfährt einen geringeren Verschleiß. Wird das Verhalten bei verschiedenen Entladetiefen bzw. DoD in Bezug auf mehrere Zyklen betrachtet, ist auch hier eine starke Abhängigkeit zu verzeichnen. Nachfolgende Abbildung stellt den Kapazitätsverlust über mehrere Zyklen bei unterschiedlichen DoD-Level dar. [32]

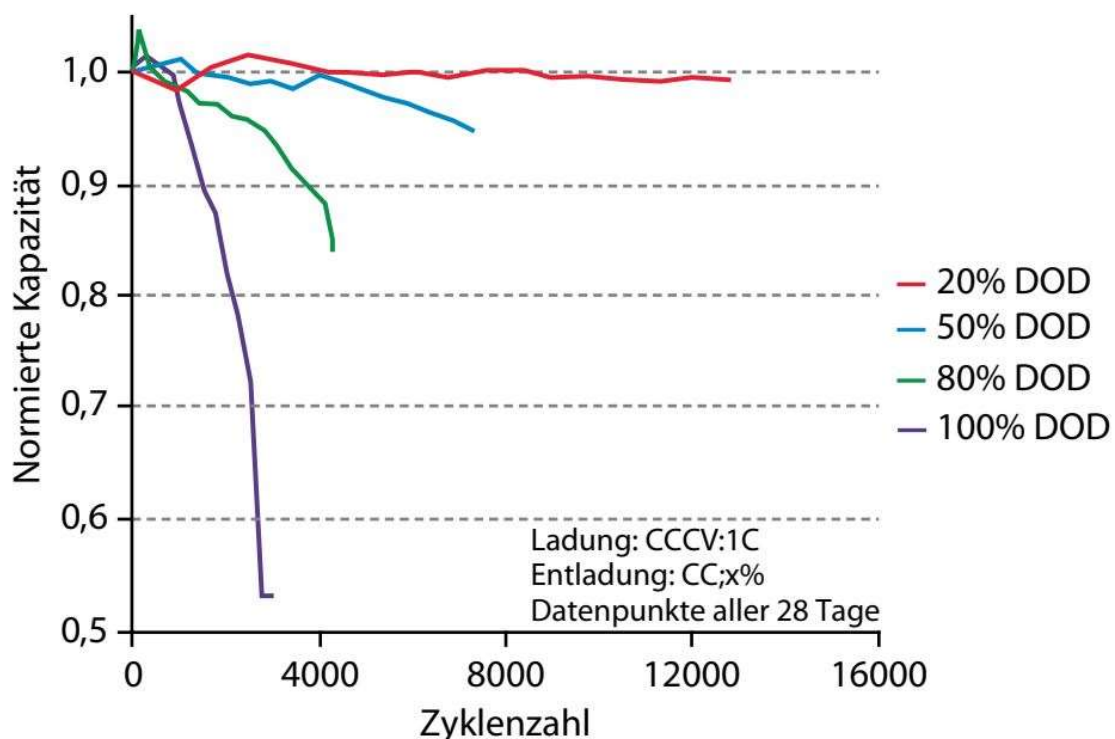


Abbildung 3: Kapazität in Abhängigkeit der Zyklenzahl für verschiedene Entladetiefen (DOD) am Beispiel einer Lithium-Zelle des $\text{Li}(\text{Ni},\text{Mn},\text{Co})\text{O}_2/\text{C}$ -Systems (Raumtemperatur, einstündiger Lade- und Entladestrom, variierte Entladetiefe) [5, Abb. 7.55]

Je mehr Ladungsmenge pro Zyklus entnommen wird, umso stärker sinkt die Gesamtkapazität der Zelle. Mit DoD >80 % wird eine Annäherung an die Ladeschlussspannung erreicht, wodurch sich der Zellzustand einer Tiefenentladung nähert. An diesem Punkt kann eine Dendritenbildung, einer spitzförmigen Anlagerung von Lithiummolekülen, stattfinden. Es besteht die Gefahr der Durchdringung des Separators. Dies hätte einen dauerhaften Kapazitätsverlust durch einen starken Anstieg des Zellinnenwiderstandes, oder gar das vollständige Versagen der Zelle zur Folge. [12] Weiterführend wird der zyklenabhängige Kapazitätsverlust in Kapitel 3.2.1 berücksichtigt und gleichzeitig Teil eines Kapazitätsersatzplanes.

2.5 Flexible Biogasanlagen als funktionale Stromspeicher

Um die periodische Energiebereitstellung aus Wind- und Solarkraft ausgleichen und stabilisieren zu können, eignet sich eine flexible Strombereitstellung aus Biogasanlagen. Unabhängig von stationären Stromspeichern ist es dabei möglich und teilweise bereits umgesetzt, eine diskontinuierliche Energiebereitstellung aus Biogasanlagen zu ermöglichen. Demnach kann eine angepasste Fahrweise des BHKWs, in Verbindung mit einem Gasspeicher, erfolgen. Um dies zu realisieren, muss eine höhere installierte Leistung (elektrische Leistung des BHKW) als für eine kontinuierliche Stromerzeugung im Jahresmittel bereitgestellt werden. Dies kann über zwei Varianten realisiert werden. Entweder erfolgt eine Überbauung, was eine Erhöhung der installierten elektrischen Leistung bedeutet, oder es findet eine Absenkung der Bemessungsleistung bei gleichbleibender installierter Leistung statt [6]. Nachfolgendes Beispiel verdeutlicht diesen Zusammenhang. Es soll eine Jahresstrommenge von 4,38 GWh zur Verfügung gestellt werden. Um dies bei einer kontinuierlichen Strombereitstellung zu erreichen leistet ein 500 kW – BHKW genau 8.760 Vollbenutzungsstunden. Die gleiche Jahresstrommenge von 4,38 GWh kann von einem 1.500 kW - BHKW in 2.920 Vollbenutzungsstunden erreicht werden. Bei letzterem Beispiel handelt es sich um eine Überbauung, bei der die gleiche Jahresstrommenge in weniger und somit flexibel einsetzbaren Vollbenutzungsstunden geleistet werden kann. Die Bemessungsleistung wird als Quotient aus Jahresstrommenge in kWh und der Anzahl voller Zeitstunden eines Jahres wiedergegeben [25]. Eine Verringerung ist nur durch das Herabsetzen der Jahresstrommenge möglich, was zwar den Effekt der Flexibilisierung erzeugt, jedoch weniger Erlös erwirtschaftet. Aus diesem Grund wird in der Methodik dieser Arbeit eine Überbauung und somit eine Erhöhung der BHKW-Leistung angewandt.

Die Flexibilität der bereitzustellenden Energie richtet sich dabei nach den Marktpreisen am EPEX Spotmarkt (s. Kapitel 2.2). Hier wird kurz- bzw. mittelfristig Strom gehandelt und ermöglicht somit einen Ausgleich der volatilen Stromerzeugung durch PV- und Windanlagen.

Demnach kann sich eine Biogasanlage mit entsprechender Auslegung des Gasspeichers bzw. des BHKWs möglichst vollständig nach der Preisbildung am Markt orientieren. Wird durch Wind- und Sonnenergie wenig Elektrizität erzeugt, obwohl Bedarf herrscht, entstehen Spitzenbedarfe, welche sich durch hohe Marktpreise auszeichnen. An diesem Punkt kann das gespeicherte Gas durch ein BHKW direkt verstromt und vermarktet werden. Dabei ist das BHKW mehreren Start-/ Stoppvorgänge ausgesetzt, was die Wartungsintervalle verkürzt und sich höhere Instandhaltungskosten bilden. [9]

3 Berechnungen und Methoden

3.1 Untersuchungsdesign

Im Nachfolgenden wird darüber Aufschluss gegeben, welche Aspekte und Varianten betrachtet und letztlich bewertet werden. Zunächst werden die gewählten Stützjahre vorgestellt und deren Auswahl begründet. Darüber hinaus werden mehrere Hardwarekonfigurationen als anlagenspezifische Technikvarianten erläutert. Diese beinhalten die technische Umsetzung der Flexibilisierungsmaßnahmen an Biogasanlagen. Als letzten Punkt des Untersuchungsdesigns werden Betriebsmodi bzw. Vermarktungsvarianten für eine stromgeführte, flexible Energiebereitstellung aus Biogas vorgestellt.

3.1.1 Stützjahre

Ausgehend von einer weiterführenden Forschung im Bereich der Energiespeichersysteme, insbesondere für Lithium-Ionen-Speicher, und einem wachsenden Anteil an erneuerbaren Energien auf dem deutschen bzw. europäischen Strommarkt wurden weitreichende Stützjahre in Betracht gezogen. In Kapitel 2.2 wurde bereits der Zusammenhang zwischen dem schwankenden Einspeisevermögen durch Erneuerbare und der daraus resultierenden Notwendigkeit einer Flexibilisierung angesprochen. Da davon ausgegangen werden kann, dass die durch PV- und Windenergie erzeugte Volatilität zukünftig steigt, wurde eine Betrachtung der Szenarien bis 2050 als sinnvoll erachtet. Dabei wurde eine Unterteilung in drei Stützjahre vorgenommen.

Beginnend mit dem Jahr 2020 wird ein Status Quo als Ausgangsszenario erstellt. Ein Großteil der verwendeten Parameter beruht auf realistischen Daten aus Industrie und Wirtschaft. Die EPEX Preiszeitreihen stammen aus dem Jahr 2018, sowie die Preisreihen für Sekundärregelenergie. Datensätze aus dem Jahr 2020 sind erst nach Ablauf des Jahres verfügbar und konnten somit nicht als Grundlage verwendet werden.

Als weiteres Stützjahr wurde 2035 gewählt. Es soll einen mittelfristigen Ergebnisstand darstellen, wobei sich erste Tendenzen erkennbar machen. Datengrundlage sind hierbei einzelne Prognosen bzw. Weiterentwicklungen aus den Jahren bis 2020. Als Hilfestellung wurden hier bereits erste Annahmen getroffen.

Der letzte betrachtete Zeitpunkt bezieht sich auf das Jahr 2050. Mit dem letzten Stützjahr lässt sich erkennen, ob sich Tendenzen ab 2035 weiterführen, oder sich gegenteilig verhalten. Die hierbei eingesetzten Daten beruhen zu einem Großteil auf Annahmen und vereinzelt Prognosen. Eine Bewertung bis 2050 wurde gewählt, da sich eine Vielzahl von

wissenschaftlichen Prognosen an diesem Stützjahr orientieren und es ebenso politisches Ziel einer nahezu klimaneutralen Gesellschaft ist. [3]

3.1.2 Hardwarekonfiguration

Im Sinne des Vergleiches mehrerer Anlagenbeispiele wurden drei verschiedene Varianten aufgestellt. Der Fokus des hardwareseitigen Settings liegt dabei in der Auswahl des zu verwendenden Energiespeichers. Die im Rahmen des Themas genannte Kapazitätserweiterung wird durch ein flexibel geführtes BHKW mit entsprechendem Gasspeicher realisiert. Als Batteriespeicher dienen die Technologien der Lithium-Ionen-Batterie und die der Vanadium-Redox-Flow-Batterie. Bei der Auswahl der Batteriespeicher wurden folgende Argumente angeführt. Die Li-Ionen-Batterie erfährt, wie bereits in Kapitel 2.4 erwähnt, einen kommerziellen Erfolg in verschiedensten Anwendungsgebieten. Darüber hinaus ist eine weitere Entwicklung der Technologie und eine Optimierung der Produktionsprozesse zu erwarten. Im Gegensatz dazu ist die Vanadium-Redox-Flow-Batterie zwar weniger etabliert, besitzt jedoch die optimalen Betriebseigenschaften für stationäre Großspeicher, da sich Speicherkapazität und Entladeleistung separat voneinander skalieren lassen. Beide Batteriesysteme eignen sich aufgrund ihrer sehr hohen Reaktionsgeschwindigkeit bei schnellen Lastwechseln. Demnach kann eine Stromeinspeisung bzw. –abschaltung innerhalb von Sekunden gewährleistet werden, was einen entscheidenden Vorteil bei kurzfristigen Strombedarfen darstellt.

Mit dem Ziel einer vergleichbaren Bewertung und einer unterbrechungsfreien, sechsständigen Strombereitstellung wurde die Speicherkapazität auf 6 MWh (Äquivalent für Gasspeicher) festgelegt. Die erste Technikvariante besitzt einen Gasspeicher, welcher mithilfe einer Äquivalentkapazität ausgelegt wurde. Hierbei wird die Energie vor der Verstromung in Form von Biogas in einem 4.477 m³ fassenden Gasspeicher gespeichert. Die darauffolgende Verstromung erfolgt durch ein BHKW mit einer Nennleistung von 1,5 MW. Dieses wird flexibel betrieben, das heißt es wird bei Bedarf gestartet und abgeschaltet. Wie in Kapitel 2.5 beschrieben, erfolgt eine Kapazitätserweiterung, also eine Steigerung bzw. Überbauung der installierten Nennleistung. Für die zweite Technikvariante wird ein Lithium-Ionen-Batteriespeicher verwendet. Dabei wird das produzierte Biogas kontinuierlich in einem Grundlast-BHKW mit einer Nennleistung von 500 kW verstromt und der Batteriespeicher dadurch geladen. Es findet eine C/12-Ladung (6.000/500) statt, was einen vernachlässigbaren Verschleißfaktor durch Ladevorgänge bedeutet (s. Kap. 2.4). Aus Gründen der Redundanz wird auch hier ein Gasspeicher verbaut, welcher lediglich Störfälle bzw. Wartungsarbeiten ausgleichen soll. Die tatsächliche Einspeisung des Stromes wird durch die Li-Ionen-Batterie gewährleistet, welche ebenfalls eine Entladeleistung von 1,5 MW besitzt. Da diese

kontinuierlich durch ein 500 kW-BHKW mit Elektrizität versorgt wird, ergibt sich eine C/6-Entladung (6.000/1.000), wodurch die Batterie einer geringen Belastung durch Entladevorgänge ausgesetzt ist. Das dritte Setting beinhaltet eine All-Vanadium-Redox-Flow-Batterie. Die Funktionsweise des Systems erfolgt hierbei analog zur zweiten Technikvariante. Lade- und Entladeraten sind der Li-Ionen-Variante identisch. Auch hier wird ein redundanter Gasspeicher eingesetzt.

In Abbildung 4 werden die drei genannten Konfigurationen dargestellt. Der Anlagenteil zur Biogasproduktion wird hierbei nicht näher betrachtet und für alle Varianten in gleicher Ausführung angenommen. Dieser wird vereinfacht als Fütterung des Fermenters und einer Rohgasproduktion durch den Fermenter dargestellt und durch eine vertikale Strichlinie von den variantenspezifischen Anlagenteilen getrennt.

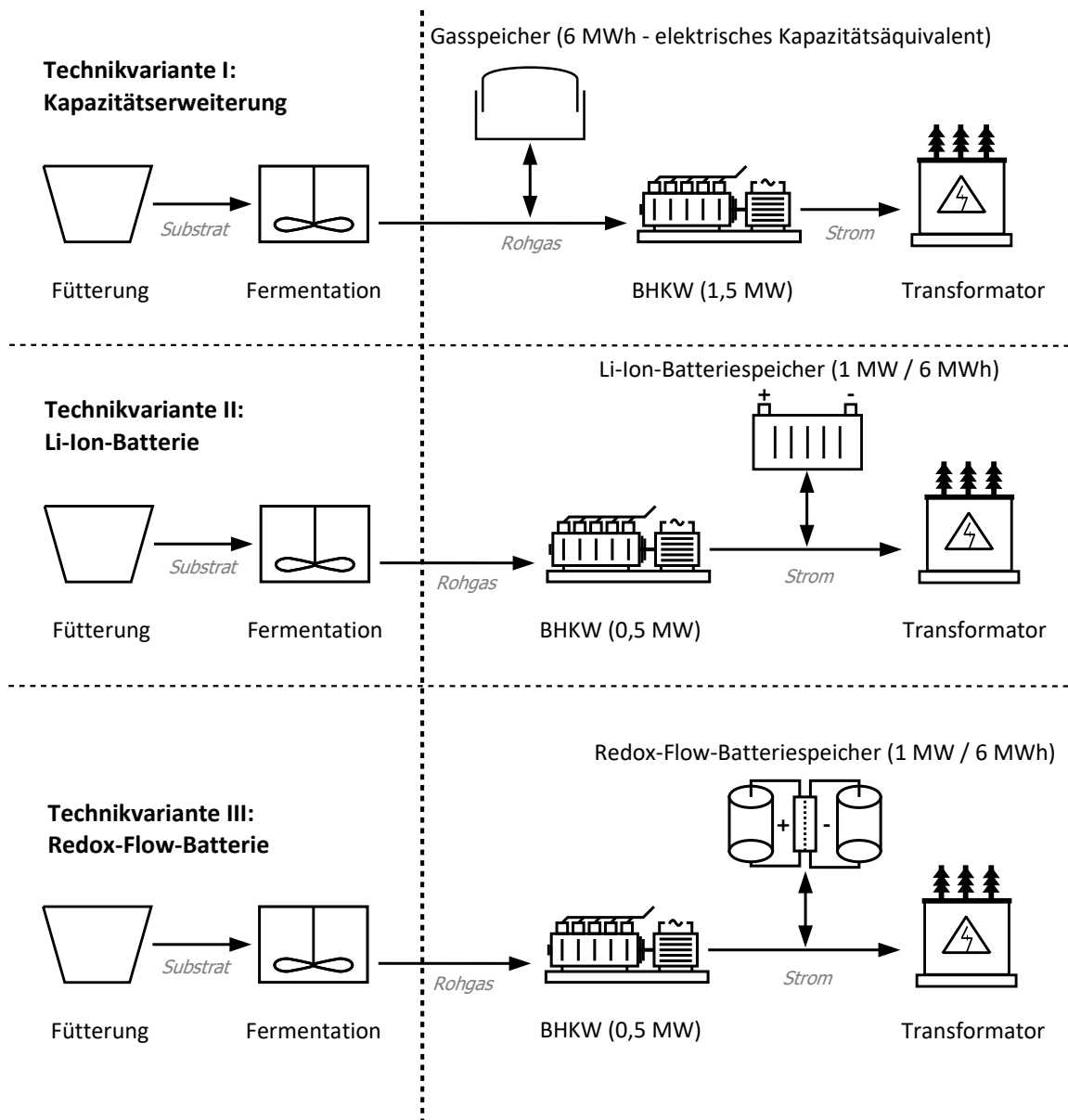


Abbildung 4: Vereinfachte Konzeptdarstellung der betrachteten Technikvarianten I - III

3.1.3 Betriebsmodi

Der Ansatz für einen gewinnorientierten Betrieb wurde in Abhängigkeit der Erlöse durch den EPEX Spot Markt gesetzt. Hierbei wurde zwischen Day-Ahead- und Intradaymarkt unterschieden. Im Day-Ahead-Betrieb wurden standardisierte Stundenblöcke für die Vermarktung gewählt. Das heißt es werden volle Zeitstunden mit jeweils 1,5 MW (1,5 MWh) angeboten. In Abhängigkeit der Preiszeitreihen können dadurch einzelne oder zusammenhängende Stundenblöcke geleistet werden. Eine Limitierung erfolgt durch die vorhandenen Speicher. Sowohl mit vollem Gas- als auch Batteriespeicher kann maximal ein zusammenhängender 6-Stunden-Block angeboten werden. Abbildung 5 zeigt einen exemplarischen Day-Ahead-Fahrplanverlauf für 24 Stunden in Abhängigkeit des Speichergangs.

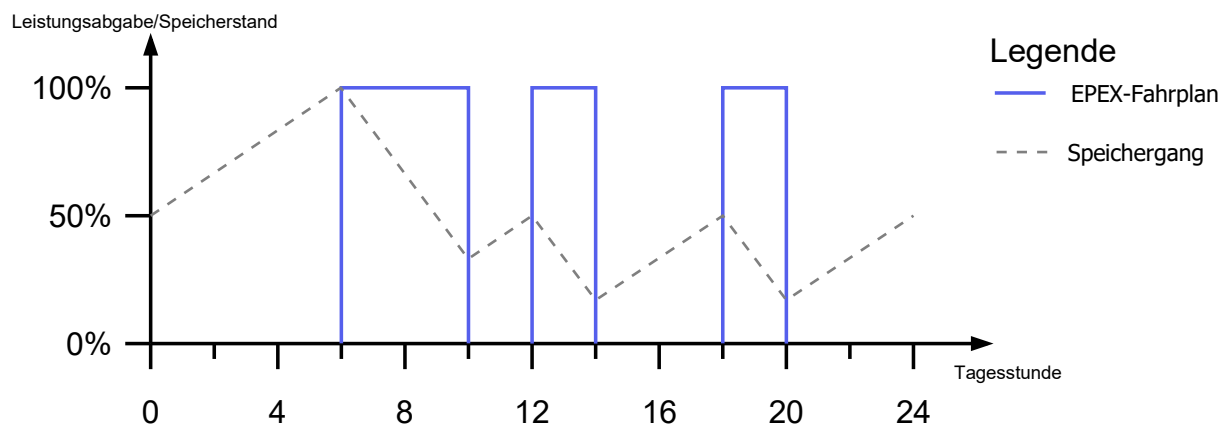


Abbildung 5: Exemplarischer Fahrplanverlauf im Day-Ahead-Betrieb für 24 Stunden in Abhängigkeit des Speicherstandes

Für den Intradaymarkt wurden Viertelstundenblöcke als Option gewählt, welche ein Viertel der Nennleistung, also 375 kW (375 kWh) zur Verfügung stellen. Abbildung 6 zeigt einen exemplarischen Intraday-Fahrplanverlauf für 24 Stunden in Abhängigkeit des Speicherlastgangs. Wie im nachfolgenden Kapitel 3.3.1 beschrieben, werden die EPEX-Preiszeitreihen aus dem Jahr 2018 als Basis verwendet und auf die jeweiligen Stützjahre mit Faktoren verrechnet. Somit ergeben sich zur besseren Vergleichbarkeit für alle Stützjahre die gleichen Fahrpläne, jedoch mit unterschiedlich hohen Erlösen.

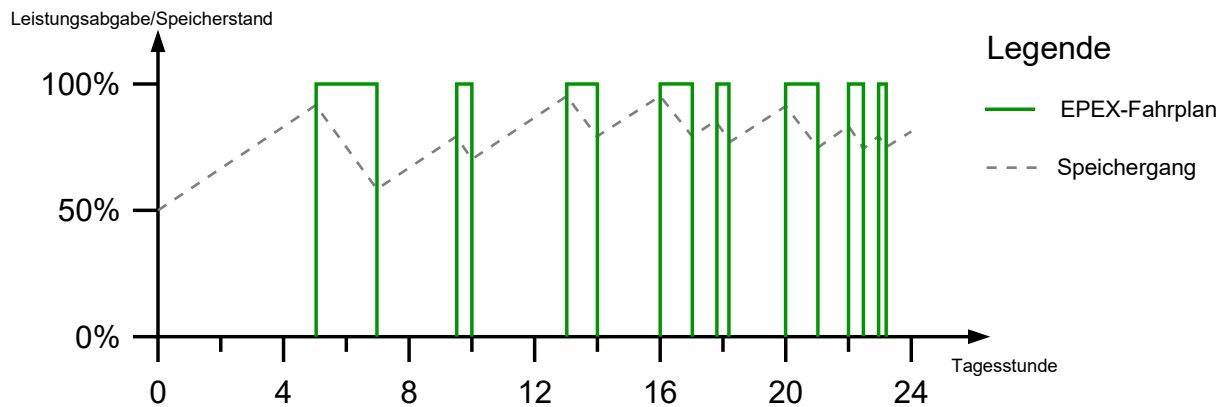


Abbildung 6: Exemplarischer Fahrplanverlauf im Intraday-Betrieb für 24 Stunden in Abhängigkeit des Speicherstandes

Um weitere Erlöse ohne anlagenspezifische Veränderungen oder Erweiterungen erzielen zu können, wird ein Angebot von Reserveleistung (Regelleistung) in die Fahrpläne implementiert. Für eine Erbringung von Regelleistung, in diesem Fall Sekundärreserveleistung, muss sowohl der Fahrplan, als auch der Batterie- bzw. Gasspeichergang berücksichtigt werden. Ein Angebot von positiver/negativer Sekundärregelleistung kann demnach nur erfolgen, wenn es die Korrelation zwischen Fahrplan und Speichergang zulässt. Soll positive Regelleistung erbracht werden, muss sich der Fahrplan außerhalb des aktiven Einspeisezeitraums befinden und ein genügender Speicherfüllstand vorhanden sein. Gegenteilig verhält sich das Angebot von negativer Regelleistung. Eine Ausnahme stellen hierbei die Technikvarianten mit Batteriespeicher dar. Demnach sind diese in der Lage, negative SRL unabhängig vom Fahrplan bereitzustellen. In Abhängigkeit des Speicherstandes (SoC) können die Batteriespeicher Elektrizität aus dem Stromnetz aufnehmen. Ein solches Angebot von selektiver negativer SRL wurde für beide Batterietechnikvarianten implementiert.

Abbildung 7 zeigt einen exemplarischen Day-Ahead-Fahrplanverlauf für 24 Stunden in Kombination mit einem Regelleistungsangebot und in Abhängigkeit des Speicherlastgangs.

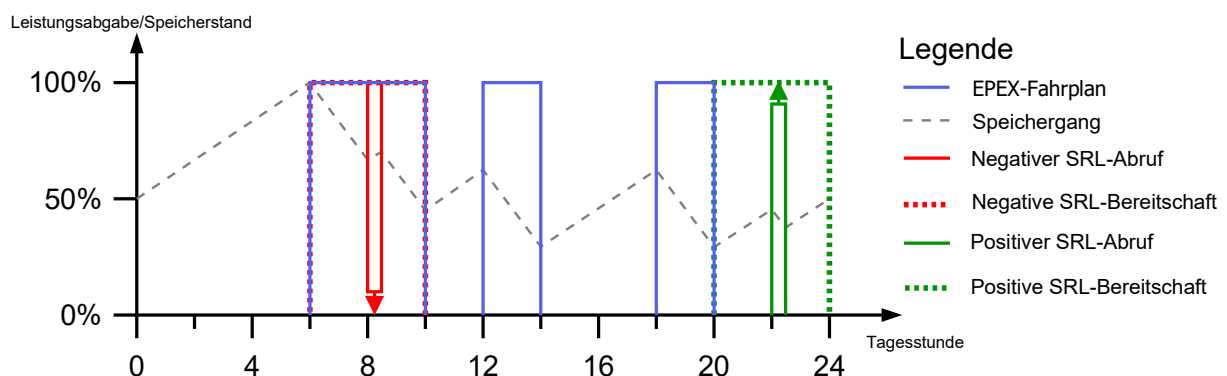


Abbildung 7: Exemplarischer Fahrplanverlauf im Day-Ahead-Betrieb mit Angebot von Sekundärreserveleistung für 24 Stunden in Abhängigkeit des Speicherstandes

Die Erbringung von Reserveleistung besitzt dabei einen primären Stellenwert in der Stromvermarktung, d.h. die Erlöse aus dem EPEX-Markt werden vollständig gezahlt, auch

wenn beispielsweise negative Reserveleistung erbracht wurde. Weiterführend ist zu erwähnen, dass in den betrachteten Szenarien lediglich die Erlöse aus dem Angebot von Sekundärregelleistung in die Erlösrechnung aufgenommen werden. Wird ein Angebot vom Übertragungsnetzbetreiber abgerufen, findet eine tatsächliche Erbringung der Regelleistung statt. Hierfür werden separate Leistungspreise ausgeschrieben und je nach erbrachter Leistung vergütet. Bei einem Angebot von Sekundärreserveleistung (SRL) findet der Vorteil geringer Reaktionszeiten der Batteriespeicher Anwendung. Darüber hinaus können die Anforderungen von zusammenhängenden 4 h-Zeitscheiben erfüllt werden, d.h. die Speicher sind in der Lage, vier Stunden mit Nennleistung einzuspeisen (positive SRL) bzw. die Einspeisung auszusetzen (negative SRL).

Unabhängig von der Stromvermarktung entsteht durch die Biogasverbrennung im BHKW nutzbare Abwärme. Unter der Annahme, dass ein Einfamilienhaus und industrielle Abnehmer als Wärmesenke dienen, wurde ein Wärmenutzungsgrad von 76,24 % erreicht. Weiterführend wird die Wärmegewinnung im nachfolgenden Kapitel 3.2 beschrieben.

3.2 Grundberechnungsmodelle

Die Methodik zur technisch ökonomischen Betrachtung beinhaltet eine Investitionsrechnung der erarbeiteten Szenarien, welche den Erlösen aus der EPEX Spot Vermarktung, als auch den Regelenenergieerlösen, gegenüberstehen. Hierbei wird der Fokus auf die Investitionskosten der jeweiligen Speichertechnologie gelegt. Die Teilanlage zur Biogasbereitstellung (Substratlagerung, -aufbereitung und Fermenter) wird für alle Technikvarianten in gleicher Ausführung angenommen und somit nicht näher betrachtet.

Für einen besseren Vergleich werden die Mehrerlöse bezüglich einer herkömmlichen Bandeinspeisung (kontinuierliche Verstromung und Netzeinspeisung) dargestellt. Somit wird eine spezifische Amortisation erzeugt, welche die Vor- und Nachteile gegenüber einer Bandeinspeisung abbildet. Als Basis für das Berechnungsmodell dient das DBFZ-Projekt „Bewertung von Flexibilisierungskonzepten für Bioenergieanlagen“ [6], realisiert als Microsoft Excel-Arbeitsmappen mit integrierten Visual-Basic-for-Applications(VBA)-Makros. Für die eigene Betrachtung wurden Änderungen und Ergänzungen vorgenommen, welche nachfolgend beschrieben werden.

Nachfolgende Tabelle 1 stellt eine Kausalkette der Methodik und deren Wirkungsablauf dar.

Tabelle 1: Wirkungsablauf der angewandten Methodik von Inputdaten über Fahrplanverschneidung mit gekoppelter Ökonomie zu Outputdaten (Pfeil symbolisiert Kausalität)

| | |
|-----------------------------------|---|
| Input | <ul style="list-style-type: none"> • Fahrplan inkl. EPEX Spot Preise • Szenarien • technische Kenngrößen |
| Modul 1: Fahrplanverschneidung | <ul style="list-style-type: none"> • Wärmelastprofil • Gasspeicherprofil • Degradation (Li-Ionen Batterie) • EPEX Erlöse • Datenexport in Ökonomie |
| Modul 2: Ökonomie | <ul style="list-style-type: none"> • Datenimport aus Fahrplanverschneidung • Investitionsrechnung • Annuitätsmethode • Kapital-, betriebs- und verbrauchsgebundene Kosten |
| Output | <ul style="list-style-type: none"> • Gegenüberstellung Kosten und Erlöse • Amortisationsdauer • Annuität gegenüber Bandeinspeisung |

Der gesamte Wirkungsablauf wird dupliziert und jeweils für die Day-Ahead- und Intradayvermarktung ausgelegt. Als Input Daten werden vier Technikvarianten (Bandeinspeisung, Flex-BHKW, Li-Ionen-Batterie, VRFB) mit einer jeweiligen Jahresstrommenge von 4,38 GWh und den Stützjahren 2020, 2035 und 2050 angenommen. In Abhängigkeit der betrachteten Stützjahre wurden Jahresfahrpläne (8.760 Stunden) durch eine Mitarbeiterin des Bereiches „Bioenergiesysteme“ erstellt, welche auf die Anlagennutzungsdauer, in Jahren, extrapoliert werden. Diese wurden mithilfe eines gemischt-ganzzahligen Optimierungsmodells erstellt, welches in Abhängigkeit der verfügbaren Speicherkapazität die jeweils preisintensivsten Stunden (Day-Ahead) bzw. Viertelstunden (Intraday) eines dynamischen Zeitraums zur Verstromung bzw. Einspeisung nutzt.

In Modul 1, der Fahrplanverschneidung, wurden die generierten Stromfahrpläne genutzt, um die Mehrerlöse der Stromvermarktung durch den EPEX Spot Markt, sowie die Wechselwirkungen der Fahrpläne auf die Wärmeauskoppelung abzubilden. Für die Versorgung der simulierten Wärmesenken, deren Referenz die Bandeinspeisung ist, ist innerhalb des Moduls dazu eine zusätzliche Subroutine implementiert. [6]

„Diese Berechnung dient dazu, die wärmeseitigen Deckungslücken bei stromgeführter Fahrweise zu identifizieren und diese durch eine optimale Kombination aus einem modellhaft abgebildeten Wärmespeicher, sowie einem Spitzenlastkessel auszugleichen.“ [8, S. 9]

Durch diese Berücksichtigung kann für jedes Szenario die gleiche Wärmemenge wie bei einer Bandeinspeisung bereitgestellt werden, was eine individuelle Wärmevermarktung ausklammert und somit nicht Teil der ökonomischen Betrachtung werden lässt. Des Weiteren wurden durch die erzeugten Fahrpläne die jeweiligen Takthäufigkeiten (jeweils ein An- und

Abfahrvorgang bilden einen Takt) des BHKWs für die erste Technikvariante, sowie die hieraus resultierenden Gasmehrverbräuche berechnet. Der Grund hierfür sind die während des An- und Abfahrens auftretenden Leerlaufphasen, sowie Wirkungsgradverluste in Teillastbereichen. Analog zur Takthäufigkeit wurde die Zyklenzahl und die jeweilige DoD für die Li-Ionen-Batterie berechnet, welche eine Degradationsrate des Speichersystems darstellt und weiterführend in Kapitel 3.2.1 betrachtet werden. In Modul 2, der Ökonomie, wurden die Daten aus der Fahrplanverschneidung überführt und weiterverarbeitet. Dabei werden neben einer umfassenden Investitionsrechnung die Annuitätsmethode und kapital-, betriebs- und verbrauchsgebundene Kosten aufgestellt (vgl. Kapitel 3.2.2). Eine finale Gegenüberstellung der Kosten und Erlöse wird in diesem Zusammenhang als Datenoutput verstanden. Die daraus resultierende Annuität bzw. Amortisationsdauer jedes betrachteten Szenarios lassen Rückschlüsse auf die Wirtschaftlichkeit der Varianten zu.

3.2.1 Berechnung der anzunehmenden Ladezyklen im Fahrplanbetrieb und deren Auswirkungen auf das Batteriespeichersystem

Mit Fokus auf die Auswirkungen eines fahrplangesteuerten Betriebes wird nachfolgend das Verhalten der Batteriespeichersysteme unter Last untersucht. Dass die Speicher mehreren ungleichen Lade- und Entladezyklen unterliegen, ist auf den flexiblen Betrieb zur Stromeinspeisung zurückzuführen. Dabei verhalten sich Lithium-Ionen-Batterien anders als Redox-Flow-Batterien, wie bereits in Kapitel 2.3 und 2.4 dargestellt. Da die zyklenabhängigen Auswirkungen auf Li-Ionen-Speicher deutlich stärker ausfallen, werden diese gesondert untersucht.

Die DoD, oder auch Entladungstiefe genannt, stellt dabei den Faktor mit größter Wichtigkeit dar. Da auch die Betriebstemperatur einen wesentlichen Einfluss auf die Eigenschaften und Standzeiten der Batterie besitzt, wird diese in den Szenarien mithilfe einer Klimatisierung konstant bei optimalen Bedingungen gehalten und befindet sich somit nicht in der weiterführenden Betrachtung. Um eine Berücksichtigung der DoD einzubinden, ist zunächst eine Methodik zur Erkennung eines Entladezyklus notwendig. Es wird der vorherige und nachfolgende Ladezustand innerhalb des Fahrplanes miteinander verglichen (im Day-Ahead stundenweise, im Intraday viertelstündlich). Ist der nachfolgende Ladezustand geringer als der vorherige, wird ein Zyklus erkannt. Bei jedem einzelnen Zyklus ist nun eine Bestimmung der DoD möglich. Werden 100 % mit dem Verhältnis aus momentan eingespeicherter Energiemenge und der Nennkapazität subtrahiert, ist das Ergebnis die zyklenspezifische DoD (vgl. Formel (5)).

$$\text{DoD [\%]} = 100\% - \frac{\text{momentan eingespeicherte Energiemenge}}{\text{Nennkapazität}} \quad (5)$$

Um die erhaltenen Entladetiefen je Zyklus einordnen zu können und den daraus resultierenden Kapazitätsverlust zu ermitteln, sind Referenzwerte notwendig. Hierzu dient die Darstellung aus [32], siehe Kap. 2.4. Das Diagramm wurde mithilfe des Programms „Engauge Digitizer“ [20]

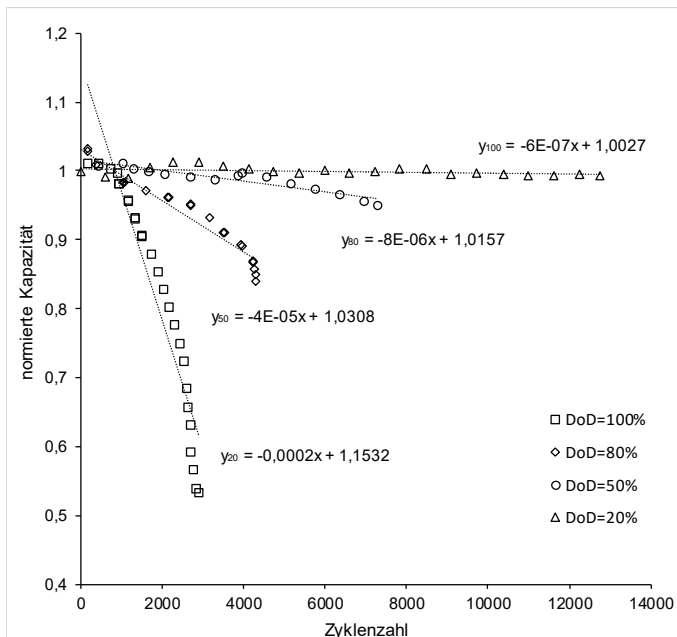


Abbildung 8: Digitalisierte Darstellung aus Abbildung 3 inklusive linearer Regression pro Datenreihe

digitalisiert und als Datenpunktreihen in eine Excel-Datei überführt. Die Datenreihen als Entladekurven zu den einzelnen Entladetiefen wurden im ersten Schritt einer linearen Regression (vgl. Abbildung 8) unterzogen. Im zweiten Schritt wurde aus den vier Anstiegen ein Fitting realisiert, woraus eine Exponentialfunktion (vgl. Abbildung 9) gebildet wurde. Da die Degradation in Abhängigkeit zur DoD steht, ist mithilfe der gebildeten Exponentialfunktion eine Aussage über die prozentuale Kapazitätsdegradation pro Zyklus möglich.

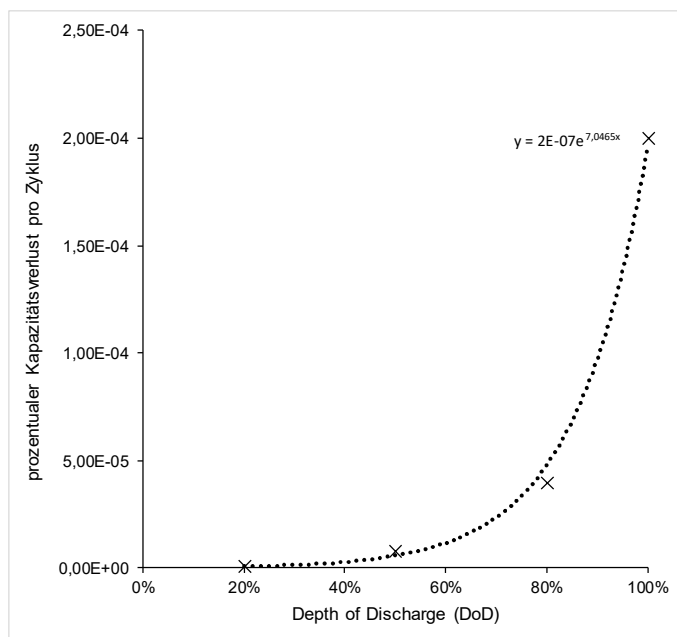


Abbildung 9: Prozentualer Kapazitätsverlust pro Zyklus in Abhängigkeit der DoD inklusive exponentieller Regression und deren Funktion

Werden nun die Degradationsfaktoren über alle Zyklen aufsummiert und auf die Nennkapazität bezogen, ergibt sich eine absolute Degradation in kWh über den Fahrplanverlauf. Diese findet in Kapitel 3.3.2 bezüglich der Ökonomie weitere Anwendung. Weiterhin ist zu erwähnen, dass die Zyklenversuche aus [32] am Beispiel einer Li(Ni,Mn,Co)O₂/C-Zelle durchgeführt wurden. Demnach wird die Annahme getroffen, dass die betrachteten Li-Ionen-Speicher die gleiche Materialpaarung verwenden.

Analog zu den Li-Ionen-Systemen wird bei der Bestimmung der Zyklenzahl für Szenarien mit Vanadium-Redox-Flow-Batterien vorgegangen. Dabei erwartet eine Redox-Flow-Batterie durchaus weniger Degradationsmechanismen, hier ist die strömungstechnische Anlage selbst der limitierende

Faktor. Wie bereits in Kapitel 2.3 genannt, erwartet die Elektrolytpumpen der höchste Verschleißgrad. Unter der Annahme, dass eine Pumpe über eine fünfjährige Standzeit verfügt und ein Benutzungszeitraum der Gesamtanlage 15 Jahre beträgt, sind demnach eine Erstinvestition und zwei Ersatzinvestitionen zu erwarten. Diese Investitionsentscheidung muss in zweifacher Ausführung erfolgen, da das Redox-Flow-System eine Pumpe pro Elektrolytkreislauf besitzt und zwei Kreisläufe notwendig sind.

Nach [19] wird ein leistungsbezogener Preis für Elektrolytpumpen bei der Auslegung einer 100 kW/ 400 kWh – Anlage angesetzt. Ausgehend von Daten aus dem Jahr 2018 und der 100 kW-Anlage wurden nach eigenen Berechnungen spezifische Kosten von 30,72 €/kW ermittelt. Dieser Wert wurde auf die hier betrachtete Anlage mit einer Leistung von 1,5 MW übertragen, womit sich eine Investition von 46.080 € pro Pumpe ergibt. Diese Summe wird über die Stützjahre hinweg als konstant betrachtet, was einer pessimistischen Annahme entspricht.

Darüber hinaus wirkt sich die Leistungsaufnahme der Pumpe auf den Gesamtwirkungsgrad des Speichersystems aus. Demnach ist eine Berechnung des zu erwartenden Pumpstrombedarfes notwendig. Als Ausgangspunkt wird die Leistungsdichte des verwendeten Elektrolyten herangezogen. Diese wird für Vanadiumsysteme nach [14] mit 42 l/kWh angegeben. Bei einer geforderten Kapazität von 6 MWh ergeben sich somit 252.000 l Elektrolytflüssigkeit, welche innerhalb von sechs Stunden vollständig an der ionenselektiven Membran vorbeigeführt wird (vgl. Formel (6)). Da bei Redox-Flow-Systemen zwei Elektrolytkreisläufe vorhanden sind und diese im Gegenstrom, getrennt durch die Membran, aneinander vorbeigeführt werden, halbiert sich die zu fördernde Menge und es kommen zwei Pumpen zum Einsatz. Der erforderliche Volumenstrom pro Kreislauf beträgt demnach 525 l/min (vgl. Formel (7)).

$$42 \frac{\text{l}}{\text{kWh}} * 6000 \text{ kWh} = 252.000 \text{ l} \quad (6)$$

$$\frac{252.000 \text{ l}}{4 \text{ h}} = 63.000 \frac{\text{l}}{\text{h}} = 1050 \frac{\text{l}}{\text{min}} \rightarrow \div 2 \text{ Pumpen} = 525 \frac{\text{l}}{\text{min}} \text{ pro Pumpe} \quad (7)$$

Mithilfe einer Produktauswahl wurde von der errechneten Fördermenge auf die Pumpennennleistung geschlossen [21] (Produkt: HMS-58-33). Um den zu erwartenden Verschleiß möglichst gering zu halten, wurde eine Auslegung mit zweifacher Nennleistung gewählt.

$$4.5 \text{ kW}_{\text{mech}} \text{ bei } 30 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} * 2 \text{ (2 Pumpen)} = 9 \text{ kW}_{\text{mech}} (\eta = 0,6) \rightarrow \mathbf{15 \text{ kW}_{\text{el}}} \quad (8)$$

Es ergibt sich ein Pumpstrombedarf von 15 kW (vgl. Formel (8)). Wird dieser Strombedarf auf jährliche 8760 Vollbenutzungsstunden bezogen, ergibt sich ein Jahrespumpstrombedarf von 131.400 kWh.

3.2.2 Kosten und Erlösrechnung nach Annuitätsmethode

Die Annuitätsmethode beinhaltet die Berechnung von kapital-, betriebs- und verbrauchsgebundenen Kosten, bezogen auf die jeweilige Anlagennutzungsdauer von 15 Jahren. Dabei wurde die Methode nach [2] angewandt. Daraus ergibt sich die Amortisationsdauer und die Annuität der Anlage. Verbrauchs- und betriebsgebundene Kosten wurden aus [6] übernommen und auf den Betrieb mit Batteriespeichern angepasst. Zur Auslegung der Investitionen von BHKW, Gasspeicher und Wärmespeicher wurden nach [18] leistungs- bzw. parameterabhängige Kostenfunktionen eingesetzt. Weiterführend wurde beim flexiblen Betrieb der BHKW ein Verschleiß durch mehrere Startvorgänge berücksichtigt und ist somit Teil der betriebsgebundenen Kosten. Nach [10] wurden 10 € pro MW BHKW-Leistung und Startvorgang angenommen.

Wie bereits in Kapitel 3.1.1 beschrieben, wurde die Anlagennutzungsdauer auf 15 Jahre festgelegt, um eine vollständige Abschreibung zu erreichen. Es wurde lediglich eine Restwertbetrachtung der Batteriespeicher einbezogen. Für die Lithium-Ionen-Speicher wurde ein Mischprozentsatz mit dem jeweilig aktuellen Preis der Technologie in €/kWh (s. Kap. 3.3.2) verrechnet. Der angesetzte Restwertprozentsatz von 62,5 % ergibt sich aus folgenden Annahmen. Es werden 80% des aktuellen Marktpreises gefordert, da die Batterie durch den jährlichen Kapazitätsersatz als neuwertig erachtet werden kann, jedoch ein hohes Recyclingaufkommen notwendig ist, da ebenfalls verschlissene Kapazität mit veräußert wird. In Kombination wird weiterhin ein Ansatz von 50% des Neuwertes als Literaturwert herangezogen. [8] Diese Annahmen werden in Formel (9) kombiniert und das Ergebnis als prozentualer Restwert in der Ökonomieberechnung angewandt. Die Anlagenperipherie wird ebenfalls mit einem Restwert von 50% verrechnet.

$$\text{Batterierestwert [\%]} = \frac{100\%}{80\% * 50\%} = 62,5\% \quad (9)$$

Für den Restwert der Vanadium-Redox-Flow-Batterie wird aus Gründen der besseren Vergleichbarkeit ein Restwertsatz von ebenso 62,5 % beaufschlagt. Auch hier wird die Anlagenperipherie, außer den Elektrolytpumpen aufgrund des Verschleißgrades nach der Anlagennutzungsdauer, mit 50 % als Restwert verrechnet.

Die erwarteten Erlöse aus der Stromvermarktung durch EPEX Day Ahead, EPEX Intraday und Regelleistung werden nicht absolut betrachtet. Es wird ein Vergleich zu einer herkömmlichen Bandeinspeisung, also einer kontinuierlichen Stromeinspeisung, gestellt. Demnach werden die Mehrerlöse durch eine flexible Stromvermarktung der Bandeinspeisung gegenübergestellt. Tabelle 2 zeigt eine exemplarische Kostenaufstellung aus dem Szenario der Lithium-Ionen-Batterie im Stützjahr 2035 für den Intradaybetrieb. Der Ansatz einer Investitionsberechnung für Batterieleistungseinheit und Batterieperipherie wird in Kapitel 3.3.2 erläutert.

Tabelle 2: Exemplarische Kostenaufstellung für Technikvariante I, Stützjahr 2035 und Intradayvermarktung

| Anlagenbestandteil | Investitionskosten über Anlagennutzungsdauer |
|------------------------------------|--|
| BHKW (500 kW) | 378.701 € |
| Li-Ionen-Batterie (Speichermedium) | 804.023 € |
| Batterieleistungseinheit | 1.050.000 € |
| Batterieperipherie | 540.000 € |
| Kapazitätsersatz | 723.700 € |
| Σ | 3.496.424 € |

3.3 Beschreibung der Annahmen über die Stützjahre 2020, 2035 und 2050

Im Folgenden werden getroffene Annahmen für die betrachteten Szenarien dargestellt. Diese lassen sich im Allgemeinen als konstante bzw. variable Annahmen definieren. In den nachfolgenden Kapiteln 3.3.1 und 3.3.2 werden die Variablen erläutert, welche sich in Abhängigkeit der Stützjahre verändern. Dabei ist eine Reihe von Faktoren zu beachten, welche auf zukunftsorientierten Annahmen und daraus resultierenden Kausalitäten basieren. Da eine derartige Betrachtung aufgrund des Umfangs nicht auf alle relevanten Faktoren anwendbar ist, wurde ein Teil der Annahmen als Konstante betrachtet. Anlagenbezogene Verbrauchs- und betriebsgebundene Kosten, sowie Investitionskosten für Gas- bzw. Wärmespeicher, BHKW, Batterieperipherie, Batterieleistungseinheit und Netzanschluss werden über den gesamten Zeitraum bis 2050 in gleicher Höhe angenommen.

3.3.1 Erstellung eines Preisprofils für den EPEX Spot Markt bis 2050

Als Grundlage des Fahrplanverschnittes wurden EPEX-Preiszeitreihen, sowohl für eine Day-Ahead- als auch für eine Intradayvermarktung genutzt. Hierfür wurde eine Preisentwicklung bis 2050 extrapoliert. Dieses Vorgehen stützt sowohl auf dem Datensatz eines Dritten (Energy Brainpool GmbH & Co. KG) und eigenen Annahmen, welche aufgrund der bereits genannten steigenden Volatilitäten des Einspeisevermögens durch Erneuerbare getroffen wurden. Aus

den steigenden Volatilitäten resultieren höhere Preisdifferenzen. Diese ergeben einen Faktor in Bezug auf das Basisjahr, welcher sich auf einer Extrapolation eines DBFZ-internen Projektes stützt. Nachfolgende Tabelle gibt eine Übersicht über die entwickelten Faktoren der Preisintensivierung.

Tabelle 3: Faktoren für EPEX Preisdifferenz bis 2050 bezogen auf das Basisjahr 2018

| Stützjahr | Faktor für Preisdifferenz bezogen auf Basisjahr |
|-----------|---|
| 2018* | 1,00 |
| 2020 | 1,09 |
| 2035 | 2,19 |
| 2050 | 3,18 |

* Basisjahr mit Basispreis

Die Differenz der Stützjahre stellt einen 15-jährigen Nutzungszeitraum der Anlagen dar. Diese werden von 2020 bis 2035, von 2035 bis 2050 und von 2050 bis 2065 betrachtet. Somit wird ein direkter Vergleich der Szenarien über den gleichen Zeitraum ermöglicht. Zu jedem Stützjahr wird von einem Anlagenneubau ausgegangen. Die Nutzungszeiträume entsprechen einer realistischen Anlagennutzungsdauer mit dem Ziel einer vollständigen Abschreibung der eingesetzten Investition.

3.3.2 Entwicklung der Investitions- und Betriebskosten für Batteriespeichersysteme

Werden die Laufzeiten für die gewählten Stützjahre als zusammenhängender Zeitraum zwischen 2020 und 2065 betrachtet, ergibt sich eine Zeitspanne von 45 Jahren. Innerhalb eines solchen Zeitraumes werden Technologien wie Energiespeichersysteme bedeutend weiterentwickelt und deren Produktion optimiert. Daraus folgt ein Lernkurveneffekt, welcher eine Kostendegression zur Folge hat. Besonders im Bereich der Lithium-Ionen Technologie ist aufgrund des hohen Bedarfs in der Elektromobilität mit einer Kostendegression zu rechnen. Eine ähnliche Entwicklung ist für Vanadium-Redox-Flow-Batteriesysteme zu beobachten, wobei diese hauptsächlich aufgrund ihrer Bauweise als stationäre Speicher eingesetzt werden. [30] Um eine preisliche Entwicklung der Speichersysteme in die Investitionsrechnung einbinden zu können, wurde eine Metaanalyse zu beiden betrachteten Energiespeichern durchgeführt. Hierbei wurde sich auf Prognosen konzentriert, welche bis in das Jahr 2050 reichen und Investitionskosten für das alleinige Speichermedium ohne Leistungseinheiten etc. angeben. Die Investitionskosten für Batterieleistungseinheit und Anlagenperipherie wurden aus bestehender Literatur entnommen. Für den Lithium-Ionen-Energiespeicher wurde eine

kapazitätsspezifische Investition von 175 €/kWh für die Batterieleistungseinheit und 90 €/kWh für Anlagenperipherie angenommen. Mit 150 €/kWh für Leistungseinheit und ebenfalls 150 €/kWh für die Anlagenperipherie wurde die VRFB-Variante ausgelegt. [17] Hierbei werden die entgegengesetzt verhaltenden Investitionsbedarfe für beide Batterietechnologien sichtbar, was auf deren grundlegend verschiedenen Bau- und Funktionsweisen zurückzuführen ist.

Eine genauere Vergleichbarkeit der Speicherkosten ermöglicht die Berechnung der **Levelized Cost Of Storage (LCOS)**. Diese beschreiben die Gesamtkosten zur Stromspeicherung über die gesamte Anlagennutzungsdauer, bezogen auf die kumulierte, ausgespeicherte Strommenge. Da sich durch diese Rechnung die Investitions- und Stromgestehungskosten mehrerer Speichersysteme unabhängig vom Erlös miteinander vergleichen lassen, erscheint diese Anwendung immer häufiger in aktuellen Studien. Dabei wird jedoch noch kein genormtes Vorgehen bei LCOS-Berechnungen angewandt. Kapazitätsersatzkosten, Restwerte und weitere sekundäre Faktoren werden teilweise außer Acht gelassen und geben somit kein realistisches Abbild der Kostenaufstellung wieder. [28] Nachfolgende Formel (10) beschreibt die Berechnung der LCOS in allgemeiner Form.

$$LCOS \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] = \frac{\text{Investitionskosten} + \text{Betriebskosten} - \text{Restwert}}{\text{ausgespeicherte Elektrizität}} \quad [27] \quad (10)$$

Tabelle 4 stellt mögliche Bezugnahmen der LCOS-Rechnung dar. Je mehr dieser Aspekte in die Rechnung einfließen, umso detaillierter und realistischer ist die Aussage über die zu erwartenden Speicherkosten. Es stehen sich sowohl ökonomische, als auch technische Faktoren gegenüber, welche über den Zeitraum der Anlagennutzungsdauer betrachtet werden.

Tabelle 4: Übersicht möglicher Inhalte einer Levelized-cost-of-storage-Rechnung

| Term / Aspekt der Rechnung | Mögliche Bestandteile |
|------------------------------|---|
| Investitionskosten | <ul style="list-style-type: none"> • Investitionskosten des Speichersystems • Anlagenbauzeit • Kapazitätsersatzinvestitionen |
| Betriebskosten | <ul style="list-style-type: none"> • „Ladepkosten“ • Wartungskosten |
| Restwert | <ul style="list-style-type: none"> • Entsorgungs-/Recyclingkosten • Restwerteinnahmen durch Verkauf |
| ausgespeicherte Elektrizität | <ul style="list-style-type: none"> • Batteriewirkungsgrad • Mittlere DoD • Jährliche Zyklenzahl • Zyklenabhängige Lebensdauer • Kalendarische Degradation • Lastdegradation |

Für die drei betrachteten Technikvarianten bzw. Speichermedien wurde Formel (10) angepasst, da ein unterschiedliches Verschleißverhalten angenommen wird. Die erste Technikvariante mit flexiblem BHKW wird ebenfalls mit einer LCOS-Rechnung betrachtet, um einen direkten Vergleich aller Speichervarianten zu ermöglichen. Der eingesetzte Gasspeicher wird mit einer elektrischen Äquivalentkapazität von 6 MWh angenommen, welche über eine Berechnung aus BHKW-Wirkungsgrad und mittlerem Energiegehalt des gebildeten Biogases erfolgte (vgl. Kapitel 3.1.2). Hierbei entfallen eine Speicherdegradation und die daraus resultierende Kapazitätsersatzinvestition, sowie der Restwert des Speichers. Für die zweite Technikvariante, dem Lithium-Ionen-Speicher, wird eine Kapazitätsersatzinvestition und der Batterie-/Anlagenperipherierestwert in die Rechnung aufgenommen. Analog dazu wird für die Technikvariante des Redox-Flow-Speichers eine Investition für Pumpenersatz und der Restwert des Batteriespeichers, sowie der Anlagenperipherie mit einbezogen.

4 Ergebnisse - vergleichende Bewertung von verschiedenen Varianten für die Faktoren

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der angewandten Methodik dargestellt und miteinander verglichen. Dabei wird auf fundamentale Faktoren der Szenarienbildung eingegangen. Die Anzahl der Szenarien bildet sich in Abhängigkeit dieser Faktoren. Es werden drei Stützjahre, drei Technikvarianten und zwei Vermarktungsoptionen untersucht. Daraus ergeben sich insgesamt 18 Varianten. Im Rahmen der Diskussion (s. Kap. 0) wird ein weiteres Szenario, die Bandeinspeisung, verwendet, um ein Referenzsystem für Differenzkosten- und Erlöse abbilden zu können.

4.1 Stützjahre 2020, 2035, 2050

Über den Verlauf der Stützjahre ändern sich die Erlöse & Kosten lediglich durch implementierte Variablen. Die Erlösseite entwickelt sich in Abhängigkeit der prognostizierten EPEX-Preisdifferenzen, welche über 2035 bis 2050 einen steigenden Faktor erfahren und somit höhere Erlöse generieren (vgl. Kap. 3.3.1). Übrige Faktoren, welche die Kosten und Erlöse beeinflussen, wurden als konstant angenommen und zeigen demnach keine Entwicklung über die Stützjahre. Die kostenseitige Entwicklung ist maßgeblich von der Investitionsrechnung abhängig, welche wiederum durch die Kostensenkungspotentialanalyse der Batteriespeichersysteme (vgl. Kap. 3.3.2) beeinflusst wird. Dabei unterliegen beide Batterietechnologien einer Kostensenkung, was geringere Investitionen in den Jahren 2035 und 2050 bedeutet.

4.2 Drei Hardwarekonfigurationen

Die unter Kapitel 3.1.2 vorgestellten Hardwarekonfigurationen bewirken im Sinne des ökonomischen Vergleichs verschiedene Auswirkungen. Demnach sind enorme Unterschiede in den Investitionskosten der Speichertechnologien zu erkennen. Es zeigt sich, dass für die untersuchten elektrochemischen Speicher ein Vielfaches des Investitionsbedarfes im Vergleich zu dem verwendeten Gasspeicher mit Kapazitätserweiterung des BHKW aus Technikvariante I benötigt wird. Da dies bereits im Rahmen der Arbeitshypothese erkannt wurde, werden nachfolgend, wie in Kapitel 3.2.2 beschrieben, die Lernkurveneffekte und daraus resultierende Kostendegressionen als Ergebnisse vorgestellt und verglichen. In den nachfolgenden Abbildungen 10 und 11 sind die Kostensenkungspotentiale für Li-Ionen- und Redox-Flow-Systeme über den zeitlichen Verlauf von 2017 bis 2065 dargestellt. Mithilfe der erlangten Daten wurde eine exponentielle Regression durchgeführt um eine jährliche Preisprognose zu ermöglichen. [26]

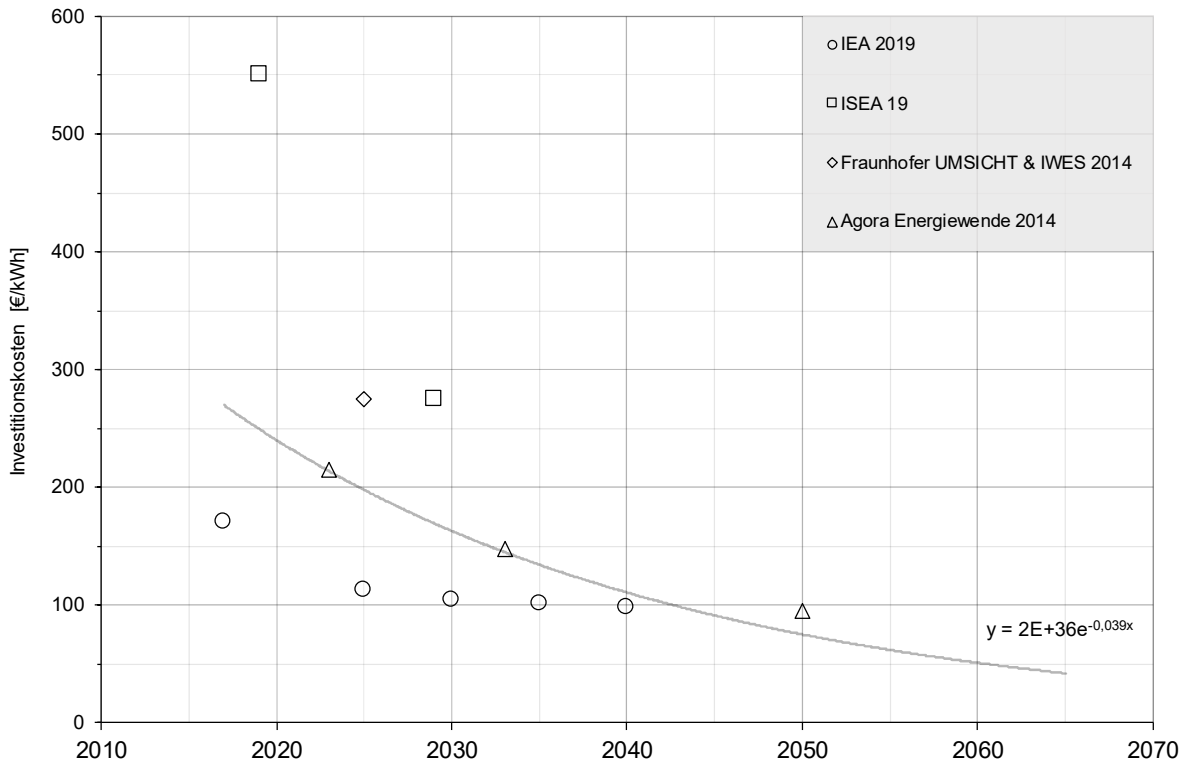


Abbildung 10: Kostensenkungspotentiale für Li-Ionen-Batterien bis 2065, Datengrundlage: International Energy Agency (IEA) 2019 [26]; Agora Energiewende 2014³ [1]; Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA) 2019 [13]; Fraunhofer UMSICHT & IWES 2014⁴ [11]

Für die Lithium-Ionen-Technologie ist ein deutlicher Lernkurveneffekt zu erkennen. 2020 beträgt der interpolierte kWh-Preis 240 € und fällt bis 2035 auf 134 €/kWh. 2050 werden 75 €/kWh erreicht, womit sich ein Kostensenkungspotential von 69 % in Bezug auf 2020 ergibt. Bei den ausgewählten Daten ist zu berücksichtigen, dass diese auf bestimmte Systemgrenzen ausgelegt sind. Der kWh-Preis ist von der Speicherdauer des einzuspeisenden Stroms und der Größe des betrachteten Speichersystems abhängig. Bei den Prognosen aus *AGORA Energiewende 2014* wurden Preisspannen für das alleinige Speichermedium angegeben, aus denen zum besseren Vergleich ein Mittelwert gebildet wurde. Des Weiteren wurde bei den Daten *des Fraunhofer UMSICHT & IWES 2014* eine Annuität mit einbezogen, was bei den übrigen Datensätzen nicht berücksichtigt wurde.

³ Mittelwerte aus angegebenen Preisspannen für alleiniges Speichermedium ohne Leistungseinheiten

⁴ Annuität berücksichtigt

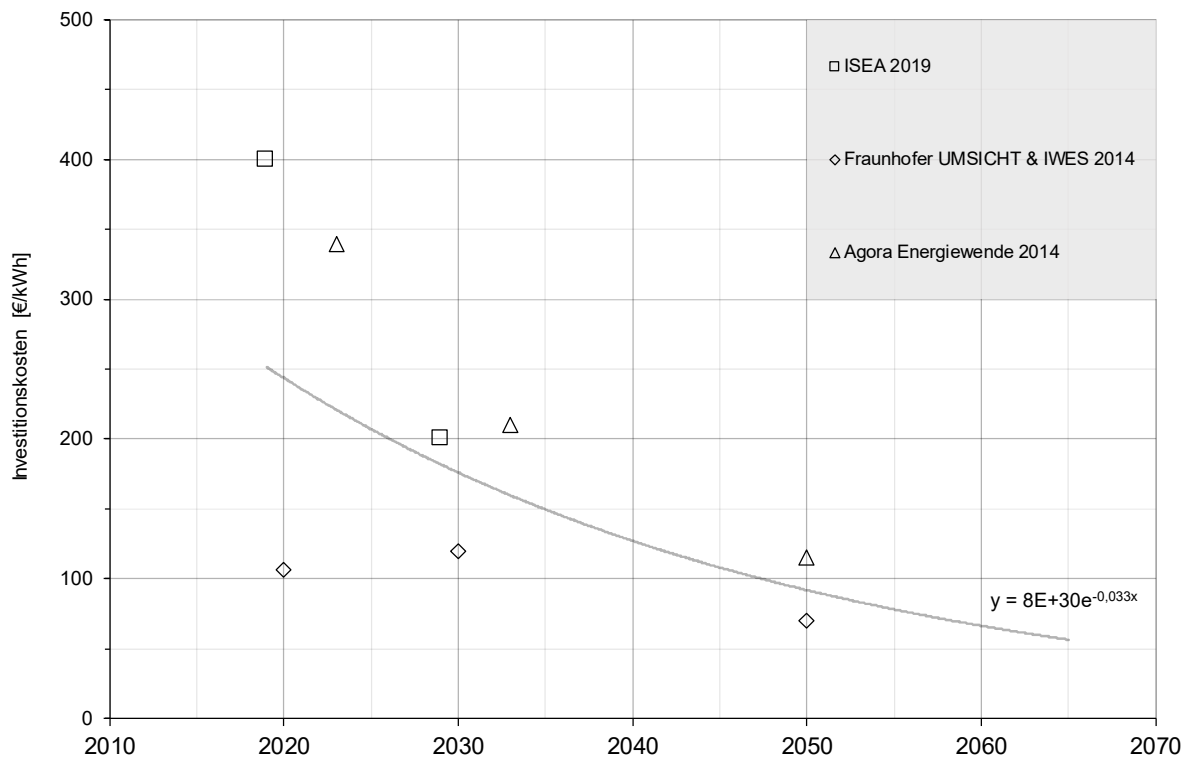


Abbildung 11: Kostensenkungspotentiale für Vanadium-Redox-Flow-Batterien bis 2065, Datengrundlage: Agora Energiewende 2014⁵ [1]; Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA) 2019 [13]; Fraunhofer UMSICHT & IWES 2014⁶ [11]

Für die Redox-Flow-Systeme stehen im Vergleich zur Li-Ionen-Technologie weniger Daten zur Verfügung, da diese bisher weniger etabliert sind und sich hauptsächlich als stationäre Speicher eignen. Dennoch ist für die Redox-Flow-Systeme eine Kostensenkung zu erwarten. So beträgt der Preis im Jahr 2020 für eine kWh Speicherleistung 207€ und fällt bis 2035 auf 144 €/kWh. 2050 werden 100 €/kWh erreicht, womit sich ein Kostensenkungspotential von 52 % in Bezug auf 2020 ergibt. Auch hier wird auf die verschiedenen Annahmen der Studien hingewiesen. Alle aufgezeigten Preise und Potentiale sind als mögliche Prognosedaten zu verstehen und dienen der Investitionsrechnung über die betrachteten Stützjahre.

Um einen Vergleich der Investitionskosten aller drei Speichervarianten bzw. Anlagenkonzepte zu erhalten, eignet sich die Levelized-Cost-Of-Storage-Rechnung (LCOS) (vgl. Kap. 3.3.2). In Abbildung 12 werden die Ergebnisse der LCOS-Rechnungen für alle Technikvarianten über die betrachteten Stützjahre gegenübergestellt und verglichen. Dabei wird im Sinne der Vermarktungsoptionen zwischen Day-Ahead und Intraday unterschieden. Die dargestellten Ergebnisse wurden aufgrund der besseren Übersicht auf drei Dezimalstellen nach dem Komma gerundet.

⁵ Mittelwerte aus angegebenen Preisspannen für alleiniges Speichermedium ohne Leistungseinheiten

⁶ Annuität berücksichtigt

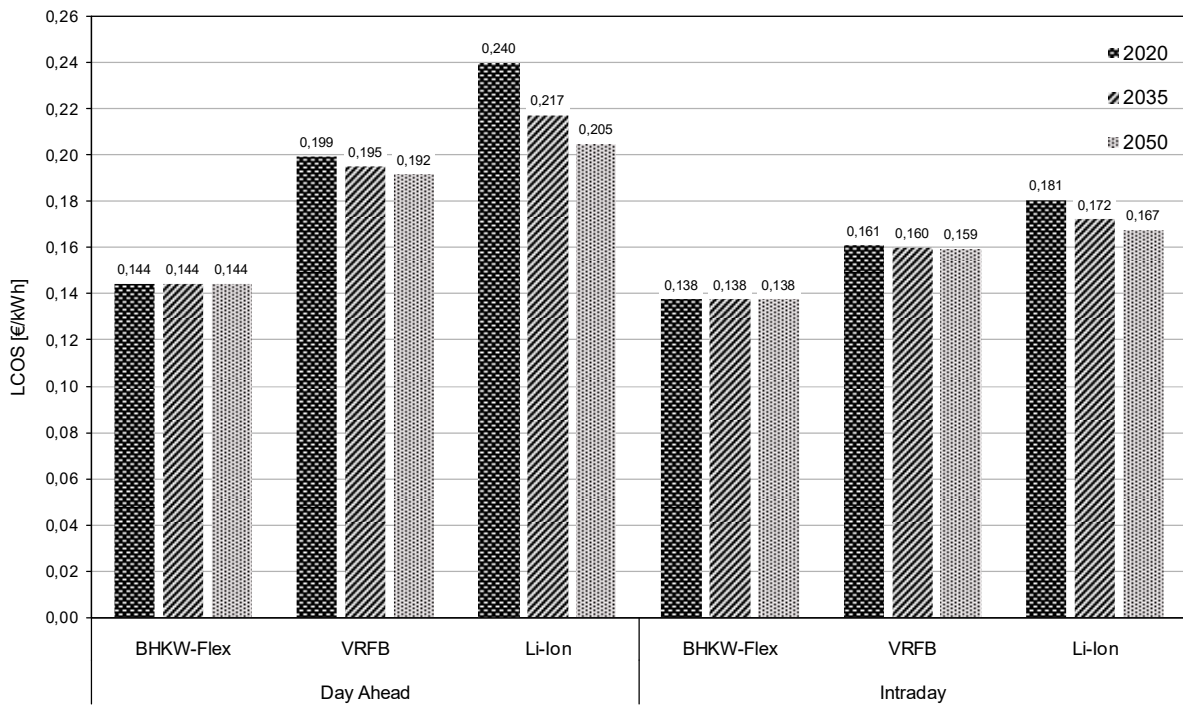


Abbildung 12: Gegenüberstellung der zu erwartenden LCOS für alle betrachteten Szenarien

Bei der Gegenüberstellung der LCOS aller Szenarien sind die Kostensenkungspotentiale, siehe Kapitel 3.3.2, der Lithium-Ionen-, als auch der Redox-Flow-Technologie deutlich zu erkennen. Die stärkste Kostensenkung ist in den Szenarien der Li-Ionen-Speicher im Day-Ahead Betrieb über die Stützjahre mit 21,7 ct/kWh zu verzeichnen. Die geringste Kostensenkung ist für den VRFB-Speicher im Intradaybetrieb zu erwarten. Dass die BHKW-Flex Szenarien keine Kostendifferenz aufweisen, ist der Annahme der nicht zu erwartenden Kostendegression für Gasspeicher und BHKW geschuldet. Werden die Szenarien in ihren Vermarktungsoptionen unterschieden, sind geringere LCOS im Intraday zu erwarten. Dies beruht hauptsächlich auf einer vierfach höheren jährlichen Zyklenzahl im Vergleich zum Day-Ahead Fahrplan. Die dadurch entstehenden Mehrkosten aufgrund erhöhten Verschleißes besitzen im Vergleich zur Gesamtinvestitionssumme eine geringere Gewichtung und beeinflussen die Ergebnisse der LCOS nur marginal.

4.3 Zwei Vermarktungsoptionen (EPEX-Day-Ahead, Intraday, jeweils inkl. Sekundärregelenergie)

Durch die stromgeführte Vermarktung werden Erlöse aus EPEX-Märkten und dem Angebot von Sekundärreserveleistung generiert. Die Ergebnisse der Vermarktungsoptionen werden als Mehrerlöse gegenüber einer Bandeinspeisung dargestellt (vgl. Kap. 3.2). Nachfolgende Abbildung 13 stellt diese Mehrerlöse für alle betrachteten Szenarien gegenüber und ermöglicht

so einen direkten Vergleich in Abhängigkeit der Technikvarianten, Stützjahre und Vermarktungsoptionen.

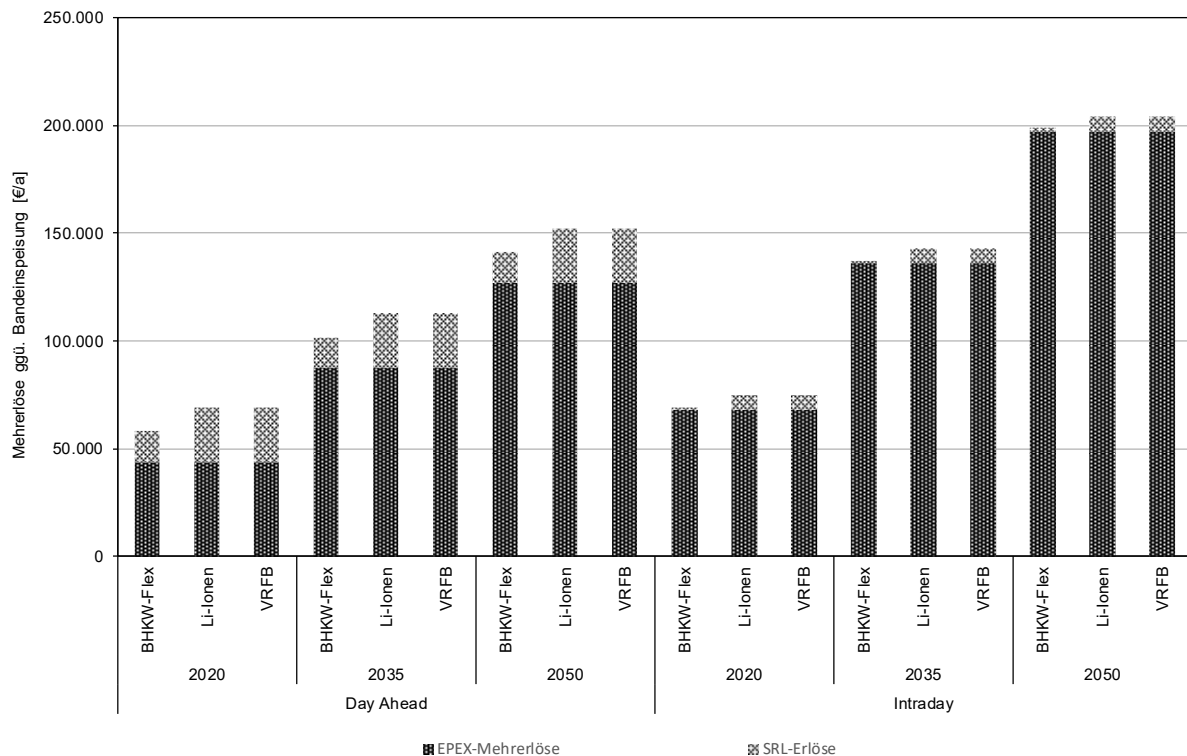


Abbildung 13: Gegenüberstellung der Mehrerlöse aus EPEX- und Regelenergievermarktung für Day-Ahead-/Intradayfahrpläne

Die dargestellten Marktmehrerlöse zeigen deutliche Unterschiede zwischen der Day-Ahead- und Intradayvermarktung. Nach Intraday-Fahrplan werden für die EPEX-Vermarktung stets höhere Erlöse im Vergleich zum Day-Ahead-Fahrplan desselben Stützjahres erzielt. Gegenteilige Ergebnisse bilden sich für die Sekundärreserveleistungsvermarktung ab. Hierbei werden mit Day-Ahead-Fahrplänen stets höhere Erlöse für ein Angebot zur Netzstabilisierung im Vergleich zu den Intraday-Fahrplänen derselben Stützjahre erwirtschaftet. In Bezug auf die EPEX-Erlöse sind für beide Vermarktungsoptionen stetig ansteigende Einnahmen zu verzeichnen, was auf die extrapolierte Preisentwicklung bis 2050 (vgl. Kap. 3.3.1) zurückzuführen ist.

Werden weiterführend die Investitions- und Betriebskosten den Erlösen gegenübergestellt, ist ein ökonomischer Vergleich aller betrachteten Szenarien innerhalb einer Vermarktungsoption möglich. Erlösseitig werden, wie in Abbildung 13, die EPEX-Mehrerlöse und die Einnahmen aus Sekundärreserveleistung abgebildet. Auf der Kostenseite werden alle flexibilitätsbedingten Mehrkosten wie kapitalgebundene, betriebsgebundene und sonstige Kosten einbezogen. Auch hier wird die Bandeinspeisung jeweils als Referenz der Ergebnisse herangezogen. Aus der Gegenüberstellung ergibt sich eine szenarienspezifische Annuität,

welche in einem positiven Amortisationsfall Werte >0 annimmt und umgekehrt. Somit sind die erhaltenen Annuitäten nicht als absolut, sondern als Differenz zur Bandeinspeisung zu betrachten. Nachfolgend wird in Abbildung 14 und Abbildung 15 die beschriebene Gegenüberstellung jeweils für Day-Ahead- und Intradayvermarktung dargestellt.

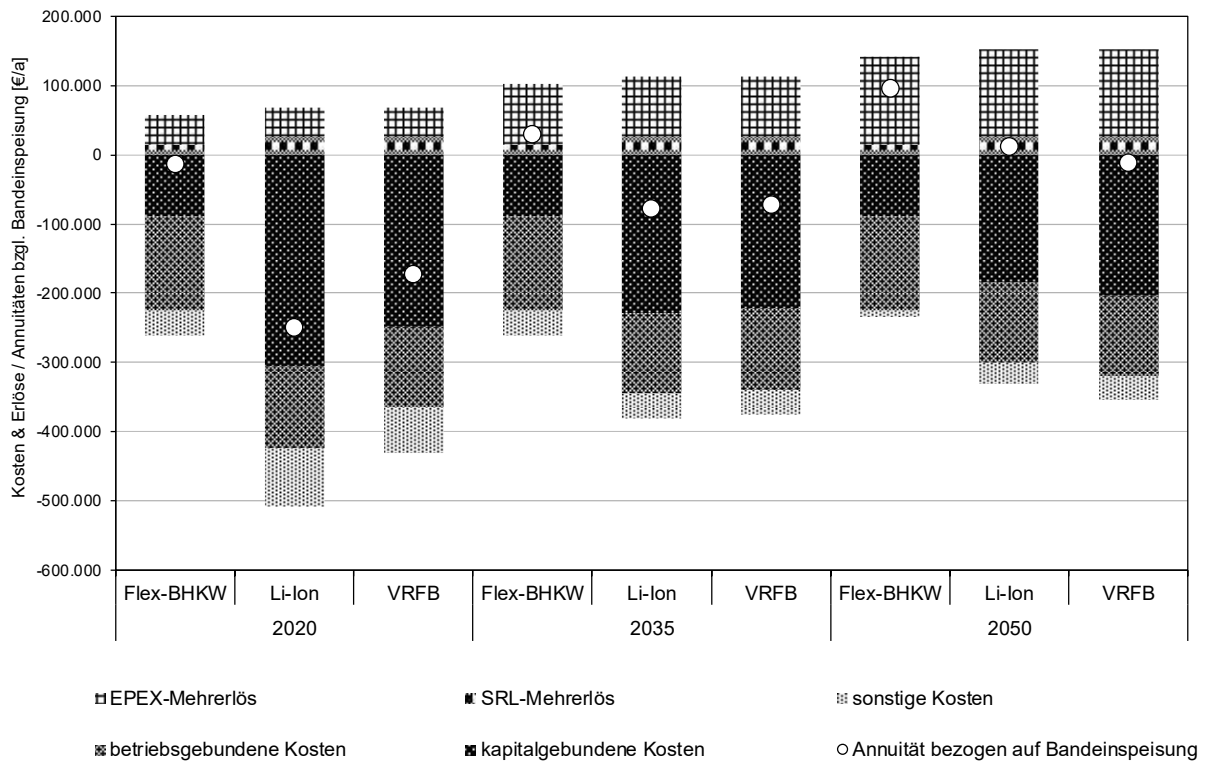


Abbildung 14: Gegenüberstellung der Investitions- und betriebsgebundenen Kosten und Erlöse aus Day-Ahead-Vermarktung für alle Technikvarianten über die betrachteten Stützjahre mit Bandeinspeisung als Referenz

Da die Erlöse in Abbildung 13 differenziert betrachtet wurden, werden hier die Kosten wie auch die Annuität und die daraus resultierende Amortisation untersucht. Abbildung 14 zeigt die genannte Gegenüberstellung für die Vermarktungsoption der Day-Ahead-Vermarktung. In Bezug auf die kostenseitige Aufstellung sind die betriebsgebundenen Kosten für alle Szenarien annähernd identisch. Als bestimmender Faktor sind die kapitalgebundenen Kosten zu nennen. Sonstige Kosten, wie Versicherungen und unvorhergesehene Kosten, sind in ihrer Höhe von den Gesamtinvestitionskosten abhängig, da sie in prozentualem Zusammenhang stehen. Es ist zu erkennen, dass die Szenarien der Flex-BHKW-Varianten in den Stützjahren 2035 und 2050 eine positive Annuität aufweisen. Dies ist hauptsächlich auf die im Vergleich geringen Investitionskosten für Gasspeicher zurückzuführen. Des Weiteren verzeichnet die Li-Ionen-Technikvariante 2050 eine positive Annuität. Grund hierfür sind die stark gesunkenen kapitalgebundenen Investitionskosten. Alle übrigen Szenarien verzeichnen in Abhängigkeit von der Bandeinspeisung eine negative Annuität. Hier sind die wiederum hohen Investitionskosten bestimmend, jedoch ist dabei ein Senkungspotential der spezifischen Annuitäten über die Stützjahre zu verzeichnen.

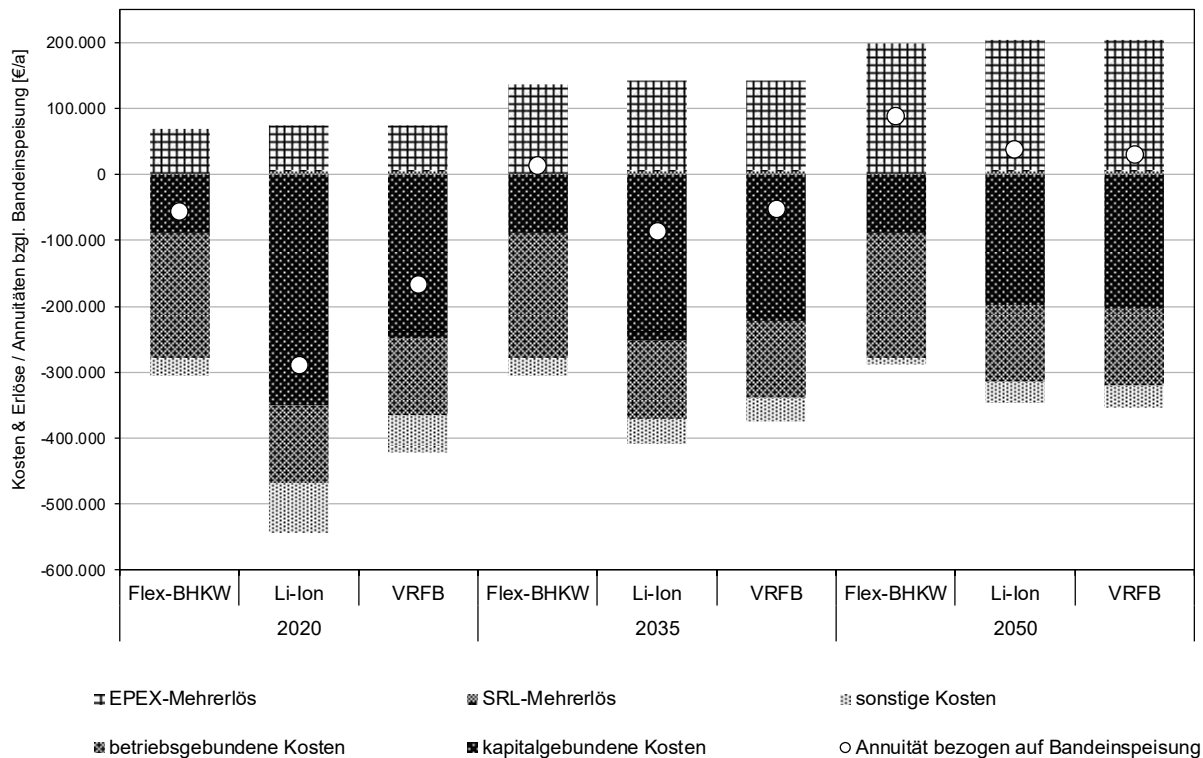


Abbildung 15: Gegenüberstellung der Investitions- und betriebsgebundenen Kosten und Erlöse aus Intradayvermarktung für alle Technikvarianten über die betrachteten Stützjahre mit Bandeinspeisung als Referenz

Abbildung 15 als Gegenüberstellung für die Intradayvermarktung ist analog zu Abbildung 14 aufgebaut und repräsentiert die gleichen Posten für spezifische Annuitäten, Kosten und Erlöse. Die aus Abbildung 15 zu erkennenden Unterschiede für kapitalgebundene und sonstige Kosten beruhen auf den gleichen Ursachen, wie für Abbildung 14 beschrieben. Darüber hinaus sind Differenzen der betriebsgebundenen Kosten zwischen den einzelnen Technikvarianten zu erkennen. Demnach weisen die flexibel betriebenen BHKW (Technikvariante I) höhere betriebsgebundene Kosten als die Batteriesysteme (Technikvarianten II & III), auf. Als Ursache sind die erhöhten Wartungskosten der BHKW zu nennen. Positive Annuitäten können die Szenarien des Flex-BHKW im Jahr 2035 und alle Technikvarianten im letzten Stützjahr verzeichnen. Ausreichend hohe Mehrerlöse durch die Intraday-EPEX-Vermarktung ermöglichen eine positive Amortisation für die genannten Szenarien. Alle restlichen Szenarien weisen eine negative spezifische Annuität bzw. Amortisation auf.

5 Diskussion

Nachfolgend werden die Ergebnisse der verschiedenen Varianten aus Kapitel 4 diskutiert und interpretiert. Die einzelnen Faktoren werden auf ihre Ursachen und Wirkungen untersucht, um Kausalitäten hervorzubringen. Zusammenfassend werden die Varianten untereinander verglichen, diskutiert und bewertet. Werden zunächst die drei untersuchten Hardwarekonfigurationen betrachtet, ist ein Zusammenhang zwischen Annahmen und erhaltenen Ergebnissen zu erläutern. Im Sinne des ökonomischen Vergleichs lässt sich dieser Zusammenhang eindeutig an den Kosten für die jeweilige Technikvariante darstellen. Dabei wird ebenso auf die Vor- und Nachteile der jeweiligen Technikvarianten eingegangen.

5.1 Ökonomische Bewertung der Technikvarianten über die Stützjahre

Wird das **erste Hardwaresetting**, die Technikvariante mit **flexibel betriebenem BHKW** und Gasspeicher, einer kostseitigen Betrachtung unterzogen, fällt auf, dass die verwendeten Anlagenbestandteile bereits weit entwickelte Technologiegrundlagen besitzen. Der benötigte Gasspeicher und das 1,5 MW BHKW sind in ihrer technologischen Entwicklung ausgereift und werden in ihrer Bauweise bereits seit mehreren Jahren bzw. Jahrzehnten genutzt. Eine Weiterentwicklung und Optimierung der Biogasspeicher und BHKW wird in Zukunft stattfinden, jedoch wurde dies, bezüglich einer Limitierung des Themas, nicht berücksichtigt. Aufgrund dieser Tatsachen wurde angenommen, dass die genannten Anlagenteile kein relevantes Kostensenkungspotential vorweisen können. Dadurch werden über die Stützjahre die gleichen kapitalgebundenen Investitionssummen angenommen. Die in Abbildung 12 dargestellten LCOS für die erste Technikvariante bilden diese gleichbleibenden kapitalgebundenen Investitionen ab.

Bezüglich der Auslegung für Day-Ahead- bzw. Intradayfahrpläne bilden sich unterschiedliche betriebsgebundene Kosten. Da der Mehrverschleiß durch Start-Stopp-Vorgänge der BHKW berücksichtigt wird, ergeben sich hierfür unterschiedliche Kosten. Für den Day-Ahead-Betrieb ergibt sich eine Takthäufigkeit (BHKW-Starts) von 1.038 Takten pro Jahr. 4.477 Takte/a werden im Intradayfahrplan gefordert. Demnach entstehen vierfach höhere Instandhaltungskosten für die BHKW mit dem Ziel der Intradayvermarktung. Im Rahmen der Arbeit wurde für die Berechnungen ein Literaturwert von 10 € pro MW und Startvorgang herangezogen, welcher auf Annahmen beruht und eine Schätzung darstellt. Der tatsächliche Mehrverschleiß durch häufiges Starten eines BHKW ist von vielen physikalischen und chemischen Prozessen abhängig, welche den Umfang der Arbeit übersteigen würden. Darüber hinaus wurde die Annahme getroffen das BHKW würde über eine 15-jährige Nutzungsdauer ohne vollständigen Ausfall betrieben werden können. In Anbetracht der hohen

Taktraten, besonders im Intradaybetrieb, ist ein vollständiges Versagen des BHKW während der Nutzungsdauer nicht auszuschließen. Eine entsprechende Ersatzinvestition wurde nicht berücksichtigt. Die Technikvariante wurde des Weiteren ohne Restwert nach der jeweiligen Anlagennutzungsdauer von 15 Jahren angenommen, da nach einem solchen Zeitraum von einem vollständigen Verschleiß der Anlagenteile ausgegangen wurde. In einem realistischen Fall würde die Anlage dennoch einen Restwert besitzen. Eine detaillierte Differenzierung der Verschleißstadien und dem daraus resultierenden Restwertansatz, wurde aufgrund des inhaltlichen Umfangs nicht durchgeführt. Im Vergleich zu den stationären Stromspeichern besitzt ein flexibel betriebenes BHKW den entscheidenden Vorteil des höheren Gesamtwirkungsgrades. Die erzeugte Elektrizität wird nicht zwischengespeichert und erfährt somit keine Wirkungsgradverluste. Nachteilig wirkt sich jedoch die lange Reaktionszeit eines BHKW bei schnellen Lastwechseln aus. Ein Angebot von Primärregelleistung wird für diese Technikvariante nicht empfohlen.

Die größte technoökonomische Komplexität besitzt die **zweite Technikvariante**, die Biogasanlage mit **Lithium-Ionen-Energiespeicher**. Anders als Gasspeicher und BHKW besitzt die Stromspeichertechnologie mit Lithium-Ionen zwar eine grundlegende technologische Entwicklung, jedoch ein weitaus größeres Entwicklungspotential in Zukunft. Der aktuelle Investitionsbedarf für Lithium-Ionen-Großspeicher ist um ein Vielfaches höher als der eines Gasspeichers, was einen treibenden Faktor für eine zukünftige Betrachtung der Szenarien darstellte. Prozessoptimierungen, weiterführende Forschung und ein steigender Bedarf in verschiedensten Branchen weisen auf ein Kostensenkungspotential hin. Wie in Kapitel 3.3.2 beschrieben, wurde dieses Potential im Rahmen der Arbeitshypothese erkannt und mithilfe einer Metaanalyse als exponentielle Funktion nutzbar gemacht. Dabei ist zu erwähnen, dass diese Funktion bei entsprechender Erweiterung des Wertebereiches den Preis pro Kilowattstunde gegen Null tendieren lässt, was bei einer realistischen Betrachtung auszuschließen ist. Die Kostenfunktion soll lediglich Werte innerhalb des Zeitraumes zwischen den Stützjahren hervorbringen, mit denen eine Einschätzung der Kostensenkung möglich wird. Innerhalb von 30 Jahren, von 2020 bis 2050, wird ein Kostensenkungspotential von 69% (vgl. Kap. 4.2), bezogen auf den Speicher-Kilowattstundenpreis des Jahres 2020, prognostiziert. Selbst im letzten betrachteten Stützjahr erreicht der Li-Ionen-Speicher für eine Day-Ahead- oder Intradayvermarktung nicht das niedrige Preisniveau des Gasspeichers aus Technikvariante I (siehe Abbildung 12). Dieser Umstand macht eine Kombination aus Biogasanlage mit Lithium-Ionen-Speicher zunächst wirtschaftlich unattraktiv.

Der Aspekt der betriebsgebundenen Kosten für Li-Ionen-Speicher wurde im Rahmen der Arbeitshypothese auf eine Kapazitätsdegradation und einem daraus resultierenden Kapazitätsersatz begrenzt, da der zyklenabhängige Verlust von Speicherkapazität den

größten Verschleißgradienten dieses elektrochemischen Speichers darstellt. Eine Berücksichtigung zur Vorhaltung eines ausreichend dimensionierten Gebäudes bzw. Lagerraumes und des damit zusammenhängenden Flächenbedarfes wurde aus Gründen der inhaltlichen Limitierung nicht aufgenommen. Wie in Abbildung 14 und Abbildung 15 abgebildet, ist die zweite Technikvariante über die Stützjahre 2020 und 2035 die kostenintensivste Flexibilisierungsmaßnahme, was zu einem Großteil auf den Kapazitätsersatzplan zurückzuführen ist. Erst im Jahr 2050 wird die Lithium-Ionen-Variante als zweitgünstigstes Hardwaresetting prognostiziert. Im Sinne des Kapazitätsersatzbedarfes wurde ein auffallender Unterschied zwischen Day-Ahead- und Intradayfahrplan erwartet, da im Intradaybetrieb eine deutlich höhere Zyklenzahl zu erwarten war. Die Ergebnisse bestätigten höheren Zyklenzahlen (siehe vorheriger Absatz), jedoch wurde eine geringere mittlere DoD erreicht, womit die Kosten für den Kapazitätsersatz im Intradaybetrieb nicht die erwartete Höhe annahmen. Dies wirkte sich wiederum positiv auf die kostenseitige Darstellung der Lithium-Ionen-Variante aus. Weitere betriebsgebundene Faktoren wie eine aktive Speicherkühlung oder ein vollständiges Zellversagen wurden nicht berücksichtigt. Dabei ist eine effiziente Klimatisierung der Speicheranlagen als maßgeblicher Faktor für den Speicherwirkungsgrad und der Degradation durch kalendarische Alterung zu verstehen.

Für beide Hardwaresettings mit elektrochemischen Speichern wurden Restwerte berechnet und in den ökonomischen Vergleich einbezogen (vgl. Kap. 3.2.2). Dies ist durch den kontinuierlichen Kapazitätsersatz für den Lithium-Ionen-Speicher begründet. Nach einer Anlagennutzungsdauer von 15 Jahren stehen, wie zum Zeitpunkt des Neubaus, 6 MWh Speicherkapazität vollständig zur Verfügung. Der Ansatz einer Restwertermittlung ist hierbei unumgänglich. Die hierfür genutzten Annahmen sind lediglich für eine Einschätzung des Restwertes und der damit zusammenhängenden Wirtschaftlichkeit der Technikvarianten mit elektrochemischen Speichern relevant. Der tatsächliche Restwert bei einer Umsetzung der Szenarien ist stets von den vorherrschenden Marktbedingungen wie bspw. Speicherkapazitätspreise, Nachfrage und entwickelten Recyclingverfahren abhängig. Wie in der ökonomischen Bewertung des flexibel betriebenen BHKWs beschrieben, besitzt die Technikvariante mit Li-Ionen-Speicher den Vorteil der hohen Reaktionsgeschwindigkeit bei schnellen Lastwechseln. Durch diese Eigenschaft wäre ein Einsatz für Primärreserveleistung sinnvoll und durch erste Projekte bereits umgesetzt. [31] Als Nachteile sind die hohen Kapazitätsersatzinvestitionen und der bereits erwähnte geringere Gesamtwirkungsgrad im Vergleich zum Flex-BHKW zu nennen. Des Weiteren ist zu erwähnen, dass eine flexible Biogasanlage mit elektrochemischen Stromspeicher, stets eine Erweiterung einer herkömmlichen Biogasanlage darstellt, was im Vergleich zur ersten Technikvariante deutliche Mehrkosten bedeutet.

Ebenso wie die Lithium-Ionen-Variante besitzt die **Vanadium-Redox-Flow-Batterie** als **dritte Technikvariante** einen frühen Entwicklungsstand, womit sich ein Entwicklungs- und somit Kostensenkungspotential ergibt. Auch hier besteht ein hoher Investitionsbedarf, welcher den der ersten Technikvariante um ein Vielfaches übersteigt. Technologiebedingt besitzt die heutige Form der Redox-Flow-Batterie ein kleineres Anwendungsgebiet, da ein Einsatz als mobiler Energiespeicher durch flüssige Elektrolyte und relativ geringer Speicherdichte nicht geeignet ist. Dadurch ist von einem geringeren Kostensenkungspotential im Vergleich zur Lithium-Ionen-Technologie zu erwarten, was sich mit den Ergebnissen aus Abbildung 11 deckt. Hierbei wird ein Kostensenkungspotential von 52 % im Jahr 2050 in Bezug auf 2020 erreicht, was eine Differenz von 17 % des Kostensenkungspotentials zwischen Li-Ion und VRFB ergibt. Der Gültigkeitsbereich der interpolierten Preisfunktion ist analog zur zweiten Technikvariante zu betrachten. Werden die spezifischen Speicherkosten aus Abbildung 12 bezüglich der dritten Technikvariante betrachtet, ist zu erkennen, dass trotz geringerem Kostensenkungspotential geringere Speicherkosten zu erwarten sind. Dies ist hauptsächlich auf die betriebsgebundenen Kosten der Redox-Flow-Variante zurückzuführen, welche nachfolgend diskutiert werden.

Für die VFRB wurde kein Ansatz des Kapazitätsersatzes gewählt, da die Vanadiumelektrolyte zwar einem geringen Verschleißgrad unterliegen, dieser jedoch aufgrund seines niedrigen Stellenwertes nicht in der Betrachtung einbezogen wurde. Unabhängig vom Speichermedium wurde ein Pumpenersatz für die Elektrolytpumpen einbezogen. Diese erfahren aufgrund der chemisch aggressiven Elektrolyte den höchsten anzunehmenden Verschleiß. Ein Membranverschleiß ist in einem realistischen Betrieb nicht auszuschließen, jedoch stark von der strömungstechnischen Auslegung der Anlage abhängig. Demnach wurde für die Szenarien von einer optimalen Auslegung der Anlage ausgegangen. Wie in Abbildung 14 und Abbildung 15 zu erkennen, liegen die Investitionskosten für die dritte Technikvariante in den Stützjahren 2020 und 2035 unter denen der Li-Ionen-Variante, obwohl die Kosten für das Speichermedium die der zweiten Technikvariante übersteigen. Dies ist hauptsächlich auf die fehlenden Kapazitätsersatzinvestitionen zurückzuführen. Ein entgegengesetztes Verhalten wurde für das Stützjahr 2050 prognostiziert. Hierbei unterliegen die Li-Ionen-Kapazitätskosten den VRFB-Kapazitätskosten in einem Maß, dass selbst mit einem Kapazitätsersatz für den Li-Ionen-Speicher eine geringere Grundinvestition für diese Flexibilitätsvariante erreicht wird (vgl. Abbildung 10 & Abbildung 11). Ähnliche Ergebnisse zeigen die LCOS-Berechnungen aus Abbildung 12. Als weiterer betriebsgebundener Kostenpunkt wurde der Pumpstrombedarf der Elektrolytpumpen berücksichtigt. Unter der Annahme, dass der Speicher keinen weiteren Wirkungsgradverlusten unterliegt, ergibt sich ein Speicherwirkungsgrad von 97 %. Mit dem Hintergrund der besseren Vergleichbarkeit wurde dieser Wirkungsgrad ebenso für die zweite

Technikvariante angenommen. Der Lithium-Ionen-Speicher unterliegt, wie bereits beschrieben, in einer realistischen Betrachtung weiteren Wirkungsgradverlusten. Im Sinne der Themeneingrenzung wurden diese nicht näher betrachtet. Bezüglich der Restwertermittlung wurde analog zur zweiten Technikvariante vorgegangen. Die Annahme des nicht verschleißenden Speichermediums ist hierbei nicht realitätsnah, wurde jedoch getroffen um eine Analogie zwischen den beiden elektrochemischen Speichern zu schaffen. Als charakteristische Eigenschaft der Vanadium-Redox-Flow-Batterie ist die unabhängige Skalierbarkeit von Stromspeicherkapazität und Entladeleistung zu nennen, was nahezu alle Redox-Flow-Batterietechnologien ermöglichen. Dadurch eignet sich diese Technikvariante optimal als Flexibilisierungsmaßnahme. Die Kapazität verhält sich proportional zur Elektrolytmenge, welche sich durch einzelne Tanks beliebig erweitern lässt. Dabei bleibt die Entladeleistung konstant, da diese von der verwendeten Membran und derer aktiven Fläche abhängig ist. Ein weiterer Vorteil ist die kurze Reaktionszeit bei schnellen Lastwechseln, ähnlich der Lithium-Ionen-Variante. Nachteilig wirken sich der verfahrenstechnische Mehraufwand, der geringere Gesamtwirkungsgrad und die hohen Investitionskosten, im Vergleich zur ersten Technikvariante, aus.

5.2 Vergleich und Bewertung der Mehrerlöse aus EPEX-Day-Ahead und Intraday mit implementiertem Angebot von Sekundärreserveleistung

Die in Abbildung 13 dargestellten Mehrerlöse gegenüber einer Bandeinspeisung ermöglichen einen direkten Vergleich zwischen allen Technikvarianten und Vermarktungsoptionen über die betrachteten Stützjahre. Die stets zu erwartenden höheren Mehrerlöse aus der EPEX-Intraday-Vermarktung, gegenüber der Day-Ahead-Vermarktung, sind auf die jeweiligen Leistungspreise zurückzuführen. Je kurzfristiger Strom gehandelt wird, umso höher sind die zu erwartenden Erlöse. Dies lässt sich aus dem allgemeinen Marktverhalten ableiten, welches langfristige Bedarfe mit günstigen Preisen und kurzfristige Bedarfe mit hohen Preisen versieht. Da die erstellten Fahrpläne auf alle Technikvarianten übertragen wurden, ergeben sich pro Stützjahr die gleichen Mehrerlöse.

Wie in Kapitel 4.3 beschrieben, verhalten sich die prognostizierten Mehrerlöse aus dem Angebot von Sekundärreserveleistung gegenteilig. Aufgrund der zeitabhängigen Anforderungen für ein solches Angebot (vgl. Kap. 2.2) sind für einen Day-Ahead-Fahrplan höhere Mehrerlöse aus der SRL-Vermarktung zu erwarten. Dabei ist zu erwähnen, dass für die Preise der Sekundärregelleistung keine Entwicklung über die Stützjahre angenommen wurde. Eine solche Preisentwicklung ist aufgrund einer äußerst komplexen Prognostizierbarkeit des Regelleistungsmarktes nicht Teil dieser Arbeit. Hierbei sind Faktoren wie bspw. Gesetzgebungen, Marktanteile der Übertragungsnetzbetreiber, klimatische

Veränderungen und deren kurz- sowie langfristige Auswirkungen oder die technische Entwicklung der Strombereitstellung- bzw. Speicherung ausschlaggebend. Werden die SRL-Erlöse zwischen den Technikvarianten verglichen, fällt auf, dass die Technikvarianten mit elektrochemischen Speichern höhere Mehrerlöse als die Technikvariante des Flex-BHKW erzielen. Diese Differenz ist auf das Angebot von selektiver negativer SRL durch die Batteriespeicher zurückzuführen (vgl. Kap. 3.1.3). Dieses Angebot wurde berücksichtigt, um die Vorteile der Batteriespeicher nutzbar zu machen. Da aus Gründen der inhaltlichen Limitierung die Preise für ein SRL-Angebot in die Erlösrechnung aufgenommen und die möglichen Leistungsabrufe mit separater Vergütung nicht berücksichtigt wurden, würden in einer Umsetzung der Szenarien weitere Erlöse generiert werden.

Da der Handel für Primärreserveleistung nahezu gesättigt ist und immer stärker vom Handel über den Intradaymarkt abgelöst wird, bietet sich dieser nicht für die hier betrachteten Szenarien an. [31] Ebenso wäre ein Angebot von Minutenreserveleistung nicht sinnvoll, da die Speicher zu gering dimensioniert sind und somit nicht die notwendigen Anforderungen erfüllen.

Werden die Gesamtmehrerlöse aus EPEX-Vermarktung und SRL-Angebot betrachtet, erreichen die Szenarien im Stützjahr 2020 sowohl für Day-Ahead, als auch für Intraday, nahezu die gleichen Werte. In den Stützjahren 2035 und 2050 dominieren die Erlöse aus dem Intradayhandel, auch wenn geringere Erlöse aus den Sekundärreserveleistungsangeboten zu erwarten sind. Dabei ist zu erwähnen, dass durch die Extrapolation der EPEX-Preisentwicklung und der Vielzahl an Annahmen, die erhaltenen Ergebnisse einer hohen Unsicherheit unterliegen. Die Grundannahme der steigenden Volatilitäten des Einspeisevermögens durch Erneuerbare ist hierbei als fundierte Basis zu betrachten, doch wie sich diese zukünftig auswirken, ist nicht eindeutig prognostizierbar.

5.3 Gegenüberstellung und ökonomische Bewertung der Kosten und Erlöse für die erstellten Szenarien

Mit dem Ziel eines ökonomisch sinnvollen Betriebes der betrachteten Anlagen wird nachfolgend eine vergleichende Bewertung aller aufgestellten Szenarien durchgeführt. Hierfür dienen die Abbildungen 14 & 15 als Gegenüberstellung der Technikvarianten über die betrachteten Stützjahre mit jeweiligem Bezug zur Vermarktungsoption. Als relevanter Faktor ist hier die Annuität jedes Szenarios zu betrachten. Diese vereint Kosten und Erlöse und liefert ein ökonomisches Ergebnis, bezogen auf ein Anlagennutzungsjahr. Als Referenz wird das Szenario der Bandedinspeisung genutzt, da sich dieses durch eine technisch und ökonomisch etablierte Charakteristik auszeichnet. Wird demnach eine positive Annuität dargestellt, gilt das

jeweilige Szenario als wirtschaftlicher gegenüber einer Bandeinspeisung. Gegenteilig verhält sich der Fall einer negativen Annuität.

Wie in Kapitel 4.3 beschrieben, werden für die Szenarien der ersten Technikvariante sowohl für die Day-Ahead- als auch für die Intraday-Vermarktung bereits im Stützjahr 2035 positive Annuitäten prognostiziert. Weiterführend zeichnet sich die Flex-BHKW-Variante im Stützjahr 2050 für beide Vermarktungsoptionen durch die höchste positive Annuität aus. Demnach ist die erste Technikvariante die wirtschaftlich attraktivste über alle betrachteten Stützjahre. Dies beruht auf den vergleichsweise geringen Investitions- und betriebsgebundenen Kosten der Anlage. Im gegenwärtigen Fall des Stützjahres 2020 wurden für alle Technikvarianten und Vermarktungsoptionen negative Annuitäten ermittelt, da der Mehrerlös aus den EPEX-Märkten die kostenseitige Aufstellung nicht überwiegen kann. Momentan ist der Anteil aus erneuerbaren Energien im Strommarkt noch zu gering, um erforderliche Preisdifferenzen am Strommarkt hervorzurufen. Die Technikvarianten mit elektrochemischem Speicher weisen erst im Jahr 2050 in Verbindung mit einer Intraday-Vermarktung eine positive Annuität auf. Als Ausnahme wird für die VRFB-Variante und der Day-Ahead-Vermarktung zu keinem Zeitpunkt eine positive Annuität erreicht, wobei diese in den vorangehenden Stützjahren eine geringere negative Annuität als die Lithium-Ionen-Variante vorweisen kann. Das vergleichsweise hohe Kostensenkungspotential der Lithium-Ionen-Technologie verhilft der Technikvariante II, dabei einen Wendepunkt bei dem Vergleich zwischen VRFB- und Li-Ionen-Speicher darzustellen. Der Vergleich der Annuitäten zeigt, dass die Erweiterung einer Biogasanlage mit einem elektrochemischen Speicher in Zukunft ökonomisch sinnvoll sein kann. Dabei stellt jedoch eine Kapazitätserweiterung in Verbindung mit einem flexibel betriebenen BHKW die wirtschaftlichere Variante dar. Abschließend ist zu erwähnen, dass für die angestellten Berechnungen und Prognosen die einflussreichsten Faktoren berücksichtigt wurden, jedoch in der Realität bzw. Zukunft eine Vielzahl von weiteren Faktoren beeinflussend wirken werden.

6 Fazit und Ausblick

Im Rahmen der Bachelorarbeit wurden Flexibilisierungsmaßnahmen für Biogasanlagen untersucht und einer ökonomischen Betrachtung bzw. Bewertung unterzogen. Dafür wurden drei verschiedene Technikvarianten aufgestellt, welche eine Kapazitätserweiterung oder den Einsatz von Batteriespeichern beinhalten. Als stationäre Batteriespeicher wurden die Technologien der Lithium-Ionen-Batterie und der Vanadium-Redox-Flow-Batterie betrachtet. Im Sinne der stromgeführten Vermarktung wurden die Erlöse aus den Märkten des EPEX-Day-Ahead- und des EPEX-Intraday-Handels in Kombination mit einem Angebot von Sekundärreserveleistung den Anlageninvestitionskosten gegenübergestellt. Diese Korrelation wurde auf die Stützjahre 2020, 2035 und 2050 projiziert, wobei kosten- und erlösseitige Entwicklungen über die Jahre berücksichtigt wurden.

Die Ergebnisse der Arbeit zeigen, dass eine zukunftsorientierte Strombereitstellung aus flexibilisierten Biogasanlagen ökonomisch sinnvoll sein kann. Somit ist es möglich, die Volatilitäten des Einspeisevermögens durch erneuerbare Energien, welche hauptsächlich durch Wind- und PV-Anlagen erzeugt werden, auszugleichen. Besonders in Verbindung mit dem EPEX-Intraday-Handel eignen sich die betrachteten Hardwaresettings. Als attraktivstes Modell geht die Technikvariante mit Gasspeicher und flexibel betriebemem BHKW hervor. Die Technikvarianten mit elektrochemischen Speichern sind derzeit durch ihre hohen Investitionsbedarfe nicht als Flexibilisierungsmaßnahme in Verbindung mit einer Biogasanlage zu empfehlen. Die Prognosen zeigen, dass ein wirtschaftlicher Betrieb der Technikvarianten mit stationären Großspeicher durch enorme Kostensenkungen der Speichermedien im Jahr 2050 möglich ist.

Wie unter Kapitel 5 bereits mehrfach erwähnt, unterliegen die angewandten Berechnungen und die daraus resultierenden Prognosen einer Vielzahl von Annahmen. Werden diese durch fundierte Daten aus Industrie und Energiewirtschaft erweitert bzw. ersetzt, verringert sich die Unsicherheit der Ergebnisse und es werden zuverlässigere Aussagen über die Wirtschaftlichkeit der Anlagen möglich. Insbesondere die Betrachtung der Batteriespeicher in Verbindung mit einer Biogasanlage erfordert zunächst grundlegende Kenntnisse und ggf. Feldversuche um eindeutige Aussagen treffen zu können.

Literaturverzeichnis

- [1] Agora Energiewende (2014): Stromspeicher in der Energiewende. Online verfügbar unter <https://speicherinitiative.at/assets/Uploads/19-AgoraEnergiewende-Speicherstudie-Langfassung.pdf>.
- [2] VDI-Richtlinie 6025, 2012: Betriebswirtschaftliche Berechnungen für Investitionsgüter und Anlagen. Online verfügbar unter <https://www.beuth.de/de/technische-regel/vdi-6025/144665031>.
- [3] BMU (2019): Klimaschutzplan 2050. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. Online verfügbar unter https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf.
- [4] BMWi (2019): Erneuerbare Energien in Zahlen. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BWi). Online verfügbar unter https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/erneuerbare-energien-in-zahlen-2018.pdf?__blob=publicationFile&v=3.
- [5] D. Schieder, A. Gronauer et al. (2010): Prozessmodell-Biogas. Nr. III - 3/2010. Biogas Forum Bayern. Online verfügbar unter <https://www.biogas-forum-bayern.de/media/files/0001/Prozessmodell-Biogas.pdf>.
- [6] Dotzauer, Martin; Kornatz, Peter; Siegismund, Daniel (2018): Bewertung von Flexibilisierungskonzepten für Bioenergieanlagen. Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH.
- [7] EPEX SPOT: Trading Products. Online verfügbar unter <https://www.epexspot.com/en/tradingproducts>.
- [8] Fischhaber, Sebastian; Regett, Anika; Schuster, Simon F.; Hesse, Holger: Studie: Second-Life-Konzepte für Lithium-Ionen-Batterien aus Elektrofahrzeugen. Hg. v. BuW. 2016. Online verfügbar unter <https://www.ffe.de/download/article/620/StudieSecondLifeKonzepte.pdf>.
- [9] FNR (2016): Leitfaden Biogas. Von der Gewinnung zur Nutzung. Online verfügbar unter http://www.fnr.de/fileadmin/allgemein/pdf/broschueren/Leitfaden_Biogas_web_V01.pdf.
- [10] FNR (2018): Flexibilisierung von Biogasanlagen.
- [11] Fraunhofer UMSICHT; Fraunhofer IWES (2014): Abschlussbericht Metastudie Energiespeicher. Online verfügbar unter

<https://www.umsicht.fraunhofer.de/content/dam/umsicht/de/dokumente/kompetenz/energie/metastudie-energiespeicher-abschlussbericht.pdf>.

[12] Herb, Frieder (2010): Alterungsmechanismen in Lithium-Ionen-Batterien und PEM-Brennstoffzellen und deren Einfluss auf die Eigenschaften von daraus bestehenden Hybrid-Systemen. Dissertation. Universität Ulm, Ulm. Online verfügbar unter <https://dnb.info/1008075744/34>.

[13] Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA): Batterietechnologien - Lithium-Ionen-Batterien. Online verfügbar unter <http://www.speichermonitoring.de/ueber-pv-speicher/batterietechnologien.html>.

[14] J. Tübke, J. Noack, L. Wietschel (2015): Technikfolgenabschätzung - Theorie und Praxis. Karlsruher Institut für Technologie. Online verfügbar unter <http://www.tatup-journal.de/downloads/2015/tatup153.pdf>.

[15] Käbitz, Stefan Robert (2016): Untersuchung der Alterung von Lithium-Ionen-Batterien mittels Elektroanalytik und elektrochemischer Impedanzspektroskopie. Dissertation. RWTH Aachen, Aachen. Online verfügbar unter <http://publications.rwth-aachen.de/record/680923/files/680923.pdf?subformat=pdfa>.

[16] Kaltschmitt, Martin; Hartmann, Hans; Hofbauer, Hermann (2016): Energie aus Biomasse. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.

[17] Kondziella, Hendrik; Brod, Kristina; Bruckner, Thomas; Olbert, Sebastian; Mes, Florian (2013): Stromspeicher für die „Energiewende“ – eine aktorsbasierte Analyse der zusätzlichen Speicherkosten. In: *Z Energiewirtschaft* 37, S. 249–260. DOI: 10.1007/s12398-013-0115-7.

[18] Lauer, Markus; Dotzauer, Martin; Hennig, Christiane; Lehmann, Monique; Nebel, Eva; Postel, Jan et al. (2017): Flexible power generation scenarios for biogas plants operated in Germany: impacts on economic viability and GHG emissions. In: *Int. J. Energy Res.* 41, S. 63–80. DOI: 10.1002/er.3592.

[19] Lüth, Thomas; König, Sebastian; Suriyah, Michael; Leibfried, Thomas (2018): Passive components limit the cost reduction of conventionally designed vanadium redox flow batteries. In: *Energy Procedia* 155, S. 379–389. DOI: 10.1016/j.egypro.2018.11.040.

[20] Mitchell, Mark; Muftakhidinov, Baurzhan; Winchen, Tobias; van Schaik, Bas; Wilms, Alexander; Kylesower et al. (2019): engage-digitizer. Version 12.1: Zenodo. Online verfügbar unter <http://markumitchell.github.io/engage-digitizer/>.

- [21] Nees Pumpen GmbH. Online verfügbar unter <https://nees-pumpen.de/sites/default/files/Kreiselpumpe-mit-Gleitringdichtung-HMS.pdf>.
- [22] Next Kraftwerke GmbH: Was bedeutet Day-Ahead-Handel? Online verfügbar unter <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>.
- [23] Next Kraftwerke GmbH: Was ist der Intraday-Handel? Online verfügbar unter <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/intraday-handel>.
- [24] Next Kraftwerke GmbH: Was ist der OTC Handel? Online verfügbar unter <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/otc-handel>.
- [25] Next Kraftwerke GmbH: Was sind Nennleistung, installierte Leistung und Bemessungsleistung? Online verfügbar unter <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/nennleistung>.
- [26] Pavarini, Claudia (2019): Battery storage is (almost) ready to play the flexibility game. Unter Mitarbeit von Claudia Pavarini. IEA. Online verfügbar unter <https://www.iea.org/newsroom/news/2019/february/battery-storage-is-almost-ready-to-play-the-flexibility-game.html>.
- [27] Schmidt, Oliver (2018): Future cost of electricity storage in power system applications. Online verfügbar unter https://www.strommarkttreffen.org/2019-07_Schmidt_Future_cost_of_storage_technologies.pdf.
- [28] Schmidt, Oliver; Melchior, Sylvain; Hawkes, Adam; Staffell, Iain (2019): Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies. In: *Joule* 3, S. 81–100. DOI: 10.1016/j.joule.2018.12.008.
- [29] Schütte, Tino (2019): Leitungsgebundene Energieversorgung in Mittel- und Osteuropa. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden.
- [30] Seipp, Thorsten (2018): Redox-Flow-Batterien. Volterion GmbH. Online verfügbar unter https://knuw.nrw/wp-content/uploads/2018/01/Pitch_Volterion.pdf.
- [31] Stenzel, Peter; Linssen, Jochen; Robinius, Martin; Stolten, Detlef (2019): Energiespeicher. In: *BWK: das Energie-Fachmagazin*.
- [32] Sterner, Michael; Stadler, Ingo (2017): Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.