Schlussbericht
zum Vorhaben

Thema:

Elektrochemische Speicher im Kontext landwirtschaftlicher Energiesysteme / Kombination mit Biogasanlagen

Zuwendungsempfänger:

Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung eingetragener Verein

Förderkennzeichen:

2220NR036X

Laufzeit:

01.07.2020 bis 30.06.2021

Monat der Erstellung:

06/2021

Datum der Veröffentlichung:

16.02.2022

Gefördert durch:

Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages mit Mitteln des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) über die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) als Projektträger des BMEL für das Förderprogramm Nachwachsende Rohstoffe unterstützt. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis 1
Abbildungsverzeichnis 2
Tabellenverzeichnis 3
Schlussbericht 4
I. Ziele 4
1. Aufgabenstellung 4
2. Stand der Technik 5
2.1. Biogasanlagen 7
2.2. Batteriespeicher 10
2.3. Zusammenarbeit mit anderen Stellen 14
II. Ergebnisse 15
1. Erzielte Ergebnisse 15
1.1. Investitionskostenrechnung für Batteriespeicher 15
1.2. Regulatorische Rahmenbedingungen 21
1.3. Anwendungsfälle für die Kombination von Biogasanlagen und Batteriespeichern 22
1.4. Vermarktungsmöglichkeiten für Biogasanlagen-Batterie-Systeme 22
1.4.1. Regelenergie Markt 26
1.4.2. Eigenverbrauchsoptimierung 27
1.4.3. Alternative Antriebssysteme 35
1.5. Analyse des Landwirtschaftszentrums Eichhof 38
1.6. Analyse der Bioenergie Wabern GbR 50
1.7. Analyse repräsentativer Modellfälle 54
1.8. Optimierte Auslegung durch den Einsatz von Energiemanagement-Systemen 59
1.9. Fazit 62
2. Verwertung 63
3. Erkenntnisse von Dritten 64
4. Veröffentlichungen 65
Literatur 66
III. ANHANG 68

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Flexibilitätsoptionen, eigene Darstellung 5
Abbildung 2: Charakterisierung von Speichern, eigene Darstellung 6
Abbildung 3 Einordnung Bioenergieanlagen 7
Abbildung 4 Entwicklung des Anlagenbestands von Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung [2] 8
Abbildung 5 EEG-Novellierungen [4] 8
Abbildung 6: Batterienachfrage [7] 10
Abbildung 7: Batteriesystem [8] 11
Abbildung 8: Übersicht der unterschiedlichen Batteriesysteme (Übersetzt aus [10]) 12
Abbildung 9: Strompreis vs. PV-Vergütung (Übersetzt aus [10]) 18
Abbildung 10: Gesamtkosten der Batterien nach Zellformaten(li.) und Modulebene(re.) [14] 20
Abbildung 11: Spotmarktpreis an der Strombörse EPEX während der Projektlaufzeit [15] 24
Abbildung 12 Spotmarktpreis an der Strombörse EPEX im Juni 2021 [15] 24
Abbildung 13: Preisentwicklung des Leistungspreis der Primärreserve (Übersetz aus [10]) 27
Abbildung 14: Stromgestehungskosten für Energieerzeugungsanlagen [20] 32
Abbildung 15: Verbrauch des Landwirtschaftszentrum Eichhof im Jahr 2020 34
Abbildung 16: Verteilung der Leistungsspitzen des Eichhofs über das Jahr 36
Abbildung 17: Verteilung der Leistungsspitzen des Eichhofs über den Tag 37
Abbildung 18: Netzstruktur Landwirtschaftszentrum Eichhof 38
Abbildung 19: Verbrauch des Landwirtschaftszentrum Eichhof im Jahr 2020 39
Abbildung 20: Leistungsspitzen vs. Ladezustand 40
Abbildung 21: Lange Überschreitung des Schwellwerts 41
Abbildung 22: Zusammenhängenden 15 Minuten Intervallen in den der Schwellwert überschritten wird 41
Abbildung 23: Leistungsspitzen vs. Ladezustand mit 50 kW/ 50 kWh Batteriespeicher 42
Abbildung 24: Lange Überschreitung des Schwellwerts mit 50 kW/ 50 kWh Batteriespeicher 42
Abbildung 25: Normierter und sortierter Ladezustand 43
Abbildung 26: Verbrauch des Landwirtschaftszentrum Eichhof im Jahr 2019 (50 kW Batterieleistung) 44
Abbildung 27: Leistungsspitzen vs. Ladezustand mit 50 kW/ 50 kWh Batteriespeicher in 2019 44
Abbildung 28: Verbrauch des Landwirtschaftszentrum Eichhof im Jahr 2019 (100 kW Batterieleistung) 45
Abbildung 29: Leistungsspitzen vs. Ladezustand mit 100 kW/ 50 kWh Batteriespeicher in 2019 45
Abbildung 30: Leistungsspitzen vs. Ladezustand mit 110 kW/ 50 kWh Batteriespeicher in 2019 46
Abbildung 31: Verbrauch des Landwirtschaftszentrum Eichhof im Jahr 2020 (100 kW Batterieleistung) 46
Abbildung 32: Tageslastprofil der BGA am Landwirtschaftszentrum Eichhof 47
Abbildung 33: Auszug aus dem Verbrauchsprofil der Biogasanlage am Landwirtschaftszentrum Eichhof 48
Abbildung 34: Dynamik der BHKWs vs. Verbrauchsprofil der Biogasanlage am Landwirtschaftszentrum Eichhof 48
Abbildung 35: Normierter Leistungsbedarf der BGA vs. normierten Ladezustand des Batteriespeichers 49
Abbildung 36: Netzstruktur Bioenergie Wabern GbR 50
Abbildung 37: Verbrauch der Bioenergie Wabern GbR 2020 51
Abbildung 38: Ladezustand vs. Leistungsspitzen der Bioenergie Wabern im Jahr 2020 51
Abbildung 39: Verbrauch der Bioenergie Wabern GbR in einer Woche 52
Abbildung 40: Verbrauchsprofil einer 75kW Biogasanlage 57
Abbildung 41: Schematische Darstellung des BioBatSys-Anwendungsfalls in microSCOPE 59
Abbildung 42: Darstellung der Ein- und Ausgangsgrößen der Energiemanagement-Software 60
Abbildung 43:Milchvieh FGM 2x8 73
Abbildung 44: Milchvieh IM 24 73
Abbildung 45:Milchvieh AMS 74
Abbildung 46: Ferkelerzeugung 75
Abbildung 47: Schweinemast 75
Abbildung 48: Schweinemast Abluftreinigung 76
Abbildung 49: Hühnermast Kurzmast 77
Abbildung 50: Hühnermast Schwermast 77
Abbildung 51: Legehennenhaltung 78

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Gewählte Finanzierungsparameter der Annuitätenmethode [13] 16
Tabelle 2: Parameter des Batteriespeicher Kostenmodells 16
Tabelle 3: Investitionskosten für Batteriespeicher 17
Tabelle 4: Gesamtkosten eines 100 kW Batteriespeichers 19
Tabelle 5: Ausschreibungsvolumina des EEG 2017 und EEG 2021 23
Tabelle 6: Höchstpreise für die Ausschreibung der Marktprämie in €ct/kWh$_{el}$ 23
Tabelle 7: Verschiedenen Regelenergiearten und deren Merkmale [16] 26
Tabelle 8: Verbrauch und Erzeugung am Landwirtschaftszentrum Eichhof 2020 28
Tabelle 9: Vergütung von Biogasanlagen in ct/kWh [17] 29
Tabelle 10: Vergütung von PV Anlagen in ct/kWh [18] 30
Tabelle 11: Vergütungssätze für PV Anlagen [19] 30
Tabelle 12: Stromkosten 31
Tabelle 13: Durchspeicherkosten in €/kWh für einen 100 kW/100kWh Batteriespeicher 33
Tabelle 14: Beispiel Betrieb mit 100 kW/100 kWh Batteriespeicher 33
Tabelle 15: Übersicht der Leistungswerte an Trafo 1+2 39
Tabelle 16: Übersicht der Leistungswerte der Bioenergie Wabern GbR 51
Tabelle 17: Modellfälle Milchviehhaltung [24] 54
Tabelle 18: Modellfälle Schweinehaltung [24] 55
Tabelle 19: Modellfälle Geflügelhaltung [24] 56
Tabelle 20: Analyse der Modellfälle 57
Tabelle 21: Dimensionierung des Batteriespeichers für die Modellfälle mit BGA 58

Schlussbericht

I. Ziele

Durch die Verbesserungen der Leistungsfähigkeit von elektrochemischen Speichern eröffnen sich Möglichkeiten mit diesen Energiesystemdienstleistungen zu erbringen, die das Potenzial haben, sich optimal zu denen, die zurzeit von Biogasanlagen erbracht werden, zu ergänzen. Das Ziel des Vorhabens ist zunächst in dieser Durchführbarkeitsstudie zu überprüfen, welche Anwendungsfälle mit der Kombination aus elektrochemischen Speichern und Biogasanlagen bedient werden können und im Anschluss zu bewerten welche wirtschaftlichen Erfolgsaussichten für diese Anwendungsfälle bestehen. Im Rahmen des Vorhabens wurden unterschiedliche Standorte als Modellfälle für die praktische Umsetzung untersucht und bewertet.

Zur Sicherstellung praxisrelevanter Ergebnisse und zur Erzielung einer raschen Multiplikation wurde eine Demonstration im landwirtschaftlichen Anwendungsumfeld geplant. Hierzu wurden neben den Modellfällen auch zwei reale Standorte betrachtet, an denen die Kombination von Biogasanlage und Batteriespeicher mit dem Kenntnisstand vor dem Projekt erfolgsversprechend war.

Der vorliegende Schlussbericht fasst die Ergebnisse der Durchführbarkeitsstudie zusammen. Einleitend wird in Kapitel I.1 zunächst die Aufgabenstellung des Vorhabens kurz beschrieben und anschließend in den Kontext des aktuellen Stands der Wissenschaft und Technik gebracht. Kapitel I endet mit der Beschreibung der Zusammenarbeit mit anderen Stellen. In Kapitel II werden die Ergebnisse des Projekts zusammengefasst. Neben den erzielten Ergebnissen werden auch deren weitere Verwertung, so wie die Erkenntnisse von Dritten und die Veröffentlichungen thematisiert.

1. Aufgabenstellung

Biogasanlagen und Batteriespeicher haben zurzeit unterschiedliche Einsatzgebiete doch aufgrund ihrer Eigenschaften gibt es ein großes Potenzial für gemeinsame Anwendungen. Schon heute werden Batteriespeicher und Biogasanlagen in virtuellen Kraftwerken zusammen betrieben. Dort agiert jedoch jede Komponente einzeln als Teil des Gesamtsystems. Ziel des Vorhabens ist es Anwendungsfälle zu identifizieren in denen eine gezielte, aufeinander abgestimmte Auslegung von Biogasanlage und Batteriespeicher dazu führt, dass mit der Kombination Anwendungsfälle adressiert werden können, die weder die Biogasanlage noch der Batteriespeicher alleine bedienen könnten.

Zur Identifikation der Anwendungsfälle muss zunächst ermittelt werden für welche Anwendungsfälle die Kombination von Batterie und Biogasanlage technisch möglich und sinnvoll ist. Dazu wurden typische Lastgänge von Biogasanlagen analysiert und überprüft ob durch die Installation eines Batteriespeichers Kosten eingespart oder zusätzliche Anwendungsfälle bedient werden können. Neben den technischen Voraussetzungen müssen auch die regulatorischen Rahmenbedingungen ausgewertet und bei der Bewertung und Klassifizierung von zukunftsfähigen Anwendungsfällen berücksichtigt werden, da die regulatorischen Rahmenbedingungen einer der wichtigsten Faktoren bei der praktischen Umsetzung sind. Ein weiterer wichtiger Faktor der sogenannten techno-ökonomische Analyse ist die Investitionskostenrechnung. Da sich die Arbeit vor allen an Betreiber von Biogasanlagen richtet, soll der Fokus der Investitionskostenrechnung auf den Batteriespeichern liegen, auch wenn die die Kosten der Biogasanlage ebenfalls wichtig sind. Durch die techno-ökonomische Analyse sollen unterschiedliche Geschäftsmodelle abgeleitet und bewertet werden. In diesem Schritt wird deutlich werden, dass nicht alle technisch möglichen Kombinationen auch profitable Geschäftsmodelle haben. Durch zukünftige Änderungen am Strommarkt kann sich die Bewertungsgrundlage allerdings verändern, was gleichbedeutend damit ist, dass die Bewertung den aktuellen Stand widerspiegelt und nicht allgemein gültig ist.

Für die erarbeiteten Anwendungsfälle wird anschließend untersucht, in welchem Verhältnis die Leistung und Bereitstellungsdauer von der Biogasanlage und dem Batteriespeicher zueinander stehen müssen um den Anwendungsfall zu bedienen. Dazu werden für die anwendungsrelevanten Modellfälle Lastgänge von repräsentativen Biogasanlagen und landwirtschaftlichen Betrieben untersucht. Für die beiden realen Standorte werden Messdaten vor Ort erfasst bzw. aus dem Stromportal entnommen und ausgewertet.

Das Ergebnis der Durchführbarkeitsstudie soll anhand der Modellfälle zeigen in welchen Anwendungsfällen sich die Kombination von Biogasanlagen und Batteriespeichern lohnen kann. Durch die Betrachtung der beiden konkreten Standorte soll aufgezeigt werden, ob sich die Ergebnisse auf einen realen Betrieb übertragen lassen und welche Faktoren dabei besonders zu beachten sind. Das übergeordnete Ziel ist einen profitablen Anwendungsfall für einen oder beide reale Betriebe zu ermitteln und die Betreiber der Biogasanlage zu motivieren in einen Batteriespeicher zu investieren. Im Anschluss an die Durchführbarkeitsstudie soll auf dieser Grundlage eine zweite Projektphase beantragt werden, in der die Ergebnisse in die praktische Umsetzung überführt werden.

2. Stand der Technik

Durch den steigenden Anteil von erneuerbaren Energien steigt auch der Bedarf an Flexibilitätsoptionen, die sicherstellen, dass die volatile Erzeugung stets im Einklang mit dem Verbrauch bleibt. Nur so kann die stabile Energieversorgung zu jeder Zeit gewährleistet werden. Abbildung 1 zeigt verschiedene Flexibilitätsoptionen, die bereits heute verwendet werden und durch die Entwicklung des Energiesystems in Zukunft zunehmend weiter an Bedeutung gewinnen werden.

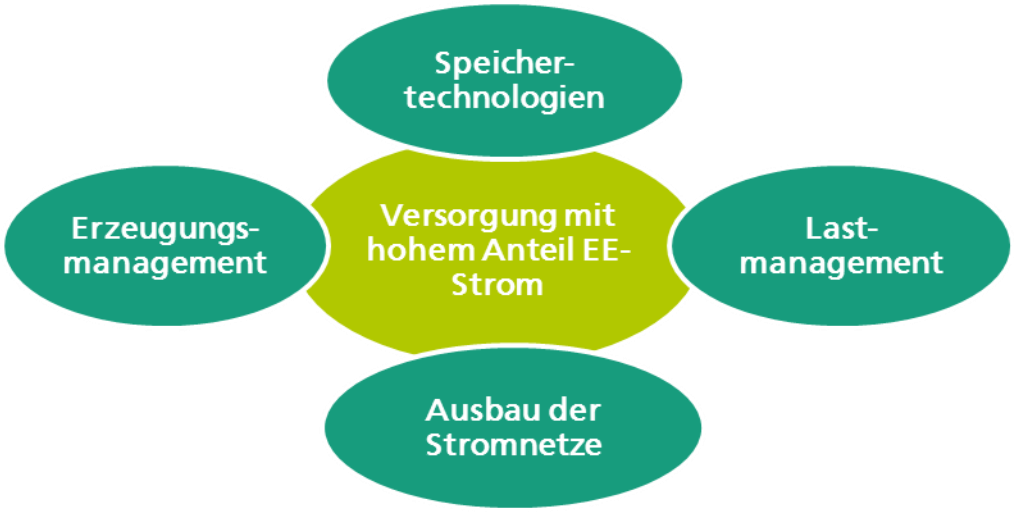

Abbildung 1: Flexibilitätsoptionen, eigene Darstellung

Der Ausbau der Stromnetze trifft vielerorts auf Widerstand in der Bevölkerung, was dazu veranlasst verstärkt nach Alternativen zu suchen. Während das Lastmanagement spezifisch für jeden Standort bewertet werden muss, sind das Erzeugungsmanagement und die Speichertechnologien Flexibilitätsoptionen, deren Anwendungen auf viele Standorte übertragen werden können. Bei den erneuerbaren Erzeugern haben Biogasanlagen im Vergleich zu Windkraft- oder PV-Anlagen den Vorteil, dass sie bedarfsorientiert Energie zur Verfügung stellen können. Bei den Speichern sind die elektrochemischen Speicher hervorzuheben, da deren Leistungsfähigkeit in den letzten Jahren deutlich gesteigert werden konnte. Gleichzeitig sind die Kosten gesunken und werden diesem Trend auch in den kommenden Jahren weiter folgen.

Sowohl Biogasanlagen als auch elektrochemische Speicher zeichnen sich durch Vorteile gegenüber anderen vergleichbaren Systemen aus. Das Ziel der Kombination von beiden Technologien ist Systeme zu entwickeln, die in technologischer und ökonomischer Hinsicht die Eigenschaften beider Technologien optimal vereinen, was auch deswegen sehr gut möglich ist, weil die installierte Leistung und Bereitstellungsdauer ähnlich sind. Abbildung 2 zeigt die mögliche Entladezeiten über der Speicherkapazität von verschiedenen Speichertechnologien. Zusätzlich wurde dort auch der Einsatzbereich von Biogasanlagen markiert.

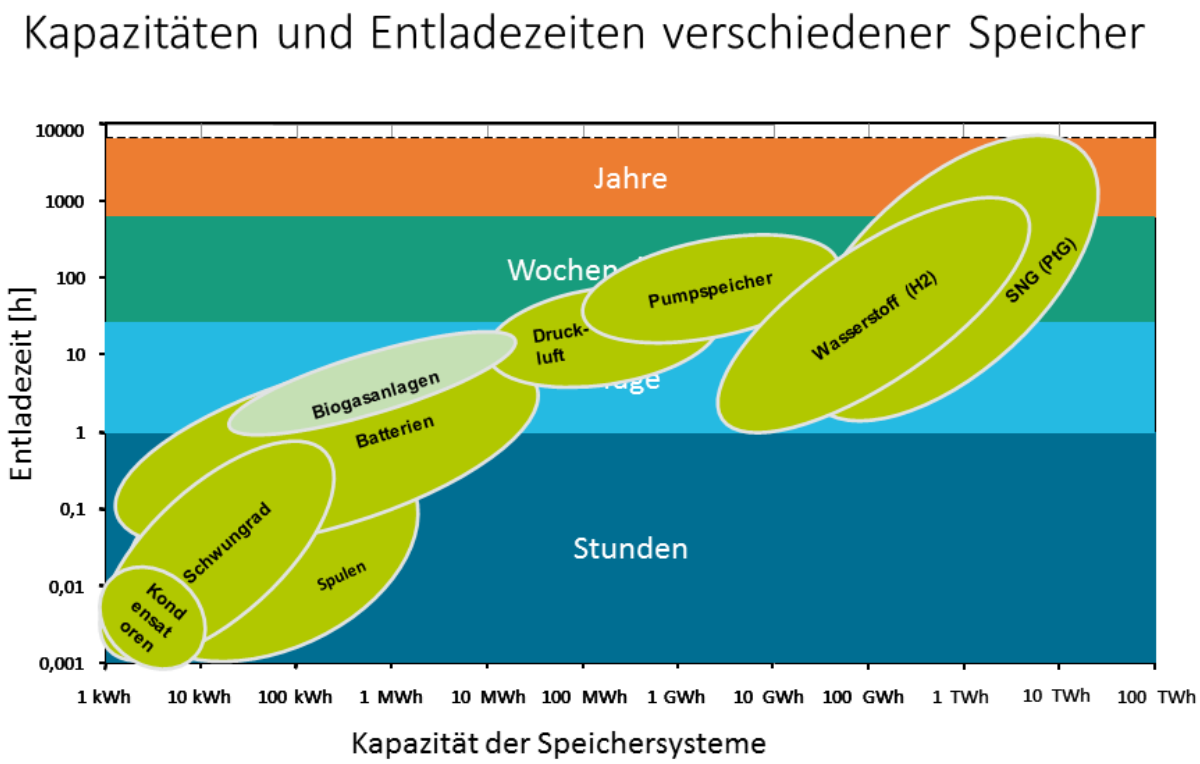

Abbildung 2: Charakterisierung von Speichern, eigene Darstellung

Abbildung 2 zeigt, dass sich die vorhandenen Speichertechnologien durch ihre Kapazität und Entladezeit voneinander abgrenzen. Die Folge davon ist, dass es für jede Technologie Anwendungsbereiche gibt, für die sie besonders gut geeignet ist. Der markierte Bereich von Biogasanlagen überdeckt sich jedoch insbesondere mit dem Bereich der Batteriespeicher. Hierbei ist zu beachten, dass einerseits im Bild nur die aktuellen technischen Möglichkeiten bzw. betriebenen Anlagen berücksichtigt werden, nicht aber die resultierenden Kosten dargestellt sind und andererseits die in einer Batterie zu speichernden Energiemengen zunächst durch andere EE-Arten bereitgestellt werden müssen.

Die Aufgaben und Einsatzfelder beider Systeme unterscheiden sich bisher, können sich aber gut ergänzen. Erste Wirtschaftlichkeitsanalysen des Fraunhofer IEE, mit vorhandenen Technologiedaten und derzeit üblicherweise von Biogasanlagen erbrachte Systemdienstleistungen haben gezeigt, dass eine geschickte Integration von Batteriespeichern im Netzkontext von Biogasanlagen das Potenzial besitzen, die Erbringungskosten zu senken, indem Batteriesysteme kurzfristigere Leistungsabgaben mit in Summe geringerer Energieabgabe übernehmen, die von Biogasanlagen nicht oder nur mit erhöhtem Aufwand zu bedienen wären. Bevor die Kombination der Technologien in Kapitel II ausführlich behandelt wird, werden in den folgenden Unterkapiteln die beiden Technologien genauer betrachtet.

2.1. Biogasanlagen

Unter dem Begriff Bioenergieanlagen werden alle Anlagen zusammengefasst, die aus Biomasse Energie erzeugen. Biogasanlagen sind eine Untergruppe der Bioenergieanlagen. Abbildung 3 zeigt die Einordnung der unterschiedlichen Anlagentypen und -varianten. Farblich hervorgehoben sind BHKW mit Vor-Ort-Verstromung und Satelliten-BHKW, die für die Untersuchungen besonders relevant ist.

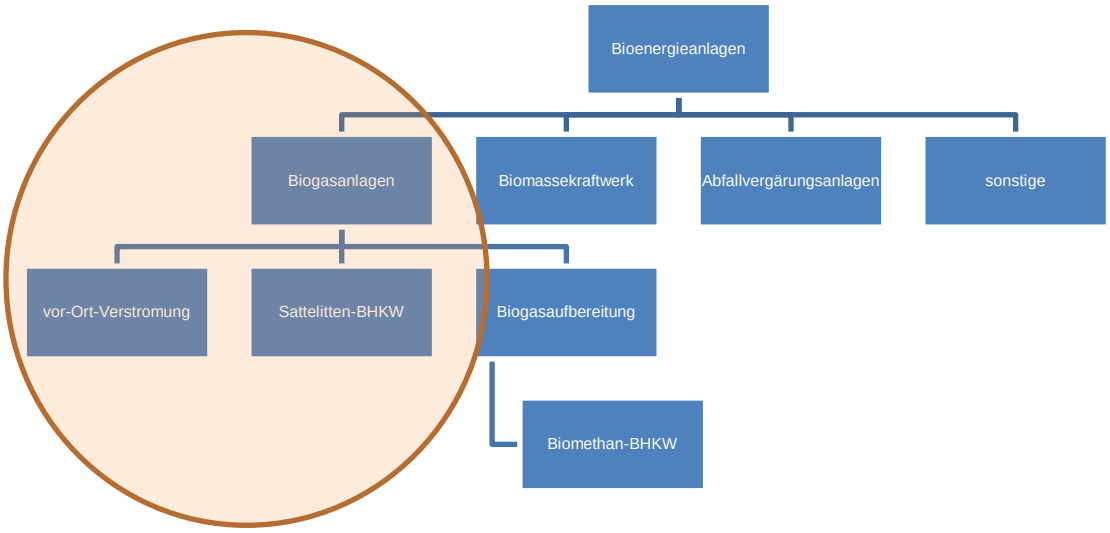

Abbildung 3 Einordnung Bioenergieanlagen

Im Rahmen dieser Studie liegt der Fokus auf der stromseitigen Betrachtung der Biogasanlagen, da Batteriespeicher ausschließlich elektrische Energie speichern können und sich dadurch nur hier Kombinationsmöglichkeiten ergeben. In der Praxis sind die meisten Biogasanlagen auch auf die Produktion von Strom ausgelegt, während die Wärmenutzung eine notwendige, aber gleichzeitig nebensächliche Rolle spielt. Das heißt wärmegeführte Anlagen, die primär auf die Wärmeproduktion ausgelegt sind und den Strom als Nebenprodukt haben, sind die Ausnahme. In diesem Projekt werden deswegen ausschließlich stromproduzierende Biogasgasanlagen betrachtet.

Einsatzstoffe von Biogasanlagen und deren Veränderungen in den letzten Jahren

Die hier betrachteten stromproduzierenden Biogasanlagen werden zur Produktion von Biogas ausschließlich mit Nachwachsenden Rohstoffen (NawaRo) und/oder tierischen Ausscheidungen, die bei der Haltung von Tieren zur Erzeugung von Lebensmitteln anfallen beschickt.

NawaRo aus Energiepflanzen stellen in Deutschland die wichtigste Substratgruppe zur Biogasproduktion dar. In Biogasanlagen in Deutschland sind 2019 ca. 46% Nachwachsende Rohstoffe, 49% Gülle und Mist, 3% kommunaler Bioabfall und 2% Reststoffe aus Industrie, Gewerbe und Landwirtschaft vergoren worden. Maisganzpflanzensilage (Silomais) stellt weiterhin das wichtigste Einzel-Substrat für die landwirtschaftliche Biogasproduktion dar [1]. Seit dem Jahr 2017 wird ein gleichbleibender Wert prognostiziert, sodass auch in Zukunft kein weiterer Anstieg der Anbaufläche mehr erwartet wird. Die aktuellen Regelungen des EEG lassen eher einen Rückgang der hierzu genutzten Anbauflächen erwarten.

Die Herkunft der eingesetzten Substrate zur Biogasproduktion ist u.a. abhängig von der Art der Biogasanlage, der Betriebsstruktur bzw. dem angegliederten Betriebszweig und auch der Lage der Anlage (z.B. Grenznähe, regionale Viehdichten, ländlich/städtisch bei Abfall-BGA).

Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung

Das Biogas wird über Kraft-Wärme-Kopplung, typischerweise in einem Blockheizkraftwerk (BHKW) in Strom und Wärme gewandelt. Die BHKW können sowohl vor-Ort verstromen (VOV) als auch mittels Satelliten-BHKW an einem Außenstandort betrieben werden.

Laut Fraunhofer IEE waren bis zum Ende des Jahres 2018 etwa 9.000 Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung und Satelliten-BHKW mit einer kumulierten elektrischen Leistung von ca. 4.500 MW_{el} in Betrieb [2].

In Abbildung 4 ist die Entwicklung des Netto-Zubaus neuer Biogasanlagen seit dem Jahr 2000 - differenziert nach Anlagenleistungsgruppen dargestellt. Wie die Grafik verdeutlicht, ist die Anzahl der Biogasanlagen in Deutschland seit 2004 sprunghaft angestiegen, was auf die fördernden Nachwirkungen des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG) aus dem Jahre 2004 zurückzuführen ist. Ab dem Jahr 2008 ist ein weiterer Effekt durch die Novellierung des EEG zum 01.01.2009 erkennbar, der zu einem erneuten Wachstumsbeschleuniger im Biogasmarkt geführt hat. Diese Entwicklung wurde durch das EEG 2012 und EEG 2014 beendet. Außerdem hat der Bestand kleiner Anlagen (bis 70 kW_{el}) seit 2004 zugunsten größerer Einheiten abgenommen. Seit 2014 können insgesamt nur noch marginale Zuwächse in der Branche verzeichnet werden.

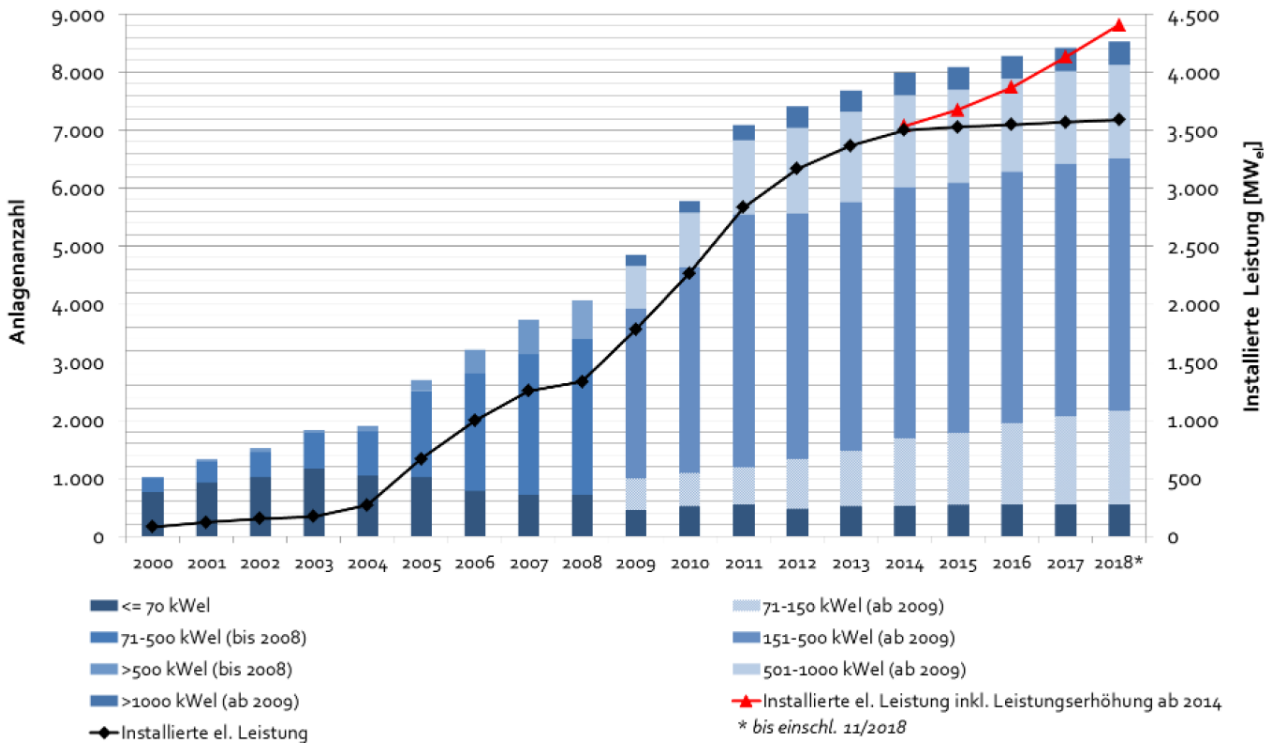

Abbildung 4 Entwicklung des Anlagenbestands von Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung [2]

Im Vorfeld zur oben beschriebenen Entwicklung fand bereits seit dem Jahr 2012 ein Zubau von zusätzlichen Erzeugungskapazitäten bei Bestandsanlagen („Überbauung“) zur Flexibilisierung der Stromerzeugung statt. Wie aus dem Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz zu entnehmen ist, kann der leistungsbezogene Zubau vor allem auf Flexibilisierungsmaßnahmen des Biogasanlagenparks zurückgeführt werden [3]. Die gesamten Änderungen durch Novellierungen des EEG sind in Abbildung 5 dargestellt

Seit dem EEG 2009 wächst das Interesse an kleineren Biogasanlagen (bis 70 kW_{el} bzw. 150 kW_{el}) wieder. Mit dem EEG 2014 wurde vor dem Hintergrund begrenzter Ressourcen hinsichtlich der des Anbaus von NawaRo und steigender EEG-Umlagekosten die Zielsetzung verfolgt, unter anderem den Brutto-Zubau von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biomasse auf 100 MW_{el} (installierte Leistung) jährlich zu begrenzen. Von dem genannten Ausbaupfad sind Anlagenerweiterungen und Flexibilisierungen von Bestandsanlagen ausgenommen.

Mit den Novellierungen des EEG im Jahr 2012, 2014 und auch 2017 wurden weitere Anreize zur Nutzung von Reststoffen (Bioabfälle und Gülle) gesetzt, welche größtenteils zugunsten des Zubaus kleinerer Biogasanlagen geführt haben.

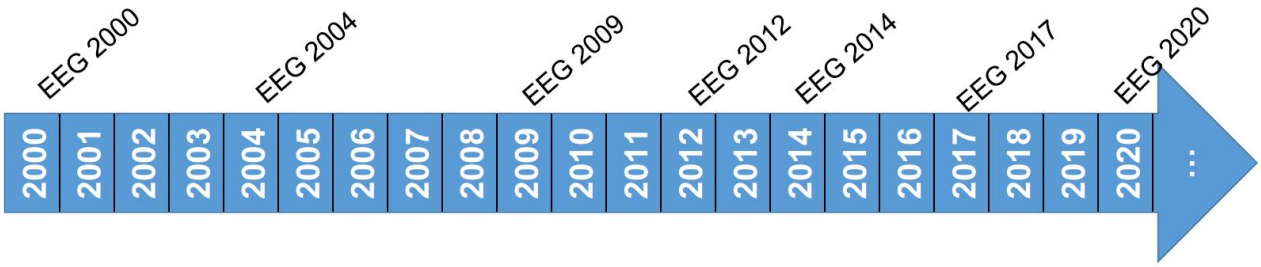

Abbildung 5 EEG-Novellierungen [4]

Um auf die wirtschaftlichen Möglichkeiten einer Biogasanlage in den nächsten Kapiteln eingehen zu können, werden zunächst die beiden Betriebsarten einer Biogasanlage, sowie der Begriff der Direktvermarktung erklärt. Dabei wird auch auf die Kombination mit einem Energiespeicher eingegangen und auf Vorteile dieser Symbiose hingewiesen.

Betriebsarten von Biogasanlagen:

Der Betrieb von Biogasanlagen kann zum einen im Grundlastbetrieb und zum anderen in einem flexiblen, marktorientierten Betrieb stattfinden.

Unter dem Grundlastbetrieb versteht man, die Einspeisung von Energie in einem konstanten hohen Wert über den Tag und das ganze Jahr. Hierbei ist die eingespeiste Energie zum einen von der Dimensionierung des Blockheizkraftwerks (BHKW) und zum anderen von dem vorhandenen Biogasspeicher abhängig. Je höher diese ausgelegt sind, desto mehr Leistung kann über die Dauer eines Tages in das Netz eigespeist werden. Bei diesem Betrieb erhalten die Analgenbetreiber einen konstanten Erlös pro erbrachter Kilowattstunde.

Im flexiblen Betrieb hingegen wird nur zu Spitzenlastzeiten Strom in das System eingespeist. Spitzlastzeiten sind Zeitabschnitte über den Tag, an welchen viel Energie verbraucht wird, so ist z.B. zur Mittagszeit der Strombedarf rund 50 % höher als die Grundlast. Der Vorteil an diesem Betrieb ist ein deutlich höherer Erlös pro Kilowattstunde für den Anlagenbetreiber. Jedoch wurde hierfür bisher ein BHKW mit deutlich höherer Leistung, sowie ein größerer Speicher benötigt, um in den kurzen Spitzenlastzeiten mehr Leistung in das Netz einzuspeisen.

Der flexible Anlagenbetrieb setzt außerdem eine Direktvermarktung des Stroms voraus. Unter einer Direktvermarktung versteht man den direkten Verkauf der erzeugten Leistung an Dritte, bzw. die Vermarktung an der Strombörse. Die Bundesnetzagentur berichtete, dass im Jahr 2017 rund 80 % des erzeugten Stroms direkt an der Börse vermarktet (Direktvermarktung mit gleitender Marktprämie) wurden. Für rund 20 % der installierten Anlagenleistung von Biogasanlagen wurde hingegen die EEG-Festvergütung gewährt.

Das EEG 2021 bietet zwei Förderprämien für Biogasanlagen. Zum einen das Marktprämienmodell und zum anderen den Flexibilitätszuschlag. Zunächst soll das Marktprämienmodell erläutert werden.

Flexibilisierung

Ein überwiegendes Thema im Bereich der vor Ort verstromenden Biogasanlagen ist die Flexibilisierung. Aktuell vermarkten 85 % der Biogasanlagen, bezogen auf die installierte elektrische Leistung, den erzeugten Strom direkt an der Börse, so der Fachverband Biogas e.V [5].

Die Effekte der Größendegression macht es insbesondere Betreibern kleinerer Anlagen zu schaffen ihre Anlagen zu flexibilisieren, in größeren Anlagen mit entsprechend höheren Umsätzen können Investitionen besser kompensiert werden. Zu den Investitionen für eine Flexibilisierung sind es zunehmend auch die verschärften Anforderungen des Umweltschutzes und der Arbeitssicherheit die hier zum Tragen kommen. Deshalb ist es auch Ziel des Projektes für Betreiber kleinerer Biogasanlagen neue Möglichkeiten zur Vermarktung ihres erzeugten Stroms durch die Integration eines Batteriespeichers aufzudecken. Des Weiteren wird im Projekt die Anlagenklasse der 500kWel Biogasanlagen genauer betrachtet, da diese sehr häufig vertreten ist.

Systemdienstleistungen von Biogasanlagen

Die Einsatzmöglichkeiten von Biogasanlagen unterliegen derzeit einem starken Wandel. Heute schon bediente Systemdienstleistungen, wie beispielsweise die Bereitstellung von Regelenergie, verlieren durch eine unzureichende Marktgröße und dem zunehmenden Druck durch Großspeicherprojekte wieder an Bedeutung. In den folgenden Untersuchungen zu möglichen Post-EEG Geschäftsmodellen scheint eine verstärkte Eigenstromnutzung, aber auch die Erbringung lokaler Systemdienstleitungen wie der Spitzenlast-Kappung eine interessante Perspektive bieten zu können. Im Ergebnis deutet es darauf hin, dass gerade die Bedienung der kurzzeitigen Energiebedarfe an Bedeutung gewinnen wird und somit auch die Einsatzmöglichkeiten von Batteriespeichersystemen.

Die Auslegung der Systemparameter im Kontext von Energiesystemdienstleistungen orientiert sich an den Systemanforderungen. Diese werden mit verschiedenen Parametern wie minimale und maximale Leistung, Leistungsgradienten, abzugebende Energiemenge pro Zyklus, Umgebungsbedingung usw. charakterisiert und unterscheiden sich zum Teil erheblich. Außerdem entwickelt sich der Markt möglicher, dezentral zu erbringender Systemdienstleistungen gerade sehr schnell. So ist der Regelenergiemarkt nahezu verteilt und hat an Attraktivität verloren, wohingegen der Intradayhandel sprunghaft zunimmt. Darüber hinaus befinden sich ganz neue Systemdienstleistungen wie Blindstrombereitstellung, Netzersatzbetrieb oder Hilfestellungen im Netzwiederaufbau noch im Stadium der Erprobung bzw. hat der EE-Anteil im Gesamtsystem noch keine Größe erreicht, die dazu führt, dass sich ein hinreichender Bedarf an diesen SDL ergibt.

2.2. Batteriespeicher

Im Vergleich zu den anderen Energiespeichertechnologien sind Batteriespeicher sowohl in mobilen als auch in stationären Anwendungen etabliert. Das Wirkungsprinzip von Batterien ist wohl bekannt und wird z.B in [6] ausführlich beschrieben. Grundsätzlich gibt es unterschiedliche Batterietypen, die sich durch die eingesetzten elektrochemisch relevanten Materialien unterscheiden. Abbildung 6 zeigt den historischen Verlauf der Batterienachfrage. Während lange Zeit die Blei- und Nickel-Cadmium-Batterien den Markt dominierten hat die Entwicklung im Bereich der Lithium-Ionen-Batterien dafür gesorgt, dass seit einigen Jahren ein signifikanter Anstieg der Nachfrage erreicht wurde. Der Grund dafür ist, dass die Leistungsfähigkeit von Lithium-Ionen-Batterien bei gleichzeitig sinkenden spezifischen Kosten deutlich erhöht werden konnte.

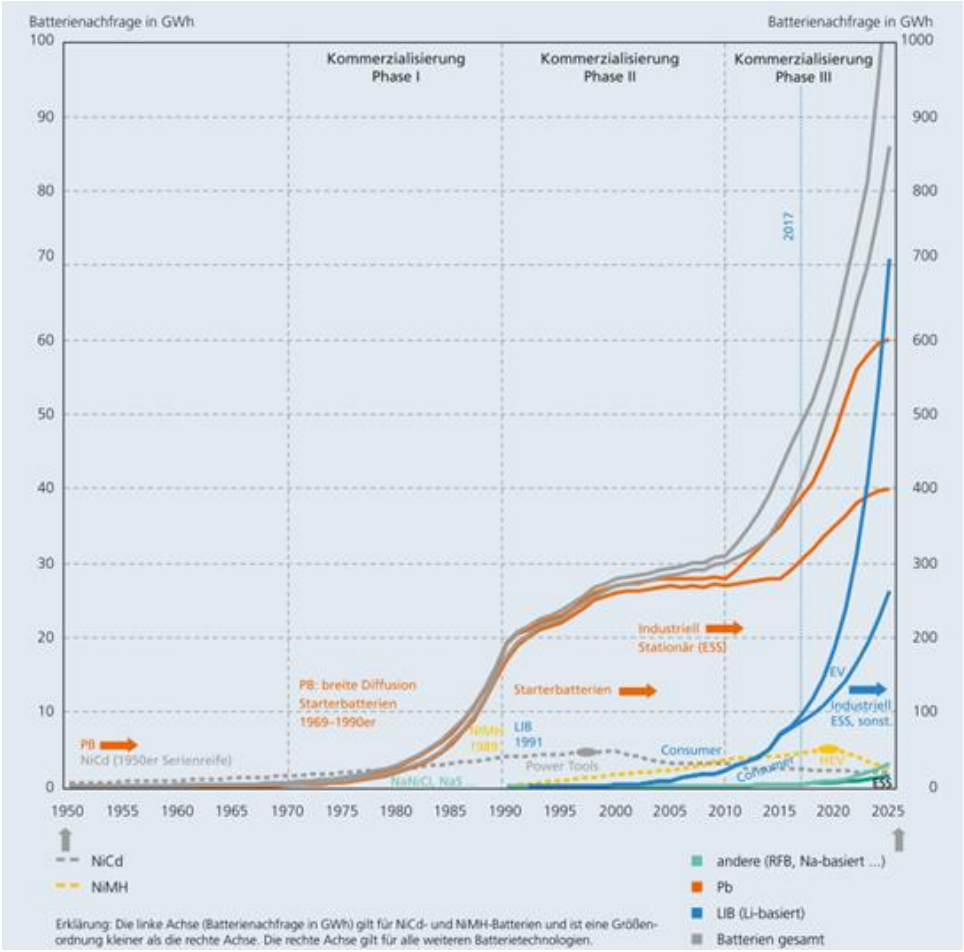

Abbildung 6: Batterienachfrage [7]

Die anderen Batterietechnologien sind weiter am Markt vertreten, aber insbesondere im Bereich der Elektromobilität setzen fast alle Automobilhersteller, aufgrund der höheren volumetrische und gravimetrische Energiedichte, auf die Lithium-Ionen-Batterie. Durch die steigende Nachfrage in diesem Segment werden die Produktionskapazitäten weltweit ausgebaut, wodurch die Zellpreise weiter sinken und Lithium-Ionen-Batterien auch in stationären Anwendungen immer häufiger eingesetzt werden, obwohl hier die Energiedichten eine nicht so große Rolle spielen wie im Mobilitätssektor.

Die Marktentwicklung, mit einem Schwerpunkt auf den Kosten, wird in vielen Veröffentlichungen thematisiert. Häufig wird dabei nicht weiter zwischen den unterschiedlichen Lithium-Ionen-Batterien und Systemen unterschieden, wodurch entweder großer Preisspannen angegeben werden oder starke Abweichungen zwischen den unterschiedlichen Angaben existieren [8]. Der Unterschied wird im weiteren Abschnitt genauer erläutert.

Die einzelnen Zellen unterscheiden sich durch das verwendete Elektrodenmaterial, welches auch die wichtigsten Eigenschaften der Zellen beeinflusst und die Bauform. Die wichtigsten Eigenschaften sind:

- Energiedichte
- Leistungsdichte
- Sicherheit
- Zyklische Lebensdauer
- Kalendarische Lebensdauer
- Kosten

Die Energie- und die Leistungsdichte werden entweder gravimetrisch oder volumetrisch angegeben. Bei der gravimetrischen Energie- bzw. Leistungsdichte wird die Energie/Kapazität bzw. die Leistung auf das Gewicht der Zelle bezogen und bei der volumetrischen Energiedichte auf das Volumen der Zelle. Unter dem Aspekt der Sicherheit werden unterschiedliche Faktoren bewertet, wobei hier unterm Strich die Frage steht wie robust die Zelle gegenüber physischen, thermischen und elektrischen Lasten ist, was maßgeblich von der Zellchemie abhängt. Über die Lebensdauer einer Zelle verringert sich ihre verfügbare Kapazität durch unterschiedliche chemische Prozesse. Der sog. State of Health setzt die momentane Kapazität ins Verhältnis zur ursprünglichen Nennkapazität. Das Ende der Lebensdauer wird als der Zeitpunkt definiert, in dem der State of Health 80% beträgt. Unabhängig von der Belastung kann dies mit der Zeit passieren. Die sog. kalendarische Lebensdauer ist die Zeit nach der allein das Alter der Zelle dazu führt, dass die Zelle das Ende ihrer Lebensdauer erreicht wird, d.h. diese ist unabhängig von der Belastung der Zelle. Die Belastung der Zelle führt auch zu einem Kapazitätsverlust bzw. zu einer zyklischen Alterung. Die zyklische Lebensdauer gibt die Anzahl der Vollzyklen an, mit der eine Zelle belastet werden kann bis sie einen State of Health von 80 % erreicht. Die Kosten der Zellen werden im Folgenden ausführlich behandelt.

In der Elektromobilität werden überwiegend Lithium-Nickel-Mangan-Cobalt (NMC)-Zellen eingesetzt [9], die entsprechend günstiger werden, aber auch andere Zellformate wie z.B. Lithium-Eisenphosphat (LFP) oder Lithiumtitanat (LTO) sind für stationäre Anwendungen möglich. Aus den im Projekt erarbeitenden Anwendungsfällen lassen sich Auslegungskriterien ableiten, die es ermöglichen den am besten geeigneten Zelltyp für die jeweilige Anwendung zu ermitteln.

Für stationäre Anwendungen, so wie sie im Rahmen dieses Projekts geplant sind, wird ein vollständiges Batteriesystem benötigt. Zu einem Batteriesystem gehören neben den Zellen auch die Komponenten der Leistungselektronik, des Batteriemanagements-System und der Anlagenperipherie. Abbildung 4 zeigt eine schematische Übersicht.

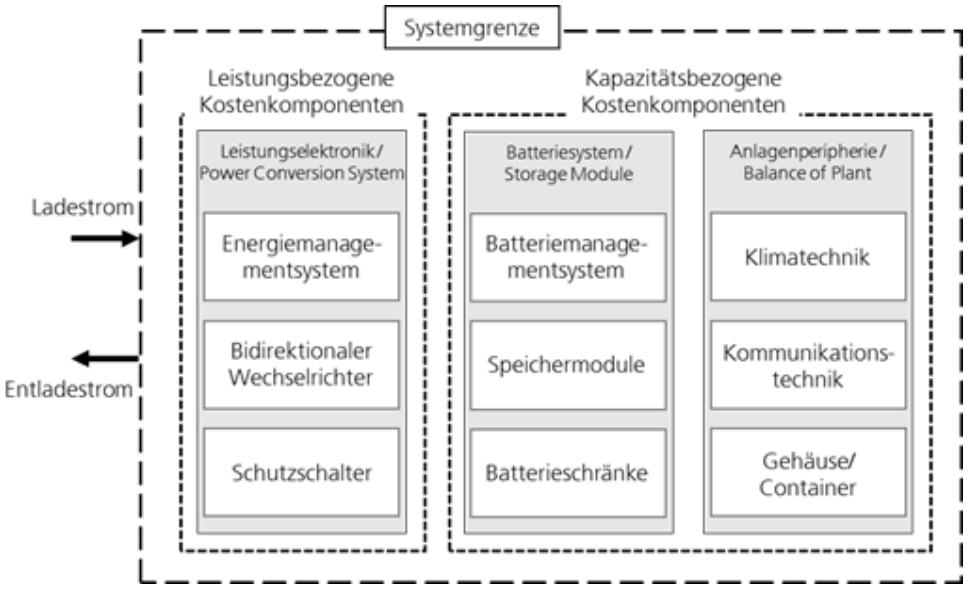

Abbildung 7: Batteriesystem [8]

In Abbildung 7 sind die Zellen nicht direkt aufgeführt, sondern sind Bestandteil der sogenannten Speichermodule. Ein Modul besteht aus mehreren Batteriezellen. In der Praxis werden die einzelnen Zellen oder Module von Zellherstellern auf dem Markt angeboten, während andere Unternehmen schlüsselfertige Batteriesystem anbieten. Im Bereich der Elektromobilität kaufen die Automobilhersteller die Zellen zu, aber bauen das Batteriesystem bzw. die Traktionsbatterie selbst. Bei der Bewertung von Kostenangaben muss also zunächst unterschieden werden ob die Aussage sich auf die Zellkosten oder die Batteriesystemkosten bezieht. Darüber hinaus ist die Größe, d.h. die Leistung und Kapazität des Speichers ein entscheidendes Kriterium. Im Bereich der stationären Energiespeicher sind zurzeit vor allem Heimspeicher im Fokus. In [10] werden Industriespeicher und Großspeicher als weiteren Kategorien definiert. In Abbildung 8 werden die Systemgrenzen der unterschiedlichen Batteriesysteme dargestellt.

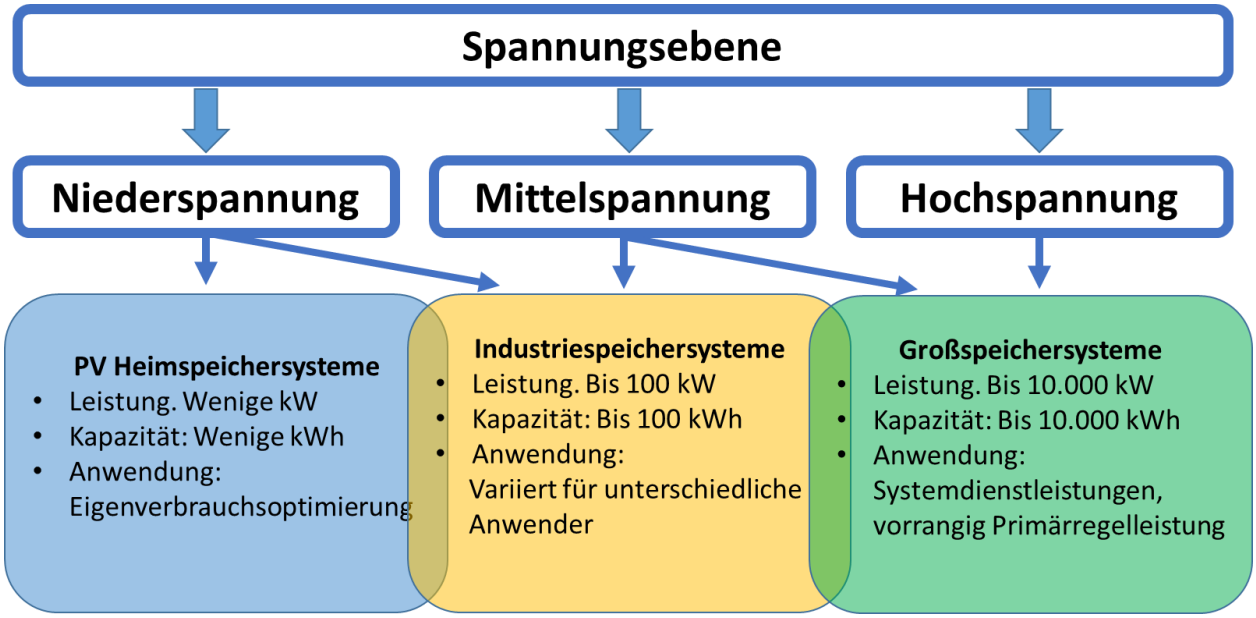

Abbildung 8: Übersicht der unterschiedlichen Batteriesysteme (Übersetzt aus [10])

Im Rahmen der dort vorgestellten Untersuchung wurde eine Datenbank errichtet, in der Daten zu 22.000 Heimspeichersystemen, 196 Industriespeichersystemen und 59 Großspeichersystemen hinterlegt sind. Die Heimspeichersysteme werden zur Eigenverbrauchsoptimierung in privaten Haushalten eingesetzt und sind für die Untersuchungen im Projekt nicht relevant, da der Bedarf eines landwirtschaftlichen Betriebs bzw. des Betreibers einer Biogasanlage in der Regel den Bedarf eines Privathaushalts übersteigt und anderen regulatorischen Rahmenbedingungen unterliegt, was ausführlich in Kapitel II behandelt wird. Interessant für das Projekt sind vor allem die Industriespeicher, deren Kosten in [10] mit 1000 €/kWh – 1500 €/kWh angegeben werden. Darüber hinaus wird darauf hingewiesen, dass kleinere Projekte, d.h. Projekte mit geringer Kapazität und Leistung auch zur Eigenverbrauchsoptimierung eingesetzt werden und größere Projekte, in denen die Batteriespeicher zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen eingesetzt werden, häufig Forschungsprojekte sind.

Es gibt unterschiedliche Möglichkeiten die Kosten anzugeben. Die oben aufgeführte Angabe, bei der spezifischen Kosten in €/kWh berechnet werden in dem die Gesamtkosten der Zelle oder des Batteriesystems auf die Gesamtkapazität bezogen wird, ist weit verbreitet. In Abbildung 4 wurde bereits eine weitere Möglichkeit für die Kostenangabe angedeutet. Bei dem sogenannten additiven Ansatz wird unterschieden in eine energiespezifischen und einen leistungsspezifischen Anteil. Das heißt die Kosten werden mit der folgenden Formel berechnet:

$$Gesamtkosten = P \cdot x \frac{€}{kW} + E \cdot x \frac{€}{kWh}$$

Dabei wird die Leistung P in kW und die Energie E bzw. in diesem Fall die Kapazität in kWh angegeben. Durch die Aufteilung der Kosten in die beiden Komponenten werden die energiespezifischen Kosten, bei gleichbleibenden Gesamtkosten, geringer. Im Rahmen dieses Projekts wird der additive Ansatz für die Kostenermittlung genutzt. In Kapitel II wird im Abschnitt 1.1 aufgezeigt welche Kosten x und y für die Berechnungen im Projekt verwendet wurden.

Systemdienstleistungen von Batteriespeichern

Mit Batteriespeichern werden heute bereits wichtige Systemdienstleistungen erbracht. Die Energiespeicherung ermöglicht es eine zeitliche Verschiebung zwischen der Energieerzeugung und dem Verbrauch zu realisieren, wodurch ein wichtiger Beitrag geleistet werden kann um das Gleichgewicht zwischen der volatilen Energieerzeugung und dem Energieverbrauch zu wahren. Dieses Gleichgewicht ist eine wichtige Voraussetzung für einen stabilen und zuverlässigen Netzbetrieb. Das Maß dafür ist die Netzfrequenz, die in unterschiedlichen Stufen geregelt wird. Die strengsten Anforderungen werden für die Teilnahme am Primärregeleistungsmarkt gestellt. Die technischen Einheiten die für die Teilnahme am Primärregelleistungsmarkt präqualifiziert werden müssen innerhalb von 30 Sekunden automatisch vollständig aktiviert werden können. Im Jahr 2015 haben die deutschen Übertragungsnetzbetreiber ein Dokument veröffentlicht in dem die Anforderungen an die Speicherkapazität bei Batterien für die Primärregelleistung (PRL) definiert wird. Dort wird beschrieben welche Maßnahmen getroffen werden müssen damit ein Batteriespeicher für die Teilnahme am Primärregelleistungsmarkt präqualifiziert werden kann [11]).

Grundsätzlich muss ein kontinuierlicher Vollabruf der präqualifizierten PRL bei speicherbegrenzten technischen Einheiten für mindestens 30 Minuten gewährleistet sein. Für den Speicher heißt dies in der Praxis, dass er in jedem Zeitpunkt sowohl Geladen als auch Entladen werden können muss. Bei dem Einsatz von Batteriespeichern für die PRL können weiterhin grundsätzlich zwei Betriebsweisen unterschieden werden. Zum einen ist ein eigenständiger Betrieb als singulärer Batteriespeicher oder in Kombination mit weiteren Batteriespeichern als Batteriepool möglich, zum anderen kann der Batteriespeicher aber auch als Unterstützung in einen Pool mit weiteren technischen Einheiten integriert werden, die keine Begrenzung in der Arbeitsverfügbarkeit aufweisen. Dies können z.B. Biogasanlagen sein, was im Rahmen des vorliegenden Forschungsvorhabens detailliert untersucht werden soll.

Darüber hinaus können Batteriespeicher im ländlichen Energieversorgungssystem eingesetzt werden um Inselnetze in Satelliten-Standorten zu errichten, um Lastspitzen zu glätten, ein Notstrom-Aggregat zu ersetzen oder den Eigenstromverbrauch zu erhöhen. Durch die zeitliche Verschiebung kann die tagsüber regenerativ erzeugte Energie gespeichert werden um nachts die zunehmend elektrisch betriebenen landwirtschaftlichen Maschinen wieder zu laden. Die zuletzt beschriebenen Optionen sind keine direkten Systemdienstleistungen für das überregionale Energieversorgungssystem, können aber dafür sorgen, die Energieversorgung eines einzelnen Betriebs effizienter zu gestalten und somit auch das überregionale Energieversorgungssystem entlasten.

2.3. Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Bei der Recherche zum aktuellen Stand von Wissenschaft und Technik wurden im Projekt Kontakte zu anderen Instituten geknüpft. Über das vom BMEL geförderte Projekt „Biogas – Autark“ konnte der Kontakt zur IZES gGmbH, dem Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme an der Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) in Saarbrücken aufgebaut werden. Partner innerhalb dieses Projektes sind die Universität Hohenheim - Landesanstalt für Agrartechnik & Bioenergie, sowie die Thüringer Landesamt für Landwirtschaft und Ländlichen Raum (TLLLR) zu denen ebenfalls Kontakt aufgenommen wurde. Zusätzlich zum inhaltlichen Austausch zu den Projektergebnissen und Erkenntnissen zum operativen Vorgehen bei deren Projektdurchführung und der Datenaufnahme an den Biogasanlagen hat die Universität Hohenheim die Lastgänge der untersuchten Biogasanlagen aus dem Projekt Biogas Autark zur Verfügung gestellt.

Eine weitere Kooperation konnte mit dem Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (KTBL) eingegangen werden. Das Fraunhofer IEE kann auf eine jahrelange Zusammenarbeit mit der KTBL in Zukunftsthemen, Tagungen und bei der Erstellung von Literatur zurückschauen. Das KTBL hat in Kooperation mit der Landwirtschaftskammer Nordrhein-Westfalen (LWK NRW) und der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL Bayern) Lastprofilkurven für unterschiedliche landwirtschaftliche Betriebstypen aufgenommen und standardisiert. Diese Lastprofile wurden für die Untersuchungen zur Verfügung gestellt, so dass die Verwendung der standardisierten Lastprofile allgemein gültige Aussagen zum Einsatz eines Batteriespeichers ermöglicht.

II. Ergebnisse

1. Erzielte Ergebnisse

Im Rahmen dieses Vorhabens wurde die Biogasanlage bei der Kombination von Biogasanlage und Batteriespeicher in den Fokus gestellt, da die Ergebnisse der Untersuchungen vor allem für die Betreiber von Biogasanlagen aufbereitet werden sollen. Zu Beginn der Untersuchung wurde angestrebt repräsentative landwirtschaftliche Betriebe und Biogasanlagenprofile zu definieren, da die Mehrzahl der Biogasanlagen zu landwirtschaftlichen Betrieben gehört. Die Analyse und die zugehörigen Ergebnisse in Kapitel I.2.1 verdeutlichen jedoch wie vielfältig die Kombinationen von Biogasanlagen und landwirtschaftlichen Betrieben sind, so dass ein intensiver Austausch mit Dritten erforderlich wurde um hier möglichst gute Ergebnisse zu erzielen. Da die Entwicklung der repräsentativen landwirtschaftlichen Betriebe folglich mehr Zeit in Anspruch nahm, wurde die Arbeit in den anderen Arbeitspaketen bereits begonnen. Insbesondere die Analyse von potentiellen Anwendungsfällen und der regulatorischen Rahmenbedingungen zeigen, dass nicht nur die Last- und Erzeugungsprofile stark vom gewählten Standort abhängen, sondern auch die Einsatzmöglichkeit. Früh zeigte sich, dass es schwer werden würde allgemein gültige Aussagen zu tätigen. Deswegen wurde, anders als ursprünglich geplant, zunächst das Landwirtschaftszentrum Eichhof in den Fokus der Untersuchung gerückt und anhand der vorliegenden Daten eine präzise Analyse durchgeführt, aus der im Anschluss abgeleitet wurde inwiefern die Ergebnisse übertragen werden können und welche anderen Anwendungsfälle unter anderen Voraussetzungen möglich wären.

Bevor am Beispiel der am Landwirtschaftszentrum Eichhof vorliegenden Vergütungssituation, so wie der gemessenen Verbrauchs- und Erzeugungsprofile in Kapitel II.1.3 die potentiellen Anwendungsfälle und deren Besonderheiten erläutert werden, erfolgt in Kapitel II.1.1 zunächst die Investitionskostenrechnung für Batteriespeicher und in Kapitel II.1.1.2 die Analyse der regulatorischen Rahmenbedingungen. In den Kapiteln II.1.4 bis II.1.6 werden erst das Landwirtschaftszentrum Eichhof, dann die Bioenergie Wabern GbR und abschließend die repräsentativen Modellfälle hinsichtlich potentieller Anwendungsfälle detailliert untersucht und bewertet. Vor dem Fazit in Kapitel II.1.8 wird in Kapitel II.1.7 noch beschrieben wie die Auslegung der Kombination aus Biogasanlage und Batteriespeicher durch den Einsatz eines Energiemanagement-Systems weiter optimiert werden kann.

1.1. Investitionskostenrechnung für Batteriespeicher

Kapitel I.2.2 beinhaltet bereits eine kurze Einführung in die Investitionskostenrechnung von Batteriespeichern, an denen die folgenden Ausführungen anknüpfen. Dort wurde beschrieben, dass es unterschiedliche Faktoren wie z.B. die Zellchemie gibt, die die Kosten maßgeblich beeinflussen können und dass darauf geachtet werden muss, auf welche Komponenten des Batteriesystems sich die Kostenangabe bezieht. Im Rahmen des Projektes „BenFlex² - Techno-ökonomisches Benchmarking flexibler erneuerbarer Kraftwerke und alternativer Flexibilitätsoptionen (Energiespeicher und das Abschalten von EE)“ wurde ein detailliertes Kostenmodell für Batteriespeicher erstellt, das für die Untersuchungen in diesem Projekt als Grundlage dient. Das Projekt BenFlex² wurde vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03ET4054 gefördert und hatte die Zielsetzung den Vergleich unterschiedlicher Technologien zur Bereitstellung der gleichen Flexibilitätsdienstleistung unter den gleichen Voraussetzungen zu ermöglichen. Dafür war es besonders wichtig, die Randbedingungen der Untersuchung zu vereinheitlichen. Als Flexibilitätsdienstleistung wurde das Bereitstellen oder die Abnahme einer (Flexibilitäts-) Leistung über einen festgelegten Zeitraum definiert. Dafür wurden unterschiedliche Leistungsklassen von 30 kW bis hin zu 200 MW und anwendungsrelevante Flexibilitätsdienstleistungen über mehrere Stunden (> 4 Stunden) bis hin zu mehreren Monaten definiert.

Der Fokus des Projektes lag explizit auf Zeiträumen von mehr als 4 Stunden, da für diese Zeiträume noch kein etablierter Markt existiert und die Untersuchungen dabei helfen sollen, die Frage zu beantworten, welche Technologien in Zukunft stärker benötigt werden, wenn auch Flexibilitätsdienstleistungen, für längere Zeiträume als bisher, vermarktet werden. Somit können nicht die Projektergebnisse selbst, aber die Methodik und das dort erarbeitete Kostenmodell für Batteriespeicher für die im Folgenden vorgestellten Analysen verwendet werden.

Die Kostenanalyse erfolgt auf Basis der, in der Energiewirtschaft, weit verbreiteten Annuitätenmethode nach VDI 2067. Der Vorteil der Annuitätenmethode ist, dass neben der Anfangsinvestition auch laufende, sich ändernde Zahlungen berücksichtigt werden. Mithilfe des Annuitätsfaktors werden alle Kosten in durchschnittliche Zahlungen während eines fest definierten Betrachtungszeitraumes transformiert. Die daraus resultierende Annuität stellt somit den ermittelten, periodisch konstanten Betrag dar und kann als ein Zins- und Tilgungsanteil für rückzahlendes Kapital betrachtet werden. Bei der Berechnung der Annuität werden die Renditeerwartungen des Investors, sowie die Fremdkapitalverzinsung, erwartete Preissteigerungen,

Ersatzbeschaffungen und andere Rahmenbedingungen berücksichtigt. Die Annuitätenmethode ermöglicht somit eine deutlich robustere Investitionskostenentscheidung als die reine Bewertung der Anfangsinvestition.

Die Annuitätenmethode ist ausführlich in [12] beschrieben und wird daher im Folgenden nur kurz zusammengefasst. Grundsätzlich werden die Kosten in vier Kostengruppe eingeteilt:

- Kapitalgebundene Kosten (Investitionskosten, Anschlusskosten & Ersatzinvestitionen)
- Bedarfsgebundene Kosten (Energiekosten, Kosten für Hilfsenergie & Betriebsstoffe)
- Betriebsgebundene Kosten (Bedienung, Reinigung, Wartung, Instandsetzung)
- Sonstige Kosten (Versicherung, Verwaltung, Steuerung, Abbruch, Entsorgung

Zu jeder dieser Kostengruppe und zum Erlös wird eine spezifische Annuität ermittelt. Die Gesamtannuität wird berechnet, indem die spezifischen Annuitäten der Kosten von der spezifischen Annuität des Erlöses abgezogen wird. Falls die Gesamtannuität null beträgt, wird der Kalkulationszins des Projektes exakt erreicht. Eine positive Gesamtannuität ist gleichbedeutend mit höheren Gewinnen und eine negative entsprechend mit geringeren Gewinnen oder Verlusten.

Während die technischen Daten im Rahmen der Untersuchung variiert werden, bleiben die in Tabelle 1 zusammengefassten Finanzierungsparameter für alle Untersuchungen gleich. Diese Daten wurden ebenfalls aus dem Projekt BenFlex² abgeleitet und bilden einen guten Querschnitt über alle dort untersuchten Technologien [13]. Tatsächlich liegen die Parameter im Ermessen des jeweiligen Investors und können ebenfalls variieren.

Tabelle 1: Gewählte Finanzierungsparameter der Annuitätenmethode [13]

Finanzierungsparameter	
Betrachtungszeitraum	10 Jahre
Eigenkapitalanteil	20 %
Fremdkapitalanteil	80 %
Eigenkapitalzins	10 %
Fremdkapitalzins	4 %
Kalkulationszins	5,2 %
Preisänderungsrate	1,38 %

Für das Kostenmodell des Batteriespeichers werden die, in Tabelle 2 zusammengefassten Parameter in den Kostengruppen der Annuitätenmethode verwendet.

Tabelle 2: Parameter des Batteriespeicher Kostenmodells

Technische Daten	Kapitalgebundene Kosten	Bedarfsgebundene Kosten
Leistung	Batteriesystem	Energiekosten
Kapazität	Anlagenperipherie	
Vollzyklen pro Jahr	Leistungselektronik	
	Installation und Netzanschluss	
	Planung und Genehmigung	

Betriebskosten	Sonstige Kosten	Erlöse
Bedienung	Versicherung	Energie
Wartung und Instandhaltung	Rücklagen	

Die Anwendungsfälle im Projekt definieren die technischen Daten und das Einsatzprofil des Batteriespeichers. Mit Hilfe dieser Daten können die Kosten in den unterschiedlichen Kostengruppen berechnet werden. Die Gruppe der kapitalgebundenen Kosten entspricht der Anfangsinvestition. Im Rahmen von [8] wurden dazu umfangreiche Literaturrecherchen durchgeführt in denen der Batteriespeicher in die Komponenten aus Abbildung 7 unterteilt wurde. Aus den Untersuchungen konnte folgende Formel zur Berechnung der Investitionskosten des Batteriespeichers abgeleitet werden:

$$Investitionskosten = P \cdot 175 \frac{€}{kW} + E \cdot 550 \frac{€}{kWh}$$

Dabei fallen die leistungsbezogenen Kosten im Wesentlichen für die Leistungselektronik an, während sich die kapazitätsbezogenen Kosten aus den Kosten für das Batteriesystem und die Anlagenperipherie zusammensetzen (vgl. Abbildung 7). In den kapitalgebundenen Kosten werden zusätzlich zu den Investitionskosten auch die Kosten für die Installation, den Netzanschluss, die Planung und die Genehmigung berücksichtigt, die sich im Kostenmodell prozentual aus den Investitionskosten des Batteriespeichers ableiten und in Summe 22,5% betragen. Durch die Untersuchungen ist deutlich geworden, dass die Unterschiede bei den Kosten hinsichtlich der Zellchemie, Anlagengröße und weiterer Parameter existieren, aber nicht exakt beziffert werden können. Die Formel ist daher gut geeignet um einen Richtwert zu ermitteln, der im Falle einer praktischen Umsetzung jedoch durch ein kaufmännisches Angebot bestätigt werden muss. Die Anwendung der Formel für Batteriespeicher unterschiedlicher Größe führt zur Übersicht in Tabelle 3, die eine erste Orientierung für den Preis eines Batteriespeichers ermöglicht. Dabei orientiert sich die Leistung am Bereich der Anlagenleistung von Biogasanlagen und die Speicherdauer in Stunden an typischen Größen für Batteriespeicher. Durch Multiplikation der Leistung mit der Speicherdauer kann die Kapazität in kWh berechnet werden. Ein Speicher mit einer Kapazität von 200 kWh kann so durch unterschiedliche Kombinationen erreicht werden, aber wird durch die leistungsspezifischen Kosten mit steigender Leistung teurer. Das heißt ein Speicher mit 50 kW und vier Stunden Speicherdauer ist günstiger als ein 200 kW Speicher mit einer Stunde Speicherdauer obwohl beide die gleiche Kapazität haben. Durch die Verwendung des additiven Ansatzes wird dieser Effekt abgebildet, der nicht berücksichtigt werden könnte, wenn die Gesamtkosten, wie in anderen Kostenmodellen, ausschließlich auf die Kapazität bezogen werden.

Tabelle 3: Investitionskosten für Batteriespeicher

		Investitions-kosten	Summe der kapitalgebunden Kosten			Investitions-kosten	Summe der kapitalgebunden Kosten
50	**kW**			**300**	**kW**		
1	h	36.250 €	44.406 €	1	h	217.500 €	266.438 €
2	h	63.750 €	78.094 €	2	h	382.500 €	468.563 €
3	h	91.250 €	111.781 €	3	h	547.500 €	670.688 €
4	h	118.750 €	145.469 €	4	h	712.500 €	872.813 €
100	**kW**			**400**	**kW**		
1	h	72.500 €	88.813 €	1	h	290.000 €	355.250 €
2	h	127.500 €	156.188 €	2	h	510.000 €	624.750 €
3	h	182.500 €	223.563 €	3	h	730.000 €	894.250 €
4	h	237.500 €	290.938 €	4	h	950.000 €	1.163.750 €
200	**kW**			**500**	**kW**		
1	h	145.000 €	177.625 €	1	h	362.500 €	444.063 €
2	h	255.000 €	312.375 €	2	h	637.500 €	780.938 €
3	h	365.000 €	447.125 €	3	h	912.500 €	1.117.813 €
4	h	475.000 €	581.875 €	4	h	1.187.500 €	1.454.688 €

Für die Gruppe der bedarfsgebundenen Kosten ist die spezifische Anwendung des Batteriespeichers maßgeblich. Im Fall des Batteriespeichers müssen in dieser Kostengruppe nur die Energiekosten zum Laden des Speichers berücksichtigt werden. Die Kosten für den Betrieb, die Wartung und Instandhaltung werden in der Kostengruppe der betriebsgebundenen Kosten zusammengefasst und im Kostenmodell prozentual aus den kapitalgebunden Kosten abgeleitet. Darüber hinaus werde die Kosten für Versicherungen und Rücklagen, z.B. für den Rückbau, in der Kostengruppe der sonstigen Kosten berücksichtigt. Im Kostenmodell werden auch diese prozentual aus den kapitalgebunden Kosten abgeleitet.

In der techno-ökonomischen Analyse stehen den Kosten stets die Erlöse gegenüber. Im Fall des Batteriespeichers können in Abhängigkeit des Anwendungsfalls unterschiedliche Einnahmen durch die Leistungs- und Energiebereitstellung des Batteriespeichers generiert werden. Wenn alle Parameter im Kostenmodell für einen konkreten Anwendungsfall definiert wurden, kann die Gesamtannuität ermittelt werden, was eine Aussage über die Profitabilität des konkreten Anwendungsfalls ermöglicht. Darüber hinaus ermöglicht das Kostenmodell aber auch spezifische Kosten zu bestimmen. Die bekannteste Kenngröße sind die sog. Stromgestehungskosten (engl. **L**evelized **C**osts **O**f **E**nergy/Eletricity). Das Kostenmodell kann zur

Bestimmung der Stromgestehungskosten für einen konkreten Anwendungsfall bestimmt werden in dem die Erlöse zu null gesetzt werden und die Gesamtannuität durch die Gesamtenergie eines Jahres geteilt wird. Im Falle von Energieerzeugungsanlagen wird die Jahresarbeit als Gesamtenergie definiert. Bei Batteriespeichern ist es üblich, die Kosten auf die ausgespeicherte bzw. entnommene Energie zu beziehen. Häufig werden an Stelle der Stromgestehungskosten aber auch die (Durch-)Speicherkosten angegeben. Zur Berechnung dieser Kosten mit Hilfe des Kostenmodells müssen neben den Erlösen auch die Energiekosten für das Laden des Speichers zu null gesetzt werden. Zur Ermittlung der (Durch-)Speicherkosten wird auch in diesem Fall die Gesamtannuität durch die ausgespeicherte Energie im Jahr geteilt.

Für die Bewertung eines einzelnen Projekts ist die Annuitätenmethode mit vollständigem Parametersatz am besten geeignet. Die Angabe von spezifischen Kosten ist sinnvoll, um unterschiedliche Anwendungen oder Technologien miteinander zu vergleichen. Da die Gesamtkosten durch die Energiemenge geteilt werden, um die Stromgestehungskosten zu berechnen, sinken diese mit zunehmender Anzahl von Volllaststunden bzw. bei Batteriespeichern mit der Anzahl der sog. Vollzyklen. Ein Vollzyklus wird berechnet in dem die entnommene Energie durch die Kapazität des Speichers geteilt wird. Theoretisch könnte ein Batteriespeicher permanent geladen und entladen werden um so die Betriebsstunden und Vollzyklen im Jahr zu maximieren und den niedrigsten Wert für die Stromgestehungskosten zu erhalten, aber es gibt keinen Anwendungsfall der dieses Ladeverhalten rechtfertigt. Das heißt im Unterschied zu Energieerzeugungsanlagen ist das Ziel nicht die Betriebsstunden zu maximieren, sondern die Ladung und Entladung so einzusetzen, dass eine Ersparnis bzw. ein Profit erzielt werden kann. Dieser muss nicht zwangsläufig an die Energie gekoppelt sein. Deswegen ist die Angabe der spezifischen Preise nicht immer zielführend. Im Folgenden wird dies anhand von zwei Beispielen weiter beschrieben.

In privaten Haushalten werden in den letzten Jahren zunehmend Heimspeichersysteme installiert um den eigens erzeugten PV-Strom selbst zu nutzen. Die Ursache dafür ist, dass der Strompreis in den letzten Jahren kontinuierlich gestiegen ist, während die Stromgestehungskosten von PV-Anlagen und die Vergütung für den PV-Strom, immer weiter sinken. Der Zusammenhang wird in Abbildung 9 dargestellt.

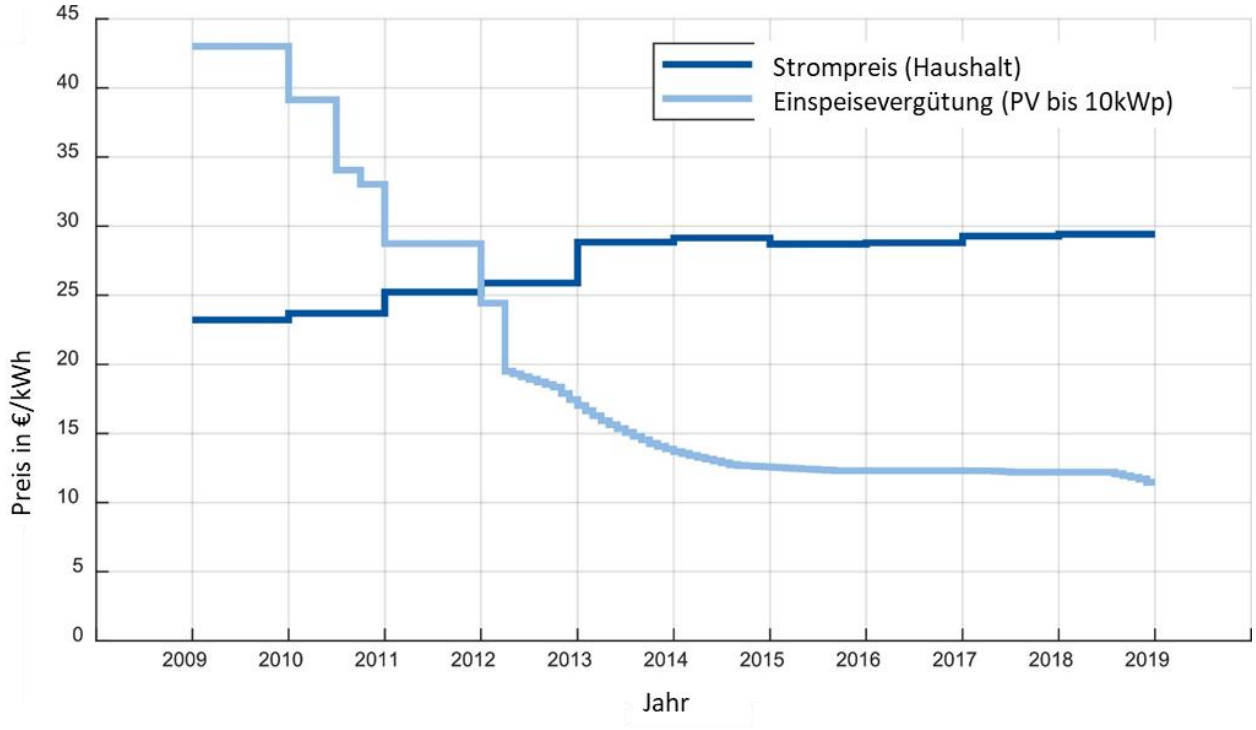

Abbildung 9: Strompreis vs. PV-Vergütung (Übersetzt aus [10])

Aus diesem Anwendungsfall heraus resultiert ein Anreiz, den selbsterzeugten PV-Strom zur Eigenversorgung zu nutzen. Das rentiert sich genau dann, wenn die Summe aus den Stromgestehungskosten der PV-Anlage und die Durchspeicherkosten des Batteriespeichers geringer sind als der Strompreis. Es wäre hier auch möglich die Stromgestehungskosten des Batteriespeichers für den Vergleich heranzuziehen. Dazu müssten die Stromgestehungskosten der PV-Anlage in der Gruppe der bedarfsgebundenen Kosten als Energiekosten berücksichtigt werden. Auf ein Rechenbeispiel wird an dieser Stelle bewusst verzichtet, da die oben angegebenen Kosten nicht für Heimspeichersysteme gelten, da bei diesen durch die höhere Marktdurchdringung geringere Kosten anfallen.

In dem vorangegangenen Beispiel der Eigenverbrauchsoptimierung können die spezifischen Kosten für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit herangezogen werden, aber das ist nicht immer möglich, was das nächste Beispiel verdeutlichen soll. Bei Großverbrauchern setzten sich die Energiekosten aus dem Arbeitspreis und

dem Leistungspreis zusammen. Zur Berechnung des Leistungspreises wird die maximale Bezugsleistung bzw. Spitzenlast eines Jahres mit einem festen Preis in €/kW multipliziert. Im Extremfall wird der Spitzenwert nur einmal oder wenige Male pro Jahr benötigt. Dann kann die sog. Spitzenlastkappung interessant sein. Mit Hilfe eines Batteriespeichers wird die Spitzenleistung abgekappt. In diesem Fall ist die Berechnung der spezifischen Kosten nicht zielführend, da die Ersparnis nicht aus der Energie-, sondern aus der Leistungsbereitstellung heraus resultiert. Darüber hinaus würde die geringe Anzahl von Zyklen zu Stromgestehungskosten weit oberhalb des Arbeitspreises führen, was irreführend wäre.

Es gibt noch weitere Fälle in denen es nicht zielführend ist, die spezifischen Kosten zu bestimmen. In diesen Fällen kann eine Betrachtung der Gesamtkosten sinnvoll sein. Dazu muss zunächst definiert werden was unter dem Begriff der Gesamtkosten verstanden werden soll. In Tabelle 3 wurden die Investitionskosten des Batteriespeichers den kapitalgebundenen Kosten gegenübergestellt. Die Annuitätenmethode ermöglicht es sogar noch einen weiteren Wert zu berechnen. Wenn, wie bei der Berechnung der Stromgestehungskosten, der Erlös zu null gesetzt wird, resultiert aus der Multiplikation der Gesamtannuität, d.h. der durchschnittlichen Zahlung pro Jahr und dem Betrachtungszeitraum ebenfalls ein Wert für die Gesamtkosten. Dieser beinhaltet jedoch die Renditeerwartungen des Investors, sowie die Fremdkapitalverzinsung, erwartete Preissteigerungen, Ersatzbeschaffungen und andere Rahmenbedingungen, so dass es sich um einen fiktiven Wert handelt. Darüber hinaus ist es für die Berechnung erforderlich, dass ein Erzeugungsprofil bzw. eine Anzahl von Vollzyklen pro Jahr definiert wird, da dieses die Lebensdauer des Batteriespeichers beeinflusst und somit darüber entscheidet ob und wann eine Ersatzbeschaffung notwendig wird.

Tabelle 4 zeigt am Beispiel eines 100 kW Batteriespeichers, dass die drei unterschiedlichen Varianten zur Angabe der Gesamtkosten zu stark abweichenden Ergebnissen führen. In der oberen Hälfte wird zudem noch der Restwert mitberücksichtigt, d.h. die Annahme zu Grunde gelegt, das Komponenten deren Lebensdauer am Ende des Betrachtungszeitraums noch nicht beendet ist, im Anschluss noch einen Restwert haben zu dem sie verkauft werden können. In der unteren Hälfte wird dieser Restwert nicht berücksichtigt, wodurch die Kosten entsprechend steigen.

Aus den Untersuchungen ging hervor, dass ab 414 Vollzyklen pro Jahr die zyklische Lebensdauer geringer als die kalendarische Lebensdauer wird und somit der Restwert sinkt bzw. die Kosten steigen. Ab ca. 725 Vollzyklen pro Jahr müssen die Zellen im Betrachtungszeitraum vollständig ersetzt werden, was erneut zu einer Steigerung der Kosten führt.

Tabelle 4: Gesamtkosten eines 100 kW Batteriespeichers

		Investitions-kosten	Summe der kapitalgebun denen Kosten	Gesamtannuität* Betrachtungszeitraum				
				100 Zyklen	400 Zyklen	500 Zyklen	700 Zyklen	1000 Zyklen
100	**kW**	**mit Berücksichtigung des Restwerts**						
1	h	72.500 €	88.813 €	120.746 €	120.746 €	123.894 €	131.239 €	144.565 €
2	h	127.500 €	156.188 €	199.548 €	199.548 €	205.844 €	220.533 €	247.187 €
3	h	182.500 €	223.563 €	278.350 €	278.350 €	287.794 €	309.828 €	349.808 €
4	h	237.500 €	290.938 €	357.152 €	357.152 €	369.744 €	399.123 €	452.429 €
100	**kW**	**ohne Berücksichtigung des Restwerts**						
1	h	72.500 €	88.813 €	146.929 €	146.929 €	146.929 €	146.929 €	173.899 €
2	h	127.500 €	156.188 €	250.363 €	250.363 €	250.363 €	250.363 €	304.304 €
3	h	182.500 €	223.563 €	353.798 €	353.798 €	353.798 €	353.798 €	434.709 €
4	h	237.500 €	290.938 €	457.232 €	457.232 €	457.232 €	457.232 €	565.114 €

Für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit anhand der Gesamtkosten, sollte der Wert aus der Annuitätenmethode unter Berücksichtigung der Vollzyklen pro Jahr den Erlösen gegenübergestellt werden. Im Fall der Spitzenlastkappung kann die Ersparnis aus dem Leistungspreis berechnet werden. Der Leistungspreis am Landwirtschaftszentrum Eichhof beträgt 154,93 €/kW. Sollte es dort möglich sein die Spitzenleistung mit Hilfe eines 100 kW/100kWh Batteriespeicher um 100 kW zu reduzieren würde dies zu einer Ersparnis von 100 kW*154,93 €/kW pro Jahr *10 Jahre =154.930 € führen, was in jedem Fall unterhalb der Gesamtkosten liegen würde, sodass die Investition profitabel wäre. Diese Abschätzung sollte immer nur als erste Orientierung dienen. Insbesondere in Fällen in denen der Vergleich nicht so eindeutig ist, sollte eine detaillierte Bewertung des Einzelfalls mit Hilfe der vollständigen Annuitätenmethode erforderlich.

Bei der techno-ökonomischen Analyse darf allerdings nicht vernachlässigt werden, dass sich der Batteriemarkt zurzeit sehr dynamisch entwickelt. Die erhöhte Nachfrage, die insbesondere auch durch den Ausbau der Elektromobilität resultiert, führt dazu, dass Produktionskapazitäten für die Zellen immer weiter ausgebaut werden und die Kosten dementsprechend sinken. Abbildung 10 zeigt eine Prognose der Entwicklung der Kosten für Traktionsbatterien von E-KfZ. Diese werden für fünf unterschiedliche Zellenformate angegeben. Darüber hinaus wird zwischen den reinen Zellkosten und den Kosten auf Moduleben unterschieden. Die Zellen werden in mehreren Modulen aggregiert, die letztlich, zusammen mit den Komponenten der Mess- Steuer und Regelungstechnik (MSR-Technik) zum Batteriesystem des E-KFs zusammengeschaltet werden, welches auch als Traktionsbatterie bezeichnet wird. Das heißt Module bezeichnen einen Zellverbund in dem mindestens die Kontaktierung untereinander realisiert wurde, aber in der Regel auch noch ein Gehäuse und Komponenten der MSR-Technik enthalten sind. Aus der Gegenüberstellung wird deutlich, dass die Kosten weit unter den Wert fallen, der im Projekt verwendeten Kostenmodell zu Grunde gelegt wurde obwohl hier nicht einmal der additive Ansatz verwendet wird, da es branchenüblich ist die Gesamtkosten auf die Kapazität zu beziehen. Diese Entwicklung beim Zellpreis wird auch einen positiven Einfluss auf die Kosten von stationären Batteriespeichersystemen haben, da über 50 % der Investitionskosten auf die Zellen entfallen.

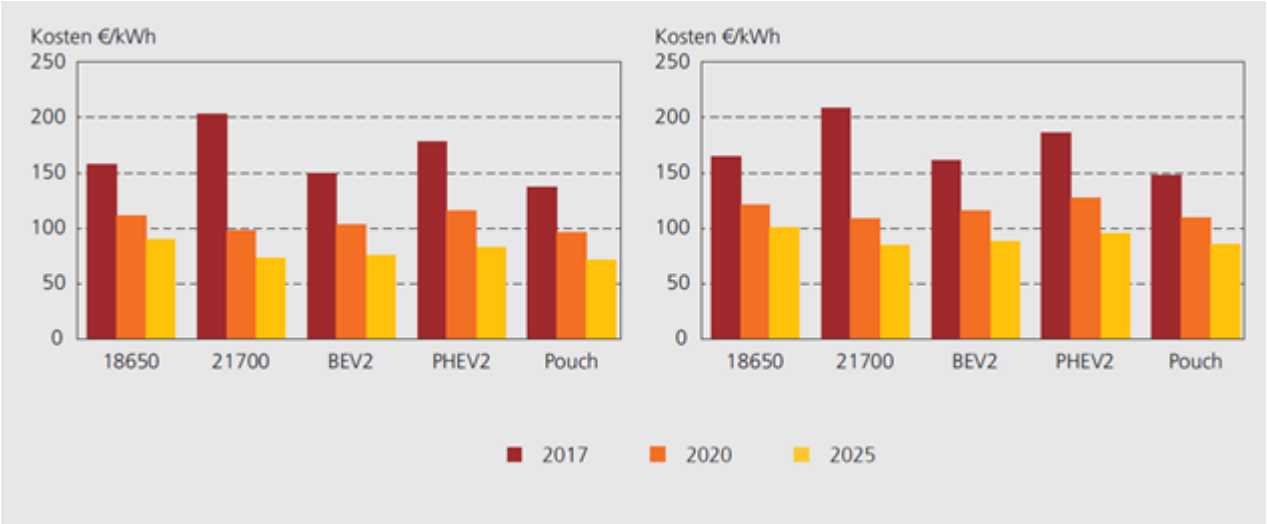

Abbildung 10: Gesamtkosten der Batterien nach Zellformaten(li.) und Modulebene(re.) [14]

1.2. Regulatorische Rahmenbedingungen

In diesem Abschnitt werden die wichtigsten regulatorischen Rahmenbedingungen für den Einsatz von Energiespeichern an Biogasanlagen zusammengefasst. Zunächst werden die Rahmenbedingungen bei der Verwendung des Speichers für den Eigenverbrauch und die Zwischenspeicherung für eine zeitversetzte Einspeisung in das öffentliche Netz erläutert. Im Anschluss wird dann die Kombinationsverwendung aus Eigenverbrauch und Einspeisung, sowie die Sonderregelungen für Ausschreibungsanlagen analysiert. Dabei ist es wichtig darauf hinzuweisen, dass sich die Regulatorischen Rahmenbedingungen rein auf die Kombination mit einer EE-Anlage beziehen und der Betreiber der EE-Anlage und des Speichers die gleiche juristische Person sein müssen.

Ein Energiespeicher kann wie eine EE-Anlage auf verschiedene Arten verwendet werden. Hierbei gibt es zunächst die Möglichkeit der Verwendung für den Eigenverbrauch. Beim Eigenverbrauch wird der gespeicherte Strom im Energiespeicher ausschließlich für den eigenen Gebrauch verwendet. Diese Art der Verwendung setzt jedoch voraus, dass der Betreiber der EE-Anlage und des Zwischenspeichers auch der Letztverbraucher ist und dass der Strom nicht durch ein öffentliches Netz durchgeleitet wird. In diesem Fall führt diese Art der Verwendung zum Entfall von Steuern und Umlagen. Lediglich die Stromsteuer und die EEG-Umlage können bei einem Eigenverbrauch weiterhin anfallen. Hiervon sind Ladeverluste auszuschließen. Die Stromsteuer entfällt nur dann, wenn der Strom zum Eigenverbrauch aus einer EE-Anlage mit einer Leistung von bis zu 2 MW entnommen wird oder der Strom für Notstromsituationen gespeichert wird. Die EEG-Umlage kann unterschiedlich hoch ausfallen. Die Höhe ist von der Leistung der EE-Anlage, die den Strom für den Energiespeicher speist, abhängig.

Eine weitere Verwendungsart ist der Einsatz des Energiespeichers als Pufferspeicher. Das bedeutet, dass die gesamte gespeicherte Energie in das öffentliche Netz eingespeist wird, jedoch kann dies zu verschiedenen Zeitpunkten stattfinden. Dies bietet die Möglichkeit zu Zeiten hoher Strompreise einen höheren Ertrag zu erzielen. Zu beachten ist hierbei, dass keine öffentlichen Netze für die Zwischenspeicherung verwendet werden dürfen. EE-Anlagenbetreiber haben bei der Verwendung einer Zwischenspeicherung Anspruch auf die Marktprämie oder Einspeisevergütung nach dem Tarif der EE-Anlage. Jedoch besteht kein Anspruch auf die Marktprämie für Speicherverluste.

Eine weitere Möglichkeit zur Verwendung des Energiespeichers stellt die Kombination aus Eigenverbrauch und Netzeinspeisung des gespeicherten Stroms im Zwischenspeicher dar (die sogenannte gemischte Nutzung). Hierbei werden Teile der Speicherzyklen für den Eigenverbrauch verwendet und andere Teile werden regulär in das öffentliche Netz eingespeist. Ähnlich wie beim Eigenverbrauch müssen die EE-Anlage und Zwischenspeicher dem Letztverbraucher gehören und es darf zwischen diesen keine Durchleitung durch das öffentliche Netz erfolgen. Bei der gemischten Nutzung ist besonders darauf zu achten, dass eine sichere Bilanzierung zu Zeiten hoher Strompreise und der EEG-Vergütung möglich ist. Das bedeutet, dass klar nachvollziehbar sein muss, wie hoch jeder Anteil des Stroms für den Eigenverbrauch oder die Einspeisung ist. Da dies zu Problemen bei der Abrechnung führen könnte. Dies erfordert das Vorhandensein einer geeichten Messeinrichtung, welche eine nachvollziehbare Auflistung ermöglicht. Entnahmen, welche Abseits der beiden Anwendungsfällen erfolgen, müssen auch durch die geeichte Messeinrichtung erfasst werden und an den Netzbetreiber mitgemeldet werden. Hierbei sind besonders die Mitteilungspflichten nach den §§ 74 und 74a EEG 2021 zu beachten.

Darüber hinaus ist zu beachten, dass nur für die ersten 500 kWh je kWh installierter Speicherleistung pro Kalenderjahr die EEG-Umlage entfällt. Dies entspricht 500 Einspeicherungen im Jahr.[1] Auf Mengen darüber hinaus entfällt die volle EEG-Umlage.

Eine Besonderheit gilt für Ausschreibungsanlagen. Mit der Einführung von Ausschreibungen wurde die Nutzung von Speichern an einer Erzeugungsanlage konkretisiert (§ 27a EEG 2021). Es besteht demnach ein Eigenverbrauchsverbot des Stroms. Ausnahmen davon sind zugelassen, wenn die Erzeugungsanlage ganz oder teilweise ab geregelt wird (§14 EEG 2021) oder der Preis für Stundenkontrakte am Day-Ahead-Markt für Deutschland negativ ist. In den allermeisten Stunden eines Jahres ist damit die Nutzung eines Speichers in der Eigenversorgerkonstellation für solche Anlagen nicht möglich.

Zusammenfassend ist bei der Kombination von Biogas-Anlagen und Batteriespeichern darauf zu achten, dass der Batteriespeicher und die Biogas-Anlage derselben juristischen Person gehören müssen. Des Weiteren ist es auch wichtig darauf zu achten wie die gespeicherte Energie verwendet wird. Dabei ist es besonders wichtig, dass die Energie von Ausschreibungsanlagen nicht für den Eigenverbrauch verwendet werden darf.

[1] Siehe § 61l Abs. 1a EEG 2017 (dies gilt nur für die Kombinationsanwendung)

1.3. Anwendungsfälle für die Kombination von Biogasanlagen und Batteriespeichern

Das Leistungsspektrum von Biogasanlagen und Batteriespeicher ist sehr ähnlich, trotzdem unterscheiden sich die beiden Technologien grundsätzlich voneinander. Außerdem zeigen die Ausführungen aus Kapitel I.2, dass der Trend bei Biogasanlagen hin zu kleineren Leistungen geht, während die fallenden Preise für Batteriezellen dazu führen, dass weltweit immer größere Batteriespeicher installiert und betrieben werden. Trotz der Überschneidung im Leistungsbereich konkurrieren beide Systeme nicht miteinander. Während die Biogasanlage als Energieerzeuger elektrische Energie erzeugt und diese ins Netz einspeist, kann ein Batteriespeicher nur dann Energie ins Netz einspeisen, wenn er vorher mit Energie aus einer anderen Erzeugungsanlage geladen wurde. Trotz dieses Unterschieds werden die Technologien häufig mit Hilfe der sog. Stromgestehungskosten (Levelized Cost of Energy LCOE) miteinander verglichen. In Kapitel II.1.1 wurde bereits gezeigt, dass zur Berechnung der Stromgestehungskosten die gesamten Kosten, die währen des Betrachtungszeitraums anfallen, durch die eingespeiste Energie geteilt werden müssen. Dabei wird in der Regel kaum Rücksicht auf das Profil und die technische Einsatzmöglichkeit genommen. Aus diesem Grund ist der reine Vergleich der Stromgestehungskosten nicht immer aussagekräftig und nur selten fair, da für die unterschiedlichen Technologien selten die Annahmen übereinstimmen, wenn die Berechnungen an unterschiedlichen Stellen erfolgen. Dieses Thema wurde ausführlich im Projekt BenFlex² behandelt. Im Folgenden werden deshalb zunächst technische Überlegungen für die Auswahl von möglichen Anwendungsfällen in den Fokus gestellt, bevor später auch die ökonomischen Aspekte mitberücksichtigt werden.

Ein wesentlicher Unterschied zwischen Biogasanlagen und anderen erneuerbaren Energieerzeugern, wie Windkraft- oder PV-Anlagen, ist die Bereitstellungsdauer. Bei gut ausgelasteten Biogasanlagen werden ca. 8500 Vollaststunden pro Jahr erreicht, während PV Anlagen aufgrund der regional vorherrschenden Globalstrahlung in Deutschland nur auf ca. 1000 Stunden pro Jahr kommen. Biogasanlagen stellen ihre Nennleistung also fast durchgehend zur Verfügung ohne dabei großen Schwankungen zu unterliegen. Sie weisen eine Konstanz auf mit der sie tagsüber und in der Nacht sehr gut zur Versorgung der Grundlast eingesetzt werden können. Die voranschreitende Energiewende führt aber dazu, dass an immer mehr Stellen im Energieversorgungssystem Flexibilität gefordert wird, was sich auch auf den Betrieb der Biogasanlagen auswirkt. Neuere Biogasanlagen bzw. Blockheizkraftwerke, in denen das Biogas verstromt wird, sind bereits heute in der Lage schnelle Lastwechsel zu vollziehen, aber können nicht so schnell reagieren wie Batteriespeicher. Im Gegenzug sind Batteriespeicher zwar reaktionsschnell, aber werden nie in der Lage sein so lange Bereitstellungszeiträume wie Biogasanlagen zu erreichen. Selbst wenn eine hohe Anzahl an Vollaststunden erreicht wird, muss diese immer wieder unterbrochen werden um den Batteriespeicher erneut zu laden, was eine unterbrechungsfreie Versorgung über einen längeren Zeitraum unmöglich macht. Eine gezielte Kombination beider Anlagen zu einem System führt zu einer Verbindung der beiden wesentlichen Eigenschaften. Das Gesamtsystem ist dann durch die Biogasanlage in der Lage zuverlässig über einen langen Zeitraum Verbrauchsprofile zu bedienen und der Batteriespeicher sorgt dafür, dass dabei auch Lastwechsel problemlos bewältigt werden können, wenn Leistung und Kapazität des Batteriespeichers richtig auf die Biogasanlage und das Lastprofil abgestimmt sind.

In Abhängigkeit des gewählten Bilanzkreises können unterschiedliche Anwendungsfälle durch die Kombination bedient werden. Als Teil des gesamten Energieversorgungssystems entsteht die Möglichkeit an unterschiedlichen Märkten zu partizipieren. Dieser Anwendungsfall wird im Folgenden als Vermarktungsmöglichkeiten für Biogasanlagen-Batterie-Systeme bezeichnet. In Bezug auf die ländliche Energieversorgung oder den Stromverbrauch eines landwirtschaftlichen Betriebs entsteht die Möglichkeit den Eigeneverbrauch zu steigern und ggf. sogar die Notstromversorgung zu gewährleisten. Dieser Anwendungsfall wird im Folgenden als Eigenverbrauchsoptimierung bezeichnet. Darüber hinaus sollen zukünftig auch bei landwirtschaftlichen Maschinen alternative Antriebssysteme eingesetzt werden, so dass hier ggf. ein weiterer Synergie-Effekt entsteht. Dieser Anwendungsfall, in dem die Kapazität der Traktionsbatterien von landwirtschaftlichen Maschinen, während dessen Standzeiten, für Systemdienstleistungen im öffentlichen Netz oder im eigenen Betrieb genutzt wird, wird im Folgenden als Anwendungsfall Alternative Antriebssysteme zusammengefasst. In den folgenden Unterkapiteln werden die drei Anwendungsfälle detailliert beschrieben.

1.4. Vermarktungsmöglichkeiten für Biogasanlagen-Batterie-Systeme

Neben der Einspeisung nach einer festgeschriebenen Vergütung hat der Wunsch nach mehr Flexibilität im Stromnetz zu sog. Direktvermarktung von Biogasanlagen geführt, nach der heute die Mehrheit aller Anlagen betrieben wird. Die Direktvermarktung bietet dem EE-Anlagenbetreiber die Möglichkeit, die Vermarktung des erzeugten Stroms bedarfsorientiert zu steuern. Das bedeutet, die Einspeisung in ein Stromnetz mit einem Betreiber selbst verhandeln und abrechnen, bzw. den Strom an der Energiebörse handeln zu können. Als Anreiz wurde im EEG 2017 die Marktprämie etabliert und löste die bislang bestehende EEG-Vergütung, für

Anlangen, welche am 1. Januar 2017 in Betrieb genommen wurden ab. Entsprechend zur fixen EEG-Vergütung wird auch die Marktprämie aus der EEG-Umlage finanziert. Im Gegensatz zur festgeschrieben Vergütung wird ihre Höhe durch ein wettbewerbliches Ausschreibungsverfahren ermittelt. In diesem sogenannten Gebotsverfahren bieten die Anlagenbetreiber in Cent pro kWh auf den sogenannten anzulegenden Wert, welcher als Grundlage zur Ermittlung der Marktprämie dient.

Die Marktprämie wird mit der folgenden Formel berechnet:

Marktprämie (MP) [ct/kWh] = anzulegender Wert (AW) [ct/kWh] – Monatsmarktwert (MW) [ct/kWh]

Demnach lässt sich die Marktprämie durch Subtraktion des vom Betreiber abgegebenen und angenommenen Gebots (Preis / kWh) vom monatlichem Mittelwert, welcher auf dem Strommarkt pro kWh erreicht wurde, berechnen. Steigen oder fallen die Börsenerlöse, so passt sich der Förderbetrag der Marktprämie automatisch an. Dadurch wird garantiert, dass die Anlagenbetreiber mindestens den Erlös erzielen, der dem mittleren Monatsmarktwert entspricht.

Das Ausschreibungsvolumen für BGA, die eine Marktprämie erhalten wurde im EEG 2021 erneut limitiert. Die Ausschreibungsmengen sind in Tabelle 5 gegenübergestellt. Neben der Änderung des Ausschreibungsvolumens wurden nun auch zwei Ausschreibungssegmente festgelegt. Zum einen das reguläre Segment und zum anderen das neu aufgeführte Segment für hochflexible Biomethan-BHKW in der Südregion. Hierbei werden als Südregion jene Landkreise bezeichnet, welche sich überwiegend in Baden-Württemberg, Bayern und dem südlichen Rheinland-Pfalz befinden.

Tabelle 5: Ausschreibungsvolumina des EEG 2017 und EEG 2021

	2021-2022	**2023-2028**
EEG 2017	200 MW/a	
EEG 2021: Reguläres Segment	600 MW/a	600 MW/a
EEG 2021: Segment für hochflexible Biomethan-BHKW in der Südregion	150 MW/a	150 MW/a

Für die abgegebenen Angebote gibt es Höchstgebote, welche nicht überschritten werden dürfen. Diese sind nachfolgende in Tabelle 6 aufgelistet.

Tabelle 6: Höchstpreise für die Ausschreibung der Marktprämie in €ct/kWh$_{el}$

	EEG 2017	**EEG 2021**
Bestandsanlagen	max. 16,9	max. 18,4
Neuanlagen	max. 14,88	max. 16,4
hochflexible Biomethan-BHKW in der Südregion		max. 19

Ausgenommen von der Ausschreibungspflicht sind Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Deponie-, Klär- oder Grubengas, sowie Anlagen, welche eine installierte Leistung von weniger als 150 kW besitzen. Anlagen, die vor dem Inkrafttreten des EEG 2017 am 1. Januar 2017 in Betrieb genommen wurden, genießen Bestandsschutz und werden weiterhin in Höhe der bislang erhaltenen EEG-Vergütung gefördert. Diese Anlagenbetreiber können jedoch auch am Ausschreibungsprograms des Marktprämienmodells teilnehmen, wenn sie sich für einen Wechsel aus dem fixen EEG-Vergütungsmodell in das Marktprämienmodell entschieden haben oder keinen Anspruch auf fixe EEG-Vergütung haben.

Durch die Direktvermarktung bzw. die marktorientierte Einspeisung können zusätzliche Gewinne am Strommarkt erzielt werden, da der Strompreis variiert und eine Speicherung ermöglicht, dass der Strom zu Hochpreiszeiten ins Netz eingespeist wird. Hierzu ist jedoch eine Erweiterung der Speicherkapazität in den Biogasanlagen von Nöten, die entweder durch den Ausbau des Biogasspeichers oder die Installation eines Batteriespeichers realisiert werden kann. Jedoch darf dabei nicht vernachlässigt werden, dass der Batteriespeicher zunächst geladen werden muss, d.h. die Kosten für das Speichern setzen sich mindestens aus den Stromgestehungskosten der Biogasanlage und den Durchspeicherkosten für den Batteriespeicher zusammen. Richtig wäre an dieser Stelle sogar anstelle der Stromgestehungskosten die entgangenen Erlöse gegen zu rechnen. Daraus folgt, dass die Preisdifferenz am Strommarkt zwischen den Zeitpunkt der Ladung

des Energiespeichers und der Einspeisung ins Netz größer sein müsste als die definierte Summe damit hier zusätzliche Gewinne erzielt werden könnten.

Abbildung 11 und Abbildung 12 zeigen den Spotmarktpreis an der EPEX Strombörse während der Projektlaufzeit und für den Juni 2021. Abbildung 11 zeigt aufgrund des langen Zeitraums nur die Tagesmittelwerte, während Abbildung 12 die Stundenmittelwerte für Juni 2021 zeigt

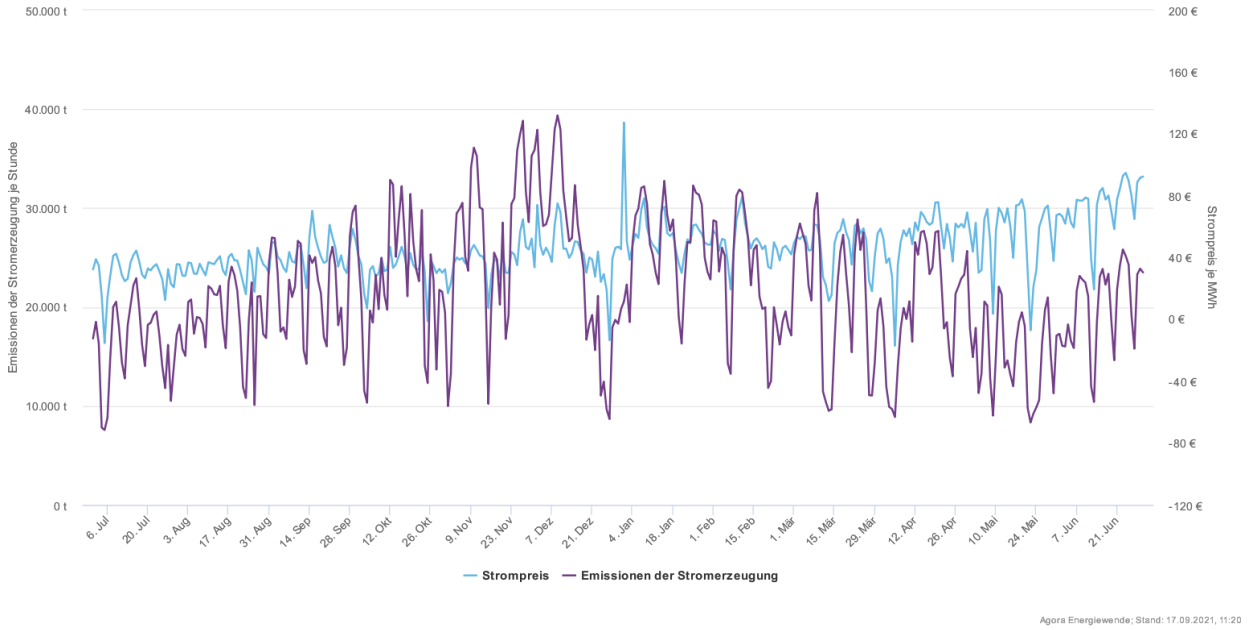

Abbildung 11: Spotmarktpreis an der Strombörse EPEX während der Projektlaufzeit [15]

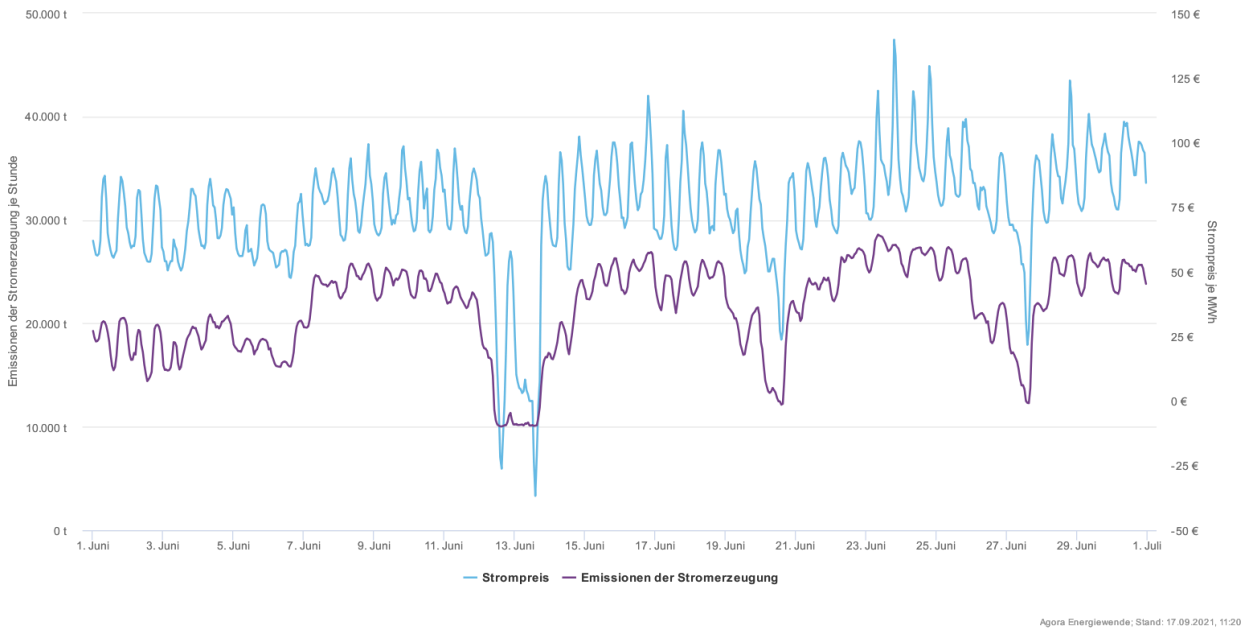

Abbildung 12 Spotmarktpreis an der Strombörse EPEX im Juni 2021 [15]

Anhand der stundenfeinen Preisspreads lässt sich beurteilen, wie attraktiv ein möglicher Speichereinsatz mit erzeugten Strom aus der Biogasanlage an der Strombörse ist. In Abhängigkeit der Höhe des Preisspreads und der Häufigkeit des Auftretens lässt sich berechnen ob die Durchspeicherkosten eines Batteriespeichers gedeckt werden können.
Der für die Beurteilung entscheidende Preisspread (PS) errechnet sich aus dem Monatsmarktwert (MW) in Cent pro Kilowattstunde, abzüglich des aktuellen dynamischen Börsenmarktpreise (BM) an der Börse EPEX Spot.

Preisspread (PS) [ct/kWh] = Börsenmarktpreis (BM) [ct/kWh] - Monatsmarktwert (AW) [ct/kWh]

Die Voraussetzung für den kostendeckenden Einsatz des Batteriespeichers ist nur dann gegeben, wenn der Preisspread abzüglich der Durchspeicherkosten des Batteriespeichers größer gleich Null ist:

Preisspread (PS) [ct/kWh] - Durchspeicherkosten [ct/kWh] => 0

Im Umkehrschluss müssen die Durchspeicherkosten kleiner sein als der mögliche Preisspread an der Börse.

Durchspeicherkosten [ct/kWh] < Preisspread (PS) [ct/kWh]

Im folgenden Berechnungsbeispiel wird der ideale Fall für den in Abbildung 12 Zeitraum untersucht. Der Höchstpreis tritt am 23. Juni 2021 auf und beträgt. 139,72 €/MWh für eine Stunde. Der Monatsmarktwert für Juni 2021 beträgt 74,08 €/MWh.

13,972 €ct/kWh - 7,408 €ct/kWh = 6,564 €ct/kWh

Selbst in diesem idealen Fall müssten die Durchspeicherkosten unterhalb von 6,564 €ct/KWh liegen damit sich der Anwendungsfall rentiert. Die Durchspeicherkosten eines Batteriespeichers hängen stark von der Anzahl der Zyklen ab, was im nächsten Kapitel ausführlich behandelt wird, aber liegen in allen Beispielen oberhalb des gezeigten Preisunterschieds, so dass sich dieser Anwendungsfall nicht rentieren wird. Insbesondere auch deswegen, weil der Idealfall nur einmal im Monat auftritt. Aus Abbildung 12 geht hervor, dass größere Preisunterschiede eher die Ausnahme bleiben und durchschnittlich zwei Mal an jedem Tag ein Börsenmarktpreis von ca. 100 €/MWh bzw. 10 €ct/kWh auftritt, was einen Preisspread von ca. 2,5 €ct/kWh zur Folge hätte. Unabhängig davon, dass sich dieser Anwendungsfall alleine nicht rentiert könnte es sich jedoch lohnen einen Batteriespeicher, der in der Regel für eine andere Anwendung genutzt und aus dieser heraus bereits amortisiert wird, in den seltenen Fällen mit außergewöhnlichen großen Preisunterschieden zu nutzen um zusätzliche Gewinne zu erzielen.

1.4.1.Regelenergie Markt

Am Regelenergie Markt wird Energie zum Ausgleich kurzfristig auftretender Schwankungen gehandelt, um so zu jeder Zeit sicher zu stellen, dass der Verbrauch und die Erzeugung stets im Einklang sind, was elementar für die Stabilität des Energieversorgungssystems ist. In Zeiten, in denen der Verbrauch niedriger als die Erzeugungsleistung ist, werden zusätzliche Verbraucher, die negative Regelleistung zur Verfügung stellen, benötigt. In Zeiten, in denen der Verbrauch höher ist als die Erzeugungsleistung, werden Anlagen benötigt, die zusätzliche Energie bzw. positive Regelleistung zur Verfügung stellen. Der Regelenergie Markt wird in drei Märkte aufgeteilt. Diese unterscheiden sich in ihrer Aktivierungszeit:

- die Primärreserve (PRL), bei dieser muss die benötigte Energie innerhalb von 30 Sekunden zur Verfügung gestellt werden.
- Die Sekundärreserve (SRL), bei ihr beträgt die Aktivierungszeit 5 min
- Sowie die Minutenreserve (MRL), bei der die Aktivierungsdauer 15 min dauern kann.

Um eine der Regelenergiearten anbieten zu können müssen zusätzlich die Bedingungen aus Tabelle 7 erfüllt werden.

Tabelle 7: Verschiedenen Regelenergiearten und deren Merkmale [16]

Regelenergieart	PRL/ FCR	SRL/ aFRR	MRL/ mFRR
Bereitstellung durch	ENTSO-E	ÜNB	ÜNB
Aktivierung	Frequenzgesteuert: Eigenständige Messung/Eingriff vor Ort durch Anbieter der PRL	Durch regelzonen-verantwortlichen ÜNB – löst automatisch PRL ab	Durch regelzonen-verantwortlichen ÜNB – manuelle Anforderung durch ÜNB
Volle Leistung	Innerhalb von 30 Sekunden	Innerhalb von 5 Minuten	Innerhalb von 15 Minuten
abzudeckender Zeitraum nach Störungsfall	0 bis 15 Minuten	ab 30 Sekunden bis 15 Minuten	ab 15 Minuten bis 60 Minuten
Vergütung	Leistungspreis	Leistungs- und Arbeitspreis	Leistungs- und Arbeitspreis
Mindestangebots-größe	Ab +/- 1 MW (symmetrisch)	5 MW positiv oder negativ*	5 MW positiv oder negativ*
Tägliche Produkte	Positiv und negativ: 6 Zeitscheiben über 4 Stunden	Positiv und negativ: 6 Zeitscheiben über 4 Stunden	Positiv und negativ: 6 Zeitscheiben über 4 Stunden

*Eine Angebotsgröße von 1 MW, 2 MW, 3 MW oder 4 MW unter der Maßgabe zulässig, dass ein Anbieter von Minutenreserve nur ein einziges Angebot je Produktzeitscheibe der positiven bzw. negativen MRL in der jeweiligen Regelzone abgibt.

Biogas-Anlagen sind technisch in der Lage, die Anforderungen für die Bereitstellung von Sekundär- und Minutenreserve zu erfüllen, allerdings haben die Ausführungen aus Kapitel I2.1 bereits deutlich gemacht, dass der Trend hin zu niedrigeren Anlagenleistungen geht und einzelne BGA mit Leistungen größer 1 MW kaum am Markt vorhanden sind. Das heißt die Teilnahme einer einzelnen Anlage auch in Kombination mit einem Batteriespeicher kommt in den meisten Fällen nicht in Frage, da die Anforderung an die Leistung nicht erreicht wird. Aus diesem Grund nehmen BGAs eher im Verbund eines virtuellen Kraftwerks am Regelenergiemarkt

teil. Unabhängig davon ist die kritischste Anforderung für die Bereitstellung der Primärreserve die Bereitstellungsdauer der vollen Leistung innerhalb von 30 Sekunden. Die meisten BGA sind nicht in der Lage diesen Leistungsgradienten zu realisieren, was die Ausführungen zur Notstromversorgung in den folgenden Kapiteln zeigen werden. Durch die Kombination mit einem Batteriespeicher könnte der Speicher zur Bereitstellung des Leistungsgradienten genutzt werden und die BGA im Anschluss die Leistung über die verbleibende Bereitstellungsdauer zur Verfügung stellen. Das heißt technisch wäre die Kombination möglich und sinnvoll, scheitert aber an der Nennleistung der meisten einzelnen Biogasanlagen. Hinzu kommt, dass der Regelenergiemarkt durch sinkende Preise in den letzten Jahren immer weiter an Attraktivität verliert, was in Abbildung 13 am Beispiel des Leistungspreises für die Primärreserve gezeigt wird.

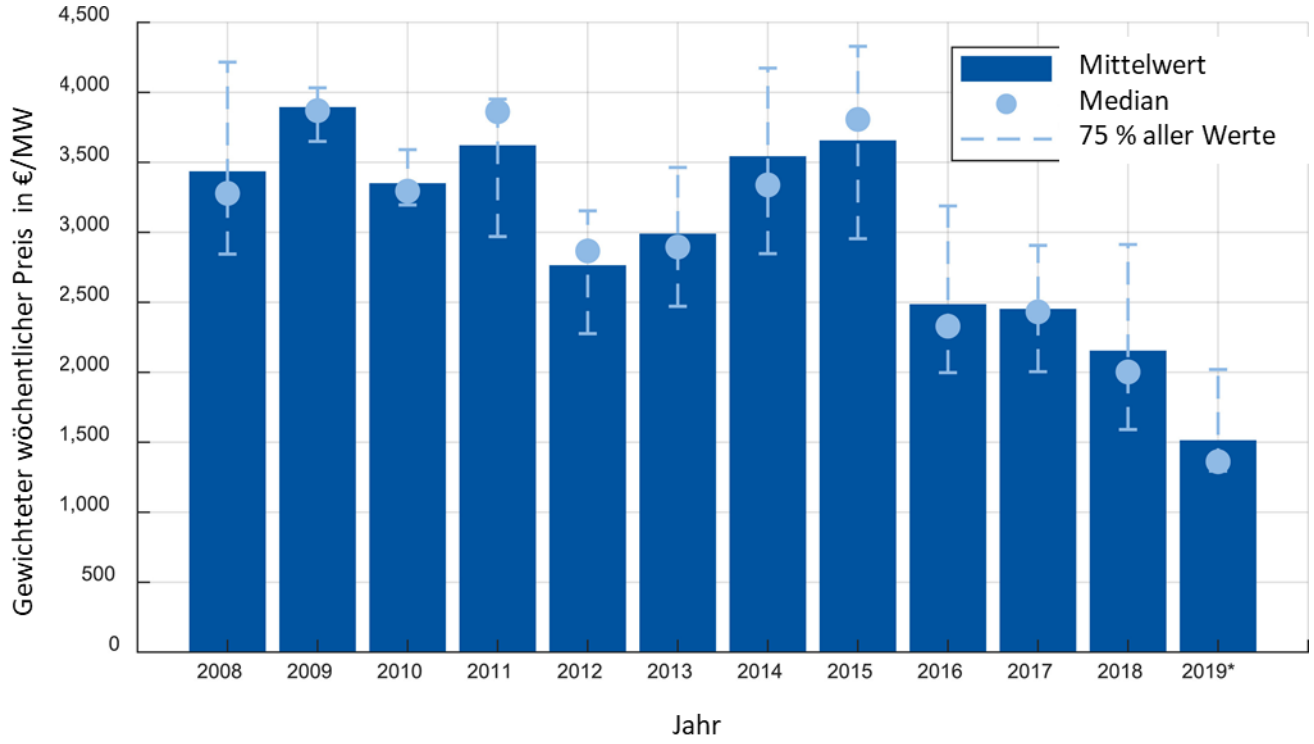

Abbildung 13: Preisentwicklung des Leistungspreis der Primärreserve (Übersetz aus [10])

1.4.2. Eigenverbrauchsoptimierung

Die Eigenverbrauchoptimierung kann grundsätzlich unterschiedliche Ziele haben. Vor dem Hintergrund des stetigen Klimawandels legen immer mehr Menschen und Betriebe Wert darauf, dass ihre Energieversorgung möglichst CO^2-neutral erfolgt. In der Regel sind allerdings betriebswirtschaftliche Ziele der Grund für die Optimierung. Durch die Weiterentwicklungen im Bereich der erneuerbaren Energien stehen beide Ziele nicht mehr zwangsläufig im Widerspruch zueinander. In jedem Fall ist es für alle Menschen und Betriebe interessant eine Not- oder gar unterbrechungsfreie Energieversorgung zu möglichst günstigen Gesamtkosten zu erhalten.

Bei der genaueren Auswertung der Energieversorgung ist die Zeit bzw. die zeitliche Auflösung des Verbrauchs- und Erzeugungsprofils eines der wichtigsten Kriterien. Während es für die Not- bzw. unterbrechungsfreie Energieversorgung technisch wichtig ist, dass die Versorgungsleistung in jedem Zeitpunkt gesichert und im Gleichgewicht mit dem Verbrauch ist, wird bei der Abrechnung meist die Bilanz am Ende eines definierten Zeitraums ausgewertet. Für private Kunden erfolgt die Abrechnung des Stromverbrauchs am Jahresende über die Auswertung des Stromzählers, d.h. hier wird die aktuelle Leistung zu keinem Zeitpunkt direkt gemessen. Anders ist es für Großkunden. Ab einem Stromverbrauch von 30.000 kWh/Jahr kann der Kunde eine registrierende Leistungsmessung anstelle des Stromzählers installieren lassen, ab einem Stromverbrauch von 100.000 kWh/Jahr ist es verpflichtend. Bei der registrierenden Leistungsmessung erfassen die Zähler den 15-Minuten-Mittelwert des Verbrauchs und der Einspeisung. Der Kunde hat dann auch die Möglichkeit den Verlauf in sog. Stromportalen selbst einzusehen. Dort wird entweder der 15-Minuten Mittelwert der Leistung oder die Energie, die in 15 Minuten verbraucht bzw. eingespeist wurde, angegeben. Durch die registrierende Leistungsmessung erhält der Kunde einen besseren Einblick in das eigene Energieverbrauchsprofil. Die Betrachtung der 15 Minuten Intervalle würde jedoch nicht ausreichen um die Energieversorgung eines isolierten Systems auszulegen. Dieser Aspekt wird später detaillierter behandelt, wenn der Fall der Notstromversorgung genauer geschildert wird. Zunächst wird weiter vorausgesetzt, dass die Versorgung durch den Netzanschluss gesichert ist.

Jeder Netzanschluss ist so ausgelegt, dass eine unterbrechungsfreie Energieversorgung in der Regel gewährleistet werden kann, d.h. sowohl mit als auch ohne registrierende Leistungsmessung wird der

Energiebedarf des Kunden unterbrechungsfrei gedeckt. Für die Energieversorgung entstehen Kosten, die optimiert werden können. Die Energieversorger bieten unterschiedliche Tarife an. Für Kunden ohne registrierende Leistung wird der Energieverbrauch allein über den Arbeitspreis in €/kWh abgerechnet. Kunden mit registrierenden Leistungsmessung zahlen zusätzlich einen Leistungspreis in €/kW, der für die höchste bezogene Leistung (15 Minuten Mittelwert) im Kalenderjahr anfällt.

Durch den Betrieb von eigenen Erzeugungsanlagen kann der Stromverbrauch anteilig gedeckt werden. Das macht genau dann Sinn, wenn die dafür anfallenden Kosten geringer sind als die Kosten die für die Energieversorgung durch den Netzbetreiber. Das ist aber nicht der einzige Aspekt der berücksichtigt werden muss, was die Betrachtung der aktuellen Situation des Landwirtschaftszentrum Eichhof zeigen wird. Tabelle 8 zeigt zunächst die Bilanz der verbrauchten und erzeugten Energie für das Jahr 2020.

Tabelle 8: Verbrauch und Erzeugung am Landwirtschaftszentrum Eichhof 2020

Stromverbrauch	- 767.864 kWh
BHKW 1	+ 1.041.154 kWh
BHKW 2	+ 77.166 kWh
PV	+ 116.896 kWh
Summe	= 467.352 kWh

In Summe wird mehr Energie erzeugt als verbraucht, das heißt rein bilanziell wäre der Eichhof in der Lage sich autark mit Energie zu versorgen. Bei der weiteren Analyse müssen zwei weitere Effekte berücksichtigt werden. Zum einen die bereits beschriebene zeitliche Auflösung und zum anderen die Einspeisevergütung.

In Bezug auf die zeitliche Auflösung muss überprüft werden, ob das Erzeugungsprofil mit dem Verbrauchsprofil zusammenpasst. Dies ist am einfachsten am Beispiel von PV-Anlagen zu erklären, die nur tagsüber, wenn die Sonne scheint, ihre Leistung zur Verfügung stellen. Dadurch ist es möglich, dass eine PV Anlage in Summe den Energiebedarf eines Verbrauchers deckt, aber nicht zu jeder Zeit die benötigte Leistung bereitstellt. In diesem Fall muss ein Speicher für die zeitliche Verschiebung installiert werden oder immer dann, wenn die PV-Anlage weniger Leistung erzeugt, als benötigt wird, Energie aus dem Netz bezogen werden.

Das Erzeugungsprofil von Biogasanlagen weist deutliche Unterschiede auf. Biogasanlagen können die Leistung über einen Großteil der Stunden im Jahr zur Verfügung stellen, wodurch der Eigenverbrauch besser gedeckt werden kann. Je nach Größe der Anlage liegt die Stromproduktion häufig sogar weit über dem Bedarf des Betreibers, was die Ausführungen in Kapitel II.1.5 zeigen werden. An dieser Stelle wird die Vergütung der Anlagen entscheidend. Im Fall des Eichhofs liegt der Strombezugspreis bei 0,17673 €/kWh, während die Vergütung der BHKWs 0,2062 €/kWh beträgt und die Vergütung der PV-Anlage 0,4617 €/kWh. Das heißt der mögliche Erlös durch die Einspeisung der erzeugten Energie ist höher als der Preis, der für dessen Bezug aus dem Netz entrichtet werden muss. In dieser vereinfachten Rechnung fehlt die Berücksichtigung des Leistungspreises, aber der deutliche Unterschied führt dazu, dass auch dessen Berücksichtigung die Situation nicht ändert. Aus wirtschaftlicher Sicht ist es in diesem Fall empfehlenswert die gesamte erzeugte Energie in das Netz einzuspeisen. Wenn die Stromkosten oder die Vergütung sich ändern, was spätestens nach dem Ablauf der festgeschriebenen Vergütung der Fall sein wird, muss die Situation neu bewertet werden (vergleiche Kapitel II.1.7).

Die Vergütung ist im Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG) geregelt und wurde seit dessen erstmaligen Inkrafttreten mehrfach novelliert. Es gibt unterschiedliche Gründe für die Novellierungen. Einer davon ist, dass sich die Stromgestehungskosten für erneuerbare Energien ständig weiter reduziert haben. Auf jeden Fall ist die Vergütung von Biogasanlagen dadurch stark von der Leistung und dem Installationsjahr abhängig und insgesamt recht komplex, was die Zusammenfassung in Tabelle 9: Vergütung von Biogasanlagen in ct/kWh verdeutlicht. Bis zum Jahr 2012 war es möglich, neben der Grundvergütung noch unterschiedliche Boni zu erhalten, wobei zu betonen ist, dass die BHKWs nicht nur Strom, sondern auch Wärme erzeugen und sich beispielsweise der KWK-Bonus auch auf den Wärmeertrag bezieht, so dass die Vergütung nicht allein aus der Summenbildung in der Tabelle bestimmt werden kann. Das Bonus System wurde im Jahr 2012 abgeschafft. Außerdem erhalten Anlagen über 100 kW seit 2012 nur für 50 % der installierten Leistung die EEG Vergütung, was eine deutliche Reduzierung des Zubaus zur Folge hatte.

Tabelle 9: Vergütung von Biogasanlagen in ct/kWh [17]

EEG/Anlage		bis 150 kW	bis 500 kW	bis 750 kW	bis 5 MW	bis 20 MW
2000	Grundvergütung (ct/kWh)	11,67	10,23		9,21	
	NawaRo-Bonus (ct/kWh)		7		4	
	Güllebonus (NICHT für Biomethan-BHKW) (ct/kWh)	4	1			
	Landschaftspflegebonus	2	2			
	KWK-Bonus (ct/kWh)	3	3			
	Innovationsonus (ct/kWh)					
	Gasaufbereitung (1 oder 2 ct/kWh)					
	Luftreinhaltebonus (ct/kWh) (bei BImSchG-Anlagen)	1	1			
2004	Grundvergütung (ct/kWh)	11,67	9,9		8,9	
	NawaRo-Bonus (ct/kWh)		7		4	
	Güllebonus (NICHT für Biomethan-BHKW) (ct/kWh)	4	1			
	Landschaftspflegebonus	2	2			
	KWK-Bonus (ct/kWh)	3	3			
	Innovationsonus (ct/kWh)					
	Gasaufbereitung (1 oder 2 ct/kWh)					
	Luftreinhaltebonus (ct/kWh) (bei BImSchG-Anlagen)	1	1			
2009	Grundvergütung (ct/kWh)	11,67	9,18		8,25	
	NawaRo-Bonus (ct/kWh)		7		4	
	Güllebonus (NICHT für Biomethan-BHKW) (ct/kWh)	4	1			
	Landschaftspflegebonus	2	2			
	KWK-Bonus (ct/kWh)	3	3		3	
	Innovationsonus (ct/kWh)	2	2		2	
	Gasaufbereitung (1 oder 2 ct/kWh)					
	Luftreinhaltebonus (ct/kWh) (bei BImSchG-Anlagen)	1	1			
2012	Grundvergütung (ct/kWh)	14,3	12,3	11	11	6
	Einsatzstoffvergütungsklasse I (ct/kWh)	6	6	5	4	
	Einsatzstoffvergütungsklasse II (ct/kWh)	8	8	8 (bei Gülle 6)	8 (bei Gülle 6)	
2014	Biomassevergütung (ct/kWh)	13,66	11,78		10,55	5,85
2017	Biomassevergütung (ct/kWh)	13,32				
2021	Biomassevergütung (ct/kWh)	12,8				

Zum Vergleich zeigt Tabelle 10 die Vergütungen für PV Anlagen, die zwischen den Jahren 2008 und 2012 errichtet wurden und Tabelle 11 die Feste Einspeisevergütung für das Jahr 2021. Die Zeitspanne von 2008 bis 2012 wurde für den Vergleich herangezogen, weil in diesen Jahren besonders viele Biogasanlagen installiert wurden (vergleiche Kapitel I.1.1).

Tabelle 10: Vergütung von PV Anlagen in ct/kWh [18]

Jahr	Monat	bis 30 kW_p	ab 30 kW_p	ab 100 kW_p	ab 1 MW_p
2008		46,75	44,48	43,99	43,99
2009		43,01	40,91	39,58	33
2010	Januar	39,14	37,23	35,23	29,37
2010	Juli	34,05	32,39	30,65	25,55
2010	Oktober	33,03	31,42	29,73	24,79
2011		28,74	27,33	25,86	21,56
2012	Januar	24,43	23,23	21,98	18,33

Tabelle 11: Vergütungssätze für PV Anlagen [19]

Vergütungssätze in Cent/kWh - Feste Einspeisevergütung:				
Inbetriebnahme	Wohngebäude, Lärmschutzwände und Gebäude (§ 48 Abs. 2 EEG)			Sonstige Anlagen bis 100 kW (§ 48 Abs. 1 EEG)
	bis 10 kW	bis 40 kW	bis 100 kW	
ab 01.01.2021 [4]	8,16	7,93	6,22	5,61
ab 01.02.2021 [4]	8,04	7,81	6,13	5,53
ab 01.03.2021 [4]	7,92	7,70	6,04	5,44
ab 01.04.2021 [4]	7,81	7,59	5,95	5,36
ab 01.05.2021 [4]	7,69	7,47	5,86	5,28
ab 01.06.2021 [4]	7,58	7,36	5,77	5,20
ab 01.07.2021 [4]	7,47	7,25	5,68	5,12

4) Degressionsberechnung nach § 49 EEG 2021 (anzulegender Wert siehe oben abzgl. 0,4 Cent/kWh nach § 53 Abs. 1 EEG 2021)

Aus den Tabellen geht zum einen hervor, dass die Vergütung über die Zeit deutlich gesunken ist und zum anderen, dass jeder Betrieb in Abhängigkeit der installierten Leistung und des Installationsjahres andere Grundvoraussetzungen hat. Generell ist aber davon auszugehen, dass jede Anlage nach Ablauf der festgeschriebenen Vergütung, eine geringere Vergütung erhält, wenn sie weiter betrieben wird. Ob der weitere Betrieb dann wirtschaftlich ist hängt nicht nur von der Vergütung, sondern auch vom Stromeinkaufspreis und den Stromgestehungskosten ab.

Tabelle 12 fasst zusammen wie sich der Strompreis zusammensetzt. Der Unterschied zwischen privaten Haushalten und kleinen Betrieben ist, dass Unternehmen des produzierenden Gewerbes sowie der Land- und Forstwirtschaft sich auf Antrag beim Hauptzollamt 25 % der Steuer erstatten lassen bzw. davon ausgeschlossen werden können. Große Betriebe können Sondervertragskunde werden, was dazu führt, dass eine registrierende Leistungsmessung installiert und ein individueller Stromtarif vereinbart wird. Darüber hinaus variieren die Tarife der unterschiedlichen Anbieter.

Tabelle 12: Stromkosten

	Art des Letztverbrauchers	Haushalt	Betrieb <30MWh	Betrieb >30MWh kein Sondervertragskunde	Betrieb > 30 MWh Sondervertragskunde
	Form der Belastung				
Versorgeranteil	Beschaffung und Vertrieb	6,2	6,2	6,2	9,9[2]
	Netzentgelt (inkl. Messung, Messbetrieb und Abrechnung)	7,29	7,29	7,29	
Abgaben, Umlagen	Konzessionsabgabe	1,66	1,66	1,66	0,11
	EEG-Umlage (für das Jahr 2021)	6,5	6,5	6,5	6,5
	KWK-Umlage	0,345	0,345	0,345	0,345
	Offshore-Umlage	0,037	0,037	0,037	0,037
	AbLaV-Umlage	0,011	0,011	0,011	0,011
	StromNEV-Umlage	0,37	0,37	0,37	0,37
Steuern	Stromsteuer	2,05	1,537	1,537	1,537
	Mehrwertsteuer	4,64797	4,5505	4,5505	3,5739
	Gesamtstromkosten pro kWh (ohne MwSt.)	24,463	23,95	23,95	18,81
	Gesamtstromkosten pro kWh (mit MwSt.)	29,11097	28,5005	28,5005	22,3839[3]

Während die Vergütung und der Stromeinkauf von Dritten abhängt, müssen die Stromgestehungskosten der eigenen Anlage selbst ermittelt werden. In Kapitel II.1.1 wurde beschrieben, dass die Annuitätenmethode eine Möglichkeit zur Berechnung der Stromgestehungskosten bietet, aber für die betriebsinterne Kalkulation gibt es keine Vorgaben. Jeder Anlagenbetreiber muss hier selber die Verantwortung für seine betriebswirtschaftliche Kalkulation tragen. Abbildung 14 zeigt die aktuellen Stromgestehungskosten von unterschiedlichen neuen Energieerzeugungsanlagen. Bei Bestandsanlagen, die aus der festgeschriebenen Vergütung laufen, müssen die Stromgestehungskosten neu berechnet werden. In der Regel sollten die Anlagen am Ende dieses Zeitraums abgeschrieben sein, so dass neben den laufenden Kosten nur noch Reparatur- und Wartungskosten, sowie ggf. Neuinvestition, die für den weiteren Betrieb der Anlage notwendig sind, als Kosten berücksichtigt werden müssen. Dadurch können die Kosten deutlich von denen in Abbildung 14 abweichen.

[2] Kosten für die Beschaffung und das Netzentgelt aus Mittelwert geschätzt

[3] Mittelwert: 22,22 ct/kWh für Gewerbekunden betrachteter Stromverbrauch: 50.000 kWh pro Jahr, Preisstand: November 2019)

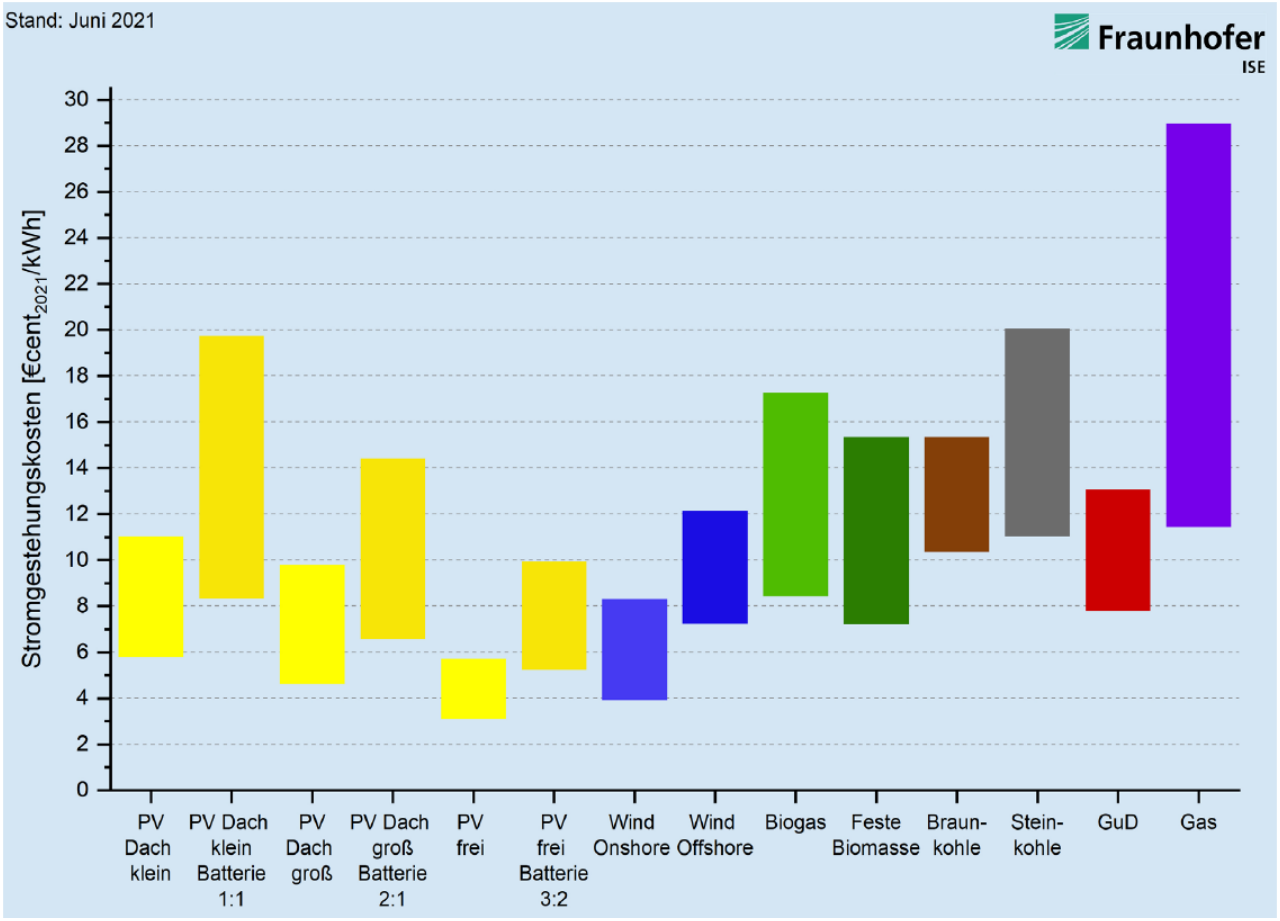

Abbildung 14: Stromgestehungskosten für Energieerzeugungsanlagen [20]

Im privaten Bereich wird unter der Eigenverbrauchsoptimierung meistens die Kombination aus PV-Anlagen und einem Batteriespeicher verstanden. Der tagsüber erzeugte Strom kann dann nicht nur am Tag, sondern auch in der Nacht zur eigenen Versorgung genutzt werden. Aus Abbildung 14 geht hervor, dass es so heute schon möglich ist, geringere Strompreise als beim Energieversorger zu erzielen, wodurch in diesem Segment eine starke Entwicklung stattfindet. Für landwirtschaftliche Betriebe ist dieses Konzept ebenfalls möglich, aber der Fokus soll in diesem Vorhaben auf der Kombination von einer Biogasanlage mit einer Batterie liegen.

Im Projekt Biogas Autark wurde umfangreich untersucht, in wie weit der autarke Betrieb mit einer Biogasanlage möglich ist [21]. Dabei wurden unterschiedliche Herausforderungen geschildert. Folgende Beispielrechnung soll zeigen, warum ein autarker Betrieb durch die Kombination einer Biogasanlage und eines Batteriespeichers heute und in naher Zukunft für den Bilanzkreis eines landwirtschaftlichen Betriebes sehr wahrscheinlich nur schwer mit dem Anschluss an das öffentliche Netz bzw. die Versorgung durch den Energieversoger konkurrieren kann. Bei diesem Beispiel muss vorausgesetzt werden, dass die Leistung des BHKWs zum Verbrauch des Betriebes passt. Technisch wäre die Kombination aus der Biogasanlage mit einem Batteriespeicher dann in der Lage die autarke Versorgung zu gewährleisten, wenn der Batteriespeicher so ausgelegt ist, dass er die maximale Verbrauchsleistung im Jahr zur Verfügung stellen kann und die Kapazität groß genug ist um die Versorgung während der Stillstandszeit der Biogasanlage, unter Berücksichtigung des Gasspeichers, aufrecht zu erhalten.

Aus technischer Sicht können Batterien in beliebigen E/P-Verhältnissen (Energie bzw. Kapazität zu Leistung) realisiert werden. Die aktuelle Marktuntersuchung aus [10] zeigt aber das typische Werte bei E/P= 1h…6h liegen, wobei für die Eigenversorgung eher E/P=1h üblich ist. Für das stark vereinfachte Beispiel wird aus diesem Grund ohne weitere, detaillierte Auslegung ein 100 kW/100 kWh Batteriespeicher betrachtet. Auf Basis der Untersuchungen aus Kapitel II.1.1 können die zyklenabhängigen Speicherkosten abgeleitet werden. Die Ergebnisse werden in Tabelle 13 zusammengefasst. Die dort angegebenen Durchspeicherkosten wurden berechnet in dem die Gesamtannuität durch die aus dem Batteriespeicher entnommene Energie geteilt wurde. Ein Vollzyklus wird dann erreicht, wenn der Speicher in der Bilanz einmal vollständig geladen und entladen wurde. Die Berechnung erfolgt in dem die gesamte entnommene Energie pro Jahr durch die Leistung des Batteriespeichers geteilt wird.

Bei der Berechnung der Durchspeicherkosten wurde kein Strombezugspreis berücksichtigt. Im Fall der Eigenversorgung würde dieser den Stromgestehungskosten der Biogasanlage entsprechen und müsste in erster Näherung zu den angegebenen Werten addiert werden. Für eine genauere Auswertung müssten diese Kosten als Energiekosten unter den bedarfsgebundenen Kosten berücksichtigt werden(vgl. Kapitel II.1.1)

Tabelle 13: Durchspeicherkosten in €/kWh für einen 100 kW/100kWh Batteriespeicher

Kapazitätsbezogene Kosten in €/kWh	550	512	412	312
Zellkosten in €/kWh	338	300	200	100
Leistungsbezogene Kosten in €/kW	175	175	175	175
100 Vollzyklen pro Jahr	1,2075	1,1628	1,0452	0,9276
200 Vollzyklen pro Jahr	0,6037	0,5814	0,5226	0,4638
300 Vollzyklen pro Jahr	0,4025	0,3876	0,3484	0,3092
400 Vollzyklen pro Jahr	0,3019	0,2907	0,2613	0,2319
500 Vollzyklen pro Jahr	0,2478	0,2384	0,2138	0,1891
1000 Vollzyklen pro Jahr	0,1446	0,1385	0,1224	0,1063
Investitionskosten	72.500 €	68.700 €	58.700 €	48.700 €
Summe der kapitalgebundenen Kosten	88.813 €	85.013 €	75.013 €	65.013 €
Gesamtannuität x Betrachtungszeitraum (10 Jahre)	120.746 €	116.277 €	104.518 €	92.758 €

Im Vergleich zu den Strompreisen sind die Durchspeicherkosten, selbst bei der weiteren Kostendegression der kapazitätsbezogenen Kosten, vergleichsweise hoch. Auch wenn aus einer detaillierten Speicherauslegung, neben den Einsätzen während der Stillstandszeiten des BHKW noch weitere Speichereinsätze bei schnellen Lastwechseln resultieren würden, sind mehr als 500 Vollzyklen pro Jahr unrealistisch. Typisch für die Eigenversorgung wäre ein Vollzyklus pro Tag bzw. 365 Vollzyklen pro Jahr. Es muss allerdings berücksichtigt werden, dass der Strompreis für einen autarken Betrieb aus der Mischkalkulation hervorgeht, in der alle, für die Energieversorgung notwendigen Kosten durch den Jahresverbrauch geteilt werden müssen, um die Stromgestehungskosten für den Betrieb zu berechnen. Das heißt bei der Berechnung des Anteils für den Batteriespeicher müsste dann auch die anfallenden Kosten durch den gesamten Verbrauch des Betriebes und nicht nur durch die ausgespeicherte Energie geteilt werden.

Tabelle 14: Beispiel Betrieb mit 100 kW/100 kWh Batteriespeicher

Betrieb	
Mittlere Leistung	50 kW
Jahresenergieverbrauch	365 Tage * 24 h * 50 kW = 438.000 kWh/Jahr
Spitzenlast	100 kW
Batterie	
Leistung	100 kW
Kapazität	100 kWh
Vollzyklen pro Jahr	365
Gespeicherte Energie	365 * 100 kWh = 36.500 kWh
Durchspeicherkosten	0,35 €/kWh
Speicherkosten im Jahr	0,35 €/kWh * 36.500 kWh = 12.775 €
Umgelegte Speicherkosten	12.775 €/ 438.000 kWh = 0,029 €/kWh

Zu den umgelegten Speicherkosten müssen dann im einfachsten Fall nur noch die Stromgestehungskosten der Biogasanlage addiert werden. Das Problem der Beispielrechnung zeigen die Vergleiche zum Jahresenergieertrag von Biogasanlagen und zum Verbrauch der betrachteten realen Betriebe. Selbst eine Biogasanlage mit 75 kW und 7500 Vollaststunden im Jahr würde einen Jahresenergieertrag von 562.500 kWh pro Jahr haben, was über dem Verbrauch des Beispiel Betriebs aus Tabelle 14 liegt. Vergleicht man diesen Verbrauch mit all den anderen Betrieben, die im Projekt betrachteten wurden, ist nur der Verbrauch des Landwirtschaftszentrums Eichhofs höher. Das heißt selbst eine kleine Biogasanlage wäre für die Eigenversorgung aller betrachteten Betriebe überdimensioniert. In der Konsequenz müssten entweder die Volllaststunden reduziert oder ein Netzanschluss zum Verkauf der überschüssigen Energie hergestellt werden. Die Reduzierung der Vollaststunden würde zur Erhöhung der Stromgestehungskosten führen, die für

75 kW Anlagen ohnehin bereits bei ca. 0,2684 €/kWh liegen und somit höher sind als der Strombezugspreis [2]. Die Berücksichtigung der umgelegten Speicherkosten erhöht die Stromgestehungskosten entsprechend. In Summe führt die Beispielrechnung zu dem Schluss, dass ein autarker Betrieb einer Biogasanlage ohne Netzanschluss aus wirtschaftlicher Sicht nicht empfehlenswert ist, wenn der Bilanzkreis, so wie in dem Beispiel, auf den landwirtschaftlichen Betrieb selbst begrenz wird. Im Rahmen der ländlichen Energieversorgung, unter Berücksichtigung von weiteren Erzeugern und Verbrauchern, sowohl elektrisch als auch thermisch, muss eine neue Berechnung durchgeführt werden. Ohnehin war das Ziel dieser sehr stark vereinfachten Beispielrechnung nicht die autarke Energieversorgung vollständig zu bewerten, sondern sollte nur zeigen warum dieser Anwendungsfall im Rahmen dieses Vorhabens nicht weiter betrachtet wurde, obwohl es sich um eine mögliche Kombination von Biogasanlagen und Batteriespeichern handelt.

Ein anderer, typischer Anwendungsfall für Batteriespeicher bietet sich jedoch auch für Biogasanlagen-Betreiber an, die Sondervertragskunden sind und ermöglicht darüber hinaus weitere Anwendungen für die Kombination von Biogasanlagen und Batteriespeichern. Die Grundlage dafür ist, dass der Sondervertragskunde neben dem Arbeitspreis auch einen Leistungspreis an den Energieversorger entrichten muss, der für die höchste bezogene Leistung (15 Minuten Mittelwert) im Jahr anfällt. Diese Spitzenleistung tritt in der Regel nicht häufig und nur für kurze Zeiträume auf. Abbildung 15 zeigt den Verbrauch des Landwirtschaftszentrums Eichhof im Jahr 2020. In grün werden die 15-Minuten-Mittelwerte der Leistung angegeben. Die graue Kurve zeigt die sortierte Leistung, die dunkelgrüne Linie den Mittelwert über das gesamte Jahr und die rote Linie einen möglichen Schwellenwert. Durch die Installation des Batteriespeichers können alle Leistungsspitzen oberhalb des Schwellenwertes (rote Linie) abgeschnitten werden, in dem die Leistung zu den entsprechenden Zeitpunkten aus dem Batteriespeicher entnommen wird. Im gezeigten Beispiel könnte die Spitzenleistung so um 50 kW reduziert werden, was mit einer entsprechenden Kosteneinsparung im Jahr verbunden ist. Die detaillierte Auslegung des Landwirtschaftszentrum Eichhof wird in Kapitel II.1.4 fortgesetzt.

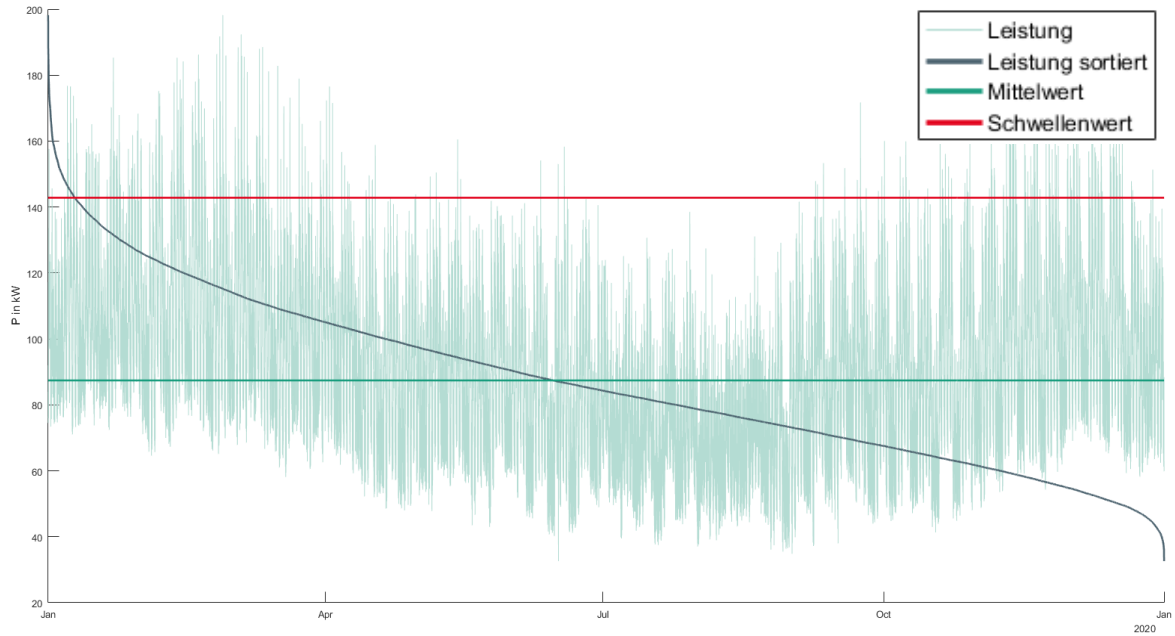

Abbildung 15: Verbrauch des Landwirtschaftszentrum Eichhof im Jahr 2020

Die oben beschriebene Anwendung bezeichnet man als Spitzenlastkappung oder Peak-Shaving. Es wird deutlich, dass auch hier kein täglicher Speicherzyklus erreicht wird, aber in diesem Fall sind die Arbeitskosten bzw. die Anzahl der Zyklen nicht ausschlaggebend. Theoretisch könnte das Verbrauchsprofil auch so aussehen, dass nur an einem Tag im Jahr eine deutliche Spitze auftritt und die Leistung den Rest des Jahres in der Nähe des Mittelwerts liegt. In diesem Extremfall hätte der Speicher nur einen Zyklus, aber die Spitzenleistung wäre trotzdem um den gleichen Wert reduziert, wodurch die Ersparnis gleich groß bleiben würde.

Die Spitzenlastkappung ist einer der häufigsten Anwendungsfälle für Batteriespeicher, da Großverbraucher dadurch schnell Ersparnisse erwirtschaften können und die Batteriespeicher in wenigen Jahren amortisiert sind. Die Anwendung ist auch für landwirtschaftliche Betriebe bzw. Betreiber von Biogasanlagen interessant und kann zum Türöffner für weitere Anwendungsfälle werden, da diese dann nicht mehr dem Druck unterliegen möglichst profitabel zu sein. Dabei ist insbesondere die Notstromversorgung ein wichtiges Thema. Landwirtschaftliche Betriebe sind durch die Tierschutz-Nutztierhaltungsverordnung verpflichtet auch im Stromausfall Lüftung, Fütterung und Frischwasserzufuhr zu gewähren. In der Regel werden dafür Notstromaggregate vorgehalten, die aufgrund der hohen Versorgungssicherheit in Deutschland fast nie zum

Einsatz kommen. Die Ausführungen in den Kapiteln II.1.4 und II.1.5 werden zeigen das mit Hilfe des Batteriespeichers unterschiedliche Möglichkeiten an den beiden Standorten bestehen um mit dem Batteriespeicher an der Notstromversorgung zu partizipieren. Im Falle des Eichhofs ist der Batteriespeicher, dessen Kosten durch die Spitzenlastkappung amortisiert werden, groß genug, um die Lasten und vor allem Lastspitzen der Biogasanlage zu versorgen, wodurch diese im Falle eines Stromausfalls weiter betrieben werden könnte und einen autarken Betrieb des Landwirtschaftszentrums Eichhof ermöglichen würde.

Im angenommenen Anwendungsfall der Beispielanlage in Wabern, der in Kapitel II.1.5 beschrieben wird, ist der dort ausgelegte Batteriespeicher groß genug um die Lüftung, Fütterung und Frischwasserzufuhr des Ferkelaufzuchtstalls für eine begrenzte Zeit zu versorgen, aber nicht groß genug um den Verbrauch der Biogasanlage zu decken. Die Ursache dafür ist, dass die Leistung der Biogasanlage um ein Vielfaches größer ist als der Verbrauch des Betriebes. Um einen Inselbetrieb der Biogasanlage zu ermöglichen müsste der Batteriespeicher hier sehr viel größer ausgelegt werden, als der Batteriespeicher, der für die Spitzenlastkappung eingesetzt wird, was gleichbedeutend damit wäre, dass er sich nicht aus einer anderen Anwendung heraus amortisieren würde. Anders als bei der Spitzenlastkappung ist es schwer die Kosten für die Notstromversorgung zu beziffern. In erster Näherung könnte man die Batteriekosten den Generatorkosten gegenüberstellen, aber da die Kosten für den Batteriespeicher in beiden Fällen bereits durch die Spitzenlastkappung amortisiert werden sind hier nicht die gesamten Anschaffungskosten für das Batteriesystem zu berücksichtigen, sondern nur die Kosten, die notwendig sind um die Notstromversorgung zu gewährleisten (z.B. Mess-, Steuer und Regelungstechnik).

Die Ausführungen in diesem Kapitel sollten vor allem zeigen, dass sowohl das Thema Eigenverbrauch für sich genommen viele Facetten hat, die stark von den einzelnen Betrieben abhängen, aber auch die Betriebe sich stark unterscheiden. Neben den unterschiedlichen Grundvoraussetzungen durch die Vergütung, den Stromeinkaufspreis und die Stromgestehungskosten darf nicht vergessen werden, dass die Biogasanlage als Teil eines Betriebes nicht nur zur Energieerzeugung genutzt wird, sondern auch für die Verwertung und Aufbewahrung des anfallenden Substarts verwendet wird. Je nach Art des Betriebes, räumlicher Aufteilung und Erfahrung der MitarbeiterInnen bestehen andere Möglichkeiten an den unterschiedlichen Betrieben. Die Berücksichtigung all dieser Parameter ist nicht ohne weiteres möglich. Deswegen sind vor allem die konkreten Auslegungsbeispiele vom Landwirtschaftszentrum Eichhof und der Bioenergie Wabern wertvoll um tiefer in das Thema einzusteigen. Die Analyse der repräsentativen Modellfälle konzentriert sich auf das Potential und zeigt auf welche Faktoren entscheidend dafür sein können ob die Eigenverbrauchsoptimierung ein möglicher Anwendungsfall ist oder nicht. Dabei wird auch noch verstärkt auf die Biogasanlage als Energieverbraucher eingegangen. Zunächst wird im nächsten Abschnitt jedoch noch ein weiterer Anwendungsfall beschrieben.

1.4.3. Alternative Antriebssysteme

Neben dem Begriff der Energiewende taucht seit einigen Jahren vermehrt auch der Begriff der Verkehrswende auf. Im Jahr 2020 hat sich die Anzahl der neu zugelassenen Elektro PKW auf einen Marktanteil von 6,7% erhöht und der Marktanteil von neu zugelassenen Plug-in-Hybride auf 6,9%. Zusammen mit den Hybriden(ohne Plug-in) machten die Fahrzeuge gut 25 % der Neuzulassungen aus [22].

Auch in Landwirtschaftlichen Betrieben werden vermehrt Maschinen mit alternativen Antriebssystem eingesetzt, wobei die Marktdurchdringung zurzeit noch als gering einzuschätzen ist. Zum aktuellen Stand (2. Quartal 2021) sind auf dem Markt als elektrische Maschinen, zu einem großen Teil Hoflader vorhanden. Diese werden besonders zum Laden und Transportieren von Gütern in niedrigen Gebäuden und für enge Durchgänge genutzt. Aber auch Teleskoplader und sogar Traktoren (in der Testphase) werden Schrittweise von Herstellern in einer elektrischen Variante angeboten. Im Anhang A2 befindet sich eine Marktübersicht.

Bei elektrischen Modellen ist zunächst zu unterscheiden, wie die Batteriespeicher in den Maschinen dimensioniert werden. Dies hängt besonders mit der Verwendungszeit, -dauer und Flexibilität der Maschinen zusammen, da es wichtig ist, in jedem Fall einen reibungslosen Ablauf der landwirtschaftlichen Arbeiten zu gewährleisten. Maschinen, die jeden Tag zum gleichen Zeitpunkt eingesetzt werden und nur für eine kurze Zeit benötigt werden, können eine kleinere Kapazität aufweisen und benötigen nicht unbedingt eine Schnellademöglichkeit. Bei Maschinen, die flexibel eingesetzt werden müssen, sollte der Batteriespeicher, möglichst schnellladefähig sein und eine höhere Kapazität für längere Einsätze aufweist. Grundsätzlich ist es technisch möglich, die kumulierte Leistung und Kapazität der einzelnen Maschinen als sog. Schwarmspeicher zusammen zu fassen und diesen für andere Anwendungen im Betrieb zu nutzen, sofern die Maschinen nicht im Einsatz sind. Um dies zu ermöglichen muss sichergestellt werden, dass die Maschinen am Ladegerät angeschlossen sind und dieses bidirektional ausgeführt ist. Bidirektionales Laden heißt, dass dem Batteriespeicher auch Energie entnommen werden kann. Zurzeit befinden sich die Ladegeräte, die dies ermöglichen, noch in der Entwicklungsphase. Die Herausforderung liegt hier insbesondere beim Energiemanagement. Insbesondere dann, wenn der Besitzer der Ladesäule und des mobilen Batteriespeichers nicht die gleiche Person sind, kommen juristische Fragestellungen hinzu, die größere Herausforderungen mit sich bringen als die technische Umsetzung. Das heißt die praktische Umsetzung ist momentan aufgrund der niedrigen Marktdurchdringung und der größtenteils fehlenden Möglichkeit des bidirektionalen Ladens noch nicht möglich. Der Blick zu den Kapazitäten, insbesondere bei den größeren

Maschinen zeigt aber, dass diese durchaus in der Größenordnung liegen, die für die Spitzenlastkappung oder die Notstromversorgung interessant sein können. Der Traktor e100 Vario der Firma Fendt hat zum Beispiel einen 100 kWh Batteriespeicher, der durch Schnellladung in 40 Minuten auf 80% aufgeladen werden kann. Das entspricht einer Ladeleistung von 0,8*100 kWh/(40/60 h) = 120 kW. Die Entladeleistung liegt in der Regel über der Ladeleistung und wird für den e100 Vario kurzfristig mit 150 kW angegeben. Der Antrieb wird jedoch mit einer Nennleistung von 50 kW angegeben. Bei der Entladeleistung wird angemerkt, dass die Schnellladung mit Gleichstrom erfolgt und die meisten Betriebe nicht über entsprechende Lademöglichkeiten verfügen. Im Vergleich mit den Lastgängen in den folgenden Kapiteln wird auch deutlich, dass durch die Schnellladung mit dieser Leistung Leistungsspitzen entstehen, die zu entsprechend höheren Kosten für die Energieversorgung führen würden, d.h. in Zukunft könnte auch die Schnelladefähigkeit der einzelnen landwirtschaftlichen Maschinen zur Ursache dafür werden warum ein stationärer Batteriespeicher erforderlich wird. Selbst am Landwirtschaftszentrum Eichhof, das im Vergleich zu anderen Betrieben einen erhöhten Verbrauch hat, lag die mittlere Leistung im Jahr 2020 bei 87,4 kW und die maximale Leistung bei 198,2 kW, so dass 150 kW zusätzliche Last die aktuelle Situation maßgeblich verändern würden. Für die Lebensdauer des Batteriespeichers ist es ohnehin empfehlenswert niedrigere Ladeleistungen zu verwenden. Das dreiphasige Laden am 400 V Hausanschluss ist entweder mit einer Stromstärke von 16 Ampere oder 32 Ampere möglich. Das entspricht Ladeleistungen von 11 kW und 22 kW, die das Verbrauchsprofil nicht so stark verändern würden. Mit diesen Ladeleistungen ist es möglich, den Batteriespeicher in fünf bis zehn Stunden vollständig zu laden.

Je nachdem wie das Einsatzprofil des Traktors am Hof ist und ob eine Schnellladung/-entladung möglich ist, könnte die Traktionsbatterie eines Traktors also für andere Anwendungsfälle im Betrieb verwendet werden. Um bewerten zu können, ob diese Kombination für einen Betrieb in Frage kommt, muss eine detaillierte techno-ökonomische Analyse durchgeführt werden. An dieser Stelle sollen zwei grafische Auswertungen des Verbrauchsprofils vom Landwirtschaftszentrums Eichhof zeigen, worauf es ankommen kann. Abbildung 16 zeigt in Rot, die auf die Maximalleistung normierten Leistungsspitzen im Jahr und in Blau, den auf die Kapazität des Batteriespeichers normierten Ladezustand des Batteriespeichers am Landwirtschaftszentrum Eichhof, dessen Auslegung im folgenden Kapitel beschrieben wird. Zu allen Zeitpunkten im Jahr, an denen der definierte Schwellenwert nicht überschritten wurde, wurde die Leistung auf null gesetzt, so dass an der Dichte der roten Linien zu erkennen ist wann die meisten Überschreitungen des Schwellenwertes im Jahr auftreten. Es ist deutlich zu erkennen, dass deutlich mehr Überschreitungen im Winterhalbjahr auftreten als im Sommerhalbjahr, was z.B. auf die Beheizung der Stallanlagen im Winter zurück zu führen ist, die im Sommer entfällt.

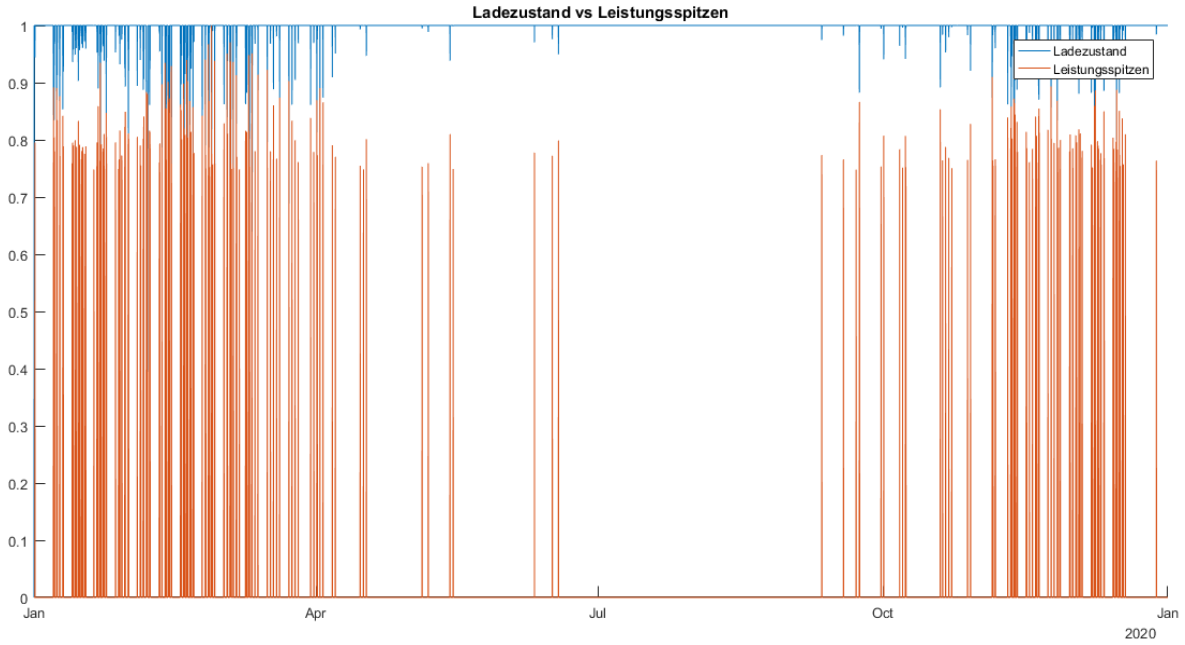

Abbildung 16: Verteilung der Leistungsspitzen des Eichhofs über das Jahr

In Bezug auf den Anwendungsfall der Spitzenlastkappung müsste die Traktionsbatterie also überwiegend im Winter eingesetzt werden. Problematisch ist hierbei, dass bereits das Verpassen einer einzigen Leistungsspitze dazu führt, dass die gesamte Kappung aller anderer Spitzen wirkungslos wird. Deshalb müsste der Speicher im besten Fall permanent am Netz angeschlossen sein, was dem zusätzlichen Hauptnutzen als Traktionsbatterie des Traktors widerspricht. Abbildung 17 zeigt wie häufig Lastspitzen über

den Tag verteilt aufgetreten sind. Es ist deutlich zu erkennen, dass während des Tages häufiger Lastspitzen aufgetreten sind als in der Nacht, was erneut dem Hauptnutzen der Traktionsbatterie widerspricht.

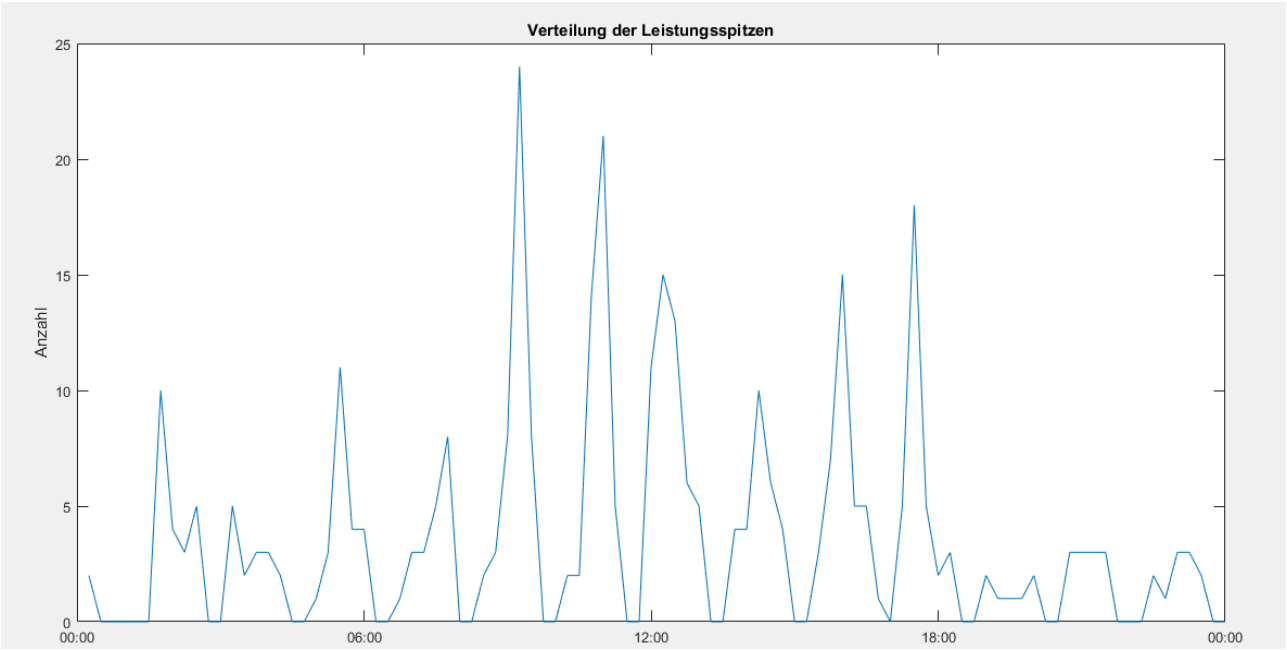

Abbildung 17: Verteilung der Leistungsspitzen des Eichhofs über den Tag

In dem Beispiel steht der Traktor stellvertretend für beliebige andere landwirtschaftliche Maschinen für die die gleichen Überlegungen gelten. In Summe betrachtet ist der Stand der Technik noch nicht weit genug um diesen Anwendungsfall als wirtschaftliche Option für einen der beiden Standorte weiter zu verfolgen. Sollten in den nächsten Jahren weitere Entwicklungen folgen und vermehrt elektrische Antriebe mit Traktionsbatterien in landwirtschaftlichen Maschinen eingesetzt werden, könnte sich hier aber ein mögliches Anwendungsgebiet ergeben. Dann muss genau untersucht werden inwiefern die Nutzungsprofile aus dem landwirtschaftlichen Betrieb und der Systemdienstleistung miteinander vereinbar sind.

Ein Anwendungsfall, der bereits heute schon interessant sein könnte, ist die Notstromversorgung. Der Speicher aus dem Beispiel des Landwirtschaftszentrum Eichhof wäre groß genug um die Lastspitzen der Biogasanlage vor Ort zu decken (vgl. Kapitel II.1.4), d.h. wenn im Fall eines Stromausfalls auf den Einsatz des Traktors für landwirtschaftliche Anwendungen verzichtet wird, kann die Biogasanlage betrieben werden und die Energieversorgung weiter gewährleistet werden. Das entspricht dem Betrieb eines Zapfwellengenerators mit dieselbetriebenen Traktoren.

Außerdem könnte die Traktionsbatterie auch eingesetzt werden, um vorhersehbare Spitzen bewusst zu kappen, d.h. falls durch bestimmte Betriebseinsätze wissentlich ein erhöhter Leistungsbedarf bestehen würde, könnte man diesem entgegenwirken.

1.5. Analyse des Landwirtschaftszentrums Eichhof

Das Landwirtschaftszentrum Eichhof in Bad Hersfeld ist eine Informations- und Bildungseinrichtung des Landesbetriebs Landwirtschaft Hessen (LLH) für den ländlichen Raum. Das Fraunhofer IEE hat einen Sitz auf dem Gelände und betreibt dort seit vielen Jahren Forschung und Entwicklungsarbeit im Bereich der Bioenergie-Systemtechnik. Im Zuge der zahlreichen absolvierten Projekte vor Ort wurde der Kenntnisstand über die Geräte und Systeme stetig erweitert. Zudem wurden unter anderem im Projekt Netzkraft, das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) unter dem Förderkennzeichen 0325776 [A bis L] gefördert wurde, Messungen an der Biogasanlage durchgeführt, deren Ergebnisse im Rahmen dieses Projektes wiederverwendet werden konnten [23]. Das Landwirtschaftszentrum Eichhof kann nicht ohne Weiteres mit einem klassischen landwirtschaftlichen Betrieb verglichen werden, bietet aber durch den extrem guten Kenntnisstand ideale Grundvoraussetzungen für die weitere Analyse im aktuellen Vorhaben. Durch die angegliederte Ausbildungseinrichtung mit Hörsälen und Internat sowie der Verwaltung, Werkstätten und Wohnhäuser kann die Liegenschaft auch als Beispiel für eine ländliche Energieversorgung im Kontext eines Dorfes dienen. Aus diesem Grund wurde es als erster konkreter Standort für die Betrachtung von Biogas-Batteriespeicher-Kombinationen ausgewählt.

Das Landwirtschaftszentrum Eichhof wird mit Hilfe von zwei Transformatoren auf der Mittelspannungsebene versorgt. Für die Untersuchungen im Rahmen des Projekts sind insbesondere die Erzeuger und Verbraucher von Interesse, die an Trafo 2 angeschlossen sind, aber die Stromrechnung und insbesondere die Ermittlung der maximalen Leistung zur Bestimmung des Leistungspreises wird aus der Summenleistung berechnet. Abbildung 18 zeigt ein Schema der Netzstruktur.

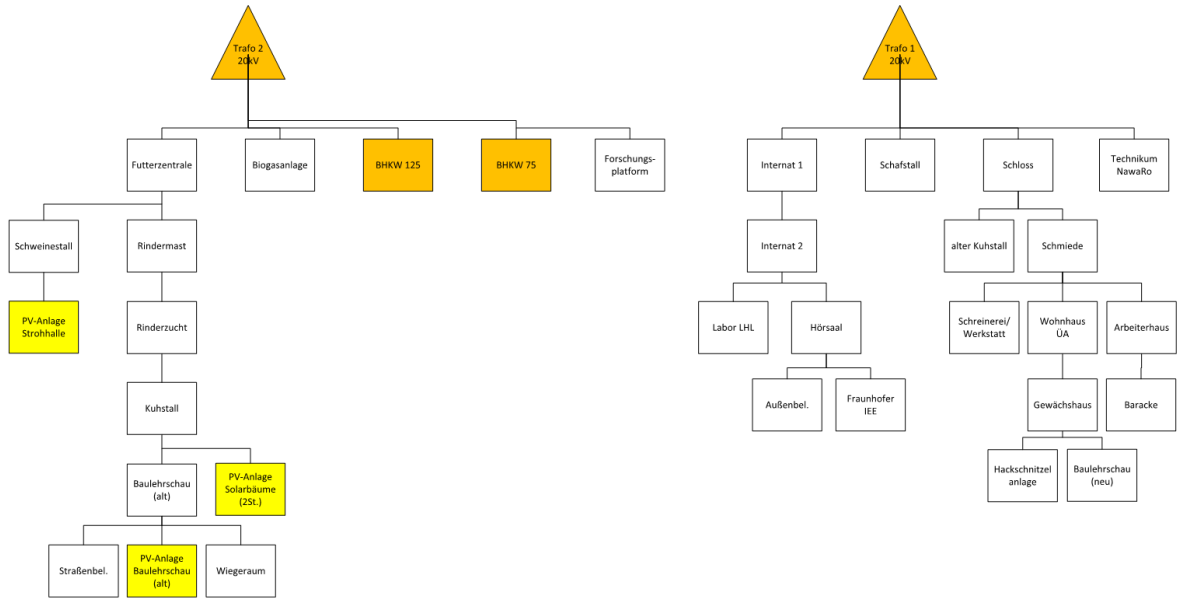

Abbildung 18: Netzstruktur Landwirtschaftszentrum Eichhof

Der Verbrauch wird über eine Bilanz aus unterschiedlichen registrierenden Leistungsmessungen bestimmt. Insgesamt werden dazu die fünf folgenden Zähler ausgewertet:

- PV: Die Leistung der PV Anlagen wird in Summe an einem Zähler erfasst und beträgt 94,7 kWp
- BHKW 1 mit 125 kW Nennleistung
- BHKW 2 mit 75 kW Nennleistung
- Trafo 1
- Trafo 2

Im Rahmen der registrierenden Leistungsmessung werden an den Zählern 15-Minuten-Mittelwerte für beide Richtungen gemessen, so dass für jeden Zähler und Zeitpunkt je zwei Messwerte zur Verfügung stehen. Der Verbrauch wird mit Hilfe der folgenden Gleichung als Bilanz aus den Werten der Zähler ermittelt:

$$Verbrauch = PV_{Einspesiung} - PV_{Bezug} + BHKW\ 1_{Einspesiung} + BHKW\ 1_{Bezug} + BHKW\ 2_{Einspeisung} + BHKW\ 2_{Bezug} - Trafo\ 1_{Einspeisung} + Trafo\ 1_{Bezug} - Trafo\ 2_{Einspeisung} + Trafo\ 2_{Bezug}$$

In der Formel wird zu Grunde gelegt, dass die gesamte Energie, die im Landwirtschaftszentrum Eichhof erzeugt wird entweder dort verbraucht oder über eine der beiden Transformatoren in das Netz eingespeist wird. Die einzige Ausnahme stellt in dem Zusammenhang der PV_{Bezug} dar, da die PV-Anlagen nicht im Besitz

des Landwirtschaftszentrums Eichhofs sind, werden die Kosten für den Eigenverbrauch der PV-Anlagen dem Besitzer in Rechnung gestellt. Über ein Online Portal können die Zähler ausgewertet werden.

Im Rahmen der Analyse wurde zunächst das Jahr 2020 ausgewertet. Abbildung 19 zeigt den Verbrauch über das gesamte Jahr. In dunkelgrün ist der Mittelwert eingezeichnet und in grau die sog. geordnete Jahresdauerlinie. Aus dieser geht hervor über welchen Zeitraum eine Leistung abgerufen wurde. In rot ist ein Schwellenwert eingetragen, der für die Auslegung des Batteriespeichers relevant ist.

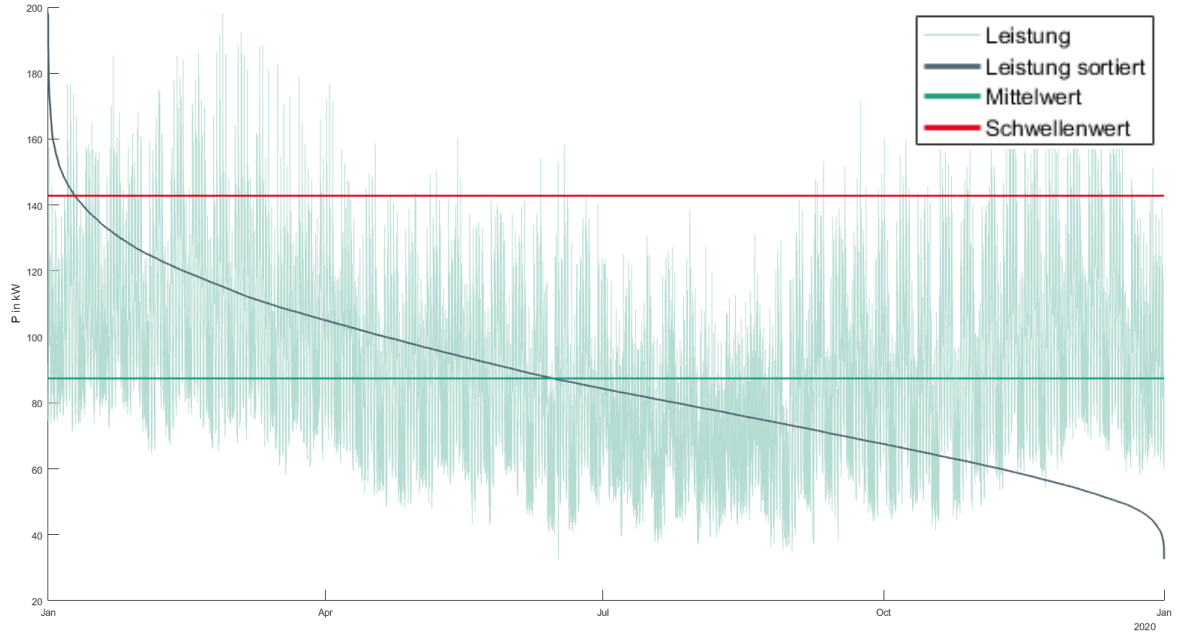

Abbildung 19: Verbrauch des Landwirtschaftszentrum Eichhof im Jahr 2020

In Tabelle 15 werden die Leistungswerte zusammengefasst.

Tabelle 15: Übersicht der Leistungswerte an Trafo 1+2

Maximalwert	Schwellwert	Mittelwert
198,2 kW	142,8 kW	87,4 kW

Als Großkunde erfolgt die Abrechnung des Stroms am Landwirtschaftszentrum Eichhof über einen Arbeits- und über einen Leistungspreis. Der Arbeitspreis fällt für die verbrauchten kWh an. Der Leistungspreis richtet sich nach dem Höchstwert der bezogenen Leistung innerhalb eines Kalenderjahres. Der Arbeitskreis am Eichhof beträgt 0,17673 €/kWh. Da sowohl die eingespeiste Energie aus den PV Anlagen mit 0,4617 €/kWh als auch der Strom aus den BHKWs mit 0,2359 €/kWh höher vergütet wird, ist es nicht empfehlenswert die erzeugte Energie selber zu verbrauchen, weil daraus ein wirtschaftlicher Verlust entsteht. Im Gegensatz dazu kann eine weitere etablierte Möglichkeit zur Optimierung des Eigenverbrauchs eingesetzt werden. Bei der sog. Spitzenlastkappung wird die maximal bezogene Leistung durch den Einsatz eines Batteriespeichers reduziert, wodurch auch der Leistungspreis geringer wird. Der Leistungspreis setzt sich aus dem Produkt des Faktors 154,93€/kW im Jahr und der maximal bezogenen Leistung zusammen.

Der Schwellenwert ist der Wert dessen Überschreitung in der Simulation dazu führt, dass die Leistungsspitze gekappt wird, in dem die benötigte Leistung aus der Batterie zur Verfügung gestellt wird. Der Wert wird im Folgenden optimiert und wurde zunächst auf den Mittelwert zwischen dem Maximalwert und dem Mittelwert der gemessenen Leistung gelegt. Durch die Reduzierung des Maximalwerts auf den Schwellenwert ergibt sich eine jährliche Ersparnis in Höhe von 154,93 €/kW *(Maximalwert –Schwellenwert)

$$Ersparnis = 154{,}93\ \frac{€}{kW} \cdot (Maximalwert - Schwellwert) = 154{,}93\ \frac{€}{kW} \cdot (198{,}2\ kW - 142{,}8\ kW)$$
$$= 154{,}93\ \frac{€}{kW} \cdot (55{,}4\ kW) = 8.583\ €$$

Dieser Anwendungsfall rentiert sich dann, wenn die jährlichen Kosten, die der Betrieb Batteriespeichers verursacht (Anschaffung bzw. Abschreibung, Stromeinkauf, Betrieb, Reparatur und Wartung) niedriger sind als die Ersparnis. In diesem Abschnitt soll nun die technische Auslegung behandelt werden.

Für den Anwendungsfall ist es entscheidend, dass jede Leistungsspitze gekappt wird, da bereits das einmalige Auftreten des Maximalwerts reicht um die Grundlage für die Berechnung des gesamten Jahres zu bilden. Im ersten Schritt wurde der Speicher mit einer Nennleistung in Höhe der Schwellenleistung und einem E/P-Verhältnis von einer Stunde angenommen, d.h. die Nennleistung des Speichers beträgt 55,4 kW und die Kapazität ist 55,4 kWh. Abbildung 20 zeigt den normierten Ladezustand in Blau und die normierten Leistungsspitze in Rot. Dabei wurden alle Leistungswerte unterhalb des Schwellwert in der Grafik auf null gesetzt damit die Häufigkeit der Überschreitung des Schwellwerts deutlicher zu erkennen ist. In den Sommermonaten treten deutlich weniger Überschreitungen als in den Wintermonaten auf.

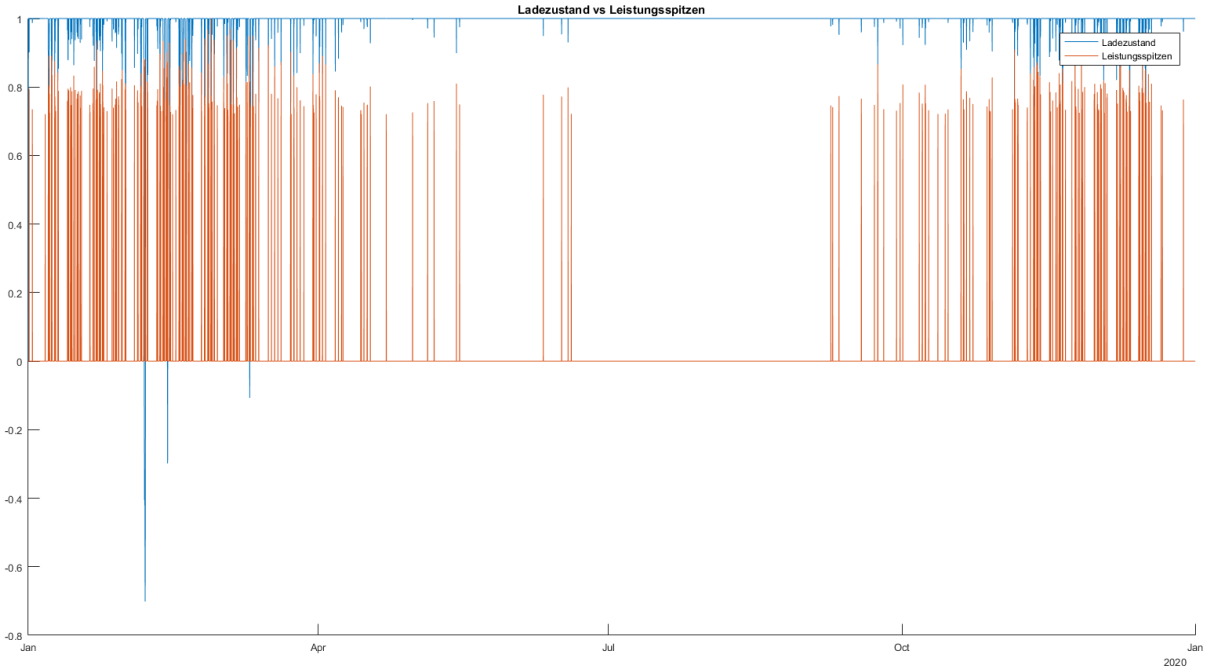

Abbildung 20: Leistungsspitzen vs. Ladezustand

Aus Abbildung 20 wird deutlich, dass in einem Fall theoretisch mehr Energie aus dem Batteriespeicher entnommen werden müsste als in diesem gespeichert ist, was physikalisch nicht möglich ist. Deswegen muss entweder die Kapazität des Speichers vergrößert oder der Schwellwert erhöht werden. Bevor dies näher erläutert wird, zeigt Abbildung 21 zunächst die Ursache. Am 6. Februar wird der Schwellwert in so vielen aufeinanderfolgenden 15-Minuten Intervallen überschritten, dass die gespeicherte Energie nicht ausreicht um den Bedarf zu decken. Darüber hinaus ist der Abstand zur nächsten Überschreitung des Schwellwerts zu gering um den Speicher wieder ausreichend aufzuladen, so dass an diesem Tag eine deutlich höhere Kapazität notwendig wäre.

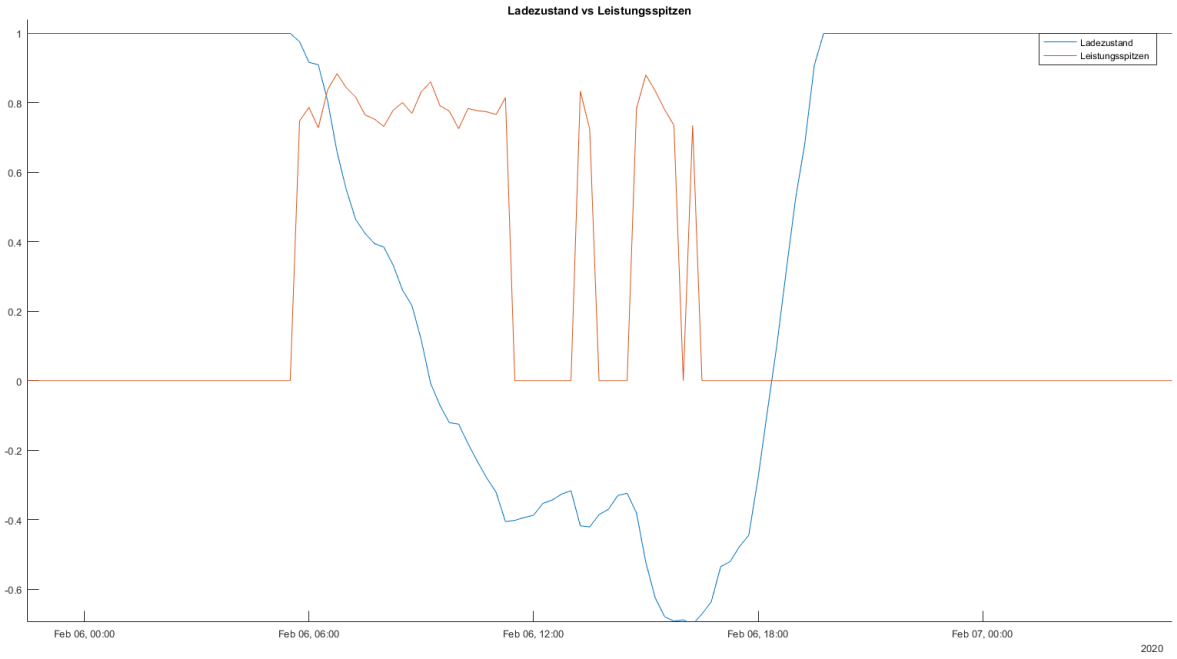

Abbildung 21: Lange Überschreitung des Schwellwerts

Die Auswertung über das ganze Jahr in Abbildung 22 zeigt, dass der Schwellenwert nur sehr selten über eine so lange Zeit am Stück überschritten wird. In 93,8% der Fälle wird der Schwellenwert nicht länger als vier zusammenhängende 15-Minuten Intervalle bzw. eine Stunde überschritten.

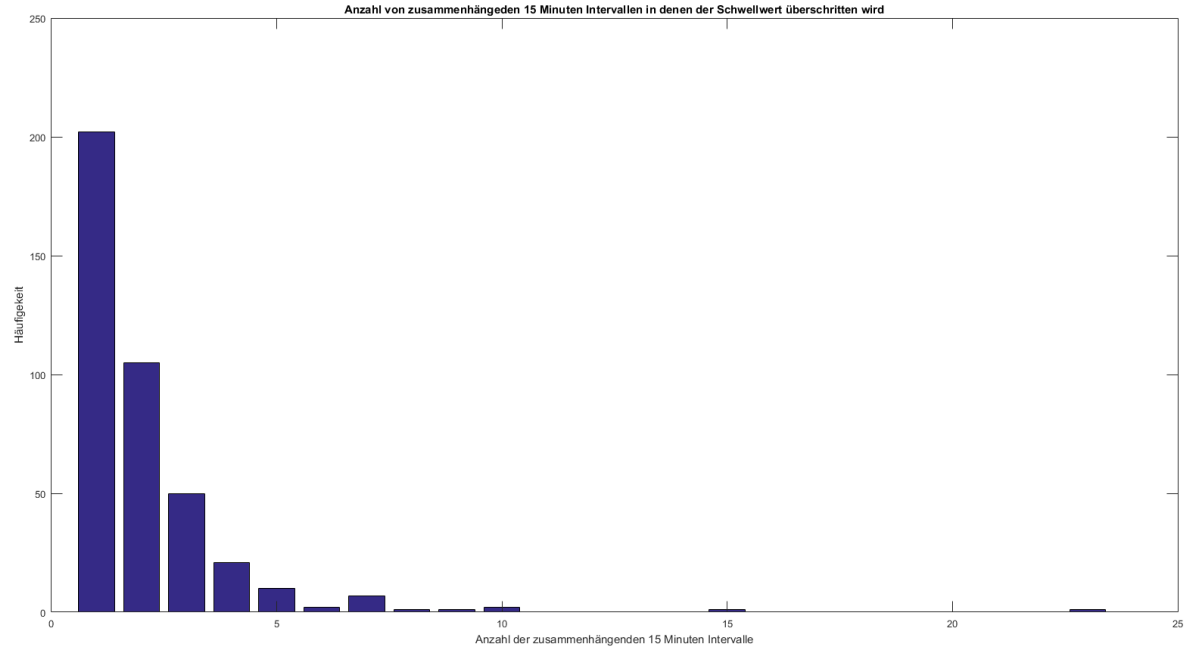

Abbildung 22: Zusammenhängenden 15 Minuten Intervallen in den der Schwellwert überschritten wird

Damit beim gewählten Schwellwert alle Leistungsspitzen gekappt werden können, müsste die Kapazität vergrößert werden, was mit entsprechend höheren Investitionskosten verbunden wäre. Aus diesem Grund ist davon abzuraten, insbesondere auch deswegen, weil der die volle Kapazität des Speichers dann nur in wenigen Ausnahmefällen im Jahr benötigt wird. Aus diesem Grund ist eine Reduzierung der Batterieleistung bzw. eine Erhöhung des Schwellwertes profitabler. Abbildung 23 zeigt die Leistungsspitzen und die Ladeleistung für einen 50 kW/ 50 kWh-Batteriespeicher.

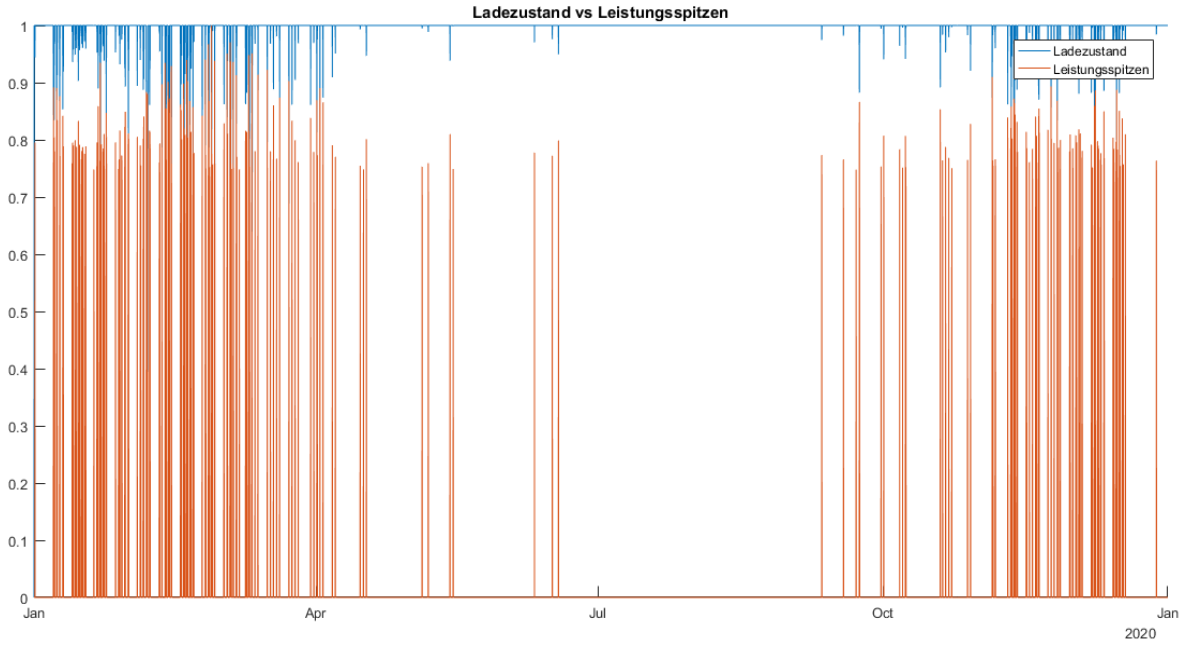

Abbildung 23: Leistungsspitzen vs. Ladezustand mit 50 kW/ 50 kWh Batteriespeicher

Es ist deutlich zu erkennen, dass der Ladezustand nun niemals negativ wird, d.h. der Speicher ist groß genug um alle Leistungsspitzen zu kappen, was auch der erneute Blick auf den 06.02.2020 in Abbildung 24 verdeutlicht.

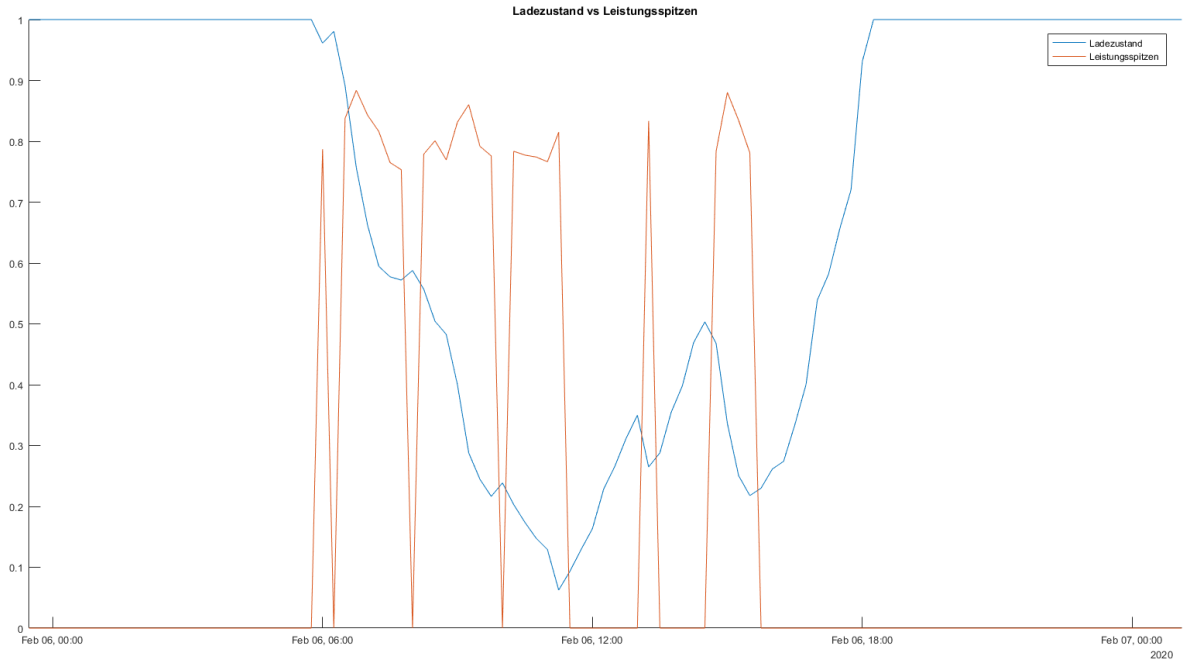

Abbildung 24: Lange Überschreitung des Schwellwerts mit 50 kW/ 50 kWh Batteriespeicher

Abbildung 25 zeigt den sortierten und normierten Ladezustand über alle 15-Minutenintervalle des Jahres. Aus der Abbildung geht die Besonderheit dieser Anwendung eindrucksvoll hervor. Der Speicher ist nahezu das gesamte Jahr vollständig geladen und kommt nur auf sehr wenige Betriebsstunden bzw. Vollzyklen pro Jahr. In dieser Anwendung wäre es fatal die jährlichen Gesamtkosten auf die im Jahr gespeicherte Energie umzulegen, da daraus Kosten resultieren, die nicht für einen Vergleich mit den Stromgestehungskosten (LCOE) von anderen Technologien geeignet sind

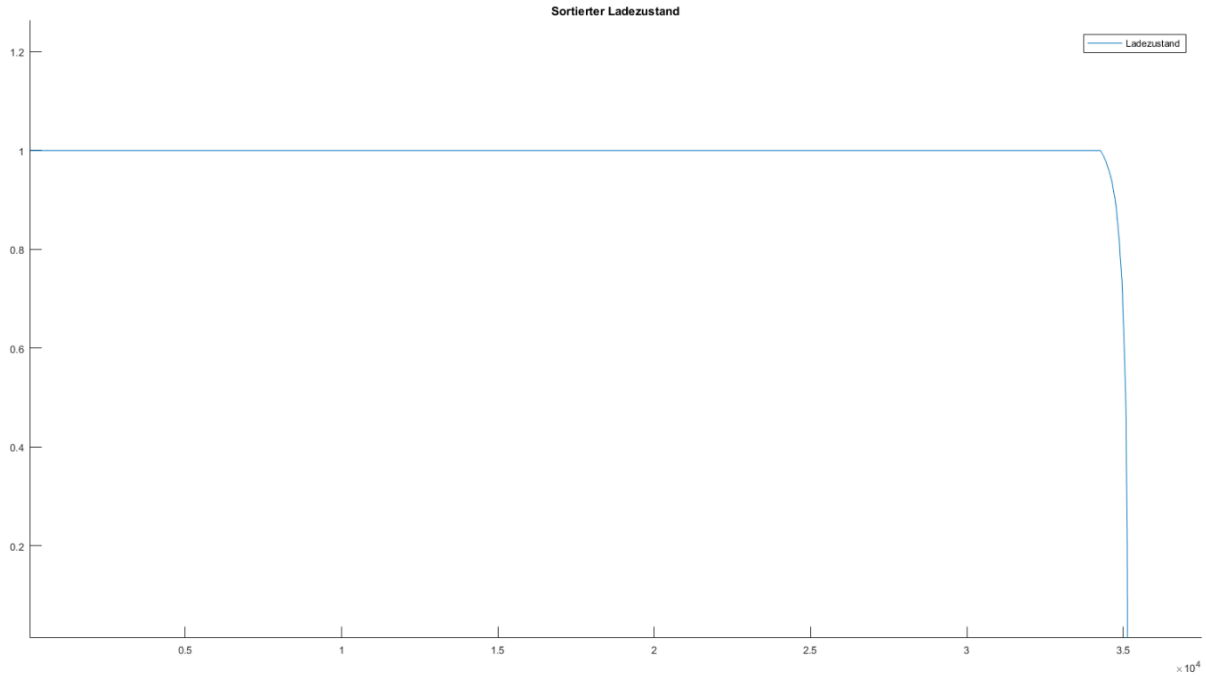

Abbildung 25: Normierter und sortierter Ladezustand

Durch die Reduzierung der Batterieleistung von 55,4 kW auf 50 kW würde sich die jährliche Ersparnis auf 7.747 € reduzieren. Im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsanalyse wurde der Betrachtungszeitraum auf 10 Jahre festgelegt, d.h. die Gesamtersparnis beträgt 74.470 €. Die kapitalgebundenen Kosten, die der Anfangsinvestition entsprechen, liegen bei 44.406 €, d.h. theoretisch überwiegen die Ersparnisse die Kosten. Im Rahmen der Annuitätenmethode werden jedoch auch laufende Kosten erfasst um die Gesamtannuität zu berechnen. Bei der Gesamtannuität handelt es sich um einen fiktiven Wert, der neben den realen Betriebskosten auch Preisänderungen, Ersatzinvestitionen und Gewinnerwartungen berücksichtigt. Die Parameter wie z.B. Eigenkapitalanteil und Zinserwartung müssen von jedem Investor bzw. für jedes Projekt festgelegt werden. Unter den in Kapitel II.1.1 getroffenen Annahmen beträgt die Gesamtannuität 7.346 € und liegt unterhalb der jährlichen Ersparnis, d.h. auch unter den getroffenen Annahmen rentiert sich die Investition in den Batteriespeicher. Darüber hinaus besteht durch die geringe Anzahl an Betriebsstunden im Jahr die Möglichkeit den Speicher für anderen Anwendungen zu verwenden. Bevor darauf weiter eingegangen wird, soll jedoch zunächst der Vergleich zum Jahr 2019 veranschaulichen, dass es wichtig ist den Betrieb bzw. dessen Energieverbrauch genau zu kennen und diesen am besten über einen möglichst langen Zeitraum auszuwerten.

Im Vergleich zu den vorherigen Analysen für das Jahr 2020 zeigen die folgenden Abbildungen Werte aus 2019. In den Kurven treten extrem ausgeprägte Leistungsspitzen auf, deren Ursprung im Rahmen des Projekts nicht geklärt werden konnte. Profile mit extremen Spitzen eignen sich besonders gut für den Anwendungsfall der Spitzenlastkappung, was die folgende Betrachtung zeigen wird.

Abbildung 26 zeigt den Verbrauch des Landwirtschaftszentrums Eichhof für das Jahr 2019. Im Verhältnis zum Verbrauch in 2020 bzw. Abbildung 19 sieht man deutlich, dass mit dem 50 kW / 50 kWh Speicher deutlich seltener Leistungsspitzen gekappt werden, was auch die Auswertung der Leistungsspitzen und des Ladezustands in Abbildung 27 zeigt.

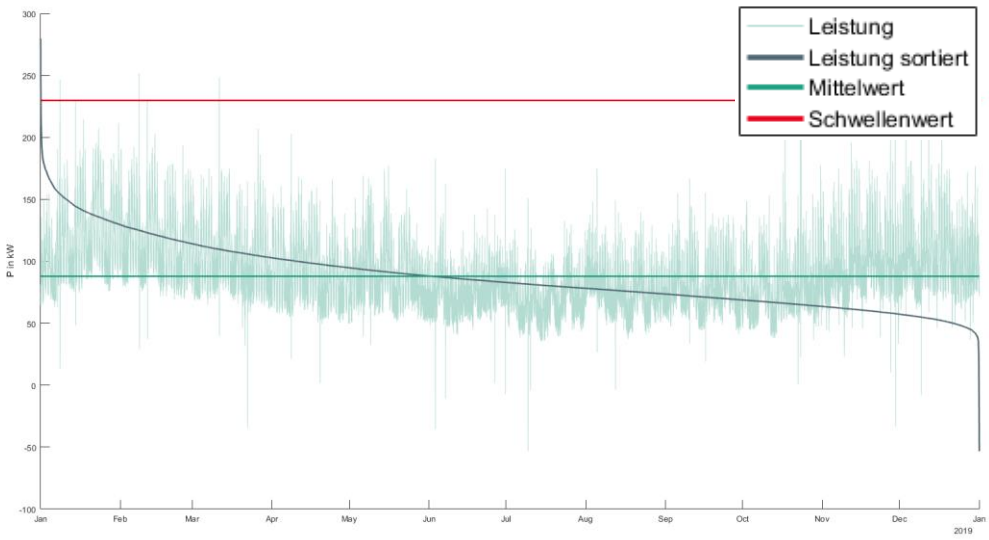

Abbildung 26: Verbrauch des Landwirtschaftszentrum Eichhof im Jahr 2019 (50 kW Batterieleistung)

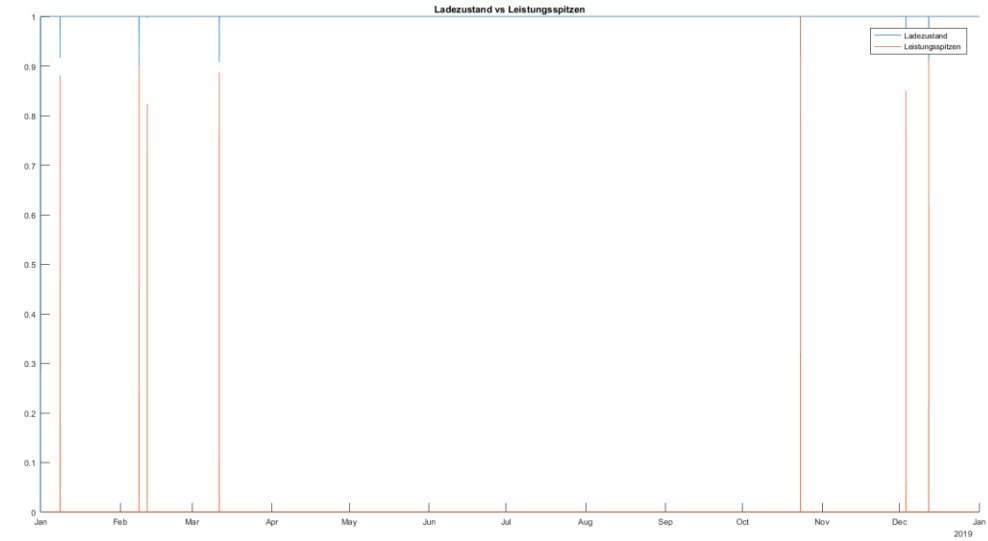

Abbildung 27: Leistungsspitzen vs. Ladezustand mit 50 kW/ 50 kWh Batteriespeicher in 2019

Bei genauere Betrachtung von Abbildung 27 fällt auf, dass nur ca. 10% der Kapazität benutzt werden, d.h. die Kapazität könnte deutlich geringer ausgelegt werden. Im Fokus dieser Anwendung steht jedoch die Reduzierung der Spitzenleistung. Deswegen wird zunächst die Leistung des Speichers auf 100 kW vergrößert. Abbildung 28 und Abbildung 29 zeigen, dass jetzt mehr Leistungsspitzen im Jahr gekappt werden und die Kapazität immer noch ausreicht.

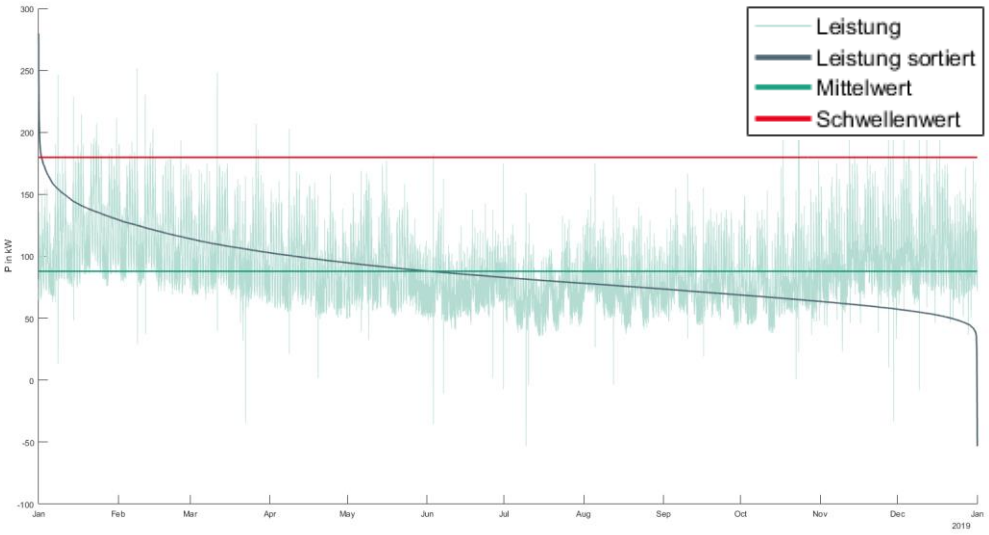

Abbildung 28: Verbrauch des Landwirtschaftszentrum Eichhof im Jahr 2019 (100 kW Batterieleistung)

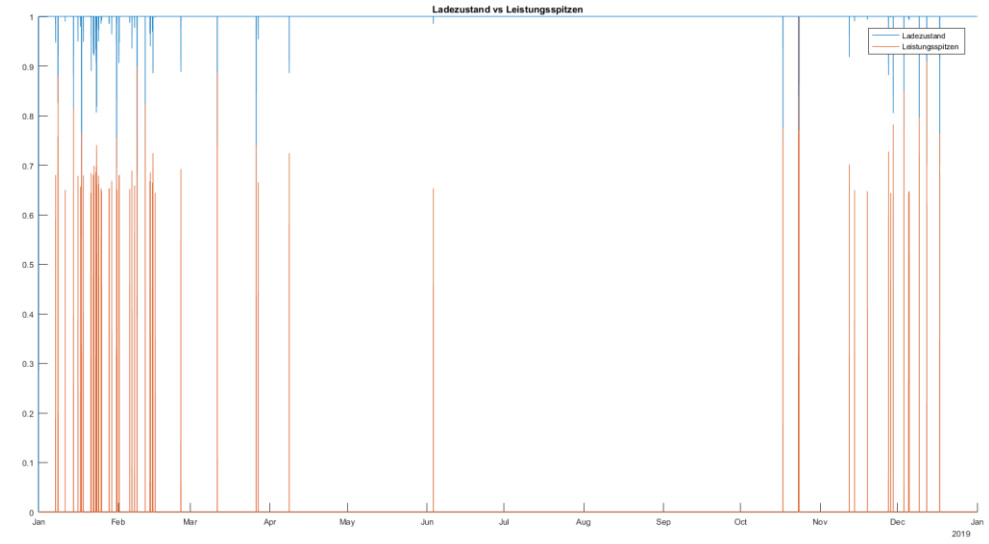

Abbildung 29: Leistungsspitzen vs. Ladezustand mit 100 kW/ 50 kWh Batteriespeicher in 2019

Eine weitere Erhöhung der Leistung auf 110 kW führt jedoch dazu, dass die Kapazität nicht mehr ausreicht, was in Abbildung 30 verdeutlicht wird. Am 23. Januar übersteigt die benötigte Kapazität 50 kWh.

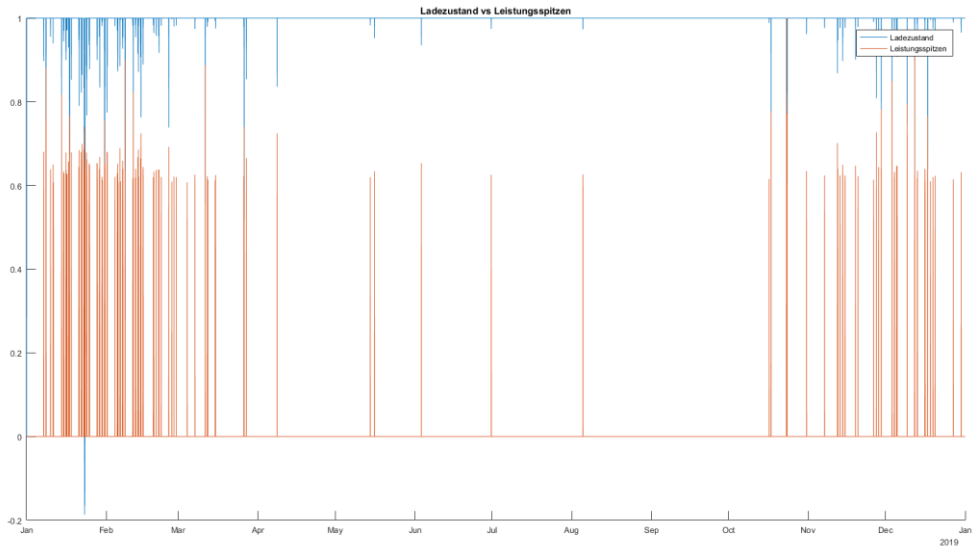

Abbildung 30: Leistungsspitzen vs. Ladezustand mit 110 kW/ 50 kWh Batteriespeicher in 2019

In einem weiteren Optimierungsschritt könnten nun sukzessive Leistung und Kapazität verändert werden. Da die leistungsspezifischen Kosten deutlich geringer sind als die kapazitätsbezogenen Kosten wäre das Ziel, dabei ein möglichst großes Verhältnis von der installierten Leistung zur installierten Kapazität zu erreichen, da dann die Investitionskosten im besten Verhältnis zu den Ersparnissen stehen. An dieser Stelle wird darauf verzichtet, da hier nur die prinzipiellen Effekte aufgezeigt und keine detaillierte Optimierung durchgeführt werden sollte.

Stattdessen soll auf einen weiteren, wichtigen Faktor bei der Auslegung eingegangen werden. Die deutlichen Unterschiede im Verbrauch des Landwirtschaftszentrum Eichhof bringen das Problem mit sich, dass für die Auslegung bekannt sein muss, ob die Profile der Kalenderjahre ähnlich sind. Für das Landwirtschaftszentrum Eichhof muss für die Auslegung davon ausgegangen werden, dass die extremen Spitzen nicht auftreten, da nur diese Herangehensweise mit Sicherheit dazu führt, dass der Batteriespeicher sinnvoll eingesetzt werden kann. Im „worst case“ würden dann Ersparnisse ausbleiben, aber der installierte Speicher wäre immer noch profitabel. Würde man andererseits die Auslegung von 2019 mit 100 kW und 50 kWh auf 2020 anwenden, dann würde der zu kappende Spitzenwert, wie in Abbildung 31 dargestellt, fast permanent überschritten werden und die Kapazität würde bei weitem nicht ausreichen. In Folge dessen könnte die Batterieleistung nicht vollständig genutzt werden, d.h. die Batterieleistung müsste, entsprechend der Auslegung für das Jahr 2020, auf 50 kW begrenzt werden, was zur Folge hätte, dass die gleichen Ersparnisse mit einem kleineren Speicher bzw. einem geringeren Investment erzielt hätten werden können.

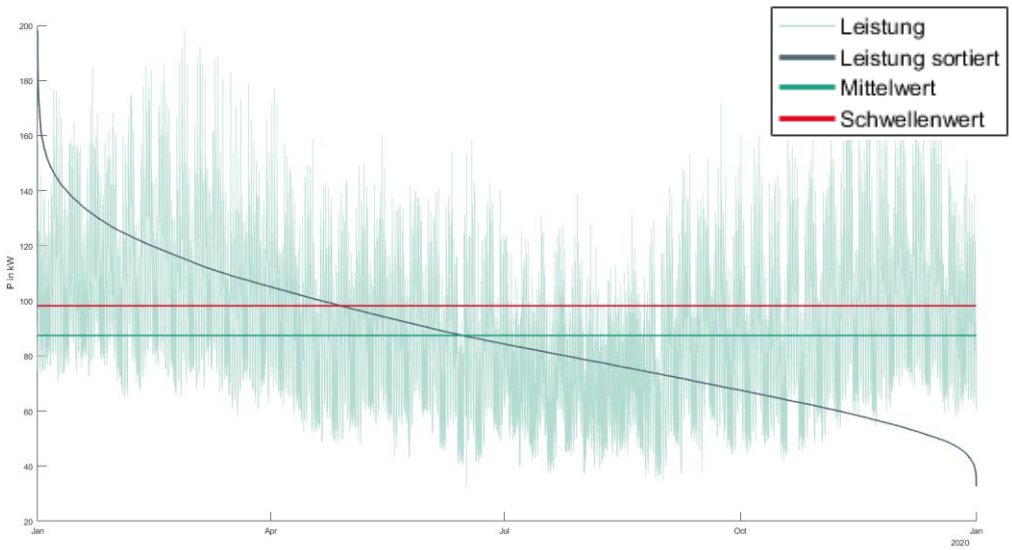

Abbildung 31: Verbrauch des Landwirtschaftszentrum Eichhof im Jahr 2020 (100 kW Batterieleistung)

Ein weiterer möglicher Anwendungsfall ergibt sich im Rahmen der Notstromversorgung. Aus technischer Sicht liegt der größte Unterschied gegenüber der bisherigen Untersuchung in der zeitlichen Auflösung. Aus

ökonomischer Sicht in der Einsatzzeit und dem Geschäftsmodell. Anders als bei der Spitzenlastkappung ist es deutlich komplexer einen Gewinn bzw. eine Ersparnis zu berechnen, was bereits in Kapitel II.1.3 thematisiert wurde. Auch hier sollen aber zunächst wieder die technischen Aspekte im Vordergrund stehen. Eine Biogasanlage ist nicht nur Energieerzeuger, sondern auch Energieverbraucher. Auch wenn der eigene Verbrauch deutlich unterhalb der erzeugten Energie liegt, muss dieser gedeckt werden damit die Biogasanlage betrieben werden kann. In der Regel wird der Verbrauch aus dem Netz gedeckt, was im Fall eines Stromausfalls nicht möglich ist. Unter der Voraussetzung, dass das BHKW der Biogasanlage ein Netz bilden kann, was für das kleiner BHKW am Eichhof erfüllt ist, kann die Biogasanlage zur Notstromversorgung genutzt werden, wenn deren Verbraucher mit Energie versorgt werden.

Im Rahmen des Projekts Netzkraft wurden die Verbraucher der Biogasanlage am Landwirtschaftszentrum Eichhof über drei Tage lang sekundenfein erfasst [23]. Abbildung 32 zeigt den Verbrauch für die drei Tage im September 2016. Es ist deutlich zu erkennen, dass die Kurven nahezu übereinanderliegen. Die genauere Betrachtung hat gezeigt, dass die Lastspitzen regelmäßig auftreten und zwar immer dann, wenn die Motoren (z.B. von den Rührwerken) geschaltet werden, was nach einem festen Fahrplan, beispielsweise alle zwei Stunden, geschieht.

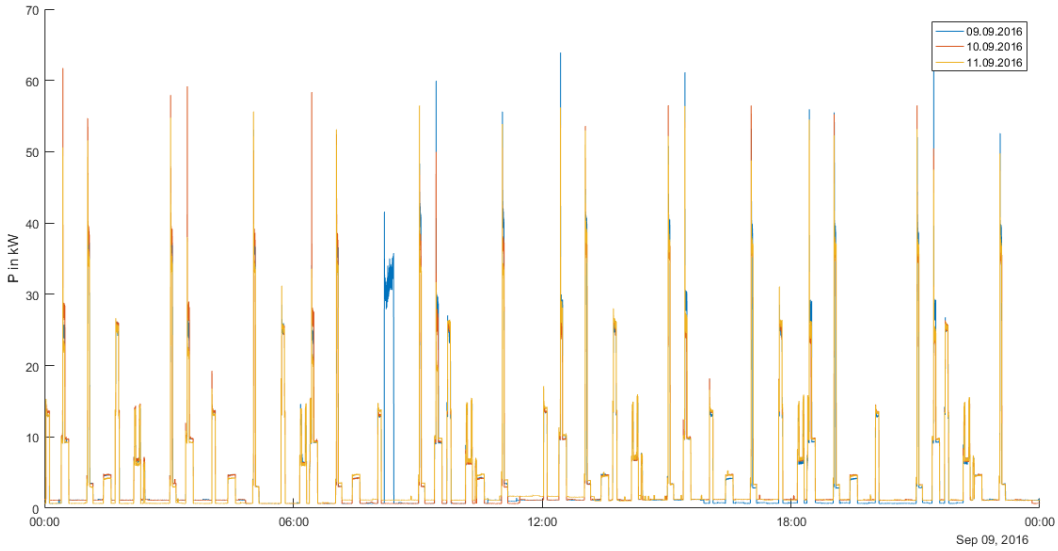

Abbildung 32: Tageslastprofil der BGA am Landwirtschaftszentrum Eichhof

Zur Veranschaulichung des Unterschieds in Bezug auf die zeitliche Auflösung zeigt Abbildung 33 den Vergleich zwischen den sekundenfeinen Messwerten und dem berechneten 15-Minuten-Mittelwert. Da die Lastspitzen nur sehr kurz sind, sind die 15-Minuten-Mittelwerte deutlich geringer. Diese können für den Anwendungsfall nicht zur Auslegung des Batteriespeichers herangezogen werden, da eine zu kleine Speicherleistung dazu führen würde, dass der Anlaufstrom nicht bereitgestellt werden könnte und der Motor folglich nicht anlaufen würde.

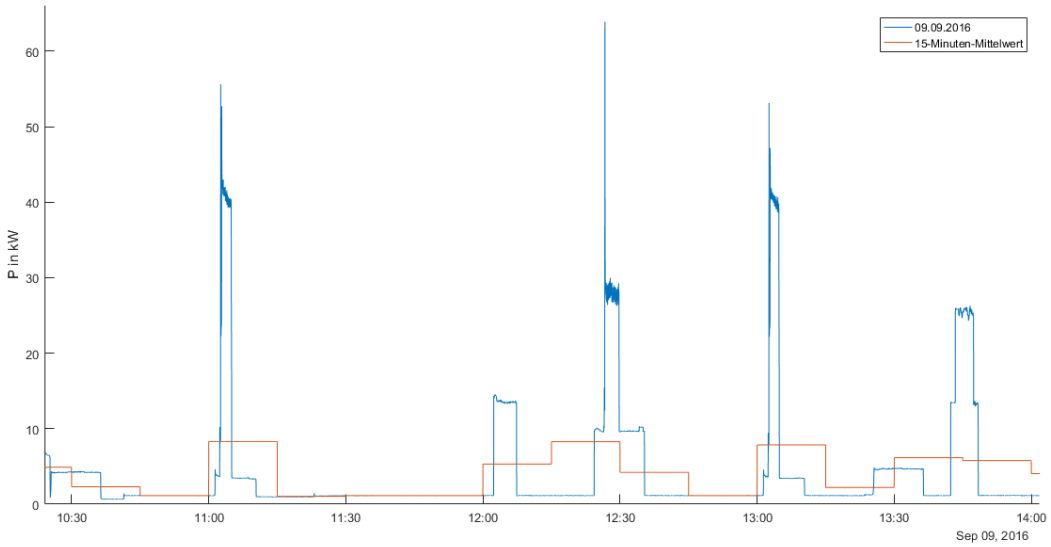

Abbildung 33: Auszug aus dem Verbrauchsprofil der Biogasanlage am Landwirtschaftszentrum Eichhof

In Abbildung 34 wird ein eine einzelne Leistungsspitze genauer betrachtet. Dabei wird ein Vergleich zur Dynamik der BHKWs angestellt. Die blaue Kurve zeigt die gemessene Leistung, die schwarze Kurve die daraus abgeleitete Leistungsänderung, den sog. Leistungsgradienten und die roten Linien geben den maximalen Leistungsgradient des BHKWs an. Die beiden BHKWs am Eichhof haben mit 0,413 kW/s (125 kW BHKW) und 0,313 kW/s (75 kW BHKW) ähnliche Leistungsgradienten. Die Werte stammen aus den Datenblättern und sind in der Realität wahrscheinlich geringer, da diese in der Regel für die Verwendung von Erdgas gelten und Biogas vergleichsweise weniger Methan enthält, was sich negativ auf die Dynamik auswirkt. Unabhängig davon reicht ein Leistungsgradient in dieser Größenordnung bei Weitem nicht aus um die notwendige Dynamik bereitzustellen, was die deutliche Überschreitung des maximalen Leistungsgradienten veranschaulicht.

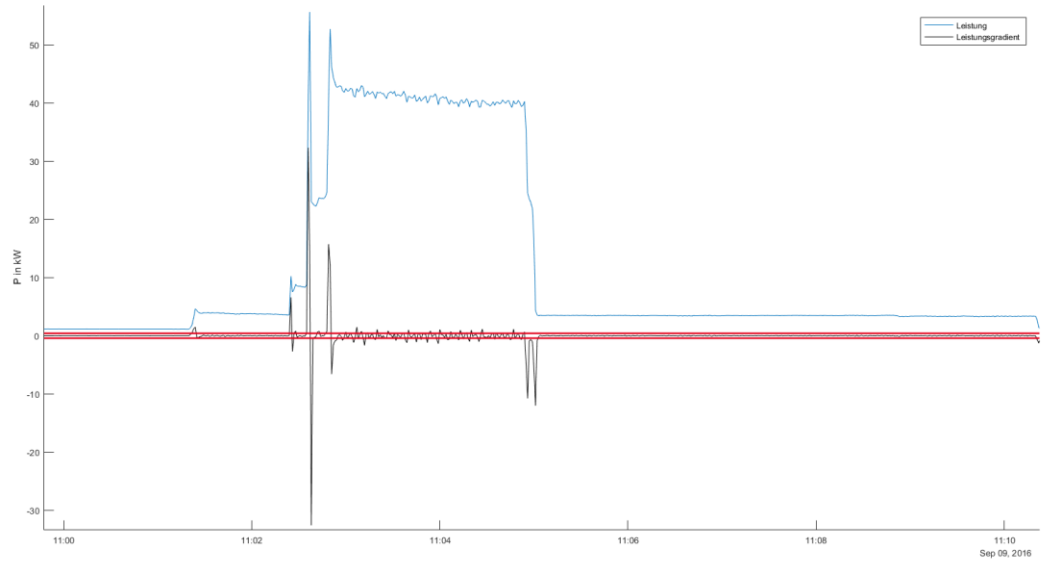

Abbildung 34: Dynamik der BHKWs vs. Verbrauchsprofil der Biogasanlage am Landwirtschaftszentrum Eichhof

Im Gegensatz zu den BHKWs sind Batteriespeicher in der Lage diese Dynamik abzubilden. Für die erste Auslegung dieses Anwendungsfalls sollte die Batterieleistung dem Maximum der Leistung aus Abbildung 32 entsprechen. Bei genauere Betrachtung fällt allerdings auf, dass das Maximum in Höhe von 64 kW nur für einen Messwert bzw. eine Sekunde lang benötigt wird. Für solch kurze Zeiträume sind Batterien und die zugehörigen Wechselrichter in der Lage höhere Leistung als die Nennleistung bereit zu stellen. Das heißt unter Berücksichtigung der kurzzeitigen Überlast im Rahmen der Auslegung ist der Batteriespeicher mit 50 kW und 50 kWh aus dem Anwendungsfall der Spitzenlastkappung in der Lage diesen Anwendungsfall ebenfalls zu bedienen. Die Kapazität wird nur anteilig für die Last der Biogasanlage benötigt, was die normierte Gegenüberstellung des Leistungsbedarfs und des Ladezustands in Abbildung 35 veranschaulicht.

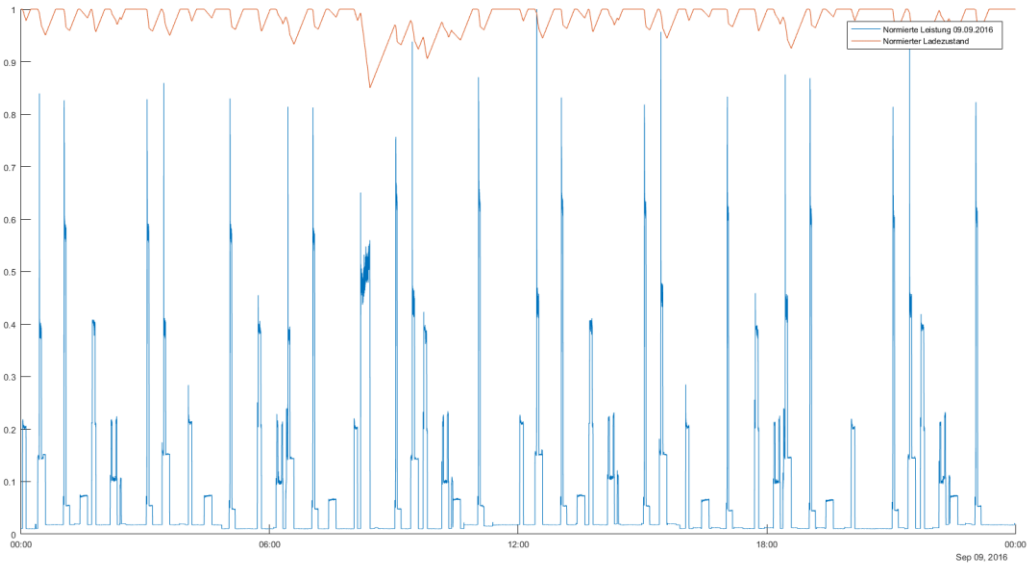

Abbildung 35: Normierter Leistungsbedarf der BGA vs. normierten Ladezustand des Batteriespeichers

Dadurch kann die Leistung des Batteriespeichers auch während der Notstromversorgung noch für andere Anlagen zur Verfügung gestellt werden. Hier muss für eine weitere Analyse genauer geprüft werden in welcher Form sich im Notfall das Lastprofil von dem aktuellen Lastprofil unterscheidet. Aus der vorherigen Analyse wurde der Mittelwert der Leistung mit 87,4 kW bestimmt. Das kleinere BHKW, welches in der Lage ist ein Netz zu bilden hat eine Nennleistung von 75 kW. Zusammen mit der Batterieleistung in Höhe von 50 kW wäre es möglich einen sehr großen Teil des Lastprofils zu decken. Sollte der Leistungsbedarf im Notfall trotzdem regelmäßig über der Summenleistung von 125 kW liegen müsste das größere BHKW ebenfalls betrieben werden. Da der Eichof in diesem Moment im Inselbetrieb ist müssten beide BHKWs dann häufig unterhalb der Nennleistung einspeisen, was entsprechend schlechter Wirkungsgrade zu Folge hätte. Um diese Analyse weiterzuführen sind weitere Untersuchungen vor Ort notwendig, die im Falle einer Bewilligung, im Rahmen der zweiten Projektphase durchgeführt werden könnten.

Zum aktuellen Zeitpunkt ist die Analyse mit der Erkenntnis abgeschlossen, dass der Speicher aus dem Anwendungsfall der Spitzenlastkappung amortisiert werden kann und dann zusätzlich zur Notstromversorgung im Falle eines Stromausfalls eingesetzt werden kann. Im Rahmen des Projektes wurden Angebote für den Speicher eingeholt und die Ergebnisse am Landwirtschaftszentrum Eichhof präsentiert. Das Landwirtschaftszentrum Eichhof hat in Folge davon eine mündliche Interessensbekundung ausgesprochen, in der die Bereitschaft zur Investition in den Batteriespeicher bekundet wurde. Im Falle der Bewilligung der zweiten Projektphase, würde der Eichhof für die darin vorgeschlagenen Arbeiten als Standort zur Verfügung stehen.

1.6. Analyse der Bioenergie Wabern GbR

Die Bioenergie Wabern GbR ist ein Zusammenschluss von Landwirten aus der gleichen Region, die sich zusammengetan haben, da sie im Verbund mehr Potential für neue Projekte haben als einzeln. In der Anbahnung des aktuellen Vorhabens haben sich die Landwirte bereits selbst mit der Frage beschäftigt ob die Investition in einen Batteriespeicher sinnvoll sein könnte und standen deshalb in Kontakt mit dem Fraunhofer IEE. Das Vorhaben wurde von beiden Seiten als Chance gesehen diese Frage genauer zu untersuchen. Im Vergleich zum Eichhof stellt sich eine vollkommen unterschiedliche Ausgangslage dar, was die folgenden Absätze zeigen werden.

Im Rahmen des Vorhabens sollten zwei Betriebsstandorte untersucht werden. Zum einen der Standort der Biogasanlage mit dem primären BHKW und zum anderen ein weiterer Standort mit einem sog. Satelliten-BHKW. Am Standort der Biogasanlage befindet sich ein Ferkelaufzuchtstall und an dem anderen Standort eine Schweinemast. Das primäre BHKW hat eine Leistung von 370 kW und das Satelliten BHKW eine Leistung von 250 kW. Im Vergleich zum Eichhof ist die Summenleistung der beiden BHKWs also gut drei Mal so groß.

Zu Beginn des Vorhabens wurde einige Informationen über den Betrieb ausgetauscht. Dabei wurde klar, dass die Netztopologie nicht so gut dokumentiert war wie am Eichhof und dass nicht alle Zähler im Stromportal erfasst wurden. Darüber hinaus konnten die gelisteten Zähler nicht ohne Weiteres den Zählern vor Ort zugeordnet werden. An dieser Stelle wird dies ausdrücklich erwähnt, weil auch aus anderen Berichten wie z.B. Biogas Autark klar wird, dass dies nicht ungewöhnlich ist [21]. Die Betriebe wachsen über die Jahre. Dazu kommt, dass aus steuerrechtlichen Gründen häufig nicht alle Anlagen eines Betriebes auch der gleichen juristischen Person zugehören, was eine Grundvoraussetzung für die Eigenverbrauchsoptimierung ist. Das heißt an dieser Stelle kommen zwei weitere Kriterien zum Unterscheiden von landwirtschaftlichen Betrieben zur Geltung, die in den vorherigen Kapiteln noch nicht adressiert wurden. Zum einen die Qualität der Dokumentation und zum anderen die juristische Situation. Die Kenntnis über die Topologie ist obligatorisch für alle weiteren Untersuchungen. In enger Zusammenarbeit mit der Bioenergie Wabern GbR wurde diese im Rahmen des Projektes ermittelt und wird in Abbildung 36 zusammengefasst.

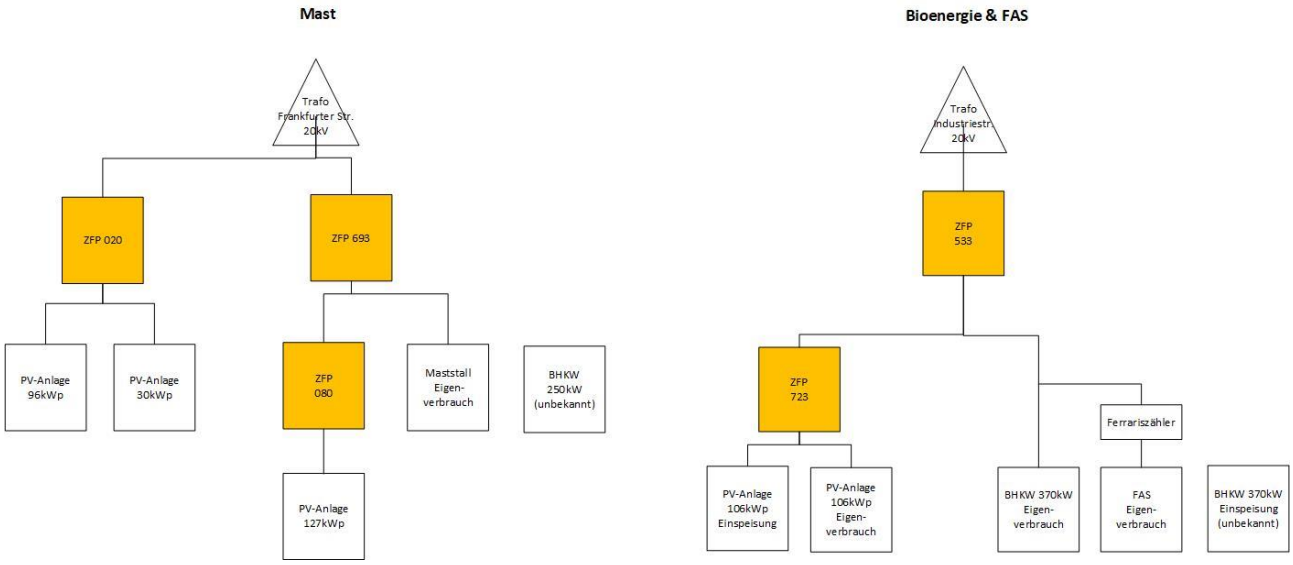

Abbildung 36: Netzstruktur Bioenergie Wabern GbR

Die beiden Standorte sind geographisch voneinander getrennt und erhalten getrennte Stromrechnungen, weshalb sie einzeln ausgewertet werden müssen. Da im Rahmen des Vorhabens die Kombination mit von Biogasanlage und Batteriespeicher untersucht werden soll, wird im Folgenden nur der Standort der Biogasanlage(rechts) untersucht. Im Gegensatz zum Eichhof wird hier die Energie aus den PV-Anlagen zur Eigenversorgung genutzt, was auch deutlich im Lastprofil in Abbildung 37 zu erkennen ist. Insbesondere in den Sommermonaten fällt der Leistungsbezug immer wieder auf 0 kW, da der Betrieb tagsüber vollständig aus den PV-Anlagen versorgt wird.

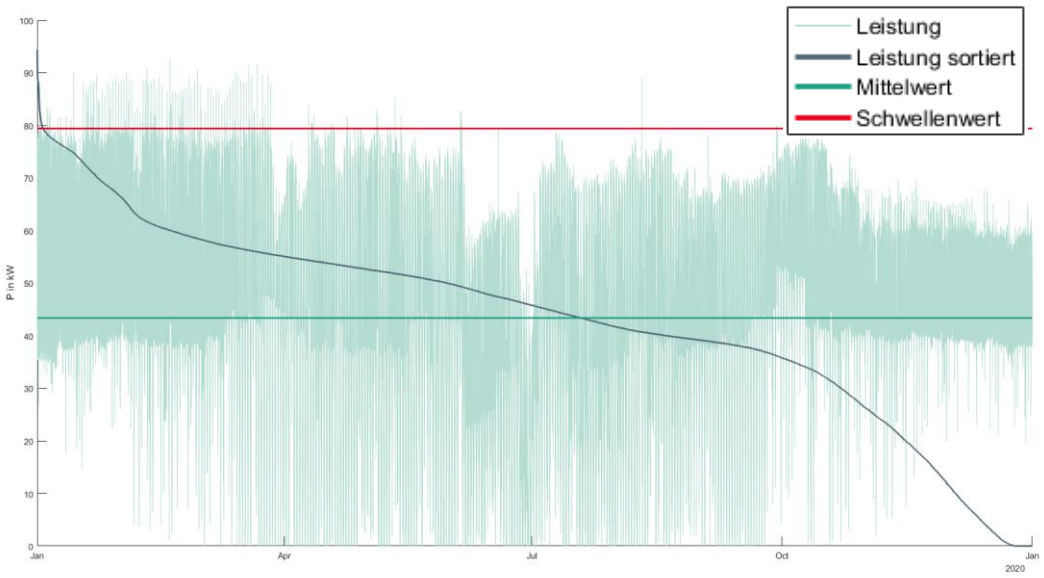

Abbildung 37: Verbrauch der Bioenergie Wabern GbR 2020

Tabelle 16 fasst die Leistungswerte aus dem Verbrauchsprofil zusammen. In Abbildung 37 ist der Schwellenwert für eine Batterieleistung von 15 kW und eine Kapazität von 15 kWh eingezeichnet. Die Leistungsspitzen treten vor allem im Frühjahr auf, was die normierte Auswertung des Ladezustands und der Leistungsspitzen weiter verdeutlicht. Analog zur Analyse des landwirtschaftszentrums Eichhof sind auch in dieser Darstellung wieder alle Wert, die unterhalb des Schwellenwertes liegen zu null gesetzt um das Auftreten der Leistungsspitzen besser erkennen zu können.

Tabelle 16: Übersicht der Leistungswerte der Bioenergie Wabern GbR

Maximalwert	Schwellenwert	Mittelwert
94,4 kW	79,4 kW	43,4 kW

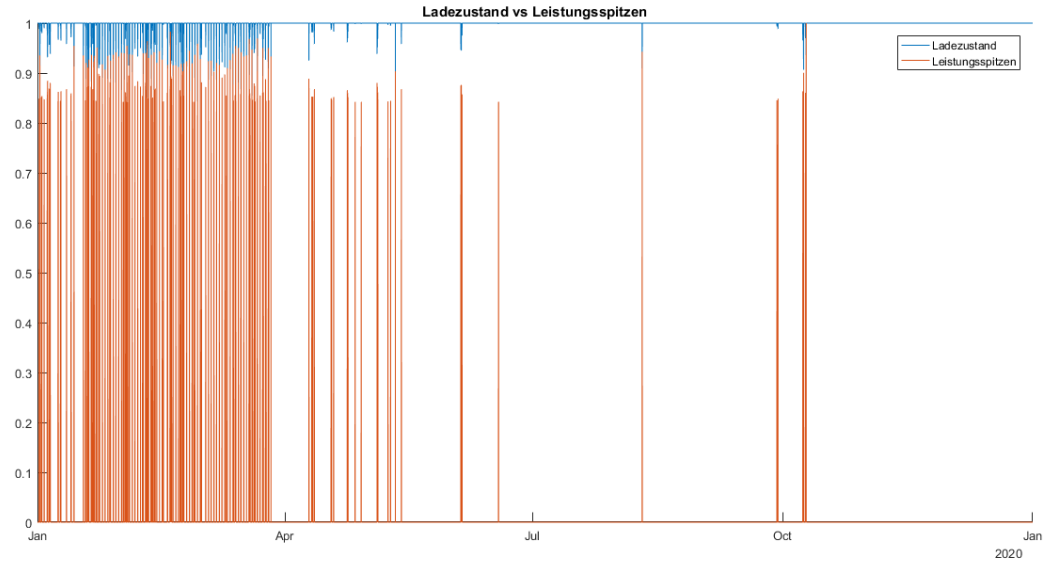

Abbildung 38: Ladezustand vs. Leistungsspitzen der Bioenergie Wabern im Jahr 2020

Eine Erhöhung der Batterieleistung bzw. Senkung des Schwellenwertes würde dazu führen, dass die Anzahl der Speicherbelastungen insbesondere im Frühjahr deutlich steigen würde. Bei der gewählten Auflösung in den beiden Abbildungen entsteht der Eindruck, dass eine weitere Absenkung des Schwellenwerts zur Folge hätte, dass die Kapazität deutlich erhöht werden müsste. Die detaillierte Betrachtung einer Woche im März, die in Abbildung 39 dargestellt wird, zeigt allerdings, dass dieser Eindruck täuscht. Selbst bei der Erhöhung der Batterieleistung auf 25 kW wird der Schwellenwert an keinem Tag zwei Mal hintereinander überschritten.

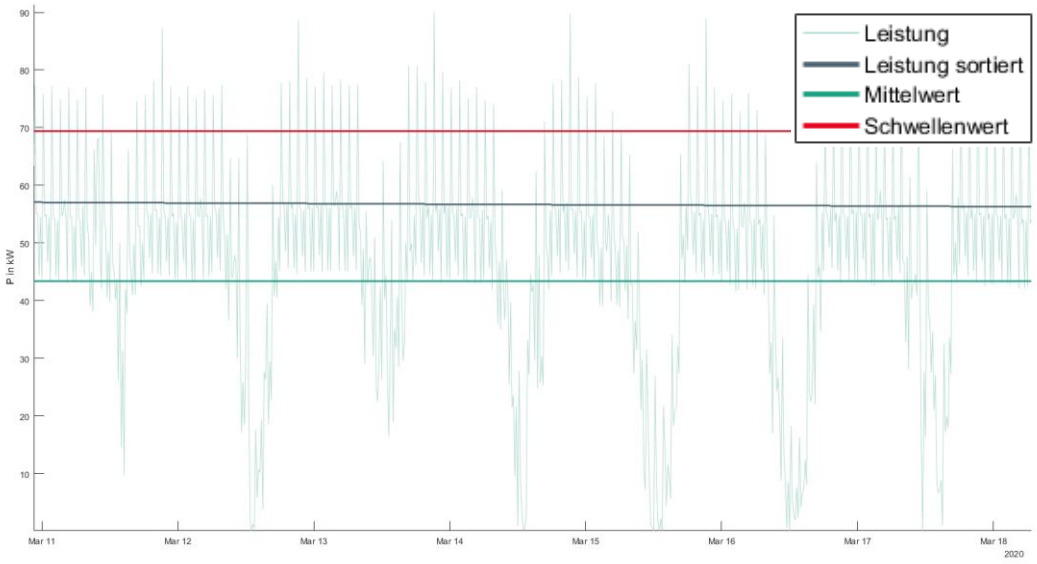

Abbildung 39: Verbrauch der Bioenergie Wabern GbR in einer Woche

Die weitere Analyse zeigt, dass der Schwellenwert in diesem Fall nur 24 Mal im Jahr an zwei aufeinanderfolgenden Messpunkten überschritten wird und nur drei Mal im Jahr an drei aufeinanderfolgenden Messpunkten. Eine Überschreitung des Messwerts ist nicht gleichbedeutend mit der vollständigen Entladung des Speichers, d.h. es kann nicht ohne Weiteres geschlussfolgert werden, dass die Speicherdauer bzw. das Verhältnis E/P eine Dreiviertelstunde betragen sollte, wenn der Schwellenwert an drei aufeinanderfolgenden Messpunkten überschritten wird, aber es ist ein erstes Indiz. Wird die Batterieleistung z.B. auf 35 kW erhöht, so wird der Schwellwert an einem Zeitpunkt in Jahr neun Mal in Folge überschritten. Schwerwiegender ist allerdings, dass dann zwischen den Überschreitungen, die nicht direkt aufeinander folgen, zu kurze Pausen sind um den Speicher wieder aufzuladen.
Generell wurde bereits in der Analyse des Eichhofs beschrieben, dass im Idealfall das Verhältnis von E/P möglichst klein sein sollte, d.h. die Kapazität in kWh möglichst kleiner als die Leistung in kW sein sollte, da dann die Investitionskosten bei gleicher Ersparnis minimiert werden können. In der Realität werden die meisten Batteriespeicher am Markt jedoch mit einem E/P Verhältnis größer als eins angeboten. Für die Anschaffung eines einzelnen Speichers ist es höchstwahrscheinlich nicht möglich von den typischen Werten abzuweichen, muss aber in jedem Einzelfall angefragt werden. Eine höhere Kapazität hat neben den höheren Kosten aber auch Vorteile. Die zusätzliche Kapazität steht dann für andere Anwendungen zur Verfügung und wirkt sich auch positiv auf die Batteriealterung aus, da der Batteriespeicher dann meistens nicht sehr tief entladen wird. Für den zuerst gezeigten 15 kW/15 kWh Stunden Speicher ergibt sich der niedrigste Ladezustand aus der Simulation mit 11,25 kWh, d.h. theoretisch würde auch ein Speicher mit 15kW und 5 kWh zur exakt gleichen Ersparnis führen. Eine weitere Erhöhung der Leistung zieht allerdings auch eine Erhöhung der Kapazität mit sich. Für eine Leistung von 25 kW müsste die Kapazität also mindestens 11 kWh betragen, für eine Leistung von 30 kW mindestens 21 kWh. Eine weitere Erhöhung auf eine Leistung von 35 kW würde dann zu einem Kapazitätsbedarf von 178 kWh führen. Die Ursache dafür ist, wie bereits erwähnt, dass dann die Überschreitungen zu häufig und die Pausen zwischen den einzelnen Überschreitungen zu kurz werden um den Speicher wieder zu Laden. Interessanterweise tritt der kritischste Fall nicht im Frühjahr auf, sondern immer bei der Lastspitze Anfang Oktober, die ggf. auf ein einmaliges Ereignis zurück zu führen ist, dass nicht in jedem Jahr auftritt. Das konnte im Rahmen dieses Vorhabens nicht final geklärt werden.
Basierend auf diesen Analysen wäre aus technischer Sicht ein Batteriespeicher mit einer Leistung von 30 kW und einer Kapazität von mindestens 21 kWh zu empfehlen. Allerdings muss aus ökonomischer Sicht noch geprüft werden, ob der Anwendungsfall der Spitzenlastkappung am Standort in Wabern auch profitabel ist.

Die Bioenergie Wabern GbR zahlt zurzeit einen Leistungspreis in Höhe von 49,68 €/kW, d.h. dieser beträgt nur ein Drittel des Leistungspreises des Tarifs vom Landwirtschaftszentrum Eichhof. Die Ersparnis wäre:

$$Ersparnis = 49{,}86\ \frac{€}{kW} \cdot (Maximalwert - Schwellwert) = 49{,}86\ \frac{€}{kW} \cdot (94{,}4\ kW - 64{,}4\ kW)$$
$$= 49{,}86\ \frac{€}{kW} \cdot (30\ kW) = 1.496\ €$$

Pro Jahr bzw. 14.960 € im Betrachtungszeitraum von 10 Jahren. Selbst wenn der optimistischste Fall des Investitionskostenmodells angesetzt wird, belaufen sich die Investitionskosten des Batteriespeichers auf:

30 kW * 175€/kW+ 21 kWh*550 €/kWh=16.800 €

Das heißt unter dieser Voraussetzung würde sich die Investition in einen Batteriespeicher nicht rentieren. Setzt man zum Vergleich den Wert des Eichhofs mit 154,93€/kW an, so ergibt sich eine Ersparnis in Höhe von 46.497 €, was dazu führen würde, dass sich die Investition in den Speicher rentieren würde.
Neben dem Leistungspreis muss aber auch der Arbeitspreis mit in der Kalkulation berücksichtigt werden. Aktuell bezahlt die Bioenergie Wabern einen Arbeitspreis in Höhe von 0,21613 €/kWh. Die Energiekosten im Jahr 2020 betrugen

381.075 kWh *0,21613 €/kWh + 94,4 *49,68 €/kW = 82.362 € +4.690 € = 87.052 €

Ein Wechsel in den Tarif vom Landwirtschaftszentrum Eichhof würde neben dem deutlich höheren Leistungspreis einen deutlich geringeren Arbeitspreis in Höhe von 0,17673 €/kWh mit sich bringen. Für das Jahr 202 wären daraus Energiekosten in Höhe von

381.075 kWh * 0,17673 €/kWh + 94,4 *154,93 €/kW= 67.347 € + 14.625 € = 81.972 €

entstanden. Das heißt durch den Wechsel alleine würde sich eine jährliche Ersparnis in Höhe von 5080 € pro Jahr ergeben. Darüber hinaus wäre dann auch die Investition in einen Batteriespeicher profitabel. Es sollte also unbedingt geprüft werden ob die Bioenergie Wabern GbR in einen vergleichbaren Tarif wechseln kann. Dieser Ergebnisse wurden der Bioenergie Wabern GbR vorgelegt, die daraufhin eine mündliche Interessensbekundung ausgesprochen hat, in der die Bereitschaft zur Investition in den Batteriespeicher bekundet wurde. Im Falle der Bewilligung der zweiten Projektphase, würde die Bioenergie Wabern GbR für die darin vorgeschlagenen Arbeiten als Standort zur Verfügung stehen.

Neben der Anwendung der Spitzenlastkappung wäre auch hier ein Anwendungsfall aus der Notstromversorgung möglich und vom Betreiber ausdrücklich erwünscht. Der Unterschied zum Eichhof ist, dass die BHKW Leistung die mittlere Leistung des Betriebes deutlich übersteigt und es deshalb nicht möglich ist die Notstromversorgung des Betriebes mit den BHKWs zu versorgen ohne weitere Abnehmer für die Energie zu erschließen. Es liegt kein sekundenfeines Verbrauchsprofil der Biogasanlage vor, aber es wurde dokumentiert welche Nennleistung die einzelnen Verbraucher der Biogasanlage haben. Die Motorenleistung alleine übersteigt die Batterieleistung, so dass der Anwendungsfall vom Landwirtschaftszentrum Eichhof hier nicht in gleicher Weise umgesetzt werden kann. Es ist allerdings möglich mit dem Batteriespeicher die Lüftung, Fütterung und Frischwasserzufuhr im Falle eines Stromausfalls zu versorgen. Das heißt das Notstromaggregat könnte dann durch den Batteriespeicher ersetzt werden, wobei dieser natürlich nur eine begrenzte Kapazität zur Verfügung stellt und die Notstromversorgung nur für wenige Stunden aufrechterhalten könnte, was jedoch bei der hohen Versorgungssicherheit in Deutschland ausreichend ist.

1.7. Analyse repräsentativer Modellfälle

Ein anfängliches Ziel des Vorhabens war repräsentative Modellfälle zu entwickeln um daraus möglichst übertragbare Ergebnisse und allgemeine Handlungsempfehlungen ableiten zu können. Die Untersuchungen in den vorangegangenen Kapiteln haben deutlich gemacht, dass die Frage, ob die Kombination eines Batteriespeichers profitabel ist und welcher Anwendungsfall möglich ist nicht pauschal beantwortet werden können, da sie von zu vielen unterschiedlichen Faktoren abhängen. Dabei wurde bisher verstärkt der Anwendungsfall, so wie die regulatorischen und ökonomischen Rahmenbedingungen betrachtet, aber kaum auf die Biogasanlagen selbst eingegangen. Grundsätzlich hängt die Dimensionierung der Biogasanlage und deren Betrieb von der Betriebsstruktur und dem dort anfallenden Substrat ab. Auch hinsichtlich dieser Frage unterscheiden sich die Betriebe deutlich voneinander. Wie in Kapitel II.1.3 bereits erläutert wurden in Zusammenarbeit mit dem KTBL, der Landwirtschaftskammer Nordrhein-Westfalen und der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft die Fragestellung des Projekts diskutiert und im Anschluss Zeitreihen für die Modellfälle der Milchviehhaltung, der Schweinehaltung und der Geflügelhaltung zur Verfügung gestellt. In Tabelle 17 bis Tabelle 19 werden die Stromverbräuche der drei verschiedene Veredelungsrichtungen: Milchviehhaltung, Schweinehaltung und Geflügelhaltung aufgeschlüsselt und erläutert:

Milchviehhaltung

Die Höhe des Stromverbrauchs in der Milchviehhaltung ist einerseits abhängig von der Milchleistung und andererseits von der technischen Ausstattung, dem Automatisierungsgrad bei der Milchgewinnung und den Haltungseinrichtungen. Das Tageslastprofil in milchviehhaltenden Betrieben ist abhängig vom Melkzyklus und dem vorhandenen Melksystem. Bei Betrieben mit konventionellen Melksystemen mit Fischgrätenmelkstand (FGM) sind die Leistungsspitzen am Morgen und Abend zu den Melkzeiten deutlich erkennbar. Bei Betrieben mit automatischen Melksystemen (AMS) hingegen sind die Leistungsspitzen über den ganzen Tag verteilt. Es wurden drei Lastprofile zur Verfügung gestellt:

- Das Lastprofil „Milchvieh_FGM_2x8“ bildet einen Betrieb mit manueller Melktechnik bestehend aus einem Doppel-Achter Fischgrätenmelkstand und einem Tierbesatz im Stall von 120 Milchkühen ab.
- Das Lastprofil „Milchvieh_IM_24“ bildet einen Betrieb mit manueller Melktechnik bestehend aus einem manuellen Melkkarussell mit 24 Melkplätzen und einem Tierbesatz im Stall von 492 Milchkühen ab.
- Das Lastprofil „Milchvieh_AMS“ bildet einen Betrieb mit automatischer Melktechnik bestehend aus einem zwei Melkrobotern und einem Tierbesatz im Stall von 120 Milchkühen ab.

Tabelle 17: Modellfälle Milchviehhaltung [24]

Milchviehhaltung

Modell	**Modell 2, FGM 2x8**	**Modell 5, Kar IM 24**	**Modell 2a AMS**
TP	120	492	120
Verbraucher		kWh/(TP*a)	
Strom			
Milchgewinnung (Strom)	86	73	120
Milchkühlung (Strom)	118	119	118
Zusatzbelüftung	44	43	44
Stallbeleuchtung	69	67	69
Fütterung	3	3	3
Entmistung inkl. Güllepumpe	12	12	12
Sonstiges (Frostsicherung, Kuhkomfort, etc.)	25	25	25
Summe ohne Milchgewinnung	272	270	272
Summe Strombedarf	**358**	**343**	**392**
Summe Strombedarf Stall	42.933	168.640	47.036

Schweinhaltung

Die schweinehaltenden Betriebe können in die Bereiche Ferkelerzeugung, Ferkelaufzucht und Schweinemast unterteilt werden.

Das Tageslastprofile weisen einen hohen Stromverbrauch für die Lüftung in den Sommermonaten, insbesondere ab der Mittagszeit auf. Die Lüftungsanlage läuft sowohl im Winter als auch im Sommer im 24-h Betrieb. Regelmäßige Leistungsspitzen kommen aufgrund der Beleuchtungszeiten am Morgen und Abend sowie durch den Energieaufwand für die Futteraufbereitung zustande. Es wurden drei Lastprofile zur Verfügung gestellt:

- Das Lastprofil „Ferkelerzeugung“ bildet einen Stall zur Aufzucht von 374 Ferkeln nach.
- Das Lastprofil „Schweinemast“ bildet einen Stall zur Mast von 960 Schweinen nach.
- Das Lastprofil „Schweinemast_Abluftreinigung“ bildet einen Stall zur Mast von 960 Schweinen nach, mit der Besonderheit das hier eine elektrisch betriebene Anlage zur Reinigung der Abluft installiert ist.

Tabelle 18: Modellfälle Schweinehaltung [24]

Schweinehaltung

	Ferkel-erzeugung	Schweine-mast	Schweinemast Abluftreinigung
TP	374	960	960
Verbraucher		kWh/(TP*a)	
Strom			
Lüftung	50	18	18
Beleuchtung	39	6,8	6,8
Futteraufbereitung	20	9,2	9,2
Fütterung	2,0	1,0	1,0
Reinigung	5,5	0,26	0,26
Entmistung	0,1	0,07	0,07
Infrarotlampen Ferkelnester	17		
Betriebsstrom Heizung	6,2		
Abluftreingung			36
Summe Strombedarf	**139**	**36**	**71**
Summe Strombedarf Stall	52.069	34.389	68.597

Geflügelhaltung

Der Stromverbrauch in der Geflügelhaltung unterscheidet sich gravierend nach den individuellen Anforderungen der zu haltenden Tierart. In der Hähnchenmast ist der Stromverbrauch von einem sehr zyklischen Verlauf geprägt (7-8 Durchgänge pro Jahr mit Reinigungs- und Aufheizzyklen). Die Legehennenhaltung ist von einem gleichmäßigen Strombedarf im Jahresverlauf geprägt. Die Lastkurve ähnelt denen in der Schweinehaltung. Es wurden drei Lastprofile zur Verfügung gestellt:

- Das Lastprofil „Huehnermast_Kurzmast“ bildet einen Stall zur kurzen Mast von 28 bis 30 Lebenstagen und einem Besatz von 37000 Hühnern ab.
- Das Lastprofil „Huehnermast_Schwermast“ bildet einen Stall zur schweren Mast von etwa 42 Lebenstagen und einem Besatz von 26500 Hühnern ab.
- Das Lastprofil „Legehennenhaltung“ bildet einen Stall zur Produktion von Eiern mit 15000 Legehennen ab.

Tabelle 19: Modellfälle Geflügelhaltung [24]

Geflügelhaltung

	Hühnermast (Kurzmast)	Hühnermast (Schwermast)	Legehennen-haltung
TP	37000	26500	15000
Verbraucher		kWh/(TP*a)	
Strom			
Lüftung	0,78	1,16	1,11
Stallbeleuchtung	0,30	0,42	0,30
Fütterung	0,02	0,03	0,04
Reinigung	0,05	0,04	0,011
Entmistung	0,00	0,00	0,02
Eiersortiertechnik	0,00	0,00	0,04
Summe Strombedarf	**1,1**	**1,7**	**1,5**
Summe Strombedarf Stall	42.410	43.933	22.634

Bereits der Vergleich der Jahresstromverbräuche zeigt wie verschieden die Verbrauchsprofile der unterschiedlichen Modellfälle sind. Bei der Auswertung des Verbrauchsprofils darf aber der Verbrauch der Biogasanlage nicht vernachlässigt werden. Für die detaillierte Analyse und Simulation wurde in BioBatSys der Lastgang einer realen 75 kW_{el} Biogasanlage in 15-Minuten Intervallen verwendet. Die BGA besteht aus einem thermophilen Fermenter (450 m³ davon 350 m³ Arbeitsvolumen), einem Nachgärer (450 m³) und einem Gärrestlager (600 m³) sowie den dazugehörigen Fahrsilos. Der Fermenter und Nachgärer ist in Unterflurbauweise mit Betondecke ausgeführt und teilweise mit einer Maschinenhalle mit integriertem ehemaligem BHKW-Raum überbaut. Gerührt wird mit einem Schrägachsrührwerk. Die Subtratzufuhr erfolgt über eine Pumpe aus der Vorgrube mit Füllstandssensor und einem Feststoffdosierer mit Wiegeeinheit. Beim Gasspeicher handelt es sich um einen externen Foliengasspeicher mit 80 m³ der in der Maschinenhalle über dem ehemaligen BHKW-Raum untergebracht ist. Es sind drei BHKW vorhanden. Betrieben wird die BGA mit einem am 09.12.2011 installierten BHKW mit einer installierten Leistung von 75 kW_{el}. und einem elektrischen Wirkungsgrad von 36%. Abbildung 40 zeigt das Lastprofil einer 75 kW Biogasanlage, das uns von der Universität Hohenheim und einem ihrer kooperierenden Landwirte zur Verfügung gestellt wurde:

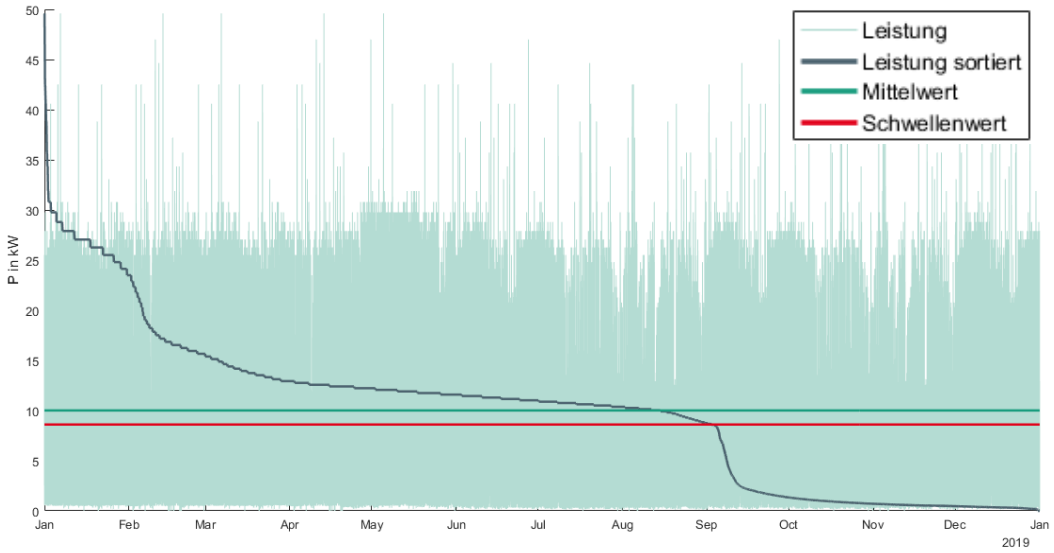

Abbildung 40: Verbrauchsprofil einer 75kW Biogasanlage

Der Jahresenergieverbrauch der 75 kW Biogasanlage beträgt 87.684 kWh und die Spitzenleistung im gezeigten Profil liegt bei 49,6 kW, während der Mittelwert nur 10 kW beträgt. Durch die Berücksichtigung dieser Werte ändert sich das Verbrauchsprofil der Modellfälle teilweise erheblich, was die Analyse in Tabelle 20 zeigt.

Tabelle 20: Analyse der Modellfälle

	Leistungsspitze Verbrauch in kW	Leistungsspitze Verbrauch + BGA in kW	Mittelwert in kW	Mittelwert inkl. BGA in kW
Milchvieh FGM 2x8	30	63	5	15
Milchvieh IM 24	85	101	19	29
Milchvieh AMS	27	60	5	15
Ferkelerzeugung	39	65	6	16
Schweinemast	55	82	4	14
Schweinemast(Abluftreinigung)	40	68	8	18
Hühnermast (Kurzmast)	15	55	5	15
Hühnermast (Schwermast)	16	55	5	15
Legehennenhaltung	5	53	3	13

Für alle Modellfälle wurden die gleichen Untersuchungen durchgeführt wie für die beiden realen Betriebe. Tabelle 21 fasst die Ergebnisse der Speicherdimensionierung für die Lastspitzenkappung zusammen. Dort sind neben den Ergebnissen für die Kombination mit der 75 KW Biogasanlage auch die Ergebnisse für die Kombination mit einer 500 kW Biogasanlage dokumentiert. Die Zeitreihe für die 500 kW Biogasanlage wurde unter Berücksichtigung der Ergebnisse aus [2], aus dem Verbrauchsprofil der 75 kW Biogasanlage abgeleitet.

Durch den Vergleich zur separaten Auswertung des Verbrauchs der Biogasanlage alleine, in den letzten beiden Zeilen, ist deutlich zu erkennen, dass die Leistung des Speichers maßgeblich durch den Verbrauch der Biogasanlage beeinflusst wird. Die Kapazität hingegen muss entsprechend des Modelfalls angepasst werden. Die Auslegung wurde bewusst in 5 kW und 5 kWh Schritten durchgeführt, da die Marktanalyse gezeigt hat, dass eine feinere Auflösung nicht sinnvoll, weil nicht marktverfügbar ist. Im konkreten Fall kann der Speicher unter Umständen genau an die Wünsche angepasst werden, aber durch die jährlichen Schwankungen im Verbrauch entstehen ohnehin Abweichungen. Dazu kommt, dass die Beschaffung eines gelisteten Produkts gegebenenfalls günstiger ist als eines, das auf die Wünsche des Kunden angepasst wird. Im Anhang sind die zugehörigen Abbildungen der Verbrauchsprofile für die 75 kW Biogasanlage dokumentiert.

Tabelle 21: Dimensionierung des Batteriespeichers für die Modellfälle mit BGA

	BGA 75 kW	BGA mit 500 kW
Milchvieh FGM 2x8	35 kW / 25 kWh	165 kW / 110 kWh
Milchvieh IM 24	45 kW / 40 kWh	175 kW / 115 kWh
Milchvieh AMS	35 kW / 15 kWh	170 kW / 150 kWh
Ferkelerzeugung	40 kW / 30 kWh	170 kW / 120 kWh
Schweinemast	55 kW / 35 kWh	190 kW / 100 kWh
Schweinemast(Abluftreinigung)	30 kW / 25 kWh	175 kW / 130 kWh
Hühnermast (Kurzmast)	30 kW / 15 kWh	170 kW / 90 kWh
Hühnermast (Schwermast)	30 kW / 15 kWh	170 kW / 90 kWh
Legehennenhaltung	35 kW / 15 kWh	170 kW / 85 kWh
BGA 75 kW	35 kW / 15 kWh	
BGA 500 kW		170 kW / 90 kWh

Die Summenleistung aus Biogasanlage und Batteriespeicher liegt in jedem Fall oberhalb der Spitzenleistung des eigenen Verbrauchs, d.h. im Falle eines Stromausfalls wäre es theoretisch möglich mit Hilfe des Batteriespeichers und der Biogasanlage die Betriebe der Modellfälle autark zu versorgen. Ähnlich wie im realen Anwendungsfall in Wabern liegt der Mittelwert des Verbrauchs, aber in allen Fällen deutlich unterhalb der BHKW Leistung, wodurch dieser Anwendungsfall nicht in Frage kommt, es sei denn im Notstromfall kommen zusätzliche Verbraucher hinzu, die mitversorgt werden und dadurch den Mittelwert heben.

Aus dem Stromverbrauch allein kann nicht ausgewertet werden welche Leistung erforderlich ist um die Lüftung, Fütterung und Frischwasserzufuhr im Falle eines Stromausfalls zu versorgen. Basierend auf den Ergebnissen aus Kapitel II.1.5 liegt aber die Vermutung nahe, dass der Batteriespeicher auch in den Modellfällen das Notstromaggregat ersetzen könnte.

Ohne die Kenntnis der wirtschaftlichen Grundlagen, d.h. den Stromgestehungskosten, so wie den Stromeinkaufs-, Verkaufs- und Leistungspreis ist es nicht möglich eine Aussage zu treffen ob der Einsatz eines Batteriespeichers profitabel wäre. Deswegen wurden im nächsten Schritt Annahmen auf Basies der vorherigen Untersuchungen getroffen, die im Rahmen der folgenden Simulationen variiert wurden um herauszufinden welche Faktoren den größten Einfluss auf die Profitabilität haben. Dazu wurde die Optimierungssoftware microScope verwendet, die am Fraunhofer IEE entwickelt und im folgenden Kapitel vorgestellt wird.

1.8. Optimierte Auslegung durch den Einsatz von Energiemanagement-Systemen

Mit der vom Fraunhofer IEE entwickelten Energiemanagement Software microSCOPE kann neben dem Einsatz in der Echtzeitsteuerung auch eine Simulation durchgeführt werden und damit ein optimaler Anlageneinsatz unter der Optimierungsbedingung berechnet werden.

Die modulare Struktur der Software ermöglicht es hierfür, die Erzeuger, Speicher und Lasten unkompliziert zu dem zu betrachtenden Energiesystem zusammenzustellen und dabei die technischen und ökonomischen Restriktionen zu berücksichtigen. In Abbildung 41 ist das aufgestellte Simulationsmodell skizziert. Die Darstellung ist in drei Hauptkategorien unterteilt, Energiequellen (Energy Sources), technische Einheiten (Technical units) und Energiesenken (Energy sinks).

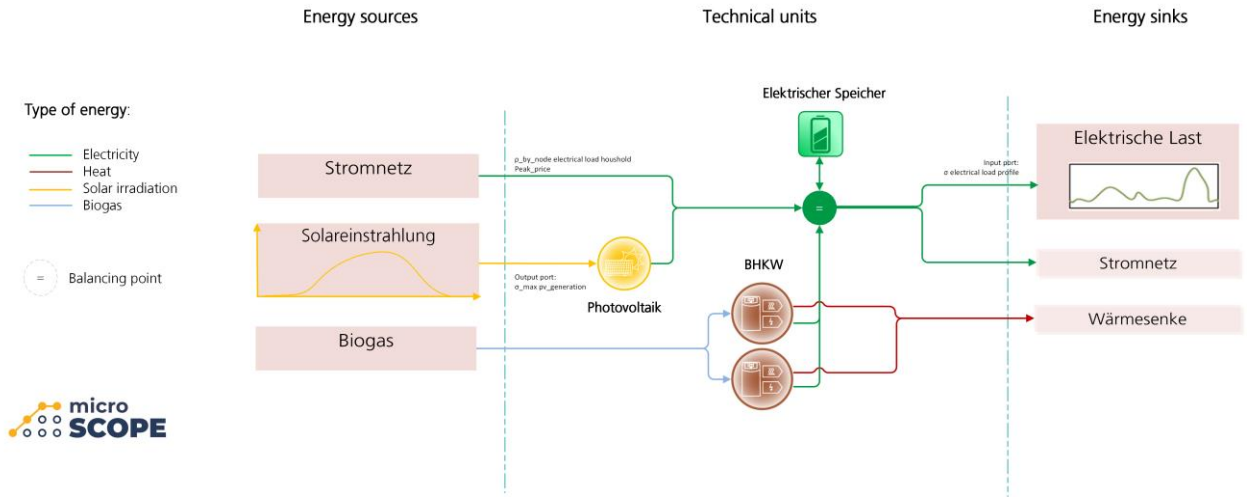

Abbildung 41: Schematische Darstellung des BioBatSys-Anwendungsfalls in microSCOPE

Die Energiequellen stellen die Schnittstelle für den Energieeintrag in das Simulationssystem dar. Energiequellen sind in diesem Fall der Anschluss an das Strom- und Biogasnetz, sowie die solare Einstrahlung für die Photovoltaik-Anlage (PV). Die Energiequellen besitzen einen Ausgang, über welchen weitere Komponenten angeschlossenen werden können. Dies kann beispielsweise eine technische Einheit wie ein Blockheizkraftwerk (BHKW), eine PV-Anlage oder ein Speicher sein. Es kann aber auch eine direkte Verbindung zu einer Energiesenke hergestellt werden.

Die technischen Einheiten besitzen mindestens einen Eingangs- und einen Ausgangsport, je nach Komponente auch mehr. So benötigt ein BHKW einen Eingang, über welchen Energie in Form von Gas bezogen wird und zwei Ausgänge, einen für den erzeugten Strom und einen weiteren für die Wärme. Die technischen Einheiten müssen zwingend mit einer maximalen Leistung parametrisiert werden. Optional kann es sich auch um eine Leistungskennlinie handeln, die abschnittsweise linearisiert wird. Hierzu werden je nach Anzahl der Ausgänge die Wirkungsgrade definiert, mit denen eine Energiekonversion zwischen Ein- und Ausgang erfolgt. Es kann dabei unterschieden werden, ob die technische Einheit die Leistung stufenlos variieren soll oder ob nur spezifische Leistungspunkte angefahren werden können. Optional können der Einheit noch Anfahrts- und Betriebskosten übergeben werden. Der Speicher kann mit Standby-, Ein- und Ausspeicherverlusten, sowie minimalen und maximalen Füllstand parametrisiert werden.

Alle elektrischen Verbindungen werden an einem sog. Bilanzierungspunkt (Balancing point) zusammengeführt. Dieser stellt sicher, dass zu jedem Zeitpunkt der Simulation ein Gleichgewicht zwischen Energieinput und Output herrscht.

Die Energie kann das Simulationsmodell über die drei dargestellten Energiesenken verlassen. Den Senken können minimale oder maximale Lastflüsse vorgegeben oder auch ein Lastprofil hinterlegt werden, dessen Verlauf zwingend eingehalten werden muss. Das ermöglicht die Abbildung des Strom- oder Wärmebedarfs eines Haushalts, einer Liegenschaft oder auch eines Quartiers. Die Energie, die das System verlässt, kann vergütet werden, wodurch beispielsweise die Einspeisevergütung von erneuerbaren Erzeugungsanlagen nach dem EEG oder auch KWKG abgebildet werden kann.

Analog zu den Energiesenken, können den Energiequellen minimale, maximale oder auch konkrete Lastverläufe vorgegeben werden. Die Energie, die über die Quellen in das Simulationsmodell eintritt, kann zudem mit Kosten belegt werden. Dabei ist es möglich sowohl einen Arbeits- sowie auch einen Leistungspreis zu definieren.

Die Energie-, Start- und Betriebskosten (c_t) gehen für jeden Zeitpunkt *t* in die Zielfunktion ein und reduzieren die potentiellen Einnahmen (i_t) in den Energiesenken:

$$maximizing\ \ g := (\sum_{\{t \in T\}} i_t - c_t)\ -\ c_{pow}$$

Der Leistungspreis (c_{pow}) wird dabei auf den höchsten Viertelstundenleistungsmittelwert in dem Betrachtungszeitraum berechnet und ist somit nicht abhängig von jedem Zeitschritt in *T*. Die Zielfunktion maximiert die angegebene Gleichung, wodurch das Optimierungssystem die Fahrweise der technischen Einheiten wählt, bei der dieses Ziel erreicht wird.

Um die Forschungsfrage des Projektes zu beantworten, ob ein Speicher wirtschaftlich dem System hinzugefügt werden kann, wird der Speicher als ein optionales Investitionsobjekt in der Software betrachtet. Hierfür wurde die Software um ein Modul erweitert, das die Einsatzoptimierung um eine Investitionsoptimierung ergänzt. Die Investitionsoptimierung berechnet dabei für das betrachtete Modell die wirtschaftlich optimale Dimensionierung des Speichers unter den vorgegebenen Bedingungen. Die gewählte Option wird dann für die Lösung der Einsatzoptimierung wieder an das Basismodul weitergereicht. Die Investitionskomponente erweitert dabei die Modelle der technischen Einheiten um investitionsspezifische Parameter (siehe Abbildung 42).

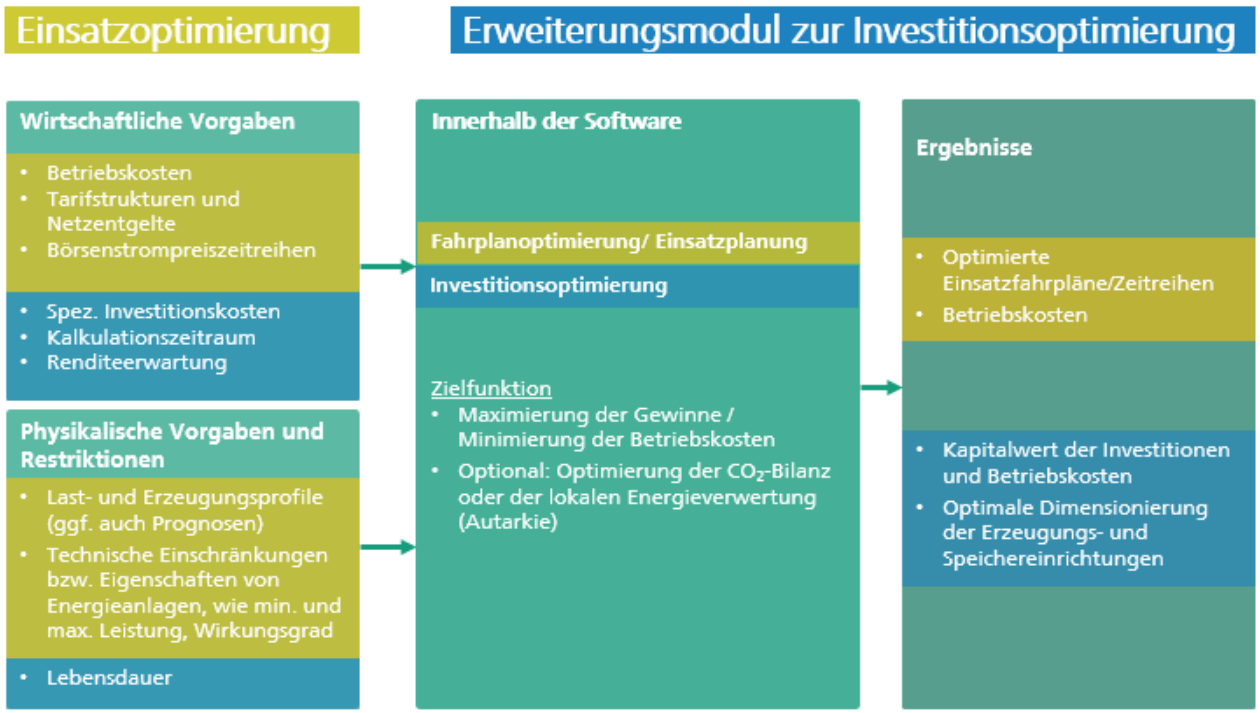

Abbildung 42: Darstellung der Ein- und Ausgangsgrößen der Energiemanagement-Software

Diese Parameter sind beispielsweise die spezifischen Investitionskosten, der zu betrachtende Zeitraum und die Renditeerwartung. Die jährlichen Geldflüsse werden dabei nach der Kapitalwertmethode auf den gegenwärtigen Zeitpunkt abgezinst. Die technischen Einheiten können zusätzlich mit einer Lebensdauer, sowie Speicher auch mit einer maximalen Zyklenanzahl konfiguriert werden. Das Investitionsmodul erweitert ebenfalls die Zielfunktion um die Investitionskosten c_{inv} sowie Barwertfaktoren für die Investitionskosten (f_1) und die jährlichen Geldflüsse (f_2):

$$maximizing\ \ g := (\sum_{\{t \in T\}} i_t - c_t) \cdot f_2\ -\ c_{pow} \cdot f_2 -\ c_{inv} \cdot f_1$$

Die Zielfunktion maximiert die angegebene Gleichung, wodurch das Optimierungssystem die Kombination und Dimensionierung der technischen Einheiten wählt, bei der dieses Ziel erreicht wird (in diesem Beispiel möglichst geringe Investitions- und Betriebskosten und somit maximaler Gewinn).

Die Analysen mit microScope wurden sowohl für den Eichhof als auch für die Modelfälle durchgeführt. Bei den Untersuchungen des Eichhofs wurden die Daten von heute als basis-Szenario definiert, für die Modellfälle wurde das Jahr 2010 als Referenzjahr gewählt. Grundsätzlich war das Ziel die bisher erzielten Ergebnisse mit microScope zu verifizieren und darüber hinaus zu prüfen ob durch das Energiemanagement auch die Regelung der Energieerzeugungsanlagen bzw. deren Energie dazu genutzt wird um die

Lastspitzen zu kappen und es dadurch ggf. möglich wäre die gleichen Ersparnisse mit einem kleineren Batteriespeicher zu erzielen. Die Analysen ermöglichen eine erste Einschätzung welche Faktoren die Auslegung bzw. die Kombination mit einem Batteriespeicher am stärksten beeinflussen. Für eine detaillierte Analyse müssten die zusätzlichen Kosten für die Realisierung des Energiemanagements berücksichtigt werden, was im Rahmen dieses Projekts nicht getan wurde.

Für das Landwirtschaftszentrum Eichhof wurden eine Vielzahl von Parametervariationen durchgeführt, die im Rahmen des Abschlussberichts auf die wichtigsten Aussagen reduziert wird. Es konnte gezeigt werden, dass der Batteriespeicher, unabhängig von den Investitionskosten und der Einspeisevergütung für PV und BHKWs, nicht zum Einsatz kommt, wenn beide BHKWs in der Einsatzoptimierung berücksichtigt werden. Die Lastspitzen könnten also ebenfalls von den BHKWs bedient werden, wenn ein entsprechendes Energiemanagement System installiert wird. Die Ursache dafür ist, dass die Summenleistung der BHKWS 200 kW (125 kW +75 kW) beträgt, während die Spitzenlast im Referenzjahr 2020 lediglich bei 198,2 kW lag. Es gibt jedoch aktuell die Überlegung das größere BHKW außer Betrieb zu nehmen. Durch die Abschaltung des BHKWs würde auch der Batteriespeicher, abhängig von den Investitionskosten und der Einspeisevergütung, wieder berücksichtigt werden. Die Simulation des Referenzszenarios mit dem 75 kW BHKW resultierte in einer Speicherauslegung in Höhe von 11,24 kW und 2,85 kWh. Eine Verringerung der Investitionskosten des Batteriespeichers von 550 €/kWh auf 250 €/kWh hatte nur eine ca. 10 % größere Auslegung des Speichers zur Folge (12,63 kW/3,2 kWh), wohingegen die Reduzierung der Einspeisevergütung von 23,59 ct€/kWh auf 16,4 ct€/kWh zu einer deutlich größeren Auslegung des Batteriespeichers führte (42,55 kW/16,03 kWh). Das heißt, dass vor allem die Vergütung des Biogasanlagen- und PV Stroms entscheidend sind ob die Energie im Rahmen der Einsatzoptimierung für die Eigenverbrauchsoptimierung eingesetzt oder vollständig ins Netz eingespeist wird und dass die Kombination mit Batteriespeichern für Anlagen, die aus der Vergütung laufen attraktiver wird.

Auf Grundlage der ausführlichen Ergebnisse aus den Untersuchungen für das Landwirtschaftszentrum Eichhof wurden für die Referenzszenarien ebenfalls Einsatzoptimierungen durchgerechnet. Die vorher aufgezeigten Tendenzen konnten hier bestätigt werden.

1.9. Fazit

Im Rahmen des Vorhabens wurde zunächst der aktuelle Stand der Technik für Biogasanlagen und Batteriespeicher zusammengefasst. Insbesondere die Analyse der Biogasanlagen und der landwirtschaftlichen Betriebe hat sehr deutlich gemacht wie groß das Spektrum der unterschiedlichen Betriebe ist. Durch die Berücksichtigung von PV-Anlagen in den landwirtschaftlichen Energiesystemen ist das Spektrum der untersuchten Anwendungsfälle noch größer geworden, so dass früh im Projekt klar wurde, dass insbesondere die Auswertung der realen Betriebe als wertvolles Ergebnis aus dem Projekt hervorgehen wird, während pauschale Aussagen vor diesem Hintergrund für jeden Einzelfall genau geprüft werden müssen.

Ein Ziel war es, die Transparenz bei der wirtschaftlichen Beurteilung von Batteriespeichern zu erhöhen. Es wurde aufgezeigt, dass im Rahmen der Investitionskostenbetrachtung stark unterschiedliche Annahmen getroffen werden können, die sich im Anschluss auf die techno-ökonomische Analyse auswirken.

In der anschließenden Bewertung von potentiellen Anwendungsfällen für die Kombination von Biogasanlagen und Batterien wurde an mehreren Stellen aufgezeigt, dass sich die beiden Technologien durch ihre spezifische Charakteristik gut ergänzen können. Neuere Biogasanlagen bzw. Blockheizkraftwerke, in denen das Biogas verstromt wird, sind zwar bereits heute in der Lage schnelle Lastwechsel zu vollziehen, aber können nicht so schnell reagieren wie Batteriespeicher. Im Gegenzug sind Batteriespeicher zwar reaktionsschnell, aber werden nie in der Lage sein so lange Bereitstellungszeiträume wie Biogasanlagen zu erreichen. Selbst wenn eine hohe Anzahl an Vollaststunden erreicht wird, muss diese immer wieder unterbrochen werden um den Batteriespeicher erneut zu laden, was eine unterbrechungsfreie Versorgung über einen längeren Zeitraum unmöglich macht. Eine gezielte Kombination beider Anlagen zu einem System führt zu einer Verbindung der beiden wesentlichen Eigenschaften. Das Gesamtsystem ist dann durch die Biogasanlage in der Lage zuverlässig über einen langen Zeitraum Verbrauchsprofile zu bedienen und der Batteriespeicher sorgt dafür, dass dabei auch Lastwechsel problemlos bewältigt werden können, wenn Leistung und Kapazität des Batteriespeichers richtig auf die Biogasanlage und das Lastprofil abgestimmt sind.

Trotz dieser vielversprechenden Ausgangssituation gibt es keine Vermarktungsmöglichkeit, die sich explizit nur mit der Kombination beider Technologien erschließen lässt. Gründe dafür sind zum Bespiel der Trend in der Anlagenleistung. Während immer größere Speicher gebaut werden und die flexiblen Aufgaben im Netz übernehmen werden aktuell nur kleinere Biogasanlagen installiert. Außerdem werden bei der Stromproduktion keine so großen Margen erzielt, dass die Durchspeicherkosten durch eine zeitliche Verschiebung wieder refinanziert werden könnten. Es wurde jedoch gezeigt, dass auch in landwirtschaftlichen Betrieben die Spitzenlastkappung, als typischen Anwendungsfall für Batteriespeicher, eine wichtige Rolle spielt. Mit Hilfe dieses Anwendungsfalls können zum einen Kosten eingespart werden und zum anderen weitere Anwendungsfälle mit dem Batteriespeicher ermöglicht werden, die für sich genommen nicht profitabel werden. Dies trifft insbesondere für die Notstromversorgung zu. Im Falle des Eichhofs ist der Batteriespeicher, dessen Kosten durch die Spitzenlastkappung amortisiert werden, groß genug um die Lasten und vor allem Lastspitzen der Biogasanlage zu versorgen, wodurch diese im Falle eines Stromausfalls weiter betrieben werden könnte und einen autarken Betrieb des Landwirtschaftszentrums Eichhof ermöglichen würde. Im Anwendungsfall von Wabern ist der Batteriespeicher groß genug um die Lüftung, Fütterung und Frischwasserzufuhr des Ferkelaufzuchtstalls für eine begrenzte Zeit zu versorgen, aber nicht groß genug um den Verbrauch der Biogasanlage zu decken. Die Ursache dafür ist, dass die Leistung der Biogasanlage um ein Vielfaches größer ist als der Verbrauch des Betriebes.

Das Landwirtschaftszentrum Eichhof und die Bioenergie Wabern GbR haben die Ergebnisse aus dem Projekt sehr positiv bewertet und mündliche Interessensbekundungen ausgesprochen. Beide Standorte würden im Falle der Bewilligung für die zweite Projektphase zur Verfügung stehen. Durch die Überführung der Untersuchung in einen der realen Betriebe würden die guten Projektergebnisse noch wertvoller werden und könnten im Anschluss als eine Blaupause für die Übertragung auf möglichst viele Standorte dienen.

Die Analysen der repräsentativen Modellfälle und die optimierte Auslegung durch den Einsatz eines Energiemanagement-Systems haben noch weitere Aspekte des Themas beleuchtet, die im Rahmen von zukünftigen Projekten weiter untersucht werden sollten. Hier wurde gezeigt, dass auch der Einsatz von Energiemanagement-Systeme zur Reduktion der Betriebskosten führen kann und insbesondere die stark veränderte Vergütungssituation im Anschluss an die festgeschrieben Vergütung die vorgestellten Anwendungsfälle noch attraktiver macht.

2. Verwertung

Wissenschaftliche und /oder technische Erfolgsaussichten

- Erweiterung von Netzwerken zum Informationsaustausch mit KTBL, IZES gGmbH, TLLLR, LWK NRW, LfL Bayern, Uni Hohenheim (kurzfristige Wirkung)
- Publikation von Forschungsergebnissen in Fachzeitschriften, auf wissenschaftlichen Tagungen und Fachveranstaltungen (kurzfristige Wirkung)
- Datengrundlage für Folgeprojekte (kurz- bis mittelfristige Wirkung)
- Entwicklung neuer Projektansätze durch Ermittlung von Forschungsbedarf (kurz- bis mittelfristige Wirkung)
- Erweitertes Anwendungsfeld für den Einsatz von Biogasanlagen und Batterien (kurz- bis langfristige Wirkung)
- Entscheidungsgrundlagen für die im Rahmen des Projektes konkret ausgewählten Biogasanlagen für anschließenden Demonstrationsbetrieb vor Ort (mittelfristige Wirkung)
- Entscheidungsgrundlagen für den Weiterbetrieb der vorhandenen Biogasinfrastruktur allgemein (mittelfristige Wirkung)
- Entwicklung neuer Projektansätze durch Ermittlung von Forschungsbedarf: Softwareentwicklung Microscope für Biogasanlagen (kurz- bis mittelfristige Wirkung)

Wirtschaftliche Erfolgsaussichten

- Die Arbeiten im Rahmen des Projektes führen durch Generierung von Wissen zu einer Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit im Vergleich zu anderen nationalen und internationalen Forschungseinrichtungen, bzw. Marktakteuren. (kurz- bis mittelfristige Wirkung)
- Insbesondere durch die Realisierung neuer Projekte können positive Effekte auf die Personalentwicklung des Instituts erreicht werden. (kurz- bis mittelfristige Wirkung)
- Durch Kompetenzaufbau können sich Beratungsdienstleistungen für Marktakteure (Energieversorger, Netzbetreiber, internationale politische Entscheidungsträger und Ministerien) ergeben (kurz- bis mittelfristige Wirkung)
- Stärkung von Betreibern von Biogasanlagen durch die Kombination mit einem Batteriespeicher und Aufzeigen neuer Geschäfts- und Nutzungsmodelle in einer Post-EEG-Ära einschließlich der Politikberatung zur Änderung notwendiger Regularien, um Anreize für tragfähige Anlagenkonzepte zu setzen. (kurz- bis langfristige Wirkung)
- Durch den Kompetenzaufbau erhöhen sich die Erfolgsaussichten zur erfolgreichen Platzierung von nationalen und internationalen F&E-Projekten. (kurz- bis mittelfristige Wirkung)
- Volkswirtschaftliche Reduktion der THG-Emissionen (mittel-langfristig)
- Wirtschaftlich verbesserte landwirtschaftliche Energiesysteme und damit Reduktion der Energiekosten für den Verbraucher (mittel-langfristig)
- Unterstützung von Beratungsangeboten in der Landwirtschaft durch Optimierungstools des Fraunhofer IEE (mittelfristige Wirkung)
- Deutschland bzw. dessen Betriebe könnte Leitanbieter von Steuerungstechnik und BioBatSys-Systemen werden (mittel-langfristige Wirkung)
- Export der Technologie (mittel-langfristig)
- Lizenzen des Fraunhofer IEE von Mess- Steuer und Regelungstechnik für BioBatSys Systeme (mittel-langfristig) und zur Verfügung Stellung der Lizenzen an Deutsche Betriebe.

3. Erkenntnisse von Dritten

Während der Durchführung des Vorhabens wurden keine anderen Erkenntnisse zur Kombination von Biogasanlagen und Batteriespeichern erlangt, die dem Zuwendungsempfänger bekannt sind.

4. Veröffentlichungen

Zum Projektstart wurde eine gemeinsame Pressemitteilung von der FNR und dem Fraunhofer IEE veröffentlicht

https://www.fnr.de/presse/pressemitteilungen/aktuelle-mitteilungen/aktuelle-nachricht/biogasanlagen-mit-batteriespeichern-kombinieren

https://www.iee.fraunhofer.de/de/presse-infothek/Presse-Medien/Pressemitteilungen/2020/BioBatSys.html

Die Projektergebnisse werden im Abschlussbericht der Öffentlichkeit zur Verfügung gestellt.

Im Anschluss an den Abschlussbericht soll eine Veröffentlichung in einer Fachzeitschrift erfolgen.

Literatur

[1] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V., *Massebezogener Substrateinsatz in Biogasanlagen.* [Online]. Verfügbar unter: https://mediathek.fnr.de/massebezogener-substrateinsatz-in-biogasanlagen.html (Zugriff am: 28. Oktober 2021).

[2] U. Hoffstede *et al.,* „Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz“, Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE, Kassel, 2019.

[3] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Hg., „Erfahrungsbericht nach § 97 EEG (EEG-Erfahrungsbericht)“, Berlin, 2018. Zugriff am: 26. Oktober 2021.

[4] D. J. Pertagnol, D. S. Zielonka und D. G. Reinhold, „Biogas Autark: Ist eine Eigenversorgung möglich/sinnvoll?“, 30. Juni 2020.

[5] FNR, *FNR - Biogas: Stand der Flexibilisierung von Biogasanlagen.* [Online]. Verfügbar unter: https://biogas.fnr.de/biogas-nutzung/stromerzeugung/stand-der-flexibilisierung-von-biogasanlagen (Zugriff am: 26. Oktober 2021).

[6] A. Jossen und W. Weydanz, *Moderne Akkumulatoren richtig einsetzen,* 2. Aufl. Göttingen: Cuvillier Verlag, 2019.

[7] Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Hg., „Energiespeicher-Roadmap (Update 2017)“, 2017. Zugriff am: 26. Oktober 2021.

[8] M. Schüler, „Techno-ökonomische Analyse von Energiespeichern als Flexibilitätsoption am Beispiel von Batteriespeichern“. Master-Arbeit, Universität Kassel, Kassel, 2018.

[9] Matthias Puchta, „Physikalisch-elektrochemische Hardware-in-the-Loop Simulation von Li-Ionen Batteriesystemen“. Dissertation, Universität Kassel, Kassel, 2018.

[10] J. Figgener *et al.,* „The development of stationary battery storage systems in Germany – A market review“, *Journal of Energy Storage*, Jg. 29, S. 101153, 2020, doi: 10.1016/j.est.2019.101153.

[11] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH, *Präqualifikation für die Vorhaltung und Erbringung von Regelreserve.* [Online]. Verfügbar unter: https://www.regelleistung.net/ext/static/prequalification (Zugriff am: 26. Oktober 2021).

[12] *Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen*, 2067, VDI, 2012.

[13] D. H. Hahn und C. Dick, „BenFlex² – Techno-ökonomisches Benchmarking flexibler erneuerbarer Kraftwerke und alternativer Flexibilitäts-opti-onen (Energiespeicher und das Abschalten von EE): Abschlussbericht“, Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE, Kassel, 2019. Zugriff am: 27. Juli 2020.

[14] Fraunhofer-Allianz Batterien, Hg., „Entwicklungsperspektiven für zellformate von lithium-Ionen-Batterien in der Elektromobilität“, 2017. Zugriff am: 26. Oktober 2021.

[15] Agora Energiewende, *Agorameter.* [Online]. Verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/service/agorameter/chart/power_price_emission/01.06.2021/30.06.2021/today/ (Zugriff am: 26. Oktober 2021).

[16] Next Kraftwerke GmbH, *Regelenergie & Regelleistung - was ist das?* [Online]. Verfügbar unter: https://www.next-kraftwerke.de/wissen/regelenergie (Zugriff am: 26. Oktober 2021).

[17] Solarenergie Förderverein Deutschland e.V., *Solarstrom-Vergütungen im Überblick.* [Online]. Verfügbar unter: https://www.sfv.de/lokal/mails/sj/verguetu (Zugriff am: 28. Oktober 2021).

[18] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Hg., „Studie Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien“, 2010. Zugriff am: 26. Oktober 2021.

[19] Bundesnetzagentur, *Veröffentlichung von EEG-Registerdaten.* [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/start.html (Zugriff am: 26. Oktober 2021).

[20] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Hg., „Stromgestehungskosten erneuerbare Energien: Juni 2021“, 2021. Zugriff am: 26. Oktober 2021.

[21] Institut für ZukunftsEnergie- und StoffstromSysteme und Universität Hohenheim, Hg., „Biogasbestandsanlagen nach der EEG-Phase – Geschäftsmodelle einer energetischen Eigenversorgung landwirtschaftlicher Betriebe mittels ihrer Biogasanlagen (Biogas Autark)“, 2020. Zugriff am: 26. Oktober 2021.

[22] Kraftfahrtbundesamt, *Jahresbilanz 2020.* [Online]. Verfügbar unter: https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Neuzulassungen/Jahresbilanz_Neuzulassungen/jahresbilanz_node.html (Zugriff am: 26. Oktober 2021).

[23] Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE, Hg., „NETZ:KRAFT: Öffentlicher Abschlussbericht“, 2019. Zugriff am: 26. Oktober 2021.

[24] J. Neiber, T. Remmersmann und S. Hartmann, "Biogasanlagen mit Batteriespeichern kombinieren; Standardlastprofile", E-Mail, Nov. 2020.

III. ANHANG

A1 Bestimmung der EEG-Umlage (bei Verwendung des Stroms zur Eigenversorgung)

Voraussetzungen:

- Analgenbesitzer sowie Letztverbraucher sind dieselbe juristische Person
- Der verbrauchte Strom fließt nicht über ein öffentliches Netz
- Strom wird in einer EEG-Anlage hergestellt

Höhe der EEG-Umlage	Analgentyp	Bedingungen	Gesetz
0% der EEG-Umlage sind zu entrichten, wenn			
		die installierte Leistung von <10 kW und ein max. selbst Verbrauch pro Kalenderjahr von 10 MWh nicht überschritten wird	§ 60 a EEG 2017
	Bestandsanlagen		
		Anlagen, die vor dem 1. August 2014 nach den vorgeschriebenen Voraussetzungen (Abs. 1) betrieben wurden	§ 61 e EEG 2017
		vor dem 23. Jänner 2014 zugelassen worden sind, nach dem 1. August 2014 erstmal Strom erzeugt haben und vor dem 1. Jänner 2015 unter Einhaltung von Abs. 1 genutzt wurden	§ 61 e EEG 2017
		vor dem 1. Jänner 2018 eine Stromerzeugungsanlage nach Buchstabe a oder Buchstabe b an demselben Standort erneut erweitert oder ersetzt haben, es sei denn die installierte Leistung ist durch Maßnahmen >30 % erhöht worden	§ 61 e EEG 2017
	ältere Bestandsanlagen		
		Anlagen, die vor dem 1. September 2011 zum Eigenverbrauch verwendet wurden und nicht nach dem 31. Juli 2014 erneuert, erweitert oder ersetzt worden sind	§ 61 f EEG 2017
		die nach dem 31. Juli 2014, aber vor dem 1. Jänner 2018 eine Stromerzeugungsanlage die der Eigenverbraucher vor dem 1. September 2011 unter Einhaltung des Abs. 1 betrieben hat, an dem selben Standort erneuert, erweitert oder ersetzt hat, es sei denn die Leistung ist dadurch um 30 % gestiegen und schon vor dem 1. Jänner 2011 im Eigentum des Letztverbrauchers stand	§ 61 f EEG 2017
40% der EEG-Umlage sind zu entrichten, wenn			
	hocheffiziente KWK-Anlagen, welche erstmals nach dem 31. Juli 2014, aber vor dem 1. Januar 2018 zur Eigenversorgung genutzt wurden		

		ausschließlich aus gasförmigen Brennstoffen sowie hocheffizient im Sinne des § 53 a Abs. 6 S. 5 des Energiesteuergesetzes und folgende Nutzungsgrade erreicht hat: im Kalenderjahr (-monat) der EEG-Umlagen Reduzierung einen Jahres- (Monats-)nutzungsgrad von 70 % nach § 53 a Abs. 6 S. 4 Nr. 1 Energiesteuergestz	§ 61 c EEG 2017
		KWK mit einer installierten Leistung in Anwendung § 2 Nr. 14 2. Hs. Kraft-Wärmekopplungsgesetz zwischen 1 MW und 10 MW erzeugt worden ist	§ 61 c EEG 2017
		KWK mit einer installierten Leistung in Anwendung § 2 Nr. 14 2. Hs. Kraft-Wärmekopplungsgesetz zwischen 1 MW und 10 MW erzeugt worden ist, wenn Betreiber der KWK-Anlage ein Unternehmen einer Branche nach Anlage 4 Liste 1 ist. Die Branchenzugehörigkeit wird vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle auf Antrag des KWK-Anlagenbetreibers festgestellt.	§ 61 c EEG 2017
	hocheffizienten neue KWK-Anlagen		
		entfällt, da es sich hierbei um den Zeitraum vom 31. Dezember 2017 bis 1. Jänner 2019 handelt	§ 61 d EEG 2017

A2 Übersicht der landwirtschaftlichen Maschinen mit Elektromotor

Modellart	Hersteller	Modell	Art des Akkumulators	Kapazität [kWh]	Nennspannung [V]	Ladedauer [h]	Schnellladefähig	Entlade- und Beladefähig
Hoflader	Weidemann	1160 eHoftrac	Lithium-Ionen-Akku	11,04	48	6	keine Angabe	nicht möglich
Hoflader	Giant	G2200E X-TRA	Lithium-Ionen-Akku	12,48 / 18,72 / 24,96	48	keine Angabe	keine Angabe	nicht möglich
Radlader	Volvo	L25 ELECTRIC	Lithium-Ionen-Akku	39	48	12 (internes Ladegerät)/2(externes Ladegerät)	möglich	keine Angabe
Hoflader	Schäffer	23e	Lithium-Ionen-Akku	6,7 / 13,4	260	in 1/2 h auf 80 %	möglich	keine Angabe
Hoflader	Wacker Neuson	WL20e	Lithium-Ionen-Akku	11,04 / 14,88	48	8	keine Angabe	keine Angabe
Hoflader	Strobl	AVANT SERIE E6	Lithium-Ionen-Akku	13,8	keine Angabe	keine Angabe	keine Angabe	keine Angabe
Hoflader	Strobl	AVANT SERIE E5	Blei-Säure-Akku	11,5	keine Angabe	keine Angabe	keine Angabe	keine Angabe
Teleskop-lader	JCB	525-60E	Lithium-Ionen-Akku	24	96	8 Hausnetz/ in 1/2 h auf 80 %	keine Angabe	keine Angabe
Traktor	Fendt	e100 Vario	Lithium-Ionen-Akku	100	400	In 40 min auf 80 %	Möglich	Keine Angabe

Futter-mischwagen	Siloking	TruckLine e.0 eTruck 1408	Lithium-Ionen-Akku	Keine Angabe	80	Keine Angabe	Keine Angabe	Keine Angabe
Traktor	Rigitrac	SKE 40 ELECTRIC	Lithium-Ionen-Akku	50	400	In ca. 2 h auf 80 %	Möglich	Keine Angabe
Traktor	John Deere	GridCON E-Traktor	Kabelgebunden	-	700	-	-	-
Traktor	Solectrac	eUtility	Lithium-Ionen-Akku	28	240	Keine Angaben	Keine Angaben	Keine Angaben
Traktor	STEYR	KONZEPT	Hybrid	Keine Angabe	Keine Angabe	Keine Angabe	Keine Angabe	Keine Angabe

A3 Verbrauchsprofile der repräsentativen Modellbetriebe

Milchviehhaltung

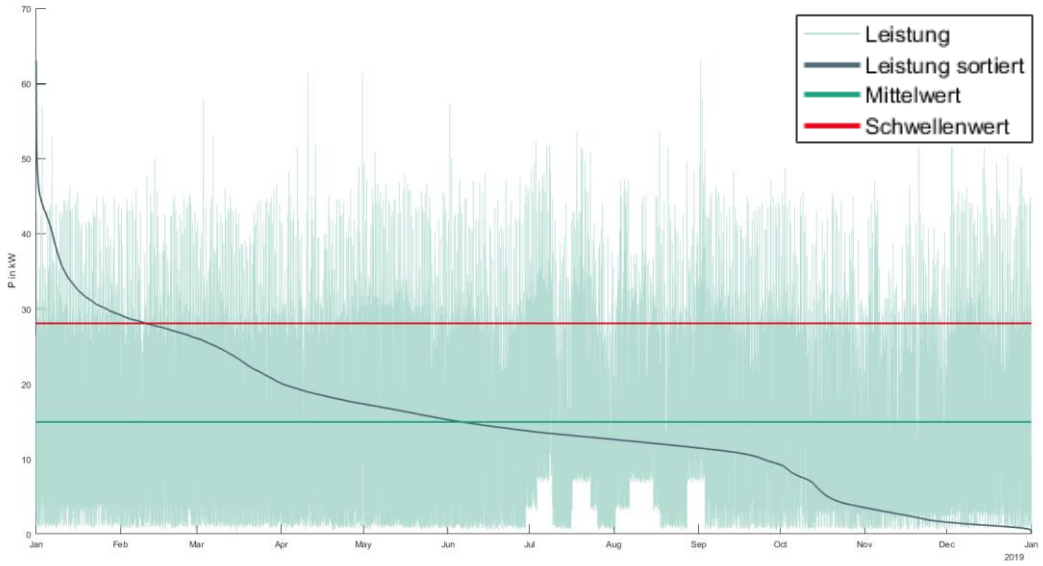

Abbildung 43:Milchvieh FGM 2x8

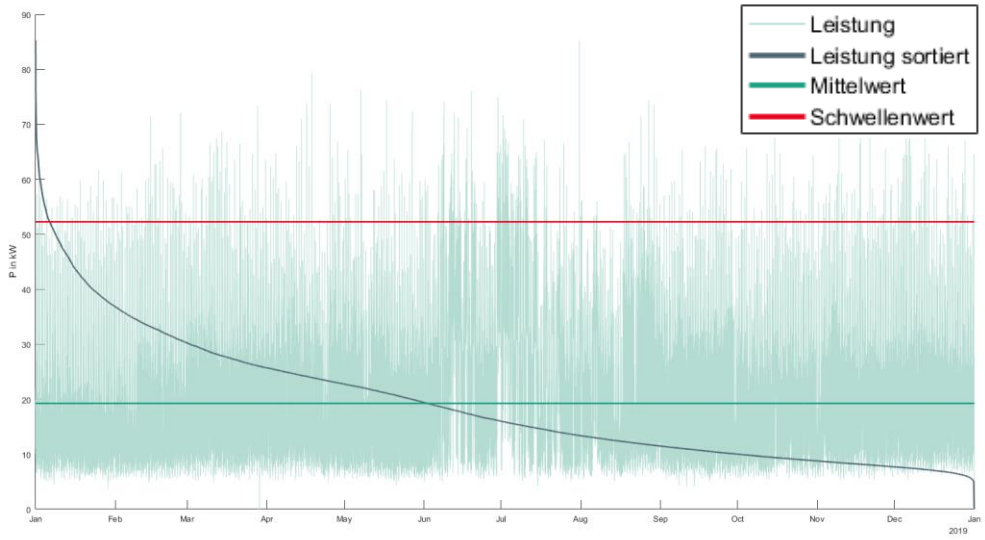

Abbildung 44: Milchvieh IM 24

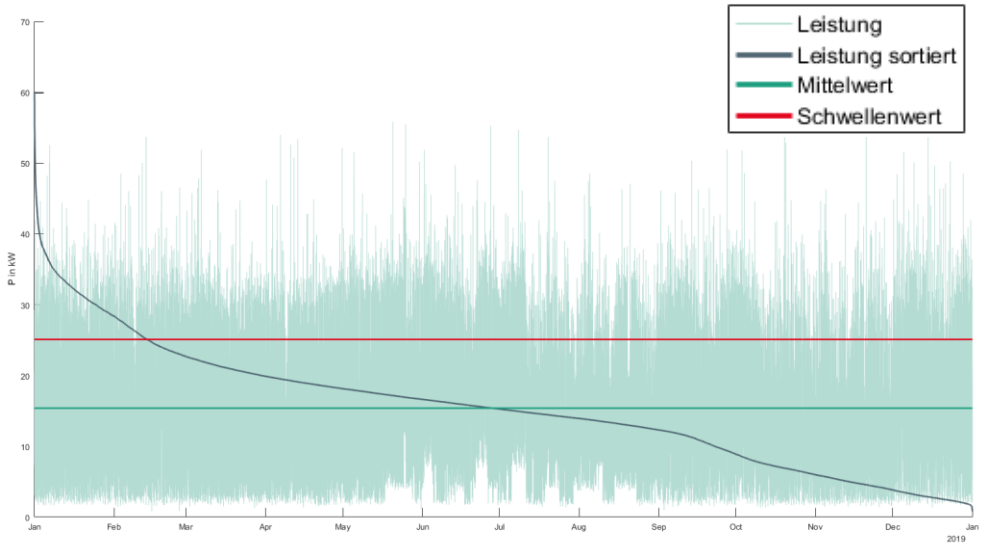

Abbildung 45:Milchvieh AMS

Schweinehaltung

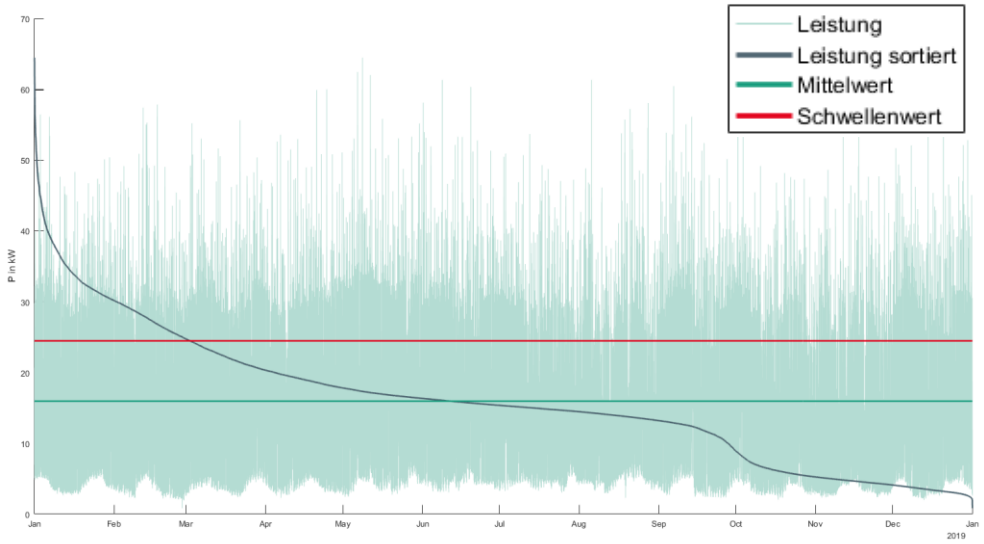

Abbildung 46: Ferkelerzeugung

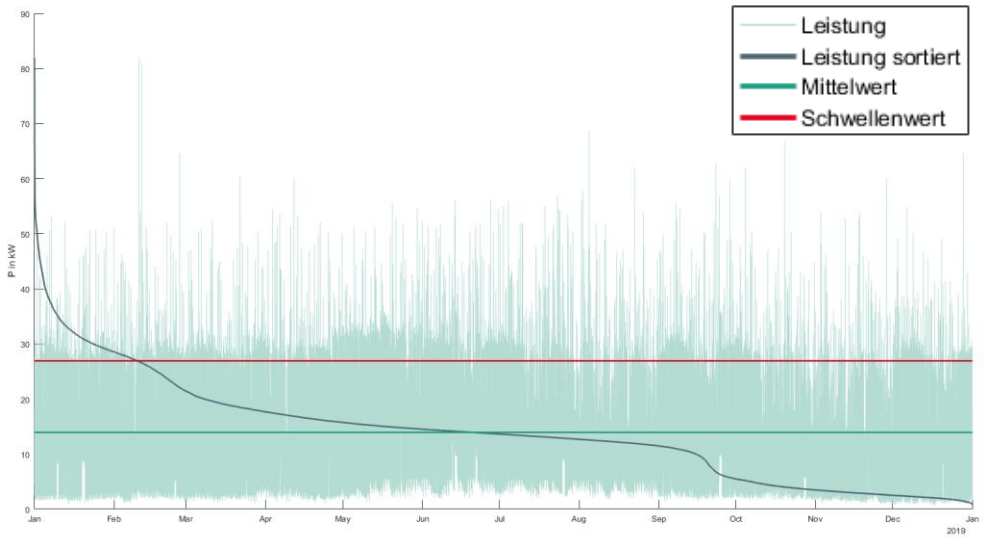

Abbildung 47: Schweinemast

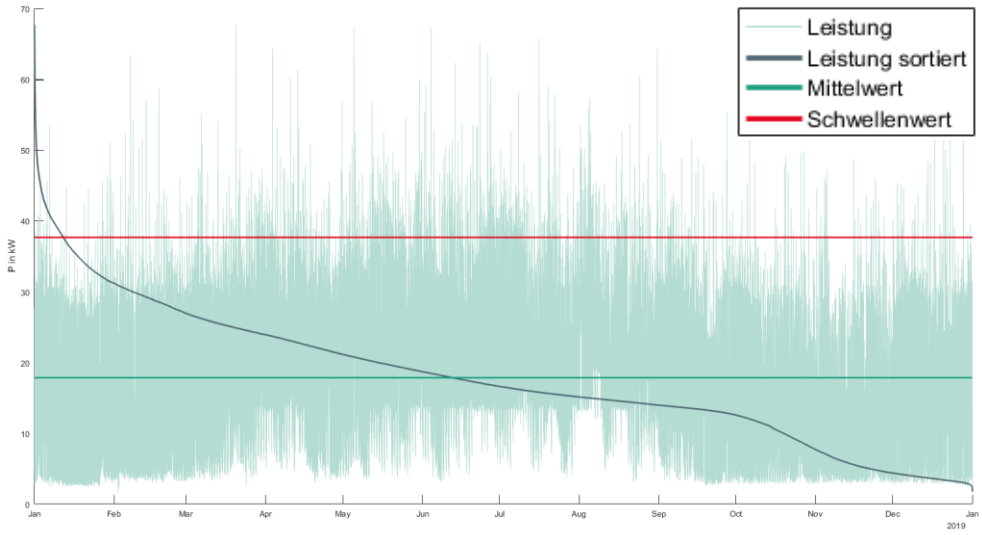

Abbildung 48: Schweinemast Abluftreinigung

Geflügelhaltung

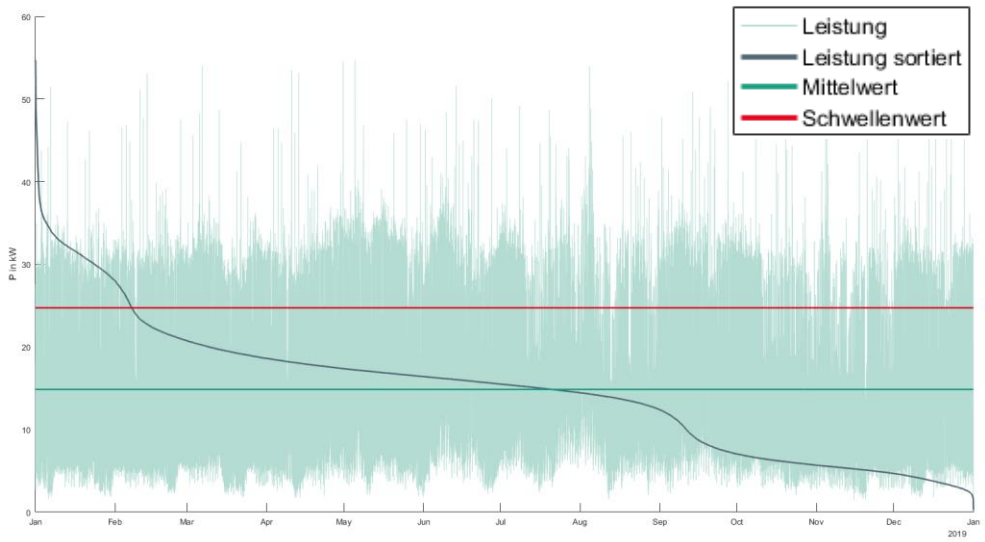

Abbildung 49: Hühnermast Kurzmast

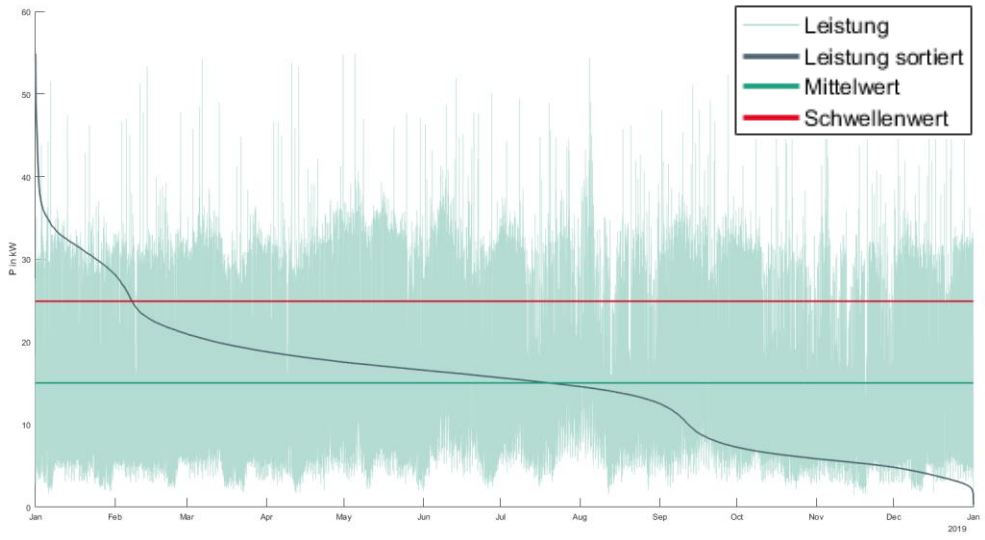

Abbildung 50: Hühnermast Schwermast

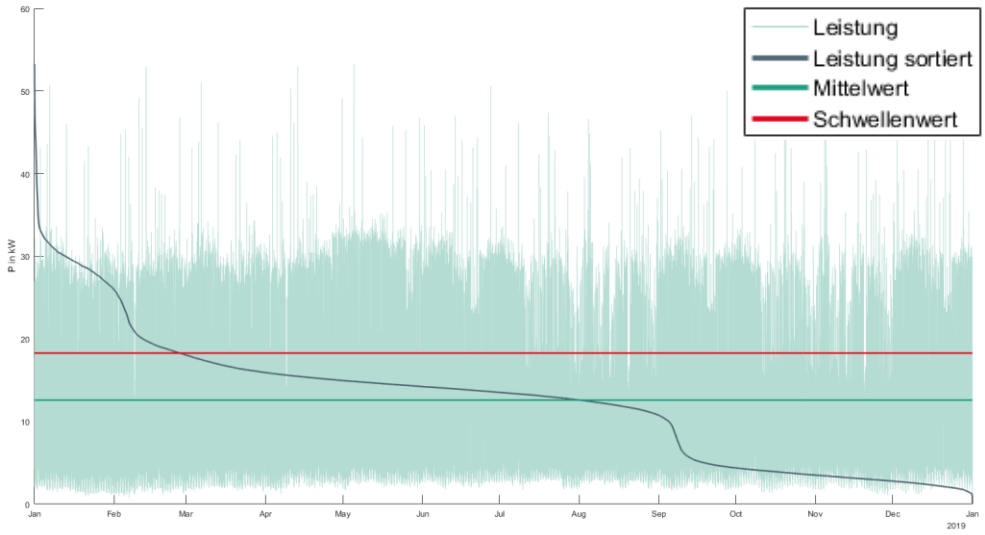

Abbildung 51: Legehennenhaltung