

Schlussbericht – OptFlex Biogas – Ermittlung eines technisch-ökonomisch optimierten Betriebs flexibler Biogasanlagen

Projektlaufzeit vom 01.09.2012 bis 31.03.2015

FKZ 03KB073A

**Markus Lauer, Martin Dotzauer, Eva Nebel, Jan Postel,
Christiane Hennig, Monique Lehmann**

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH

Torgauer Straße 116
04347 Leipzig

Tel.: +49 (0)341 2434-112
Fax: +49 (0)341 2434-133

www.dbfz.de
info@dbfz.de

Datum: 11.09.2015

Zuwendungsgeber: **Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)**
Scharnhorststr. 34-37
10115 Berlin

Projektträger: **Projektträger Jülich - PTJ**
Geschäftsbereich Umwelt (UMW)
Zimmerstr. 26/27
10969 Berlin

Projektpartner: **DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH**
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig
Tel.: +49 (0)341 2434-112
Fax: +49 (0)341 2434-133
E-Mail: info@dbfz.de
Internet: www.dbfz.de

Dipl.-Umweltwiss. Markus Lauer (Projektleiter)
Tel.: +49 (0)341 2434-491
E-Mail: markus.lauer@dbfz.de

Erstelldatum: 11.09.2015

Projektnummer DBFZ: P3330014

Projektnummer Auftraggeber
oder Zuwendungsgeber: 03KB073A

Gesamtseitenzahl + Anlagen 26

Inhaltsverzeichnis

1	Vorbemerkung	4
2	Kurzdarstellung des Vorhabens	4
2.1	Aufgabenstellung	4
2.2	Voraussetzungen.....	4
2.3	Planung und Ablauf	5
2.4	Wissenschaftlicher und technischer Stand zu Vorhabensbeginn	6
2.5	Zusammenarbeit mit anderen Stellen	6
3	Eingehende Darstellung	7
3.1	Zuwendungsverwendung und Projektergebnisse im Vergleich zu den vorgegebenen Zielen	7
3.1.1	Zuwendungsverwendung	7
3.1.2	Arbeitspaket 1: Anlagenauswahl und Datenerfassung	7
3.1.3	Arbeitspaket 2: Toolentwicklung zur Bestimmung der Stromgestehungskosten	8
3.1.4	Arbeitspaket 3: Ermittlung optimaler Vermarktungsoptionen	9
3.1.5	Arbeitspaket 4: Ermittlung technisch optimaler Betriebsweisen	9
3.1.6	Arbeitspaket 5: Ermittlung spezifischer Treibhausgasemissionen	10
3.1.7	Arbeitspaket 6: Bestimmung des technisch-ökonomischen Optimums.....	15
3.1.8	Arbeitspaket 7: Handlungsempfehlungen	21
3.1.9	Arbeitspaket 8: Projektkoordination.....	22
3.2	Zahlenmäßiger Nachweis	22
3.3	Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit	22
3.4	Nutzen und Verwertbarkeit des Vorhabens	23
3.5	Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen	23
3.6	Ergebnisveröffentlichung.....	24
3.7	Literatur	25

1 Vorbemerkung

Dieser Bericht ist der Schlussbericht des Deutschen Biomasseforschungszentrums gGmbH zum Projekt „Ermittlung eines technisch-ökonomisch optimierten Betriebs flexibler Biogasanlagen (OptFlex Biogas)“ (FKZ 03KB073A).

2 Kurzdarstellung des Vorhabens

2.1 Aufgabenstellung

Das Projekt wurde im Rahmen der Nationalen Klimaschutzinitiative (NKI) des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) bzw. seit 2014 vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) durch das Programm „Förderung von Forschung und Entwicklung zur klimateffizienten Optimierung der energetischen Biomassenutzung“ gefördert. Innerhalb des Förderprogramms wurde die „Entwicklung von Konzepten und Projekten zur bedarfsgerechten Erzeugung von Strom aus Biomasse“ unterstützt.

Aus dem Themenfeld hervorgehend wurde im Projekt „Ermittlung eines technisch-ökonomisch optimierten Betriebs flexibler Biogasanlagen“ die Aufgabe bearbeitet, eine markt- und systemoptimierte Betriebsweise von Biogasanlagen bei Berücksichtigung der technischen Parameter für Biogasanlagen zu ermitteln. Da die Markt- und Systemintegration mit dem EEG 2012 und dem darin enthaltenen Marktprämienmodell und der Flexibilitätsprämie zum 01. Januar 2012 eingeführt worden ist, bestand insbesondere bei Biogasanlagen die Notwendigkeit, einen technisch-ökonomisch optimalen Betrieb zu bestimmen. Die Erkenntnisse daraus ergeben die Möglichkeit, das neue Förderinstrument der Flexibilitätsprämie beurteilen zu können. Zudem sollten mit dem Vorhaben die Treibhausgasemissionen¹ des flexiblen Betriebs berechnet und die dazugehörigen Einsparungen durch etwaige Substitutionseffekte ermittelt werden.

2.2 Voraussetzungen

Im Vorfeld des Vorhabens hat das DBFZ bereits u.a. durch das EEG-Monitoring (FKZ: 03MAP250) zahlreiche Berechnungen zur Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen verschiedenster Art durchgeführt. Das Vorhaben baut auf den gesammelten Erfahrungen auf und erweitert dieses um Fragestellungen zur Direktvermarktung und dem flexiblen Anlagenbetrieb. Mit dem Projektpartner Next Kraftwerke GmbH ist weiterhin ein Partner am Vorhaben beteiligt, der über das notwendige Praxiswissen als Direktvermarkter verfügt. Zudem werden über Next Kraftwerke die betrachteten Praxisanlagen akquiriert, die bereits die Flexibilitätsprämie in Anspruch nehmen und eine flexible Fahrweise vorweisen können.

¹ Nachfolgend wird das Wort Treibhausgas(e) mit THG abgekürzt.

2.3 Planung und Ablauf

Mit dem Vorhaben war die Bestimmung des technisch-ökonomischen Optimums von flexiblen Biogasanlagen unter Berücksichtigung von emissionsrelevanten Fragestellungen geplant. Dazu wurden insgesamt acht Arbeitspakete definiert (Abbildung 1):

Im Arbeitspaket 1 sollen fünf bis acht geeignete Biogasanlagen zusammen mit Next Kraftwerke ausgewählt werden, um alle technischen, ökonomischen sowie Treibhausgas-relevanten Parameter durch eine Vor-Ort-Erfassung aufnehmen zu können. Im Arbeitspaket 2 werden die technischen und ökonomischen Daten ausgewertet, um ein Modell zur Bestimmung der jeweiligen Stromgestehungskosten und damit Wirtschaftlichkeit des flexiblen Anlagenbetriebs entwickeln zu können. Die darauf aufbauenden Arbeitspakete 3 und 4 dienen der Ermittlung von optimalen Vermarktungs- und Betriebsweisen. In Arbeitspaket 3 werden von Next Kraftwerke zusammen mit dem DBFZ durch eine ex-Post-Optimierung der vorliegenden Spotmarkt- und Regelenergiepreise optimale Vermarktungsstrategien entwickelt. Dabei steht der Trade-Off zwischen der Optimierung der Spotmarkt- und Regelenergieerlöse im Fokus der Betrachtung. Arbeitspaket 4 besitzt einen technischen Fokus und analysiert ex-post die Betriebsparameter der ausgewählten Anlagen. Dazu zählen in erster Linie die technischen Parameter zur Gasspeicherung, Verstromung und Wärmelieferung. Anhand verschiedener Szenarien wurden diverse Anlagenerweiterungen betrachtet, um auch unter Berücksichtigung der technischen Parameter einen (theoretisch) funktionierenden Betrieb sicherstellen zu können. Dazu wurden u.a. synthetische Wärmelastprofile erstellt, um die zeitliche Variabilität der Wärmeauskopplung beim flexiblen Betrieb berücksichtigen zu können. Arbeitspaket 5 befasst sich mit den Berechnungen der THG-Emissionen. Diese umfassen zum einen die Berechnungen der spezifischen THG-Emissionen des flexiblen Anlagenbetriebs. Für diese Berechnungen werden im Arbeitspaket 1 neben den technischen und ökonomischen Parametern Daten zu den Substraten und den damit verbundenen Transportentfernungen erhoben. Zum andern sollen die Substitutionseffekte der flexiblen Fahrweise durch Betrachtung des fossilen Referenzsystems berechnet werden. Aus den vorangegangenen Arbeitspaketen resultierend, werden in Arbeitspaket 6 die technisch-ökonomischen Optima der Anlagen ermittelt. Für die Bestimmung werden die Parameter der Arbeitspakete 3 und 4 zusammengeführt, da die Kosten und Erlöse des flexiblen Anlagenbetriebes sehr stark von den Gegebenheiten der jeweiligen Anlage abhängen. Aus den Ergebnissen lassen sich Handlungsempfehlungen ableiten, die in Arbeitspaket 7 herausgearbeitet werden. Zu diesen gehören allgemeine Fragestellungen zur prinzipiellen Gestaltung des Förderinstrumentes der Flexibilitätsprämie, aber auch eine systemische Betrachtung von Biogasanlagen als Flexibilitätsoption unter den gegenwärtigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Arbeitspaket 8 umfasst die Projektkoordination, die aus den Berichtspflichten und der Ergebnisverwertung in Form von Veröffentlichungen sowie Vorträgen besteht.

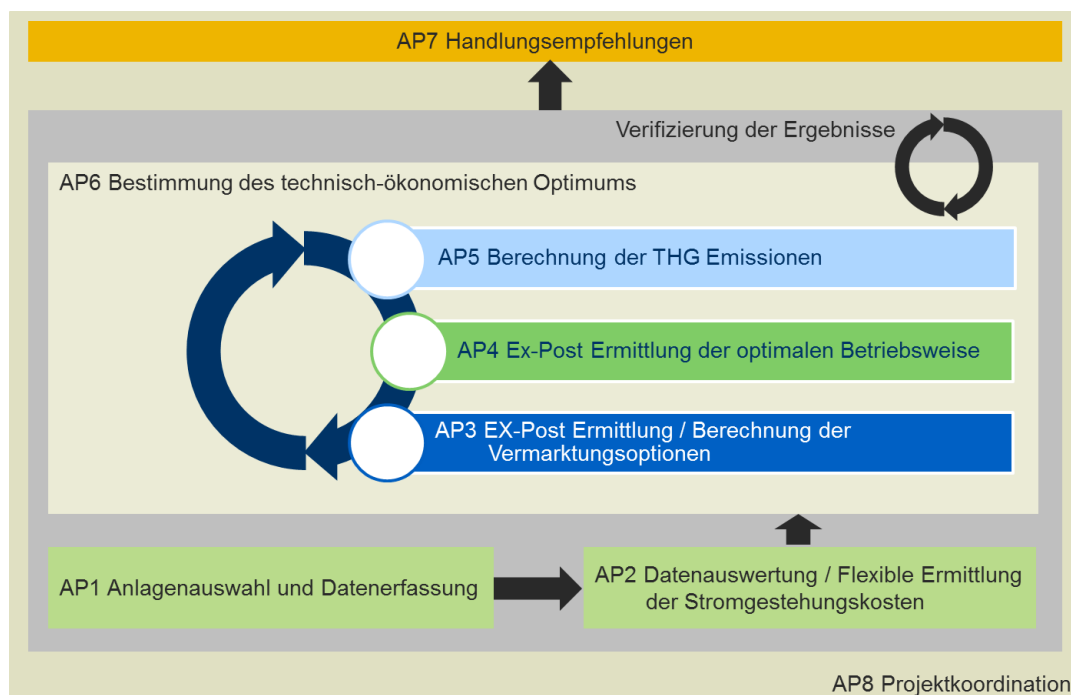


Abbildung 1: Arbeitsschema des Vorhabens (eigene Darstellung).

2.4 Wissenschaftlicher und technischer Stand zu Vorhabensbeginn

Zu Beginn des Vorhabens im September 2012 existierten nur wenige praktische Erfahrungen zu Biogasanlagen in der Direktvermarktung des EEG. Sowohl das Marktprämienmodell als auch die Flexibilitätsprämie sind erst zum 01. Januar 2012 mit der damit verbundenen Novellierung des EEG in Kraft getreten. Insbesondere bei der flexiblen Fahrweise, die durch die Flexibilitätsprämie angereizt wird, vergehen in Folge der notwendigen Zusatzinvestitionen meist mind. 6 Monate von der Planung bis zur Umsetzung der bedarfsgerechten Strombereitstellung (vgl. 1. Zwischenbericht). Aus diesem Grund konnten vor Vorhabensbeginn kaum verlässliche Aussagen über das Betriebsverhalten von Biogasanlagen in der Praxis getroffen werden.

Das Marktprämienmodell betreffend, haben bereits die Autoren Sensfuß und Ragwitz 2011 bei der Vorstellung des genannten Modells aufgezeigt, dass die Direktvermarktung des EEG 2012 und die geringen Preissignale an der Strombörse EPEX Spot SE die Grundlastfahrweise der Biogasanlagen nicht verändern werden (SENSFUß, F.; RAGWITZ, M., 2011).

2.5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Im Vorhaben hat das DBFZ mit dem Direktvermarkter Next Kraftwerke aus Köln als Projektpartner zusammengearbeitet.

Weiterhin fand eine Zusammenarbeit innerhalb des Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“ auch mit anderen Vorhaben statt. Dazu zählen u.a. die Vorhaben „Bioenergie-Flexibilisierung als regionale Ausgleichsoption im deutschen Stromnetz (FKZ: 03KB087)“ und

„Steuerbare Stromerzeugung mit Biogasanlagen (FKZ: 03KB061A)“. Weiterführende Beteiligungen in Gremien etc. erfolgten nicht.

3 Eingehende Darstellung

3.1 Zuwendungsverwendung und Projektergebnisse im Vergleich zu den vorgegebenen Zielen

3.1.1 Zuwendungsverwendung

Im Wesentlichen wurden die Zuwendungen laut Zuwendungsbescheid verwendet.

3.1.2 Arbeitspaket 1: Anlagenauswahl und Datenerfassung

Arbeitspaket 1 ist zusammen mit dem Projektpartner Next Kraftwerke bearbeitet worden.

Ziel:

Im 1. Arbeitspaket sollen von beiden Projektpartnern geeignete Anlagen ausgewählt werden, die bereits die Flexibilitätsprämie erhalten und bei Next Kraftwerke vermarktet werden. Insgesamt sollen fünf bis acht Anlagen für das Vorhaben gewonnen werden. Bei der Anlagenakquise sollen durch Vor-Ort-Erfassungen die notwendigen technischen, ökonomischen und ökologischen Parameter, die für den flexiblen Anlagenbetrieb unabdingbar sind, aufgenommen werden. Zudem dient die Vor-Ort-Erfassung anhand von Gesprächen mit dem Anlagenbetreiber zur Identifikation von Umsetzungsproblemen bei der Flexibilisierung von Biogasanlagen in der Praxis.

Ergebnisse:

Die Anlagenakquise hat sich als sehr schwierig erwiesen. Dies ist insbesondere auf eine (unerwartet) lange Reaktionszeit von der Einführung der Flexibilitätsprämie bis zur Umsetzung der flexiblen Fahrweise von Seiten der Anlagenbetreiber zurückzuführen. Mit der Direktvermarktung im EEG 2012 haben sich die Anlagenbetreiber zunächst auf das Anbieten von Regelleistung konzentriert; die flexible Fahrweise erfolgte meist erst in einem zweiten Schritt, wodurch die Anlagenakquise sich zeitlich deutlich verzögert hatte. Dennoch konnten bis zum Ende des Vorhabens fünf Anlagen für weiterführende Untersuchungen gewonnen werden. Drei Anlagen sind bereits unter dem EEG 2004, eine Anlage unter dem EEG 2009 und eine Anlage unter dem EEG 2012 in Betrieb gegangen. Eine der EEG 2004-Anlagen ist bereits vor Einführung der Flexibilitätsprämie im EEG 2012 flexibel gefahren, da die Gasproduktion der Anlage die Verstromungsleistung des ersten Aggregats überstiegen hat und das zweite Aggregat zeitweise zugeschaltet werden musste. Bei der letzten genannten Anlage, die im Jahr 2012 in Betrieb genommen worden ist, wurde in der Planungsphase die Einführung des Förderinstrumentes der Flexibilitätsprämie berücksichtigt und der Anlagenbetrieb daraufhin ausgelegt. Bei allen Betreibern des Vorhabens funktioniert die flexible Fahrweise nach einer Anlaufphase in der Praxis relativ gut. In der Anfangsphase war der Arbeitsmehraufwand der Betreiber durch das Anlagenmonitoring und die noch neuen Anforderungen an den Betrieb (z.B. Überwachung Gasspeicherfüllstände) deutlich erhöht. Mit den gesammelten Erfahrungen ließ sich jedoch der Aufwand im zeitlichen Betriebsverlauf reduzieren.

Während den Vor-Ort-Erfassungen hatte sich gezeigt, dass die Datenlage bezüglich der Kostenpositionen der Anlagen als außerordentlich schwierig einzuschätzen ist. Technische und häufig auch ökologische Parameter wie das eingesetzte Substrat sowie dazugehörige Transportentfernungen waren den Anlagenbetreibern überwiegend bekannt, wohingegen ökonomische Daten, die über die Investitionen hinaus gehen, meist nicht genannt werden konnten. Dazu zählen vor allem betriebs- und verbrauchsgebundene sowie sonstige Kosten. Als besondere Herausforderung hat sich die Datenermittlung bei den zusätzlichen Wartungskosten der BHKW beim flexiblen Anlagenbetrieb herausgestellt. Sowohl die Anlagenbetreiber als auch viele der BHKW-Hersteller konnten diesbezüglich keine quantitativen Aussagen treffen.

3.1.3 Arbeitspaket 2: Toolentwicklung zur Bestimmung der Stromgestehungskosten

Ziel:

Basierend auf den aufgenommen Daten des 1. Arbeitspaketes wird ein Tool zur Bestimmung der spezifischen Stromgestehungskostenanteile für den flexiblen Anlagenbetrieb der einzelnen Anlagen entwickelt. Die dafür notwendigen Daten werden von den Anlagen direkt erhoben und durch Befragungen bei Anlagenherstellern ermittelt. Mit Hilfe aller Daten wird die Differenz der Stromgestehungskosten zwischen Grundlastfahrweise und der flexiblen Fahrweise berechnet. Dadurch sollen auch Grundaussagen über das Förderinstrument der Flexibilitätsprämie getroffen werden.

Ergebnisse:

Wie bereits in den Ergebnissen des 1. Arbeitspaketes aufgezeigt, hat sich die Datenlage bei der Bearbeitung des Vorhabens zum Teil als schwierig herausgestellt. Bedingt durch die unzureichende Datenlage zu ökonomischen Parametern wurde die Methodik bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung angepasst. Anstelle der Stromgestehungskosten wurden ausschließlich die Differenzen aus Kosten und Erlöse der flexiblen Fahrweise im Vergleich zur Grundlastfahrweise herangezogen. Die Wirtschaftlichkeit des bisherigen unflexiblen Anlagenbetriebs bleibt damit unberücksichtigt.

Mit Hilfe von Microsoft Excel wurde eine umfangreiche Berechnungsmethode (modulares Simulationsmodell) entwickelt, welches neben der Wirtschaftlichkeitsberechnung nach der Annuitäten- bzw. Kapitalwertmethode auch Fahrplangestaltungen sowie Berechnungen zu den THG-Emissionen durchführt. Generell wurden insgesamt 12 standardisierte Szenarien entwickelt, um einen Vergleich zwischen den Anlagen bei verschiedenen Betriebsweisen und Anlagenkonfigurationen zu ermöglichen (vgl. 3.1.5). Diese Methode lässt Aussagen über die Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Flexibilisierungsszenarien und deren Vergleich durch Kennzahlen wie die Annuität, Value Spread² oder Amortisationszeit zu. Ergänzend wird innerhalb des Tools anhand der ex-Post-Preise an der Strombörse der EPEX Spot SE und dem Regelenergiemarkt (negative Sekundärregelleistung) die Erlöse mittels einer szenarienspezifischen Fahrplanoptimierung berechnet. Die Berechnungsmethode bildet aufbauend auf den optimierten Fahrplänen die daraus resultierenden Effekte auf technische Parameter wie den Wärme- und den Gasspeicherbedarf und etwaige Kapazitätserweiterungen ab. Weiterhin lassen sich die THG-Effekte des flexiblen Betriebs im aktuellen Referenzsystem quantifizieren. Für ein Zukunftsszenario wurde zusätzlich die Residuallastsubstitution simuliert, um auch THG-Effekte in der Zukunft

² Als Value Spread wird die Differenz zwischen Rendite und Kalkulationszins bezeichnet.

abzuschätzen (vgl. 3.1.6). Die genaue Vorgehensweise ist ausführlich im 4. Zwischenbericht beschrieben.

3.1.4 Arbeitspaket 3: Ermittlung optimaler Vermarktungsoptionen

Arbeitspaket 3 ist vom Projektpartner Next Kraftwerke GmbH bearbeitet worden.

3.1.5 Arbeitspaket 4: Ermittlung technisch optimaler Betriebsweisen

Ziel:

Ziel dieses Arbeitspaketes ist es, die Auslastung einzelner Anlagenkomponenten anhand von Messdaten, die in dem Betrachtungszeiträumen digital (bspw. über die von Next installierte Next-Box) erfasst wurden, auf Basis der in AP 2 entwickelten Modelle der Anlagen auszuwerten und zu analysieren. Dabei soll ein besonderes Augenmerk auf mögliche Ineffizienzen des Betriebes und auf mögliche ungenutzte oder unzureichend genutzte Flexibilisierungspotenziale gelegt werden. Durch die Ergebnisse der erhobenen Daten können dabei theoretische Annahmen bestätigt werden oder zu einer Neubewertung der praktischen Anlage führen.

Ergebnisse:

Im Rahmen des Projektes sind mit Ausnahme der Stromeinspeisung keine weiteren zeitlich aufgelösten Messdaten von Anlagenkomponenten wie BHKW, Rührwerke oder Substratdosierer erfasst worden. Damit beschränkt sich die Ermittlung optimaler Betriebsweisen auf Ableitungen aus dem Simulationsmodell. Kernpunkt ist dabei die Erhöhung der Ausbeute (Strom) in Bezug auf die eingesetzte Primärenergie (Biogas). Aus technischer Sicht ist damit vor allem die Maximierung der eingespeisten Strommenge als Zielgröße zu sehen. Als weiterer Optimierungsansatz wird ebenfalls geprüft, inwieweit sich die Takthäufigkeit des BHKW auf die Verluste beim An- und Abfahren der Maschinen bemerkbar macht. Dabei wurde festgestellt, dass bei moderaten Häufigkeiten von An- und Abfahrvorgängen (bis zu 5 am Tag) nur vergleichsweise wenige Verluste (zwischen 0,2 % und 3,4%) auftreten. In der ökonomischen Bewertung sind diese Verluste berücksichtigt, spielen aus rein technischer Sicht eine untergeordnete Rolle und werden daher an dieser Stelle nicht vertiefend betrachtet. Die verschleißtechnische Bewertung von An- und Abfahrvorgängen ist nicht Gegenstand dieser Untersuchung, wird aber ebenfalls über eine Kostenfunktion ökonomisch berücksichtigt.

Zentraler Punkt ist damit die Steigerung des Gesamtwirkungsgrades der Anlage, der sich als gewichtetes Mittel aus den Einzelwirkungsgraden der eingesetzten Aggregate sowie deren Einsatzhäufigkeiten ergibt. In den meisten der untersuchten Praxisanlagen erfolgt die Flexibilisierung durch die Erweiterung der Verstromungskapazität mittels neuer BHKW. In der Regel weisen diese Aggregate höhere elektrische Wirkungsgrade als die bereits installierten Maschinen auf. Es kommt also unter Effizienzgesichtspunkten darauf an, die neueren Maschinen möglichst hoch auszulasten. Im Projekt werden grundsätzlich zwei Betriebsweisen unterschieden. In einem Fall die teilflexible Betriebsweise, bei der ein Teil der Verstromungsleistung kontinuierlich Strom produziert und der verbleibende Teil flexibel Strom erzeugt. Dem gegenüber werden bei vollflexibler Betriebsweise alle BHKW flexibel betrieben. Im Ergebnis ist bei der teilflexiblen Fahrweise, in Abhängigkeit der unterschiedlichen BHKW-Wirkungsgrade und der Annahme, dass BHKW mit einem hohen Wirkungsgrad

dabei kontinuierlich verstromen, eine verbesserte Stromausbeute im Vergleich zur vollflexiblen Betriebsweise feststellbar. Ursächlich ist dafür, dass die effizienteren BHKW länger zum Einsatz kommen und damit anteilig mehr Gas bei verbessertem Wirkungsgrad verstromt wird als wenn diese ebenfalls flexibel bei geringerer Jahreslaufzeit eingesetzt werden. Dieser Effekt ist umso stärker ausgeprägt, je größer die Wirkungsgradunterschiede zwischen neuen (effizienteren) und alten BHKW ausfallen.

Damit das effizientere BHKW kontinuierlich im teilflexiblen Betrieb genutzt werden kann, darf die installierte Leistung eines einzelnen Aggregates nicht zu hoch ausfallen, da es ansonsten nicht durchgängig mit dem produzierten Gas betrieben werden kann. So kann beispielsweise ein Anlagenbetreiber bei ca. 300 kW Bemessungsleistung den Wirkungsgradvorteil bei einem neuen 500 kW BHKW nur teilweise ausschöpfen, weil der Dauerbetrieb des Aggregates mit der permanent produzierten Gasmenge nicht realisierbar ist.

3.1.6 Arbeitspaket 5: Ermittlung spezifischer Treibhausgasemissionen

Ziel:

Ziel der ökologischen Bewertung ist die Ermittlung der spezifischen Treibhausgasemissionen für die Beispielanlagen A und B mit Hilfe einer Ökobilanz gemäß den DIN EN ISO Normen 14040 und 14044 (DIN (DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E.V.), 2006b), (DIN (DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E.V.), 2006a). Die berechneten Gesamtemissionen, die für den gesamten Lebensweg bestimmt werden (Abbildung 2), ermöglichen Rückschlüsse hinsichtlich des aus ökologischer Sicht optimalen Fahrplans. Referenzjahr ist 2013 (gegenwärtige Perspektive). Des Weiteren erfolgt eine Betrachtung für das Jahr 2025 (zukünftige Perspektive), in der aufgezeigt werden soll, inwiefern eine Abregelung fluktuierender erneuerbarer Energien vermieden werden kann.

Methodik (gegenwärtige Perspektive):

Die betrachtete Wirkungskategorie ist die globale Erwärmung. Die Berechnung erfolgt mit Hilfe der Bilanzierungssoftware Umberto 5.6 und der Datenbank Ecoinvent 2.2. Darüber hinaus werden bestimmte Informationen mit Hilfe von Fragebögen erhoben. In die Betrachtung fließen die Emissionen von Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffen mit ein, die aus der Produktion von Düngemittel, der Saatproduktion, des Dieseleinsatzes für Landwirtschaftsmaschinen sowie der Stromnutzung resultieren. Emissionen, die im Zusammenhang mit der Produktion der Infrastruktur stehen, werden nicht berücksichtigt. Wie aus Abbildung 2 zu entnehmen ist, werden auch Methanverluste aus dem Fermenter und dem BHKW berücksichtigt. Da in der Prozesskette neben Elektrizität auch Wärme entsteht, müssen die Gesamtemissionen zwischen diesen beiden Produkten aufgeteilt werden. Dies erfolgt mit Hilfe der exergetischen Allokationsmethode, die die thermodynamische Wertigkeit der beiden Produkte berücksichtigt (PEHNT & SCHNEIDER, 2010). Die Gärrückstände können Mineraldünger ersetzen: Durch eine entsprechende Rückführung in die Landwirtschaft kann somit konventioneller Dünger eingespart werden. Die vermiedenen Emissionen, die aus der Einsparung resultieren, werden dem System gutgeschrieben (Gutschriftenmethode). Die Berechnung dafür erfolgt auf Basis von (KURATORIUM

FÜR TECHNIK UND BAUWESEN IN DER LANDWIRTSCHAFT (KTBL), 2014). Die funktionelle Einheit, die die Bezugsgröße der Emissionen darstellt, ist 1 kWh_{el}. Die Beispielanlagen A und B werden im Folgenden mit den fossilen Referenzen verglichen (GuD-Kraftwerk³ und Steinkohlekraftwerk). Diese beiden Kraftwerkstypen können auf fossiler Seite ebenfalls flexibel gefahren werden. Es wird angenommen, dass flexibel gefahrene Biogasanlagen in der Bereitstellung der Grundlast nicht mehr mit Braunkohle- und Atomkraftwerken konkurrieren, sondern mit den o.g. Kraftwerken.

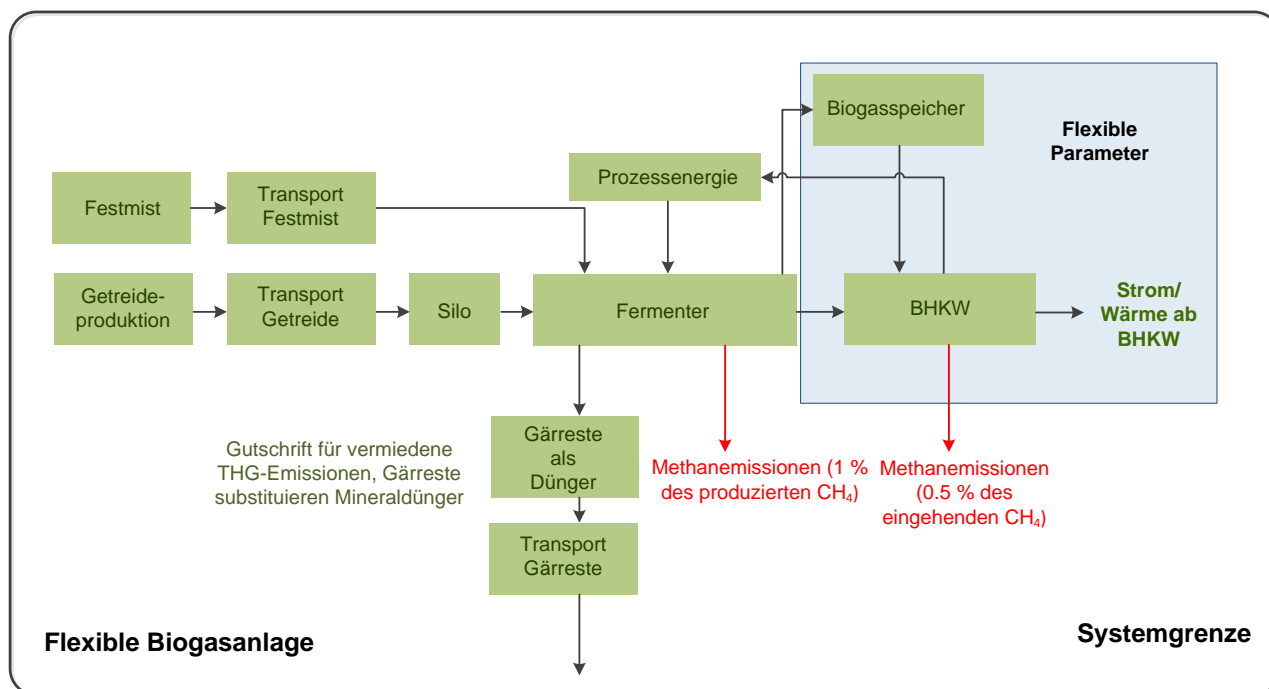


Abbildung 2: Systemgrenzen der LCA (eigene Darstellung).

Ergebnisse (gegenwärtige Perspektive):

Die Ergebnisse der gegenwärtigen Perspektive aus Anlage A und B sind in Abbildung 3 dargestellt. Die Szenarien Status Quo, Standardfahrplan, *Teilflex. Opt.* und *Vollflex. Opt.* zeigen die höchsten Emissionen in Anlage A. Durch die Installation eines zusätzlichen BHKW steigt der Gesamtwirkungsgrad. Folglich sind die besten Ergebnisse in den Szenarien *Erg. Zubau Teilflex. Opt.* und *Erg. Zubau HT-NT* zu sehen. Grundsätzlich werden die THG-Emissionen durch den Wirkungsgrad des BHKW und den Betriebsstunden beeinflusst: Je höher die Effizienz, umso niedriger sind die Emissionen. Geringe Betriebsstunden generieren einen niedrigen Elektrizitätsoutput, der die THG-Emissionen negativ beeinflusst. Demzufolge sollte für Anlage A der Fahrplan *Erg. Zubau Teilflex. Opt.* wegen höherer Betriebsstunden und der höheren Effizienz präferiert werden.

Die Ergebnisse für Anlage B geben ähnliche Ergebnisse wider. In dem Szenario *Erg. Zubau HT-NT* verringern sich die THG-Emissionen im Vergleich zu den ersten vier Szenarien. Im Gegensatz zu Anlage A zeigt Szenario *Vollflex. Opt.* niedrigere Emissionen als Szenario *Erg. Zubau Teilflex. Opt.* Demzufolge ist

³ Die Abkürzung GuD-Kraftwerk wird für Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk verwendet.

bei Anlage B nicht die Anlagenkonfiguration der ausschlaggebende Einflussfaktor sondern die Fahrweise. Die niedrigsten Emissionen können in Szenario *Erg. Zubau HT-NT* beobachtet werden. Dies ist auf die hohen Betriebsstunden zurückzuführen.

Aus Abbildung 3 wird deutlich, dass die flexible Betriebsweise mit geringeren Emissionen als die fossilen Referenzen einhergeht. Die Höhe der Emissionen wird durch die höheren Betriebsstunden des zusätzlichen BHKW beeinflusst, welches über eine höhere Effizienz verfügt. Dies ist auch der Grund, weshalb die ersten vier Szenarien mit einem höheren Energieoutput bei gleichbleibender Gasproduktion die niedrigsten THG-Emissionen in beinahe allen Fällen zeigen.

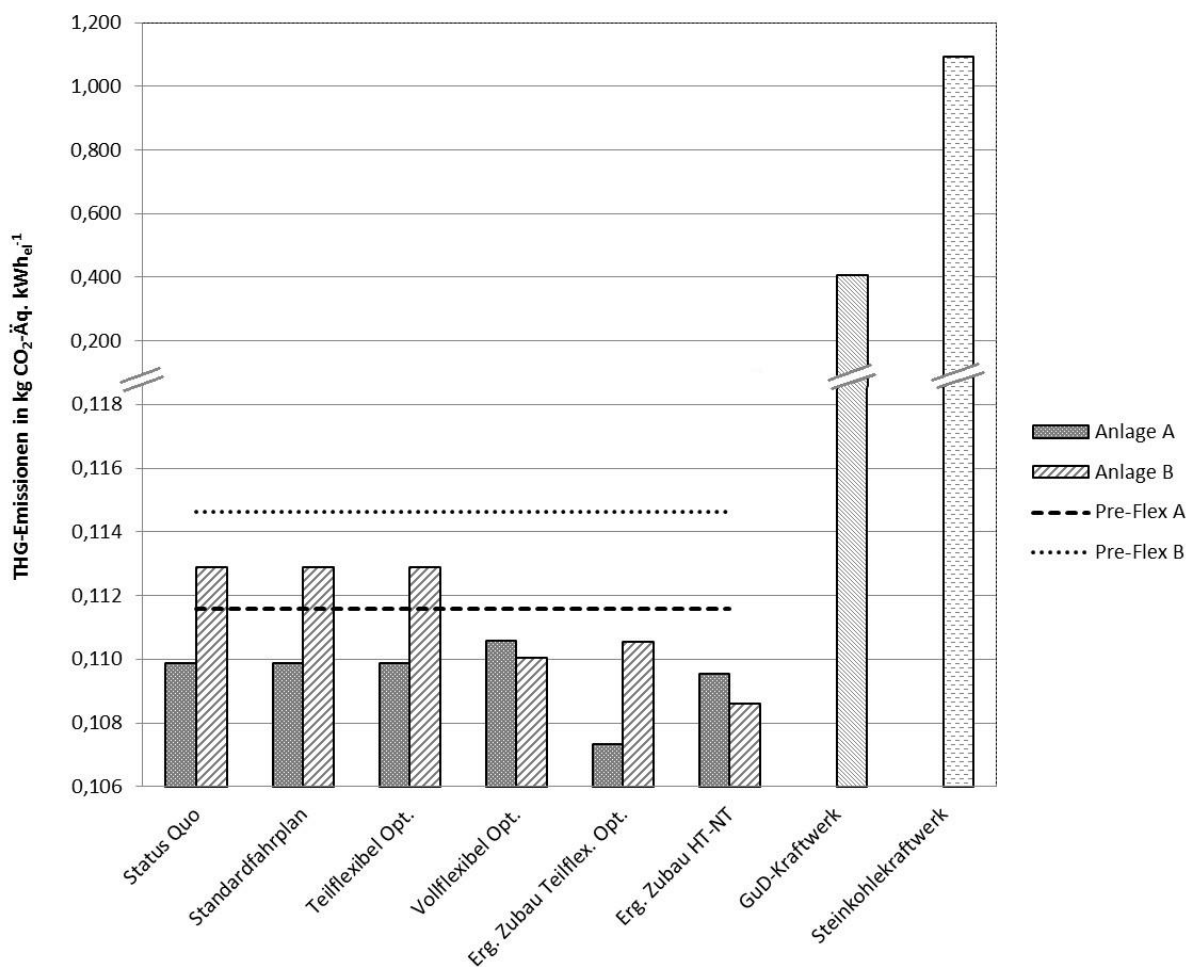


Abbildung 3: Gegenwärtige Perspektive: allozierte THG-Emission für die ausgewählte Praxisanlage (eigene Berechnungen), (THRÄN u. a., 2013), (ecoinvent CENTRE- SWISS CENTRE FOR LIFE CYCLE INVENTORIES, 2015).

Methodik (zukünftige Perspektive):

Unter Berücksichtigung eines 20 GW Must-Run Sockels (SCHILL, 2014) könnte bereits in wenigen Jahren –bei Vernachlässigung von Im- und Export– die Stromversorgung durch erneuerbare Energien zeitweise den Stromverbrauch Deutschlands übersteigen. In dieser Situation kommt es temporär zu einer Abregelung der Einspeiseleistung fluktuierender erneuerbaren Energien, während konventionelle Kapazitäten aus technischen, ökonomischen und systembedingten Gründen selbst zu Schwachlastphasen oder zu Zeiten negativer Börsenstrompreise am Netz bleiben. Infolgedessen

würden zusätzliche Emissionen ausgestoßen werden (GÖTZ, P; HENKEL, J.; LENCK, LENZ, T. K., 2015). Um diese Situation zu vermeiden, sind flexible konventionelle Stromerzeuger und Biogasanlagen erforderlich, die ihre Stromproduktion der Stromnachfrage im Energiesystem anpassen (GÖTZ, P; HENKEL, J.; LENCK, LENZ, T. K., 2015).

Im Nachfolgenden soll die Rolle der flexiblen Stromproduktion aus Biogas und deren Einfluss auf die Treibhausgasemissionen in einem zukünftigen Stromsystem (Betrachtungsjahr 2025) untersucht werden, das sich durch einen hohen Anteil an erneuerbaren Energien kennzeichnet.

Innerhalb der Auswertung wird die Residuallast ermittelt. Als Residuallast wird derjenige Teil der Stromnachfrage bezeichnet, welcher sich aus der Gesamtstromnachfrage abzüglich der Stromproduktion aus fluktuierenden erneuerbaren Energien ergibt (BERTSCH u. a., 2013). Dem betrachteten Zukunftsszenario liegt der EEG-Ausbaukorridor für die installierte Leistung zugrunde (GERMAN FEDERAL MINISTRY FOR ECONOMIC AFFAIRS AND ENERGY (idF. v. 2014)). Die zukünftige Stromnachfrage wird als konstant angesehen; ein geringerer Stromverbrauch durch Effizienzsteigerungen steht dabei der Elektrifizierung im Wärme- und Transportsektor entgegen (PALZER & HENNING, 2014). Als Datengrundlage dient hierbei der von der ENTSO-E (European Network of Transmission Systems Operators for Electricity) bereitgestellte Stromverbrauch für Deutschland (EUROPEAN NETWORK OF TRANSMISSION SYSTEMS OPERATORS FOR ELECTRICITY (ENTSO-E), 2013) (ohne Netzimporte und -exporte). Dieser Stromverbrauch wird um einen Faktor von 8,3 GW (GRAICHEN, 2013) angepasst, um die gesamte Stromnachfrage zu berücksichtigen.

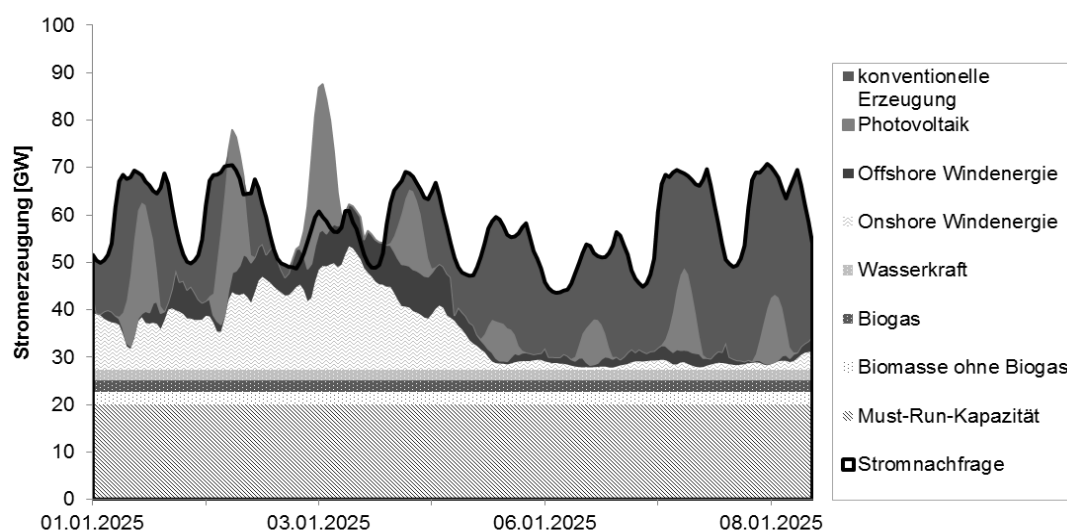


Abbildung 4: Stromnachfrage und Elektrizitätsproduktion im zukünftigen Stromsystem, Referenz: KW 1 in 2025. Quellen: (SCHILL, 2014), (EUROPEAN NETWORK OF TRANSMISSION SYSTEMS OPERATORS FOR ELECTRICITY (ENTSO-E), 2013), (EUROPEAN ENERGY EXCHANGE (EEX), 2015), (GERMAN FEDERAL MINISTRY FOR ECONOMIC AFFAIRS AND ENERGY (idF. v. 2014)), (50HERTZ u. a., 2014), (AG ENERGIEBILANZEN E.V., 2014), (DESTATIS - STATISTISCHES BUNDESAMT, 2013), (BUNDESNETZAGENTUR, 2013), (GRAICHEN, 2013).

Basierend auf den stündlichen Wind- und PV-Einspeisedaten, die von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern herausgegeben werden, sowie den dazugehörigen installierten Leistungen (50HERTZ u. a., 2014) der Jahre 2013, findet anschließend eine Hochrechnung des Einspeiseprofiles für die Jahre 2014-2025 statt. Für die Stromerzeugung aus Biomasse wird ein konstanter Strominput von 3,8 GW (GRAICHEN, 2013) für das Basisjahr 2013 angenommen. Die Daten für Strom aus Wasserkraft (Lauf- und Speicherwasserkraftwerke, Pumpspeicherkraftwerke mit natürlichem Zufluss) stützen sich

auf die monatlichen Veröffentlichungen von (DESTATIS - STATISTISCHES BUNDESAMT, 2013) und einer Hochskalierung dieser Daten auf die in (AG ENERGIEBILANZEN E.V., 2014) angegebene Jahresstromproduktion. Der Must-Run-Sockel aus konventionellen Kraftwerken beträgt 20 GW (SCHILL, 2014).

Anschließend wird der stündliche Bedarf an Residuallast ermittelt, indem die Differenz des stündlichen Stromverbrauchs von der gesamten Stromproduktion der einzelnen Erzeugertechnologien berechnet wird. Für die Zeit in der negative Residuallast benötigt wird (Stromnachfrage < Stromproduktion), sollte die Stromerzeugung aus Biogasanlagen reduziert werden, um eine Abregelung von fluktuierenden erneuerbaren Energien verhindern zu können. Ist hingegen die Bereitstellung von positiver Residuallast erforderlich, sollten Biogasanlagen ihre Stromproduktion erhöhen. In der THG-Berechnung wird der zukünftige Residuallastbedarf des Jahres 2025 mit den teilflexiblen und vollflexiblen Fahrplänen der zu betrachtenden Biogasanlage verknüpft.

Die Emissionsfaktoren beinhalten für jede Energiequelle spezifische Emissionswerte, die mit der benötigten Menge multipliziert werden.

Tabelle 1: Zusammensetzung zukünftiger fossiler Referenz, basierend auf (BUNDESNETZAGENTUR, 2013) und eigenen Annahmen auf der Basis von (BUNDESNETZAGENTUR, 2013) mit Darstellung der dazugehörigen Emissionsfaktoren (ECOINVENT CENTRE- SWISS CENTRE FOR LIFE CYCLE INVENTORIES, 2015), (THRÄN u. a., 2013). Die Zusammensetzung der fluktuierenden erneuerbaren Energien in 2025 beruht auf eigenen Annahmen.

Fossiler Kraftwerkspark	Zusammensetzung	Emissionsfaktor [kg CO₂-Äq. kWh_{el}⁻¹]
Gas- und Dampf- Kombikraftwerke	41 %	0,4057
Steinkohlekraftwerke	35 %	1,0938
Braunkohlekraftwerke	24 %	1,2207
Fluktuierende erneuerbare Energien		
Windkraft	50 %	0,0113
Photovoltaik	50 %	0,0869

Ergebnisse (zukünftige Perspektive):

Die Ergebnisse aus der Berechnung der zukünftigen Perspektive sind in Abbildung 5 dargestellt. Es wird dabei angenommen, dass Biogasanlagen bei negativer Residuallast die THG-Bilanzen im Stromsystem beeinflussen können. Im besten Fall speisen sie in Zeiten negativer Residuallast weniger Strom ein und vermindern so die Abregelung emissionsarmer PV- und Windstromanlagen. Oder sie speisen gegenüber der Grundlastfahrweise zeitgleich mehr Strom ein und verdrängen damit emissionsarmen Strom.

Im Vergleich verursacht eine flexible Biogasbereitstellung in den meisten Szenarien von Anlage A höhere THG-Emissionen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass eine zusätzliche Abregelung fluktuierender erneuerbarer Energien im Vergleich zur Fahrweise vor der Anlagenflexibilisierung (Bandeinspeisung) stattfindet. Zum Beispiel in Szenario *Ergänzender Zubau HT-NT* werden zusätzliche THG-Emissionen in Höhe von $103.7 \cdot 10^3 \text{ kg CO}_2\text{-Äq. a}^{-1}$ emittiert. In diesem Fall erfolgt eine Abregelung fluktuierender erneuerbarer Energien. Lediglich in Szenario *Standardfahrplan* und *Vollflexibel Opt.* werden Emissionseinsparungen erreicht.

Eine flexible Strombereitstellung aus der Anlage B verursacht ebenso zusätzliche THG-Emissionen im Stromsystem; ausgenommen die Szenarien *Standardfahrplan* und *Teilflexibel Opt.*; Szenario *Ergänzender Zubau HT-NT* zeigt die schlechtesten Ergebnisse mit zusätzlichen Emissionen von $49.8 \cdot 10^3 \text{ kg CO}_2\text{-Äq. a}^{-1}$.

Szenario *Standardfahrplan* sollte bei beiden Biogasanlagen präferiert werden. In diesem Szenario wird eine Abregelung fluktuierender erneuerbarer Energien verhindert.

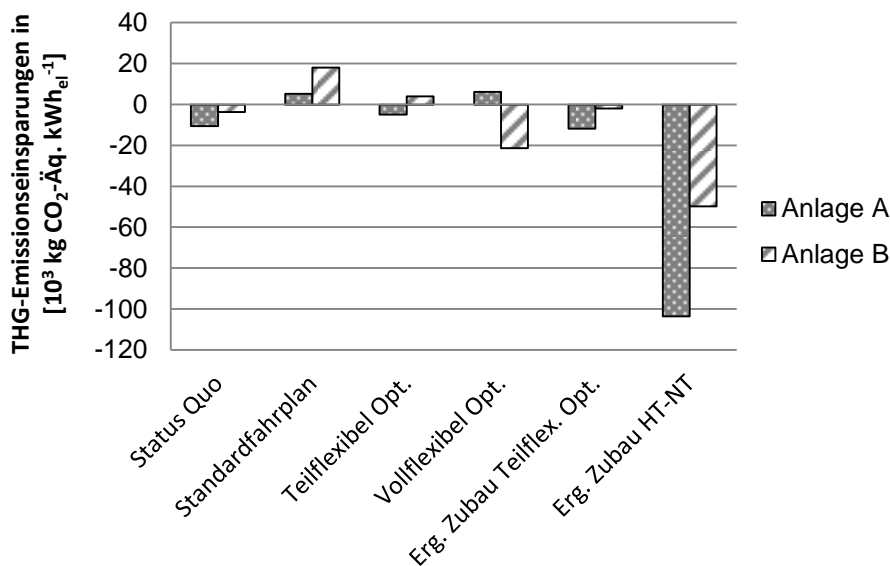


Abbildung 5: THG-Emissionseinsparungen der flexiblen Beispielanlage für das Jahr 2025 im Vergleich zur Grundlastfahrweise vor Anlagenflexibilisierung (eigene Berechnungen).

3.1.7 Arbeitspaket 6: Bestimmung des technisch-ökonomischen Optimums

Ziel:

Aufbauend auf den Ergebnissen der Arbeitspakete 3 und 4 sowie durch deren Verschneidung soll in diesem Arbeitspaket das technisch-ökonomische Optimum der Praxisanlagen berechnet werden. Dabei werden durch die Entwicklung verschiedener Szenarien diverse technische Anlagenkonfigurationen, Betriebsweisen und Fahrpläne berücksichtigt. Die Wechselwirkungen zwischen Kosten und Erlösen bei den einzelnen Szenarien werden in diesem Arbeitspaket ausgewertet.

Die Szenarien sind folgendermaßen definiert:

Status quo: Die aktuelle Anlagenkonfiguration wird mit ex-post-Fahrplänen der Betreiber betrachtet. Im Falle fehlender Fahrplandaten wurde ein Dauerbetrieb bei Bemessungsleistung unterstellt.

Prä-Flex: Es wird die Anlagenkonfiguration vor der erstmaligen Flexibilisierung simuliert und eine Fahrweise der Anlage bei Bemessungsleistung als Bandeinspeisung angenommen. Für die gesamte BHKW-Leistung wird die Vermarktung von negativer Sekundärregelleistung unterstellt. Dieser Fahrplan gilt als Referenz für den flexiblen Anlagenbetrieb.

Standardfahrplan: Basierend auf dem in Szenario *Status quo* realisierten BHKW-Laufzeiten und unter Berücksichtigung der Gasspeicherrestriktionen wird in einem Standardtageslastgang die täglich zur Verfügung stehenden Spitzenlast-Strommengen auf zwei feste Verstromungsblöcke aufgeteilt. Durch die konstante Wiederholung des Tagesfahrplans werden im Gegensatz zu täglich optimierten Fahrplänen die Start-Stopp-Vorgänge und die damit verbundenen Zusatzkosten vermindert. Weiterhin ist dieser Fahrplan im Vergleich zur stundenweisen Optimierung eher praxisrelevant und wird vielfach von den Anlagenbetreibern bzw. Direktvermarktern umgesetzt.

Teilflexibel Opt.: Die Anlagenkonfiguration bildet den Status quo ab. Die verfügbare Anzahl an Spitzenlaststunden bzw. die daraus resultierende Strommenge, die sich aus der bisherigen Fahrweise der Anlage ergibt, wird unter Berücksichtigung der Wärme- und Gasspeicherrestriktionen tageweise optimiert und dem Spitzenlastblock zugeteilt. Dabei werden die Einsatzstunden so optimiert, dass möglichst zu den teuersten Stunden des Tages an der EPEX Spot SE verstromt wird, als auch die Wärmerestriktionen eingehalten werden. Bei der tageweisen Optimierung muss der Gasspeicherfüllstand am Ende des Tages dem vom Tagesanfang entsprechen. Die verwendete Methodik zur Fahrplansynthese hängt im Einzelnen von den im jeweiligen Beispiel vorhandenen Restriktionen ab. In einem ersten Schritt wurden die Fahrpläne unter Berücksichtigung der Wärmerestriktion tageweise nach der Preisrangmethode optimiert und erst nachfolgend mit dem vorhandenen Gasspeicher abgeglichen. Im Falle der rechnerischen Überschreitung der Gasspeichergrenzen wurde ggf. in einem zweiten Schritt die rechenaufwändigere Zielwertsuche als Methode zur Fahrplansynthese herangezogen.

Vollflexibel Opt.: Wie Szenario *Teilflexibel Opt.*, jedoch mit einer vollflexiblen Fahrweise, bei der alle BHKW getaktet betrieben werden.

Erg. Zubau Teilflexibel Opt.: Entspricht Szenario *Teilflexibel Opt.* mit zugebauter Verstromungskapazität. Die Zubauhöhe richtet sich nach Angaben der Anlagenbetreiber oder zielt auf einen Leistungsquotienten von 2 ab. Im Unterschied zum Szenario *Teilflexibel Opt.* wird in Umsetzung der Konzeptpriorität „Betriebsweise definiert Technik“ der

Fahrplan ohne Restriktionen erstellt. Erst nachträglich wird der notwendige Gas- und Wärmespeicherbedarf ermittelt.

Erg. Zubau HT-NT: Dieser Fahrplan orientiert sich an den Rahmenbedingungen des Fahrplans *Erg. Zubau Teilflexibel Opt.* jedoch mit vollflexibler Fahrweise und macht einen weiteren Zubau von Verstromungsleistung notwendig. Die Anlage wird soweit erweitert, dass sich im Start-Stopp-Betrieb ein 12-Stunden Rhythmus ergibt, was bei einem Leistungsquotienten von 2 gegeben ist. Um mit der Gesamtanlage im Hochlastzeitfenster (HT) negative Sekundärregelleistung anbieten zu können, wird die Anlage zwischen 8 und 20 Uhr unter Volllast betrieben. In der restlichen Zeit, die synchron zum Niedertarif ist, wird die Anlage vollständig heruntergefahren. Diese Fahrweise wird täglich ohne Unterbrechung für das gesamte Jahr praktiziert.

Tabelle 2: Darstellung der (wichtigsten) gewählten Annahmen der Wirtschaftlichkeitsberechnung (eigene Darstellung).

Parameter	Annahme
Jahr der Anlagenflexibilisierung	2013
Betrachtungszeitraum	10 Jahre (Dauer der Flexibilitätsprämie)
Fremdkapital-Anteil	80 %
Fremdkapital-Zinssatz	5 %
Eigenkapital-Anteil	20 %
Eigenkapital-Zinssatz	6 %
Mischkalkulationszinssatz	5,2 %
Preissteigerung kapitalgebundene Kosten	1 %
Preissteigerung verbrauchsgebundene Kosten	2 %
Preissteigerung betriebsgebundene Kosten	2 %
Preissteigerung sonstige Kosten	2 %
Preissteigerung Instandsetzung	2 %
Preissteigerung Einzahlungen	0 %
Versicherung und Verwaltung	1 %/a der Investition I_0
Zusätzliche Personalkosten bei flexibler Fahrweise	0,5 h/d bei 28 €/h Lohn
Wartungskosten <u>aller</u> BHKW	Kostenfunktion nach Herstellerbefragung abh. von Laufleistung und Takthäufigkeit
Wartungskosten allgemein (ohne BHKW)	2 %/a der Investition I_0
Instandsetzungskosten neu <u>zugebauter</u> BHKW	Generalüberholung der Aggregate nach fünf Jahren (15 % der Investition I_0)
Instandsetzungskosten allgemein (ohne BHKW)	2 %/a der Investition I_0
Rohgasseitige Mehrkosten bei Start-Stopp- Vorgängen ⁴	pauschal 8 €-Cent/kWh _p ⁵ nach standardisierter An- und Abfahrrampe
Gasspeicherkosten	Kostenfunktion nach Herstellerbefragung
Wärmespeicherkosten	Kostenfunktion nach Preisrecherche
Investitionen BHKW bei virtuellem Zubau	Kostenfunktion nach Herstellerbefragung

⁴ Berücksichtigung des erhöhten Rohgasverbrauchs durch die Wirkungsgraddrift bei An- und Abfahrvorgängen der BHKW.

⁵ kWh_p: Kilowattstunden Primärenergie in Bezug auf den chemischen Energiegehalt des Brennstoffes.

Nutzungsdauer BHKW	10 Jahre
Nutzungsdauer Gasspeicher	10 Jahre
Nutzungsdauer Wärmepufferspeicher	20 Jahre
Nutzungsdauer Transformator	20 Jahre

Ergebnisse:

Nachfolgend werden exemplarisch die Ergebnisse für zwei Beispielanlagen für das Jahr 2013 dargestellt, die sich hinsichtlich ihrer gewählten Flexibilisierungsstrategien deutlich voneinander unterscheiden. Die Annahmen der Wirtschaftlichkeitsberechnung sind in Tabelle 2 dargestellt. Im Gegensatz zu Praxisanlage A, die in der ersten Flexibilisierungsstufe das neue effizientere BHKW für den Grundlasteinsatz verwendet (der genaue Anlagenaufbau kann dem 4. Zwischenbericht entnommen werden), wurde bei Praxisanlage B bei einem bestehenden BHKW mit 250 kW_{el} und einem elektrischen Wirkungsgrad von 38,1 % ein größeres BHKW mit 550 kW_{el} und einem elektrischen Wirkungsgrad von 42,5 % für das Bereitstellen von Spitzenlast installiert.

Praxisanlage A

Wie aus Abbildung 6 entnommen werden kann, lässt sich der flexible Anlagenbetrieb unter der aktuellen Anlagenkonfiguration der ersten Flexibilisierungsstufe bei einem teilflexiblen Betrieb wirtschaftlich darstellen (*Status quo, Standardfahrplan, Teilflexibel Opt.*). Die Amortisationsdauer liegt bei einem 10-jährigen Betrachtungszeitraum zwischen 6,6 und 7,3 Jahren. Der wirtschaftliche Betrieb der Szenarien ist überwiegend auf die Mehrerlöse der Flexibilitätsprämie und auf die zusätzliche Marktprämie/EPEX-Erlöse in Folge der Effizienzsteigerung des neuen BHKW zurückzuführen, wodurch bei konstanter Gasmenge mehr Strom erzeugt werden kann. Marktseitige Signale, wie sie sich in den EPEX-Mehrerlösen widerspiegeln, sind von untergeordneter Bedeutung in den Szenarien.

Die genannten Szenarien unterscheiden sich in den realisierten Fahrplänen. Mit Hilfe von zwei täglich identischen festen Verstromungsblöcken („Doppelhöcker“) wären ex-post-optimiert Mehrerlöse von 2.000 €/a erzielt worden. Dabei ist zum einen zu berücksichtigen, dass die Mehrerlöse der Anlage im Jahr 2013 vergleichsweise gering durch ein mehrmaliges Aussetzen der bedarfsgerechten Einspeisung ausgefallen sind und zum anderen, dass der Direktvermarkter seine Fahrpläne auf Prognosen basierend erstellt, womit nicht dieselben Erlöse erzielt werden können. Weiterhin ist auffällig, dass der Erlös-Unterschied zwischen einer täglichen stundenscharfen Einsatzoptimierung (*Teilflexibel Opt.*) und dem täglich identischen Verstromungsblöcken (*Standardfahrplan*) mit etwa 1.700 €/a relativ gering ausfällt. Dies ist auf die geringe Preisvolatilität an der Strombörse der EPEX Spot SE als auch auf die geringen verbrauchsgebundenen Kosten zurückzuführen, die nur unwesentlich das Gesamtergebnis beeinflussen. Die zusätzlichen betriebsgebundenen Kosten, die durch die erhöhten spezifischen Wartungskosten der BHKW beim flexiblen Betrieb entstehen, gehören neben den Investitionen zu den einflussreichsten Kostenpositionen und entscheiden maßgeblich über die Wirtschaftlichkeit des Vorhabens.

Das Ergebnis ändert sich jedoch deutlich mit dem vollflexiblen Anlagenbetrieb (*Vollflexibel Opt.*) mit einer Annuität von etwa -87.000 €/a. Ein wirtschaftlicher Betrieb lässt sich nicht mehr durchführen. Vorwiegend wird dieses Ergebnis durch fehlende Erlöse für die Leistungsbereitstellung von negativer Sekundärregelleistung beeinflusst. Bei vollflexiblem Anlagenbetrieb fahren alle BHKW getaktet im Start-Stopp-Betrieb, sodass parallel zu den Zeitscheiben der Sekundärregelleistung keine Leistungsvorhaltung erfolgen kann. Da die zusätzlichen EPEX-Erlöse des vollflexiblen Betriebs die entgangenen Erlöse der negativen Sekundärregelleistung bei weitem nicht kompensieren können, ist für die dargestellte Anlage ein vollflexibler Betrieb betriebswirtschaftlich nicht sinnvoll.

Eine Erweiterung der Anlage hingegen verbessert das Ergebnis durch den weiteren Zubau eines BHKW mit 550 kW_{el} (40 % elektr. Wirkungsgrad), welches den Leistungsquotienten⁶ von etwa 1,4 auf 2,0 erhöht. Das zugebaute BHKW wird wiederum beim teilflexiblen Betrieb für den Grundlastblock eingesetzt. In Folge der erhöhten installierten Leistung steigt der Anspruch auf die Flexibilitätsprämie von rund 40.000 €/a (*Status quo*) auf 107.000 €/a (*Erg. Zubau Teilfl. Opt.*). Darüber hinaus steigt gleichzeitig die Stromproduktion durch die erfolgte Effizienzsteigerung an, wodurch sich die Erlöse durch die Marktprämie/EPEX erhöhen. Die Summe der Mehrerlöse liegt deutlich über der Summe der notwendigen Investitionen für das zusätzliche BHKW und die benötigte Gasspeichererweiterung. Das Szenario *Erg. Zubau HT-NT* stellt eine Kompromisslösung zwischen teil- und vollflexiblem Betrieb dar, da bei einer ausschließlichen Verstromung der BHKW in der Zeit von 8 bis 20 Uhr gleichzeitig Sekundärregelleistung angeboten werden kann. Dies schlägt sich auch in der Wirtschaftlichkeitsberechnung nieder. Die Opportunitätskosten des flexiblen Anlagenbetriebs durch die fehlenden Erlöse der Sekundärregelleistung werden reduziert und die EPEX-Mehrerlöse sind bei diesem Szenario vergleichsweise hoch. Jedoch bietet sich diese Fahrweise überwiegend für Anlagen mit einem verhältnismäßig großen Gasspeicher an, da das zwischen 20 und 8 Uhr entstehende Gas zwischengespeichert werden muss. Beispielanlage A müsste bei diesem Fahrplan hohe Investitionen in zusätzliche Gas- und Wärmespeicherkapazitäten tätigen, womit sich dieses Szenario für den Anlagenbetreiber unter den angenommenen Rahmenbedingungen nicht wirtschaftlich darstellen lässt.

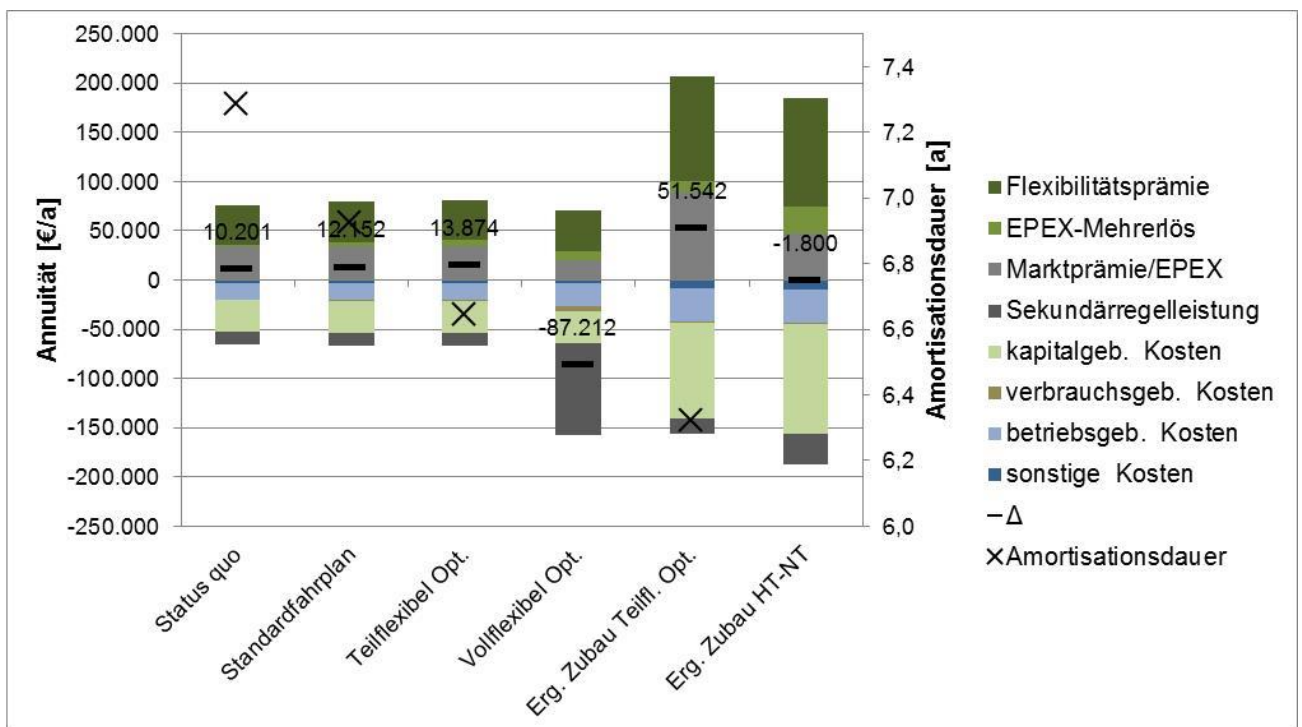


Abbildung 6: Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung für die Praxisanlage A unter Berücksichtigung ausgewählter Szenarien für das Jahr 2013 (eigene Darstellung).

⁶ Der Leistungsquotient gibt das Verhältnis zwischen installierter Leistung und Bemessungsleistung wider.

Praxisanlage B

Die Ergebnisse von Praxisanlage B unterscheiden sich signifikant von Praxisanlage A. Dies ist auf den unterschiedlichen Anlagenaufbau und die gewählte Flexibilisierungsstrategie zurückzuführen. Wiederum zeigt sich, dass der derzeitige flexible Anlagenbetrieb (teilflexibel) bei den Szenarien *Status quo*, *Standardfahrplan* sowie *Teilflexibel Opt.* mit einer Amortisationszeit von 9,6 bis 8,9 Jahren wirtschaftlich darstellbar ist (Abbildung 7). Wie bei Praxisanlage A sind die Mehrerlöse hauptsächlich auf die Flexibilitätsprämie und die erhöhte Strommenge in Folge der Effizienzsteigerung zurückzuführen. EPEX-Mehrerlöse sind auch hier von untergeordneter Rolle. Durch die ex-post-Optimierung beim Szenario *Standardfahrplan* gegenüber *Status quo* steigt die Annuität um ca. 2.800 €/a. Im Gegensatz zu Praxisanlage A verringert sich die Annuität mit dem Szenario *Teilflexibel Opt.* minimal. Begründet liegt dies vor allem in der gewählten Methodik. Bei der stundenscharfen Optimierung der Fahrpläne wird im Szenario *Teilflexibel Opt.* ein zusätzliches Gasspeichervolumen benötigt, mit dem Investitionen von rund 14.000 € einhergehen. Beim festen Fahrplan mit zwei Verstromungsblöcken (*Standardfahrplan*) folgen diese stärker zeitlich komprimiert aufeinander, sodass das vorhandene Gasspeichervolumen der Anlage für dieses Szenario ausreichend ist.

Der vollflexible Betrieb (*Vollflexibel Opt.*) schneidet mit einer Annuität von etwa 8.000 €/a und einer Amortisationsdauer von rund 8 Jahren bei vorhandener Anlagenkonfiguration am besten ab. Dies ist auf die Flexibilisierungsstrategie und auf den Anlagenaufbau zurückzuführen. Durch den Zubau eines verhältnismäßig großen Aggregats und des zwangsläufig notwendigen Betriebs im Spitzenlastblock werden beim vollflexiblen Betrieb diese Vorteile ausgespielt. Beim vollflexiblen Betrieb entfallen im Vergleich zum teilflexiblen Betrieb mehr Volllaststunden auf das neue Aggregat, wodurch der Effizienzvorteil stärker zum Tragen kommt. Darüber hinaus ist das Verhältnis zwischen Grund- und Spitzenlastblock relativ groß, sodass die Opportunitätskosten des vollflexiblen Anlagenbetriebs mit geringen entgangenen Erlösen am Markt für Sekundärregelleistung weniger stark ins Gewicht fallen.

Im Erweiterungsfall wurde bei Praxisanlage B, aufgrund des bereits sehr hohen Leistungsquotienten von 2,6, die Anlage nicht zusätzlich erweitert, sondern das 250er BHKW mit einem elektr. Wirkungsgrad von 38,1 % gegen eines mit identischer Leistung, aber einem erhöhten elektr. Wirkungsgrad von 40 %, getauscht. Hierbei zeigt sich, dass im Szenario *Erg. Zubau Teilfl. Opt.* der reine Effizienzvorteil bei der Investition in ein BHKW nur die Mindestrendite in Höhe des Kalkulationszinses erzielt. Für den Anlagenbetreiber besteht somit kein Vorteil bei der Investition in ein neues effizienteres BHKW ohne Zunahme der Flexibilitätsprämie bei dieser Anlage. Die HT/NT-Fahrweise lässt sich bei Praxisanlage B mit einer Annuität von ca. 28.000 €/a und einer Amortisationsdauer von rund 6 Jahren realisieren. Damit ist das Szenario *Erg. Zubau HT-NT* bei der Flexibilisierungsstrategie bevorzugt zu wählen. Das positive Ergebnis bedingt sich durch die Anpassung der BHKW-Leistung an die Zeitscheibe zwischen 8 und 20 Uhr bei gegebener Gasmenge. Da die Anlage bereits über einen verhältnismäßig großen Gasspeicher verfügt, fallen die Investitionen für die Kapazitätserweiterung gering aus. Gleichzeitig können zum einen mit der HT/NT-Fahrweise sowohl überdurchschnittliche EPEX-Erlöse generiert als auch negative Sekundärregelleistung zwischen 8 und 20 Uhr angeboten werden. Zudem verfügen nach dem Ausbau beide Aggregate über einen erhöhten elektrischen Wirkungsgrad von 40 %, der sich in einer signifikant erhöhten Strommenge niederschlägt. Die Strommenge steigt von rund 2.700 auf etwa 2.900 MWh/a.

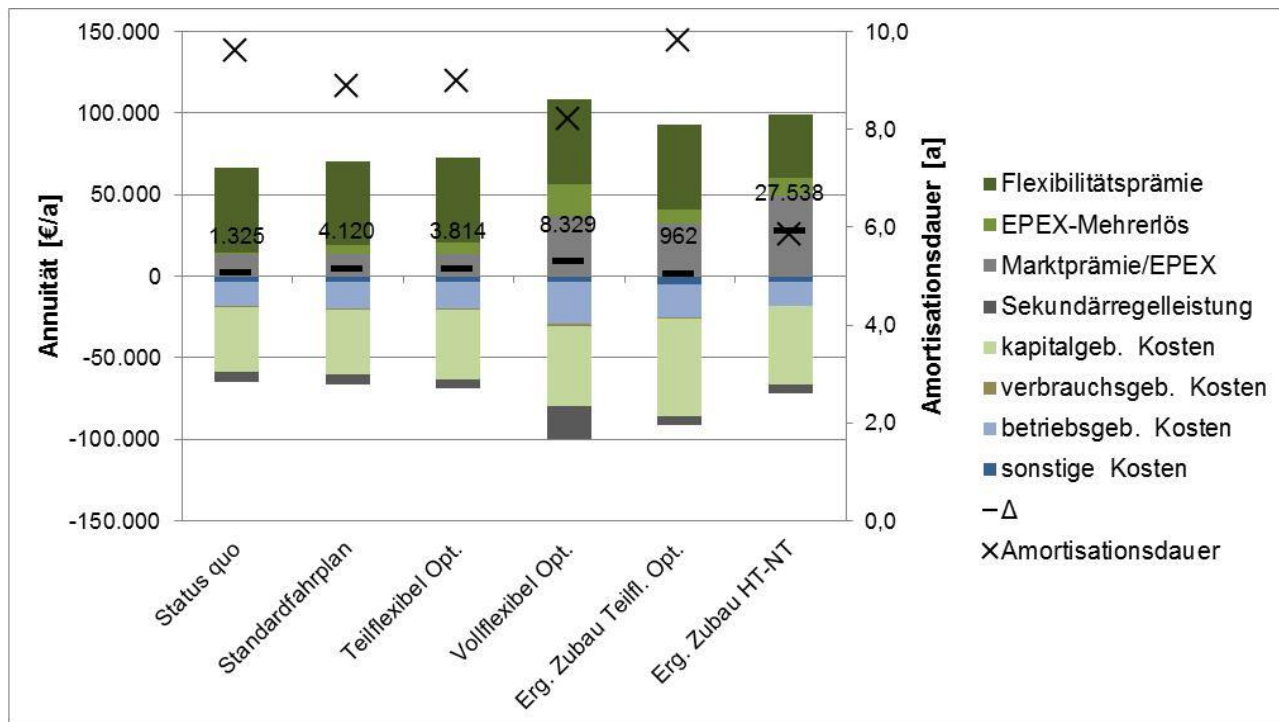


Abbildung 7: Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung für die Praxisanlage B unter Berücksichtigung ausgewählter Szenarien für das Jahr 2013 (eigene Darstellung).

3.1.8 Arbeitspaket 7: Handlungsempfehlungen

Ziel:

Zusammenfassung der Kernergebnisse und der allgemeinen Aussagekraft für weitere Anlagen, die das Instrument der Flexibilitätsprämie nutzen wollen. Weiter werden in diesem Arbeitspaket die rechtlichen Rahmenbedingungen, die die Anlagenbetreiber und die Energiehändler einhalten müssen sowie die Probleme, die mit diesen in der Praxis auftreten, diskutiert. Aus den Ergebnissen erfolgen Handlungsempfehlungen für den Auftraggeber zur Weiterentwicklung der Direktvermarktungsinstrumente des EEG sowie Vorschläge zur effizienteren praktischen Umsetzung und möglicher Auslegungen gesetzlicher Unklarheiten.

Ergebnisse:

Die Ergebnisse der technisch-ökonomischen Optimierung machen die Schwierigkeit der optimalen Ausgestaltung eines Förderinstrumentes deutlich. In Abhängigkeit der gewählten Anlage unterscheiden sich die optimalen Flexibilisierungsstrategien und Fahrpläne voneinander deutlich. Alle Anlagen haben gemeinsam, dass die Flexibilitätsprämie die größte Erlösposition beim flexiblen Anlagenbetrieb darstellt und nachträglich getätigte Investitionen in zusätzliche BHKW- und/oder Gasspeicherkapazitäten sich nicht amortisieren würden. Für die ausgewählten Beispielanlagen lässt sich jeweils mindestens ein Szenario wirtschaftlich darstellen, wodurch die Höhe der Flexibilitätsprämie unter den derzeitigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen für diese Anlagen als ausreichend anzusehen ist. Für eine Übertragung der Ergebnisse auf den gesamten Anlagenbestand wären weitere Untersuchungen notwendig.

Die optimale Höhe der Flexibilitätsprämie ist abhängig von den marktseitigen Erlösen an der Strombörse der EPEX Spot SE und dem Regelleistungsmarkt. Bei evtl. zukünftig steigenden

Preisvolatilitäten an der Strombörse der EPEX Spot SE könnte die Flexibilitätsprämie verringert werden, wenn auch weitere Erlöspositionen wie der Regelenergiemarkt und/oder die Marktprämie in den Berechnungen berücksichtigt werden.

Praktische Erfahrungen mit der Flexibilitätsprämie können den vorangegangenen Zwischenberichten entnommen werden.

Bei der ökologischen Bewertung zeigen sich Verbesserungen beim flexiblen Anlagenbetrieb hinsichtlich der relativen THG-Emissionen. Mit der Verwendung von effizienteren Verstromungsaggregaten bei der Flexibilisierung verbessert sich das Verhältnis zwischen Gaseinsatz und Stromerzeugung. Systemisch betrachtet, ist der derzeitige flexible Biogasanlagenbetrieb THG-seitig als nachteilig zu bewerten. Da flexible Biogasanlagen mit fossilen flexiblen Kraftwerken wie Gas- und Steinkohlekraftwerken konkurrieren, werden folglich die substituierten Strommengen durch Braunkohle- bzw. Kernkraftwerke ersetzt. Beide Energieträger sind aus Klimaschutzgründen bzw. volkswirtschaftlichen Folgekosten nicht zukunftsfähig. Aus diesem Grund wäre eine zeitnahe Flexibilisierung des gesamten Energiesystems durch die Reduktion von Grundlastkraftwerkskapazitäten notwendig.

Zukünftig könnte mit der verhinderten Abregelung von fluktuierenden erneuerbaren Energien in Folge einer flexiblen Stromerzeugung aus Biogasanlagen eine Einsparung von THG-Emissionen möglich sein, wenn dadurch der Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien im Strom- bzw. Energiesystem erhöht werden kann. Dazu wäre es notwendig, die flexible Einspeisung von Biogasanlagen an der Residuallast zu orientieren.

3.1.9 Arbeitspaket 8: Projektkoordination

Ziel:

In Arbeitspaket 8 steht die Koordination zwischen den Projektpartnern bei der Projektbearbeitung, Methodenentwicklung als auch der Abstimmung von Ergebnissen bzw. Handlungsempfehlungen im Vordergrund. Zudem sollten ebenfalls gemeinsame Publikationen in Form von Vorträgen, schriftlichen Veröffentlichungen und Projektberichten abgestimmt werden.

Ergebnisse:

Die Koordination zwischen den Projektpartnern verlief problemlos. Die Koordination fand durch einen regelmäßigen Austausch in Form von Telefonaten und Projekttreffen statt. Alle Zwischenberichte wurden gemeinsam erstellt. Bei Veröffentlichungen erfolgte stets ein positiv verlaufender Abstimmungsprozess.

3.2 Zahlenmäßiger Nachweis

An dieser Stelle wird auf den *Verwendungsnachweis - zahlenmäßiger Nachweis* und dessen Anlagen verwiesen.

3.3 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit

Die geleisteten Arbeiten adressieren die Notwendigkeit der wissenschaftlichen Bewertung der flexiblen Anlagenfahrweise, die mit dem Förderinstrument der Flexibilitätsprämie seit dem EEG 2012 angereizt wird. Sowohl für den Gesetzgeber als auch für den Anlagenbetreiber sind die gesammelten Erfahrungen insofern wichtig, dass daraus erste Abschätzungen zur Flexibilitätsprämie und der bereitgestellten

flexiblen Leistung von Biogasanlagen, die mit einer technisch-ökonomischen Optimierung der Einzelanlage einhergeht, gewonnen werden. Das Vorhaben liefert erste Erkenntnisse, welche technischen, ökonomischen (und auch ökologischen) Parameter bei der Flexibilisierung zu beachten sind und für einen zukünftig flexiblen Betrieb berücksichtigt werden müssen. Dazu ist es notwendig, einzelne Praxisanlagen für das Projekt zu akquirieren und die Anlagen hinsichtlich ihrer Betriebsweisen sowie technischen Parameter zu untersuchen. Zusammen mit dem Projektpartner Next Kraftwerke kann auf fahrplangestalterische Optimierungserfahrungen eines Direktvermarkters zurückgegriffen werden. Da für einige Biogasanlagenbetreiber die Potenziale der Direktvermarktung und die Vorgänge an der Strombörse der EPEX Spot SE unbekannt sind, können mit den gewonnenen Ergebnissen die Mehrerlöspotenziale unter verschiedenen Flexibilisierungsszenarien der Anlagen weitergegeben werden. Eine thematische Sensibilisierung war dazu insbesondere zu Vorhabensbeginn notwendig, da auch die Daten zur Flexibilitätsprämie deutlich machen, dass die Flexibilisierung der Anlagen mit deutlicher zeitlicher Verzögerung einsetzt. Der Informationsaustausch, der auf einigen Fachveranstaltungen sowie Gesprächen mit Anlagenbetreibern stattfand, konnte diese Wissenslücke im Rahmen des Projektes zum Teil schließen. Durch Präsentationen und Workshops sind ebenfalls politische Entscheidungsträger sowie Wissenschaftler aus verschiedenen Fachrichtungen hinsichtlich des zukünftig bedeutenden Themas Flexibilität im Energiesystem sensibilisiert worden.

3.4 Nutzen und Verwertbarkeit des Vorhabens

Durch die enge Zusammenarbeit mit dem Projektpartner Next Kraftwerke entstand für beide Seiten ein deutlicher Informationszuwachs, der ohne das Vorhaben nicht möglich gewesen wäre. Das DBFZ hätte ohne die bei Next Kraftwerke unter Vertrag stehenden Anlagen nicht auf die notwendigen Daten der einzelnen Anlagen zugreifen können. Weiterhin konnte durch das Vorhaben die Expertise zum Thema Direktvermarktung sowie Fahrplangestaltung deutlich verbessert werden. Insbesondere spielen dabei die Aspekte eine Rolle, die ausschließlich auf Praxiserfahrungen des Direktvermarkters beruhen. Für Next Kraftwerke waren vor allem die Erkenntnisse über die technischen Anlagenparameter von besonderer Bedeutung, da diese dem Direktvermarkter häufig nicht in gesamtem Umfang bekannt sind. Weiterhin war es bis zu diesem Zeitpunkt auch den Direktvermarktern nicht geläufig, inwiefern sich beispielsweise der flexible Anlagenbetrieb auf die BHKW-Wartungskosten auswirkt oder Wärmelieferverpflichtungen in die Fahrplangestaltung integriert werden.

Mit dem Erkenntnisgewinn des Vorhabens ist bereits ein neues Vorhaben geplant, in welches die erzielten Ergebnisse miteinfließen und verbessert werden sollen. Hierzu soll die Flexibilitätsbereitstellung von Biogasanlagen unter verschiedenen Strommarktdesigns untersucht werden. Mit diesem Vorhaben ist die Adressierung der geplanten Gesetzgebung zum Thema Strommarktdesign angedacht.

3.5 Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen

Parallel zu den Arbeiten zum angeführten Vorhaben fanden auch Fortschritte bei anderen Stellen statt. Hierbei ist unter anderem die Technische Hochschule Ingolstadt zu nennen, die das Projekt *Steuerbare Stromerzeugung mit Biogasanlagen* (FKZ: 03KB061A) ebenfalls im Rahmen des Förderprogramms *Energetische Biomassenutzung* bearbeitet hat. Innerhalb dieses Projektes wurden Grundlagen für die Anforderungen an die steuerbare Stromerzeugung erarbeitet und die Umsetzung an einer

Bestandsanlage durchgeführt. Im Rahmen eines gemeinsamen Beitrags für die European Biomass Conference and Exhibition in 2014 fand ein reger Ergebnisaustausch zwischen den Vorhaben statt (vgl. 3.6).

Weiterhin ist insbesondere das Fraunhofer IWES bei dem Thema flexible Fahrweisen von Biogasanlagen anzuführen, die sich ebenfalls intensiv mit der Thematik auseinandergesetzt haben. Dabei sind vor allem technische Parameter und Konzepte zur flexiblen Fütterung bei der Flexibilisierung bearbeitet worden (HAHN u. a., 2014a) (HAHN u. a., 2014b). Zudem wurde sich auch dem intensiv im Vorhaben untersuchten Thema Trade-Off zwischen Erlösoptimierung an der Strombörse der EPEX Spot SE und dem Regelenergiemarkt gewidmet. Hierbei wurde jedoch ein weniger praxisbezogener Ansatz gewählt, indem verschiedene Modellanlagen miteinander verglichen worden sind. Diese bestanden auch überwiegend aus einem Verstromungsaggregat, wodurch sich die Aussagen nur bedingt miteinander vergleichen lassen (HOCHLOFF & BRAUN, 2014).

3.6 Ergebnisveröffentlichung

Aktuelle Zwischenergebnisse des Vorhabens wurden auf zahlreichen Veranstaltungen dem interessierten Fachpublikum in Form von Vorträgen und Postern präsentiert. Dazu zählen Vertreter aus Wirtschaft, Politik, Wissenschaft und Anlagenbetreiber. Weiterhin wurden Artikel in Tagungsbänden und Fachzeitschriften veröffentlicht. Exemplarisch werden nachfolgend einige Veranstaltungen und Publikationen aufgeführt:

- Vorträge auf der Jahrestagung des Fachverbandes Biogas im Januar 2013, 2014 und 2015 in Leipzig, Nürnberg und Bremen.
- Vortrag auf der Statuskonferenz des Förderprogramms *Energetische Biomassenutzung* am 14. November 2013 in Leipzig mit dazugehöriger Veröffentlichung im Tagungsband.
- Organisation der Fachtagung „Dezentrale flexible Strombereitstellung aus Biogas – Entwicklungen, Möglichkeiten und Perspektiven“ mit Ergebnispräsentation (Vortrag) am 03. April 2014 in Berlin.
- Vortrag auf dem 8. Rostocker Bioenergieforum am 19. Juni 2014 mit dazugehöriger Veröffentlichung im Tagungsband.
- Vortrag auf der European Biomass Conference and Exhibition in Hamburg vom 23. bis 25. Juni 2014 mit dazugehöriger Veröffentlichung im Tagungsband.
- Vortrag auf der 4. VDI-Fachkonferenz „Bedarfsorientierte Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan“ in Düsseldorf am 01. Juli 2014.
- Vortrag auf der 9. Internationalen Energiewirtschaftstagung an der TU Wien am 13. Februar 2015 mit dazugehöriger Veröffentlichung im Tagungsband.

Darüber hinaus werden mit zwei Abschlusspublikationen (deutsch und englisch) die Vorhabensergebnisse nationalen und internationalen Interessierten öffentlich zugänglich gemacht. Zum einen wurde ein Paper für das *International Journal of Energy Research* eingereicht (31. Juli 2015) und zum anderen wird im Rahmen des Förderprogramms *Energetische Biomassenutzung* eine Veröffentlichung in der Schriftenreihe *Abschlusspublikationen „Neue Wege zur Prozessoptimierung in Biogasanlagen“ Band III* erscheinen.

3.7 Literatur

- 50HERTZ ; AMPRION GMBH ; TENNET TSO ; TRANSNETBW: Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015 (2014)
- AG ENERGIEBILANZEN E.V.: Stromerzeugung nach Energieträgern 1990-2013 (2014)
- BERTSCH, JOACHIM ; GROWITSCH, CHRISTIAN ; LORENCZIK, STEFAN ; NAGL, STEPHAN: Flexibility in Europe's power sector – An additional requirement or an automatic complement? In: *Energy Economics* (2013)
- BUNDESNETZAGENTUR: Szenariorahmen 2024: Genehmigung (2013)
- DESTATIS - STATISTISCHES BUNDESAMT: GENESIS (Gemeinsames Neues Statistisches Informationssystem)-Online Datenbank: Elektrizitätserzeugung Wasser (2013)
- DIN (DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E.V.): Umweltmanagement-Ökobilanz-Anforderungen und Anleitungen (ISO 14044:2006), deutsche und englische Fassung EN ISO 14044:2006, DIN (Deutsches Institut für Normung e.V.) (2006a)
- DIN (DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E.V.): Umweltmanagement-Ökobilanz-Grundsätze und Rahmenbedingungen (ISO 14040:2006); deutsche und englische Fassung EN ISO 14040:2006, DIN (Deutsches Institut für Normung e.V.) (2006b)
- ECOINVENT CENTRE- SWISS CENTRE FOR LIFE CYCLE INVENTORIES: *Ecoinvent Database 2.2*. URL <http://www.ecoinvent.ch/>. - abgerufen am 2015-03-15
- EUROPEAN ENERGY EXCHANGE (EEX): *EPEX SPOT SE: Day-Ahead Auction*. URL <http://www.epexspot.com/en/market-data/dayaheadauction>. - abgerufen am 2015-03-24
- EUROPEAN NETWORK OF TRANSMISSION SYSTEMS OPERATORS FOR ELECTRICITY (ENTSO-E): hourly data for a specific country: realized total load (2013)
- GERMAN FEDERAL MINISTRY FOR ECONOMIC AFFAIRS AND ENERGY: The Renewable Energy Sources Act (EEG), 2014
- GÖTZ, P; HENKEL, J.; LENCK, LENZ, T. K.: Negative Strompreise - Ursachen und Wirkungen, Agora Energiewende (2015)
- GRAICHEN, PATRICK: Dokumentation Stromerzeugung und Stromverbrauch, Agora Energiewende (2013)
- HAHN, HENNING ; GANAGIN, WALDEMAR ; HARTMANN, KILIAN ; WACHENDORF, MICHAEL: Cost analysis of concepts for a demand oriented biogas supply for flexible power generation. In: *Bioresource Technology* Bd. 170 (2014a), S. 211–220
- HAHN, HENNING ; KRAUTKREMER, BERND ; HARTMANN, KILIAN ; WACHENDORF, MICHAEL: Review of concepts for a demand-driven biogas supply for flexible power generation. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* Bd. 29 (2014b), S. 383–393
- HOCHLOFF, PATRICK ; BRAUN, MARTIN: Optimizing biogas plants with excess power unit and storage capacity in electricity and control reserve markets. In: *Biomass and Bioenergy, 21st European Biomass Conference*. Bd. 65 (2014), S. 125–135

KURATORIUM FÜR TECHNIK UND BAUWESEN IN DER LANDWIRTSCHAFT (KTBL): *Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas*.
URL <http://daten.ktbl.de/biogas/showSubstrate.do?zustandReq=3#anwendung>. - abgerufen
am 2014-10-01

PALZER, ANDREAS ; HENNING, HANS-MARTIN: A comprehensive model for the German electricity and heat
sector in a future energy system with a dominant contribution from renewable energy
technologies – Part II: Results. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* Bd. 30 (2014),
S. 1019–1034

PEHNT, MARTIN ; SCHNEIDER, JÖRG: Kraft-Wärme-Kopplung. In: *Energieeffizienz: Ein Lehr- und Handbuch* :
Springer Verlag, 2010

SCHILL, WOLF-PETER: Residual load, renewable surplus generation and storage requirements in Germany.
In: *Energy Policy* Bd. 73 (2014), S. 65–79

SENSFUß, F.; RAGWITZ, M.: Weiterentwickeltes Fördersystem für die Vermarktung von erneuerbarer
Stromerzeugung. In: *Tagungsband zur 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU
Wien*. Wien, 2011

THRÄN, DANIELA ; PFEIFFER, DIANA ; ADLER, PHILIPP ; BOROWSKI, ANDRÉ ; ERIK, FISCHER ; HERRMANN, ANDRÉ ;
MAJER, STEFAN ; OEHMICHEN, KATJA ; SCHMERSAHL ; U. A. ; THRÄN, DANIELA ; PFEIFFER, DIANA (Hrsg.):
*Methodenhandbuch Stoffstromorientierte Bilanzierung der Klimagaseffekte, Schriftenreihe des
BMU-Förderprogramm „Energetische Biomassenutzung“*. Leipzig DBFZ : D. Thrän, D. Pfeiffer
(Herg.), 2013 – ISBN ISSN 2192-1806