



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für  
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK  
**Bundesamt für Energie BFE**

**Schlussbericht** 09.12.2014

---

# **Virtual Power Plant Biogas Schweiz**

Wirtschaftlichkeitsstudie für die Verwertung der  
Flexibilität in einem Pool von Biogasanlagen

---

**Auftraggeber:**

Bundesamt für Energie BFE  
CH-3003 Bern  
[www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

**Auftragnehmer:**

Misurio AG  
Bahnhofplatz 1a  
CH-3930 Visp  
[www.misurio.ch](http://www.misurio.ch)

Genossenschaft Ökostrom Schweiz  
Oberwil 61  
CH-8500 Frauenfeld  
[www.oekostromschweiz.ch](http://www.oekostromschweiz.ch)

**Autoren:**

Dr. Karl Werlen, Misurio AG, [karl.werlen@misurio.ch](mailto:karl.werlen@misurio.ch)  
Martin Vicentini, Misurio AG, [martin.vicentini@misurio.ch](mailto:martin.vicentini@misurio.ch)  
Stefan Mutzner, Ökostrom Schweiz, [stefan.mutzner@oekostromschweiz.ch](mailto:stefan.mutzner@oekostromschweiz.ch)  
Simon Bolli, Ökostrom Schweiz, [simon.bolli@oekostromschweiz.ch](mailto:simon.bolli@oekostromschweiz.ch)

<b>BFE-Bereichsleiter:</b>	Dr. Michael Moser
<b>BFE-Programmleiter:</b>	Dr. Michael Moser
<b>BFE-Vertragsnummer:</b>	SI/501047-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

## Zusammenfassung

Die Energiestrategie 2050 erfordert eine Flexibilisierung und ein Pooling dezentraler Energieanlagen für die Regelung der Netze und die Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit. Landwirtschaftliche Biogasanlagen verfügen über Gasspeicherkapazitäten, die sich für eine bedarfsgerechte Produktion anbieten. Virtuelle Kraftwerke werden für die Poolbewirtschaftung eine entscheidende Rolle spielen. Es ist das Ziel, die landwirtschaftlichen Biogasanlagen der Schweiz in ein virtuelles Kraftwerk zu integrieren, um die Flexibilität aktiv zu bewirtschaften.

Die vorliegende Studie zeigt eine Möglichkeit für die Verwertung der Energiespeicher des Anlagenpools auf dem Strommarktplatz. Sie quantifiziert den wirtschaftlichen Wert der Flexibilität mit Hilfe einer Simulation. Der Mehrwert beträgt aus Sicht der Anlagebetreiber etwa 1 Rp/kWh. Bezogen auf die Strommarktpreise entspricht dies 20%, bezogen auf die gesamte KEV-Vergütung lediglich 2.7%. Aus heutiger Sicht können damit die anfallenden Zusatzkosten für das Anlagenpooling (zusätzliche Investitions- und Bewirtschaftungskosten für Produzenten und Betreiber von virtuellen Kraftwerken) nicht gedeckt werden.

Für die Zukunft erscheint das Potential dennoch sehr attraktiv. Die Studie liefert Grundlagen für die Ausgestaltung von Anreizsystemen, um die erforderlichen Massnahmen und Investitionen auszulösen. Im nächsten Schritt sollen im Rahmen eines Pilotprojekts praktische Erfahrung gewonnen werden.

## Résumé

La stratégie énergétique 2050 requiert une augmentation des installations énergétiques flexibles, pour la régulation du réseau ainsi que la garantie d'approvisionnement. Les centrales à biogaz agricoles possèdent des réservoirs de gaz qui permettent d'adapter la production à la demande. Le but est d'intégrer les centrales à biogaz helvétiques dans une centrale virtuelle, afin de valoriser activement leur flexibilité.

Cette étude montre comment le réservoir d'énergie de ce pool d'installations peut être valorisé sur le marché de l'énergie. Une quantification de cette valeur de la flexibilité est obtenue à l'aide de simulations avec les prix de 2012, 2013 et 2014. La plus-value économique se situe aux alentours de 1 ct/kWh. Cela représente 20% par rapport aux prix du marché, mais seulement 2.7% par rapport à la rétribution totale actuelle. Il en résulte qu'à l'heure actuelle, les coûts supplémentaires ne sont pas couverts.

Dans le futur toutefois, le potentiel paraît beaucoup plus attractif. L'étude fournit des bases pour un ensemble de systèmes incitatifs, afin de déclencher les investissements et les mesures nécessaires. La suite va consister à l'élaboration d'un projet pilote afin d'accumuler de l'expérience pratique.

## Abstract

The Energy Strategy 2050 requires increasingly flexible production and consumption patterns in order to balance electricity grids and assure security of supply. Agricultural biogas plants have a gas accumulator, which enables them to produce electricity that follows demand. The aim is to integrate Swiss biogas plants into a Virtual Power Plant in order to actively manage their flexibility.

The present study demonstrates how the energy stored in the plant pool can be put to value in the electricity market and quantifies the economic value of flexibility based on simulations with electricity market prices from 2012, 2013 and 2014. Thus the economic value added is about 1 Rp./kWh. This corresponds to 20% of the market price for electricity. In relation to the entire amount of plant subsidies, it is only 2.7%. Presently this is not enough to cover additional costs.

The prospective potential is very appealing. The study delivers the basics for the design of incentive schemes that would trigger necessary actions and investments. A next step follow-up pilot project should yield practical experience.

Virtual Power Plant Biogas Schweiz

## **Wirtschaftlichkeitsstudie für die Verwertung der Flexibilität in einem Pool von Biogasanlagen**

**Schlussbericht V1.41**



# Inhaltsverzeichnis

<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>3</b>
<b>1. Ausgangslage</b> .....	<b>7</b>
1.1. Heutige energiepolitische Ausgangssituation.....	7
1.2. Zukünftige energiepolitische Rahmenbedingungen .....	7
1.3. Virtuelle Kraftwerke .....	8
<b>2. Ziel der Arbeit</b> .....	<b>9</b>
2.1. Übergeordnetes Ziel .....	9
2.2. Projektziele Vorstudie.....	9
<b>3. Vorgehen</b> .....	<b>10</b>
<b>4. Simulationsmodell für Biogasanlagen</b> .....	<b>11</b>
4.1. Auswertung Datengrundlagen.....	11
4.2. Anlagemodell.....	11
4.3. Gasspeicher.....	12
4.4. BHKW - Blockheizkraftwerk.....	12
<b>5. Ergebnisse und Analysen</b> .....	<b>13</b>
5.1. Basisfall .....	13
5.2. Preisszenarien und Sensitivitätsanalysen .....	16
5.3. Zusatzgewinne durch Intraday Bewirtschaftung.....	18
5.4. Vermeidung von Ausgleichsenergie in der BGEE .....	20
5.4.1. Simulation zur Optimierung der Ausgleichsenergie .....	20
5.4.2. Zukünftige Entwicklung von Ausgleichsenergie erneuerbarer Energien .....	20
<b>6. Investitionen und Mehrkosten für den Pool-Betrieb</b> .....	<b>23</b>
6.1. Einleitung.....	23
6.2. Investitionen und zusätzliche Betriebskosten.....	23
6.2.1. Investitionen und Betriebskosten für technische Anbindung an BGA-Pool (VPP).....	23
6.2.2. Zusätzliche Investitionskosten im Bereich Gasspeicher .....	23
6.2.3. Zusätzliche Investitionskosten im Bereich BHKW .....	23
6.2.4. Erhöhte Betriebskosten im Bereich BHKW .....	24
6.2.5. Managementkosten für den Betrieb des Pools .....	24
6.2.6. Fazit Investitionen und Mehrkosten .....	24

<b>7. Anreizsysteme für steuerbare Produktion</b>	<b>25</b>
7.1. Einleitung	25
7.2. Investitions- und aufwandbezogenes Bonussystem	26
7.2.1. Bewirtschaftungsentgelt	26
7.2.2. Flexibilitätsbonus	27
7.2.3. Erste Beurteilung der investitions- und aufwandsbezogenen Boni	28
7.3. Marktmultiplikatormodell	28
7.3.1. Ideenskizze	28
7.3.2. Erste Beurteilung des Marktpreismultiplikators	29
7.4. Fixer Bonus	29
7.4.1. Beschreibung	29
7.5. Hybridmodell	30
<b>8. Geschäftsmodelle</b>	<b>31</b>
8.1. Einleitung	31
8.2. Voraussetzungen für die Bewirtschaftung der Flexibilität	31
8.3. Skizzierung des Geschäftsmodells für das Pilotprojekt	32
8.4. Alternative Geschäftsmodelle	34
8.4.1. Lokaler Netzbetreiber als Partner	34
8.4.2. Gemeinschaftsmodell in einem Pool von Biogasanlagen	34
8.4.3. Regionale Stromvermarktung mit andern erneuerbaren Produktionsanlagen	34
8.5. Schlussfolgerung	35
<b>9. Schlussfolgerungen</b>	<b>36</b>
9.1. Energiepolitische Ausgangssituation	36
9.2. Anlagenpooling dezentraler Produktionseinheiten	36
9.3. Ausbau des Flexibilitätpotentials	36
9.4. Schaffung von energiepolitischen Anreizsystemen	37
9.5. Zeitnahe Umsetzung	37
9.6. Positive Externalitäten auf lokaler Ebene	38
<b>10. Weiteres Vorgehen</b>	<b>39</b>
<b>Referenzen</b>	<b>40</b>
<b>Anhang 1: Technisches Faktenblatt Gasspeicher</b>	<b>41</b>
<b>Anhang 2: Technisches Faktenblatt BHKW</b>	<b>47</b>

# 1. Ausgangslage

## 1.1. Heutige energiepolitische Ausgangssituation

Bisher sah das EnG vor, die Jahresproduktion von Strom aus neuen erneuerbaren Energien gegenüber dem Jahr 2000 um 5'400 GWh zu erhöhen. Dieses Ziel soll im Rahmen der Energiestrategie 2050 (ES 2050) deutlich erhöht werden. Das neue Energiegesetz sieht vor, bis 2050 jährlich 24.2 TWh Strom aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) zu produzieren. Damit sollen die neuen erneuerbaren Energien (nEE) in Zukunft einen Drittel zur Schweizer Stromproduktion beisteuern. Heute trägt die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) als Hauptpfeiler der Massnahmen gemäss EnG den grössten Teil der aktuellen Zielerreichung bei. Das KEV-Cockpit der KEV-Stiftung (Stand 1. Juli 2014) zeigt, dass 2014 die KEV-Anlagen voraussichtlich bereits mehr als 3% der schweizerischen Stromproduktion erreichen werden.

Im Rahmen der Energiestrategie 2050 (ES2050) werden in Zukunft mehr Fördermittel zur Verfügung stehen als bisher. Der Ausbau der erneuerbaren Energien spielt dabei eine zentrale Rolle. Somit wird deren Anteil am gesamten Stromportfolio weiterhin stark zunehmen.

Grosses Optimierungspotential besteht bezüglich der bedarfsgerechten Stromproduktion. Aus heutiger Sicht haben KEV-Anlagen keinerlei finanzielle Anreize, ihre Stromproduktion dann einzuspeisen, wenn es netztechnisch oder stromwirtschaftlich am sinnvollsten wäre. Die Anlagen erhalten unabhängig vom Produktionszeitpunkt und unabhängig von Marktpreisschwankungen stets die gleiche Vergütung. Des Weiteren können Anlagenbetreiber im KEV-Regime zum heutigen Zeitpunkt ihre Produktion nicht auf dem freien Markt handeln und vermarkten. Diese Situation soll sich im Rahmen der ES2050 jedoch ändern. Im Entwurf des EnG ist diesbezüglich geplant, den KEV-Anlagen den Zugang zum freien Markt zu ermöglichen und zusätzlich Anreize für eine steuerbare Produktion zu schaffen. Mit geeigneten Anreizen kann somit ein wichtiger Schritt in Richtung einer marktorientierten KEV getätigt werden. Im nachfolgenden Kapitel soll das zukünftige Direktvermarktungsmodell kurz erläutert werden.

## 1.2. Zukünftige energiepolitische Rahmenbedingungen

In sämtlichen nachfolgenden Überlegungen und Ideenansätzen wurde das vom BFE entworfene und im Frühling 2014 publizierte Marktmodell (Direktvermarktungsmodell) zugrunde gelegt. Die nachfolgende Illustration erläutert das zukünftige marktbasierende Modell.

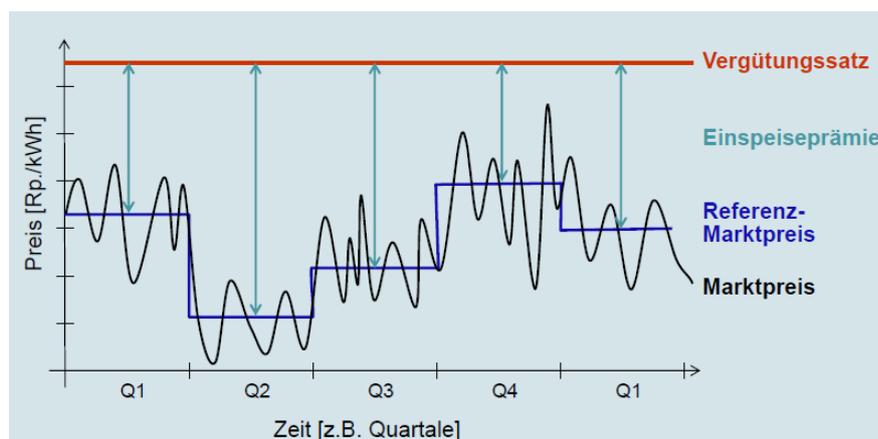


Abbildung 1: Grafik zum BFE-Direktvermarktungsmodell.

**Quelle:** BFE-Faktenblatt "Energiestrategie 2050, Direktvermarktung von Stromerzeugungsanlagen mit Einspeisevergütung", Januar 2014

Im Rahmen der vorgesehenen Marktliberalisierung sollen neue KEV-Anlagen künftig wieder auf dem freien Markt sein und mit den Netzbetreibern vertragliche Lieferverträge abschliessen. Bestehende KEV-Anlagen hingegen sollen die Wahlmöglichkeit haben, die bisherige KEV-Lösung beizubehalten oder auf den freien Markt zu wechseln und die Stromvermarktung wieder selbst zu übernehmen.

Auf die diversen Vermarktungsmöglichkeiten wird im Kapitel 5 noch vertieft eingegangen. Des Weiteren erlaubt das neue Marktmodell eine bedarfsgerechte Produktion unter Wahrung des bestehenden Vergütungsansatzes. Damit KEV-Produzenten jedoch von diesem neuartigen Marktmodell profitieren können, bedarf es gewisser technischer Anpassungen und Weiterentwicklungen. Im Zusammenhang mit der technischen Umsetzung solcher marktnahen Fördersysteme spielen virtuelle Kraftwerke eine entscheidende Rolle. Im nächsten Kapitel soll vertieft auf die Vorteile von solchen Kraftwerken eingegangen werden.

### 1.3. Virtuelle Kraftwerke

Anlagen, die Strom aus neuen erneuerbaren Energieträgern produzieren (Biomasse, Sonne, Kleinwasserkraft, Wind) haben Nachteile. Sie sind meist klein und haben daher keine starke Marktstellung und/oder ihre Produktion ist stark schwankend, was die Energieversorgungsunternehmen und Netzbetreiber vor grosse Herausforderungen stellt. Virtuelle Kraftwerke können wesentlich zur Lösung dieser Probleme beitragen. Einzelne dezentrale Biogasanlagen werden hierbei zu einem Verbund zusammengeschlossen (Pooling). Durch eine intelligente zentrale Steuerung, basierend auf modernen Kommunikationstechnologien, werden die angeschlossenen Anlagen zu einer nach aussen hin wirkenden Einheit verbunden. Dabei können die einzelnen Biogasanlagen geographisch gesehen weit voneinander entfernt stehen. Prinzipiell können nebst Biomasse auch Windenergieanlagen, Photovoltaikanlagen oder Kleinwasserkraftwerke in das System aufgenommen werden (vergleiche Abbildung 2).

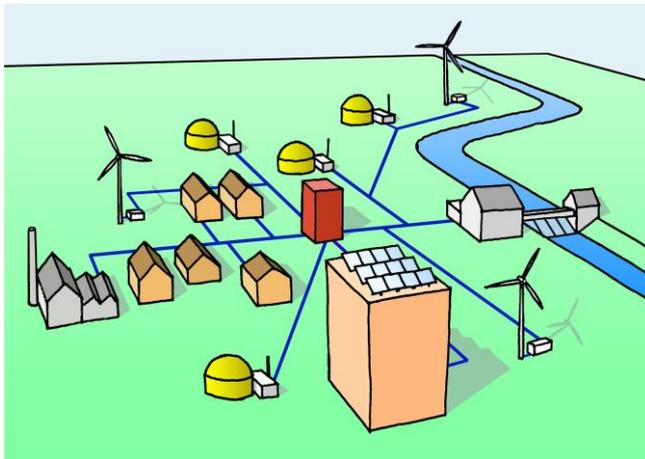


Abbildung 2: Schematische Darstellung eines virtuellen Kraftwerkes mit zentraler Steuerungseinheit (rot dargestellt)

Ein virtuelles Kraftwerk (Virtual Power Plant, VPP) tritt gegenüber den Energieversorgern, Übertragungsnetzbetreibern (Swissgrid), einer Bilanzgruppe (beispielsweise Bilanzgruppe für Erneuerbare Energien (BG-EE)) oder dem freien Markt als selbständiger Marktplayer oder Systemdienstleister (SDL) auf. Es kann unter seinen Anlagen die Stromproduktion ausgleichen und bis zu einem gewissen Grad nachfrageorientiert (flexibel) produzieren. Insbesondere landwirtschaftliche Biogasanlagen sind für Ausgleichsenergie respektive für die gebündelte Fahrplansteuerung aufgrund folgender Punkte prädestiniert:

- jede Biogasanlage hat Gasspeichermöglichkeiten von bis zu mehreren Stunden
- die Leistung ist pro Anlage steuerbar (zwischen 20 und 2'000 kW)
- hohe Laständerungsgeschwindigkeit und Zuschaltgeschwindigkeit (hohes Laständerungspotential)

## 2. Ziel der Arbeit

### 2.1. Übergeordnetes Ziel

Das übergeordnete Ziel des Gesamtprojekts beinhaltet die Entwicklung und Umsetzung einer koordinierten und nachfrageorientierten Produktionsfahrweise von Biogasanlagen (dezentrale Produktionseinheiten) auf Basis eines virtuellen Kraftwerks. In einem Pilotprojekt von Ökostrom Schweiz (ÖS) soll die Steuerbarkeit der Anlagen für eine bedarfsgerechte Stromerzeugung mit Hilfe eines virtuellen Pools von Produzenten getestet werden. Im Rahmen einer vorgängigen Potentialstudie soll in einem ersten Schritt das Gesamtpotential sowie die Wirtschaftlichkeit eines Virtuellen Kraftwerkes aufgezeigt werden. Die benötigten Abklärungen werden im Rahmen dieser Potentialstudie vorgenommen. Anhand der Ergebnisse und Erkenntnisse der vorliegenden Studie soll anschliessend auf Basis bereits bestehender Infrastruktur das Virtuelle Kraftwerk von ÖS weiter auf- und ausgebaut und unter Praxisbedingungen getestet werden. Das Gesamtprojekt unterteilt sich somit in eine Vorstudie (vorliegend) sowie einer anschliessenden praktischen Umsetzung in Form einer Pilotphase.

### 2.2. Projektziele Vorstudie

In der Schweiz sind heute bereits über 80 landwirtschaftliche Biogasanlagen (BGA) mit einer installierten Leistung von etwa 17 MW und einem kurzfristigen Ausbaupotenzial auf 20 MW in Betrieb. Das Biogas kann je nach Anlagentyp bis zu mehreren Stunden gespeichert werden. Die installierte Leistung pro Anlage liegt zwischen 20 und 2000 kW. Durch Vernetzung der Schweizer Biogasanlagen (BGA) zu einem virtuellen Kraftwerk (VPP) soll zukünftig ein wirtschaftlicher Gewinn erzielt werden. Mit Hilfe von modellbasierten Computersimulationen soll das theoretische Ertragspotential quantifiziert werden. Auf Basis des errechneten Potentials wird anschliessend eine Wirtschaftlichkeitsanalyse durchgeführt. Im Rahmen der vorliegenden Studie stehen folgende Ziele im Vordergrund:

- Schätzung möglicher Mehrerträge und Mehrkosten für Produzenten und VPP durch freie Vermarktung in Abhängigkeit der Strommarktpreise
- Schätzung möglicher Kostenersparnisse für Netzbetreiber (durch Senkung von Regel- und Ausgleichsenergie)
- Szenarien- und Variantenrechnungen
- Skizzieren von Geschäftsmodellen für Rollenverteilung auf verschiedene Akteure.
- Perspektive aufzeigen, wie die Ergebnisse auf andere KEV-Anlagentechnologien erweitert werden können (Direktvermarktung).

### 3. Vorgehen

Als Erstes erfolgte die Erfassung der Modelldaten und die Bereinigung von historischen Daten für das Ausführen der Simulation. Dies geschah in Form eines Fragebogens, der an die Betreiber von landwirtschaftlichen Biogasanlagen verteilt wurde. Die Daten dienen als Grundlage für die Erstellung eines generischen Modells für die Simulation. Das Anlagemodell für Biogasanlagen inkl. Gasspeicher musste speziell für dieses Projekt erstellt werden. Es basiert auf einem abstrahierten Modell einer landwirtschaftlichen Biogasanlage. Kapitel 4 beschreibt das Simulationsmodell der Biogasanlagen.

Durch die Bewirtschaftung der Biogasanlagen können am Markt Mehrerträge generiert werden. Mit Hilfe einer Computersimulation wurden die jährlichen Mehrerträge quantifiziert. Die Simulationen basieren auf einem mathematischen Optimierungsmodell. Sie bilden das Verhalten des Energiemarktplatzes und der Biogasanlagen für die Simulation ab.

Die Potentialanalyse umfasste die Simulation und Auswertung eines Basisfalls und mehrerer Varianten (siehe Abschnitt 5.1).

Das Modell für den Energiemarktplatz konnte weitgehend aus ähnlichen Projekten verwendet werden. Als Grundlage zur Identifikation möglicher Marktpotentiale diente der heute existierende Bestand im aktuellen Zustand, d.h. ein allfälliger Ausbau und die damit verbundenen Investitionskosten wurden nicht berücksichtigt. Im Rahmen von Simulationen und qualitativen Betrachtungen wurden die folgenden Potentiale untersucht:

- Teilnahme an einem Regelenergiepool und Vermarktung der verfügbaren Leistungsreserve
- Ausführen von Energietransaktionen zur Ausnutzung von Preisdifferenzen am Day-ahead Markt
- Analyse von Preisszenarien anhand der historischen Preise 2012, 2013 und 2014 (siehe Abschnitt 5.2)
- Zusatzgewinne durch Bewirtschaftung der Flexibilität am Intraday-Markt (siehe Abschnitt 5.3)
- Vermeidung von Ausgleichsenergie innerhalb der Bilanzgruppe für erneuerbare Energien durch Optimierung des Fahrplanprofils (Abschnitt 5.4)

Im Kapitel 6 wurden die Zusatzkosten für die Implementierung des VPP-Biogas geschätzt. Im Kapitel 7 wurden die aktuellen Rahmenbedingungen für die Verwertung von Flexibilität von KEV-Anlagen und mögliche Entwicklungen analysiert. Eine wichtige Rolle spielte in diesem Zusammenhang die geplante Direktvermarktung von KEV-Anlagen. Aufgrund der Simulationsresultate sowie der Kostenschätzungen wurden Überlegungen aufgezeigt und Empfehlungen aus Sicht eines VPP-Biogas abgeleitet.

Zusammen mit den errechneten Erträgen konnten daraus erste Ansätze von möglichen Geschäftsmodellen abgeleitet werden. Dies wird in Kapitel 8 dargelegt. Eine wichtige Rolle im Zusammenhang mit dem Geschäftsmodell spielen die erforderlichen Verträge, die Opportunitätskosten für die zusätzliche physikalische Belastung der Anlagen, zusätzliche technische Investitionen, das Risikomanagement und Haftungsfragen. Im Rahmen dieses Arbeitspakets wurden die zusätzlich anfallenden Betriebskosten abgeschätzt und daraus ein Kosten/Nutzen-Verhältnis für die Biogasanlagenbetreiber eruiert. Zusätzlich anfallende Investitionskosten für den Ausbau des Anlagenpotentials wurden nicht mitberücksichtigt. Die Integration zusätzlich anfallender Kosten für einen Poolbetreiber erfolgte im Rahmen einer Grobschätzung. Zudem wurde die Frage erörtert, ob es ein Anreizsystem braucht, um das Geschäftsmodell ins Rollen zu bringen.

Im Kapitel 9 wurde ein Fazit in Bezug auf die zentralen Fragen gemacht:

- Einschätzung der Potentiale für die Verwertung der Flexibilität
- Fazit und Empfehlung in Bezug auf die Rahmenbedingungen und künftiges Direktvermarktungsmodell
- Vorschlag eines möglichen Geschäftsmodells für das VPP mit entsprechendem Anreizmodell

## 4. Simulationsmodell für Biogasanlagen

### 4.1. Auswertung Datengrundlagen

Das Simulationsmodell des Biogasanlagen-Pools basiert zum einen auf Annahmen und Erfahrungswerten der Projektverantwortlichen (Schätzwerte), zum anderen auf Datengrundlagen einer Erhebung von 2013 auf den potentiellen Poolanlagen. Anlagen mit einer installierten Leistung kleiner 20 kW wurden explizit nicht betrachtet. Die Auswertung der Datengrundlage ergab folgende Leistungsparameter für den Gesamtpool:

Biogasanlagen-Pool (VPP Biogas Schweiz)		Stabw.
Anzahl Anlagen	76	-
Summe installierte elektrische Leistung [kW]:	17'330	-
Durchschn. installierte elektrische Leistung [kW]:	228	296
Durchschn. elektrischer Wirkungsgrad [%]:	38.2	-
Durchschn. thermischer Wirkungsgrad [%]:	41.8	-
Summe Netto-Stromproduktion [kWh pro Jahr]:	86'793'180	-
Durchschn. Netto-Stromproduktion [kWh pro Jahr]:	1'142'016	1'885'270
Durchschn. Gasspeicherkapazität [h]:	6.8	-

Tabelle 1: Technische Übersicht über den Biogasanlagenpool VPP Biogas Schweiz

### 4.2. Anlagemodell

Für die Erfassung der (prozess-)technischen Grundlagen des Gasspeichers und des BHKW, sowie die daraus resultierenden Annahmen für das Modell, wurden eigens technische Faktenblätter (s. Anhang) erstellt.

Die Bewirtschaftung des Gasspeichers – als eigentlicher Kernprozess des Anlagenpools – steht somit im direkten Zusammenhang mit dem Gaszufluss (Summe des produzierten Biogases sämtlicher Anlagen) und dem Gasabfluss BHKW-seitig. Der Gasspeicher wirkt somit als eigentlicher Puffer zwischen der aktuellen Biogasproduktion (Input) und der aktuellen Situation auf dem Energiemarkt (Output) und ermöglicht erst eine bedarfsgerechte (dem Markt angepasste) Stromproduktion. Um die Vergleichbarkeit der Modellparameter gewährleisten zu können, wurden sämtliche Einheiten auf die Energieeinheit Kilowatt umgerechnet.

Im Rahmen der Modellierung des Simulations- und Optimierungsmodells wurden diverse Annahmen getroffen, welche im Folgenden genauer erläutert werden.

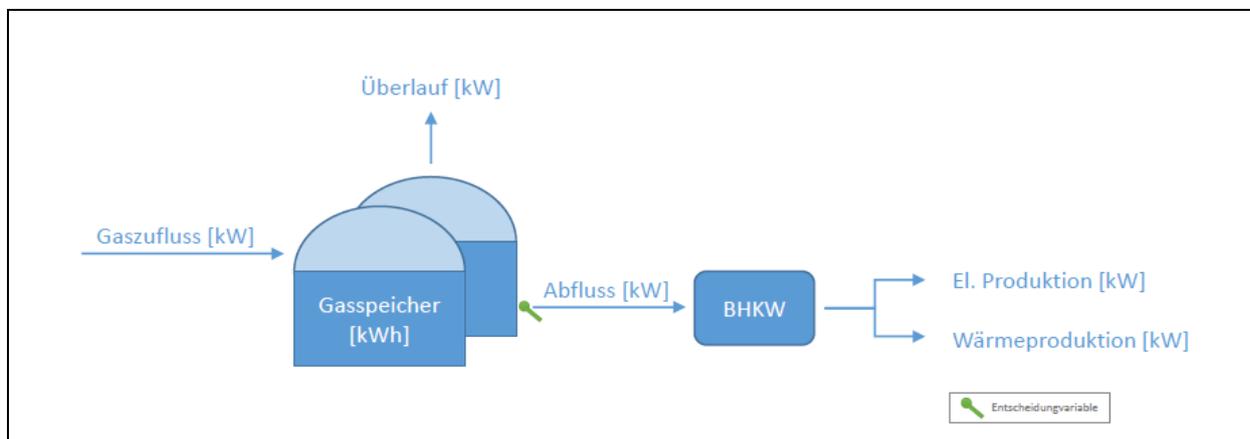


Abbildung 3: Schematische Darstellung des Biogasprozesses

Das in Abbildung 3 dargestellte Modell reduziert die technische Komplexität des Biogasprozesses auf die in Bezug zur bedarfsgerechten Bewirtschaftung wesentlichen technischen Komponenten "Gasspeicher" und "Blockheizkraftwerk" (BHKW).

### 4.3. Gasspeicher

Der Gaszufluss beinhaltet die gesamte Biogasproduktion des Anlagenpools pro Zeiteinheit, und wurde anhand der Strom-Produktionsdaten von 2013 berechnet. Er beträgt 87 GWh für den betrachteten Pool aus 76 Anlagen. Der Gaszufluss wurde anhand der Produktionsdaten von 2013 berechnet. Aus dem durchschnittlichen Gaszufluss wird folgende saisonal konstante Gaszufuhr in den Speicher angenommen:

Januar bis März:	80% des durchschnittlichen Zuflusses
April bis September:	100% des durchschnittlichen Zuflusses
Oktober bis Dezember:	120% des durchschnittlichen Zuflusses

Das Fütterungsregime hat somit nur wenig Einfluss auf den energiewirtschaftlichen Wert der Anlage.

Der Überlauf des Gasspeichers entspricht einer sicherheitstechnischen Vorkehrung zur Verhinderung von Überdruck im Gasspeicher einer jeden Biogasanlage. Das Speichervolumen ist somit gezwungenermassen beschränkt und kann nicht durch Steigerung des Gasdruckes erhöht werden. Unter normalen Umständen sollte hier kein Verlust stattfinden, da zum einen Energieverluste entstehen und zum anderen klima- und umweltschädliche Gase freigesetzt werden. Aus diesem Grund wurde das Modell so konzipiert, dass im Rahmen der Optimierung keinerlei Anreize für einen Überlauf bestehen. Somit entfallen faktisch Verluste über den Überlauf.

Da sich das Gasvolumen in Abhängigkeit der Temperatur stark verändern kann, ist auch das Gasspeichervolumen temperaturabhängig. Aufgrund der Komplexität dieser Verhaltensweise wurde die Speichervolumenschwankung im Rahmen dieser ersten Abklärungen nicht mitberücksichtigt. Stattdessen wurde für das Modell eine konstante Speicherkapazität mit konservativer Grösse in Abhängigkeit einer konstanten Jahrestemperatur angenommen. In Wirklichkeit wäre zeitweise jedoch ein grösseres, teilweise aber auch ein kleineres Speichervolumen nutzbar.

Der Abfluss aus dem Gasspeicher beinhaltet den aktuellen Gasverbrauch des BHKW. Der Gasverbrauch eines BHKW ist abhängig von der Leistung des Motors und der Zusammensetzung des Biogases. Der Gasverbrauch pro Zeiteinheit entspricht der aktuell benötigten Leistung des BHKW. Weitere Details zum Verbrauch des BHKW können dem technischen Faktenblatt im Anhang entnommen werden.

### 4.4. BHKW - Blockheizkraftwerk

Der Abfluss aus dem Gasspeicher entspricht dem Zufluss an Biogas zur Produktion von Strom. Der Zufluss an Biogas entspricht dem Gasverbrauch des BHKW. Der Gasverbrauch ist abhängig von der Leistung des Motors und der Zusammensetzung des Biogases. Jede Anlage ist entweder abgeschaltet oder wird im Bereich 50 bis 100% der Nennleistung betrieben. Die Abhängigkeit des Verbrauchs zwischen 50 und 100% Leistung des Generators kann als annähernd linear bezeichnet werden. Auf eine weitere Drosselung der Leistung unter 50% wurde aufgrund des zu hohen Wirkungsgradverlustes sowie technischer Restriktionen verzichtet. Werden tiefere Leistungen benötigt, können einzelne BHKW-Komponenten des Pools ausgeschaltet werden. Je nach Bedarf kann auch der gesamte Pool auf null heruntergefahren werden.

Das Biogas wird durch das BHKW in Strom und Wärme umgewandelt. Der mittlere elektrische Wirkungsgrad beträgt gemäss Tabelle 1 rund 38.2%. Der durchschnittliche thermische Wirkungsgrad wurde auf 41.8% festgelegt. Der restliche Anteil der Energie kann technisch bedingt energetisch nicht genutzt werden und geht in Form von Abwärme an die Umwelt verloren.

Es werden folgende Betriebseinschränkungen für das BHKW angenommen (Start/Stopp Bedingungen):

Minimale Laufzeit:	2 Stunden
Minimale Stillstandzeit:	1 Stunde

## 5. Ergebnisse und Analysen

### 5.1. Basisfall

Für den Basisfall wurden die Biogasanlagen mit dem beschriebenen Simulationsmodell abgebildet und mit einer ex-ante Methode simuliert. Für die Simulation wurde das betrachtete Jahr 2013 in viertelstündliche Intervalle unterteilt. Die ex-ante Methode betrachtet jeden ¼-h Zeitschritt für sich, d.h. es wird pro Tag eine separate Optimierungsrechnung durchgeführt. Jede Optimierung verwendet somit nur Informationen, die zum gegebenen Zeitpunkt auch tatsächlich zur Verfügung stehen. Sie arbeitet mit Prognosen und zieht die Kosten von Prognosefehlern in Betracht. Die daraus resultierende Jahressimulation ist sehr aufwendig, liefert dafür aber realitätsnahe Resultate.

Der Basisfall verwertet die 76 Biogasanlagen gegenüber dem Energiemarktplatz. Produktionsdaten, Preise für Systemdienstleistungen (SDL) und die Swissix Spotpreise für das Jahr 2013 liefern die Basis für die energie-wirtschaftliche Optimierung des Pools. Aus der Flexibilität des Pools werden für den Basisfall die folgenden Produkte angeboten:

Day-ahead:	Tägliche Auktion für Verkauf der Produktion als Stundenprodukte zum SwissIX Preis
TRL-Blöcke:	Tertiärregelenergie 4-Stunden Blöcke (TRL-Blöcke) positiv oder negativ
Wochenangebote:	Tertiärregelenergie positiv und negativ oder Sekundärregelenergie (symmetrisch)

Day-ahead ist ein Stromgeschäft, d.h. es wird das Produkt Strom gehandelt. TRL-Blöcke und Wochenangebote sind SDL-Geschäfte. Zusätzliche Intraday-Geschäfte werden im Abschnitt 5.3 behandelt.



Abbildung 4: Vereinfachte Darstellung eines Tagesablaufs für die ex-ante Simulation

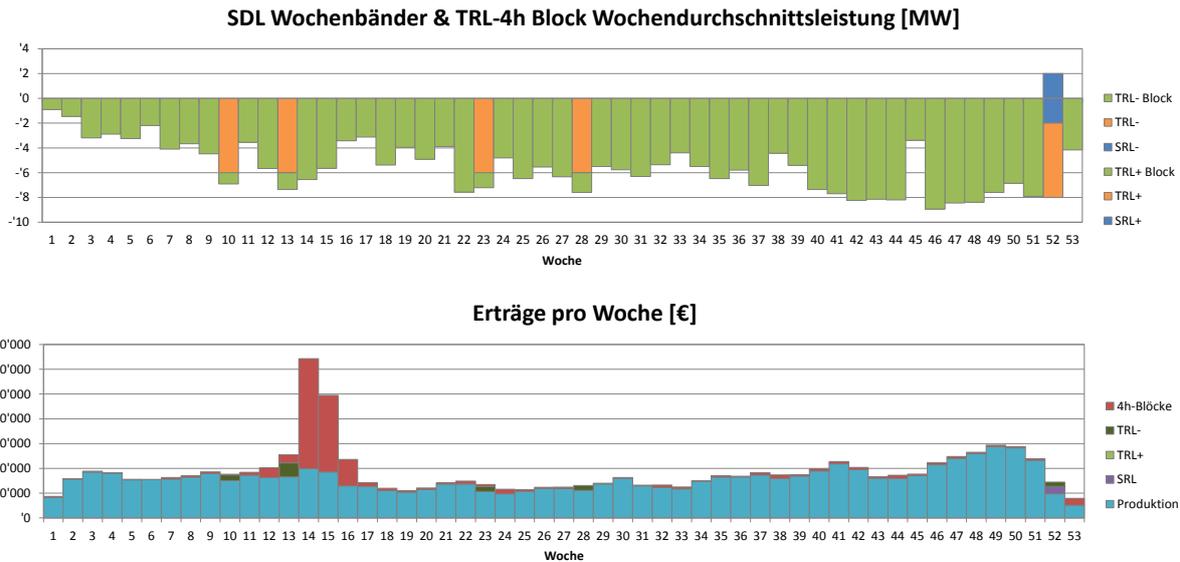
Abbildung 4 zeigt eine vereinfachte Darstellung des Tagesablaufs der ex-ante Simulation.

Im ersten Schritt wird je nach erwarteter zukünftiger Preisentwicklung ein optimaler Zielspeicherstand für den betrachteten Optimierungshorizont berechnet. Grenzpreise bilden die zukünftigen Opportunitätskosten ab, falls der effektive Zielspeicherstand vom Optimum abweicht. Der Optimierungshorizont für die jeweiligen Auktionen (violette Boxen) ist unterschiedlich lang. Er beträgt einen Tag für die Optimierung der Day-ahead Angebote und 4 Tage für die Optimierung der TRL-Blöcke. Dieser Schritt wird jeden Vormittag um 10 Uhr ausgeführt.

Im zweiten Schritt werden die Betriebsdaten vom Mittag des Vortages bis Mittag des aktuellen Tages ausgewertet. Es werden Prognosefehler berücksichtigt und allfällige Kosten für Fahrplanabweichungen (Ausgleichsenergie) berechnet. Die Betriebssimulation wird täglich um 12 Uhr ausgeführt und liefert zugleich die Startbedingungen für die weiteren Optimierungsschritte. Auf diese Weise werden die Fehler der Preisprognose in der Simulation berücksichtigt.

Schritt 3 berechnet einen optimalen Fahrplan für den Day-ahead Markt. Bereits akzeptierte SDL-Angebote (TRL-Blöcke oder Wochenangebote) fließen als Randbedingung in die Optimierung ein. Die Fahrplanberechnung erfolgt aufgrund von Preisprognosen. Die effektiven Erträge werden mit den effektiven Swissix Preisen berechnet. Die Fahrplanoptimierung erfolgt täglich unmittelbar nach der Betriebssimulation, damit die Angebote rechtzeitig eingereicht werden können.

Analog wie im Schritt 1 erfolgt im Schritt 4 die Berechnung der optimalen Zielspeicherstände und der Grenzpreise für die Wochenangebote. Diese werden mit einem Zeithorizont von 14 Tagen in die Zukunft berechnet, weil die Angebote gegenüber dem Ende der betrachteten Woche so viel im Voraus eingereicht werden müssen.



**Abbildung 5: Resultate ex-ante Simulation 2013 für die Variante *Day-ahead* + *SDL* mit wöchentlich akzeptierten *SDL*-Angeboten (oben) und wöchentlichen Erträgen aus Produktion (*Day-ahead*) und *SDL*-Produkte (unten)**

Die Optimierung der Wochenangebote im Schritt 5 folgt einer gesamtheitlichen Betrachtung. D.h. die vorher berechneten Grenzpreise, die erwarteten Stundenpreise für den Stromverkauf und die erwarteten Preise für TRL-Blöcke werden in der Angebotsgestaltung für die Wochenangebote berücksichtigt. Die berechneten Angebote werden mit den tatsächlichen Preisen für die Wochenprodukte verglichen. Nur falls der Angebotspreis unterhalb des maximal akzeptierten Preis liegt, gilt das Angebot als akzeptiert. Für akzeptierte Angebote erhält der Anbieter den gebotenen Preis (pay-as-you-bid). Die Schritte 4 und 5 betreffen die Wochenangebote und werden jede Woche jeweils nur am Dienstag um 14 Uhr ausgeführt.

Der letzte Schritt stellt die Angebotsgestaltung und Abwicklung der TRL-Blöcke dar. Unter Berücksichtigung der Grenzpreise, der akzeptierten Wochenprodukte und der zu erwartenden stündlichen Preise werden optimale Angebote für die TRL-Blöcke erstellt. Die Angebote werden nur akzeptiert, wenn sie auch tatsächlich unterhalb des maximal angebotenen Preises liegen. Prognosefehler werden so in der ex-ante Simulation berücksichtigt. Optimierung und Auktion von TRL-Blöcken erfolgen jeden Werktag für den übernächsten Tag. Die Auktion für Sonntag wird am Donnerstag ausgeführt. Die Auktion für Montag und Dienstag erfolgt am Freitag.

Das mehrstufige ex-ante Simulationsverfahren berücksichtigt Prognosefehler und die Kosten für Ausgleichsenergie. Es bildet die realen Verhältnisse sehr gut ab und liefert zuverlässigere Resultate als ein rein deterministisches Verfahren mit perfekten Preisprognosen.

Für die Fahrplanoptimierung wird jede der 76 Anlagen einzeln betrachtet. Für die *SDL*-Geschäfte werden die Anlagen eines Typs zu je einer Anlage aggregiert. Das Angebotsminimum von 5 MW für *SDL*-Geschäfte gilt nicht, d.h. es wird davon ausgegangen, dass die Biogasanlagen an einem noch grösseren Pool teilnehmen. Die *SDL*-Preisprognosen werden mit den echten Preisen verglichen. Liegt das Angebot unter dem 10 MW Grenzpreis, gilt es als akzeptiert.

Für die TRL-Angebote werden Energiepreise angenommen, um TRL-Abrufe möglichst zu vermeiden. Dies erfolgt durch den Maximalpreis von 3'000 €/MWh für die Abgabe und den Minimalpreis von 0 €/MWh<sup>1</sup> für den Bezug von Energie bei den TRL-Angeboten. Es wird angenommen, dass ein Abruf erfolgt, sobald im betrachteten Zeitintervall mehr als 80% der angebotenen Reserve tatsächlich abgerufen wurde. Dies wird in der Betriebssimulation entsprechend berücksichtigt.

<sup>1</sup> Ab 01.01.2014 gilt ein negativer Minimalpreis von -500 €/MWh

Im Basisfall werden die Anlagen gegen den Markt optimiert und 4 Vergleichsszenarien einander gegenüber gestellt:

- **Referenz:** Der Referenzfall geht von einer auf das ganze Jahr verteilten konstanten Produktion aus. Dies dürfte im statistischen Mittel über alle 76 Anlagen einigermaßen zu treffen, zumal es derzeit keinen Anreiz gibt, die Produktion an die Bedürfnisse des Marktes anzupassen.
- **Day-ahead:** Die Fahrpläne der einzelnen Anlagen werden gegenüber Swissix Preisen optimiert. Es werden keine SDL-Geschäfte ausgeführt.
- **Day-ahead + TRLB:** Neben der Fahrplanoptimierung werden zusätzlich positive und negative TRL 4-Stunden-Blöcke angeboten
- **Day-ahead +SDL:** Neben der Fahrplanoptimierung und den TRL-Blöcken werden zusätzlich Wochenprodukte angeboten (TRL positiv und negativ, SRL symmetrische Bänder)

Abbildung 5 stellt die wöchentlichen Erträge für die Variante *Day-ahead + SDL* grafisch dar. Es werden nur negative TRL-Angebote ausgeführt. Die Anlagen werden mit Nennleistung betrieben und auf Abruf von Swissgrid zurückgefahren. Mit Biogasanlagen ist es schwierig Leistungsreserve während einer ganzen Woche permanent vorzuhalten. Deshalb kommen TRL-Wochenangebote (orange und blau) sehr selten vor und es gibt nur ein einziges SRL-Wochenangebot. Im April 2013 waren die TRL-Preise sehr hoch, weil es fast kein Wasser in den Stauseen gab. In dieser Periode war es möglich, sehr hohe Erträge zu gewinnen. Die meisten Erträge stammen jedoch aus dem Verkauf der Stromproduktion zu Swissix Preisen.

	Referenz	Day-ahead	Day-ahead + TRL	Day-ahead + SDL
Produktion [GWh]	86,8	86,7	86,8	86,8
Erträge Energieverkauf Day-ahead [CHF]	3'866'628	4'314'459	4'201'753	4'187'790
Erträge Ausgleichsenergie long [CHF]		1'734	5'746	6'049
Erträge Ausgleichsenergie short [CHF]		-39	-2'548	-3'775
Erträge SRL Woche symmetrisch [CHF]				14'629
Erträge TRL Woche positiv [CHF]				
Erträge TRL Woche negativ [CHF]				68'485
Erträge TRL-Blöcke positiv [CHF]				
Erträge TRL-Blöcke negativ [CHF]			697'530	633'127
Erträge TRL Abruf [CHF]				
Erträge SRL Abruf [CHF]				-362
Erträge total brutto [CHF]	3'866'628	4'316'154	4'902'481	4'905'943
Differenz zum Referenzfall [CHF]		449'526	1'035'853	1'039'315
Differenz zum Referenzfall brutto		12%	27%	27%
Wertigkeit der Energie [€/MWh]	44.55	49.77	56.51	56.55
Wertigkeit der Energie [Rp/kWh] <sup>2</sup>	5.35	5.97	6.78	6.79
Differenz zum Referenzfall brutto [Rp/kWh]		0.62	1.43	1.44
Wertigkeit nach Abzug 25% VPP Gebühr [€/MWh]		0.48	1.07	1.07
Differenz zum Referenzfall nach Abzug 25% VPP Gebühr		9%	20%	20%

Tabelle 2: Resultate der 4 Varianten des Basisfalls

<sup>2</sup> 1/100 € = 1.2 Rp

Tabelle 2 vergleicht die Resultate der 4 Varianten des Basisfalls. Die Optimierung der Produktion gegenüber dem Day-ahead Markt führt zu einer Steigerung der Wertigkeit der Energie von Biogasanlagen von 0.62 Rp/kWh. Ein Teil der Erträge wird verwendet, um die Kosten des VPP-Pools zu tragen (VPP Gebühr). Hier wird angenommen, dass dieser Anteil 25% der Bruttogewinne beträgt. Damit bleibt für die Variante Day-ahead ein Gewinn von 0.48 Rp/kWh bzw. eine Ertragssteigerung von 9%. Zieht man zusätzlich TRL-Geschäfte in Betracht, verdoppelt sich das Gewinnpotential auf 1.07 Rp/kWh. Dies entspricht einer Ertragssteigerung von 20% gegenüber dem Referenzfall. Da sich die Anlagen für Wochenprodukte nicht eignen, resultieren im Fall *Day-ahead + SDL* keine zusätzlichen Gewinne.

Die Auswertung der Resultate des Basisfalls zeigen, dass die Wertigkeit der Produktion durch aktive Bewirtschaftung um 20% gesteigert werden kann. Dies weist auf ein sehr gutes Potential für die Direktvermarktung hin. Gegenüber der durchschnittlichen Vergütung für Biogasanlagen von 37 Rp/kWh entsprechen die 1.07 Rp/kWh einer Wertsteigerung von nur 2.9%. Dies ist kein grosser Anreiz für den Anlagenbetreiber, zumal er mit zusätzlichen Kosten zu rechnen hat.

## 5.2. Preisszenarien und Sensitivitätsanalysen

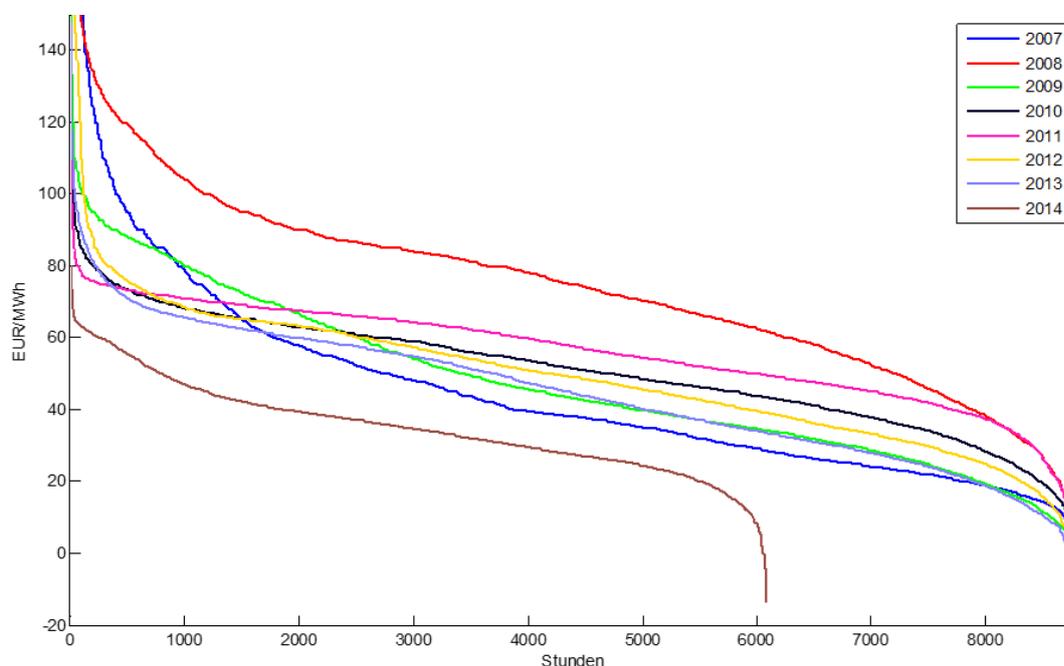
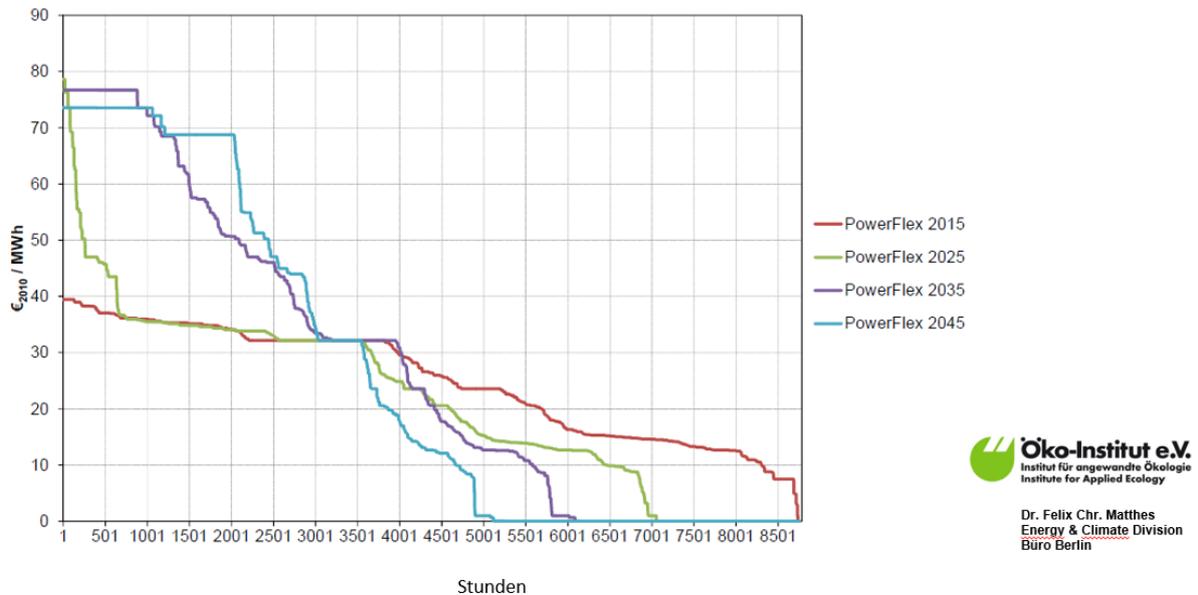


Abbildung 6: Strompreise in der Schweiz (SwissIX) für die Jahre 2007 bis 2014 (September).

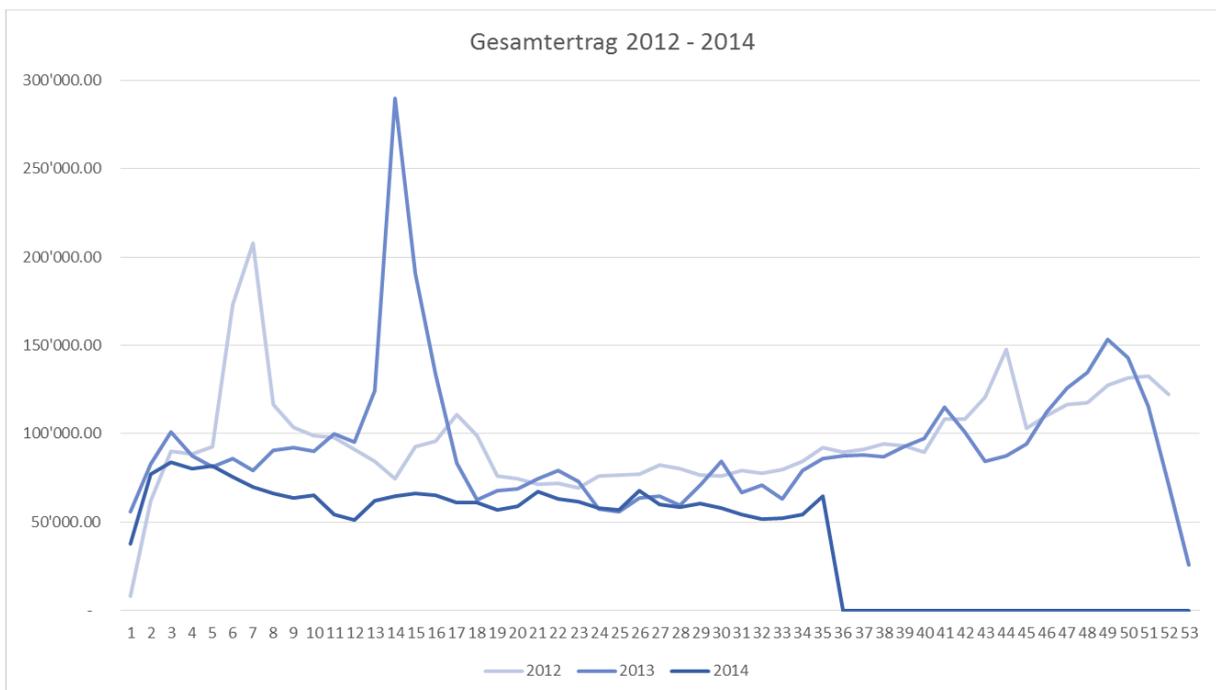
Dieser Abschnitt analysiert, wie sich die Preiskurven der vergangenen Jahre auf die Resultate der Simulation auswirken. Abbildung 6 stellt die Strompreise seit 2007 bis September 2014 dar. Seit dem Höchststand von ca. 80 €/MWh im Jahr 2008 sind die Strompreise kontinuierlich auf den heutigen Stand von ca. 35 €/MWh gefallen. Dies entspricht einem Preiszerfall von 56%. Zwischen dem betrachteten Referenzjahr 2013 und 2014 sind die Preise nochmals markant gefallen. Zudem nimmt die Volatilität der Preise ab. Es gibt eher weniger Stunden mit sehr hohen oder sehr tiefen Preisen. Die Kurven werden mit der Zeit in der Mitte immer flacher. Für die Verwertung von Flexibilität wäre es interessanter, wenn die Kurven einen steilen gleichmässigen Verlauf zwischen hohen und tiefen Preisen aufweisen, was zu einem höheren Potential zur Ausnutzung von Preisdifferenzen führen würde. Die abnehmende Volatilität der Preise in den letzten Jahre erstaunt, weil doch die zunehmend fluktuierende Einspeisung zusätzliche Flexibilität verlangt. Die Erklärung liegt wohl darin, dass der staatlich geförderte Anteil am Markt vorbei produziert und so die Preise verzerrt. Gemäss Prognose des Öko-Instituts [4] kann davon ausgegangen werden, dass diese Entwicklung korrigiert wird, die Preisvolatilität in den nächsten 20-30 Jahren zunehmen und der Wert der Flexibilität steigen wird.



**Abbildung 7: Erwartete Entwicklung der Strompreise**

Für eine quantitative Abschätzung der Auswirkungen unterschiedlicher Preisszenarien auf die Ergebnisse wurden zusätzliche Simulationen mit Preiskurven der Jahre 2012, 2013 und 2014 durchgeführt. Der Einfachheit halber wurden ex-post Simulationen ausgeführt. Im Gegensatz zur ex-ante Simulation im Basisfall betrachtet die ex-post Simulation ein ganzes Jahr als Einheit und setzt voraus, dass alle Zeitreihen (Preise, Lastprofile etc.) im Voraus bekannt sind. Weil dies in der Realität nicht der Fall ist, liefert die ex-post Optimierung zu optimistische Resultate. Sie ist aber viel geeigneter für grobe Abschätzungen des wirtschaftlichen Werts und dem Vergleich zwischen Varianten.

Die ex-post Variante für das Jahr 2013 wurde so kalibriert, dass die Ergebnisse mit denjenigen des Basisfalls übereinstimmen. Dafür wurde der Preis für SDL-Produkte auf 35% des ursprünglichen Wertes reduziert. Mit dieser Reduktion der Erträge werden die Kosten für Ausgleichsenergie und nicht akzeptierte SDL-Geschäfte abgebildet. Mit dieser Annahme stimmen die Resultate für das Jahr mit denjenigen des Basisfalls überein.



**Abbildung 8: Wöchentlicher Verlauf des Gesamtertrags in Euro mit Preiskurven von 2012, 2013 und 2014**

Abbildung 8 zeigt die wöchentlichen Erträge für die Simulationen mit Preiskurven von 2012, 2013 und 2014. Es fällt auf, dass für die Jahre 2012 und 2013 jeweils im Frühling und im Herbst verhältnismässig hohe Erträge erwirtschaftet werden. Dies ist auf Preisspitzen bei den SDL-Produkten zurückzuführen. Im Februar 2012 gab es eine Kältewelle, was zu hohen Preisen für positive Leistungsreserve führte, weil zu wenig Produktionskapazität vorhanden war. Im April 2013 waren die Speicherseen fast leer. Das führte dazu, dass die Produzenten von Speicherkraftwerken ihre Produktion stark reduzieren mussten und nicht mehr in der Lage waren negative Leistungsreserve anzubieten. Dies führte zu entsprechend hohen Preisen für negative Regelleistung. Im Frühjahr 2014 ist kein ähnlicher Ausschlag eingetreten.

		Energie [MWh]	Ertrag [CHF]	durchschnittliche Wertigkeit der Energie am Markt [Rp/kWh]*	Differenz zum Basisfall [Rp/kWh]		
					brutto	VPP 25%	
2012	Basisfall	86'793	5'099'386	5.88			
	Optimierung	86'793	6'056'312	6.98	1.10	0.83	<b>+ 14%</b>
2013	Basisfall	86'793	4'622'023	5.35			
	Optimierung	86'750	5'887'132	6.79	1.44	1.07	<b>+ 20%</b>
2014 Jan-Sep	Basisfall	53'505	2'231'547	4.17			
	Optimierung	53'505	2'629'983	4.92	0.75	0.56	<b>+ 13%</b>

**Tabelle 3: Ergebnisse der Simulation mit Preisen von 2012, 2013 und 2014. Basisfall = konstante Produktion.**

Tabelle 3 fasst die Simulationsresultate zusammen. fPro Jahr werden ein Basisfall und eine Optimierung berechnet. Der Basisfall entspricht einer konstanten Produktion (vgl. Abschnitt 5.1, Referenz). Die Optimierung entspricht einer Bewirtschaftung der Flexibilität gegenüber dem Day-ahead Markt und mit SDL-Geschäften (vgl. Abschnitt 5.1, Day-ahead + SDL). Die Simulation für das Jahr 2013 zeigt dieselben Resultate wie der Basisfall. Die Resultate zeigen für die Jahre 2012 und 2014 deutlich tiefere Gewinne gegenüber dem Basisfall (Jahr 2013). Statt 20% beträgt die Wertsteigerung nur mehr 14% für das Jahr 2012 und 13% für das Jahr 2014. Es ist zu beachten, dass für das Jahr 2014 nur die Monate Januar bis September betrachtet wurden. Es ist gut möglich, dass die SDL-Preise, wie in den Vorjahren, im Herbst ansteigen und das Ergebnis für das Jahr 2014 noch verbessern.

### 5.3. Zusatzgewinne durch Intraday Bewirtschaftung

Das Wertschöpfungspotential P3 umfasst die Ausnutzung von Preisdifferenzen am Day-ahead und am Intraday-Markt. In den bisherigen Betrachtungen wurde nur der Day-ahead Markt betrachtet. Dieser Abschnitt beschreibt zusätzliche Jahressimulationen unter Einbezug von Intraday-Preisen.

In Deutschland findet bereits seit längerem ein Intraday-Handel statt. Es sind dort hohe kurzfristige Preisbewegungen innerhalb einer Stunde beobachtbar. Solche Preisbewegungen treten in erster Linie dann auf, wenn während dem Vormittag die Produktion aus Photovoltaik stark zunimmt und während dem Nachmittag stark abnimmt. Diese Übergangsphasen verlangen nach zusätzlicher Flexibilität, um das Gleichgewicht zwischen Einspeisung und Last herzustellen.

In der Schweiz existiert ein Intraday-Markt erst seit Juni 2013 und ist noch nicht etabliert. In der kurzen Zeit haben sich noch keine aussagekräftigen Preise gebildet. Es ist schwierig zu sagen, wie sich der Intraday-Markt in der Schweiz entwickeln wird. Insbesondere hängt dies auch mit der geplanten Marktkopplung zusammen. Wegen der politischen Unsicherheit in Bezug auf das Stromhandelsabkommens mit der Europäischen Union ist es nicht sicher, ob die Marktkopplung zwischen der Schweiz und der EU zustande kommen wird.

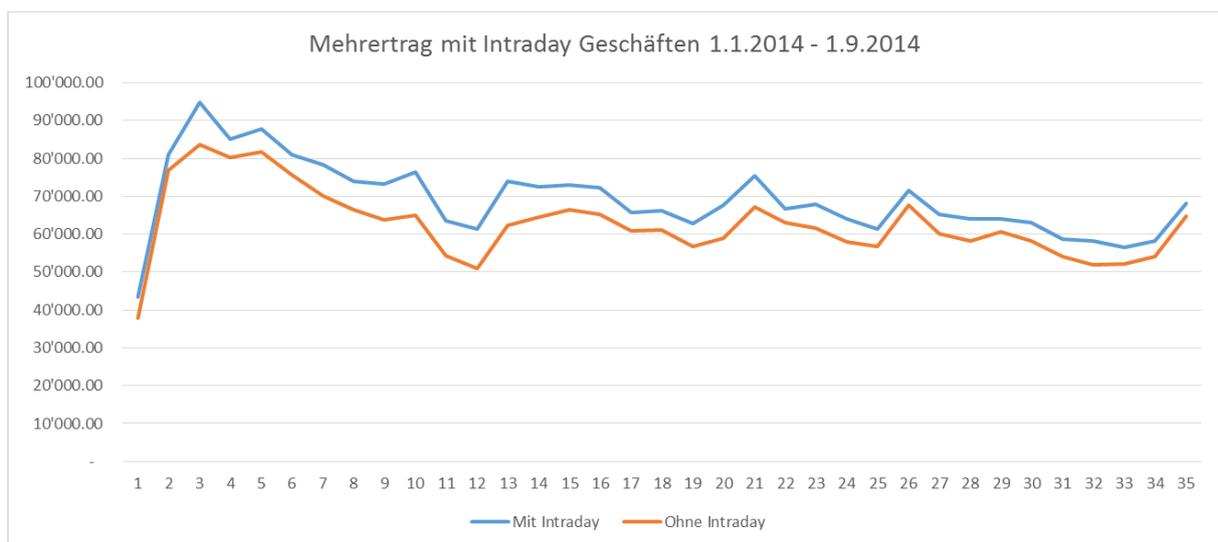
		Energie [MWh]	Ertrag [CHF]	durchschnittliche Wertigkeit der Energie am Markt [Rp/kWh]*	Differenz zum Basisfall [Rp/kWh]		
					brutto	VPP 25%	
2012	Basisfall	86'793	5'099'386	5.88			
	Optimierung	86'793	6'056'312	6.98	1.10	0.83	<b>+ 14%</b>
	mit Intraday	86'793	6'288'006	7.24	1.36	1.02	<b>+17%</b>
2013	Basisfall	86'793	4'622'023	5.35			
	Optimierung	86'750	5'887'132	6.79	1.44	1.07	<b>+ 20%</b>
	mit Intraday	86'750	6'150'616	7.08	1.73	1.30	<b>+24%</b>
2014	Basisfall	53'505	2'231'547	4.17			
	Optimierung	53'505	2'629'983	4.92	0.75	0.56	<b>+ 13%</b>
	mit Intraday	53'305	2'900'629	5.42	1.25	0.94	<b>+23%</b>

**Tabelle 4: Ergebnisse der Simulation inkl. Intraday-Handel mit Preisen von 2012, 2013 und 2014**

Um trotzdem eine Aussage in Bezug auf mögliche Zusatzerträge durch Intraday-Handel zu machen, wurde eine hypothetische Preiskurve generiert. Die Preiskurve resultiert aus einer Überlagerung der Swissix-Preise mit der Differenz zwischen Intraday und Day-ahead Preis in Deutschland. Daraus entsteht eine viertelstündliche Preiskurve für die Simulation von Intraday-Geschäften.

Tabelle 4 stellt die Ergebnisse der Simulationen für die Jahre 2012, 2013 und 2014 nochmals dar. Die Tabelle wird ergänzt mit einer Zeile mit Intraday-Geschäften. Die Ergebnisse können mit der Intraday-Option deutlich verbessert werden. Die Wertsteigerung liegt für die zusätzlich betrachteten Jahre 2012 und 2014 nun auch im Bereich von 1 Rp/kWh, was einer Verbesserung der Wertigkeit der Energie von etwa 20% entspricht.

Abbildung 9 zeigt die wöchentlichen Erträge mit und ohne Intraday für das Jahr 2014 (Januar bis September). Die Mehrerträge entstehen gleichmässig verteilt über das betrachtete Intervall.



**Abbildung 9: Mehrertrag in Euro mit Intraday Geschäften 2014**

## 5.4. Vermeidung von Ausgleichsenergie in der BGEE

### 5.4.1. Simulation zur Optimierung der Ausgleichsenergie

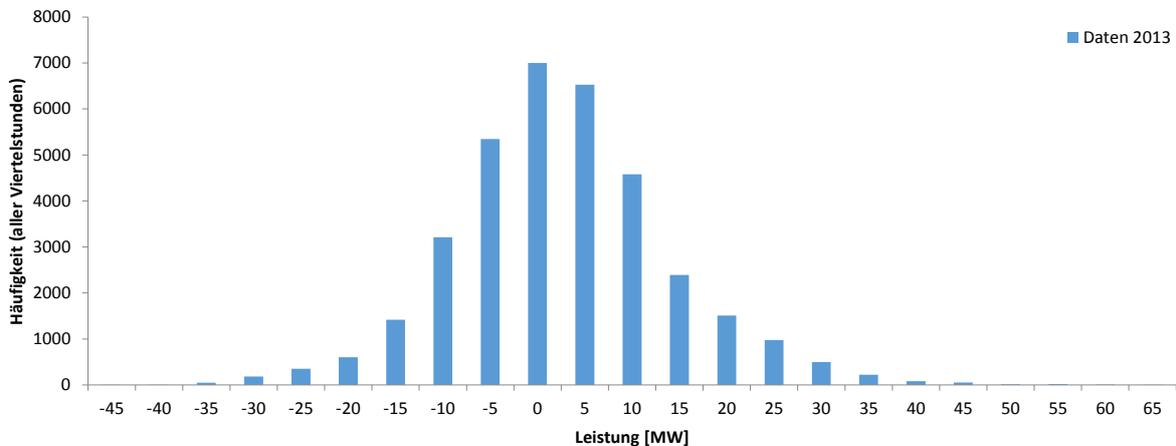


Abbildung 10: Verteilung der Ausgleichsenergie für alle Viertelstunden für das Jahr 2013

Mit dem im Rahmen dieser Studie entwickelten Simulationsmodell wurde eine Analyse zur Vermeidung der Kosten für Ausgleichsenergie der Bilanzgruppe für erneuerbare Energien durchgeführt. Abbildung 10 zeigt die Verteilung der Ausgleichsenergie über die Viertelstunden des Jahres 2013. In 50% der Fälle beträgt die Abweichung weniger als 5 MW. Die Fahrplanabweichung beträgt über das ganze Jahr gesehen 76.3 GWh. Davon entfallen 38.6 GWh auf Mehrproduktion (BGEE produziert mehr als im Fahrplan angemeldet) und 37.7 GWh auf Minderproduktion. Bezogen auf die Jahresproduktion von 1'350 GWh beträgt somit die Fahrplanabweichung nur etwa 5%.

Demgegenüber beträgt die Jahresproduktion der landwirtschaftlichen Biogasanlagen 87 GWh. Durch den flexiblen Einsatz der Biogasanlagen mit dem Ziel der Reduktion der Fahrplanabweichungen kann diese beträchtlich um 28% auf 54.8 GWh reduziert werden. Dadurch können die Kosten für Ausgleichsenergie der BGEE von 1.9 Mio. € auf 1.4 Mio. € gesenkt werden. Bezogen auf die Gesamtproduktion der Biogasanlagen entspricht dies einem Wert von 0.7 Rp/kWh.

Es stellt sich dann immer die Frage, ob der Poolbetreiber über die notwendigen Daten verfügt und rechtzeitig weiss, in welchem Moment er gerade zu viel oder zu wenig produziert. Zudem lassen sich die Wertigkeiten für die Vermarktung und die Reduktion von Ausgleichsenergie nicht kumulieren.

Auf der anderen Seite wird sich das Problem mit zunehmendem Anteil an Solar- und Windanlagen verschärfen und die Bedeutung der Ausgleichsenergie wird zunehmen. Im Zusammenhang mit der Bewirtschaftung von Biogasanlagen ist die Reduktion von Ausgleichsenergie ein interessantes Potential. Im folgenden Abschnitt wird eine Analyse der zukünftigen Entwicklung der Ausgleichsenergie durchgeführt.

#### 5.4.2. Zukünftige Entwicklung von Ausgleichsenergie erneuerbarer Energien

Für die Analyse der Entwicklung der Ausgleichsenergie der BGEE wurden als Ausgangsdaten die viertelstündlichen Werte von Produktion und Fahrplänen der fünf grössten Kraftwerke der Technologien Biomasse, Wasserkraft, Windenergie und Photovoltaik aus 2013 verwendet. Skaliert auf die jährliche Gesamtproduktionsmenge der BGEE wurden anhand dieser Daten, den Wachstumsraten und den Realisierungswahrscheinlichkeiten Produktion und Ausgleichsenergie für die folgenden vier Situationen prognostiziert:

1. Die aktuelle Situation per 01.01.2013 (basierend auf dem KEV-Cockpit Q4 2013)
2. Die aktuelle Situation per 01.07.2014 (basierend auf dem KEV-Cockpit Q2 2014)
3. Die Realisierung der bewilligten Anlagen (basierend auf dem KEV-Cockpit Q2 2014)
4. Die Realisierung der Anlagen auf der Warteliste (basierend auf dem KEV-Cockpit Q2 2014)

Wachstumsraten, wie auch Realisierungswahrscheinlichkeiten, wurden anhand des KEV-Cockpits ermittelt. Obwohl auch Geothermie Projekte geplant sind, wurde diese Technologie nicht in die Berechnungen miteinbezogen. Der Grund dafür sind fehlende Erfahrungswerte und der geringe Anteil an der Gesamtproduktion.

Durch die Realisierung der bewilligten Anlagen und jener auf der Warteliste steigt die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien zukünftig an. Während der Anteil von Wasserkraft und Biomasse schrumpft (Wasserkraft von 37% auf 34%; Biomasse von 50% auf 37%), nimmt der Anteil von Photovoltaik und Windenergie zu (PV von 8% auf 27%; Wind von 3% auf 7%). Auffallend ist der starke Anstieg der Produktion aus der Photovoltaik.

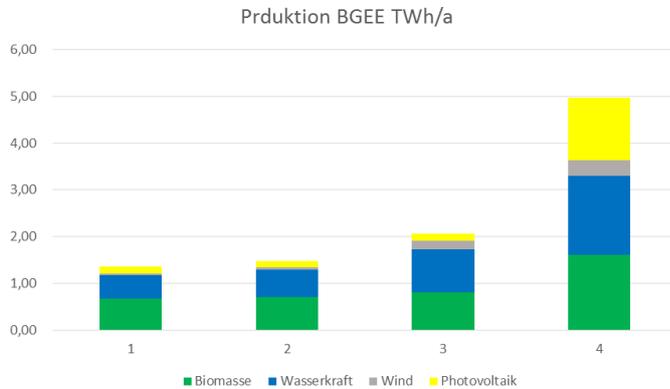


Abbildung 11: Erwartete Produktion erneuerbare Energien für die 4 Situationen: 1=2013, 2=2014, 3=bewilligt, 4=Warteliste.

Die Analyse der Entwicklung der Ausgleichsenergie ergibt sowohl eine absolute als auch prozentuale Zunahme. Die Anteile von Windenergie und Photovoltaik an der Produktion der erneuerbaren Energien werden in Zukunft an Bedeutung gewinnen. Beträgt der Anteil an Ausgleichsenergie Mitte 2014 noch 5.6 Prozent, so steigt dieser nach der Realisierung der Projekte auf der Warteliste auf 8 Prozent an. Bei gleicher Güte der Prognosen ist eine Zunahme der Ausgleichsenergie von rund 80 GWh auf 400 GWh pro Jahr zu erwarten.

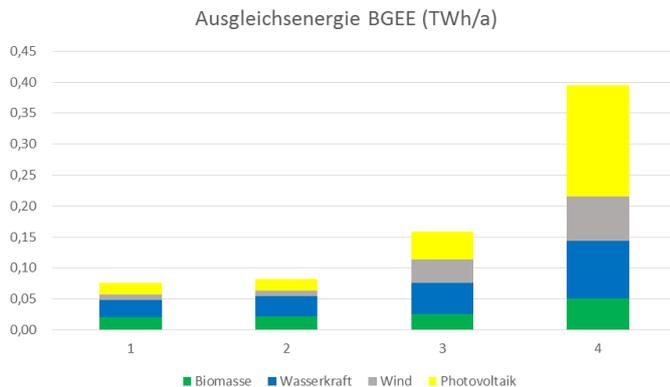


Abbildung 12: Hochrechnung Ausgleichsenergie für die 4 Situationen: 1=2013, 2=2014, 3=bewilligt, 4=Warteliste.

Der absolute Anstieg lässt sich durch die grössere Stromproduktion aus den erneuerbaren Energien erklären. Die Begründung der prozentualen Steigerung ist in der anteilmässige Zunahme von Photovoltaik und Windenergie auf Kosten der Wasserkraft und Biomasse an der Gesamtproduktion zu finden. Da die tatsächliche jährliche Produktion dieser beiden Technologien, um ein Vielfaches volatiler als jene der Wasserkraft und der Biomasse ist, können nur schwer zutreffende Fahrpläne aufgestellt werden. Die Anteile der Ausgleichsenergie an der Produktion bezogen auf die einzelnen Technologien widerspiegeln diesen Effekt sehr gut. Wind bspw. verursacht das Sechsfache an Ausgleichsenergie im Vergleich zur Biomasse. Dies hat zur Folge, dass in der Situation 4 rund 18% der Ausgleichsenergie durch Windenergie verursacht wird, obwohl deren Anteil an der Gesamtproduktion nur 7% beträgt.

	<b>Verhältnis Ausgleichsenergie zu Produktion</b>	<b>angenommene Realisierungswahrscheinlichkeiten</b>
<b>Biomasse</b>	3.1%	55%
<b>Wasserkraft</b>	5.5%	35%
<b>Wind</b>	20.9%	10%
<b>Photovoltaik</b>	13.5%	95%

**Tabelle 5: Verhältnis Ausgleichsenergie zu Produktion und Realisierungswahrscheinlichkeiten**

Insgesamt steigt die Ausgleichsenergie stärker als die Produktion. Dadurch würden höhere Kosten für Ausgleichsenergie in der BGEE anfallen und den Druck auf die Rentabilität weiter erhöhen. Alternativen für den Ausgleich sind gefragt. Eine gute Möglichkeit ist, die Flexibilität der Biogasanlagen zu nutzen um den Effekt der zunehmenden Ausgleichsenergie zu mindern.

## **6. Investitionen und Mehrkosten für den Pool-Betrieb**

### **6.1. Einleitung**

Die Umstellung und Ausrichtung auf eine steuerbare und bedarfsgerechte Produktion der Biogasanlagen erfordert zusätzliche Investitionen und ist mit betrieblichen Mehrkosten verbunden. Basierend auf den einzelbetrieblichen Erhebungen und erstellten technischen Faktenblättern (s. Anhang), welche zusammen mit den BHKW- und Anlagenherstellern eruiert wurden, lassen sich die zu erwartenden Zusatzkosten für die Flexibilisierung der Biogasanlagen identifizieren.

In diesem Kapitel werden die Mehrkosten beschrieben, und es werden Anreizsysteme diskutiert, um die Betreiber von Biogasanlagen zu motivieren, an einer flexiblen Bewirtschaftung zu partizipieren.

### **6.2. Investitionen und zusätzliche Betriebskosten**

#### **6.2.1. Investitionen und Betriebskosten für technische Anbindung an BGA-Pool (VPP)**

Um an einem Pooling von Biogasanlagen teilnehmen zu können, müssen sämtliche Poolanlagen vorgängig über eine entsprechende Schnittstelle mit der Steuerzentrale des VPP verbunden werden. Durch diese technische Anbindung mittels modernster Übertragungstechnik kann gewährleistet werden, dass die für die bedarfsgerechte Steuerung benötigten Betriebsdaten der BGA in Echtzeit an die Steuerungszentrale übermittelt werden können. Dieses sogenannte Monitoring dient der ständigen Überwachung des Gesamtpools. Im Gegezug kann bei Bedarf auf die Produktion jeder einzelnen Anlage Einfluss genommen werden, um so bei Abruf eine gesamtheitliche Koordination in Echtzeit gewährleisten zu können.

U.a. entstehen Kosten für folgende Aufwände und technischen Zusatzkomponenten:

- Anschaffung der Mess- und Steuerungstechnologie
- Installation der Mess- und Steuerungstechnologie auf den einzelnen Anlagen
- Technische Einbindung der Poolanlagen an die Leitstelle

#### **6.2.2. Zusätzliche Investitionskosten im Bereich Gasspeicher**

Um die Vorhaltezeiten im Rahmen von Systemdienstleistungen (SDL) zu verlängern, respektive die Produktionszeiten auf andere Zeitperioden im Verlaufe des Tages zu verschieben, werden zusätzliche Gasspeicherkapazitäten benötigt. Die Mehrkosten für allfällige Zusatzinvestitionen im Bereich der Gasspeicherung lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Investitionen in zusätzliche Gasspeichermöglichkeit (bspw. zusätzliche externe Gasspeicher)
- Installation von Gasfüllstands-Messgeräten (zur Verbesserung der Realtime Überwachung)
- Installation von Gasmengen- und Gasqualitätsmessgeräten (zur Verbesserung der Realtime Überwachung)

Diese Kosten wurden, wie in vorgängigen Kapiteln erwähnt, in den Modellsimulationen nicht mitberücksichtigt.

#### **6.2.3. Zusätzliche Investitionskosten im Bereich BHKW**

Neben dem Ausbau von Gasspeicherkapazitäten lässt sich die Produktionsflexibilität durch den Ausbau von Produktionskapazitäten im Bereich des BHKW ebenfalls steigern. Zusätzliche Investitionen in die BHKW-Leistungen (z.B. Kauf eines Zweit-BHKW) spielen dabei eine wichtige Rolle. Diese zusätzlichen Investitionskosten wurden im Rahmen der Modellsimulationen ebenfalls nicht mitberücksichtigt.

#### 6.2.4. Erhöhte Betriebskosten im Bereich BHKW

Häufige Starts und Stopps im Taktbetrieb (flexibler Betrieb) führen im Vergleich zum "Normalbetrieb" (Bandenergie) zu einer erhöhten mechanischen Belastung des BHKW und somit zu erhöhten Betriebskosten. Die dadurch entstehenden Mehrkosten (Opportunitätskosten) lassen sich gemäss nachfolgender Tabelle entsprechend quantifizieren:

Betriebskosten (Opportunitätskosten)	Schätzung der Mehrkosten
Wartungs- und Instandhaltungskosten:	+20%
Reparaturkosten:	+10%
Betriebsmittelkosten:	+15%
Betreuungsaufwand (Kontrollen):	+20%

Tabelle 6: Abschätzung möglicher Opportunitätskosten des BHKW durch Taktbetrieb im Rahmen der bedarfsgerechten Stromproduktion (Diese Mehrkostenschätzung basiert hauptsächlich auf Aussagen eines der marktführenden Motorenherstellers in der Schweiz)

#### 6.2.5. Managementkosten für den Betrieb des Pools

Mit der alleinigen technischen Anbindung der BGA an die zentrale Steuerungseinheit des VPP ist die bedarfsgerechte Produktion und Vermarktung des Stromes noch nicht gegeben. Die bedarfsgerechte Produktion bedarf eines erhöhten Betriebsaufwands. So müssen Fahrpläne festgelegt, geplant und anschliessend eingehalten werden. Bei spontanen Abrufen (bspw. im Rahmen von SDL), müssen unter Umständen am Betriebsablauf kurzfristig zusätzliche Anpassungen vorgenommen werden. Zudem bedingt die ständige Bereitschaft zur bedarfsgerechten Produktion einen permanenten Informationsaustausch mit dem Poolverantwortlichen. Diese arbeitstechnischen Mehraufwände führen ebenfalls zu einer direkten Erhöhung der Betriebskosten.

Auf Seite des Poolbetreibers fallen Investitionen und Betriebskosten an, z.B. für

- Präqualifikation jeder einzelnen Anlage
- Präqualifikation des virtuellen Kraftwerkes (Gesamtpool)
- Aufbau und Inbetriebnahme EDV-basierter Lösung zwischen VPP und Händler
- Vertragliche Lösung zwischen Poolanbieter/Produzenten, vertragliche Lösung zwischen Poolanbieter/akkreditierter Händler
- Kommunikationsaufwand
- Monatliche Abrechnungen mit Händler und Anlagenbetreiber
- Laufende Kommunikation zwischen VPP, Händler und Produzenten
- Sonstige Kosten<sup>3</sup>

Die Managementkosten für den Betrieb des VPP Pools wurden im Rahmen der Modellsimulationen (Kapitel 5) mittels eines Kostenfaktors geschätzt (siehe Kapitel 5, Tabelle 2, zweitletzte Zeile). Die Kosten aus Sicht des Betreibers wurden dabei nicht einbezogen.

#### 6.2.6. Fazit Investitionen und Mehrkosten

Eine Abschätzung der effektiven Mehrkosten für die Flexibilisierung der Biogasanlagen ist zum jetzigen Zeitpunkt aufgrund der fehlenden Praxiserfahrungen nicht möglich. Anhand der Ergebnisse aus den Simulationen lässt sich jedoch bereits zum heutigen Zeitpunkt mit Sicherheit sagen, dass die über ein VPP erwirtschafteten Mehrerlöse auf dem freien Markt die aufgeführten Zusatzinvestitionen und die Mehrkosten für die zwangsläufig benötigte Flexibilisierung nicht decken können. Dies führt dazu, dass für die Anlagenbetreiber ein relativ geringer Anreiz besteht, die vorhandene Flexibilität zur Verfügung zu stellen oder gar zusätzlich in die Flexibilisierung ihrer Anlagen zu investieren. Im nachfolgenden Kapitel soll aufgezeigt werden, wie nachhaltige Anreize für solche Zusatzinvestitionen geschaffen werden können.

---

<sup>3</sup> Die dargelegte Auflistung der zu erwartenden Kosten hegt keinen Anspruch auf Vollständigkeit und soll im Rahmen des Pilotprojektes vertieft eruiert werden.

## 7. Anreizsysteme für steuerbare Produktion

### 7.1. Einleitung

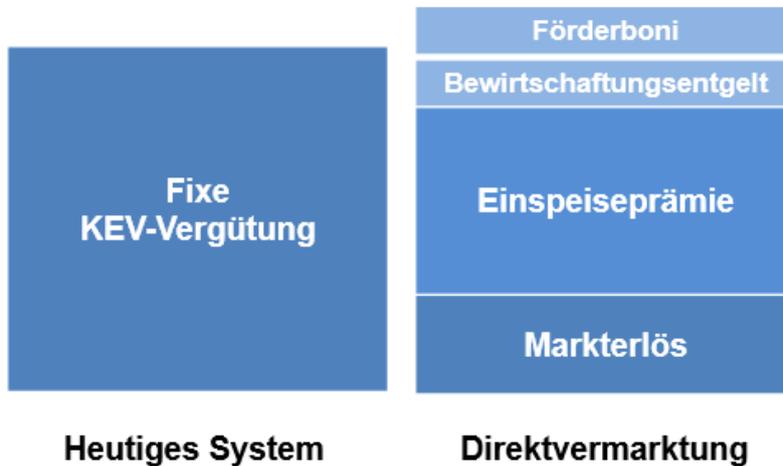


Abbildung 13: Zusätzliche zu schaffende Ertragsmöglichkeiten für Anlagenbetreiber im Direktvermarktungssystem (in Anlehnung an das Direktvermarktungsmodell s.

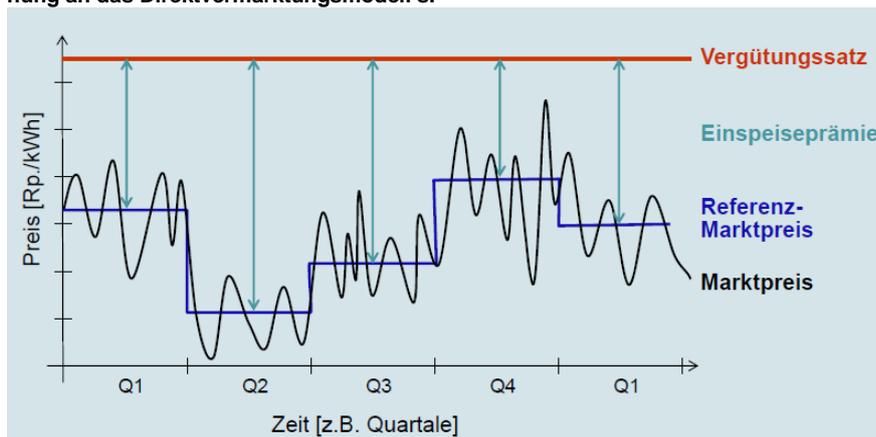


Abbildung 1)

Im vorangehenden Kapitel werden erforderliche Investitionen und Mehrkosten für die Bewirtschaftung der Biogasanlagen aufgelistet. Kapitel 5 zeigt, dass bei heutigen Marktpreisen durch die Bewirtschaftung im Rahmen der Direktvermarktung etwa 1 Rp/kWh gewonnen werden kann. Bei der aktuellen jährlichen Gesamtproduktion der Biogasanlagen von 87 GWh entspricht dies einem jährlichen Bruttoertrag von 870'000 CHF oder im Durchschnitt etwa 12'000 CHF pro Anlage. Aufgrund dessen bestehen für die Produzenten des heutigen KEV-Regimes nur wenige Anreize für einen Wechsel in das vorgesehene Direktvermarktungsmodell.

Aufgrund der Erkenntnisse aus den vorangehenden Kapiteln kann davon ausgegangen werden, dass der Markt für Flexibilität in Zukunft attraktiver wird. Zunehmende Volatilität und neue Systemdienstleistungsprodukte, die auch für kleine Anbieter interessant sind, werden dazu beitragen. Heute braucht es noch zusätzliche Anreize, um die Betreiber zu motivieren, die notwendigen Massnahmen zu ergreifen, um ihre flexiblen Energieanlagen zu bewirtschaften.

In den folgenden Abschnitten werden mögliche Anreizsysteme für Biogasanlagen diskutiert, welche einen zusätzlichen Anreiz zur Umstellung vom heutigen System auf eine bedarfsgerechte Produktion mit Direktvermarktung schaffen (vgl. Abbildung 13). Nur durch die Schaffung zusätzlicher Anreize kann gewährleistet werden, dass möglichst viele der dezentralen Biogasproduzenten in die bedarfsgerechte Stromproduktion einsteigen. Eine Zusammenfassung der Anreizsysteme ist in Tabelle 7 dargestellt:

Anreizsystem	Abschnitt	Kommentar
Investitions- und aufwandbezogenes Bonussystem	7.2	Klassischer Subventionsansatz zur Deckung zusätzlicher Kosten und Investitionen Erfordert Audit, ob Anlage tatsächlich zur Verfügung gestellt wird (Erfüllung von Kriterien) Es fehlt ein direkter Anreiz für Vermarktung der Flexibilität
Marktmultiplikatormodell	7.3	Erfolgreiche Vermarktung wird über einem Multiplikator direkt belohnt. Es entsteht ein echter Wettbewerb Schwierig umsetzbar
Fixer Bonus	7.4	Klassischer Subventionsansatz mit wenig Administrationsaufwand Es fehlt ein direkter Anreiz für Vermarktung der Flexibilität
Hybridmethode	7.5	Kombination zwischen klassischem Ansatz und Marktmultiplikator. Ein Teil der Beiträge fließt in einen Fonds, der in Abhängigkeit des Markterfolgs an die Teilnehmer verteilt wird (Extrabonus). Es entsteht ein echter Wettbewerb für den Extrabonus Es wird empfohlen, diesen Ansatz im Pilotprojekt zu prüfen

Tabelle 7: Übersicht Anreizsysteme

## 7.2. Investitions- und aufwandbezogenes Bonussystem

### 7.2.1. Bewirtschaftungsentgelt

Entgegen den Ansätzen aus dem Direktvermarktungsmodell sollte das Bewirtschaftungsentgelt in zwei Klassen unterteilt werden.

#### A) Bewirtschaftungsentgelt 1: keine Bewirtschaftung von Flexibilität möglich

Das Bewirtschaftungsentgelt 1 richtet sich an alle Technologien zur Produktion erneuerbarer Energie, welche keine flexible Produktion anbieten. Dies beinhaltet auch Kleinstbiogasanlagen, welche aufgrund fehlender Kapazitäten keine flexible Produktion anbieten können. Das Bewirtschaftungsentgelt 1 dient grundsätzlich folgenden Zielen:

- Deckung zusätzlicher Aufwände für Preisverhandlungen und vertragliche Lösungen im Rahmen des Direktvermarktungssystems
- Deckung anfallender Kosten für die Einbindung an einen virtuellen Produzentenpool Lediglich mittels Realtime Produktionsdaten haben beispielsweise die lokalen Netzbetreiber laufend Kenntnis über die effektiven Produktionsmengen und können in Echtzeit Lösungen zur Vermeidung von Überlasten umsetzen. Darunter fallen:
  - Anschaffungs- und Installationskosten von Messtechnologien (Realtime-Überwachung) zur Einbindung in zentrale Leitstelle des VPP-Betreibers
  - Aufwände für monatliche Abrechnung zwischen Händler und Anlagenbetreiber
  - Aufwände für Kommunikation zwischen VPP, VNB, Händler und Produzenten

- Sonstige Kosten<sup>4</sup>

Nur durch die aktive Einbindung nicht steuerbarer Anlagen in das investitions- und aufwandbezogene Bonus-system im Rahmen des Direktvermarktungssystems können regionale Netzüberlastungen durch die zunehmende Flexibilität der Produktion vermindert und somit Netzausbaukosten reduziert werden.

## B) Bewirtschaftungsentgelt 2: Bewirtschaftung von Flexibilität möglich

Das Bewirtschaftungsentgelt 2 richtet sich an alle Betreiber von Anlagen, welche eine flexible Produktion anbieten. Das Bewirtschaftungsentgelt dient grundsätzlich folgenden Zielen:

- Deckung zusätzlicher Aufwände für Preisverhandlungen und vertragliche Lösungen im Rahmen des Direktvermarktungssystems (vgl. Bewirtschaftungsentgelt 1)
- Deckung anfallender Kosten für die Einbindung an einen virtuellen Produzentenpool zur Verbesserung der Verhandlungsposition auf dem freien Markt. Darunter fallen:
  - Anschaffungs- und Installationskosten von Mess- (Realtime-Überwachung) und Steuerungstechnologien zur Einbindung in zentrale Leistelle (virtuelles Kraftwerk)
  - Aufwände für monatliche Abrechnung zwischen Händler und Anlagenbetreiber
  - Aufwände für Präqualifikation der Anlage im Rahmen der Anforderungen des Poolanbieters
  - Aufwände für vertragliche Lösung zwischen Produzent und Poolanbieter
- Deckung zusätzlich anfallender Betriebs-, Management- und Kommunikationsaufwände, welche durch den flexiblen Betrieb der Anlage und die flexibilisierte Produktion entstehen

### 7.2.2. Flexibilitätsbonus

Der Flexibilitätsbonus dient grundsätzlich der Deckung zusätzlicher Investitionen zur Steigerung der Flexibilitätskapazität. Nachfolgend werden zwei differenzierte Flexibilitätsboni vorgestellt.

#### Flexibilitätsbonus 1: Investition in Gasspeicher

Der Flexibilitätsbonus 1 richtet sich an diejenigen Anlagenbetreiber, welche in die bedarfsgerechte Stromproduktion einsteigen und zusätzliche Investitionen in den Ausbau von Gasspeicherkapazitäten tätigen. Mit Hilfe des Bonus sollen die Investitionskosten mittelfristig abgeschrieben werden können. Durch diese Massnahme kann die Vorhaltezeiten wesentlich erhöht werden.

#### Flexibilitätsbonus 2: Investition in Gasspeicher und BHKW

Der Flexibilitätsbonus 2 richtet sich an Anlagenbetreiber, welche sowohl in zusätzliche Gasspeicher als auch in die Erhöhung von Produktionskapazitäten (BHKW) investieren. In Bezug auf die konkrete Ausgestaltung dieses Bonus soll nach deutschem Vorbild auf den Flexibilitäts-Bonus gemäss EEG abgestützt und dieser mehr oder weniger identisch übernommen werden. Der Flexibilitätsbonus 2 soll über zehn Jahre hinweg ausbezahlt werden. Für die Höhe des Bonus sind die Änderungen der Gesamt-Anlagenfahrweise und die daraus resultierende Jahresarbeit entscheidend.

$$\text{Flexprämie} = P_{\text{Zusatz}} * \text{EUR } 130 / \text{kW}$$

$$P_{\text{Zusatz}} = P_{\text{installiert}} - (P_{\text{Bemessung}} * 1,1 \text{ [bei BGA]}) \text{ (bei Biomethan Ansatz des Faktors } 1,6)$$

$$P_{\text{Bemessung}} = \text{Jahresarbeit} / \text{Jahresstunden}$$

Abbildung 14: Berechnungsmodell Flex-Prämie EEG (Quelle: DLG Merkblatt 396)

<sup>4</sup> Die dargelegte Auflistung der zu erwartenden Kosten hegt keinen Anspruch auf Vollständigkeit und soll im Rahmen eines Pilotprojektes vertieft eruiert werden.

Dieser Bonus wird jedes Jahr nach der obigen Formel nachträglich für das vergangene Kalenderjahr durch den zuständigen lokalen Netz- oder Poolbetreiber ermittelt und kann somit in Abhängigkeit von der eingesetzten Flexibilität in der Höhe schwanken.

Grundvoraussetzung für die Auszahlung der Bewirtschaftungsentgelte 1 und 2 sowie den Flexibilitätsboni 1 und 2 sind die Erfüllung folgender drei Kriterien:

- Anlagenbetreiber müssen am Direktvermarktungssystem teilnehmen
- Die nutzbare Flexibilität muss von einem Swissgrid zugelassenen Auditor geprüft respektive die Installation der notwendigen Mess- und Steuerungstechnologie bestätigt werden
- Die vorhandene Flexibilität muss genutzt werden und ist jährlich zu belegen

### 7.2.3. Erste Beurteilung der investitions- und aufwandsbezogenen Boni

- + Es werden Motivationsanreize geschaffen, dass dezentrale Produzenten in die steuerbare Produktion einsteigen
- + Es werden Grundvoraussetzungen geschaffen, dass Investitionen in den Ausbau für die steuerbare Produktion getätigt werden
- Da der zukünftige langfristige Bedarf an Speicher und/oder flexibler Leistung zum heutigen Zeitpunkt nicht quantifizierbar ist, könnten allenfalls Ausbaulösungen gefördert werden, welche in mittelfristiger Zukunft nicht mehr sinnvoll sind
- Es gibt keinen direkten Anreiz für die Vermarktung

## 7.3. Marktmultiplikatormodell

### 7.3.1. Ideenskizze

Im Idealfall decken die Einnahmen aus der Direktvermarktung die erforderlichen Investitionen und Mehrkosten. In den vorliegenden Untersuchungen konnte die Wertigkeit der Energie um 20% von 5 auf 6 Rp/kWh gesteigert werden. Das weist auf eine sehr grosse Flexibilität der Biogasanlagen hin. Biogasanlagen scheinen sehr gut geeignet für eine bedarfsgerechte Produktion. Bezieht man die Wertsteigerung von 1 Rp/kWh auf die durchschnittliche Gesamtvergütung für Biogasanlagen von 37 Rp/kWh, schrumpft der Gewinn auf lediglich 2.7%. Der Anreiz für eine Umstellung ist zu klein. Dies hat auch mit verzerrten Marktpreisen zu tun. Da nur ein Teil der Produktion dem Markt ausgesetzt ist und die subventionierten Anlagen am Markt vorbeiproduzieren, funktioniert der Markt heute nicht.

Die Idee des Marktmultiplikators besteht darin, den vom Betreiber am Strommarkt erzielten Ertrag mit einem Faktor zu multiplizieren und ihm die Differenz zum multiplizierten Ertrag zu vergüten. Diese Vergütung würde die Einspeiseprämie und das Bewirtschaftungsentgelt ersetzen.

Marktmultiplikator	Marktwert	Multiplikator	Vergütung
Ertrag ohne Bewirtschaftung	5.35 Rp/kWh	*6.45	34.54 Rp/kWh
Ertrag mit Bewirtschaftung	6.42 Rp/kWh	*6.45	41.45 Rp/kWh
Durchschnittspreis			38.00 Rp/kWh

 Markthebel = 6.9Rp/kWh | 20%  
keine Volkswirtschaftlichen Mehrkosten

Vergütungsmodell	Marktwert	Vergütung	Vergütung
Ertrag ohne Bewirtschaftung	5.35 Rp/kWh	32.1 Rp/kWh	37.45 Rp/kWh
Ertrag mit Bewirtschaftung	6.42 Rp/kWh	32.1 Rp/kWh	38.52 Rp/kWh
Durchschnittspreis			38.00 Rp/kWh

 Markthebel = 1.1 Rp/kWh | 2.9%  
Anreiz zu klein

Tabelle 8: Hebelwirkung durch Marktmultiplikator

Tabelle 8 stellt im oberen Teil die Hebelwirkung des Marktmultiplikators dar. Im Vergleich dazu steht im unteren Teil das klassische Vergütungsmodell mit Direktvermarktung. Im klassischen Modell wird der Betreiber durch die Direktvermarktung etwa 1 Rp/kWh herausholen. Im Modell mit einem Marktmultiplikator holt der Betreiber hingegen 6.9 Rp/kWh. Ein Betreiber, welcher die Flexibilität nicht bewirtschaftet, müsste sich dann mit 34.5 Rp/kWh begnügen. Das System wird so ausgestaltet, dass das Gesamtvolumen der Vergütungen gleich bleibt.

In der praktischen Umsetzung gibt es einige Hürden:

- der Multiplikator muss periodisch angepasst werden (z.B. jährlich)
- falls das KEV-Budget pro Kategorie eingehalten werden soll, muss für jede Kategorie ein eigener Multiplikator berechnet werden
- die Differenz zum Gesamtbudget muss ausgeglichen werden, z.B. Preismultiplikatoren werden nachträglich angepasst und im Folgejahr verrechnet (Mehrertrag/Minderertrag)
- wenn zusätzliche Erträge an mehreren Märkten (Energiehandel und Systemdienstleistungen) erwirtschaftet werden, gibt es keinen eindeutigen Bezugspreis für den Multiplikator
- wenn die Anlagen in einem Pool bewirtschaftet werden, gibt es evtl. keine exakte Aufteilung der Erträge, was eine Abrechnung pro Anlage erschweren würde

### 7.3.2. Erste Beurteilung des Marktpreismultiplikators

- + Das öffentliche Geld wird effizient eingesetzt. Es werden keine falschen Anreize geschaffen
- + Es entsteht ein echter Wettbewerb. Geschickte Geschäftsentscheide werden belohnt
- + Stossfreier Übergang: wenn keiner etwas macht, bleibt es beim Status Quo
- Die Idee ist schwierig in der Umsetzung (s. Hürden)
- Die Idee ist nicht kompatibel mit der geplanten Gesetzgebung
- + Die Idee ist kombinierbar mit anderen Anreizsystemen, Hybridlösungen sind möglich (Kombination reduzierter Preismultiplikator mit konventionellen Fördermodellen)

## 7.4. Fixer Bonus

### 7.4.1. Beschreibung

Eine weitere Lösungsvariante sehen die Autoren in der Einführung eines fixen Bonus von z.B. 2 bis 4 Rp/kWh für alle Technologien. Die Idee wäre, dass alle Produzenten der verschiedenen Technologien den gleichen fixen Bonus erhalten würden und dieselben finanziellen Voraussetzungen haben in die steuerbare Produktion einzusteigen.

- + Dieser Bonus verursacht wenig Administrationsaufwand und kann einfach kommuniziert werden.
- 0 Der Betreiber entscheidet, ob und wie er investiert
- Es besteht für den Anlagebetreiber wenig Anreiz zu investieren. Sobald seine Anlage bewirtschaftet wird, schöpft er den Bonus ab, unabhängig vom Markterfolg.
- + Es darf davon ausgegangen werden, dass Technologien mit geringem Investitionsbedarf und geringen Betriebskosten in die bedarfsgerechte Produktion einsteigen, die anderen nicht.

- + Die Zusatzkosten bleiben in einem vernünftigen Rahmen (sind eher kalkulierbar)
- + Der Bonus kann laufend den Bedürfnissen des Marktes angepasst werden. Das heisst für Neuanlagen erhöht oder allenfalls für alle nach oben angepasst werden, wenn zu wenig einsteigen.
- + Die Wahlmöglichkeit der Produzenten bleibt bestehen (steuerbare Produktion oder nicht).
- + Diejenigen, die einsteigen, erzielen einen Mehrertrag, bei denjenigen, die nicht einsteigen, bleibt der Vergütungsansatz unverändert.
- Der Nachteil ist, dass wenig «Belohnung» für marktgerechtes Design der Anlage und dynamische Bewirtschaftung gegeben wird.

## 7.5. Hybridmodell

Das Marktpreismodell erscheint in der Umsetzung schwierig. Andererseits bietet es echten Anreiz für den Betreiber tatsächlich am Markt zu partizipieren. Die Modelle mit dem Bewirtschaftungsentgelt und dem fixen Bonus bietet zwar den grundsätzlichen Anreiz mitzumachen, aber die Belohnung für eine erfolgreiche Marktteilnahme ist mit den heutigen Marktpreisen einfach zu klein, weil zu viel am Markt vorbei subventioniert wird. Um die Erfolgsbeteiligung zu verbessern, wird hier ein Hybridmodell vorgeschlagen. Im Hybridmodell profitiert der Anlagebetreiber von Förderinstrumenten im klassischen Sinn, wie sie auch in den Abschnitten 7.2 und 7.4 beschrieben sind. Allerdings wird über diesen Kanal nur ein Teil des Fördergeldes ausbezahlt. Der übrige Teil fließt in einen Topf für den Extrabonus. Der Extrabonus wird in Abhängigkeit zum Erfolg der Bewirtschaftung an die Betreiber verteilt. Hierzu erstellt der Anlagebetreiber eine Art Erfolgsrechnung, in der sowohl der fixe Anteil wie auch der Gewinn aus der Bewirtschaftung ausgewiesen werden. Der Gewinnanteil aller Beteiligten definiert den Verteilschlüssel für den Extrabonus

- + schafft einen zusätzlichen Anreiz, um flexible Anlagen erfolgreich zu bewirtschaften und die dafür erforderlichen Investitionen zu tätigen
- + Der Betreiber muss selber beurteilen, welche Investitionen in seinem Fall am sinnvollsten sind. Diese Entscheidung wird ihm nicht durch das Fördersystem abgenommen
- 0 in der gesetzlichen Umsetzung ist dieses Modell so nicht vorgesehen, allenfalls handelt es sich um eine Art Bewirtschaftungsentgelt
- + Das öffentliche Geld wird effizient eingesetzt. Es werden keine falschen Anreize geschaffen
- + Es entsteht ein echter Wettbewerb. Geschickte Geschäftsentscheide werden belohnt

Im Rahmen des Pilotprojektes (siehe Kapitel 10) könnte dieses Modell weiter entwickelt sowie ein erster Verteilschlüssel für den Extrabonus im Rahmen einer Simulation getestet werden.

## 8. Geschäftsmodelle

### 8.1. Einleitung

Die Bewirtschaftung der Flexibilität von Biogasanlagen erscheint interessant. Durch das Anpassen des Produktionsprofils, das Anbieten von Systemdienstleistungen und die Reduktion von Ausgleichsenergie kann die Wertigkeit um rund 20% gesteigert werden, falls die Anlagen vollumfänglich dem Markt ausgesetzt sind. Bei einem Marktpreis von heute etwa 5 Rp/kWh und einem Förderbeitrag von etwa 38 Rp/kWh beträgt die Wertsteigerung nur etwa 2.7% relativ zum KEV-Preis.

Die Fördergelder sollen mit der Zeit zurückgefahren werden und die Produktionseinheiten für erneuerbare Energien sollen dem Markt ausgesetzt werden. In einem ersten Schritt soll ein Direktvermarktungsmodell einen Anreiz schaffen, damit die Betreiber ihre Anlagen bereits ab ca. 1.1.2017 aktiv bewirtschaften. Die vorliegenden Untersuchungen zeigen, dass es im Falle der landwirtschaftlichen Biogasanlagen heute kaum möglich ist, mit den Zusatzerträgen aus der Direktvermarktung die Mehrkosten für einen flexiblen Betrieb zu decken und einen Zusatzgewinn für den Betreiber zu erwirtschaften. Es darf erwartet werden, dass zunehmende Anreize für die Marktteilnahme und abnehmende Direktförderbeiträge dazu führen, dass sich das Bedürfnis nach mehr Flexibilität besser im Markt abbildet. Das bedeutet ein höheres Preisniveau und vor allem stärkere Preisvolatilität. Dieser Effekt wird die Attraktivität für die bedarfsgerechte Produktion wesentlich verbessern. Dies ist ein internationaler Prozess. Die Preise werden im Wesentlichen bestimmt durch die Energie- und Förderpolitik in den Europäischen Ländern, namentlich in Deutschland. Die Schweiz kann diesen Prozess nur unwesentlich beeinflussen. Die Schweiz muss sich auf eine zukünftige Situation, mit mehr dezentraler Produktion und mehr Markt vorbereiten. Sie soll schon heute die Rahmenbedingungen verbessern und entsprechende Geschäftsmodelle unterstützen.

Die Autoren schlagen vor, landwirtschaftlichen Biogasanlagen als Pool zu bewirtschaften und in ein sogenanntes virtuelles Kraftwerk zu integrieren. Im Rahmen eines Pilotprojekts soll diese Idee umgesetzt werden. Die Erkenntnisse aus den vorliegenden Untersuchungen, die Erfahrungen aus dem Betrieb eines übergeordneten Leitsystems durch Ökostrom Schweiz und die Inbetriebnahme eines virtuellen Kraftwerks in Q1/2015 werden in das Pilotprojekt einfließen. Im Rahmen des Pilotprojekts soll die Idee des Poolings und der Bewirtschaftung der Biogasanlagen in einem virtuellen Kraftwerk konkret umgesetzt werden.

Der folgende Abschnitt erklärt die Voraussetzungen für die Bewirtschaftung der Flexibilität von kleinen Produktionsanlagen. Abschnitt 8.2 beschreibt das Geschäftsmodell für das vorgeschlagene Pilotprojekt. In Abschnitt 8.4 werden zudem noch einige alternative Geschäftsmodelle dargestellt.

### 8.2. Voraussetzungen für die Bewirtschaftung der Flexibilität

In den Simulationen wurde die Flexibilität vor allem genutzt, um Systemdienstleistungen anzubieten, Energiegeschäfte im Day-ahead und Intraday-Handel auszuführen und Ausgleichsenergie zu reduzieren. Zudem wurde das Thema Reduktion der Netzkosten und Eigenbedarfsregelung behandelt.

Im Markt für Systemdienstleistungen können die Betreiber Reserveleistung anbieten. Sie bekommen Geld, damit sie Leistungskapazitäten über eine gewisse Zeitdauer bereitstellen, die von Swissgrid als Systembetreiber kurzzeitig abgerufen werden können. Um an diesem Markt teilzunehmen muss der Anbieter mindestens eine Leistung von 5'000 kW anbieten, und zwar während einer Dauer von entweder 4 Stunden oder einer Woche. Der Betreiber muss also die angebotene Kapazität für mindestens 4 Stunden vorhalten können, wobei die Wochenprodukte meistens preislich interessanter sind. Landwirtschaftliche Biogasanlagen haben eine Produktionsleistung von 100 kW bis gut über 1'000 kW. Für die Bewirtschaftung steht oft nur ein Teil der installierten Leistung zur Verfügung. Es ist somit nicht möglich, mit einer Biogasanlage Angebote für Systemdienstleistungen zu platzieren. Seit einiger Zeit besteht die Möglichkeit, einen sogenannten Regelenergiepool zu bilden und Angebote aus einem Pool heraus zu erstellen. Je grösser der Pool, desto interessantere Angebote können erstellt werden. Es ist zudem interessant, den Pool zu erweitern und ein Portfolio mit verschiedenen Typen von Kraftwerken und flexiblen Lasten zu bewirtschaften. Damit können Synergieeffekte genutzt werden. Im Falle eines Pools mit landwirtschaftlichen Biogasanlagen müssten sicher mindestens einige dutzend Anlagen aggregiert werden, um überhaupt am Systemdienstleistungsmarkt teilzunehmen.

Im Day-ahead Markt können Leistungen von 1'000 kW für mindestens eine Stunde gehandelt werden. Wobei diese Grenze demnächst aufgeweicht wird. Ab Dezember 2015 soll nämlich in Deutschland ein Day-ahead

Markt für viertelstündliche Produkte eingeführt werden. Solche viertelstündliche Produkte gibt es bereits am Intraday-Markt, wo Leistungen ab 100 kW im Viertelstundentakt gehandelt werden. Theoretisch könnte ein Betreiber mit seiner Biogasanlage Intraday-Handel betreiben. Er braucht dann aber ein Handelssystem mit Marktzugang und Preisprognosemodellen und einen Händler, der das System bedient und die Geschäfte am Markt abwickelt. Die Kosten für ein solches System sind ziemlich hoch. Kleine Produktionseinheiten müssen deshalb im Verbund bewirtschaftet werden.

Die Nutzung der Flexibilität zur Reduktion der Ausgleichsenergie einer Bilanzgruppe stellt ebenfalls Potential dar. Allerdings muss dann der Bilanzgruppenverantwortliche über online-Messungen verfügen, damit er innerhalb einer Viertelstunde schnell reagieren kann, um die Abweichung von seinem Fahrplanwert zu reduzieren. Solche online-Messungen müsste er für alle Anlagen in seiner Bilanzgruppe haben – im Falle der Bilanzgruppe erneuerbare Energie für jede einzelne Photovoltaikanlage. Falls die Biogasanlagen zentral gesteuert werden, ist es im Prinzip denkbar, dass der Bilanzgruppenverantwortliche auf der Basis von Kurzfristprognosen und Zustandsschätzungen gewisse Korrekturen auslöst, um Ausgleichsenergie zu reduzieren. Das sind dann aber eher grobe Richtungsänderungen, die auch nur im Rahmen eines Pools mit möglichst vielen Biogasanlagen Sinn machen.

Einzig bei der Eigenbedarfsregelung zur Reduktion der Netzkosten kann eine lokale Bewirtschaftung Sinn machen. Die Flexibilität der Biogasanlage kann evtl. mit weiteren flexiblen Einheiten (z.B. Wärmepumpen oder Batterien) mit demselben Netzanschlusspunkt so optimiert werden, dass die Gruppe weniger Netznutzungsgebühren bezahlen muss.

### 8.3. Skizzierung des Geschäftsmodells für das Pilotprojekt

Im vorangehenden Abschnitt wurde gezeigt, dass die Bewirtschaftung von Biogasanlagen nur im Verbund (Pool) Sinn macht. Dieser Abschnitt zeigt am Beispiel, der EnergyOn Plattform, wie ein entsprechendes Geschäftsmodell aussehen könnte. Es ist die Idee, im geplanten Pilotprojekt einen Pool mit den Biogasanlagen zu bilden (Biogas-Pool) und als Teilnehmer in die EnergyOn Plattform zu integrieren. Das Projekt wird Erkenntnisse liefern, wie der Biogas-Pool ausgestaltet werden muss, um ihn in eine Plattform zu integrieren. Der Biogas-Pool wird neutral ausgestaltet, damit keine Abhängigkeiten mit der EnergyOn Plattform entstehen. So bleibt die Möglichkeit bestehen, zu einem anderen Poolbetreiber mit Marktzugang zu wechseln.

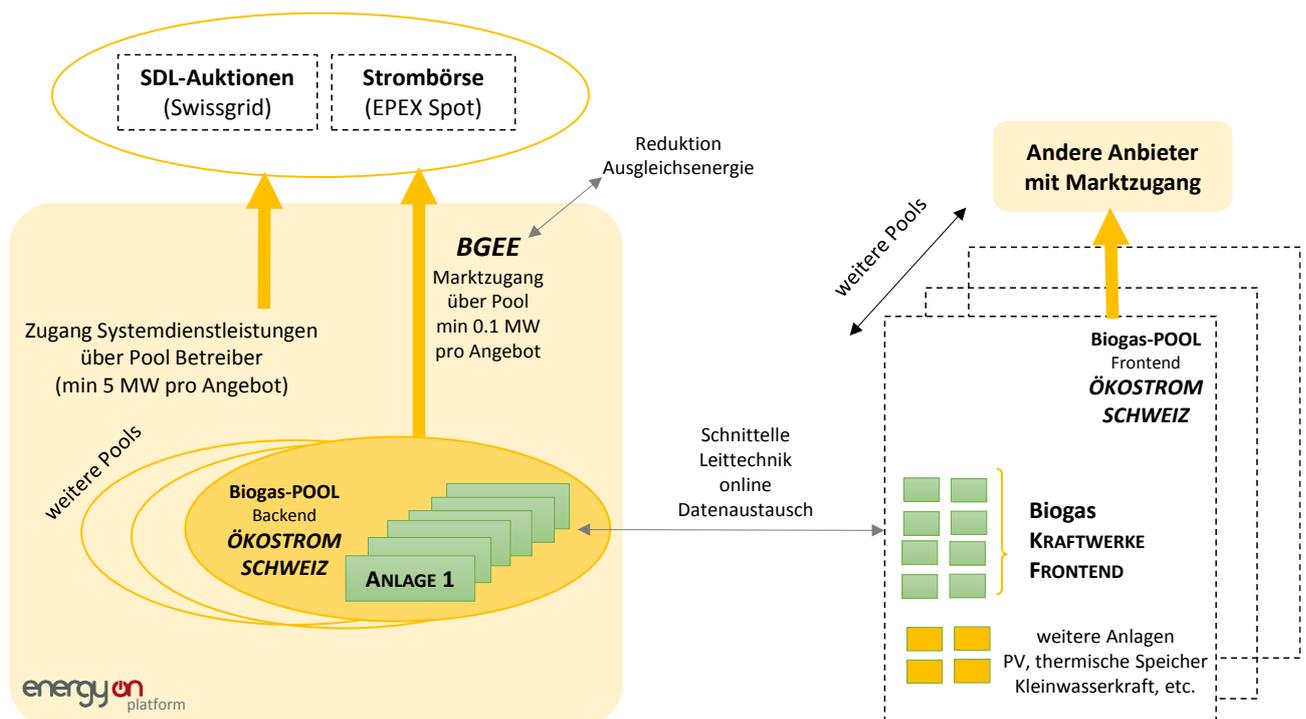


Abbildung 15: Schematische Darstellung EnergyOn Plattform

Abbildung 15 stellt das Prinzip der EnergyOn Plattform schematisch dar. Der Betreiber der EnergyOn Plattform schliesst mit den Teilnehmern einen Vertrag ab. Teilnehmer sind beispielsweise EVU oder Organisationen wie Ökostrom Schweiz. Sie stellen die Flexibilität „Ihrer“ Anlagen für die Bewirtschaftung bereit. Im Falle von Ökostrom Schweiz hiesse der Teilnehmer Biogas-Pool. Dafür schliesst der Biogas-Pool einen Vertrag mit den Betreibern der Biogasanlagen ab. Ökostrom Schweiz würde versuchen, möglichst viele Betreiber von einer Teilnahme zu überzeugen. Für die Bewirtschaftung von flexiblen Anlagen braucht es ein übergeordnetes Leitsystem. Entweder werden die Einheiten direkt in der Plattform eingebunden oder, wie im Falle der Biogasanlagen, die Produktionsanlagen zuerst untereinander vernetzt. Im Falle der Biogasanlagen wäre es das Biogas-Pool Backend. Die Kommunikation mit der EnergyOn Plattform geschieht dann über eine Schnittstelle zum Biogas-Pool Backend. Die Bewirtschaftung eines Regelenergiepools erfordert ein online Monitoring, d.h. die Anlagen müssen ständig Messwerte an das Biogas-Pool Backend schicken und jederzeit bereit sein, dass sie einen neuen Fahrplan vom Biogas-Pool Backend erhalten.

Der Betreiber der EnergyOn Plattform hat eine eigene Regelenergiebilanzgruppe und platziert die Angebote direkt bei Swissgrid. Im Falle eines Abrufs entscheidet das System, welche Schaltbefehle via Biogas-Pool Backend auf die Anlagen übertragen werden.

Für die Abwicklung von Handelsgeschäften braucht es einen Zugang zur Börse. Dies geschieht über einen Partner, der über die notwendige Infrastruktur verfügt. Im Falle der Biogasanlagen wäre eine Vermarktung auf dem freien Markt aber auch eine Lösung über die Bilanzgruppe erneuerbare Energien (BGEE) möglich. Für die Abwicklung der Handelsgeschäfte bekommt dieser Partner eine Gebühr ausbezahlt (typisch in 0.0x Rp/kWh).

Ende Monat wird eine ausführliche Bewertung durchgeführt, damit die Erträge aus dem Pool an die Pool-Teilnehmer verteilt werden können. Das Prinzip der Ertragsverteilung ist in Abbildung 16 dargestellt.

Die Gesamtoptimierung bewirtschaftet die verfügbare Flexibilität gegen den Systemdienstleistungs-, Day-ahead-, und Intraday-Markt. Zusätzliche Kosten für Ausgleichsenergie und Netzspitzen werden im Modell berücksichtigt. Gewinne entstehen aus der Bewirtschaftung des gesamten Pools mit möglichst vielen Teilnehmern und Anlagen und einer breiten Diversifikation. Sie können nicht direkt einer Anlage zugeordnet werden.

Im zweiten Schritt wird mit Hilfe einer Simulation die Baseline berechnet. Dabei kommt dieselbe Methode zum Einsatz, wie bei der effektiven Bewirtschaftung der Flexibilität. Die Baseline entspricht denjenigen Erträgen, die auch ohne Ausnutzung der Flexibilität erwirtschaftet worden wären. Im Falle der Biogasanlagen entspricht dies meistens der KEV-Vergütung. Aus der Differenz zwischen den effektiv erwirtschafteten Erträgen und der Baseline resultiert die Flexibilität. Die Flexibilität entspricht den Bruttogewinnen aus der Bewirtschaftung der EnergyOn Plattform.

Im Schritt 3 wird der Teil Flexibilität zwischen Pool-Betreiber und Pool-Teilnehmern. Der Pool-Betreiber bekommt einen festen Prozentsatz des Bruttogewinns. Damit deckt er die Kosten für den Betrieb des Pools und erzielt einen Gewinn. Dieses Erfolgsbeteiligungsmodell hat den Vorteil, dass es keinen Zielkonflikt zwischen Pool-Betreiber und –Teilnehmer gibt. Alle sind an einer möglichst erfolgreichen Bewirtschaftung interessiert.

Im letzten Schritt wird für den Anteil Baseline und den Anteil der Poolteilnehmer an der Flexibilität ein separater Verteilschlüssel berechnet. Dies geschieht wieder mit der gleichen Methode, wie die effektive Bewirtschaftung des Pools. Diesmal wird aber eine Simulation pro Anlage ausgeführt. Die Baseline für Biogasanlagen entspricht auch hier wieder der KEV-Vergütung. Für den Anteil Flexibilität wird jede Anlage separat gegen den Markt optimiert. Der Verteilschlüssel bei der Flexibilität ist nicht gleich dem Verteilschlüssel für die Baseline. Bei der Simulation wird berücksichtigt, wieviel Flexibilität im betrachteten Zeitraum auch tatsächlich zur Verfügung gestellt wurde. Falls aus technischen Gründen eine Anlage ausfällt, wenn die Preise attraktiv sind, wird der entsprechende Anlagenbetreiber einen geringeren Anteil aus dem Flexibilitätsteil erhalten.

Die Gewinnverteilung aus der EnergyOn Plattform erfolgt an die Pool-Teilnehmer. Es ist Sache der Pool-Teilnehmer, ein Erfolgsbeteiligungsmodell gegenüber den Betreibern der Anlagen zu definieren. Dabei kommen eine direkte Beteiligung am Erfolg in Frage oder eine indirekte Beteiligung über einen Spezialtarif oder Vergütungen in Form von Geldbeträgen oder Dienstleistungen.

Die EnergyOn Plattform wird im Q1/2015 mit ein paar dutzend MW aus Kleinkraftwerken in Betrieb gehen. Die Einbindung von landwirtschaftlichen Biogasanlagen im Rahmen eines Pilotprojekts liefert äusserst wertvolle Erkenntnisse nicht nur für die technische Einbindung der Anlagen und die erforderlichen Zusatzinvestitionen, sondern auch in Bezug des in diesem Abschnitt vorgestellten Geschäftsmodells.

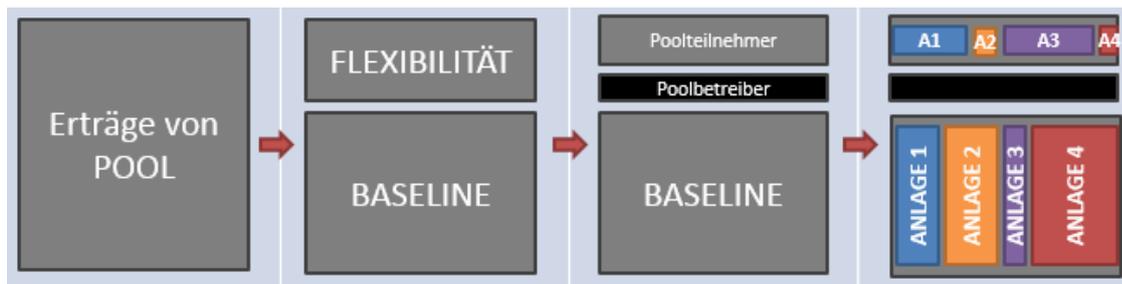


Abbildung 16: Prinzipschema für die Verteilung der Erträge der EnergyOn Plattform

## 8.4. Alternative Geschäftsmodelle

Es ist nicht zwingend erforderlich, dass die Flexibilität von Biogasanlagen, wie in vorangehenden Abschnitt beschrieben, bewirtschaftet werden. Die grossen EVU, lokale EVU, die Swisscom und andere Energiedienstleister bieten Varianten an. Das vorgestellte Modell zeichnet sich aber durch einen gesamtheitlichen Ansatz aus, bei dem die Flexibilität vielfach genutzt wird und der gesamte Geschäftsprozess abgebildet wird.

Letztlich sollen die Betreiber selber entscheiden, welches Pooling Angebot ihnen am besten zusagt.

### 8.4.1. Lokaler Netzbetreiber als Partner

Die Betreiber von Biogasanlagen können die Flexibilität dem lokalen Netzbetreiber zur Verfügung stellen. Für diesen ergibt sich eventuell ein Zusatznutzen, weil er dann sein lokales Netz zusätzlich optimieren kann und seinerseits Netznutzungsgebühren oder Investitionen einspart. Der Netzbetreiber hat auch die Möglichkeit mit der zur Verfügung gestellten Flexibilität selber ein virtuelles Kraftwerk zu betreiben oder an einem solchen zu partizipieren. Bei dieser Variante muss der Betreiber der Biogasanlage darauf achten, dass er sich nicht in eine Abhängigkeit begibt. Er muss dafür sorgen, dass er die Hoheit über die Steuerung behält, damit er bei Bedarf auf eine Alternative umschwenken kann.

### 8.4.2. Gemeinschaftsmodell in einem Pool von Biogasanlagen

Eine Gemeinschaft z.B. eine Genossenschaft bündelt Anlagen zu einem virtuellen Kraftwerk/Pool und tritt gegenüber den Stromhändlern als Verhandlungspartner auf. Die Genossenschaft übernimmt somit eine Mittlerrolle zwischen Stromhändler und den einzelnen Produzenten ein.

Das Marktrisiko für die Anlagenbetreiber kann mit diesem Modell gesenkt werden. Es können Musterverträge und transparente Abrechnungsmodalitäten zwischen der Gemeinschaft und den einzelnen Produzenten entwickelt werden. Diese Struktur besitzt das Potential zur Effizienz- und Qualitätssteigerung und zum Aufbau eigener Vermarktungskompetenzen. Dank einheitlicher Mess- und Steuerungstechnologie wird in der Genossenschaft auch ein Wechsel des Stromhändlers einfacher möglich als bei Direktverträgen (Einzelverträgen) zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Stromhändler. Durch die Zwischenschaltung einer Genossenschaft wird das Vermarktungsrisiko für einen einzelnen Produzenten verringert und die Marktmacht gegenüber dem Stromhändler erhöht.

### 8.4.3. Regionale Stromvermarktung mit andern erneuerbaren Produktionsanlagen

Um energieautarke Regionen, Städte oder auch Gemeinden weiter voranzutreiben, ist die Bündelung von Biogasanlagen einer Region mit anderen erneuerbaren Produktionsanlagen möglich. Dies kann über den lokalen Netzbetreiber geschehen oder über einen eigenen Verbund. Dieser „Pool“ kann sich wiederum in ein virtuelles Kraftwerk integrieren oder – falls gross genug – selber ein virtuelles Kraftwerk betreiben. Wobei die Autoren der Meinung sind, dass es in der Schweiz vielleicht für 5-10 virtuelle Kraftwerke Platz hat.

Diese Variante bezieht sich auf eine bestimmte Region und kann einen zusätzlichen Beitrag an die lokale Netzstabilität leisten und damit auch mithelfen die Investitionen in den Netzausbau zu reduzieren.

## **8.5. Schlussfolgerung**

Für Betreiber von flexiblen Energieanlagen und Anbieter von virtuellen Kraftwerken wird es in Zukunft interessante Geschäftsmöglichkeiten geben. Während die Betreiber der virtuellen Kraftwerke versuchen werden, eine möglichst gute Kundenbindung herzustellen, müssen die Betreiber flexibler Anlagen darauf achten, dass die erforderlichen Investitionen nachhaltig sind und die Kosten für einen Wechsel zu einem anderen Anbieter moderat bleiben.

Im heutigen Marktumfeld mit niedrigen und schwach volatilen Preisen haben es die hier angedachten Geschäftsmodelle schwierig. Es ist zu erwarten, dass die Geschäftsmodelle mit der Zunahme von neuen Erneuerbaren, der Einführung von Direktvermarktung, dem Abschalten von Kohle- und Kernkraftwerken in absehbarer Zeit rentabel werden. Es ist wichtig, bereits heute das technische und kommerzielle Know-How für den Betrieb von virtuellen Kraftwerken aufzubauen, damit die Schweiz den Anschluss nicht verliert.

## 9. Schlussfolgerungen

### 9.1. Energiepolitische Ausgangssituation

Der Ausbau neuer Erneuerbarer Energien spielt im Rahmen der Energiestrategie 2050 eine zentrale Rolle. Der Anteil neuer erneuerbarer Energien am gesamten Stromportfolio wird dadurch stark zunehmen. Diese Entwicklung wird zwangsläufig zur Folge haben, dass die Volatilität der Energieproduktion stark ansteigen und somit die Stabilität des Schweizerischen Energieversorgungsnetzes entscheidend beeinträchtigt wird. Der künftig steigende Ausgleichsenergiebedarf ist insbesondere auf die Zunahme der Produktion der Wind- und Solarkraftwerke zurückzuführen. Es kann zwar damit gerechnet werden, dass sich die Situation mit verbesserten Prognosesystemen ändert. Trotzdem ist aber davon auszugehen, dass der Ausgleichsenergiebedarf zukünftig wesentlich ansteigt. Dieser negativen Auswirkung kann mittels Smart Grid Lösungen (Vernetzung und bedarfsgerechte Steuerung von Stromerzeugern, Speichern und Verbrauchern) entgegen gewirkt oder mit dem Ausbau von Energieübertragungs- und -verteilnetzen gelöst werden.

Aus heutiger Sicht bestehen für die KEV-Anlagen keinerlei finanzielle Anreize zur bedarfsgerechten Stromproduktion. Dies soll sich mit der Einführung eines Direktvermarktungssystems ändern. Im Rahmen der vorgesehenen Marktliberalisierung werden neue Produktionsanlagen künftig wieder auf dem freien Markt sein und mit den Netzbetreibern vertragliche Lieferverträge abschliessen. Bestehende KEV-Anlagen hingegen sollen die Wahlmöglichkeit haben die bisherige KEV-Lösung beizubehalten oder auf den freien Markt zu wechseln. Gerade deshalb wurde im Rahmen der vorliegenden Studie die Wirtschaftlichkeit für die Verwertung der Flexibilität in einem Pool von landwirtschaftlichen Biogasanlagen näher untersucht. Die Ergebnisse zeigen, dass zum heutigen Zeitpunkt folgende Faktoren entscheidend sind, um im freien Markt zu konkurrenzfähigen Preisen Flexibilität anbieten zu können:

- Die technische Vernetzung und virtuelles Pooling der dezentralen Produktionseinheiten
- Ausbau des bestehenden Potentials an Produktionsflexibilität
- Deckung der anfallenden Mehrkosten für die Flexibilisierung der Stromproduktion
- Zeitnahe Einführung und Umsetzung des Direktvermarktungssystems mit entsprechenden Förderanreizen

### 9.2. Anlagenpooling dezentraler Produktionseinheiten

Wie im Rahmen dieser Arbeit aufgezeigt werden konnte, spielen virtuelle Kraftwerke im Zusammenhang mit der technischen Umsetzung eine entscheidende Rolle. Das Anlagenpooling bietet zwei grundlegende Vorteile. Zum einen erlaubt die technische Vernetzung dezentraler Produktionseinheiten grundsätzlich überhaupt erst die Bereitstellung einer sinnvollen Leistung und letztlich auch die Optimierung der anfallenden Kosten (Produzenten, Pool-Betreiber, Netzbetreiber). Zum anderen wird der Marktzugang der Produzenten durch den virtuellen Zusammenschluss gestärkt bzw. überhaupt erst ermöglicht, indem sie als eine Einheit gegenüber den Stromabnehmern und Händlern auftreten und so ihre Verhandlungsposition stärken können.

### 9.3. Ausbau des Flexibilitätspotentials

Die im Rahmen dieser Potentialstudie berechneten Modellkalkulationen basieren auf der heutigen Ist-Situation in der Praxis und wiedergibt somit den aktuellen technischen Stand auf den landwirtschaftlichen Biogasanlagen. Wie die Ergebnisse der Simulationen zeigen, ist der auf dieser Basis zu erwirtschaftende Mehrerlös für die Vermarktung von Flexibilität zumindest zum heutigen Zeitpunkt relativ gering. Dieses Resultat ist auf verschiedene Faktoren zurückzuführen. Zum einen widerspiegelt sich darin die aktuelle Situation auf dem Strommarkt. Aufgrund der aktuellen tiefen Strompreise sowie der noch relativ geringen Produktionsschwankungen lassen sich grundsätzlich keine hohen Renditen durch Börsengeschäfte sowie Systemdienstleistungen (SDL) erwirtschaften. Es ist jedoch davon auszugehen, dass mit dem Ausbau dezentraler Produktionsanlagen sowie der sich dadurch verschärfenden Produktionsvolatilität sich in Zukunft wesentlich höhere Potentiale an Produktionsflexibilität vermarkten lassen.

Ein weiterer Grund für die geringen Erträge ist das momentan beschränkte Flexibilitätspotential der Anlagen selbst, da die Biogasanlagen noch nicht auf eine flexible und bedarfsgerechte Produktion optimiert sind. Anders ausgedrückt, durch den Ausbau der Flexibilitätskapazitäten erhöht sich auch das vermarktbarere Flexibilitätspotential. Um in Zukunft auf dem freien Strommarkt optimale Voraussetzungen für die Bereitstellung von Flexibilität zu haben, müssen Zusatzinvestitionen in den Aus- und Neubau von Speicher- und Produktionskapazitäten getätigt werden. Da die Kosten aufgrund der aktuell schlechten Marktsituation durch die Mehrerlöse nicht gedeckt werden können, braucht es zusätzliche Anreizsysteme für steuerbare Produktionsanlagen.

#### **9.4. Schaffung von energiepolitischen Anreizsystemen**

Die Umstellung und Ausrichtung auf eine steuerbare und bedarfsgerechte Produktion der Biogasanlagen ist zwangsläufig mit Mehrkosten verbunden. Sei es durch zusätzliche Investitionskosten (technische Anbindung an virtuellen Anlagenpool sowie Ausbau von Flexibilitätskapazitäten) oder erhöhte Betriebskosten infolge des Taktbetriebes der BHKW. Anhand der im Rahmen dieses Projektes durchgeführten Simulationskalkulationen lässt sich jedoch schlussfolgern, dass die über ein virtuelles Kraftwerk erwirtschafteten Mehrerlöse die benötigten Zusatzinvestitionen und die Mehrkosten nicht decken können. Dies führt dazu, dass für die Anlagenbetreiber ein relativ geringer Anreiz besteht, die vorhandene Flexibilität zur Verfügung zu stellen oder gar zusätzlich in die Flexibilisierung ihrer Anlagen zu investieren. Aufgrund dessen wurden erste Ideen möglicher Förderboni (aus stromwirtschaftlicher Sicht) generiert, welche einen zusätzlichen Anreiz zur Umstellung auf eine bedarfsgerechte Produktion schaffen können. Zum einen müssen mittels dem sogenannten "Bewirtschaftungsentgelt" die entstehenden Zusatzkosten für die Einbindung in einen virtuellen Produzentenpool sowie die entstehenden Zusatzaufwände für Verhandlungen sowie zusätzlich anfallende Betriebs-, Management- und Kommunikationsaufwände gedeckt werden. Zum anderen soll ein sogenannter "Flexibilitätsbonus" der Deckung zusätzlicher Investitionen zur Steigerung der Flexibilitätskapazität dienen.

Erfahrungen aus Deutschland haben ebenfalls gezeigt, dass Förderboni notwendig sind, um Produzenten letztlich zur Teilnahme an einer bedarfsgerechten Stromproduktion zu motivieren.

#### **9.5. Zeitnahe Umsetzung**

Trotz der momentan geringen Wirtschaftlichkeit sollten schnellst möglich Anreizsysteme entwickelt und eingeführt werden, damit die Produzenten mit steuerbarem Produktionspotenzial die Möglichkeit haben Erfahrungen zu sammeln. Des Weiteren kann lediglich mit einer zeitnahen Umsetzung solcher Systeme gewährleistet werden, dass die gezwungenermassen benötigten Regelkapazitäten bereits installiert sind und ihren Beitrag zum nahtlosen Übergang in Bezug auf die Netzstabilität leisten können.

Aus diesem Grund wäre es empfehlenswert, vertiefte Abklärungen betreffend den vorgestellten Förderansätzen zeitnah zu vertiefen und zu konkretisieren. Damit letztlich im Rahmen der Ausarbeitung und Umsetzung des Energiegesetzes ein konkretes, praxistaugliches Förderbonussystem integriert werden kann.

Parallel dazu wird empfohlen, das virtuelle Kraftwerk von Ökostrom Schweiz möglichst rasch weiter auf- und auszubauen. Damit würde die Voraussetzung geschaffen, dass weitere Erfahrungen laufend in die Überlegungen von zukünftigen Fördermodellen einfließen können.

## 9.6. Positive Externalitäten auf lokaler Ebene

Ein positiver Aspekt, welcher mit der marktseitigen zur Verfügungsstellung von Flexibilität einhergeht, ist die Tatsache, dass damit ein Beitrag zur Reduzierung von Netzüberlastungen und somit auch ein Beitrag zur Reduktion von Investitionen in den Netzausbau geleistet werden könnte. Smart Grid Lösungen respektive ein virtuelles Kraftwerk mit Biogasanlagen sind vermutlich günstige Alternativen und sollten als sinnvolle Ergänzung zum konventionellen Netzausbau angesehen werden.

Im Rahmen eines virtuellen Kraftwerkes lassen sich letztlich strom- und netzwirtschaftlich orientierte Lösungsvarianten respektive Zielsetzungen gleichermaßen realisieren:

- Rein stromwirtschaftliche
- Strom- und netzwirtschaftliche kombiniert
- Rein netzwirtschaftliche

Um die Flexibilität zu erhöhen lässt sich ein Biogasanlagen-VPP auch mit anderen Produktionstechnologien erweitern und kann sogar mit Verbraucher- und dezentralen Speicherlösungen kombiniert werden.

Aufgrund des zweiseitigen Nutzens der Bereitstellung von Flexibilität stellt sich die Frage, ob es nicht sinnvoll wäre die vorgestellten „stromseitigen“ Boni-Ansätze zusätzlich mit Förderbeiträgen für Leistungen – welche lokal dazu beitragen die Investitionen in den Netzausbau zu minimieren – zu kombinieren. Des Weiteren plädieren die Verfasser dafür, dass sämtliche dafür in Frage kommenden Technologien profitieren respektive mit in die Überlegungen integriert werden: Steuerbare Produktionsanlagen; Verbraucher, welche zu- und abgeschaltet werden können; Prosumer und dezentrale Speicherlösungen.

Als Letztes wird darauf hingewiesen, dass nur mit der aktiven Einbindung nicht steuerbarer nEE-Technologien regionale Netzüberlastungen durch die zunehmende Volatilität und dezentrale Einspeisung der Produktion vermindert und somit Netzausbaukosten reduziert werden können. Mit Realtime Produktionsdaten erhalten die lokalen Netzbetreiber und die Möglichkeit in Echtzeit Lösungen zur Stabilisierung des Netzes umsetzen.

## 10. Weiteres Vorgehen

Nachdem die Vorstudie nun abgeschlossen ist und die Gesamtpotentiale (Pool-seitig) sowie die Marktpotentiale (Wertschöpfungspotentiale) eruiert und die Wirtschaftlichkeit geprüft wurde, wird vorgeschlagen, dass als nächster Schritt das Pilotprojekt von Ökostrom Schweiz – so wie dies ursprünglich im Herbst 2013 von der Branchenorganisation geplant und dem BFE unterbreitet wurde – im kommenden Jahr umgesetzt wird. Der konkreten technischen Umsetzung sowie der betriebswirtschaftlich und prozess-optimierten Fahrweise des Kraftwerkparks (Dispatching) soll dabei eine zentrale Rolle zugeschrieben werden. Im Rahmen eines Pilotprojekts sollen auf Basis der vorliegenden Potentialanalyse zudem folgende noch offene Punkte abschliessend geklärt werden:

- Nachweis der technischen und administrativen Machbarkeit eines Poolings von Biogasanlagen sowie deren zusätzlich benötigten technischen Komponenten zur Verbesserung der Realtime-Überwachung
- Nachweis der technischen und administrativen Bewirtschaftung des Anlagenpools am Energiemarkt-platz auf Basis der eruierten Marktpotentiale
- Eruiierung der effektiven Mehrkosten für die Flexibilisierung der Biogasanlagen sowie der anfallenden Zusatzinvestitionen für die Verbesserung der Realtime-Überwachung auf den Anlagen
- Ausarbeitung eines optimierten Geschäftsmodells auf Basis einer detaillierten Kosten-Nutzen-Analyse sowie den im Rahmen der Potentialstudie untersuchten
- Nachweis der wirtschaftlichen Tragbarkeit des virtuellen Kraftwerkes auf Basis einer plausibilisierten Kosten-Nutzen-Analyse

Die Projektverfasser sind zudem davon überzeugt, dass durch die technische Umsetzung zusätzliche Erfahrungen gesammelt und wiederum Erkenntnisse geliefert werden können, welche zur konkreten Ausgestaltung des BFE-Direktvermarktungsmodells und entsprechender Anreizsysteme hilfreich sein werden. Des Weiteren könnte das in Kapitel 7.5 erwähnte Hybridmodell weiterentwickelt und getestet werden.

## Referenzen

- [1] Energie Pool Schweiz, Ökostrom Schweiz: Forschungsbericht - Möglichkeiten zum fahrplangesteuerten Einsatz von Biogasanlagen. Zürich, März 2012
- [2] Energie Pool Schweiz, Ökostrom Schweiz: Forschungsbericht - Grundlagen zur Steuerung von Tertiärregelleistungsabrufen (TRL) bei KEV-Anlagen in TRL-Pools. Zürich, Februar 2012
- [3] Ökostrom Schweiz: Projektbeschrieb - Effizienzsteuerung der Bilanzgruppe erneuerbare Energien (BGEE) mit Hilfe einer Smart-Grid-Technologie (virtuelles Kraftwerk), Frauenfeld, März 2011
- [4] Öko-Institut e.V., Dr. Felix Chr. Matthes: Auf dem Weg zu einem ganzheitlichen und zukunftsfähigen Strommarktdesign, Berliner Energietage 2014, Berlin, 19. Mai 2014

# Anhang 1: Technisches Faktenblatt Gasspeicher

## Gasspeicher

- **Gasspeichervolumen (Nettovolumen/Lungenvolumen):** Bruttovolumen abzüglich des nicht nutzbaren Volumens
- **Berechnung des Gasspeichervolumens:**  
Volumen Kugelsegment:

$$V_{GS} = V_{KS} = \frac{h^2 \cdot \pi}{3} * (3r - h) = \frac{(F_h \cdot d)^2 \cdot \pi}{3} * (3r - h) \quad (1)$$

- $V_{GS}$  = Volumen Gasspeicher / Lungenvolumen in [m<sup>3</sup>]
- $V_{KS}$  = Volumen Kugelsegment in [m<sup>3</sup>]
- $h$  = Höhe Kugelsegment / Gasspeichermembran in [m]
- $r$  = Radius Kugelsegment / Gärbehälter in [m]
- $d$  = Durchmesser Kugelsegment / Gärbehälter in [m]
- $F_h$  = Faktor zur Berechnung von h in Abhängigkeit von d (Wert zwischen 0.3 und 0.5)

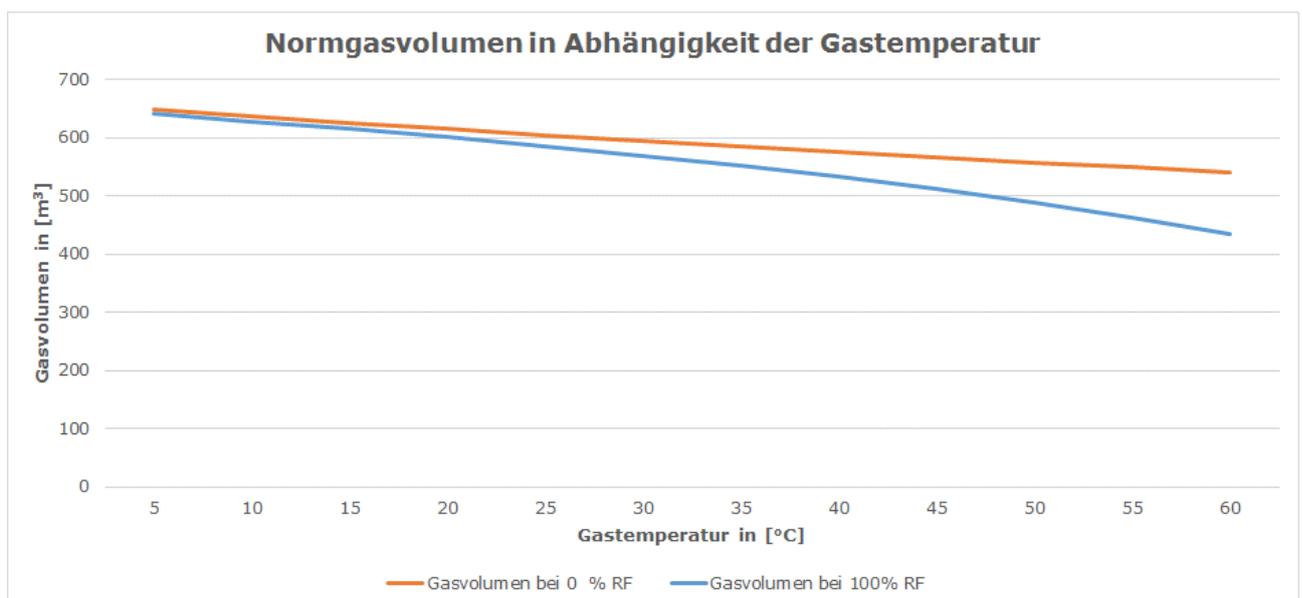
### Normgasvolumen:

$$V_N = \frac{V_{GS} \times T_N \times p}{T \times p_N} * F_{korr} \quad (2)$$

- $V_N$  = Biogasvolumen in Normkubikmeter [Nm<sup>3</sup>]
- $V_{GS}$  = Volumen Gasspeicher / Lungenvolumen in [m<sup>3</sup>]
- $T$  = Gastemperatur in [K]
- $T_N$  = Normtemperatur 273.15 [K]
- $p$  = Gasdruck in [mbar]
- $p_N$  = Normdruck 1013.25 [mbar]
- $F_{korr}$  = Korrekturfaktor Wasserdampf (spezifisch nach Gastemp.)

- **Gastemperatur:**

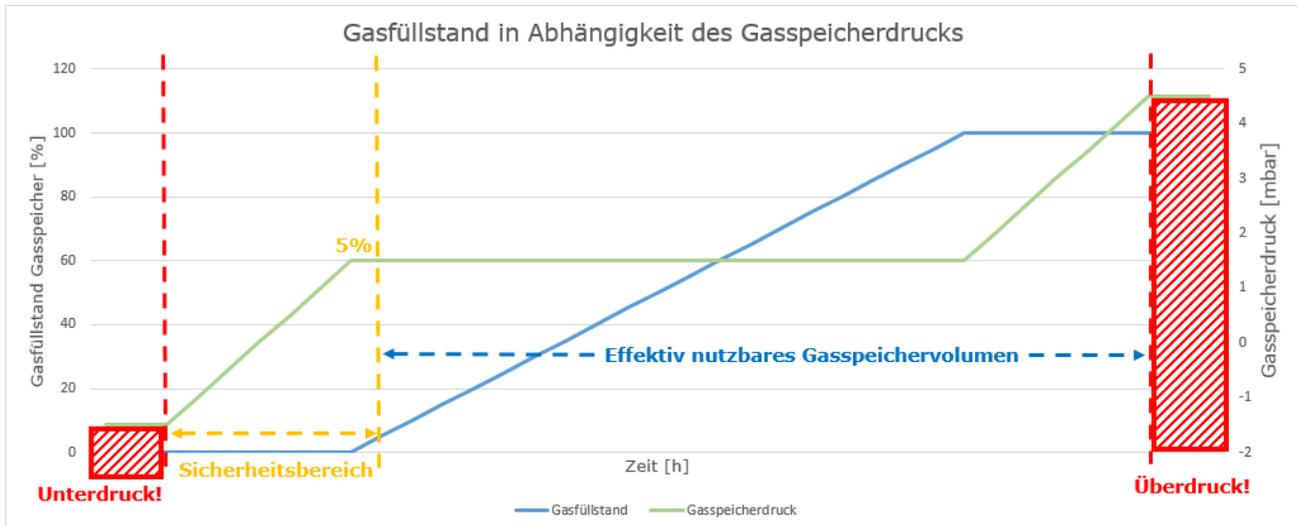
Die Temperatur des Gases bestimmt das nutzbare Gasvolumen wesentlich. Die Abweichungen des energetisch nutzbaren Normvolumens im Gasspeicher durch Temperaturschwankungen können zwischen 10% und max. 20% betragen



- **Sicherheitsmarge Gasspeicher:**

- Nach unten: **3 bis 5%** des Gasspeichervolumens
- Nach oben: **bis 100% nutzbar**
- **Effektiv Nutzbares Gasspeichervolumen: zwischen 5 und 95% des Nettovolumens**

- **Niederdruckgasspeicher:**
  - Normalbetrieb bei 1.8 mbar (System-abhängig)
  - Überdruck bei 4.5 mbar (System-abhängig)
  - Unterdruck bei -1.5 mbar
  - Wie eigene Berechnungen zeigten, haben Druckunterschiede im Millibarbereich beinahe keinen Einfluss auf das verwertbare Gasspeichervolumen



## Gasspeichermanagement

- Wichtigsten Parameter einer bedarfsgerechten Produktion\*:

- |  |
|--|
| <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Erzeugte Gasmenge</li> <li>2. Gespeicherte Gasmenge</li> <li>3. Gasbedarf</li> </ol> |
|--|

\*Die aufgeführten Parameter sollten zu jeder Zeit bekannt und verfügbar sein

- Oben genannte Parameter entscheidend für die Erfassung der verfügbaren **Gas- bzw. Energiemengen**
- **Gasproduktion im Fermenter (bzw. Gesamtsystem):**

**Annahme:** Gasproduktion im System entspricht Durchschnittsverbrauch sämtlicher BHKW im Normalbetrieb (Bandenergieproduktion) → Gasproduktion entspricht Gasbedarf

**Normalbetrieb (Produktion von Bandenergie):**

**Gasbedarf = Erzeugte Gasmenge**

**Positiver Regelenergieabruf:**

**Gasbedarf > Erzeugte Gasmenge**

**Negativer Regelenergieabruf:**

**Gasbedarf < Erzeugte Gasmenge**

$$\text{Gasbedarf} = B = V_B = \frac{P_{el}}{(H_i \cdot \eta_{el})} * (\sigma_{CH_4})^{-1} \quad (3)$$

- B** = Brennstoffverbrauch BHKW bei Vollast in [Nm<sup>3</sup>]
- V<sub>B</sub>** = Biogasproduktion in Normkubikmeter in [Nm<sup>3</sup>]
- P<sub>el</sub>** = max. el. Leistung BHKW in [kW]
- H<sub>i</sub>** = Heizwert Methan in [kWh/m<sup>3</sup>]
- η<sub>el</sub>** = elektrischer Wirkungsgrad BHKW in [%]
- σ<sub>CH<sub>4</sub></sub>** = durchschn. Methangehalt im Biogas in [Vol.%]

- **Gespeicherte Energiemenge:**

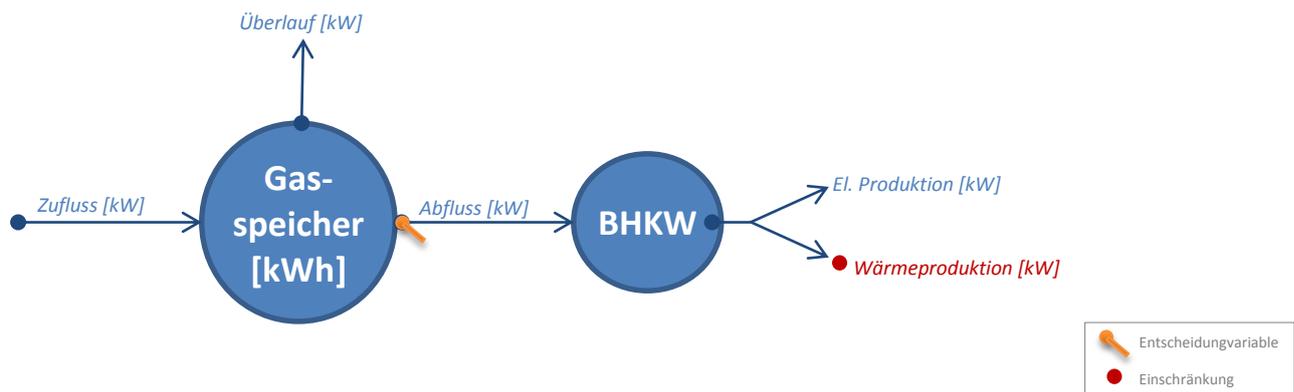
folgende Parameter sind für die Erfassung der gespeicherten Energiemenge entscheidend:

1. Methangehalt
2. Gasdruck
3. Gastemperatur
4. Lungenvolumen Gasraum (Nettospeichervolumen)

$$E_B = V_N * H_i = \frac{V * T_N * p}{T * p_N} * F_{korr} * H_i \quad (4)$$

- $E_B$  = Energiemenge im gespeicherten Biogas in [kWh]
- $V_N$  = Biogasvolumen in Normkubikmeter in [Nm<sup>3</sup>]
- $H_i$  = Heizwert Methan in [kWh/m<sup>3</sup>]
- $V$  = tatsächliches Gasspeichervolumen (V Kugelsegm.) in [Nm<sup>3</sup>]
- $T$  = Gastemperatur in [K]
- $T_N$  = Normtemperatur 273.15 [K]
- $p$  = Gasdruck in [mbar]
- $p_N$  = Normdruck 1013.25 [mbar]
- $F_{korr}$  = Korrekturfaktor Wasserdampf (spezifisch nach Gastemp.)

### Anlagenmodell



## Modellparameter

Hauptparameter			
Parameter	Erläuterung	Berechnungsformel	Kommentar
$V_{GS}$ Theoretisches Biogasspeichervolumen	theoretisch nutzbares Gasvolumen	$V_{GS} = V_{KS} = \frac{h^2 * \pi}{3} * (3r - h)$ $= \frac{(F_h * d)^2 * \pi}{3} * (3r - h)$	siehe Formel (1)
$V_N$ Normgasvolumen	theoretisch nutzbares Gasvolumen (normiert)	$V_N = \frac{V_{GS} * T_N * p}{T * p_N} * F_{korr}$	siehe Formel (2)
$\Delta V_{GS}$ <b>Effektives Biogasspeicher-volumen</b>	Effektiv nutzbares Gasspeichervolumen	$\Delta V_{GS} = (V_{GS} - 0.03 * V_{GS})$ <p style="text-align: center;">od.</p> $\Delta V_{GS} = (V_{GS} - 0.05 * V_{GS})$	Unsicherheiten in Volumenschätzung durch Temperaturschwankungen $\pm 10$ Vol.-%
$E_B$ <b>Energiespeichermenge</b>	Energiegehalt des effektiv nutzbaren Gasspeichervolumens	$E_B = V_N * H_i$ $= \frac{V * T_N * p}{T * p_N} * F_{korr} * H_i$	siehe Formel (4)
<b>B</b> <b>Brennstoffverbrauch BHKW</b>	Max. Gasbedarf des BHKW bei Vollast in Nm <sup>3</sup>	$Gasbedarf = B = V_B$ $= \frac{P_{el}}{(H_i * \eta_{el}) * (\sigma_{CH_4})^{-1}}$	siehe Formel (3) Gasbedarf des BHKW abhängig von dessen Laststufe sowie der Motorengrösse (s. Faktenblatt BHKW)
$V_{BG}$ <b>Biogasproduktion</b>	Aktuelle Biogasproduktion zum Zeitpunkt des Regel- od. Ausgleichsenergieabrufes	Richtwert: <b>Erzeugte Biogasmenge = max. Gasbedarf BHKW</b>	Der max. Gasbedarf richtet sich dem BHKW-Verbrauch im Normalbetrieb
Nebenparameter			
Parameter	Erläuterung	Berechnungsformel / Wert	Kommentar
<b>d</b> Durchmesser Gärbehälter		Min.: 16 m max.: 32 m	Anlagen-spezifisch Durchschn. Anlage bei ca. 18m

<b>h</b> Höhe Kugelsegment / Gasspeichermembran	Die Höhe der Gasspeichermembran richtet sich nach dem Durchmesser des Gärbehälters	min.: $0.3 \cdot d$ max.: $0.5 \cdot d$	Anlagen-spezifisch
<b>T</b> Gastemperatur	aktuelle Gastemperatur im Gärbehälter zum Zeitpunkt $t_0$	$T = T_N + T$ in [K] Min.: $25 - 30^\circ\text{C}$ (= $298.15 - 303.15$ K) Max.: $35 - 40^\circ\text{C}$ ( $308.15 - 313.15$ K)	Gastemperatur abhängig von Entnahmeort; Entnahme direkt aus Fermenter bedingt höhere Gastemperaturen  Mittlere Gastemperatur ca. $35^\circ\text{C}$ (= $308.15$ K)
<b>T<sub>N</sub></b> Normtemperatur		$T_N = 273.15$ [K]	
<b>p</b> Gasdruck	aktueller Gasdrucküberdruck im Gärbehälter zum Zeitpunkt $t_0$	$p = p_N + p$ in [mbar]	Anlagen-spezifisch je nach System zwischen 2.5 und 3.5 mbar
<b>p<sub>N</sub></b> Normdruck		$p_N = 1013.25$ [mbar]	
<b>F<sub>korrr</sub></b> Korrekturfaktor Wasserdampf	Korrekturfaktor für die Berechnung des effektiven Gasvolumens in Abhängigkeit des Wasserdampfes	$F_{korrr} < 1$	Wert spezifisch für Gastemperatur siehe * (unten)
<b>B</b> Brennstoffverbrauch BHKW	Brennstoffverbrauch (Biogas) des BHKW bei Volllast (Nennlast) / Teillast	BHKW-spezifisch Leistungs-spezifisch	siehe technisches Faktenblatt BHKW
<b>P<sub>el.</sub></b> el. Leistung BHKW	max. elektrische Leistung des BHKW zum Zeitpunkt $t_0$	BHKW-spezifisch Leistungs-spezifisch	siehe technisches Faktenblatt BHKW
<b>η<sub>el</sub></b> el. Wirkungsgrad BHKW	Elektrischer Wirkungsgrad des BHKW	BHKW-spezifisch Leistungs-spezifisch	siehe technisches Faktenblatt BHKW
<b>H<sub>i</sub></b> Heizwert Methan	Energiewert von reinem Methan-gas	$H_i = 10$ kWh/m <sup>3</sup>	
<b>σ<sub>CH4</sub></b> Methangehalt	Durchschn. Volumenanteil Methan im Biogas	Richtwert: 57 Vol.-%	

\*

	Temperatur [C°]											
	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
<b>Wassergehalt [g/m3]</b>	6.8	9.4	12.8	17.3	23.1	30.4	39.7	51.2	65.3	557.88	549.38	541.135
<b>Wasserdampfgehalt [l/m3]</b>	8.5	11.7	16	21.5	28.7	37.9	49.4	63.7	81.3	489.973	464.050	434.776
<b>Korrekturfaktor <math>F_K</math></b>	0.991	0.988	0.984	0.978	0.971	0.962	0.951	0.936	0.919	0.878	0.845	0.803

# Anhang 2: Technisches Faktenblatt BHKW

## BHKW Betriebsweise

Für die bedarfsgerechte Stromerzeugung bieten sich zwei grundsätzliche Betriebsweisen der Stromerzeugungseinheiten an:

1. Takten der Stromerzeugungsaggregate
2. Betrieb der Stromerzeugungsaggregate im Teillastbetrieb

- Diese beiden grundlegenden Betriebsweisen eines BHKW ergänzen sich und lassen sich miteinander kombinieren.
- Nach Aussagen des BHKW-Herstellers sind beide Betriebsweisen (unter Anbetracht der nachfolgend beschriebenen Restriktionen) in der Praxis denkbar und umsetzbar.

## BHKW-Taktbetrieb

Definition I: Unter der **Nennleistung** versteht sich der optimale Arbeits- und Leistungsbereich eines BHKWs, d.h. **höchster Wirkungsgrad** bei **minimalem Verschleiss**.

Definition II: **“Taktung** ist eine unterbrochene Betriebsweise des BHKWs im Wechsel zwischen Stillstand und Betrieb des Aggregates, wobei ein Takt den Betrieb vom Start bis zum Stopp bezeichnet.“

## Grundsätzliches zum Taktbetrieb

- Die Laufzeiten im Taktbetrieb sollten zwei Stunden nicht unterschreiten<sup>1</sup>
- Zwischen den Laufzeiten sollte mind. eine Stunde Standzeit gewährleistet werden<sup>5</sup>

Minuten nach Start	Prozess-Stufe (Aggregatzustand)
1 min bis 10 min (situationsbedingt)	Netzsynchroisation bis BHKW auf Netz synchronisiert hat
bis 3 min nach Netzsynchroisation	Motor Aufwärmphase auf Betriebstemperatur (60% der Leistung erreicht)
bis 10 min (Situationsbedingt und leistungsabhängig)	Leistungssteigerungsphase bis 100% Leistung (Nennleistung)

## Auswirkungen des Taktbetriebs

- **Grundsatz:** Häufige Starts und Stopps des BHKW führen zu veränderten/erhöhten Belastungen (Nennlastbetrieb vs. Taktbetrieb) → ungünstige Betriebsbedingungen führt zu:
  1. **erhöhtem Verschleiss** → **geringere Standzeiten** des Motors
  2. Kondensatbildung im Abgastrakt → **geringere Standzeiten** des Abgastrakts
  3. höherem Betreuungsaufwand des Aggregates
  4. verminderter (el.) Wirkungsgrad
  5. höheren Abgasemissionen während Anfahrphase (ungenügende Betriebstemperatur der Katalysatorsysteme)
  6. Erhöhter Methanschlupf
  7. höherer Zündölverbrauch bei Zündstrahlmotoren

<sup>5</sup> Die hier aufgeführten Zeitangaben entsprechen den in der Vergangenheit und Gegenwart bekannten Erfahrungs- oder Programmierwerten.

- **Erhöhter Verschleiss** bedingt durch:
  1. kalte Motorkomponenten (Zylinder, Zylinderköpfe und Kolben unterliegen beim Start hohen Temperaturunterschieden → führt zu Spannungen in den Materialien sowie unterschiedlichen Spaltmassen → erhöhte Reibungseffekte)
  2. nicht optimale Schmierung (in ersten Sekunden nach dem Start suboptimaler Öldruck im System → fehlender Schmierfilm zur Reibungsminimierung → erhöhte Reibungseffekte)
  3. Korrosion an Turbolader, Abgaswärmetauscher und Katalysatoren durch Bildung von Abgaskondensat im Abgastrakt (entsteht vermehrt bei Kaltstarts) mit tiefem pH (H<sub>2</sub>S)

## Mögliche Opportunitätskosten durch Taktbetrieb des BHKW

- Erhöhte Wartungs- und Instandhaltungskosten:	<b>+20%</b> (Schätzung)
- Erhöhte Reparaturkosten:	<b>+10%</b> (Schätzung)
- Erhöhte Betriebsmittelkosten:	<b>+15%</b> (Schätzung)
- Erhöhter Betreuungsaufwand (Kontrollen):	<b>+20%</b> (Schätzung)

## Unterstützende Massnahmen

**Unterstützende Massnahmen** zur Reduktion erhöhter Belastungen und Hilfseinrichtungen zur Startunterstützung:

1. Vorwärmung (zentrale Massnahme)
2. *Vorschmierung*<sup>6</sup> (wird im Rahmen des Projektes nicht weiter verfolgt)
3. Netzbetriebene Anlassersysteme<sup>7</sup>

## Vorwärmung

- Vorwärmung des Aggregats → effektive Möglichkeit zur Minimierung auftretender Startbelastungen → erhöhte Startbereitschaft und -fähigkeit
- Stillstandzeiten von weniger als zwei Stunden erfordern in der Regel keine Vorwärmung (bedingt insbesondere in der kalten Jahreszeit aber Schutz vor Auskühlung des Aufstellortes mit z.B. Jalousieklappen)
- Bestehende Aggregate können nachgerüstet werden
- Permanentbetrieb od. periodischer Betrieb möglich
- Im Vergleich zum allgemeinen Investitionsaufwand eines Biogas-BHKWs sind die Kosten für eine zusätzliche Vorwärmung als gering anzusehen.  
(Schätzung BHKW-Hersteller: 5'000 – 10'000.- pro Anlage, abhängig von Grösse und Ausführung des BHKW-Systems)
- Taktbetrieb erfordert sicheres Startverhalten → permanent einwandfrei funktionierende Anlasser als wichtigstes Kriterium
- Anlasserkomponenten werden durch den Taktbetrieb einer häufigeren Belastung ausgesetzt → suboptimal für batteriebetriebene Anlassersysteme
- Anlassersystem mit Netzstartgerät → Vorteile gegenüber batteriebetriebenen Systemen bezüglich höherer Anlasserdrehzahl (ca. 20%) und höhere Belastbarkeit bzw. Lebensdauer

<sup>6</sup> Ist zum einen eine Philosophie-Frage der Motorenhersteller, zum anderen auch von weiteren Komponenten (z.B. Ölfilter) und der Systemgrösse (Ölfüllvolumen/Druckaufbau) abhängig

<sup>7</sup> Bei gewissen BHKW-Herstellern bereits standartmässig integriert

## BHKW-Teillastbetrieb

### Grundsätzliches zum Teillastbetrieb

- Im Teillastbetrieb herrschen keine optimalen Betriebsbedingungen → Kühlkreislauf sowie Schmierölkreislauf sind für den Nennlastbetrieb aufeinander abgestimmt
- **Auswirkungen** des Teillastbetriebes:
  - Verringerter el. Wirkungsgrad
  - Pumpen oder Turbolader arbeiten nicht mehr in ihrem optimalen Betriebspunkt → erhöhter Schmierölverbrauch sowie Hilfsenergiebedarf
  - Gefahr der Kondensatbildung im Abgastrakt
  - Erhöhte Schadstoffemissionen<sup>8</sup>
  - Erhöhte Belastung des Motors durch unvollständig verbrannte Bestandteile<sup>9</sup>
- **El. Wirkungsgrad:**
  - Eine Verringerung auf 60% Teillast ist bez. Wirkungsgradverlust und erhöhtem Schmierölverbrauch möglich/vertretbar (BHKW-Hersteller: sicher jedoch nicht über längere Zeiträume von ein paar Stunden täglich), empfohlen wird jedoch eine Reduktion auf max. 70% (Empfehlung BHKW-Hersteller: "aus motorischer Sicht das Beste")  
→ **Spielraum** Teillastbetrieb für Modell: **50% bis 100%**
  - Die Abhängigkeit zwischen elektrischem Leistungsgrad und elektrischem Wirkungsgrad ist zwischen 100% und 70% BHKW-Leistungsbereich als annähernd linear zu betrachten<sup>10</sup>

### Taktbetrieb vs. Teillastbetrieb

In Anbetracht der zwei grundsätzlich möglichen Betriebsweisen eines Biogas-BHKW stellt sich die Frage nach der optimalen Betriebsstrategie:

**Fazit aus der Literatur:** "Es ist anzunehmen, dass das BHKW im Teillastbetrieb etwas geringeren Belastungen als bei häufigeren Starts ausgesetzt ist, jedoch kann dem BHKW im Vollast-Taktbetrieb durch kürzere Betriebszeiten für die Erzeugung der gleichen Strommenge eine längere Lebensdauer in Jahren zugeschrieben werden." Faktenblatt zuhanden der Arbeitsgruppe IV (Bau- und Verfahrenstechnik) im Biogas Forum Bayern, 2013; Herausgeber: Arbeitsgemeinschaft Landtechnik und Landwirtschaftliches Bauwesen in Bayern e.V.)

### Anforderungen Regelenergiemarkt

Anforderungen an die **Sekundärregelung in Deutschland:**

- Gesamte Regelleistung muss innerhalb von höchstens 5 min erbracht werden
- Laständerungsgeschwindigkeit mind. 2% der Nennleistung pro min.

Anforderungen an die **Tertiärregelung:**

- vorgehaltene Minutenreserveleistung muss innerhalb 15 min. vollständig erbracht werden  
→ sollte für die Biogas-BHKW kein Problem darstellen

**Feststellung:**

- anhand der technischen Angaben (in Tabelle Kap. 2.1) können Biogas-BHKWs am Sekundärregelenergiemarkt nur dann teilnehmen, wenn sie aus einem Teillastbetrieb heraus hoch oder runter gefahren werden.

---

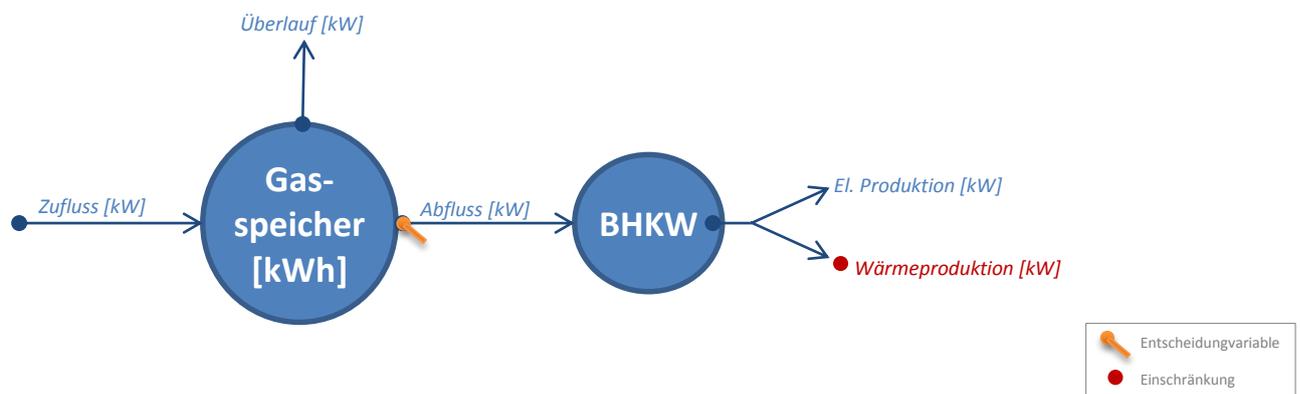
<sup>8</sup> Trifft auf die Gasmotoren gewisser BHKW-Hersteller nicht zu: NO<sub>x</sub> ist dauerhaft praktisch konstant und verringert sich im Teillastbetrieb sogar leicht, CO wird durch den Katalysator unter die geforderten Grenzwerte umgewandelt

<sup>9</sup> Ebenfalls durch BHKW-Hersteller nicht bestätigt, da Regelungsverfahren im Teillastbetrieb die Brennstoffzufuhr proportional verringert.

<sup>10</sup> Aussage BHKW-Hersteller: Für die Betrachtung reicht es aus, wenn eine Linearität zwischen 100 auf 70% angenommen wird. Ist der Verlauf nicht linear, ist das zu Gunsten des Betreibers

- Bei Taktbetrieb aus Stillstand heraus (pos. SRL): Zeitlimit von 5 min kaum einhaltbar
- bei Taktbetrieb aus Teillastbetrieb in den Stillstand (neg. SRL): Zeitlimit von 5 min. kann eingehalten werden

## Anlagenmodell



## Modellparameter

- **Wirkungsgradverlust [%/kW<sub>el</sub>]** im Leistungsbereich zwischen 100% und 70% (s. Kommentare oben) für div. el. Leistungsklassen:

El. Leistung [kW]	El. Wirkungsgrad im BHKW-Leistungsbereich 70-100% [%]*	Wirkungsgradverlust pro % Leistungsreduktion	Wirkungsgradverlust pro kW <sub>el</sub>	Abhängigkeit
50	31.6 - 35.6	0.13	0.27	linear
100	34.7 - 36.3	0.05	0.05	linear
150	35.0 - 36.7	0.06	0.04	linear
200	37.8 - 39.7**	0.06	0.03	linear
300	37.9 - 40.0	0.07	0.02	linear
400	39.8 - 42.1**	0.08	0.02	linear
500	39.2 - 40.6	0.05	0.01	linear

\*Alle Angaben nach ISO3046-1 und für 400mgNO<sub>x</sub>@5%O<sub>2</sub>

\*\*Angaben von neuester 4-Ventil-Gasmotoren-Generation

- **Brennstoffverbrauch [Nm<sup>3</sup>·h<sup>-1</sup>/%]** im Leistungsbereich zwischen 100% und 70% (s. Kommentare oben) für div. el. Leistungsklassen:

El. Leistung [kW]	Brennstoffverbrauch im BHKW-Leistungsbereich 70-100%* [Nm <sup>3</sup> /h]	Rückgang Brennstoffverbrauch pro % Leistungsreduktion [Nm <sup>3</sup> /h]	Rückgang Brennstoffverbrauch pro kW <sub>el</sub> [Nm <sup>3</sup> /h]	Abhängigkeit
50	18.5 – 23.4	0.16	0.33	linear
100	33.6 – 45.9	0.41	0.41	linear
150	50.0 – 68.1	0.60	0.40	linear
200	61.7 – 84.0	0.74	0.37	linear
300	92.3 – 125.0	1.09	0.36	linear
400	104.0 - 156.7	1.76	0.44	linear
500	148.8 – 205.2	1.88	0.38	linear

\*Alle Angaben basierend auf H<sub>v</sub>=6.0kWh/Nm<sup>3</sup>

- **Investitionskosten** BHKW für div. el. Leistungsklassen:

El. Leistung [kW]	Investitionskosten [CHF.-]*
50	120'000.-
100	145'000.-
150	160'000.-
200	205'000.-
300	250'000.-
400	300'000.-
500	360'000.-

\* Alle Angaben als Richtpreise BHKW inkl. Inbetriebnahme; Lieferumfang muss genau definiert werden.

- **Betriebskosten** BHKW für div. el. Leistungsklassen:

El. Leistung [kW]	Betriebskosten [CHF.-/Bh]*
50	1.93
100	2.54
150	3.26
200	3.99
300	5.22
400	6.97
500	7.16

\* Alle Angaben für Vollwartungsvertrag BHKW bis 80'000 Betriebsstunden (Bh) (exkl. Reisespesen/Reisezeit)

- **Mögliche Opportunitätskosten durch Taktbetrieb des BHKW**

- Erhöhte Wartungs- und Instandhaltungskosten:	<b>+20%</b> (Schätzung)
- Erhöhte Reparaturkosten:	<b>+10%</b> (Schätzung)
- Erhöhte Betriebsmittelkosten:	<b>+15%</b> (Schätzung)
- Erhöhter Betreuungsaufwand (Kontrollen):	<b>+20%</b> (Schätzung)
- <b>Total:</b>	<b>+65% Betriebskosten</b>

- **Laständerungspotential**

Unter dem Laständerungspotential versteht sich die Schnelligkeit der Leistungsbereitstellung (Gradient) einer Stromproduktionseinheit (z.B. Biogas-BHKW oder Kraftwerkspool) in el. Leistung pro Zeiteinheit. Das Potential ist Abhängig von der Laständerungsgeschwindigkeit (Änderung der el. Last in Prozent der Nennleistung pro Minute) sowie der Zuschaltgeschwindigkeit (Zeitdauer bis Vollast/Nennleistung aus dem Stillstand heraus).

**Laständerungspotential** für div. el. Leistungsklassen:

El. Leistung (kW)	Laständerungsgeschw. [%P <sub>el</sub> /min] 60%-100%* zwischen	Laständerungsgeschw. [%P <sub>el</sub> /min] 0%-60%* zwischen	Zuschaltgeschwindigkeit [min] zwischen 0%-100%
50	ca. 20 (bei ca. 2 min)	ca. 20 (bei ca. 3 min)	ca. 5 Min
100	ca. 20 (bei ca. 2 min)	ca. 20 (bei ca. 3 min)	ca. 5 Min
150	ca. 13.3 (bei ca. 3 min)	ca. 15 (bei ca. 4 min)	ca. 7 Min
200	ca. 13.4 (bei ca. 3 min)	ca. 15 (bei ca. 4 min)	ca. 7 Min
250	ca. 10 (bei ca. 4 min)	ca. 10 (bei ca. 6 min)	ca. 10 Min
300	ca. 10 (bei ca. 4 min)	ca. 10 (bei ca. 6 min)	ca. 10 Min
500	ca. 10 (bei ca. 4 min)	ca. 10 (bei ca. 6 min)	ca. 10 Min

\* Mindestanforderungen für Sekundärregelenergie mind. 2% (der Nennleistung)/min

<b>Hauptparameter</b>			
<b>Parameter</b>	<b>Erläuterung</b>	<b>Berechnungsformel</b>	<b>Kommentar</b>
<b>B</b> <b>Brennstoffverbrauch BHKW</b>	Max. Gasbedarf des BHKW bei Vollast in Nm <sup>3</sup>	$\text{Gasbedarf} = B = V_B \frac{P_{el}}{(H_i * \eta_{el}) * (\sigma_{CH_4})^{-1}}$	Gasbedarf des BHKW abhängig von dessen Laststufe sowie der Motorengrösse (s. oben)
<b>B</b> Brennstoffverbrauch BHKW	Brennstoffverbrauch (Biogas) des BHKW bei Vollast (Nennlast) / Teillast	BHKW-spezifisch Leistungs-spezifisch	siehe oben
<b>P<sub>el.</sub></b> el. Leistung BHKW	max. elektrische Leistung des BHKW zum Zeitpunkt t <sub>0</sub>	BHKW-spezifisch Leistungs-spezifisch	siehe oben
<b>η<sub>el</sub></b> el. Wirkungsgrad BHKW	Elektrischer Wirkungsgrad des BHKW	BHKW-spezifisch Leistungs-spezifisch	siehe oben
<b>H<sub>i</sub></b> Heizwert Methan	Energiewert von reinem Methan-gas	H <sub>i</sub> = 10 kWh/m <sup>3</sup>	
<b>σ<sub>CH4</sub></b> Methangehalt	Durchschn. Volumenanteil Methan im Biogas	Richtwert: 55 Vol.-%	<i>äusserst Substrat-abhängig</i>