

„Alternative Biogasverwertungswege“

Teilbericht IV

Ecobiogaz

01.05.2012 – 30.06.2015

Gefördert von



Ministerium für
Umwelt und
Verbraucherschutz

SAARLAND



Auftragnehmer:

IZES gGmbH
Institut für ZukunftsEnergieSysteme
Altenkesseler Str. 17
66115 Saarbrücken
Tel.: +49-(0)681-9762-840
Fax: +49-(0)681-9762-850
baur@izes.de

Autoren

Katharina Laub
Claudia Ziegler
Bernhard Wern
Michael Porzig

Saarbrücken, den 18.10.2015

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
Tabellenverzeichnis	5
Abbildungsverzeichnis	5
1 Einleitung	6
2 Aktuelle Biogasnutzung in der Großregion	7
2.1 Belgien (Wallonie)	7
2.2 Luxemburg	7
2.3 Lothringen	7
2.4 Rheinland Pfalz	8
2.5 Saarland	8
2.6 Anlagen im Projektgebiet	9
3 Biogasaufbereitung	9
3.1 Technologiebeschreibung	9
3.1.1 Druckwechseladsorption (DWA)	11
3.1.2 Druckwasserwäsche (DWW)	11
3.1.3 Aminwäsche (MEA)	12
3.1.4 Membrantrennverfahren	12
3.1.5 Tieftemperaturrektifikation	12
3.1.6 Zusammenfassung Biogasaufbereitungsverfahren	12
3.2 Rechtliche Rahmenbedingungen	13
3.2.1 Belgien	13
3.2.2 Deutschland	14
3.2.3 Frankreich	14
3.2.4 Luxemburg	15
3.3 Wirtschaftliche Kennzahlen	16
4 Speicherung der Energie aus Biogas	18
4.1 Gasspeicher	18
4.2 Die Speicherung der Wärme	19
5 Alternative Biogasnutzungen (Wärme- und Kraftstoffmarkt)	20
5.1 Biogas im Wärmemarkt	20
5.2 Biogas im Treibstoffmarkt	21

6	Flexibilisierung der Biogasnutzung (nach Erdgasnetz / Speicher)	21
6.1	Wirtschaftliche Kennzahlen	21
6.2	Technologiebeschreibung	23
6.3	Wirtschaftliche Kennzahlen	25
6.4	Exkurs Direktvermarktung/ Flexibilisierung Deutschland	25
7	Fazit	26

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Biogasanlagen im Projektgebiet	8
Tabelle 2-2: Biogasanlagen im Saarland.....	8
Tabelle 2-3: Überblick Biogasanlagenbestand im Projektgebiet.....	9
Tabelle 3-1: Biomethananlagen in ausgewählten europäischen Ländern (IEA 2014 / green gas grids).....	10
Tabelle 3-2: Vergleich Biogasaufbereitungsverfahren;	13
Tabelle 3-3: Erlössituation Biomethan in der Großregion	17
Tabelle 4-1: Charakteristika von verschiedenen Möglichkeiten der Gasspeicherung	19

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3: Fließschema DWA Anlage (eigene Bearbeitung nach (MT Biomethan))	11
Abbildung 4: Fließschema Druckwasserwäsche (eigene Bearbeitung nach (MT Biomethan)).....	12
Abbildung 5: Spezifische Zusatzkosten der Flexibilisierung (konventionelle Gasspeicher mit spez. Gasspeicherkosten von 25 €/m ³ und High-End-Gasspeicher mit Kosten von 60 €/m ³)	23
Abbildung 6: Zeitliche Staffelung des Einsatzes der Bioenergie als Flexibilitätsoption	25

1 Einleitung

Die Nutzung von Biogas ist in der Großregion unterschiedlich ausgeprägt. Während in Frankreich Biogas erst im geringen Ausmaß genutzt wird, sind Luxemburg und Deutschland Vorreiter. Dies ist den unterschiedlichen Förderregimen geschuldet, wie z.B. die Betrachtung der 75 kW Anlagen dieses Projektes aufzeigt vgl. (Laub, et al., 2014). Es zeigt sich jetzt in Deutschland und seit langem in Frankreich immer klarer, dass die Vergütung von Biogas über Einspeiseregime wie dem EEG über möglichst viele Stunden im Jahr längerfristig nicht trägt.

Doch durch die Biogasnutzung ergeben sich neben dem Vorteil erneuerbarer Stromproduktion weitere geldwerte Möglichkeiten. Ziel dieses Dossiers ist es, einen Überblick über die verschiedenen Nutzungsmöglichkeiten für Biogas neben der reinen Vor- Ort Verstromung zu geben.

Biogas kann aufbereitet werden und über das Erdgasnetz an Verbraucher weiter geleitet werden. Diese können dann bedarfsgerecht dem Erdgasnetz Bioerdgas zur Stromproduktion, zur Wärmeproduktion oder als Kraftstoff entnehmen. Das Erdgasnetz fungiert gleichsam als Puffer. Wird z.B. im Sommer weniger Wärme gebraucht, so kann das Netz die eingespeisten Bioerdgasmengen aufnehmen. Die Voraussetzungen und Rahmenbedingungen dieser Methoden sind in Kapitel 3 Biogasaufbereitung zusammengestellt.

Zur flexiblen Vor-Ort Verstromung ohne der Möglichkeit einer Biogaseinspeisung werden Speicher benötigt, sowohl für das Biogas selbst, als auch für die Wärme aus der Kraft-Wärme Kopplung. Die Kosten dieser Speicher werden in Kapitel 4 kurz dargelegt. Sie sind notwendig für die Betrachtung der Kosten des Biogases im Gesamtsystem der Erneuerbaren Energien Welt.

Im Stromsystem ist es in der Zukunft zunehmend wichtig, neben den fluktuierenden Energien (PV und Wind) auch flexibel erzeugten Strom als Ausgleich eben jener fluktuierenden Energien zu produzieren. Dies kann Biogas durch die Möglichkeit der Speicherung in externen Gasspeichern und im Erdgasnetz. Die Stromerzeugung mit Biogas bietet sogar die Möglichkeit, für den Strommarkt Systemdienstleistungen wie z.B. Minutenreserven darzustellen. Kapitel 5 geht in diesem Zusammenhang v.a. auf die Kosten und die Chancen ein, die sich in Deutschland durch schon eingeführte Regelungen ergeben.

Die Betrachtung des Biogases als Energieträger im Wärme- und Kraftstoffbereich (Kapitel 6 und 7) runden das Dossier ab. Im folgenden Kapitel 2 wird zunächst ein Überblick über den Anlagenbestand der Großregion gegeben, um das Potenzial der Biogasbranche zu beleuchten.

2 Aktuelle Biogasnutzung in der Großregion

2.1 Belgien (Wallonie)

In Belgien existieren (Stand 2013) 12 industrielle Biogasanlagen von denen 11 das Biogas in Blockheizkraftwerken verstromen. Eine Anlage wird ausschließlich zur Wärmegewinnung betrieben. Die installierte elektrische Leistung liegt bei 11,7 MW_{el}. 2013 wurden 51,4 GWh_{el} erzeugt. Daneben existieren 8 landwirtschaftliche Biogasanlagen von welchen 7 Strom erzeugen. Auch hier wird eine Anlage ausschließlich zur Erzeugung von Wärme genutzt. Die installierte el. Leistung ist 4,5 MW. Die Stromproduktion betrug 2013 26,2 GWh_{el}. Daneben existiert eine Bioabfallanlage mit 1,5 MW_{el}, welche 2013 7,5 GWh Strom erzeugte.

Somit existieren in Belgien 19 Biogasanlagen mit einer installierten el. Leistung von 17,7 MW_{el}. Sowie zwei Biogasanlagen mit 0,5 MW an thermischer Leistung (ICEDD asbl, 2015).

2.2 Luxemburg

In Luxemburg gibt es derzeit (Stand 2013) 24 Biogasanlagen mit einer installierten el. Leistung von 7.916 kW (l'Economie, 2014). 2013 speisten die Anlagen 29.206 MWh Strom in das Netz ein. Zudem sind noch drei größere Biogasanlagen mit Gaseinspeisung ins Erdgasnetz (Minett-Kompost, Naturgas Kehlen, Bakona sàrl in Itzig) in Betrieb (ILR L'Institut Luxembourgeois de Régulation, 2014). Diese haben eine Einspeisekapazität von 1,6 Mio m³/a, 2,8 Mio m³/a bzw. rund 2,6 Mio m³/a an Biomethan. Dies entspricht ca. 70.000 MWh eingespeistem Gas bzw. einem Äquivalent von ca. 28.000 MWh_{el}. Im Jahr 2013 wurden 4,4 Mio m³ eingespeist (Institut Luxembourgeois de Régulation, 2014).

2.3 Lothringen

In Lothringen existiert bislang eine landwirtschaftliche Biogasanlage in Mignéville. Die Anlage hat eine installierte elektrische Leistung von 255 kW und wird ausschließlich mit organischen Reststoffen betrieben. 2012 hatte die Anlage 1.725 MWh_{el} eingespeist.

Daneben betreibt Sydeme (Syndicat Mixte de Transport et de Traitement des Déchets Ménagers de Moselle-Est) eine Bioabfallverwertungsanlage mit einer Kapazität von 42.000 t Bioabfall pro Jahr. Hier werden neben Strom (10.900 MWh¹) Wärme (12.400 MWh) auch 400.000 m³ Biomethan (50 Nm³/h) erzeugt (Sydeme, 2014).

¹ Es wird von ca. 1.400 kW inst. el. Leistung ausgegangen dies entspricht 7.786 Vollaststunden

2.4 Rheinland Pfalz

Im rheinland-pfälzischen Projektgebiet existieren (v. Francken-Welz, 2015) 94 Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von 36.964 kW.

Tabelle 2-1: Biogasanlagen im Projektgebiet¹

	Anlagenanzahl	Inst. Leistung
Bad Dürkheim	0	0 kW _{el}
Berncastel-Wittlich	15	5.181 kW _{el}
Birkenfeld	3	1.400 kW _{el}
Eifelkreis-Bitburg-Prüm	49	18.766 kW _{el}
Kaiserslautern	2	565 kW _{el}
Kusel	5	1.065 kW _{el}
Trier-Saarburg	8	4.781 kW _{el}
Südliche Weinstraße		0 kW _{el}
Südwestpfalz	8	2.990 kW _{el}
Vulkaneifel	4	2.216 kW _{el}
Gesamt	94	36.964 kW_{el}

2013 speisten diese Anlagen 241.124 MWh_{el} in das Netz ein (Energymap, 2014).

2.5 Saarland

In Tabelle 2-2 sind die 15 saarländischen Biogasanlagen in den einzelnen Landkreisen einschließlich der installierten elektrischen Leistung aufgelistet. Die insgesamt installierte Leistung beläuft sich auf 6,8 MW_{el}.

Tabelle 2-2: Biogasanlagen im Saarland

Landkreis	Anlagenanzahl	Inst. Leistung
Merzig Wadern	6	1.935 kW _{el}
	1 (Einspeiseanlage)	2.000 kW _{el} (5 MW Gasleistung)
Saarlouis	3	1.255 kW _{el}
Saarpfalz Kreis	1	190 kW _{el}
St. Wendel	4	1.465 kW _{el}
Gesamt	15	6.845 kW_{el}

¹ (von Francken Welz, 2012)

2013 speisten diese Anlagen 27.864 MWh_{el} in das Netz ein (Energymap, 2014). Die Biomethananlage würde bei einer fünfundneunzigprozentigen Verfügbarkeit ca. 4.2 Mio. m³ Biomethan pro Jahr einspeisen.

2.6 Anlagen im Projektgebiet

Im Projektgebiet existieren somit 152 Biogasanlagen von denen 5 (3 Anlagen in Luxemburg und je eine Anlage in Lothringen und im Saarland) das Biogas zu Biomethan aufbereiten und in das Erdgasnetz einspeisen. Tabelle 2-3 gibt einen Überblick über den Anlagenbestand im Projektgebiet.

Tabelle 2-3: Überblick Biogasanlagenbestand im Projektgebiet

	KWK Anlagen			Reine Wärme Anlagen			Biomethananlagen		
	Anzahl	MW _{el}	GWh _{el} /a	Anzahl	MW _{th}	GWh _{th} /a	Anzahl	Nm ³ /h	Mio Nm ³ /a
Belgien	11	17,7	85	2	0,5	3,6			
Luxemburg	24	7,9	29				3	800 ¹	4,4
Frankreich	2	1,7	13				1	50	0,4
RLP	94	36.964	241						
Saarland	14	6,9	28				1	500	4,2
Gesamt	145	36.998	396	2	0,5	3,6	5	1.350	9

3 Biogasaufbereitung

Die dezentrale Nutzung des Biogases in Blockheizkraftwerken ist häufig wenig effizient, da die anfallende Wärme oft - abgesehen von der Nutzung zur Fermenterbeheizung - nur zum geringen Teil verwertet werden kann. Durch die Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität und die anschließende Einspeisung in das Erdgasnetz, kann das Biomethan zum Ort der Wärmesenke transportiert werden. Hierdurch können auch der Wärme- und Kraftstoffmarkt erschlossen werden. Im Folgenden wird kurz auf die Technologien sowie die rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen zur Aufbereitung eingegangen.

3.1 Technologiebeschreibung²

Unabhängig von dem gewählten Verfahren sind bei der Gasaufbereitung folgende Verfahrensschritte notwendig:

- die Entschwefelung
- die Gastrocknung
- die CO₂- Abtrennung

¹ 7 Mio Nm³/a / 8760 h/a

² (Groß, 2011)

- evtl. Zugabe von Flüssiggas

Folgende Techniken werden zur Aufbereitung eingesetzt:

- die Druckwechseladsorption,
- die Druckwasserwäsche,
- die Aminwäsche/ Genosorbwäsche (modifizierte Druckwasserwäsche),
- die Tieftemperaturrektifikation und
- die Membrantrennverfahren.

Die Druckwasserwäsche und die Druckwechseladsorption sind hierbei die am häufigsten angewendeten Technologien.

Die Tabelle 3-1 gibt einen Überblick über den Stand der Biomethaneinspeisung in Europa.

Tabelle 3-1: Biomethananlagen in ausgewählten europäischen Ländern (IEA 2014 / green gas grids)

Land	Biogas Anlagen	Biomethan-einspeise-anlagen	Aufbereitungs-Kapazität Nm ³ /h	Gas Tankstellen
Österreich	421	10 (7)	2,000	203
Belgien	119	0	0	15
Kroatien	12	0		
Dänemark	137	1 (1)	180	4
Finnland	34	5 (2)	959	18
Frankreich	256	3 (2)	540	149
Deutschland	9,066	120 (118)	72,000	904
Ungarn	58	1 (0)		
Irland	22	0	0	0
Italien	1,264	1 (0)	540	903
Luxembourg	31	3 (3)	894	7
Schweden	187	53 (11)	16,800	190
Niederlande	211	16 (16)	6,540	150
U.K.	265	3 (3)	1260	40

Die Biogasaufbereitung ist mit hohen Investitionskosten verbunden und daher nur für große Biogasanlagen wirtschaftlich. Ebenfalls zu beachten ist, dass für die Aufbereitung Energie benötigt wird, so dass ab einer möglichen Nutzung von 50 % der anfallenden Überschusswärme am Ort der Biogasanlage aus THG Sicht das Biogas Vor-Ort genutzt werden sollte (Rostock, 2013 – 2015).

Im Folgenden werden die Aufbereitungstechnologien kurz beschrieben.

3.1.1 Druckwechseladsorption (DWA)

Das Verfahren beruht auf der unterschiedlichen Adsorption von CH_4 und CO_2 an Kohlenstoffmolekularsiebe bei erhöhtem Druck. Das Biogas durchströmt bei hohem Druck eine Adsorptionseinheit, hierbei wird das CO_2 – und ein geringer Teil des CH_4 - am Kohlenstoffmolekularsieb adsorbiert. Nun wird das Biogas über eine weitere Adsorptionseinheit geleitet, während die gesättigte Einheit regeneriert wird. Hierzu wird der Druck reduziert und das freigesetzte CO_2 (inkl. des CH_4 Anteils) abgesaugt.

In Abbildung 1 ist das Fließschema einer Druckwechseladsorptionsanlage dargestellt.

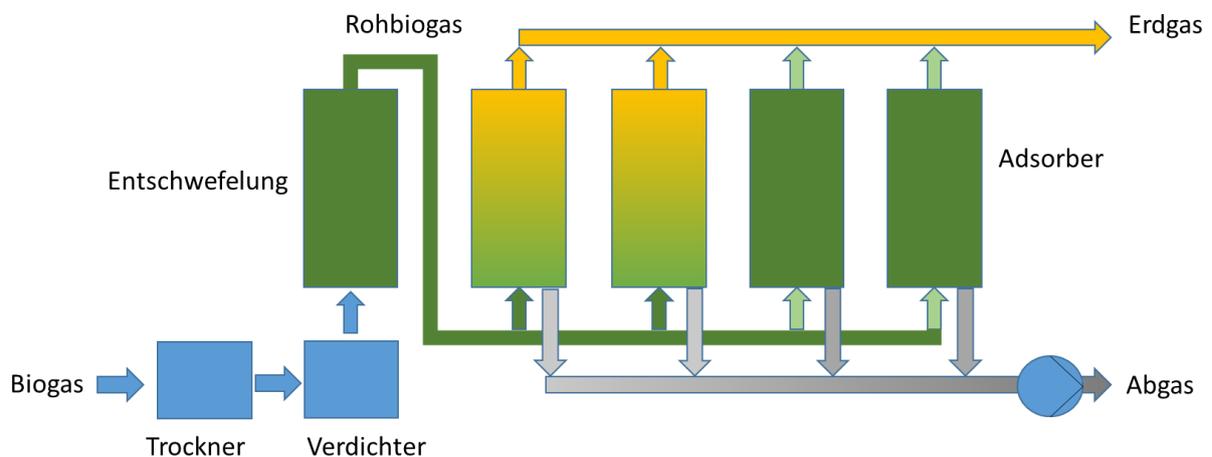


Abbildung 1: Fließschema DWA Anlage (eigene Bearbeitung nach (MT Biomethan))

Feuchtigkeit und H_2S müssen bereits vor der Adsorptionsanlage aus dem Biogas entfernt werden.

3.1.2 Druckwasserwäsche (DWW)

Bei der Druckwasserwäsche sind eine vorgeschaltete Gastrocknung und eine Grobentschwefelung nicht unbedingt erforderlich. Die Absorptions- und Desorptionskolonne sind die Hauptkomponenten der Anlagen. Hierbei werden H_2S und CH_4 im Absorber aus dem Rohbiogasstrom entfernt. Es können Abscheideraten für CO_2 von ca. 96 % erreicht werden. Sollen höhere Abscheideraten erzielt werden ist dies mit steigenden Methanverlusten verbunden. In Abbildung 2 ist das Fließschema einer Druckwasserwäsche dargestellt.

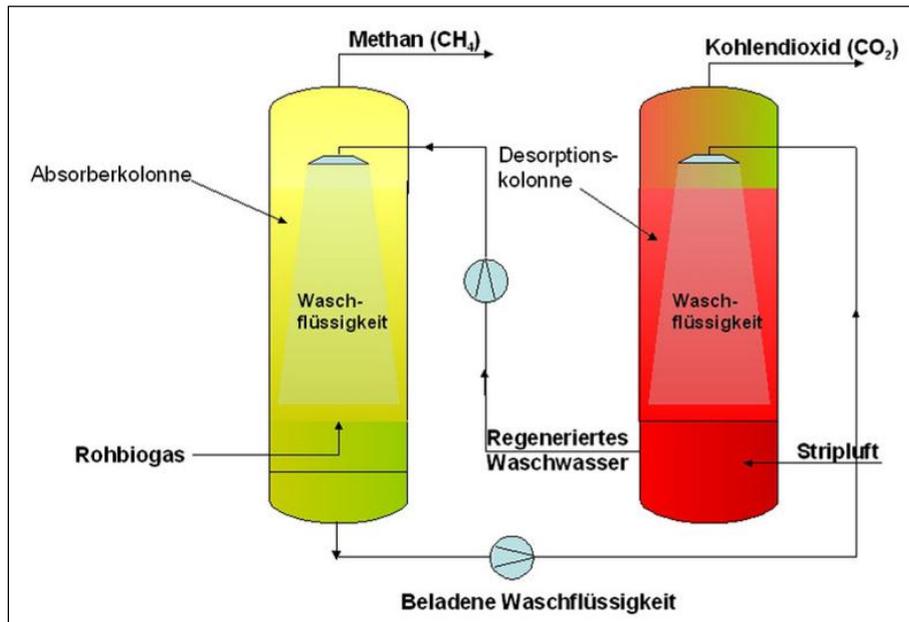


Abbildung 2: Fließschema Druckwasserwäsche (eigene Bearbeitung nach (MT Biomethan))

3.1.3 Aminwäsche (MEA)

Einer Aminwäsche muss eine Feinentschwefelung mittels Aktivkohle und eine Trocknung vorgeschaltet werden. Danach durchströmt das Rohbiogas die Waschkolonne. Die Wäsche erfolgt drucklos bei ca. 40 °C. Die Aminlösung hat sehr gute Absorptionseigenschaften für CO₂ hierdurch können geringe Methanverluste von < 1% realisiert werden. Das gereinigte Biomethan muss vor der Einspeisung gekühlt und nochmals getrocknet werden.

3.1.4 Membrantrennverfahren

Bei den Membrantrennverfahren wird die unterschiedliche Durchlässigkeit der Membranmaterialien für verschiedene Gasmoleküle genutzt. Hierbei ist sowohl die gemeinsame als auch die getrennte Abscheidung von CO₂ und H₂S möglich. In der Praxis existieren bislang nur wenige Anlagen.

3.1.5 Tieftemperaturrektifikation

Das Verfahren der Tieftemperaturrektifikation basiert darauf, dass CH₄ und CO₂ unterschiedliche Siedepunkte haben. So wird bei 50 Bar CH₄ bei – 80 °C und CO₂ bei + 15 °C flüssig. Ein Vorteil des Verfahrens ist die hohe Reinheit der gewonnenen Gase. Nachteilig sind die Kosten und die fehlende Praxis.

3.1.6 Zusammenfassung Biogasaufbereitungsverfahren

Je nach Verfahren zur Biogasaufbereitung muss das Rohbiogas bzw. das Biomethan entschwefelt, entfeuchtet, gekühlt und/ oder verdichtet werden. Außer der Tieftemperaturrektifikation werden alle hier betrachteten Aufbereitungsverfahren eingesetzt. Tabelle 3-2 stellt die einzelnen Verfahren bzgl. der Notwendigkeit einer

Vorreinigung, dem Prozessdruck, der Prozesstemperatur, dem Methanschluß, dem Stromverbrauch und dem Trenneffekt gegenüber.

Tabelle 3-2: Vergleich Biogasaufbereitungsverfahren^{1;2}

	DWA	DWW	MEA	Membran	Kryo
Vorreinigung	Ja	Nein	Ja	Nein	Ja
Prozessdruck [bar]	4 – 7	4 – 7	< 0,5	> 5	> 60
Prozesstemperatur [°C]	10 -20	10 -20	10 – 15	T _{amb}	- 80 °C
Methanschluß [%]	1 -2	1 - 2	0,1 – 0,5	5 - 15	< 0,1
Max. CH₄-Gehalt [Vol.-%]	95 – 98	95 – 98	96 – 99,9	80 – 95	> 99,9
Stromverbrauch [kWh/Nm³]	0,25	< 0,25	< 0,15	k.A.	k.A.

Das Aminwäscheverfahren weist hier einen geringen Methanschluß und eine hohe erzielbare Gasreinheit auf. Nachteil dieses Verfahrens ist die hohe benötigte Gasvorlaufstemperatur.

Das anfallende Abgas kann einem Schwachgasbrenner zugeführt und nachverbrannt werden. So kann ein entweichen des Methans in die Atmosphäre verhindert werden, die hierbei anfallende Wärme kann zur Fermenterbeheizung genutzt werden.

3.2 Rechtliche Rahmenbedingungen

Die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Biomethaneinspeisung und Vergütung sind im Projektgebiet recht unterschiedlich.

3.2.1 Belgien

In Belgien ist die Einspeisung von Gas aus erneuerbaren Energien zentral geregelt über den Erlass 19/12/2006 sowie im Erlass der Regierung Walloniens vom 12.7.2007. Hierbei wird die Vorrangigkeit von Gas aus erneuerbaren Energien statuiert, sofern die Qualitätsanforderungen eingehalten werden (Netzkompatibilität) und dem Endverbraucher keine Qualitätsänderungen zugemutet werden. Die technischen Voraussetzungen sind im AGW³ vom 12.7.2007 geregelt. Im Decret vom 19.12.2006 der wallonischen Regierung wird der Rahmen zu einer späteren Förderung der Biogaseinspeisung - ähnlich dem System der grünen Zertifikate - grundsätzlich festgelegt. Nähere Regelungen hierzu bestehen noch nicht, da bislang noch keine Anlage zur Biogaseinspeisung in Belgien am Netz hängt. In Belgien ist die Regulierungsbehörde CREG⁴ damit betraut, den diskriminierungsfreien Netzzugang

¹ Vgl. SEV-Bayern; Biogasaufbereitungssysteme zur Einspeisung in das Gasnetz

² Vgl. Fachagentur für nachwachsende Rohstoffe e.V, Gülzower Fachgespräche Band 32

³ AGW: Arrêté du gouvernement wallon

⁴ CREG: Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz

für Gas aus regenerativen Quellen zu kontrollieren. Die technischen Vorschriften wurden gemeinsam zwischen der CREG, der Synergrid und der ARGB¹ festgelegt und sind bei dem Netzbetreiber veröffentlicht.

3.2.2 Deutschland

Zur Erreichung der Ziele der Bundesregierung zum Ausbau der erneuerbaren Energien ist eine effiziente Nutzung des Biogases mit hohen Wirkungsgraden (KWK mit hohem Wärmeabsatz) zu gewährleisten. Die Einspeisung von Biomethan ins Erdgasnetz soll aus diesem Grund ausgebaut werden. Eine anschließende Nutzung über eine KWK- Anwendung stellt auch hier die derzeit effizienteste Nutzungsform dar. Es ist jedoch davon auszugehen, dass zukünftig Biomethan verstärkt auch im Wärme- und Treibstoffmarkt abgesetzt werden wird.

Der Betreiber des Gasnetzes hat das Eigentum am Netzanschluss. In Zusammenarbeit mit dem Gaseinspeiser ist der Netzbetreiber für die Planung des Netzanschlusses verantwortlich. Die Kosten für den Netzanschluss werden zu 75 % vom Netzbetreiber getragen. 25 % der Kosten trägt der Anschlussnehmer². Ist die Länge der Verbindungsleitung > 10 km hat der Anschlussnehmer die Mehrkosten zu tragen. Der Netzbetreiber ist für Wartung und Betrieb des Netzanschlusses verantwortlich und trägt die Kosten³. Für die Einspeisung gelten die technischen Mindestanforderungen der Arbeitsblätter G 260 und G 262. Der Netzbetreiber ist zu einem wirtschaftlich zumutbaren Netzausbau verpflichtet, auch hinsichtlich der Druckerhöhung bei Rückspeisung, so dass die Einspeisung kontinuierlich über das Jahr hinweg erfolgen kann.

Im EEG 2012 wurde die Biomethaneinspeisung mit höchstens 3 zusätzlichen Cent pro kWh vergütet und für Anlagen bis zu einer Einspeiseleistung bis maximal 1.400 Nm³/h ausgezahlt.⁴

Im Rahmen der EEG Novellierung 2014 entfällt diese zusätzliche Vergütung.

3.2.3 Frankreich

Im Jahr 2003 erließ Frankreich das Rahmengesetz zur Öffnung der Erdgasnetze, so dass der Rahmen zur Biomethaneinspeisung grundlegend gegeben wurde. Voraussetzung ist jedoch, dass eine Einspeisung technisch machbar ist und den Sicherheitsstandards entspricht. Das französische Parlament hat am 12.07.2010 ein Gesetz erlassen, welches eine Abnahmeverpflichtung von eingespeistem Biomethan enthält. Ende 2011 wurde die Vergütung zur Biomethaneinspeisung im „Arrêté du 23 novembre 2011 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel“ gesetzlich festgelegt. Die Vergütung ist eingangsstoffabhängig und

¹ ARGB: Association royale des gaziers de Belgique

² Bei einem Netzanschluss einschließlich Verbindungsleitung mit einer Länge von bis zu einem Kilometer, höchstens aber 250.000€.

³ Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung - GasNZV) (03.09.2010)

⁴ http://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2009/anlage_1_112.html

wird für einen Zeitraum von 15 Jahren gewährt. Es besteht eine unterschiedliche Grundvergütung für Deponiegas und Biogas. Kleinere Anlagen erfahren eine erhöhte Vergütung:

- Deponiegas mit einer Grundvergütung zwischen 4,5 und 9,5 ct/kWh
- Biogas mit einer Grundvergütung zwischen 6,4 und 9,5 ct/kWh

Je nach Biomasseherkunftsbereich (Biogas) wird der Grundtarif nochmals erhöht. Die Vergütung erfolgt abhängig von den Gewichtsanteilen:

- Bonus von 0,5 ct/kWh für Bioabfälle, wie Haushaltsbioabfälle, kommunale Bioabfälle (außer Klärschlamm) und Kantinenabfälle (lineare Interpolarisierung) (P1)
- Bonus von 2-3 ct/kWh für Zwischenfrüchte aus der Landwirtschaft, Land- und forstwirtschaftliche Abfälle inklusive Lebensmittelproduktionsabfälle (lineare Interpolarisierung) (P2)

Analog zur deutschen Netzzugangssituation: Der Netzanschluss wird vom Einspeiser bezahlt. Der Betreiber des Gasnetzes hat das Eigentum an der Einspeisestation und der Einspeiser bezahlt die Miete. Die Miete deckt die Betriebskosten.

3.2.4 Luxemburg

Das Gasmarktgesetz statuiert in Artikel 11(2) e) eine allgemeine Verpflichtung zur Aufnahme von eingespeistem Biogas ins Erdgasnetz. Im 'Règlement E09/04/ILR vom 2.2.2009 werden die Netzentgeltkosten sowie die Kosten zum Netzausbau spezifiziert. Der Kostenansatz basiert auf objektiven, transparenten und nicht diskriminierenden Kriterien. Der Gaseinspeiser trägt die gesamten Netzanschlusskosten inklusive der Gasübergabestation zur Einspeisung. Die Regulierungsbehörde ILR überwacht die Einhaltung dieser Kriterien. Weiter reguliert und überwacht die ILR die Netzanschlusskosten, Netznutzungskosten und die technischen Anpassungen zum Netzausbau. Der Gasnetzbetreiber ist verpflichtet, die Machbarkeit zum Netzanschluss zu überprüfen. Seit 2011 besteht für die Gaseinspeisung in Luxemburg ein Vergütungsanspruch über 15 Jahre. Der Vergütungsanspruch besteht jedoch nur bis zu einer Obergrenze von max. 10 Mio. Kubikmeter Biomethan pro Jahr an Einspeisung. Um die Vergütung in Anspruch nehmen zu können müssen folgende Kriterien erfüllt werden:

- Methanschlupf kleiner 0,5 %
- Deckung des Wärmebedarfs aus erneuerbaren Energien
- Strombedarf $\leq 0,5$ kWh/m³ Biogas
- Nicht mehr als 10% des Energieinhalts über Flüssiggas

Die Vergütungshöhe ist abhängig vom Jahr der Ersteinspeisung und staffelt sich wie folgt:

- 0,065 €/kWh (Hs) für Anlagen die vor dem 1. Januar 2012 erstmals einspeisten
- 0,0625 €/kWh (Hs) für Anlagen die vor dem 1. Januar 2014 erstmals einspeisten
- 0,06 €/kWh (Hs) für Anlagen die nach dem 1. Januar 2014 erstmals einspeisten

3.3 Wirtschaftliche Kennzahlen

Die Kosten der Biomethanproduktion wurden in den Jahren 2007, 2008 mit 7,71 – 9,73 ct/kWh ermittelt (Urban, et al.). Die BHKW- Kosten liegen hier bei 0,86 ct/kWh. Die Kosten für Biomethan aus Energiepflanzen lagen damit bei 6,85 – 8,87 ct/kWh. Dies korrespondiert gut mit den aktuellen Biomethanpreisen in Deutschland, welche bei 7 bis 8 ct/kWh_{HS} für Biomethan aus Energiepflanzen liegen. Biomethan aus Reststoffen ist 1 bis 3 ct günstiger. Die Kosten für die Biomethannutzung (BHKW, Tankstelle, Heizung) sind hier noch nicht berücksichtigt.

Dem gegenüber stehen in Deutschland Erlöse von:

- Ø 22 ct/kWh_{el}¹ (8,36 ct/kWh_{HS} (EEG 2012) bzw. 4,5 – 5,8 ct/kWh_{HS} (EEG 2014)) und 3- 5 ct für die Wärme (1,35 – 2,25 ct/kWh_{HS}). Zusätzliche Erlöse können durch die flexible Strombereitstellung erzielt werden.
- Wird das Biomethan im Kraftstoffbereich eingesetzt können 4 – 6 ct/kWh bzw. über das Double Counting 5 – 8 ct/kWh erzielt werden.
- Die höchsten Erlöse sind im Wärmemarkt mit durchschnittlich 13 ct/kWh_{HS} zu erzielen (Scholwin, et al., 2013).
- Nach EEG 2014 entfallen sowohl der „Biomethan– Bonus“ als auch die Einsatzstoffklassen für nachwachsende Rohstoffe und Landschaftspflegematerialien. Lediglich für kleine Gülleanlagen und Bioabfallanlagen wird eine höhere Vergütung gewährt. Die Grundvergütung liegt, in der für Biomethan relevanten Größenordnung, zwischen 5,85 ct/kWh_{el} für Anlagen ≤ 20.000 kW_{el}, 10,55 ct/kWh_{el} für Anlagen ≤ 5.000 kW_{el} und 11,78 ct/kWh_{el} für Anlagen ≤ 11,78 ct/kWh_{el} (> 150 kW_{el}). Dies entspricht 2,22 – 4,48 ct/kWh_{HS}. Abfallanlagen erhalten eine Vergütung von 13,38 ct/kWh_{el} für Anlagen ≤ 20.000 kW_{el} bzw. 15,26 ct/kWh_{el} für Anlagen ≤ 500 kW_{el}. Dies entspricht 5,08 – 5,80 ct/kWh_{HS}.

In Frankreich wird eine Einspeisevergütung von

- 6,4 und 9,5 ct/kWh als Grundvergütung und

¹ Zum Vergleich: Die durchschnittlichen Kosten für die Stromerzeugung aus Biogas lagen 2012 bei 17,5 ct/kWh (Hauser, et al., 2014)

- ein Bonus von 0,5 ct/kWh für Bioabfälle, wie Haushaltsbioabfälle, kommunale Bioabfälle (außer Klärschlamm) und Kantinenabfälle sowie
- ein Bonus von 2- 3 ct/kWh für Zwischenfrüchte und Reststoffe aus der Landwirtschaft

gezahlt.

In Luxemburg ist die Vergütungshöhe abhängig vom Jahr der Ersteinspeisung und staffelt sich wie folgt:

- 0,065 €/kWh (HS) für Anlagen die vor dem 1. Januar 2012 erstmals einspeisten
- 0,0625 €/kWh (HS) für Anlagen die vor dem 1. Januar 2014 erstmals einspeisten
- 0,06 €/kWh (HS) für Anlagen die nach dem 1. Januar 2014 erstmals einspeisten

Den Kosten von 7,71 – 9,73 ct/kWh stehen somit die in Tabelle 3-3 aufgeführten Erlöse gegenüber. In Belgien existieren noch keine Erfahrungen.

Tabelle 3-3: Erlössituation Biomethan in der Großregion

	Deutschland	Frankreich	Luxemburg
Biomethan		6,4 – 12,5 ct/kWh	6 – 6,5 ct/kWh
Elektrizität EEG 2012 (+ 0,86 ct/kWh BHKW Kosten)	8,36 ct/kWh		
Elektrizität EEG 2014	≤ 4,48 ct/kWh		
Elektrizität EEG 2014			
Abfallanlagen	5,08 – 5,80 ct/kWh _{HS}		
Wärme	1,35 – 2,25 ct/kWh		
Kraftstoff	4 – 8 ct/kWh		
Wärmemarkt	13 ct/kWh		

Durch das Entfallen des Biomethaneinspeisebonus und der Einsatzstoffklassen in Deutschland sinkt die Stromvergütung auf max. 5,80 ct/kWh_{HS}. Somit ist die Biomethannutzung im BHKW in Deutschland seit dem EEG 2014 unwirtschaftlich geworden. Hier ist eine entsprechende Wärmevergütung notwendig. Der Einsatz im Kraftstoffbereich ist nur unter der Voraussetzung des Double Countings wirtschaftlich attraktiv. Die Vermarktung im Wärmemarkt ist der wirtschaftlich attraktivste Verwertungsweg für Deutschland.

In Frankreich erfolgt ebenso wie in Luxemburg eine direkte Vergütung des eingespeisten Biomethans. Die Vergütungshöhe von bis zu 12,5 ct/kWh kann entsprechende Anreize zum Bau von Biomethananlagen geben.

Die Vergütung von 6– 6,5 ct/kWh in Luxemburg erlaubt Abfallanlagen einen wirtschaftlichen Betrieb.

4 Speicherung der Energie aus Biogas

Um die im Biogas enthaltene Energie bedarfsgerecht zur Verfügung zu stellen kann diese gespeichert werden. Hierzu sind Wärmespeicher oder/und Gasspeicher notwendig. Daneben ist auch die Speicherung der elektrischen Energie aus Biogas in Batterien oder Pumpwasserspeicherkraftwerke möglich. Diese Möglichkeiten werden im Folgenden jedoch nicht besprochen, da diese Technologien nicht Biogas spezifisch sind.

Es besteht die Möglichkeit,

- Biogas im Erdgasnetz nach einer Biogasaufbereitung (siehe Kapitel 3.1) zu speichern,
- Mikrogasnetze mit unaufbereitetem Biogas als Puffer zu verwenden oder
- externe Gasspeicher zwischen dem Fermenter und dem BHKW zur flexiblen Speicherung des Biogases zu nutzen.

Wird die Biogasanlage stromgeführt betrieben muss im Bedarfsfall ein Wärmespeicher eingebaut werden. Hierüber kann Wärme bereitgestellt werden, wenn kein Strom im Stromnetz gebraucht wird und die KWK- Anlage keine Wärme produziert.

4.1 Gasspeicher

Das Erdgasnetz in Deutschland hat eine rechnerische Speicherreichweite von ungefähr 2.000 Stunden (FVEE, et al., 2009). Dies entspricht einer Speichermenge von 217 TWh. Der Ausbaukorridor für Biogas bis 2020 liegt bei etwa 30 TWh Biomethan (Scholwin, et al., 2014). Somit könnte das Erdgasnetz- über die Biogaseinspeisung- als Speicher für das in Deutschland produzierte Biogas dienen. In den anderen Ländern der Großregion sieht es laut Auskunft der jeweiligen Fachverbände ähnlich aus.

Somit kann nach einer Biogaseinspeisung ins Erdgasnetz, Strom aus Biogas bedarfsgerecht produziert werden. Es fallen neben den in Kapitel 3.3. dargestellten Kosten der Biogasaufbereitung keine zusätzlichen Kosten für die Speicherung des Biogases an. Vorteil dieser Speichermöglichkeit ist, dass die Biogasanlage losgelöst vom Biogasverbrauch fortwährend betrieben werden kann.

Die Kosten für Biomethanaufbereitung, -einspeisung und -speicherung betragen 6,5– 8,3 ct/kWh_{el} bzw. 2,6– 3,3 ct/kWh_{HS}. Hierbei können zusätzliche Wärmeerlöse von 2– 3 ct kWh_{el} bzw. 1,2– 0,8 ct/kWh_{HS} abgezogen werden (Scholwin, et al., 2013).

Müssen diese Mehrkosten zukünftig ohne eine erhöhte Stromvergütung über die verkaufte Wärme erwirtschaftet werden ist ein Wärmepreis von 5,8- 7,3 ct/kWh_{th} anzusetzen.

Befindet sich im Umkreis der Biogasanlage eine Wärmesenke muss im Einzelfall geprüft werden, ob die Installation eines Nahwärme- oder Schwachgasnetzes hier günstigere Wärmepreise ermöglicht. Betrachtet man die vermiedenen THG-Emissionen, so ist eine Biomethaneinspeisung zu bevorzugen, wenn weniger als 50 % der freien Wärme vor Ort zur Substitution fossiler Energien genutzt werden kann und das Biomethan in effizienten BHKW eingesetzt wird (Scholwin, et al., 2013).

Nicht jede Biogasanlage hat jedoch die Möglichkeit, wirtschaftlich sinnvoll Biogas ins Erdgasnetz einzuspeisen. Gründe hierfür können die Biogasanlagengröße und die Entfernung der Anlage zum Erdgasnetz sein. Hier besteht die Möglichkeit der Speicherung des Biogases in einem Mikrogasnetz – wenn auch im begrenzten Umfang. Dieses Netz sollte immer dann in Betracht gezogen werden, wenn eine Nahwärmeversorgung auf Grund der Entfernung nicht rentabel ist und gleichzeitig eine Wärmesenke im wirtschaftlichen Radius eines Mikrogasnetzes vorhanden ist.

Neben der Nutzung eines Gasnetzes ist zur Umsetzung einer bedarfsgerechten Stromeinspeisung auch der Bau eines externen Gasspeichers möglich. Dieser verursacht zusätzliche Kosten von 17- 25 €/m³ für konventionelle Speicher – bis hin zu 70 €/m³ für externe high-end-Speicher (Unterschiede liegen hier insbesondere in der Langzeitbeständigkeit sowie in der Verlässlichkeit von Füllstandsangaben).

Tabelle 4-1 stellt verschiedene Charakteristika der Gasspeicheroptionen zusammen. Saisonale Speicher können evtl. zukünftig die im Winter nicht einspeisenden PV-Anlagen teilweise ersetzen. Nur das Erdgasnetz dient als saisonaler Speicher. Die beiden anderen Möglichkeiten können höchstens Biogas zum Zwecke der kurzfristigen Bereitstellung von Regelenergie speichern.

Tabelle 4-1: Charakteristika von verschiedenen Möglichkeiten der Gasspeicherung¹

	Speichermöglichkeit	Zusätzliche Kosten	Räumliche Flexibilität
Biomethan im Erdgasnetz	2.000 Stunden / saisonale Speicherung in Ansätzen möglich	Biogasaufbereitung	Gegeben
Mikrogasnetz	1-4 Stunden	Nein	ansatzweise gegeben
Externer Gasspeicher	Speicherung Tagesweise möglich.	Speicherbau	Nicht gegeben

4.2 Die Speicherung der Wärme

Wenn BHKW's flexibel nach dem Strommarkt gefahren werden, müssen Wärmespeicher größer dimensioniert werden, als bei BHKW's, die das ganze Jahr über unter Vollast laufen. Dabei ist zu unterscheiden zwischen der Wärmeproduktion aus einer – evtl. zukünftigen - saisonalen Stromeinspeisung im Winter sowie einer

¹ Entnommen aus (Panic, 2014) und (Hauser, et al., 2014)

Unterbrechung der Wärmeproduktion für wenige Stunden, um Regelenergie darzustellen.

Bei der saisonalen Stromeinspeisung kann es im Herbst und im Frühjahr zu Wärmebedarfe kommen, die nicht durch das Biogas BHKW abgedeckt werden können. Diese könnten jedoch evtl. durch Solarthermie dargestellt werden. Wie genau hier die Kostensituation ist und wie sich die beiden Energieformen Bioenergie und Solarthermie ergänzen können, ist noch nicht erforscht und sollte Gegenstand weiterer Forschungen sein.

Die kurzfristige Speicherung der Wärme dagegen kann mit Zusatzkosten von 700-2.500 €/m³ Wasser veranschlagt werden. Der Speicher sollte je nach Auslegung der flexiblen Fahrweise gewählt werden. Eine Speicherung von mindestens 24 h ist förderlich.

5 Alternative Biogasnutzungen (Wärme- und Kraftstoffmarkt)

5.1 Biogas im Wärmemarkt

Während in Frankreich und Luxemburg eine direkte Förderung für die eingespeiste Biomethanmenge besteht ist die Förderung in Deutschland so gestaltet, dass erst die Nutzung des Biomethans in KWK- Anlagen über die Stromeinspeisevergütung gefördert wird. Dem gegenüber bietet das aktuelle EEWärmeG wenige Anreize zum Einsatz von Biomethan im Wärmemarkt (Edel, et al., 2014). Dies führt dazu, dass vergleichsweise geringe Mengen Biomethan im Wärmemarkt genutzt werden¹. In Deutschland werden über Erdgas, 289 TWh des Endenergieverbrauchs der Haushalte, gedeckt (Umweltbundesamt, 2015). Im Vergleich dazu liegt der Ausbaukorridor für Biogas bis zum Jahr 2020 bei 30 TWh. In Luxemburg liegt der Anteil von Erdgas am Endenergieverbrauch bei 3,1 TWh (Institut Luxembourgeois de Régulation, 2014).

Der Einsatz von Biomethan zur Stromsubstitution kann vor allem vor dem Hintergrund der kohlebasierten Stromproduktion die höchsten Einsparpotenziale an THG-Emissionen nachweisen. Im Wärmemarkt dagegen wird bereits relativ klimafreundliches Erdgas ersetzt. Mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien im Stromsektor relativiert sich dieser ökologische Nachteil. Des Weiteren spielt bei der Substitution von Erdgas in Deutschland die aktuelle Importabhängigkeit eine Rolle.

¹ In Deutschland werden ca. 5 % der eingespeisten Biomethanmengen im Wärmemarkt genutzt. Demgegenüber stehen 51 % im KWK Bereich. Bei 38 % der Mengen ist die Verwertung unklar, 6% werden im Kraftstoffbereich eingesetzt (Scholwin, et al., 2013).

5.2 Biogas im Treibstoffmarkt

Biomethan kann auf die Biokraftstoffquote angerechnet werden, stammt es aus bestimmten Reststoffen bzw. Abfällen kann es zweifach angerechnet werden (Double Counting). Zudem ist CNG in Deutschland bis Ende 2015 steuerbegünstigt und Biomethan steuerbefreit. Momentan ist abzusehen, dass die Steuerbefreiung auch nach 2018 gelten wird (Koop, 2014). Werden Biokraftstoffe aus tierischen Fetten oder Ölen hergestellt sind diese nicht auf die THG- Minderungsquote anzurechnen (Edel, 2015). Ausgenommen hiervon sind kommunale Bioabfälle (Grope, 2015).

Mit der Umstellung auf die Treibhausgasvermeidungsquote in Deutschland sind Biomethanmengen nun zu der gesamten Kraftstoffmenge zu rechnen. Hierdurch erhöht sich der Quotenbedarf und der Anreiz zum Einsatz von Biomethan wird reduziert. Für andere Biokraftstoffe gilt dies nicht (Edel, 2015) (Grope, 2015).

Für den wirtschaftlichen Betrieb einer CNG Biomethan Tankstelle ist ein Mindestabsatz von 25.000 – 30.000 kg/Monat erforderlich. Mit einem Verbrauch von 3- 6 kg/PKW bzw. 30 – 40 kg/100 km pro Bus/LKW ergeben sich 300 PKW bzw. 15 Busse/LKW. Es besteht die Möglichkeit bestehende Tankstellen zu nutzen. Das Biomethan kann bilanziell dem Erdgasnetz entnommen werden (siehe auch Kapitel 3) und muss auf 290 bar verdichtet werden (Koop, 2014).

In Deutschland hat Gas einen Anteil am Endenergieverbrauch im Verkehr von ca. 2 TWh (Umweltbundesamt, 2015).

6 Flexibilisierung der Biogasnutzung (nach Erdgasnetz/Speicher)

6.1 Wirtschaftliche Kennzahlen

„Mit der angestrebten Umstellung der Energieversorgung (in Deutschland) auf regenerative, klimaschonende Energieträger kann das Stromsystem bis 2020 ein weiteres Viertel erneuerbaren Strom aufnehmen. Bis 2030 kann es bereits zu großen Teilen auf Erneuerbaren Energien basieren.

Unter weiterem Abbau des Einsatzes fossiler Energieträger muss das Stromsystem dazu eine neue Struktur mit drei wesentlichen Elementen erhalten:

- (1) Die wetterabhängigen, fluktuierenden Erneuerbaren Energien Wind und Photovoltaik werden zum prägenden Element des neuen Stromsystems, können jedoch nur sehr bedingt eine sichere Leistung bieten.*

- (2) Sie müssen deshalb von vielfältigen Flexibilitätsoptionen für die Erbringung positiver und negativer Residuallast flankiert werden, die kurz-, mittel- und langfristig vorhandene Angebotslücken überbrücken.
- (3) Zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität müssen erneuerbare Stromerzeugungsanlagen schließlich Systemdienstleistungen wie Frequenzhaltung, Blindleistung oder Engpassmanagement für das Stromnetz übernehmen. Sie übernehmen damit die sogenannten Must-Run-Funktionen im Energieversorgungssystem, die bisher von konventionellen Kraftwerken erbracht worden sind.“ (Hauser, et al., 2014)

Grundlegende Kostenansätze zur Flexibilisierung sind in (ISET, 2009a), (ISET, 2009b) und (Berger, 2010) beschrieben. Ergänzt durch eigene, teilweise auf Interviews basierende Recherchen bei Anlagenbauern/-planern ergeben sich für die jeweiligen Systemkomponenten folgende Bandbreiten:

- (Zusatz-) BHKW: 500- 1.200 €/kW_{el} (nach ASUE, 2011)
- Zusatzkosten Speicher: 17- 25 €/m³ für konventionelle Speicher – bis hin zu 70 €/m³ für externe high-end-Speicher (Unterschiede liegen hier insbesondere in der Langzeitbeständigkeit sowie in der Verlässlichkeit von Füllstandsangaben)
- Sonstige periphere Invest- Kosten wie z.B. Trafoumbau, Planung, Einhaltung StörfallVO, etc.: 50- 100 €/kW¹
- Zus. Betriebsaufwände: ergibt sich aus dem höheren Wartungsaufwand, den höheren Versicherungsprämien, den Verbrauchsmaterialien sowie dem potenziell erforderlichen zus. Personalaufwand je nach Umsetzungsvariante ein Kostenansatz von ca. 55- 75 €/kW (Berger, 2010)

Auf Basis dieser Ansätze wurden für unterschiedliche Szenarien und Fahrweisen spezifische Zusatzkosten der Flexibilisierung ermittelt. Diese sind in Abbildung 3 dargestellt.

¹ Bezug: die bei einem unterstellten BHKW-Dauerbetrieb installierte Leistung

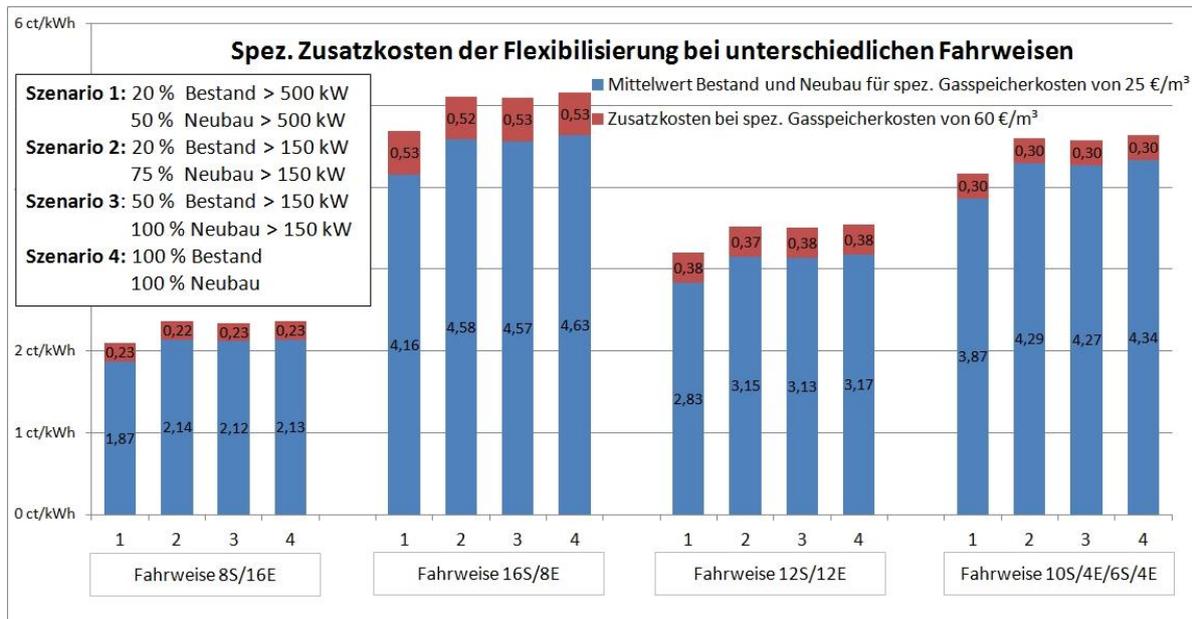


Abbildung 3: Spezifische Zusatzkosten der Flexibilisierung (konventionelle Gasspeicher mit spez. Gasspeicherkosten von 25 €/m³ und High-End-Gasspeicher mit Kosten von 60 €/m³)¹

Je nach technischer Ausstattung, Fahrweise und Ausbauszenario ergeben sich damit spezifische Zusatzkosten in einer Größenordnung zwischen ca. 1,9 – 5,2 ct/kWh (Hauser, et al., 2014).

6.2 Technologiebeschreibung

Prioritär sollte die Bioenergie zum jetzigen Zeitpunkt die Bereitstellung aller Formen der Regelenergie und von Systemdienstleistungen, welche den „Must-Run-Sockel“ konventioneller Kraftwerke ersetzen können, anstreben (Hauser, et al., 2014). Im Rahmen der Studie (Hauser, et al., 2014) wurden die folgenden Systemdienstleistungen betrachtet, welche für Biogasanlagen interessant sein könnten:

1. Bereitstellung von negativer oder positiver Residuallast
Aufgrund der Merit Order führt hier eine „Nichteinspeisung“ von Bioenergieanlagen im Falle eines Überangebots (z.B. durch PV) allerdings zu einer zusätzlichen Einspeisung von Braun- bzw. Steinkohlestrom und ist somit nicht wünschenswert. Wird dagegen zu Hochpreiszeiten verstärkt Bioenergie eingespeist, führt dies zu einer Verdrängung von Gaskraftwerken zugunsten von Kohlestrom und ist somit ebenfalls nicht zielführend. Die Studie kommt zu dem Schluss, dass die Bereitstellung negativer Residuallast erst ab einem Anteil von ca. 50 % der erneuerbaren Energien am Strommarkt sinnvoll ist.
2. Vermeidung negativer Spotmarktpreise

¹ (Hauser, et al., 2014)

Die Frage, ob sich die Vermeidung negativer Börsenpreise positiv (in Deutschland Vermeidung hoher EEG Umlagen) oder negativ (weniger Anreize zur Flexibilisierung konventioneller Kraftwerke) auswirkt, konnte noch nicht abschließend beantwortet werden.

3. Bereitstellung von Regelenergie (Frequenzhaltung)

Um eine Systemtransformation hin zu erneuerbaren Energien zu erreichen ist es notwendig, den – bis heute über konventionelle Kraftwerke erbrachten – must-Run-Sockel durch erneuerbare Energien abzudecken. Hierzu müssen diese alle Formen der Regelenergie anbieten und erbringen können.

a. Primärregelung: Preise 17 – 20 €/MW

b. Sekundärregelleistung:

- Positive Regelleistung < 10 €/h zzgl. 130 €/MWh
- Negative Regelleistung 11 – 35 €/h (Ø 11 -13 €/h) teils neg. Arbeitspreise

4. Erbringung von Systemdienstleistungen (Verlustleistung, Spannungs-, Blindleistungsregelung, Schwarzstartfähigkeit, sowie Redispatch)

Hier könnte neben den bisherigen Einspeisevergütungen eine neue Erlösquelle bestehen. Hierzu müssen die EE – Stromerzeugungsanlagen zum „operate and serve“ befähigt und genutzt werden. Dann kann dieses Dienstleistungsangebot zu einem weiteren Pfeiler der Systemtransformation werden.

In Abbildung 4 ist dargestellt, wie die Bioenergie Flexibilitätsaufgaben zeitlich gestaffelt zukünftig übernehmen könnten.

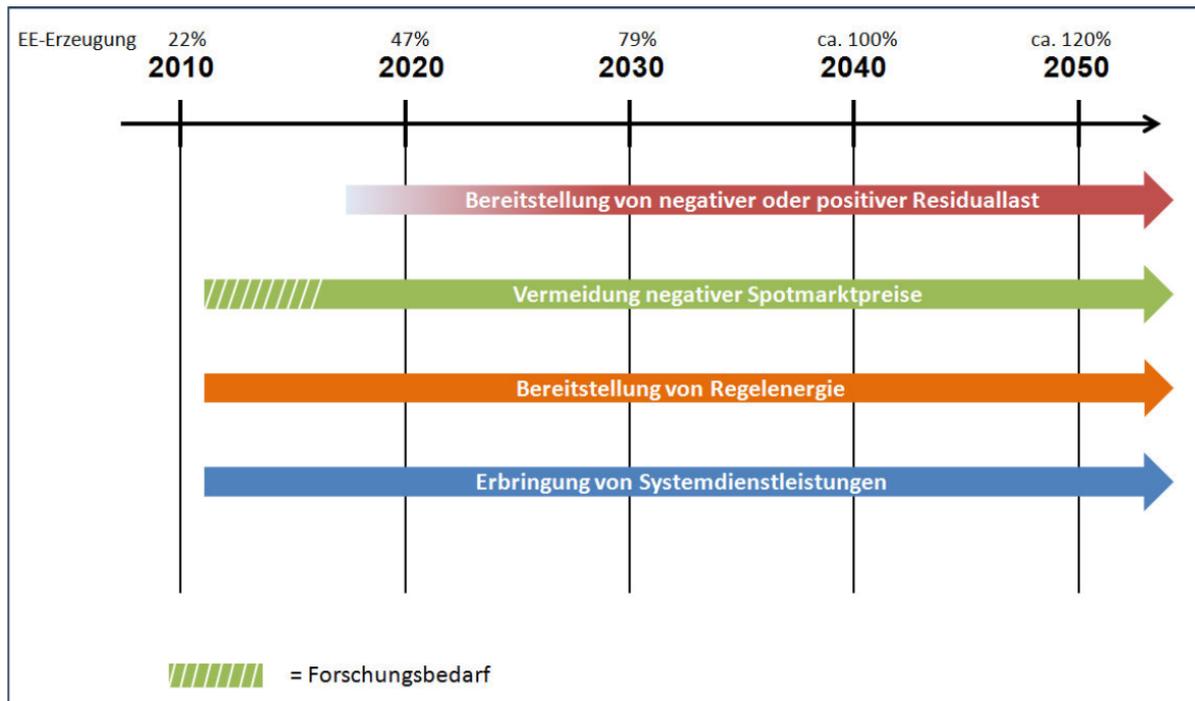


Abbildung 4: Zeitliche Staffelung des Einsatzes der Bioenergie als Flexibilitätsoption¹

6.3 Wirtschaftliche Kennzahlen

Die spezifischen Zusatzkosten für die Flexibilisierung belaufen sich hierbei auf 1,9 – 5,2 ct/kWh. Für Deutschland liegen die Kosten der Flexibilisierung der Biogasanlagen in derselben Größenordnung, wie die Kosten für die Flexibilisierung konventioneller Kraftwerke. Unter den momentanen Rahmenbedingungen sind diese Kosten jedoch nicht refinanzierbar (Hauser, et al., 2014).

6.4 Exkurs Direktvermarktung/ Flexibilisierung Deutschland

Ab Januar 2016 wird die Direktvermarktung auch für kleinere Biogasanlagen mit einer Leistung ab 100 kW_{el} in Deutschland verpflichtend. Die Vergütung erfolgt über die Marktprämie welche sich aus dem erzielten Stromerlös und der Managementprämie zusammensetzt. Diese Prämie errechnet sich aus der EEG- Vergütung (EEG 2014), abzüglich des jeweiligen Monatsmittelwertes der Stundenkontrakte an der Strombörse. Die Höhe der Managementprämie ist abhängig von der Anlagengröße und wird von dem Netzbetreiber ausgezahlt.

Zukünftig wird nur noch die Hälfte der in der Anlage erzeugbaren Strommenge fest vergütet. Für die Bereitstellung von flexibler Leistung wird ein Flexibilitätszuschlag in

¹ (Hauser, et al., 2014)

Höhe von 40 € bei Neuanlagen bzw. 130 € bei Bestandsanlagen je kW_{el} installierter Leistung und Jahr gewährleistet.

Anlagen mit einer Leistung oberhalb von 100 kW_{el} müssen zusätzlich mit einer Fernsteuerung zur Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ausgestattet sein. Die Anlagenbetreiber entscheiden zwischen

- einem konventionellen Anlagenbetrieb,
- der Bereitstellung von Regelleistung – hier besteht die Möglichkeit höhere Stromerlöse zu erzielen (Sekundärregelleistung SRL, Minutenreserveleistung MRL) und der Möglichkeit
- eines Hauptzeit HT/ Nebenzeit NT –Betriebs (Lastverschiebung mit der entsprechenden Stromvergütung zu Höchstpreiszeiten)

Eine einzelne Biogasanlage kann die Mindestangebotsgröße im Bereich der Regelleistung häufig nicht erfüllen, aufgrund dessen erfolgt die Stromvermarktung meistens über Dienstleister um die Biogasanlagen in „Biogasools“ zu integrieren. Je flexibler die Fahrweise desto höher sind die erzielbaren Stromerlöse und das Risiko.

7 Fazit

Biogas wird im Projektgebiet zum größten Teil direkt am Ort der Biogasanlage in einem BHKW verstromt. Die hierbei anfallende „Überschuss“ - Wärme kann oft nur zu einem geringen Anteil vor Ort zur Substitution fossiler Energieträger eingesetzt werden.

Mögliche Lösungen um eine effizientere Nutzung zu erreichen sind die Installation von Wärme- und Schwachgasnetzen. Eine weitere Möglichkeit ist die Aufbereitung des Biogases zu Biomethan. Hierüber können auch weitere Nutzungsformen wie der Wärme- und der Kraftstoffmarkt erschlossen werden.

Während in Frankreich und Luxemburg das eingespeiste Biomethan direkt vergütet wird, wird in Deutschland das Endprodukt (Strom, Wärme, Kraftstoff) vergütet. Hierbei können am Wärmemarkt zwar die höchsten Vergütungssätze erzielt werden, allerdings besteht wenig Anreiz zur Abnahme des Produktes.¹ Der „konventionelle“ Einsatz des Biomethans im BHKW gestaltet sich nach dem neuen EEG 2014 wirtschaftlich wenig attraktiv. Chancen werden auf dem Kraftstoffmarkt gesehen (Edel, et al., 2014).

Neben der Erschließung des Wärme- und Kraftstoffmarktes können auch neue Produkte im Strommarkt angeboten werden. Voraussetzung hierfür ist die Speicherung des Biogases in dezentralen Speicher oder im Erdgasnetz.

¹ Freiwillige Zahlung eines Aufpreises (Edel, et al., 2014)

Während die Bereitstellung negativer Residuallast erst ab einem Anteil von ca. 50 % der erneuerbaren Energien am Strommarkt sinnvoll ist und die Vermeidung negativer Spotmarktpreise noch näher untersucht werden muss, können Biogasanlagen zur Bereitstellung von Regelenergie und Systemdienstleistungen genutzt werden. Die Flexibilisierungskosten liegen hierbei in der gleichen Größenordnung wie bei konventionellen Kraftwerken. In Deutschland wurden mit dem EEG 2012 neue Anreize in Richtung Flexibilisierung gesetzt. Mit dem EEG 2014 wird diese Flexibilität verpflichtend zur Erhaltung der Vergütungssätze.

Literaturverzeichnis

Arbeitszeitbedarf auf Biogasanlagen im internationalen Vergleich. Forschungsanstalt Agroscope Reckenholz-Tanikon ART; Wagner Andrea. 2012. 2012. 35. Informationstagung Agrarökonomie.

Berger. 2010. Masterarbeit: Kostenermittlung der notwendigen technischen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Stromeinspeisung aus Biogasanlagen. Mannheim : s.n., 2010.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). 2008. *Biogas und Umwelt- Ein Überblick.* Berlin : s.n., 2008.

Clearingstelle EEG. 2012. *Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG).* 2012.

Dr. Klaus, Matthias. 2011.
www.biogasmx.co.uk/media/3t3_overview_on_upgrading_iset_062510600_0654_30092009.pdf. *Einspeisung in das Erdgasnetz.* [Online] 26. 01 2011.

DWA - Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser, Abfall e. V. 2011. *Merkmale DWA-M 361: Aufbereitung von Biogas.* Hennef : s.n., 2011.

Edel, Matthias. 2015. Biomethan für den Kraftstoffmarkt: Übergang in neues Förderregime effizient gestalten. *Positionspapier der dena Biogaspartnerschaft mit Unterstützung der "Initiative Ergasmobilität - Erdgas und Biomethan als Kraftstoff".* Berlin : dena, 2015.

Edel, Matthias, et al. 2014. Roadmap Biomethan. *Für die Marktentwicklung von Biomethan in Deutschland.* Berlin : dena, 2014.

Energy comment. 2013. [Online] 2013 йил August. [Cited: 2013 йил 31-08.]

Energymap. 2014. www.energymap.info. [Online] 2014. [Zitat vom: 09. Juli 2015.]

Eurostat. 2013. KWH-Preis. [Online] 2013 йил Juni. <http://www.kwh-preis.de/strompreis-dossier-teil-5-strompreise-im-europaeischen-vergleich>.

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe. 2013. *Leitfaden Biogas.* Gülzow : s.n., 2013. Vol. 6.

FVEE und AEE. 2009. *Speicherung von Bioenergie und Erneuerbarem Strom im Erdgasnetz.* Berlin : FVEE, 2009.

Grope, Johan. 2015. 10. Juni 2015.

Groß, Bodo. 2011. *Zwischenbericht Projekt Optistrahle.* Saarbrücken : s.n., 2011.

Hauser, Eva, Baur, Frank und Noll, Florian. 2014. *Beitrag der Bioenergie zur Energiewende.* Saarbrücken : IZES gGmbH, 2014.

Herr, Michael und Rostek, Sandra. 2010. *Biomethan im KWK- und Wärmemarkt.* Berlin : DENA, 2010.

ICEDD asbl. 2015. *Bilan Energetique de la Wallonie 2013.* s.l. : ICEDD asbl, 2015.

ILR L'Institut Luxembourgeois de Régulation. 2014. [Online] 2014. [Zitat vom: 17. 07 2014.] <http://www.ilr.public.lu/electricite/statistiques/index.html>.

Institut Luxembourgeois de Régulation. 2014. *Rapport de l'institut Luxembourgeois de Régulation sur ses activités et sur l'exécution de ses missions dans les secteurs de l'électricité et du gaz naturel Année 2013.* Luxembourg : Institut Luxembourgeois de Régulation, 2014.

ISET. 2009b. Biogasstrom vermarkten außerhalb des EEG; Vortrag im Rahmen des 17. C.A.R.M.E.N. Symposiums. 2009b.

—. **2009a.** *EE Szenarienberechnung im Auftrag des BEE.* o.O. : ISET, 2009a.

Klewar, Micha. 2013. Der Vergütungsanspruch bei der Vergärung von Gülle, §27b EEG 2012. [book auth.] Maslaton, von Bredow, Walter Loibl. *Biogasanlagen im EEG.* Berlin : Erich Schmidt Verlag GmbH & Co.KG, 2013.

Koop, Dittmar. 2014. Unbekannter Kraftstoff CNG? *Biogas Journal.* 2014, 4-2014.

KTBL - Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft. 2009. *Faustzahlen für die Landwirtschaft.* Darmstadt : s.n., 2009. Vol. 14.

KTBL - Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft. 2013. *Faustzahlen Biogas.* Darmstadt : s.n., 2013. Vol. 3.

KTBL-Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft. 2008. *Betriebsplanung Landwirtschaft 2008/09.* Darmstadt : s.n., 2008. Vol. 21.

L.E.E. 2010. L.E.E. sàrl. 2010.

Laub, Katharina, Ziegler, Claudia und Wern, Bernhard. 2014. *Wirtschaftliche Modellierung von Gülle - Kleinanlagen in der Großregion.* Saarbrücken : IZES gGmbH, 2014.

l'Economie, Ministre dde. 2014.
http://www.ilr.public.lu/electricite/documents_NEW/rapport/rapport-benchmark-2013-FINAL.pdf. [Online] September 2014. [Zitat vom: 15. Juli 2015.]

Loibl, Helmut. 2013. §11 Die Wärmenutzungspflicht. [book auth.] Loibl, et al. *Biogasanlagen im EEG.* Berlin : Erich Schmidt Verlag GmbH & Co.KG, 2013, Vol. 3.

Ministerium für Ländliche Entwicklung, Umwelt und Verbraucherschutz des Landes Brandenburg. 2006. *Biogas in der Landwirtschaft - Leitfaden für Landwirte und Investoren im Land Brandenburg.* Potsdam : s.n., 2006. Vol. 3.

MT Biomethan.

Panic, Olga. 2014. *Potentiale von Mikrogasnetzen für die Flexibilisierung von Biogasanlagen.* Stuttgart : Umweltministerium Land Baden-Württemberg, 2014.

Projekt Ecobiogaz. 2014. s.l. : Belgische Partner, 2014 йил.

Rostock, Uni. 2013 – 2015. Biomethan; Ein Projekt im Auftrag des BMWi . <http://www.biogasundenergie.de/veroeffentlichungen.html>. [Online] 2013 – 2015.

Scholwin, F., et al. 2014. *Dossier Leitbild und Ausbaukorridor für die Biogas- und Biomethanproduktion.* Rostock : Universität Rostock, 2014.

Scholwin, Frank, et al. 2013. *Ist Stand der Biomethannutzung.* s.l. : BMU, 2013.

Statista GmbH. 2013. Statista. *Durchschnittswerte Heizöl August 2012- August 2013.* [Online] 2013 йил August. www.statista.com.

Sydeme. 2014. Sydeme. [Online] 2014. [Zitat vom: 17. 07 2014.] http://www.sydeme.fr/site/equip_methanisation1.php.

Umweltbundesamt. 2015. [Online] 2015. [Zitat vom: 16. Juli 2015.] <http://www.umweltbundesamt.de/daten/energiebereitstellung-verbrauch/energieverbrauch-nach-energetraegern-sektoren>.

—, **2015.** <http://www.umweltbundesamt.de/daten/private-haushalte-konsum/energieverbrauch-der-privaten-haushalte>. [Online] 2015. [Zitat vom: 16. Juli 2015.]

Urban, Wolfgang, Girod, Kai und Lohmann, Heiko. *Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz Ergebnisse der Markterhebung 2007 - 2008.* Oberhausen : Fraunhofer UMSICHT.

v. Francken-Welz, Herbert. 2015. DLR. 22. Juli 2015.

von Francken Welz, Herbert. 2012. *Biogasanlagen in Rheinland Pfalz 2012.* Bitburg : DLR, 2012.