



Bundesnetzagentur

bericht

Biogas-

Monitoringbericht 2012

www.bundesnetzagentur.de



Bericht der
Bundesnetzagentur über
die Auswirkungen der
Sonderregelungen für
die Einspeisung von
Biogas in das
Erdgasnetz

gemäß § 37 GasNZV an die Bundesregierung zum 31.05.2012

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Referat Zugang zu Gasverteilernetzen, technische Grundsatzfragen,
Versorgungsqualität
Tulpenfeld 4
53113 Bonn
Tel.: +49 228 14-5820
Fax.: +49 228 14-5958
gerrit.volk@bnetza.de

Zusammenfassung

- Per 31.12.2011 haben 77 Biogasanlagen circa 275 Mio. m³ Biogas (Vorjahr 179 Mio. m³) in das Gasversorgungsnetz eingespeist. Im Hinblick auf das normierte Ziel von sechs Mrd. m³ jährlich eingespeistes Biogas bis zum Jahre 2020 liegt ein Zielerreichungsgrad von 4,58 Prozent, im Hinblick auf das Ziel von zehn Mrd. m³ jährlich eingespeistes Biogas bis zum Jahre 2030 liegt ein Zielerreichungsgrad von 2,75 Prozent vor.
- Die Herstellungskosten für aufbereitetes Biogas in Erdgasqualität zeigen mit einer Spanne von 1,6 Cent/kWh und 10,2 Cent/kWh eine sehr große Streubreite. Als arithmetisches Mittel errechnen sich Herstellungskosten von 5,4 Cent/kWh (Vorjahr 6,0 Cent/kWh). Berücksichtigt man, dass die Anlagen unterschiedliche Mengen in das Gasversorgungsnetz einspeisen und nicht alle Anlagen ganzjährig Biogas eingespeist haben, so bietet sich eine mengenmäßig gewichtete Ermittlung der durchschnittlichen Herstellungskosten an. Bei einer solchen Vorgehensweise errechnen sich Herstellungskosten in Höhe von 5,7 Cent/kWh (Vorjahr 6,2 Cent/kWh).
- Das durchschnittliche Einspeisevolumen einer Anlage lag im Berichtsjahr 2011 bei 778 Nm³/h. Damit hat sich das durchschnittliche Einspeisevolumen im Vergleich zu 2010 mit 751 Nm³/h um 3,6 Prozent leicht erhöht.
- Die Kosten für die Netzverträglichkeitsprüfung zeigen eine große Streubreite von unter 2.000 Euro bis über 10.000 Euro. Das arithmetische Mittel beträgt 5.649 Euro (Vorjahr 4.675 Euro).
- Der Zeitraum für die Realisierung des Netzanschlusses, also zwischen Netzanschlussbegehren und Inbetriebnahme des Netzanschlusses betrug durchschnittlich zwölf Monate (Vorjahr zehn Monate).

- Der Verkaufspreis für Biogas betrug bei einer großen festgestellten Spanne von Werten im Jahr 2011 durchschnittlich 3,99 Cent/kWh (im Jahr 2010 lag der Wert bei 3,96 Cent/kWh). Dabei ist zu berücksichtigen, dass der Grenzübergangspreis für fossiles Erdgas im Jahr 2011 durchschnittlich 2,6 Cent/kWh und der für an den virtuellen Handelsplätzen Title Transfer Facility Point (TTF) und NetConnect Germany (NCG) am Spotmarkt bezahlte Preis für fossiles Erdgas durchschnittlich 2,27 Cent/kWh betrug. Die gehandelte Menge an Biogas ist in den Betrachtungsjahren 2010 bis 2011 kontinuierlich bis auf 1,342 Mrd. kWh gestiegen.
- Die Kosten zur Ermöglichung der Biogaseinspeisung können von den Gasnetzbetreibern mittels der Netzentgelte auf alle Netznutzer umgelegt werden. Die gesamten Wälzungskosten stiegen von 24 Mio. Euro im Jahr 2009, über 53 Mio. Euro im Jahr 2010 auf 78 Mio. Euro im Jahr 2011. Die Wälzungskosten waren in den jeweiligen Marktgebieten sehr unterschiedlich. Am stärksten wurden die beiden größten Marktgebiete Gaspool und NetConnect Germany in absoluten Zahlen belastet.

Inhaltsverzeichnis

	Seite
Zusammenfassung	3
Abbildungsverzeichnis	6
Abkürzungsverzeichnis	8
1 Auftrag und Vorgehensweise	10
2 Technische Grundlagen	11
2.1 Biogaserzeugung und -aufbereitung	11
2.2 Biogaseinspeisung	11
2.3 Biogasverwendung	12
3 Ergebnisse gemäß § 37 GasNZV	15
3.1 Die mengenmäßige Zielerreichung gemäß § 31 GasNZV	15
3.2 Die Kostenstruktur für die Einspeisung von Biogas	19
3.3 Die erzielbaren Erlöse für Biogas	26
3.4 Die Kostenbelastung der Netze und Speicher	30

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Wertschöpfungskette Biogas	13
Abbildung 2: Einspeisevolumen in Nm ³ /a (Angaben der Netzbetreiber)	15
Abbildung 3: Anfrageentwicklung auf Netzzugangsbegehren in den Jahren 2010 - 2011	16
Abbildung 4: Anzahl der Zugangsverweigerungen in den Jahren 2010 - 2011	17
Abbildung 5: Zugangsverweigerungen aufgrund technischer Unmöglichkeit des Anschlusses oder Zugangs	18
Abbildung 6: Zugangsverweigerungen aufgrund eines gesamtwirtschaftlich günstigeren Anschlusspunktes.....	18
Abbildung 7: Zugangsverweigerungen aufgrund sonstiger wirtschaftlicher Unzumutbarkeit	18
Abbildung 8: Zugangsverweigerungen aufgrund fehlender Netzkompatibilität (Gasbeschaffenheit) des Biogases	18
Abbildung 9: Substrat der Biogasanlagen	19
Abbildung 10: Herstellungskosten für aufbereitetes Biogas	20
Abbildung 11: Aufbereitungstechnik des Biogases	22
Abbildung 12: Summe der Netznutzungsentgelte für den Gastransport.....	25
Abbildung 13: Inanspruchnahme des Flexibilitätsrahmens.....	26
Abbildung 14: Einkaufspreise in Cent/kWh.....	27

Abbildung 15: Verkaufspreise in Cent/kWh	27
Abbildung 16: Summe der gehandelten Biogasmengen.....	28
Abbildung 17: Menge des gehandelten Biogases für BHKW-/Gaskraftwerksbetreiber	29
Abbildung 18: Menge des gehandelten Biogases für Tankstellenbetreiber	29
Abbildung 19: Menge des gehandelten Biogases für Haushalts-, Industrie- und Gewerbekunden	30
Abbildung 20: Wälzungskosten aller Marktgebiete aggregiert.....	34
Abbildung 21: Wälzungskosten nach Marktgebieten für 2009, 2010 und 2011	35
Abbildung 22: Biogasumlage in den einzelnen Marktgebieten	36
Abbildung 23: Plankosten aller Marktgebiete aggregiert	37

Abkürzungsverzeichnis

a	annum
BHKW	Blockheizkraftwerk
BR-Drs.	Drucksachen des Deutschen Bundesrates
Bsp.	Beispiel
bspw.	beispielsweise
CO ₂	Kohlendioxid
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EGT	E.ON Gastransport
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
etc.	et cetera
GasNEV	Gasnetzentgeltverordnung
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
h	hora
H-Gas	High-Caloric-Gas

i. d. R.	in der Regel
k. A.	keine Angaben
km	Kilometer
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)
L-Gas	Low-Caloric-Gas
LPG	Liquefied Petroleum Gas
m ³	Kubikmeter
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
NaWaRo	Nachwachsende Rohstoffe
NCG	NetConnect Germany
Nm ³	Normkubikmeter
TTF	Title Transfer Facility Point
z. B.	zum Beispiel

1 Auftrag und Vorgehensweise

Die Gasnetzzugangsverordnung enthält in § 37 GasNZV die Verpflichtung der Bundesnetzagentur, der Bundesregierung jährlich bis zum 31. Mai einen Bericht über die Einspeisung von Biogas vorzulegen. Dieser Bericht beinhaltet insbesondere eine Untersuchung des Erreichens der Ziele nach § 31 GasNZV, der Kostenstruktur für die Einspeisung von Biogas, der erzielbaren Erlöse sowie der Kostenbelastung der Netze und Speicher. Das Erreichen der Ziele nach § 31 GasNZV, eine Einspeisung von sechs Mrd. m³ Biogas jährlich bis zum Jahre 2020 und zehn Mrd. m³ Biogas bis zum Jahre 2030, wird durch die Abfrage der jährlichen Einspeisemenge überprüft. Zur Ermittlung der Kostenstruktur für die Einspeisung von Biogas wurden die Betreiber der Aufbereitungsanlagen sowie Händler nach sämtlichen Kosten im Zusammenhang mit der Biogaseinspeisung befragt. Ferner wurden Händler und Anlagenbetreiber bzgl. der im Rahmen der Biogaseinspeisung erzielbaren Erlöse befragt. Zur Kostenbelastung der Netze wurden die Kostenmeldungen der Netzbetreiber im Rahmen der Biogasumlage nach § 20b GasNEV herangezogen.

Die auf dieser Basis entworfenen Fragebögen wurden Anfang des Jahres 2012 an die jeweiligen Adressaten versendet. Bei der durchgeführten Erhebung wurden insgesamt 89 Betreiber von Biogasaufbereitungsanlagen angeschrieben. Davon wurden 77 Anlagenbetreiber befragt, deren Biogasanlagen bis zum Erhebungszeitpunkt bereits in Betrieb und zusätzlich zwölf Biogasanlagenbetreiber, deren Anlagen noch in Planung bzw. Bau waren. Von den 77 Befragten, deren Anlagen bei der Erhebung bereits in Betrieb waren, haben 46 geantwortet. Die Rücklaufquote lag in dieser Erhebungsgruppe somit bei 60 Prozent. Hinsichtlich der Netznutzungsentgelte und der Kosten der Biogasbilanzierung wurden lediglich Biogashändler angeschrieben, da diese in der Regel Transport und Bilanzierung übernehmen. Es wurden insgesamt 37 Biogashändler angeschrieben. Von den Befragten haben lediglich 35 Prozent hinsichtlich der Netznutzungsentgelte geantwortet. Bezüglich der Kosten der Biogasbilanzierung hat nur ein Händler Angaben zur Verfügung gestellt. Hinsichtlich der erzielenden Erlöse antworteten 23 der angeschriebenen 37 Biogashändler. Da für die betroffenen Unternehmen keine Meldepflicht gegenüber der Bundesnetzagentur existiert, könnte es eine nicht ganz unerhebliche Dunkelziffer geben.

2 Technische Grundlagen

2.1 Biogaserzeugung und -aufbereitung

Biogas kann fermentativ oder thermisch erzeugt werden. Bei Biogas, welches in das Gasversorgungsnetz eingespeist wird, handelt es sich derzeit in der Regel um solches, das fermentativ, z. B. im Wege anaerober Vergärung, erzeugt wurde. Als Substrate kommen vor allem Energiepflanzen, wie z. B. Mais, sowie Gülle und Bioabfälle zum Einsatz. Bei der Vergärung von Biomasse besteht das erzeugte Biogas aus maximal 60 Prozent Methan. Damit das Gas den Anforderungen der Arbeitsblätter G 260 und G 262 des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) entspricht, muss in der Regel insbesondere der Methangehalt durch CO₂-Abtrennung erhöht werden. Derzeit gibt es im Wesentlichen drei Aufbereitungsverfahren: Druckwechselabsorption, Druckwasserwäsche und chemische Wäschen.

2.2 Biogaseinspeisung

Nach der Aufbereitung wird das Biogas in die Anschluss- und Einspeiseanlagen übergeben. Im Rahmen dieser wird das Biogas hinsichtlich Menge, Brennwert und sonstiger Gasbeschaffenheit gemessen. Je nachdem, ob das Aufbereitungsverfahren mit einer Druckerhöhung arbeitet und welche Druckstufe das jeweilige Gasnetz vorweist, ist im Rahmen der Anschluss- und Einspeiseanlagen noch eine Druckerhöhung mittels eines Verdichters oder eine Druckreduzierung mittels einer Gasdruckregelanlage erforderlich. Daneben ist dem Gas bei Einspeisung in Gasversorgungsnetze mit angeschlossenen Letztverbrauchern vor der Einspeisung regelmäßig zum Zwecke der Herstellung eines ausreichenden Warngeruchs bei Leckagen Odormittel beizufügen. Falls der Brennwert des Biogases zur Einhaltung der Vorschriften der Gasabrechnung abgesenkt oder erhöht werden muss, wird das Biogas entsprechend konditioniert (häufig ist in der Praxis eine Brennwertenerhöhung durch Beimischung von Flüssiggas, insb. Liquefied-Petroleum-Gas). Kann das Gasversorgungsnetz das Biogas nicht ganzjährig in vollem Umfang aufnehmen, sind seitens des Netzbetreibers im Rahmen des wirtschaftlich Zumutbaren kapazitätserhöhende Maßnahmen vorzunehmen. Beispiele hierfür bilden die Rückspeisung von Gas aus

dem Einspeisenetz in das vorgelagerte Netz oder die Verbindung bislang getrennter Netze.

2.3 Biogasverwendung

Das Biogas kann auch (anstatt einer Aufbereitung und Einspeisung in das Gasnetz) unmittelbar nach der Erzeugung mittels eines Blockheizkraftwerkes in Strom und Wärme umgewandelt und in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden. Der so erzeugte Strom wird dann nach den einschlägigen Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) vergütet. Entsteht Wärme, welche nicht vor Ort genutzt werden kann, so wird diese in die Atmosphäre abgegeben und verschlechtert die CO₂-Bilanz der Biogasanlage. Dies ist regelmäßig der Fall, da die Produktionsstätten für die Biogasanlagen typischerweise im ländlichen Raum und damit abseits von Wärmesenken wie Wohnungsballungsgebieten oder großen Industrieansiedlungen liegen. In Deutschland wird Biogas derzeit hauptsächlich aus Energiepflanzen oder landwirtschaftlichen Reststoffen produziert.

Um diese Standortnachteile zu vermindern, kann das Biogas auf Erdgasqualität aufbereitet, in das Gasnetz eingespeist und eine dem eingespeisten Biogas entsprechende Menge an Gas dort ausgespeist werden, wo sie optimal zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt werden kann (eines tatsächlichen, physischen Transportes des Biogases vom physischen Einspeise- zum physischen Ausspeisepunkt bedarf es hierbei nicht).

Die Biogaseinspeisung hat gegenüber einer Stromerzeugung direkt vor Ort an der Biogaserzeugungsanlage also drei Vorteile:

- Stromerzeugung dort, wo der Wärmebedarf besteht, da bei einer Stromerzeugung im ländlichen Raum bei der Biogaserzeugungsanlage oftmals keine Wärmeabnehmer vorhanden sind; die im Rahmen der Stromerzeugung entstehende Wärme kann besser im städtischen Raum genutzt werden (Bsp.: Industrie und Gewerbe, Krankenhäuser, Seniorenheime, Schwimmbäder).

- Stromerzeugung dort, wo Strombedarf besteht, da am Ort der Biogaserzeugung im ländlichen Raum – anders als in städtischen Ballungsgebieten – nicht zwingend der entsprechende Strombedarf vorhanden ist; anders als bei einer unmittelbaren Stromerzeugung aus Biomasse vor Ort kann man Biogas in einer Region aus dem Gasversorgungsnetz entnehmen, wo aufgrund der Abschaltung konventioneller Atom- und Kohlekraftwerke die Stabilität des Stromversorgungsnetzes gefährdet ist.
- Stromerzeugung dann, wenn Strombedarf besteht; anders als bei einer unmittelbaren Stromerzeugung vor Ort kann man mit Biogas aus dem Gasversorgungsnetz nicht bloß gleichmäßig, sondern auch bedarfsgerecht Strom erzeugen, und damit noch besser volatile erneuerbare Energien wie Wind- oder Solarenergie verstetigen.

Als Verwendungspfade des eingespeisten Biogases kommen die Strom- und Wärmeerzeugung (Kraft-Wärme-Kopplung), die reine Stromerzeugung, die reine Wärmeerzeugung, und die Verwendung als Kraftstoff in Betracht. Untersuchungen haben gezeigt, dass der energetische Wirkungsgrad von Biogas bei einer Aufbereitung auf Erdgasqualität und einer Nutzung mittels einer KWK-Anlage, insbesondere im Vergleich zu einer reinen Wärmeerzeugung den höchsten Wirkungsgrad erzielt.

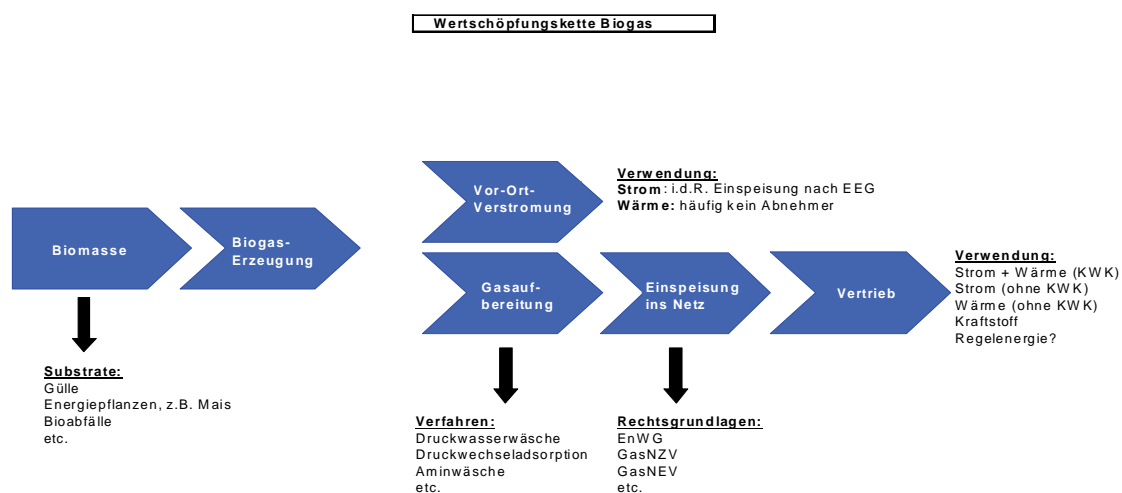


Abbildung 1: Wertschöpfungskette Biogas

Die Abbildung 1 zeigt schematisch die Wertschöpfungskette für Biogas. Der vorliegende Bericht betrachtet – bezogen auf die obige schematische Darstellung – aus-

schließlich den mit „Einspeisung ins Netz“ bezeichneten Wertschöpfungsabschnitt, da sich die maßgeblichen Vorschriften der GasNZV und GasNEV, welche von dem Bericht nach § 37 GasNZV erfasst werden, auf den Anschluss der Biogasaufbereitungsanlage, die Einspeisung in sowie den Transport durch das Gasversorgungsnetz beziehen.

3 Ergebnisse gemäß § 37 GasNZV

3.1 Die mengenmäßige Zielerreichung gemäß § 31 GasNZV

Ziel der Vorschriften des Teils 6 der GasNZV ist es gemäß § 31 GasNZV, die Biogaseinspeisung in Deutschland von sechs Mrd. m³ jährlich bis 2020 und zehn Mrd. m³ jährlich bis 2030 in das Gasnetz zu ermöglichen. Bei der durchgeführten Erhebung hat sich gezeigt, dass die gesetzlich festgeschriebenen Ziele momentan nur schwer erreichbar erscheinen. Obwohl ein positiver Trend bezüglich des Einspeisevolumens erkennbar ist, würde der Zielerreichungsgrad im Jahr 2012 laut der erhobenen Daten bei ca. 7,9 Prozent der verordnungsrechtlich angepeilten Menge liegen.

Das gesamte Einspeisevolumen im Jahr 2010 betrug laut Aussage der Netzbetreiber 179.295.245 Nm³ Biogas. Im darauf folgenden Jahr stieg das Einspeisevolumen auf 275.071.024 Nm³ Biogas pro Jahr. Für das Jahr 2012 wurde von den befragten Netzbetreibern ein Einspeisevolumen in Höhe von 472.822.383 Nm³ prognostiziert.

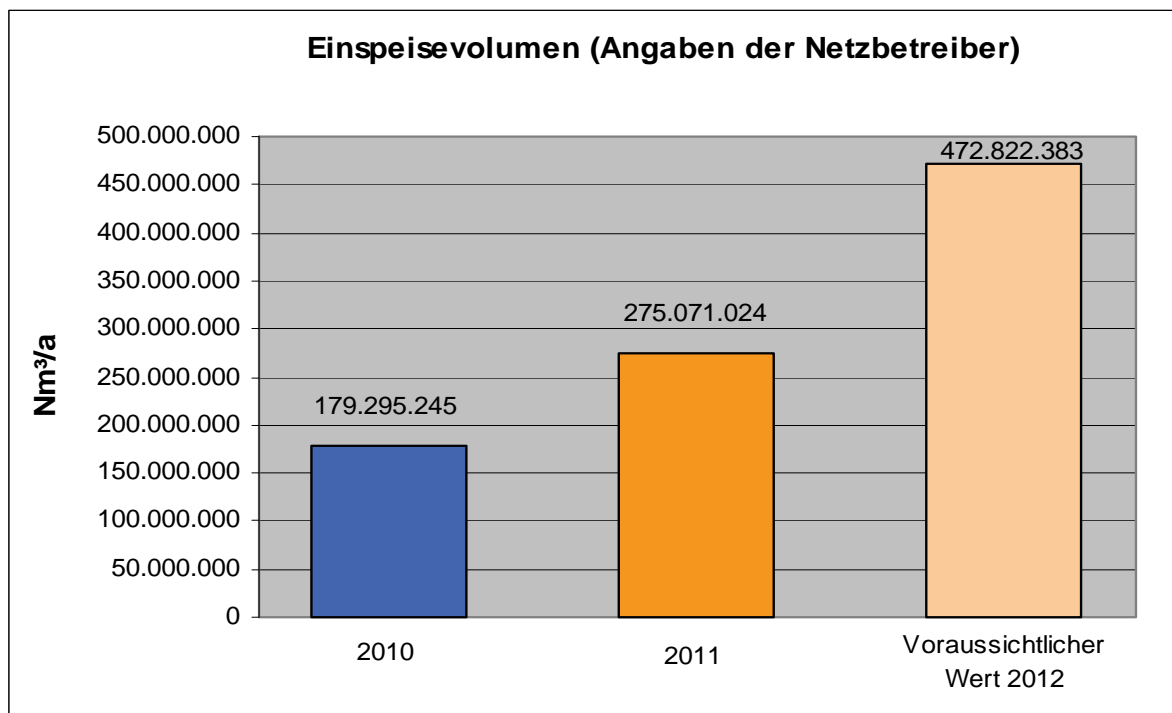


Abbildung 2: Einspeisevolumen in Nm³/a (Angaben der Netzbetreiber)

Im Jahr 2011 haben insgesamt 77 Anlagen Biogas in das Erdgasnetz eingespeist. Das arithmetische Mittel des Einspeisevolumens pro Anlage lag für das Berichtsjahr 2011 bei ca. 778 Nm³/h Biogas. Damit hat sich das durchschnittliche Einspeisevolumen in Vorjahr zu 2010 mit 751 Nm³/h um 3,6 Prozent leicht erhöht.

Die Befragung der Netzbetreiber, an deren Netze diese Anlagen angeschlossen sind, hat ergeben, dass die Anzahl der Zugangsbegehren von 2010 bis 2011 stark gesunken ist. Die Gründe hierfür sind nicht eindeutig identifizierbar. Insbesondere wird nicht deutlich, ob dieses Ergebnis mit einem sinkenden Interesse der Unternehmen an der Einspeisung von Biogas, einem Rückgang der Zugangsbegehren oder sonstigen Gründen im Zusammenhang steht.

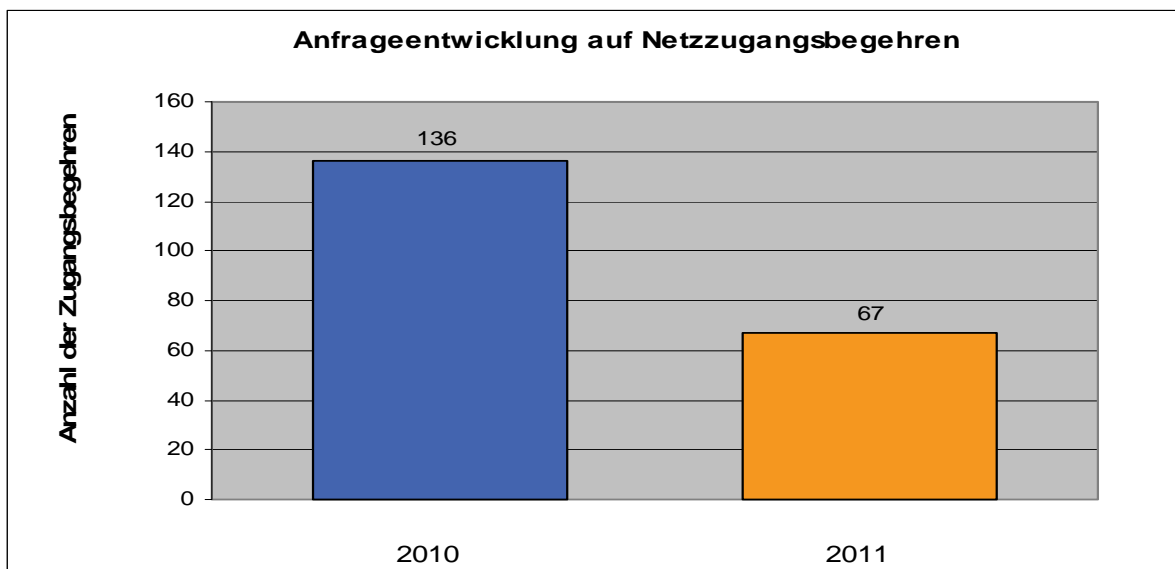


Abbildung 3: Anfrageentwicklung auf Netzzugangsbegehren in den Jahren 2010 - 2011

Es erscheint jedoch möglich, dass die Verweigerung des Zugangs seitens der Netzbetreiber zumindest mitursächlich für den Rückgang der Stellung von Zugangsbegehren ist, die lediglich präventiv gestellt wurden; mit dieser Beobachtung korrespondiert auch ein verhältnismäßig stärkerer Rückgang der Zugangsverweigerungen (siehe Abb. 4). Untergliedert wurde hierbei nach Verweigerung aufgrund technischer Unmöglichkeit, wirtschaftlicher Unzumutbarkeit infolge des Vorliegens eines gesamtwirtschaftlich kostengünstigeren Anschlusspunktes, sonstiger wirtschaftlicher Unzumutbarkeit oder der fehlenden Netzkompatibilität des Biogases. Letzteres bezieht sich darauf, dass das einzuspeisende Biogas nicht die erforderliche Gasbeschaffenheit aufweist, um die Interoperabilität und technische Sicherheit des

Gasversorgungsnetzes aufrecht zu erhalten. Von den Zugangsbegehren wurden seitens der Netzbetreiber im Jahr 2010 zehn Anfragen und im Jahr 2011 eine Anfrage auf Netzzugang für Biogas verweigert.

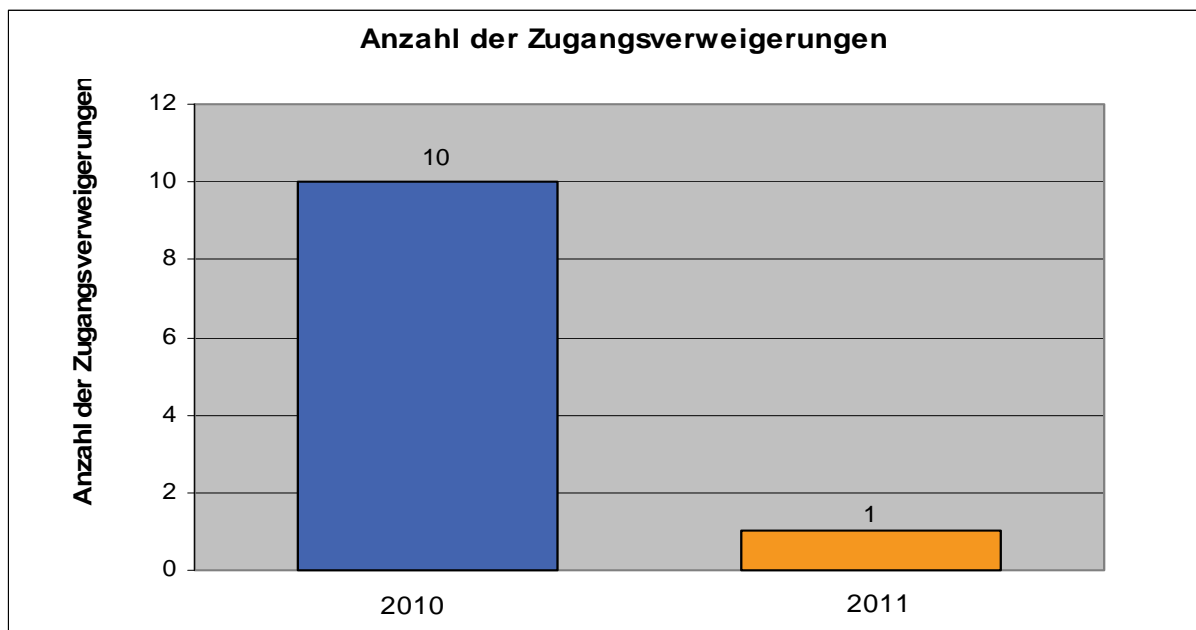


Abbildung 4: Anzahl der Zugangsverweigerungen in den Jahren 2010 - 2011

Als Gründe für die Netzzugangsverweigerung (siehe Abbildung 5 und 6) wurden die technische Unmöglichkeit des Anschlusses (insgesamt fünf Meldungen) und ein gesamtwirtschaftlich günstigerer bzw. alternativer Anschlusspunkt (insgesamt sechs Meldungen) angegeben. Die Angabe der technischen Unmöglichkeit als Zugangsverweigerung ist insoweit beachtlich, als dass der Bundesnetzagentur bislang kein Fall einer zulässigen Zugangsverweigerung wegen technischer Unmöglichkeit vorliegt, da insbesondere in Fällen der fehlenden Aufnahmekapazität der Netzbetreiber im Rahmen des wirtschaftlich Zumutbaren zu einer Kapazitätserhöhung verpflichtet ist.

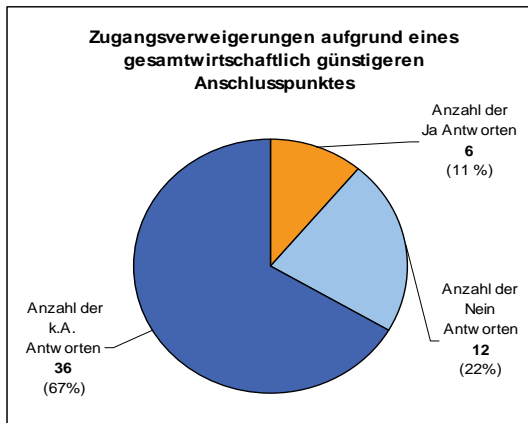


Abbildung 5: Zugangsverweigerungen aufgrund technischer Unmöglichkeit des Anschlusses oder Zugangs

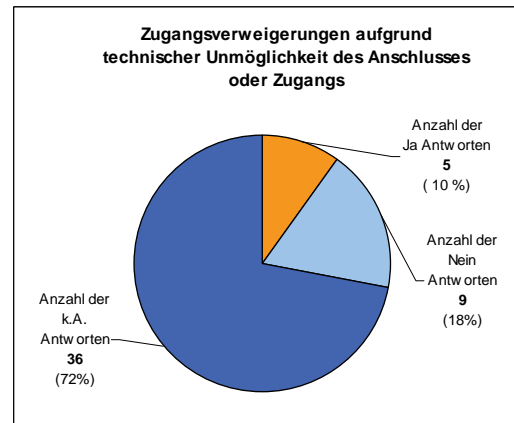


Abbildung 6: Zugangsverweigerungen aufgrund eines gesamtwirtschaftlich günstigeren Anschlusspunktes

Kein Grund für eine Zugangsverweigerung (siehe Abbildung 7 und 8) war laut der befragten Netzbetreiber eine fehlende Netzkompatibilität des Biogases bzw. es wurden diesbezüglich keine Angaben gemacht. Die gleichen Aussagen wurden bei dem Verweigerungsgrund „sonstige wirtschaftliche Unzumutbarkeit“ getätigt. Letzteres liegt sicherlich auch darin begründet, dass es sich hierbei (wie eigentlich auch im Falle der technischen Unmöglichkeit) um einen Ausnahmefall handelt.

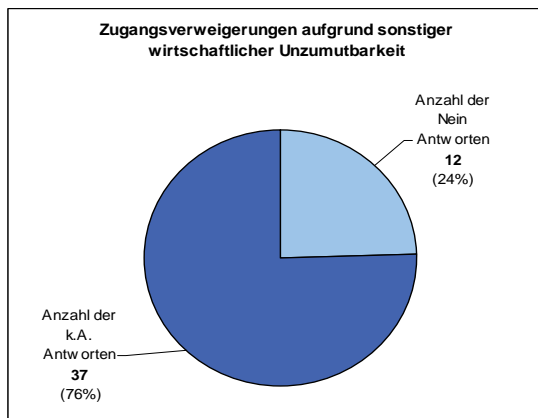


Abbildung 7: Zugangsverweigerungen aufgrund sonstiger wirtschaftlicher Unzumutbarkeit

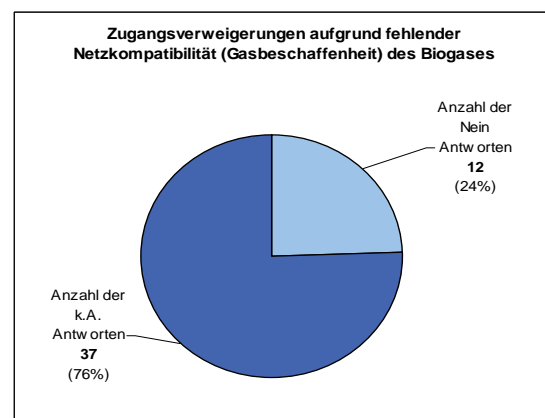


Abbildung 8: Zugangsverweigerungen aufgrund fehlender Netzkompatibilität (Gasbeschaffenheit) des Biogases

Zur Vermeidung von förmlichen Missbrauchsverfahren aufgrund von Zugangsverweigerungen wurden bei strittigen Netzanschlussbegehren von Biogasanlagenbetreibern zahlreiche Vermittlungsverfahren durchgeführt. Diese Verfahren bestehen zunächst in der Übermittlung von unverbindlichen Stellungnahmen an die Beteiligten

zu konkreten regulatorischen Fragestellungen, die im jeweiligen Einzelfall zwischen den Beteiligten strittig sind. Falls dies nicht zu einer Lösung führt, werden ggf. individuelle Vermittlungsgespräche zwischen den Beteiligten unter Moderation der Bundesnetzagentur durchgeführt. Ziel dieser Gespräche war und ist, oftmals festgefahrene Verhandlungen moderierend einer für alle Seiten technisch machbaren und wirtschaftlich vertretbaren Lösung zuzuführen und damit Netzanschlussbegehren nicht nur zu ermöglichen, sondern auch zu beschleunigen. Aufgrund der intensiven Vermittlungsarbeit der Bundesnetzagentur und der Landesregulierungsbehörden (es lagen Anfragen von ca. 100 unterschiedlichen Anschlusspetenten mit teils mehreren unterschiedlichen Anschlussbegehren vor) kam es zu lediglich drei förmlichen Missbrauchsverfahren.

3.2 Die Kostenstruktur für die Einspeisung von Biogas

Die Mehrzahl der Biogaserzeugungsanlagen wird mit nachwachsenden Rohstoffen (NaWaRo) betrieben. Daneben kommen auch Gülle, Bioabfälle und Schlachtabfälle zum Einsatz. Von den Anlagenbetreibern, die explizit geantwortet haben, setzten 2011 mehr als die Hälfte ausschließlich nachwachsende Rohstoffe als Substrat ein.

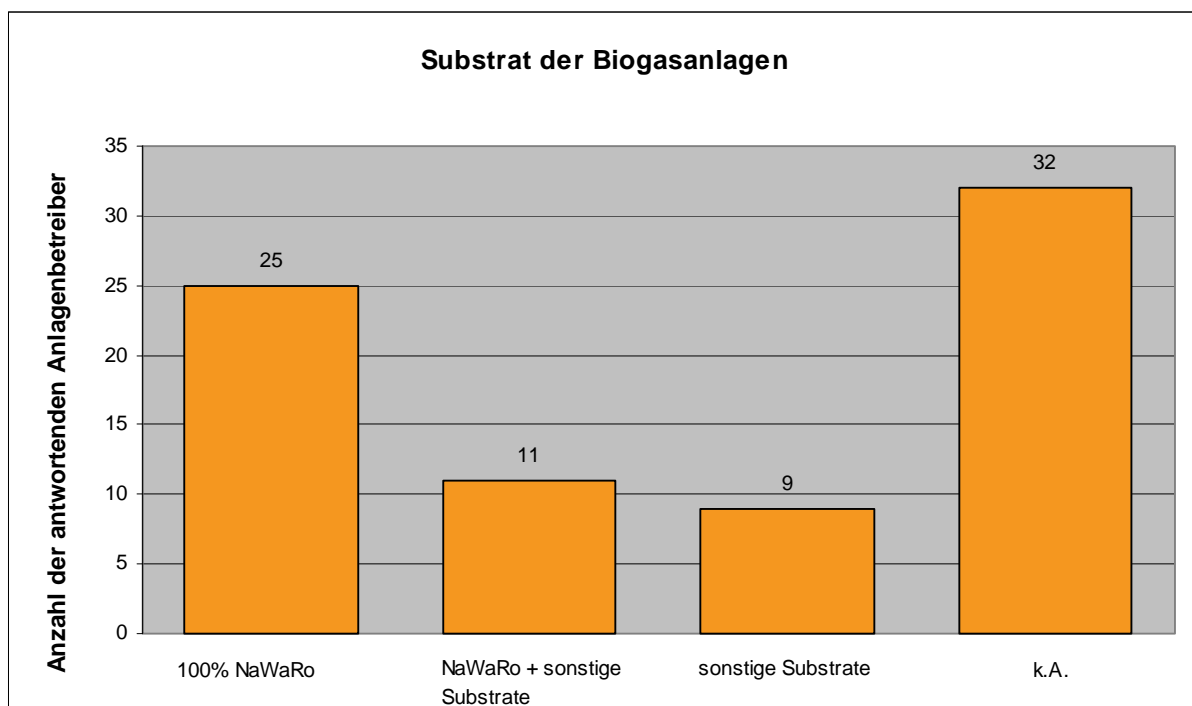


Abbildung 9: Substrat der Biogasanlagen

Die Anlagenbetreiber wurden hinsichtlich der Herstellungskosten für das aufbereitete Biogas befragt. Als arithmetisches Mittel errechnet sich über die Erhebungsgruppe ein Herstellungspreis von ca. 5,4 Cent/kWh. Dabei ist jedoch zu beachten, dass die Erzeugungs- und Aufbereitungsanlagen sehr unterschiedlich dimensioniert sind und demzufolge auch sehr unterschiedliche Biogasmengen produzieren und in das Erdgasnetz einspeisen. Auch ist zu berücksichtigen, dass nicht alle Anlagen ganzjährig in das Netz eingespeist haben, sondern dass die Anlagen teilweise erst im Laufe des Jahres damit begonnen haben, in das Gasversorgungsnetz einzuspeisen. Somit bietet es sich an, die mengengewichteten Herstellungskosten aller Anlagen (Herstellungskosten des Biogases der einzelnen Anlagen multipliziert mit der eingespeisten Biogasmenge, addiert über alle Anlagen und dividiert durch die Summe des eingespeisten Biogases) als Referenzgröße für die Herstellungskosten des im Jahr 2011 eingespeisten Biogases zu nehmen. Bei dieser Vorgehensweise errechnen sich mengengewichtete Produktionskosten für das Biogas in Höhe von ca. 5,7 Cent/kWh.

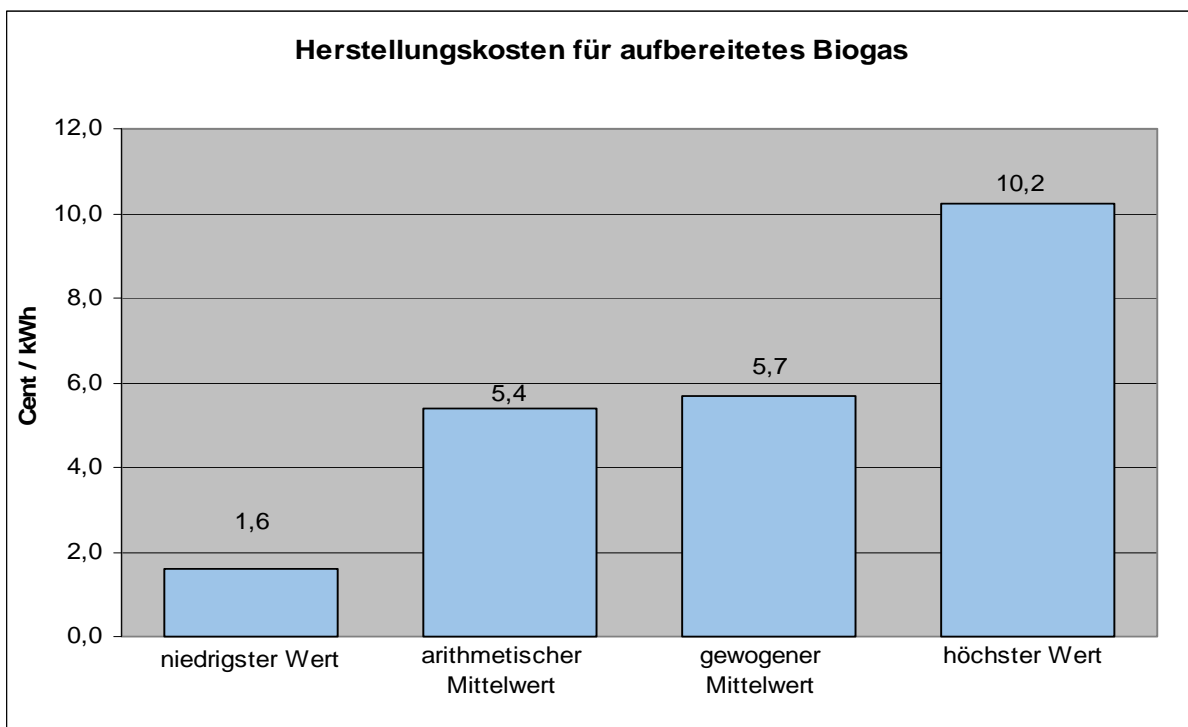


Abbildung 10: Herstellungskosten für aufbereitetes Biogas

Der arithmetische Mittelwert ist bei einer näheren Analyse vorsichtig zu interpretieren. Noch ist die Grundgesamtheit der ausgewerteten Biogasanlagen zu gering, um verlässliche und allgemeingültige Aussagen treffen zu können. Auch ist

der Einsatz der Substrate für die Erzeugung des Biogases und die mit der Beschaffung verbundenen Kosten sehr unterschiedlich. Ausdruck hierfür ist die Spannweite der Herstellungskosten für das aufbereitete Biogas, welche am unteren Ende 1,6 Cent/kWh und am oberen Ende laut unserer Erhebung 10,2 Cent/kWh betragen. Insofern spiegeln die oben angegebenen arithmetischen und mengengewichteten Werte wirklich nur Mittelwerte wider. Bei den Beschaffungskosten ist zu berücksichtigen, dass je nach Anlagenkonzeption die Rohmaterialien kostenfrei oder nahezu kostenfrei (z. B. wenn durch den Bezug eine andere Wirtschaftseinheit von kostenträchtigen Entsorgungspflichten freigestellt werden kann) bezogen werden, während in anderen Konstellationen die Rohstoffe auf dem Markt (z. B. Agrarmarkt für Mais) zu Marktpreisen bezogen werden müssen.

Das erzeugte Biogas wird zu 51 Prozent als Austauschgas und zu ca. zehn Prozent als Zusatzgas eingespeist. Die restlichen 39 Prozent der befragten Anlagenbetreiber machten diesbezüglich keine Angaben. Um die Begriffe Austausch- und Zusatzgas genauer zu erläutern wurde eine Definitionsliste erstellt, die mit dem Erhebungsbogen in Umlauf gebracht wurde. Laut dieser Definitionsliste wurde Austauschgas als Gasgemisch definiert, das trotz der vom Grundgas abweichenden Kenndaten bei gleichem Gasdruck und unveränderter Geräteeinstellung ein gleichartiges Brennverhalten wie das Grundgas aufweist. Es wird anstelle des Grundgases eingesetzt. Das Zusatzgas beschreibt ein Gasgemisch, das sich in Zusammensetzung und brenntechnischen Kenndaten wesentlich vom Grundgas unterscheidet. Es kann dem Grundgas in begrenzter Menge zur Ergänzung der Gasdarbietung oder zur Verwertung örtlich verfügbarer Gase zugesetzt werden. Dabei bestimmt die Forderung nach gleichartigem Brennverhalten des Gemisches die Höhe des Zusatzes.

Bei der Aufbereitungstechnik des Biogases wird mittlerweile überwiegend das chemische Waschverfahren angewendet.

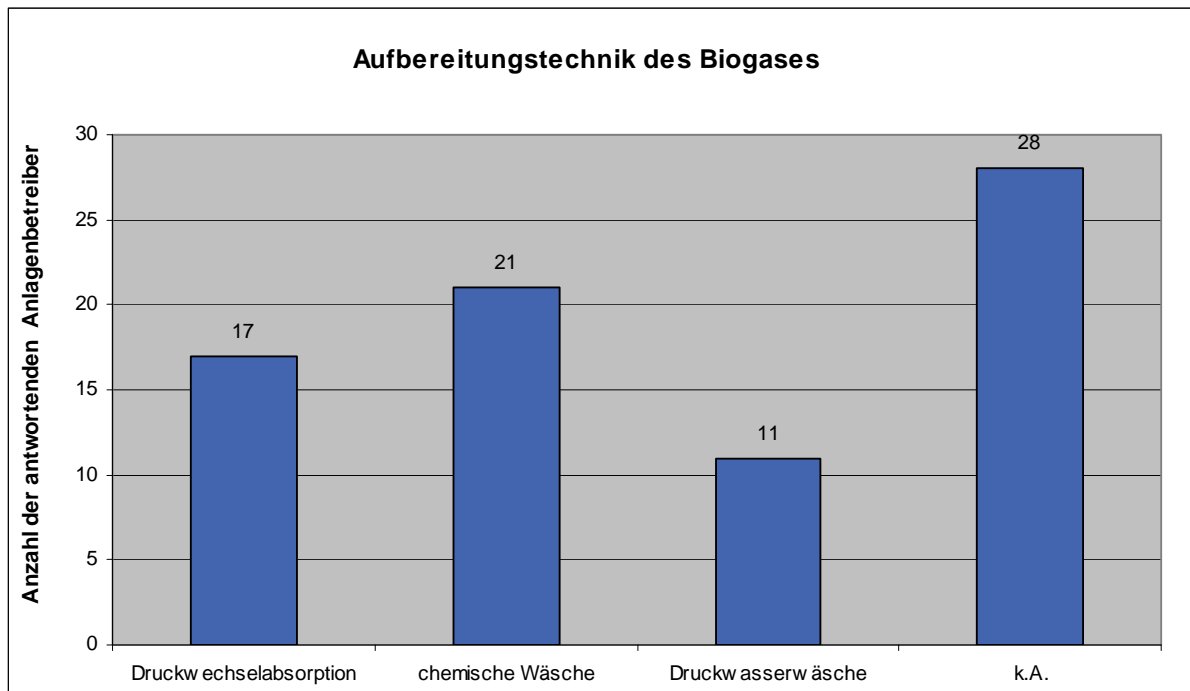


Abbildung 11: Aufbereitungstechnik des Biogases

Weiterhin wurden die Kosten für die Biogaserzeugung abgefragt, sofern der Betreiber der Biogaserzeugungsanlage mit dem Betreiber der Biogasaufbereitungsanlage identisch war. Die Investitionskosten setzen sich zusammen aus den Kosten für die baulichen Anlagenteile Vorgrube, Fermenter, Gärrestelager und die notwendige Peripherie, als auch auf die technischen Anlagen Substrateinbringung, Rührwerke, Pumpen, Rohrleitungen, Gasspeicher, elektrische Installationen und Messstellen. Zur technischen Ausrüstung einer Biogasanlage mit dezentraler Nutzung des Biogases gehört auch die Gasreinigung durch Entschwefelung. Diese wird nur bei den Investitionskosten der dezentralen Biogasnutzung betrachtet, da im Falle der Gaseinspeisung eine aufwändige Reinigung in der Gasaufbereitung stattfindet. Diese Gasaufbereitung wird getrennt von der Biogasanlage betrachtet.

Die Investitionskosten pro Anlage für die Biogaserzeugung betragen im Mittelwert 9.124.257 Euro. Es ergeben sich für die Biogaserzeugung somit durchschnittliche jährliche Kosten in Höhe von 915.536 Euro. Im Vergleich dazu sind die Investitionskosten für die Biogasaufbereitung geringer. Der genannte Mittelwert beträgt hier 2.724.926 Euro. Es ergeben sich für die Biogasaufbereitung demnach durchschnittlich jährliche Kosten in Höhe von 273.421 Euro.

Das arithmetische Mittel der Betriebs-, Wartungs-, und Instandhaltungskosten¹ liegt laut der Befragung bei ca. 570.000 Euro pro Jahr (Biogaserzeugung) bzw. 370.000 Euro pro Jahr (Biogasaufbereitung). Insgesamt ergeben sich damit jährliche Kosten für die Biogaserzeugung in Höhe von 1.348.665 Euro und für die Biogasaufbereitung in Höhe von 643.421 Euro.

Ferner wurde der Anteil des Anschlussnehmers an den Kosten des Netzanschlusses abgefragt. Der Anschlussnehmer hat nach § 33 Abs. 1 Satz 3 GasNZV 25 Prozent der Investitionskosten des Netzanschlusses zu tragen, bei einem Netzanschluss einschließlich Verbindungsleitung mit einer Länge von bis zu einem Kilometer höchstens jedoch 250.000 Euro. Die Betriebs- und Wartungskosten trägt gem. § 33 Abs. 2 Satz 2 GasNZV alleine der Netzbetreiber. Der durchschnittliche Anteil der Anschlussnehmer bzw. Anlagenbetreiber an den Netzanschlusskosten betrug im Erhebungszeitraum ca. 592.300 Euro. Es ergeben sich demnach durchschnittliche jährliche Kosten in Höhe von 59.432 Euro. Aufgrund der Kostenobergrenze nach der neuen GasNZV 2010 ist daher mit einer Absenkung des Anteils zu rechnen, für den Netzbetreiber dürfte er sich umgekehrt erhöhen. Die einzelnen Angaben der Anschlussnehmer waren hier jedoch sehr unterschiedlich. So waren Kostenpositionen von über einer Mio. Euro und unter 200.000 Euro zu beobachten.

Bei keiner der Anlagen ist die Verbindungsleitung zwischen der Biogasaufbereitungsanlage und dem Einspeisepunkt länger als zehn km. Bei solchen Verbindungsleitungen müsste der Anschlussnehmer gem. § 33 Abs. 1 Satz 4 GasNZV die Investitionskosten des Teils der Verbindungsleitung, welcher zehn Kilometer überschreitet, alleine tragen. Bei 20 Anlagen ist die Verbindungsleitung länger als ein km. D. h. bei solchen Anschlüssen gilt die Kostenbegrenzung nach § 33 Abs. 1 Satz 3 GasNZV für den Netzanschluss und die Verbindungsleitung für den ersten Kilometer, wohingegen die Investitionskosten des Teils der Verbindungsleitung, welcher ein Kilometer überschreitet, ungedeckt zu 25 Prozent seitens des Anschlussnehmers zu tragen sind.

Daneben wurde noch der Zeitraum für die Realisierung des Netzanschlusses erfragt, da dieser mittelbar auch zu monetären Einbußen des Anlagenbetreibers führen kann,

¹ In die Betriebs-, Wartungs- und Instandhaltungskosten wurden u. a. folgende Kosten mit eingerechnet: Wasserverbrauch, Strom, Abwasseranfall, Prozesshilfsmittel, Eigenverbrauch und Personalkosten.

wenn die vom Anlagenbetreiber geplante Realisierungsdauer nicht eingehalten werden kann. Dabei beginnt die Realisierungsphase mit dem Netzanschlussbegehren und endet mit der Inbetriebnahme des Netzanschlusses. Es wurde bei der Abfrage unterschieden nach dem Zeitraum des Anschlussbegehrens bis zum Abschluss des Netzanschlussvertrages (im Durchschnitt ca. elf Monate) und dem Zeitraum des Abschluss des Netzanschlussvertrages bis zur Inbetriebnahme des Netzanschlusses (im Durchschnitt ca. neun Monate). Der benötigte Zeitraum für die gesamte Realisierung des Netzanschlusses wurde mit durchschnittlich zwölf Monaten angegeben. Dabei hat der Zeitraum zwischen dem Anschlussbegehren bis zum Netzanschlussvertrag die meiste Zeit in Anspruch genommen.

Für die Kosten der Netzverträglichkeitsprüfung haben die antwortenden Anlagenbetreiber einen durchschnittlichen Wert in Höhe von 5.649 Euro angegeben. Die einzelnen Angaben waren hier jedoch sehr unterschiedlich. So gab es Kostenpositionen von über 10.000 Euro und unter 2.000 Euro.

Bei den Netznutzungsentgelten für den Gastransport zeigt sich ein konstanter Anstieg (siehe Abbildung 12). Der durchschnittliche Wert für das Jahr 2011 lag bei 3.755.924 Euro. Infolge der Novellierung der GasNZV im Jahre 2010 waren die Entgelte für die erstmalige physische Einspeisung nur noch bis zum September 2010 von den individuellen Netznutzern, d. h. den Einspeisern von Biogas, zu zahlen.

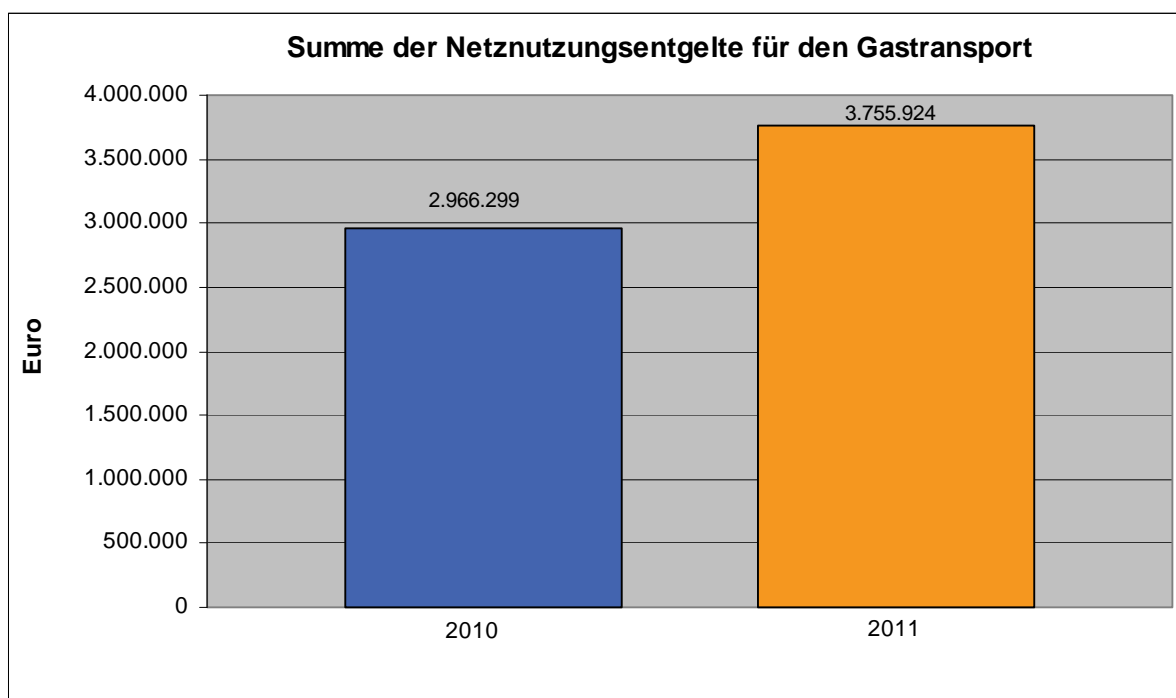


Abbildung 12: Summe der Netznutzungsentgelte für den Gastransport

Ähnlich wie die konstant ansteigenden Netznutzungsentgelte für den Gastransport ist auch die Inanspruchnahme des Flexibilitätsrahmens von 2010 auf 2011 angestiegen (siehe Abbildung 13). Ein Grund hierfür könnte sein, dass das Biogasbilanzierungssystem erst im Jahre 2009 mit dem Verbände-Leitfaden zur Biogasbilanzierung auf eine ausreichende rechtssichere Basis gestellt wurde. Nur ein Händler gab an, dass er in einem Jahr Differenzmengen auszugleichen hatte, die über den Flexibilitätsrahmen hinausgingen.

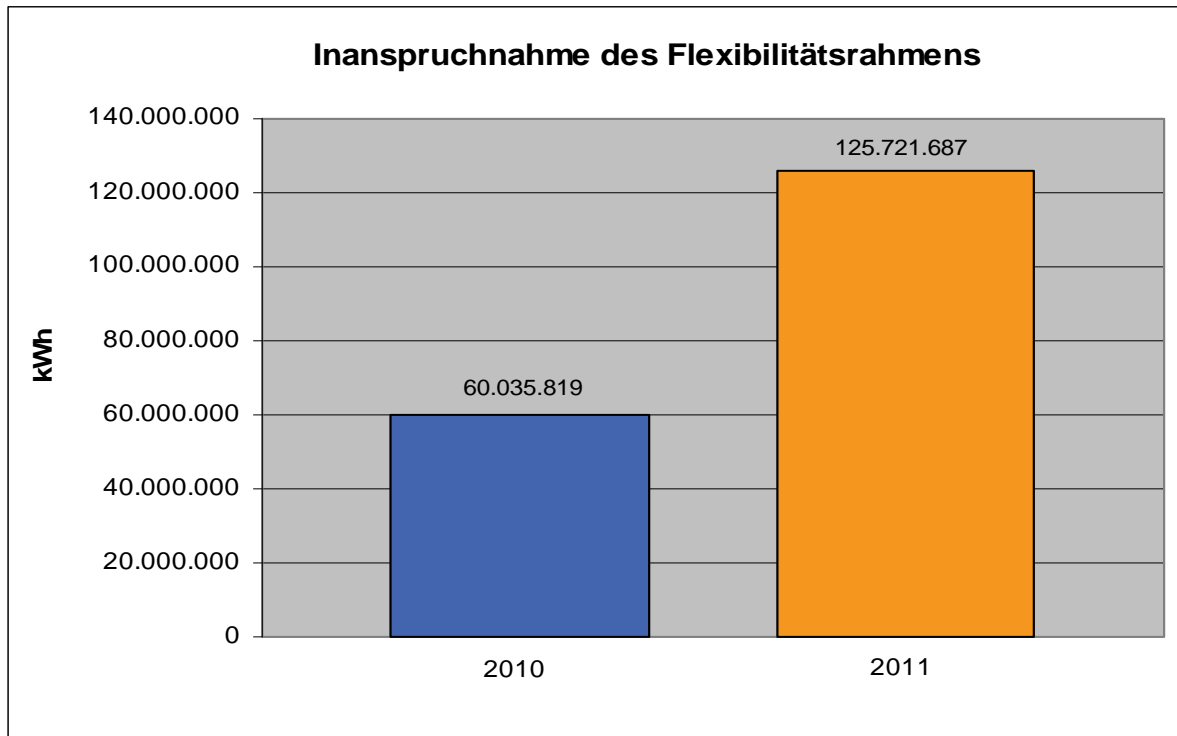


Abbildung 13: Inanspruchnahme des Flexibilitätsrahmens

3.3 Die erzielbaren Erlöse für Biogas

Der höchste Biogaseinkaufspreis für das Jahr 2010 wurde mit einem durchschnittlichen Wert von 6,95 Cent/kWh angegeben. Im Jahr 2011 stieg der Wert auf 7,32 Cent/kWh (siehe Abbildung 14).

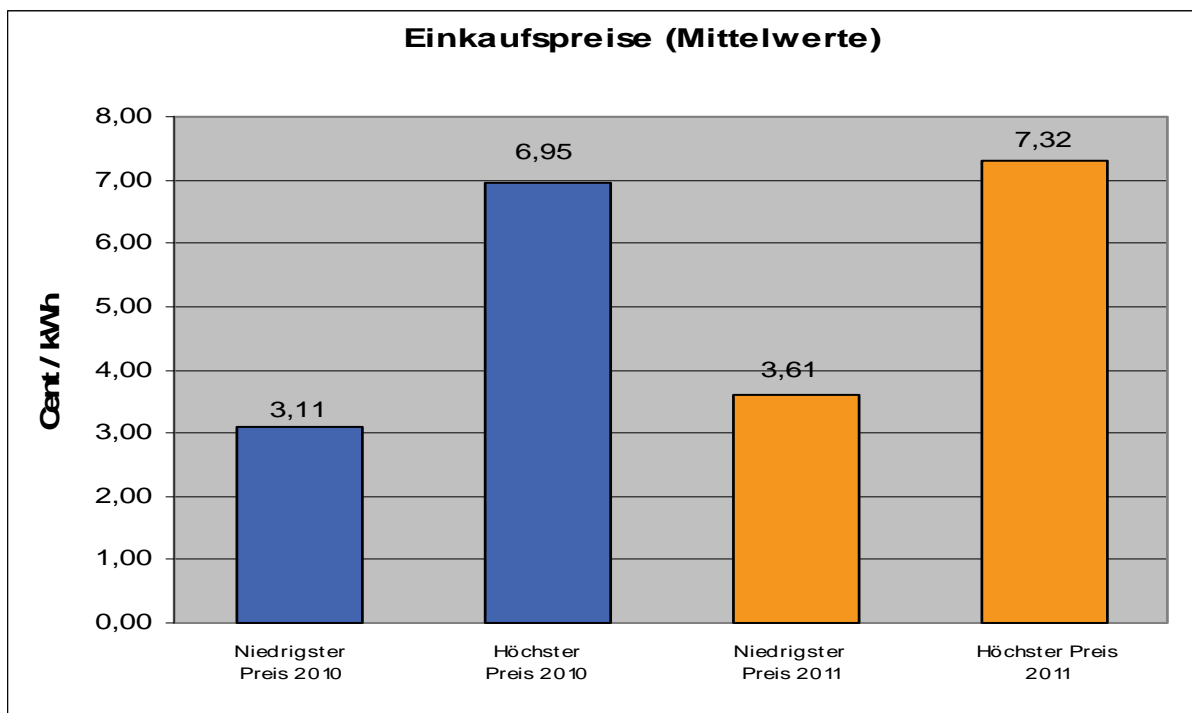


Abbildung 14: Einkaufspreise in Cent/kWh

Eine ähnliche Entwicklung für den Zeitraum von 2010 bis 2011 zeigt sich bei den Verkaufspreisen für das gehandelte Biogas (siehe Abbildung 15).

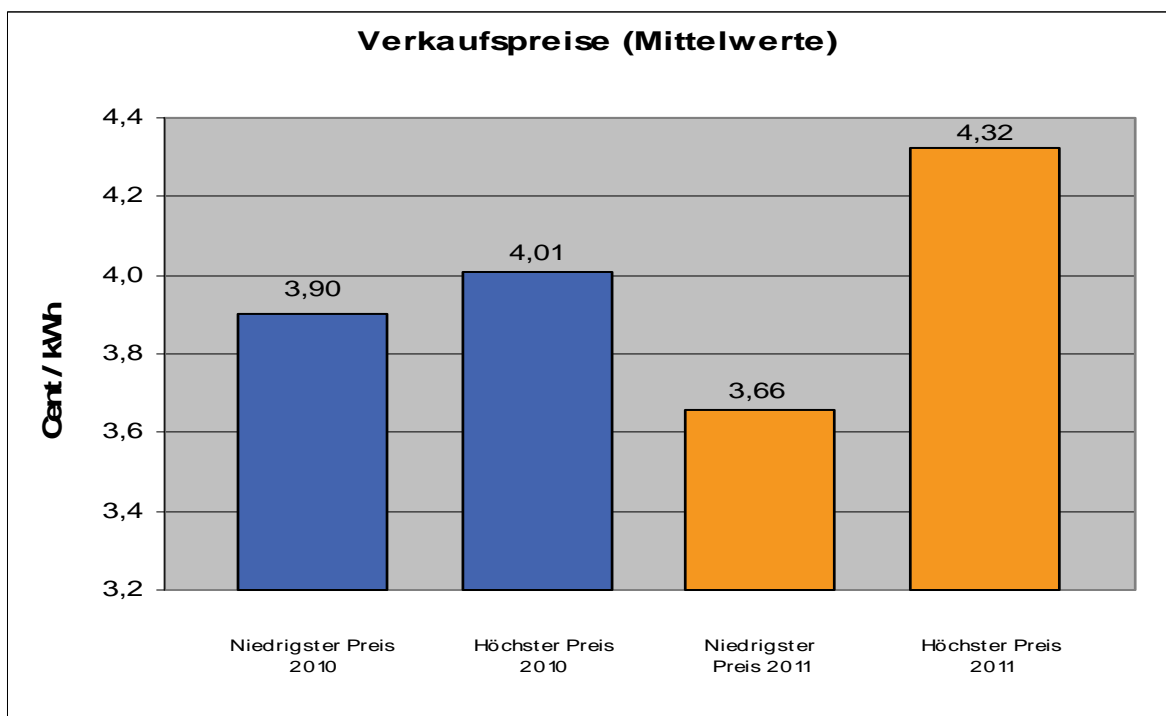


Abbildung 15: Verkaufspreise in Cent/kWh

Der Verkaufspreis für Biogas betrug im Jahr 2011 durchschnittlich 3,99 Cent/kWh, im Jahr 2010 durchschnittlich 3,96 Cent/kWh. Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass eine erhebliche Spannweite der erhobenen Werte für die Jahre 2010 und 2011 vorliegen; so wurden auch dieses Jahr nochmals die Werte für das Jahr 2010 erhoben, da dieses Jahr gegenüber dem Vorjahr wesentlich mehr Händler angeschrieben wurden. Aus diesem Grund differenzieren auch die Werte sehr stark zu den im Vorjahr genannten Angaben. Gründe hierfür sind daneben die mangelnde Datengrundlage aufgrund der geringen Rücklaufquote. Zudem kann der Verkaufspreis je nach Hersteller, Lieferant, Letztverbraucher und auch Einsatzzweck sehr unterschiedlich sein. Die Verkaufspreise für Biogas sind vor dem Hintergrund der Marktpreise für fossiles Erdgas zu würdigen. Der Grenzübergangspreis für fossiles Erdgas betrug im Jahr 2011 durchschnittlich 2,6 Cent/kWh und der für an den virtuellen Handelsplätzen TTF und NCG am Spotmarkt bezahlte Preis betrug für fossiles Erdgas durchschnittlich 2,27 Cent/kWh. Die gehandelte Menge an Biogas ist in den Betrachtungsjahren 2010 bis 2011 kontinuierlich bis auf 1,342 Mrd. kWh gestiegen.

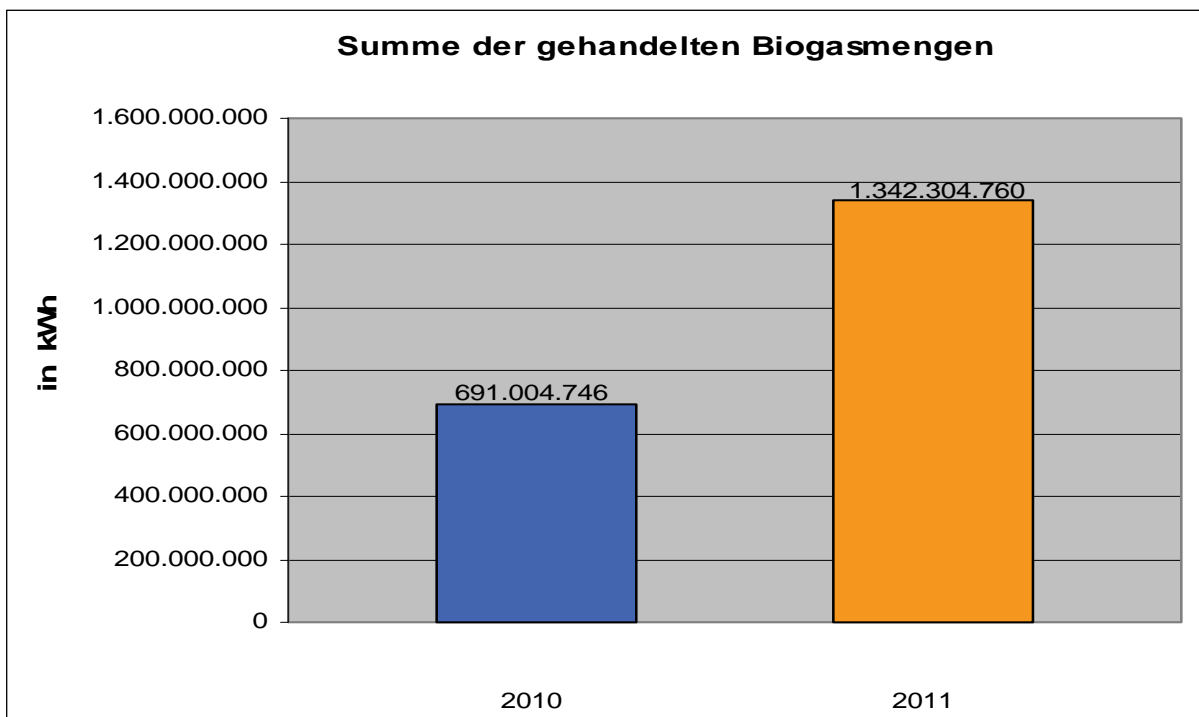


Abbildung 16: Summe der gehandelten Biogasmengen

Die Verteilung der Gesamtmenge des gehandelten Biogases in kWh verteilt sich wie folgt:

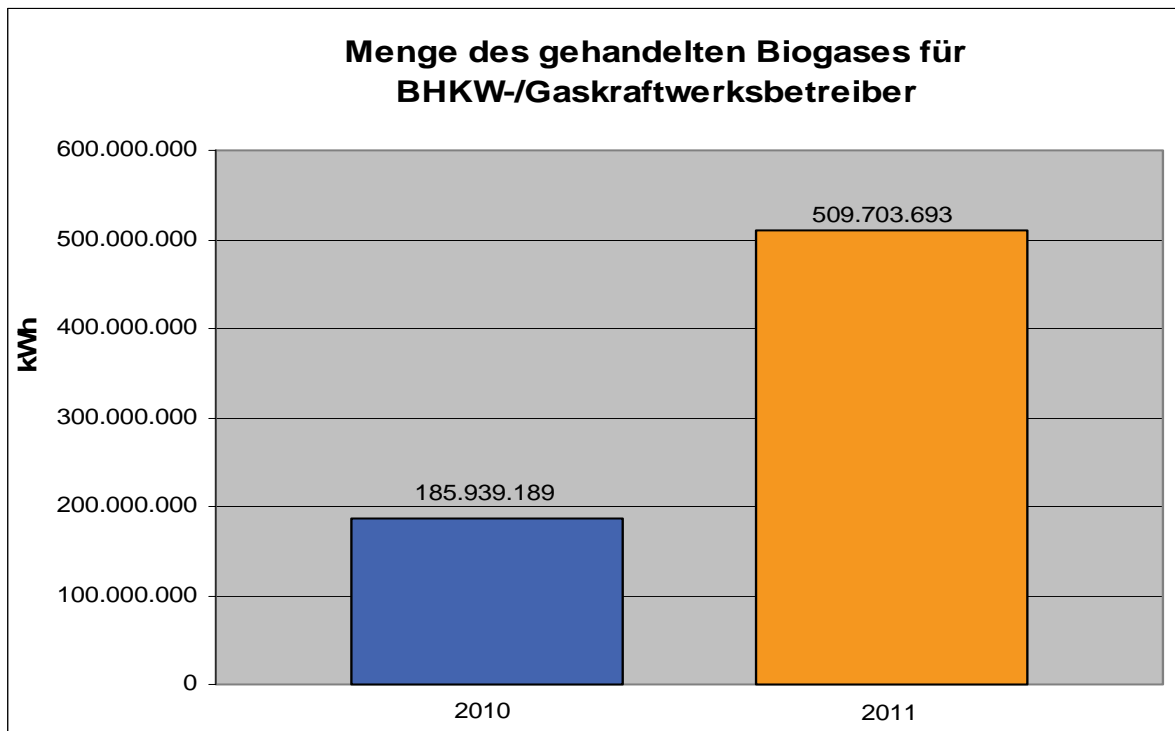


Abbildung 17: Menge des gehandelten Biogases für BHKW-/Gaskraftwerksbetreiber

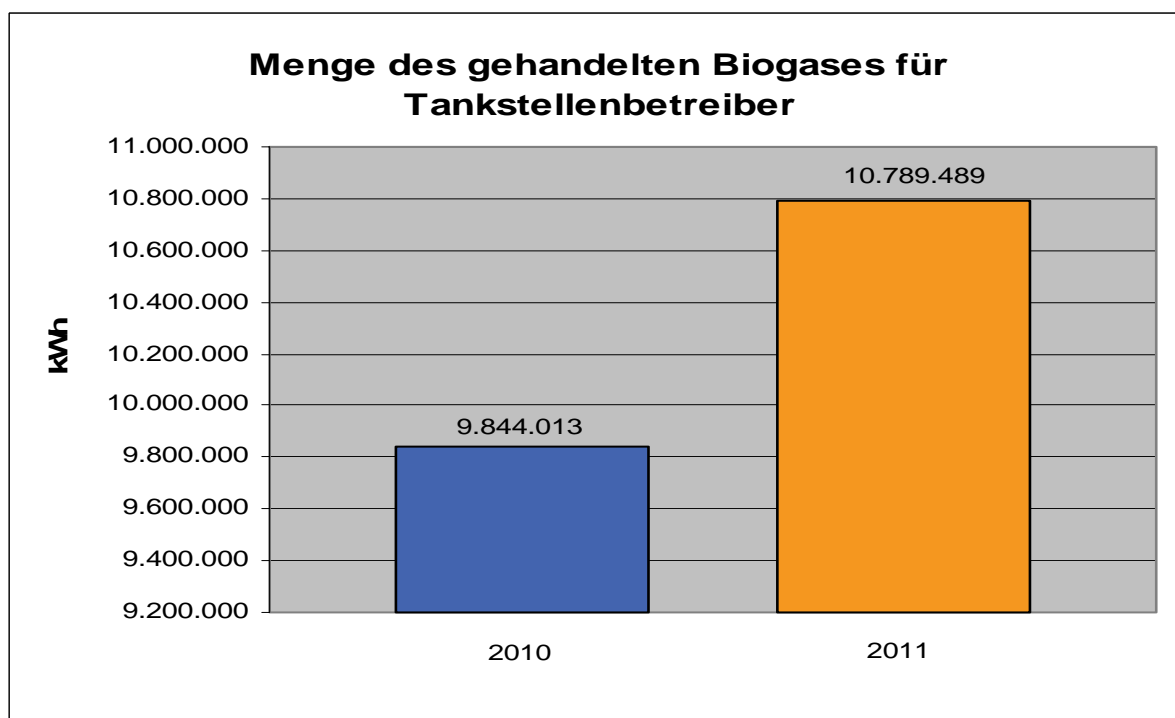


Abbildung 18: Menge des gehandelten Biogases für Tankstellenbetreiber

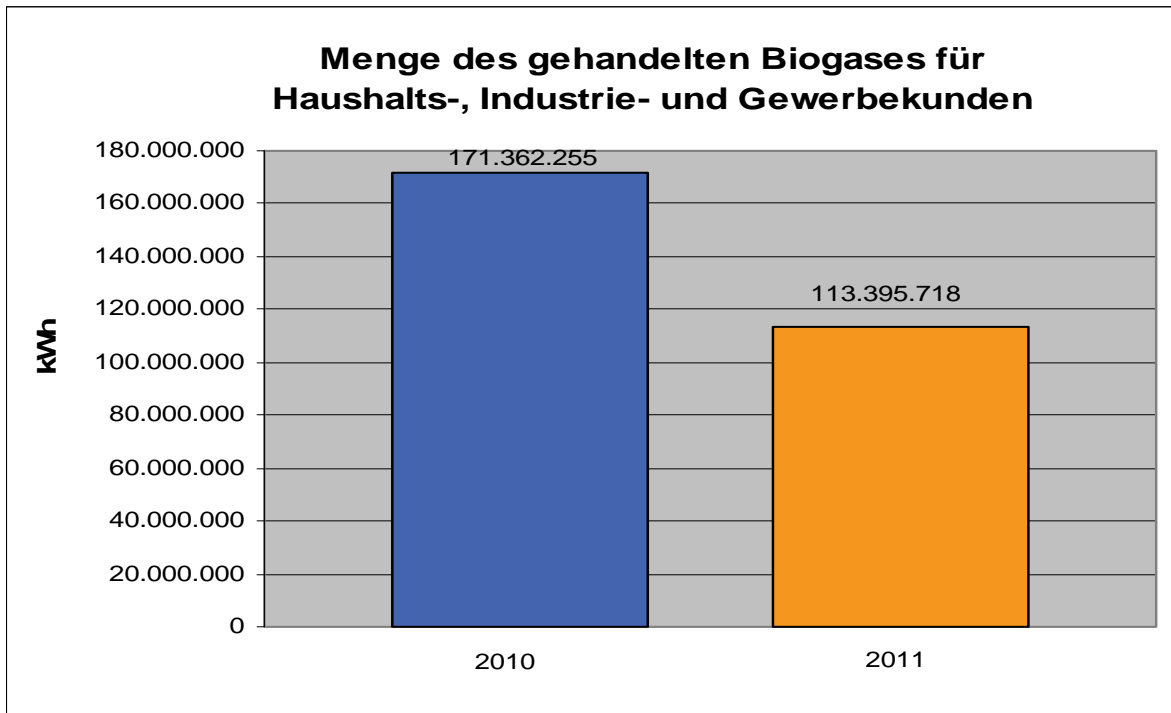


Abbildung 19: Menge des gehandelten Biogases für Haushalts-, Industrie- und Gewerbekunden

Die Menge des gehandelten Biogases für Haushalts-, Industrie- und Gewerbekunden ist von 2010 auf 2011 um ca. 58.000 MWh gesunken.

3.4 Die Kostenbelastung der Netze und Speicher

Die geographische Verteilung von Biogasanlagen und damit auch von Biogasnetzanschlüssen ist ungleichmäßig. Die mit dem Netzzugang Biogas entstehenden Kosten sollen daher auf alle Netze innerhalb eines Marktgebietes verteilt werden (vgl. § 20b GasNEV), um sehr intensive Belastungen einzelner Netzbetreiber und ihrer Kunden zu vermeiden. Die Biogaskosten innerhalb eines Marktgebietes werden daher in Form einer Umlage auf alle Ausspeiseentgelte verteilt. Dem einzelnen Netzbetreiber sollen darüber hinaus keine Kosten entstehen.

Der vorliegende Bericht hat gemäß § 37 GasNZV sowohl die Kostenbelastung der Netze als auch der Speicher durch den Netzanschluss Biogas aufzuzeigen. Über die Belastung der Netze können klare Aussagen getroffen werden.

Kosten im Zusammenhang mit dem Anschluss von Biogasanlagen an Speicher, die nicht Teil des Gasversorgungsnetzes sind, werden nicht auf die Netze umgelegt.

Zudem speist auch keine der bislang betriebenen Biogasanlagen unmittelbar in einen solchen Speicher ein. Folglich ist eine Angabe der Kostenbelastung von Speichern nicht möglich. Die übrigen Speicher sind Teil des Gasversorgungsnetzes. Kosten, die infolge der Biogaseinspeisung bei solchen Speichern anfallen, sind deshalb Kosten des Netzes (und nicht der Speicher).

Zu den umlegbaren Kosten gehören:

- Die Kosten des Netzbetreibers für den effizienten Netzanschluss, für die Wartung und den Betrieb gemäß § 33 Absatz 2 GasNZV sowie die Maßnahmen gemäß § 33 Absatz 10 GasNZV und § 34 Absatz 2 GasNZV. Insbesondere fallen darunter Kosten für die Planung, Errichtung, Wartung und den Betrieb eines effizienten Netzanschlusses, einschließlich der Kosten wirtschaftlich zumutbarer, kapazitätserhöhender Maßnahmen im Netz. Die Ermittlung dieser Kosten erfolgt nach den Vorgaben der GasNEV, d. h. unter Ansatz kalkulatorischer Kosten.
- Kosten für die vom Netzbetreiber gemäß § 20a GasNEV an den Transportkunden von Biogas zu zahlenden Entgelte für vermiedene Netzkosten in Höhe von 0,007 Euro je Kilowattstunde eingespeisten Biogases.
- Kosten für die Einhaltung des DVGW Arbeitsblattes G 685, der Gasbeschaffheitsmessung des Biogases und der Odorierung (vgl. § 36 Absatz 3 und 4 der GasNZV).
- Kosten für den erweiterten Bilanzausgleich gemäß § 35 GasNZV abzüglich der vom Bilanzkreisverantwortlichen gemäß § 35 Absatz 8 GasNZV zu zahlenden Pauschale. Zur Ermittlung dieser Kosten sind insbesondere von den tatsächlichen Kosten die von dem Biogas-Bilanzkreisverantwortlichen an den Marktgebietsverantwortlichen zu zahlende Pauschale von 0,1 Cent/kWh für den tatsächlich in Anspruch genommenen Flexibilitätsrahmen sowie sonstige Ausgleichszahlungen für Differenzmengen, die über den Flexibilitätsrahmen hinausgehen, abzuziehen, welche der Biogas-Bilanzkreisverantwortliche zu tragen hat. Der Grund für den Abzug der Pauschale liegt darin, dass die Kosten für die Inanspruchnahme des

Flexibilitätsrahmens von den Biogasbilanzkreisverantwortlichen im Rahmen eines pauschalen Entgelts zu tragen sind.

Erstattung der Kosten

Die Biogaseinspeisenetzbetreiber teilen dem marktgebietsaufspannenden Netzbetreibern bis zum 30. September eines Jahres die von ihnen prognostizierten Biogasplankosten für das Folgejahr (Plankosten) mit. Darüber hinaus prognostiziert der Marktgebietsverantwortliche für das Folgejahr die Kosten für den erweiterten Bilanzausgleich für Biogas-Bilanzkreise abzüglich der von den Biogas-Bilanzkreisverantwortlichen zu zahlenden Pauschale für den in Anspruch genommenen Flexibilitätsrahmen und meldet diese Kosten ebenfalls an den/ die marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber.

Die Biogaseinspeisenetzbetreiber und der Marktgebietsverantwortliche melden ebenfalls die Plan- und Ist-Kosten aus dem letzten abgelaufenen Jahr. Daraus wird die Differenz aus Plan- und Ist-Kosten ermittelt.

Die Plankosten für das Folgejahr werden um diese Differenz bereinigt. Das Ergebnis ist der Biogaswälzungsbetrag, der dem Biogaseinspeisenetzbetreiber (und dem Marktgebietsverantwortlichen) von dem marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber erstattet wird. Die so berechneten Kosten erstattet der marktgebietsaufspannende Netzbetreiber dann den Biogaseinspeisenetzbetreibern und dem Marktgebietsverantwortlichen im Folgejahr. Die Erstattung erfolgt, indem der marktgebietsaufspannende Netzbetreiber die ihm gemeldeten Biogaskosten jeweils in zwölf gleiche Monatsbeträge aufteilt und diese den betreffenden Biogaseinspeisenetzbetreibern in Form von monatlichen Abschlagszahlungen erstattet.

Wälzung der Kosten

Da innerhalb eines Marktgebietes in der Regel mehrere marktgebietsaufspannende Netzbetreiber benannt sind, werden die durch die marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber ermittelten Biogasgesamtkosten addiert. Auch die voraussichtlich gebuchten Ausspeisekapazitäten der marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber werden addiert. Die zu wälzenden Kosten aller marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber werden durch die Summe der im folgenden Kalenderjahr voraussichtlich

gebuchten bzw. bestellten Kapazitäten aller marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber dividiert. Daraus ergibt sich der marktgebietspezifische Biogaswälzungsbetrag in Euro/kWh/ h/a.

Damit nehmen die marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber die Beträge ein, die ihnen von den Biogaseinspeisenetzbetreibern und Marktgebietsverantwortlichen als Biogaskosten gemeldet wurden und die sie ihnen erstatten. Die um die Wälzungskosten Biogas erhöhten Ausspeiseentgelte werden in die nachgelagerten Netze weitergewälzt und damit auf die Netzentgelte aller nachgelagerten Netzbetreiber verteilt.

Generiert ein marktgebietsaufspannender Netzbetreiber in einem Marktgebiet mit mehreren marktgebietsaufspannenden Netzbetreibern über die Erlöse aus der Biogasumlage voraussichtlich einen Überschuss, zahlt er monatlich einen Ausgleich an die jeweils anderen marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber, die ihre durch den Netzanschluss Biogas angefallenen Kosten nicht decken können.

Wälzungskosten 2011

Die gesamten Wälzungskosten im Jahr 2009 beliefen sich auf 24.199.249 Euro, die im Jahr 2010 betragen 53.382.545 Euro und die gesamten Wälzungskosten im Jahr 2011 beliefen sich auf 77.614.552 Euro. Damit ist ein deutlicher kontinuierlicher Anstieg der gewälzten Kosten zu beobachten: Die Wälzungskosten im Jahr 2011 sind, auch bedingt durch die weitere Zunahme der Einspeisemenge, im Vergleich zum Vorjahr weiterhin angestiegen. Relativ betrachtet sind die Biogaswälzungskosten von 2009 auf 2010 um 120,60 Prozent angestiegen, von 2010 auf 2011 nur noch um 45,39 Prozent. Dies liegt im Wesentlichen daran, dass die Basis für die relative Betrachtung des Kostenanstiegs vom 2010 auf 2011 die schon höheren Kosten des Jahres 2010 sind. Absolut gesehen war Anstieg der gesamten Biogaswälzungskosten von 2009 auf 2010 (29,18 Mio. Euro) nur geringfügig höher als der von 2010 auf 2011 (24,23 Mio. Euro).

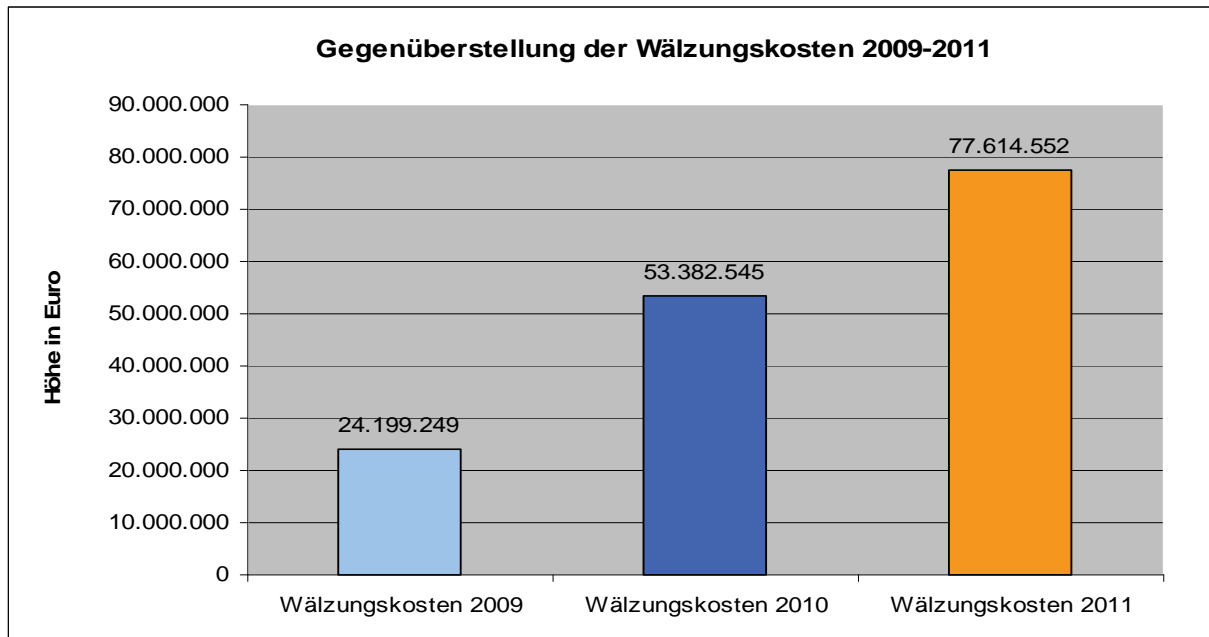


Abbildung 20: Wälzungskosten aller Marktgebiete aggregiert

Spezifisch gerechnet auf die eingespeiste Biogasmenge betragen die Wälzungskosten 2,8 Cent/kWh für das Jahr 2011 und 3,0 Cent/kWh für das Jahr 2010.

Der Wälzungsbetrag im Jahr 2011 setzte sich vor allem zusammen aus den im Jahr 2010 ermittelten Plankosten der Biogaseinspeisenetzbetreiber für 2011 und der Differenz aus Plan- und Ist-Kosten aus dem Jahr 2009. Die Plankosten für das Jahr 2011 beliefen sich auf 80.167.998 Euro, die Plankosten für das Jahr 2009 auf 19.265.488 Euro und die Ist-Kosten für das Jahr 2009 auf 10.459.907 Euro. Zu beachten ist hierbei, dass nicht die volle Plan-Ist-Kostendifferenz in den Wälzungsbetrag 2011 eingeflossen ist, da im Rahmen der Marktgebietszusammenlegung Gaspool im Jahr 2009 ein Teil der Plan-Ist-Kostendifferenz nicht über die betrachtete Biogasumlage abgerechnet wurde. Weiterhin müssen bei der Gesamtbetrachtung des Wälzungsbetrages die in geringem Maße anfallenden Kosten des Marktgebietsverantwortlichen für den erweiterten Bilanzausgleich berücksichtigt werden (s.u.).

Von Interesse sind auch die gewälzten Kosten in den einzelnen Marktgebieten. Besonders hohe Beträge wurden in den Marktgebieten NCG und Gaspool gewälzt. Mit Wälzungskosten von ca. zehn Mio. Euro in 2009, ca. 25,2 Mio. Euro in 2010 und ca. 45,2 Mio. Euro in 2011 ist Gaspool seit Einführung des Biogaswälzungsmechanismus im Jahr 2009 führend. Die zweithöchsten absoluten Beträge wurden im Marktgebiet NCG mit ca. 9,1 Mio. Euro in 2009, ca. 19 Mio. Euro im Jahr 2010

und 16,47 Mio. Euro in 2011 gewälzt. Sowohl in 2009, in 2010 als auch in 2011 fällt ein Großteil der gewälzten Kosten in diesen Marktgebieten an. Auch der absolut größte Zuwachs von 2010 auf 2011 ist im Marktgebieten Gaspool mit ca. 20,0 Mio. Euro zu beobachten. Der größte relative Zuwachs an Wälzungskosten hat in den Marktgebieten L-Gas 1 und Thyssengas-H-Gas stattgefunden. Hier hat sich der Wälzungsbetrag mehr als verdoppelt bzw. vervierfacht. In den Marktgebieten EGT L-Gas, NCG und Thyssengas-L-Gas hat sich der Biogaswälzungsbetrag verringert. Zum 1. Oktober 2011 fand eine weitere Konsolidierung auf nunmehr zwei Marktgebiete statt. Dies fördert zwar eine weitere, regionale Nivellierung der Biogasmulagen; so waren in den übrigen Marktgebieten wesentlich weniger Anlagen angeschlossen als in den beiden großen. Trotzdem ist die Biogasmulage im Marktgebiet Gaspool deutlich höher als im Marktgebiet NCG. Ursächlich hierfür ist zum einen eine höhere Menge an eingespeistem Biogas im Marktgebiet Gaspool. Dies resultiert aus dem Umstand, dass im Marktgebiet Gaspool größere Anlagen einspeisen als im Marktgebiet NCG. Zum anderen verteilen sich die dadurch verursachten höheren Aufwendungen der Gasnetzbetreiber infolge der Biogaseinspeisung im Marktgebiet Gaspool auf eine vergleichsweise geringere Ausspeiseleistung als im Marktgebiet NCG.

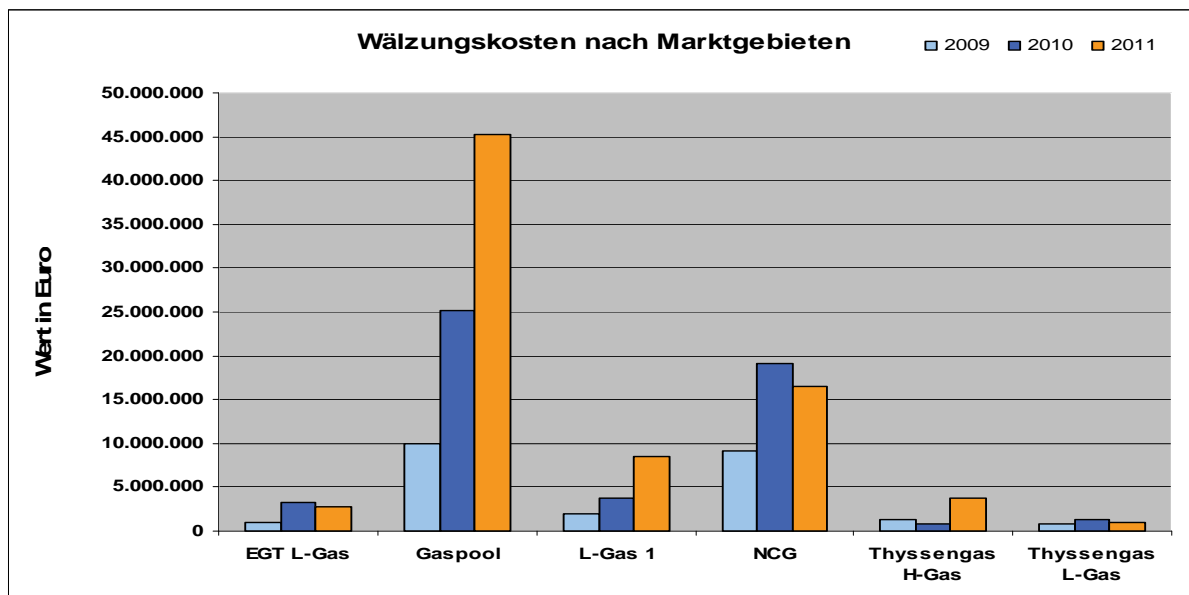


Abbildung 21: Wälzungskosten nach Marktgebieten für 2009, 2010 und 2011

Von besonderem Interesse sind neben dem gesamten Wälzungsbetrag auch die Kosten der Biogasmulage in den einzelnen Marktgebieten in Euro/kWh/h/a. Für die

Jahre 2010 und 2011 sind diese in Abbildung 22 dargestellt. Zu deren Ermittlung wurden die gesamten in einem Marktgebiet durch den Netzanschluss von Biogasanlagen entstandenen Wälzungskosten durch die Summe der voraussichtlichen gebuchten bzw. bestellten jährlichen Ausspeisekapazitäten der marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber geteilt. Ausspeisepunkte zu Speichern anderen Marktgebieten und Grenzübergangspunkten erhalten keinen den Biogas-Wälzungsbetrag umfassenden Entgeltzuschlag und werden daher bei der Berechnung der Biogasumlage in Euro/kWh/a nicht berücksichtigt.

Es ist zu erkennen, dass in den Marktgebieten, in denen die Wälzungskosten absolut hoch sind, auch die Kosten in Euro pro kWh/h/a hoch sind. Bildet man das gewichtete Mittel über alle Marktgebiete, so kommt man auf einen Betrag von 0,26 Euro/kWh/ h/a, um den die Ausspeiseentgelte der marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber durch die Biogasumlage ansteigen. Zum 01.10.2011 wurden die Marktgebiete weiter konsolidiert, so dass nur noch NCG und Gaspool übrig blieben. Nur die Biogasumlage wird bis zum 31.12.2011 aus Vereinfachungsgründen weiterhin aufgliedert.

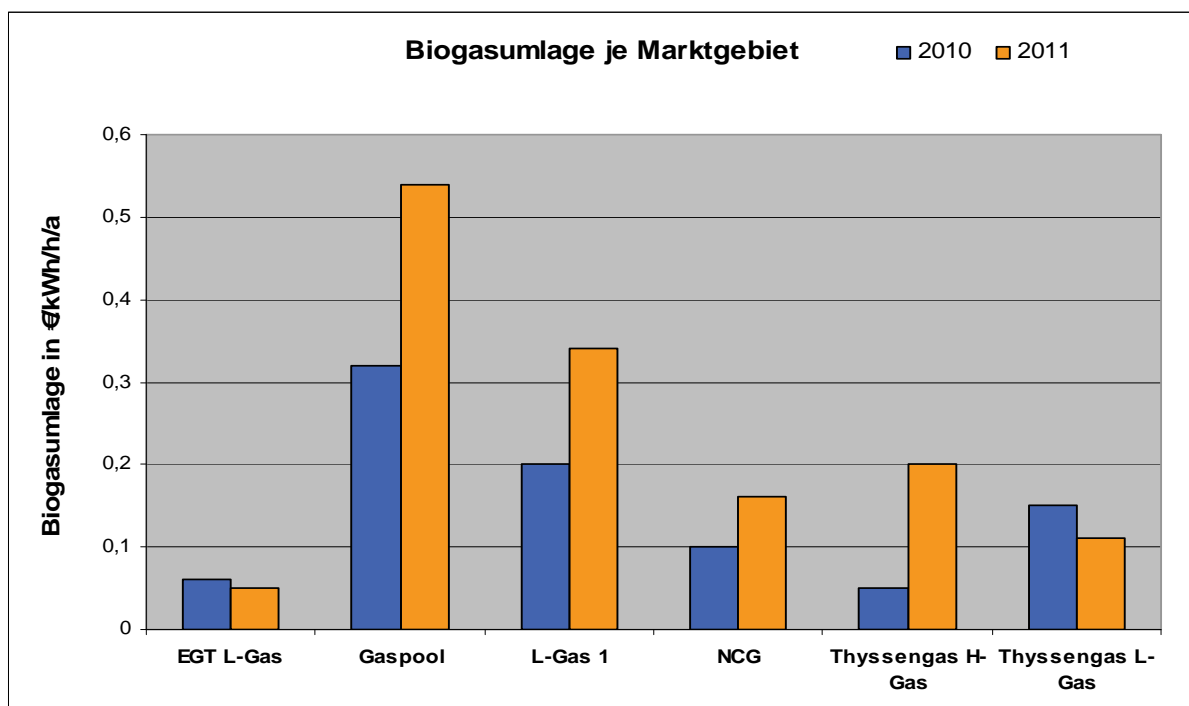


Abbildung 22: Biogasumlage in den einzelnen Marktgebieten

Aus der Gegenüberstellung der Plankosten für 2008, 2009 und 2010 ist ersichtlich, dass die Netzbetreiber und die Marktgebietsverantwortlichen von Jahr zu Jahr steigende Plankosten ansetzen. Dies ist wohl zu einem bedeutenden Teil auf die zunehmende Zahl der Biogasanlagen, die an das Netz angeschlossen werden, zurückzuführen und korrespondiert mit dem Anstieg der Wälzungskosten von 2009 bis 2011.

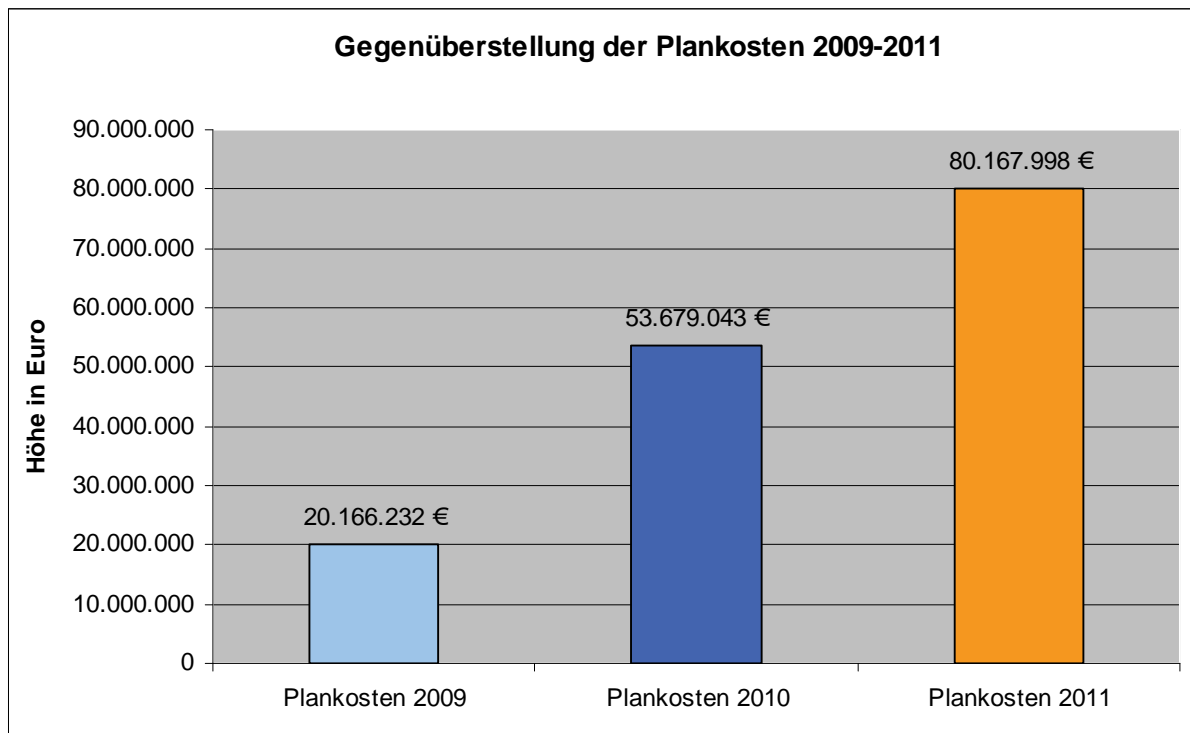


Abbildung 23: Plankosten aller Marktgebiete aggregiert

In den Wälzungskosten der Jahre 2009 und 2010 sind auch die Kosten für den erweiterten Bilanzausgleich seitens der Marktgebietsverantwortlichen bzw. Bilanzkreisnetzbetreiber enthalten. Im Kostenwälzungsbetrag von 2009 betragen die Kosten für den erweiterten Bilanzausgleich 1.489.489 Euro, im Kostenwälzungsbetrag von 2010 3.255.018 Euro und im Kostenwälzungsbetrag von 2011 1.006.859 Euro. Hier ist ein starkes Absinken von 2010 auf 2011 zu beobachten. Es ist jedoch fraglich, ob der Wert tatsächlich abgesunken ist, da einige Marktgebietsverantwortliche die Kosten für die Biogasbilanzierung tatsächlich ausweisen können und es sein kann, dass tatsächlich Mehrkosten der Biogasbilanzierung angefallen sind. Auffällig ist, dass im Jahr 2009 nur in zwei der sechs Marktgebiete Kosten für den erweiterten Bilanzausgleich gemeldet wurden, im Jahr 2010 in drei der sechs Marktgebiete und in 2011 wieder in zwei der sechs Marktgebiete.

Gemäß § 20a GasNEV erhalten Transportkunden von Biogas vom Netzbetreiber, in dessen Netz sie unmittelbar einspeisen, ein pauschales Entgelt in Höhe von 0,7 Cent/kWh eingespeisten Biogases für vermiedene Netzkosten mindestens für zehn Jahre ab Inbetriebnahme des jeweiligen Netzanschlusses. Dies gilt unabhängig von der Netzebene, in die eingespeist wird. Die Kosten für die vom Netzbetreiber an den Transportkunden von Biogas zu zahlenden Entgelte für vermiedene Netzkosten werden gemäß § 20b GasNEV, wie oben beschrieben, auf alle Netzentgelte des Marktgebietes umgelegt, in dem das Biogaseinspeisenetz liegt. Dementsprechend fließen die Entgelte für vermiedene Netzkosten mit in die Kostenwälzung ein. In der Summe wurde von den Netzbetreibern ein Betrag von 4.812.752 Euro an Entgelten für vermiedene Netzkosten als Ist-Kosten für das Jahr 2009 benannt. Dies entspricht ungefähr dem Planwert, den die Netzbetreiber für das Jahr 2009 gemeldet haben. Der Planwert an Kosten für vermiedene Netzentgelte für das Jahr 2011 beläuft sich auf 27.123.056 Euro. Dies entspricht einem Anteil am Biogaswälzungsbetrag 2011 von ca. 35 Prozent.