

Kosten und Nutzen der Flexibilisierung von kleinen Gülle-Biogasanlagen

Kurzfassung



Photo: © AgriKomp GmbH

Mai 2013

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES)

Königstor 59, 34119 Kassel

Im Auftrag der AgriKomp GmbH

Inhaltsverzeichnis

| | | |
|-----|---|----|
| 1 | Zusammenfassung..... | 3 |
| 2 | Potenzial der Stromerzeugung aus Gülle-Biogas | 4 |
| 3 | Szenarien der Stromerzeugung aus Biomasse bis 2020..... | 5 |
| 4 | Flexible Biomasse im Stromversorgungssystem | 7 |
| 4.1 | Auswirkungen auf Stromgestehungskosten und CO ₂ -Bilanzen..... | 7 |
| 4.2 | Verdrängung von Spitzenlastkraftwerken..... | 9 |
| 5 | Flexible Gülle-Biogasanlagen in der Direktvermarktung..... | 10 |
| 5.1 | Förderbedarf | 10 |
| 5.2 | Marktchancen bis 2020 | 12 |

Der vorliegende Bericht ist eine Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse der gleichnamigen Studie, die von Fraunhofer IWES im Auftrag von AgriKomp GmbH erstellt wurde. Für die Ausgabe der Langfassung wenden Sie sich bitte an:

Martina Rohner
Energiepark 2
D-91732 Merkendorf
Telefon +49 9826 65959 - 0
Email: presse@agrikomp.de

Patrick Hochloff
Königstor 59
D-34119 Kassel
Telefon +49 561 7294-214
Email: patrick.hochloff@iwes.fraunhofer.de

Autoren:

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES)

Patrick Hochloff, Norman Gerhardt, Uwe Holzhammer, Henning Hahn

1 Zusammenfassung

Flexible Stromerzeugung aus Biomasse kann zur Integration von volatiler Einspeisung aus Wind- und Solarenergie beitragen. Gülle-Biogas wird bereits zur Stromerzeugung genutzt, der Rohstoff wird jedoch nur mit kleinstem Aufwand als Grundlaststrom verwertet. Mit der Flexibilitätsprämie wird bereits der Überbau von Biogasanlagen (höhere Leistung, größere Speicherkapazitäten) gefördert, für kleine Biogasanlagen ist jedoch die Flexibilitätsprämie nicht ausreichend. Mit der Förderung des Potenzials kleiner Gülle-Biogasanlagen kann ein hoher Anteil flexibler Stromerzeugung aus Biomasse leichter erreicht werden. Darüber hinaus stehen keine genehmigungsrechtlichen Einschränkungen bei der Flexibilisierung kleiner Anlagen im Weg. Das führt zu wesentlich kürzeren Umsetzungsphase und zu geringeren Aufwendungen für die Genehmigung.

Die vorliegende Studie beschreibt die Möglichkeit kleine Gülle-Biogasanlagen als flexible Kapazität in das Stromversorgungssystem einzuführen. Es wird untersucht welche zusätzlichen Fördermaßnahmen erforderlich sind um diese Potenziale zu erschließen. Der technische Aufwand soll jedoch in einem angemessenen Verhältnis zum Nutzen stehen. Eine Bewertung der Maßnahme aus Sicht des Stromversorgungssystems und aus Sicht eines einzelnen Akteurs (z. B. Hersteller, Investor, Betreiber) wird dazu in dieser Studie durchgeführt. Eine weitere Möglichkeit zur Erhöhung der Flexibilität im Energieversorgungssystem ist der Neubau von Gaskraftwerken bzw. GuD-Anlagen. Die Flexibilisierung von Biogasanlage wird mit dem Bau von GuD-Kraftwerken verglichen.

Im Rahmen der Studie wird die Entwicklung des Kraftwerksparks, der Primärenergiekosten, der erneuerbaren Energien und des Stromverbrauchs entsprechend der BMU-Leitstudie [Nitsch 2012] und des Netzentwicklungsplans [ÜNB 2012] angenommen. Der Anteil der erneuerbaren Energien beträgt demnach 40 % des Bruttostromverbrauchs im Jahr 2020. Der Anteil des Stroms aus Biomasse beträgt 8,2 %. Innerhalb des Biomasse-Sektors wurde eine Differenzierung auf unterschiedliche Techniken vorgenommen und mehrere Szenarien für die Flexibilisierung von Biogasanlagen (V1, V2 und V3) entwickelt. Zum Beispiel wurde im Szenario V3 mit 66 % ein hoher Anteil der Stromerzeugung aus Biogas in flexiblen Anlagen im Jahre 2020 angenommen. Dazu müssten alle Neuanlagen flexibel gebaut werden. Außerdem müssten 86 % der Bestandanlagen (Stand 2011) umgerüstet werden, wenn nur größere Anlagen (> 150 kW) berücksichtigt werden. Dagegen müsste 50 % der Bestandsanlagen (Stand 2011) umgerüstet werden, wenn auch kleine Anlagen (< 150 kW) an der Flexibilisierung (Neu- und Bestandsanlagen) teilnehmen. Außerdem wurde ein Szenario mit einer erhöhten Nutzung des Biomassepotenzials, insbesondere der Reststoffe aus der Viehhaltung, entwickelt (V3+), welches als einziges über den Rahmen der BMU-Leitstudie und des Netzentwicklungsplans hinausgeht. Insgesamt entspricht der Überbau von Biogasanlagen in den betrachteten Szenarien einer netto-Kapazität von bis zu 2,1 GW (2020 V3) und mit der verstärkten Nutzung des Gülle-Biogaspotenzials in flexiblen Anlagen bis zu 4,7 GW (2020 V3+) an Gas- bzw. GuD-Kraftwerke. Im Vergleich der Fixkosten hat der Überbau von großen Biogasanlagen niedrigere Fixkosten als neue GuD-Kraftwerke und der Überbau von kleinen Gülle-Biogasanlagen höhere Fixkosten.

Des Weiteren werden durch die Flexibilisierung von Biogasanlagen die Kosten der Stromerzeugung im konventionellen Kraftwerkspark um bis zu 6,3 €/MWh reduziert. Durch den flexiblen Betrieb der Biogasanlagen wird im Wesentlichen die Stromproduktion in Kraftwerken mit hohen Grenzkosten (Erdgas) reduziert. Die Simulation zeigt auch, dass die Braunkohle etwas mehr und effizienter für die Stromerzeugung genutzt wird. Die Kohlenstoffdioxid-Emissionen werden dennoch in der Summe geringfügig reduziert, denn flexible Biogasanlagen führen auch zu einem reduzierten Einsatz von

Pumpspeicherwerken und damit verringerten Speicherverlusten und zu reduzierten Überschüssen bzw. Einspeisemanagement-Maßnahmen.

Bei der betriebswirtschaftlichen Untersuchung wurden die Kosten und die Erlöse, die auf die Flexibilisierungsmaßnahme zurückzuführen sind, bilanziert. Daraus ergibt sich, dass ab 2 ct/kWh zuzüglich zur aktuellen Flexibilitätsprämie Gülle-Biogasanlagen mit bislang 75 kW Leistung durch den Wechsel zu einem größeren BHKW zur flexiblen Stromerzeugung umgerüstet werden können. Dieser Wert wurde aus der Analyse der Erlöse mit den Strompreisen der Jahre 2008 bis 2012 ermittelt und bestätigt sich in der simulationsbasierten Analyse verschiedener Markttrends bis 2015 und 2020. Im Fall einer finanziellen Absicherung zur Schaffung neuer Kraftwerkskapazitäten ist der Mehraufwand von 2 ct/kWh zuzüglich zur aktuellen Flexibilitätsprämie günstiger als die Fixkosten neuer GuD-Kraftwerke.

2 Potenzial der Stromerzeugung aus Gülle-Biogas

Das Potenzial zur Stromerzeugung aus Gülle-Biogas beträgt in Deutschland 25,5 TWh. Mit einer Mischung von 80 Massenprozent Gülle und 20 Massenprozent Mais beträgt das Potenzial in Deutschland insgesamt 29,4 TWh. Allein in Bayern beträgt das Potenzial mit der 80/20-Mischung 4,9 TWh und in Baden-Württemberg 1,8 TWh.

Dieses Potenzial geht aus dem Viehbestand in Deutschland hervor. Der Viehbestand basiert auf den Angaben des statistischen Bundesamtes (Stand 2012). Zu dem Potenzial werden Betriebe gezählt, deren anfallende Gülle mit einer 80/20-Mischung mindestens eine 30 kW-Anlage ganzjährig (8000 Volllaststunden) betreiben können. Tabelle 1 unterscheidet des Weiteren die Herkunft der Gülle.

Tabelle 1: Strompotential aus Biogas von Rinder- und Schweinegülle in Deutschland, Bayern und Baden-Württemberg

| | Deutschland | Bayern | Baden-Württemberg |
|---|--------------------|---------------|--------------------------|
| Rindergülle [GWh _{el}] | 21.555 | 3.876 | 1.364 |
| Schweinegülle [GWh _{el}] | 3.909 | 358 | 221 |
| Gesamtpotential 100 % Gülle [GWh _{el}] | 25.464 | 4.234 | 1.585 |
| Gesamtpotential 80 % Gülle + 20 % Mais [GWh _{el}] | 29.443 | 4.896 | 1.833 |

Das Potenzial der Stromerzeugung entspricht einer kumulierten Anlagenleistung von rund 3,7 GW in Deutschland bzw. 1,8 GW in Bayern und 700 MW in Baden-Württemberg.

Mit einer möglichen Verdoppelung der Anlagenleistung für einen flexiblen Betrieb (täglich 12 Stunden Betrieb) würden 7,4 GW elektrische brutto Leistung in Deutschland bzw. 3,6 GW in Bayern und 1,4 GW in Baden-Württemberg zur Mittellasterzeugung zur Verfügung stehen. Bei einer Verdreifachung der Leistung (täglich 8 Stunden Betrieb) würden bis zu 11,1 GW in Deutschland bzw. 5,4 GW in Bayern und 2,1 GW in Baden-Württemberg zur Spitzenlasterzeugung bereit stehen.

3 Szenarien der Stromerzeugung aus Biomasse bis 2020

Es wird angenommen, dass sich die brutto-Stromproduktion aus kleinen Biogasanlagen (vorwiegender Einsatz von Gülle) auf 2,1 TWh im Jahr 2015 und auf 4,9 TWh im Jahr 2020 erhöht. Diese Einschätzung ist in einen Kontext der gesamten Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse integriert (Tabelle 2). Die Aufteilung der Stromerzeugung aus Biogas in kleine und große Anlagen für das Jahr 2011 basiert auf den Angaben nach [DBFZ 2012]. Für die Biomasse insgesamt wurde in der BMU-Leitstudie ein Anstieg der brutto-Stromerzeugung auf 46,2 TWh im Jahr 2015 und auf 53,7 TWh im Jahr 2020 angesetzt.

Tabelle 2: Stromerzeugung aus Biomasse, EE-Gasen, Müll-HKW und Geothermie

| Erzeugung (in GWh/a) | 2011 | | 2015 | | 2020 | |
|-----------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | brutto | netto | Brutto | netto | brutto | netto |
| Müll-HKW (inkl. biogener Abfälle) | 7.000 | 5.460 | 7.000 | 5.460 | 7.000 | 5.460 |
| Holzheizkraftwerke | 12.279 | 11.051 | 15.410 | 13.869 | 18.343 | 16.508 |
| - Anteil ORC-HKW (wärmegeführt) | 3.948 | 3.553 | 7.079 | 6.371 | 10.012 | 9.010 |
| - Anteil Altholz-HKW (bandlast) | 8.331 | 7.498 | 8.331 | 7.498 | 8.331 | 7.498 |
| Biomethan | 2.833 | 2.762 | 4.042 | 3.941 | 4.764 | 4.645 |
| Biogas* | 13.136 | 12.151 | 16.403 | 15.173 | 19.207 | 17.766 |
| - Biogasanlagen kleiner 150 kW | 686 | 634 | 2.079 | 1923 | 4.865 | 4.500 |
| - Biogasanlagen größer 150 kW | 12.451 | 11.517 | 14.325 | 13.250 | 14.342 | 13.266 |
| Deponie-, Klärgas und Grubengas | 2.977 | 2.753 | 2.947 | 2.726 | 2.685 | 2.484 |
| Geothermie | 63 | 50 | 366 | 293 | 1.658 | 1.326 |
| Erzeugung | 38.288 | 34.228 | 46.169 | 41.463 | 53.656 | 48.190 |

* vorwiegend Gülle/Wirtschaftsdünger (<150 kW) und NaWaRo-Anlagen (>150 kW)

Im Rahmen der Entwicklung der gesamten Stromerzeugung aus Biomasse werden Entwicklungspfade für die Flexibilisierung der Anlagen definiert. Für die Flexibilisierung wird von einer 2-fachen oder 3-fachen Überbauung ausgegangen. Eine 2-fache Überbauung von Biogasanlagen und Biomethan-BHKW bedeutet dabei eine Verdoppelung der installierten BHKW-Leistung und einen Gas- bzw. Wärmespeicher mit jeweils 12 Stunden Speicherkapazität. Biogasanlagen erreichen damit rund 4000 Volllaststunden pro Jahr und Biomethan-BHKW rund 3500 Volllaststunden pro Jahr¹. Eine 3-fache Überbauung von Biogasanlagen bedeutet eine Verdreifachung der installierten BHKW-Leistung und die Installation eines Gasspeichers mit acht Stunden Speicherkapazität. Diese Biogasanlagen erreichen damit rund 2800 Volllaststunden pro Jahr. Die Szenarien für die Flexibilisierung der Biogasanlagen sind in Tabelle 3 bzw. Abbildung 1 enthalten.

Im Szenario 2020 V2 wird 24 % der Energie aus Biogas in überbauten Anlagen erzeugt. Falls nur Anlagen mit einer Bemessungsleistung größer 150 kW überbaut werden, könnte die Flexibilisierung mit einer Durchdringung von z. B. 100 % des Zubaus (ab 2011) und rund 20 % des Bestands erreicht werden. Sofern nur Anlagen mit einer Bemessungsleistung kleiner 150 kW überbaut werden, könnte die flexible Biogaserzeugung z. B. auf 100 % des Zubaus (ab 2011) und rund 50 % des Bestands erzielt werden. Wenn alle Anlagengrößen zu den 24 % flexibler Biogaserzeugung beitragen, wäre das mit 75 % des Zubaus (ab 2011) möglich.

¹ Im Fall von Biomethan, ist bei einer Überbauung der BHKW auch ein höherer KWK-Anteil an der Wärmelast möglich. Bei einer 2-fachen Überbauung reduziert sich die Auslastung damit nur von 5500 h/a auf 3500 h/a

Im Szenario 2020 V3 werden 66 % der Energie aus Biogas in überbauten Anlagen erzeugt, was unter Berücksichtigung aller Anlagengrößen mit 100 % des Zubaus (ab 2011) und 50 % des Bestandes umsetzbar wäre. Bei der Berücksichtigung von Anlagen ausschließlich mit einer Bemessungsleistung größer 150 kW müsste zum gesamten Zubau auch 86 % der Bestands überbaut werden.

Tabelle 3: Varianten für den Anteil flexibler Biogasanlagen in den Szenarien 2015 und 2020

| Jahr des Szenarios | Variante des Szenarios | Anteil an der jeweiligen Stromerzeugung | Grad der Überbauung |
|--------------------|------------------------|--|---------------------------------------|
| 2015 | V1 | 0 % | |
| | V2 | 44 % Biomethan 9 % Biogas | 2-fach 3-fach |
| | V3 | 44 % Biomethan 36 % Biogas | 2-fach 2-fach und 3-fach |
| 2020 | V1 | 0 % | |
| | V2 | 70 % Biomethan 24 % Biogas | 2-fach 3-fach |
| | V3 | 70 % Biomethan 66 % Biogas | 2-fach 2-fach und 3-fach |
| | V3+ | 70 % Biomethan 66 % Biogas + 7400 GWh bzw. 1 GW Gülle-Biogas | 2-fach 2-fach und 3-fach 3-fach |

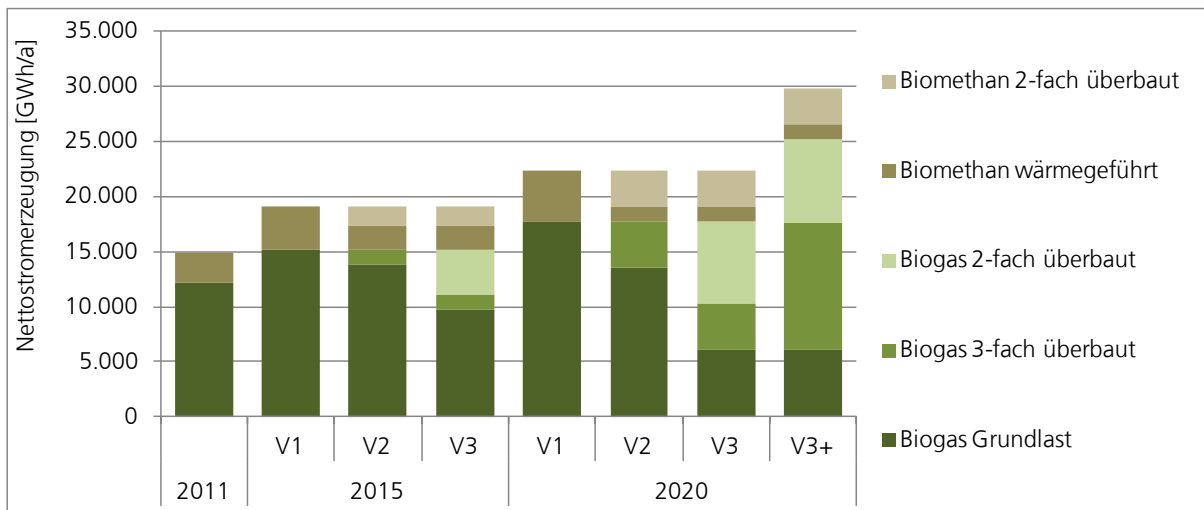


Abbildung 1: Nettostromerzeugung aus Biogas und Biomethan – Szenariovarianten der Flexibilisierung

4 Flexible Biomasse im Stromversorgungssystem

4.1 Auswirkungen auf Stromgestehungskosten und CO₂-Bilanzen

Der veränderte Einsatz der flexiblen Biogas- und Biomethananlagen wirkt sich bei entsprechend hohem Anteil auf den Kraftwerkseinsatz zur Deckung der Residuallast² aus. Für zwei ausgewählte Szenarien (2020 V2 und 2020 V3+) ist der stundenscharf simulierte Einsatz aggregiert für jeden Kraftwerkstyp in Abbildung 2 und Abbildung 3 dargestellt. Die Szenarien für 2015 und 2020 sind angelehnt an die BMU-Leitstudie [Nitsch 2012] und den Netzentwicklungsplan [ÜNB 2012]. In diesen Darstellungen ist zunächst eine deutliche Reduktion der Stromerzeugung aus Erdgas und des Betriebs der Pumpspeicherwerke abzulesen.

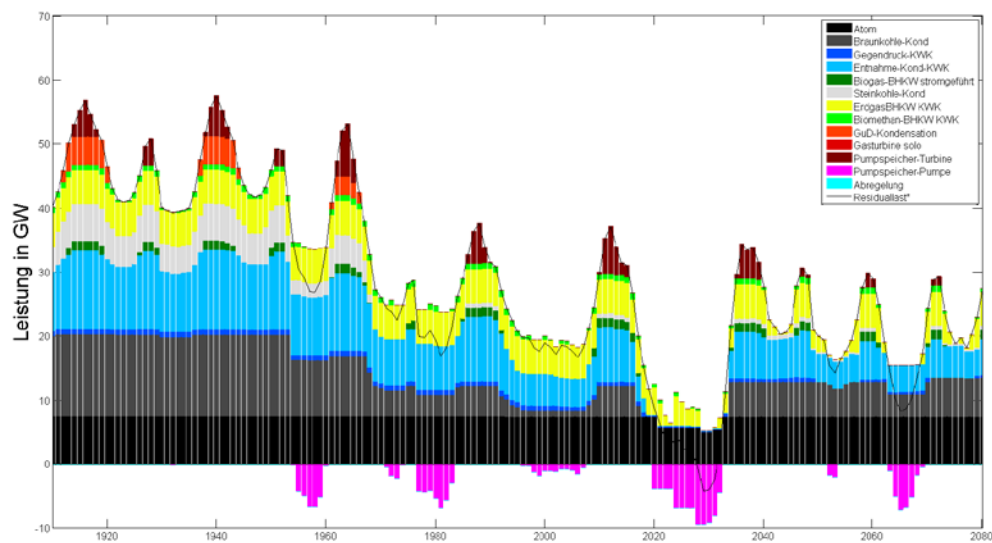


Abbildung 2: Ganglinie der Residuallast und Lastdeckung mit konv. Kraftwerkspark und flex. Biogas/Biomethan, exemplarische Woche Szenario 2020 V2

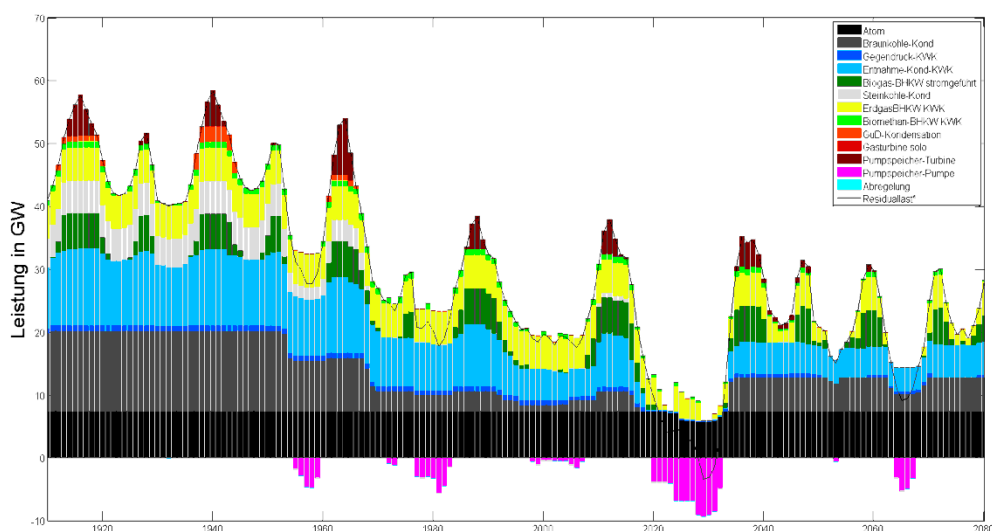


Abbildung 3: Ganglinie der Residuallast und Lastdeckung mit konv. Kraftwerkspark und flex. Biogas/Biomethan, exemplarische Woche Szenario 2020 V3+

² Residuallast ist der Stromverbrauch abzüglich der Einspeisung aus erneuerbaren Energien. In diesem Fall werden die flexiblen Biogasanlagen nicht in der Residuallast berücksichtigt, sondern zur Deckung der Residuallast zusammen mit konventionellen Kraftwerken dargestellt.

Die gesamte Änderung des Erdgasverbrauchs von GuD- und Gasturbinen-Kraftwerken sowie die Auslastung der Pumpspeicher in Volllaststunden ist in Tabelle 4 dargestellt. Des Weiteren ist darin die Reduktion der Pumpverluste sowie der überschüssigen Erzeugung aus erneuerbaren Energien enthalten.

Tabelle 4: Änderung des Gasverbrauchs, des Pumpspeichereinsatzes und der -verluste, der Überschüsse aus erneuerbaren Energien durch Flexibilisierung der Biogasstromerzeugung

| | 2015 | | | 2020 | | | |
|----------------------------------|------|---------|---------|------|--------|---------|---------|
| | V1 | V2 | V3 | V1 | V2 | V3 | V3+ |
| Änderung Brennstoffverbrauch GuD | - | -0,03 % | -0,08 % | - | -1,3 % | -2,7 % | -8,7 % |
| Änderung Brennstoffverbrauch GT | - | -3,8 % | -5,3 % | - | -0,3 % | -18,3 % | -28,5 % |
| VLS Pumpspeicher [h/a] | 803 | 741 | 676 | 659 | 547 | 469 | 391 |
| Pumpverluste [TWh/a] | 2,23 | 2,04 | 1,86 | 2,28 | 1,89 | 1,62 | 1,35 |
| EE-Überschüsse [TWh/a] | 0,01 | 0,01 | 0,00 | 0,16 | 0,13 | 0,10 | 0,10 |

Neben den Strompreisen werden durch die Änderung des Kraftwerkseinsatzes auch die Stromgestehungskosten im konventionellen Kraftwerkspark und die CO₂-Emissionen beeinflusst. In Tabelle 5 sind die Einsparung der Stromgestehungskosten des konventionellen Kraftwerkspark gegenüber dem Szenario ohne Flexibilisierung des Biogases (V1) enthalten. Die Werte in Euro pro Energieeinheit (€/MWh) beziehen sich auf die Energie, die in flexiblen Biogas- und Biomethananlagen erzeugt wird.

Tabelle 5: Kosteneinsparung im Einsatz konventioneller Kraftwerk durch Flexibilisierung der Biogasstromerzeugung

| | 2015 | | | 2020 | | | |
|---------------------------|------|--------|--------|------|--------|---------|---------|
| | V1 | V2 | V3 | V1 | V2 | V3 | V3+ |
| Änderung Anfahrkosten | - | -3,4 % | -9,5 % | - | -7,9 % | -15,2 % | -23,9 % |
| €/MWh flexible Biomasse | - | -1,0 | -0,9 | - | -0,7 | -0,7 | -0,7 |
| Mio. € | - | -12 | -27 | - | -22 | -42 | -67 |
| Änderung Brennstoffkosten | - | -0,1 % | -0,2 % | - | -0,4 % | -0,6 % | -4,3 % |
| €/MWh flexible Biomasse | - | -4,7 | -4,3 | - | -5,6 | -4,6 | -20,8 |
| Mio. € | - | -60 | -123 | - | -166 | -273 | -1.855 |
| SUMME €/MWh | - | -5,7 | -5,2 | - | -6,3 | -5,3 | -21,5 |
| SUMME Mio. € | - | -72 | -150 | - | -188 | -316 | -1.923 |

Die Einsparungen der Betriebskosten im konventionellen Kraftwerkspark durch den flexiblen Einsatz der Biogasanlagen beträgt im Jahr 2015 zwischen 5,7 und 5,2 € pro MWh flexibel produzierte Strommengen aus Biogas. Im Jahr 2020 steigt dies Einsparung unter den unterstellten Annahmen weiter auf 6,3 und 5,3 €/MWh an. Werden die Strommengen aus Gülle-Biogas erhöht steigen die Einsparungen weiter auf 21,5 €/MWh an.

Die spezifischen Effekte sind umso höher je geringer der Anteil der Flexibilisierung ist, da zunächst die höchsten Kostentreiber verdrängt werden. Die Einsparungen sind auf mehrere Effekte zurückzuführen. Durch die flexible Stromproduktion mittels Biomasse finden deutlich weniger Anfahrvorgänge im konventionellen Kraftwerkspark statt. Es erfolgt eine effizientere Brennstoffnutzung durch reduzierte Betriebsstunden in Teillast. Zudem werden die Grenzkraftwerke

verdrängt welche die höchsten Brennstoffkosten aufweisen. Dabei wird die Stromproduktion mit Grundlastkraftwerken wie z. B. Braunkohle erhöht, da das Biogas nicht mehr als Grundlast sondern als Mittel- bis Spitzenlast eingespeist wird.

Trotzdem werden die CO₂-Emissionen nicht erhöht sondern sogar geringfügig gesenkt, da auch Pumpverluste reduziert werden und die Überschüsse der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien reduziert werden. Im Szenario 2020 V3+ tritt eine deutliche Reduktion der Emissionen auf, da das Szenario eine höhere Stromerzeugung aus Gülle-Biogas enthält. Die gesamte Bilanz der CO₂-Emissionen ist in Tabelle 6 enthalten.

Tabelle 6: Änderung der CO₂-Emissionen des Stromversorgungssystems durch Flexibilisierung der Biogasstromerzeugung

| | 2015 | | | 2020 | | | |
|---|------|--------|--------|------|--------|--------|--------|
| | V1 | V2 | V3 | V1 | V2 | V3 | V3+ |
| Änderung CO ₂ -Emissionen | - | -0,1 % | -0,3 % | - | -0,3 % | -0,5 % | -4,1 % |
| tCO ₂ /MWh flexible Biomasse | - | -0,10 | -0,08 | - | -0,08 | -0,06 | -0,31 |
| Mio. tCO ₂ | - | -1,3 | -2,2 | - | -2,3 | -3,5 | -27,9 |

4.2 Verdrängung von Spitzenlastkraftwerken

Für den Vergleich der ersetzbaren Kraftwerkskapazität wird die Nettoleistung der Anlagen bzw. Kraftwerke verwendet. Die Nettoleistung ergibt sich aus der installierten Leistung, dem Eigenverbrauch und dem statistischen Einfluss der Verfügbarkeit bzw. des durchschnittlichen Biogasaufkommens. Mittels der Überbauung der Biogasanlagen ergibt sich für das Szenario 2020 eine zusätzliche verfügbare Nettoleistung von 1,3 GW (V2), 2,1 GW (V3) bzw. 3,8 GW (V3+) für Gesamtdeutschland. In dieser Höhe könnten prinzipiell GuD-Kraftwerke substituiert werden.

Für den finanziellen Vergleich der Substitution von GuD-Kraftwerken durch die Flexibilisierung von Biogasanlagen können zunächst die Fixkosten verglichen werden. Die Investition in ein GuD-Kraftwerk liegt bei rund 1 Mio. €/MW. Durch die Finanzierung und die fixen Betriebskosten fallen rund 100.000 €/MW pro Jahr an. Umgelegt auf 4000 Volllaststunden ergeben sich 25 €/MWh an Fixkosten.

Der Vergleich zeigt, dass die Fixkosten für die Flexibilisierung von Biogasanlagen um 5 €/MWh niedriger bis 20 €/MWh höher sind als bei GuD-Kraftwerken. Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht kann zudem die Reduktion der variablen Betriebskosten im konventionellen Kraftwerkspark in Höhe von 5 bis 6 €/MWh pro flexibel erzeugten Biomassestrom in den Szenarien 2015 und 2020 angesetzt werden.

5 Flexible Gülle-Biogasanlagen in der Direktvermarktung

5.1 Förderbedarf

Für die Flexibilisierung von Gülle-Biogasanlagen sind viele Optionen zur Installation von BHKW-Kapazitäten an einer Gülle-Biogasproduktionsstätte möglich. Für eine Auswahl von BHKW- und Speicher-Kombination an Biogasproduktionsstätten mit einer mittleren elektrischen Leistung von 40 kW und 75 kW werden die Kosten, Erlöse und verbleibenden Kosten vorgestellt. Die Tabelle 7 gibt einen Überblick der betrachteten Kombinationen.

Tabelle 7: Untersuchte Optionen der Flexibilisierung der Biogasanlagen

| Bezeichnung | Fermenter | | 1. BHKW | 2. BHKW | Speicherkapazität | | |
|-------------|-----------|------|---------|---------|-------------------|-----------------------|-------------------------|
| | kWel | kWch | kWel | kWel | Zeit h | Gas m ³ | Wärme m ³ |
| 40-40-40 | 40 | 125 | 40 | 40 | 12 | 300 | 18,1 |
| 40-75 | 40 | 125 | 75 | - | 12 | 300 | 18,1 |
| 40-135 | 40 | 125 | 135 | - | 18 | 450 | 27,1 |
| 75-75-75 | 75 | 214 | 75 | 75 | 12 | 514 | 31,0 |
| 75-135 | 75 | 214 | 135 | - | 12 | 514 | 31 |
| 75-195 | 75 | 214 | 195 | - | 16 | 686 | 41,3 |
| 75-75-135 | 75 | 214 | 75 | 135 | 16 | 686 | 41,3 |
| 75-135-135 | 75 | 214 | 135 | 135 | 16 | 686 | 41,3 |

Die entstehenden Mehrkosten im Zuge der Flexibilisierungsmaßnahme bzw. für den Anlagenüberbau sind in Abbildung 4 dargestellt. Es sind die jährlichen Kosten (oben) sowie die spezifischen Kosten pro erzeugter Einheit elektrischer Energie (unten) enthalten. Die ausgewiesenen Kapitalkosten ergeben sich aus der Abschreibung der Anfangsinvestitionen über 10 Jahre bei einem Zinssatz von 8 Prozent.

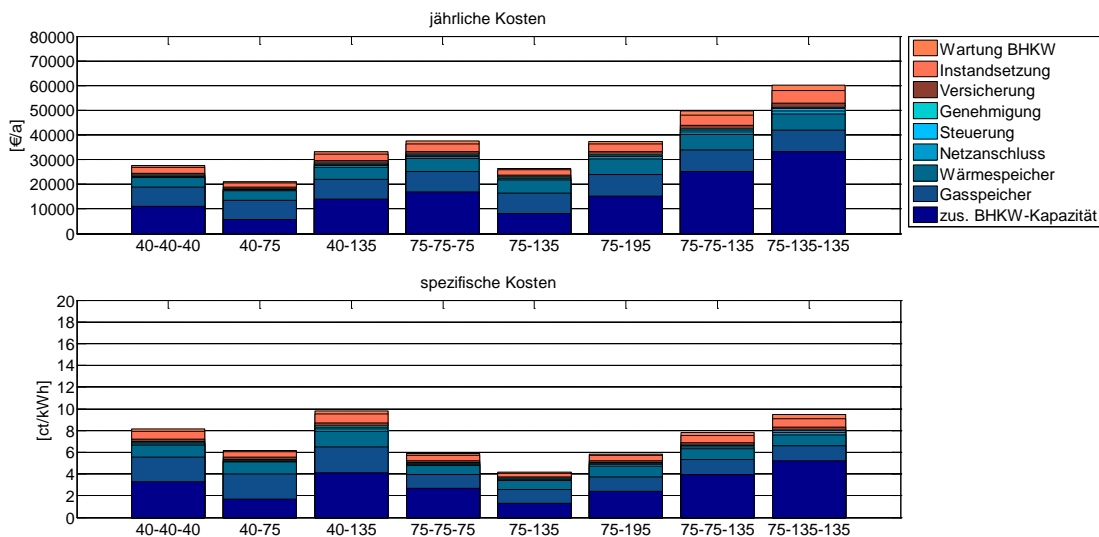


Abbildung 4: jährliche und spezifische Kosten für den Anlagenüberbau der verschiedenen Flexibilitätsoptionen

Für die Verdoppelung der Leistung mit einem zweiten BHKW fallen bei der 40 kW-Anlage jährlich ca. 27.600 Euro und für die 75 kW-Anlage ca. 37.500 Euro Kosten an. Umgerechnet auf die Stromerzeugung sind das ca. 8,1 ct/kWh bei der 40 kW-Anlage und ca. 5,9 ct/kWh bei der 75 kW-Anlage. Eine Reduktion der Kosten für den Überbau wird erreicht, wenn ein BHKW mit hoher

Leistung anstatt zwei BHKW mit kleiner Leistung gewählt werden. So sind z. B. bei einer 75 kW-Anlage die Mehrkosten für ein BHKW mit 135 kW ("75-135") deutlich und für ein BHKW mit 195 kW geringfügig niedriger als die Kosten für ein zweites BHKW mit 75 kW. Die niedrigsten spezifischen Kosten entstehen bei der Anlagenkonfiguration "75-135" mit rund 4 ct/kWh.

Durch den flexiblen Betrieb der Anlagen ergibt sich wiederum ein höherer Marktwert. Beispiele für den flexiblen Betrieb verschiedener Anlagenkombinationen entsprechend der Strompreise sind in Abbildung 5 dargestellt.

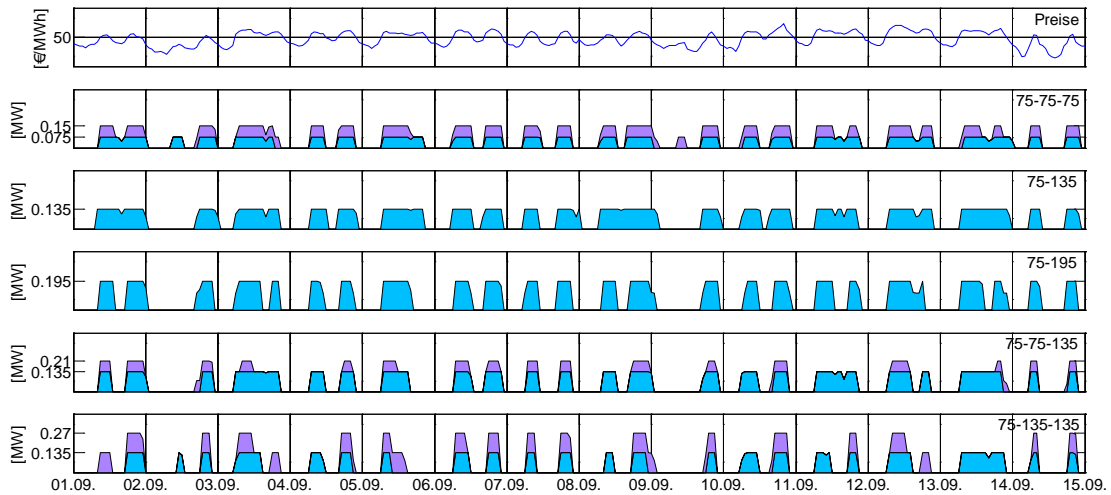


Abbildung 5: Strompreise und optimierte Fahrpläne ausgewählter Flexibilitätsoptionen vom 1. bis zum 14.09.2012

Der mögliche Marktwert und der Zusatzerlös als Differenz aus Marktwert und Baseload-Preis in den Jahren 2008 bis 2012 ist in Abbildung 6 dargestellt. Die Anlagenkonfiguration "75-135" hat mit rund 0,92 ct/kWh (2009) bzw. 0,76 ct/kWh (2010 und 2011) und 0,83 ct/kWh (2012) auch die geringsten Zusatzerlöse.

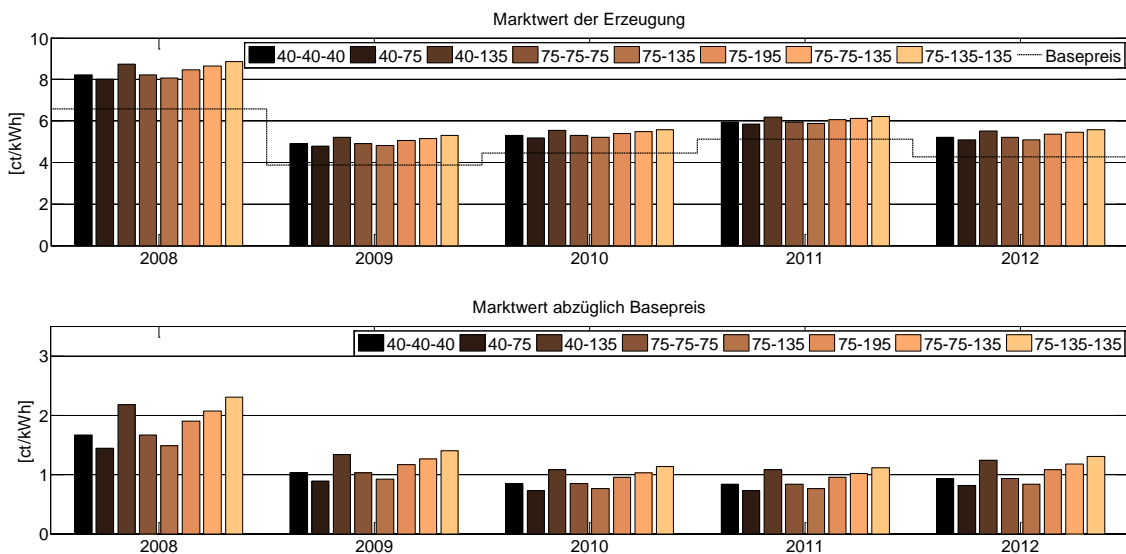


Abbildung 6: Spezifischer Marktwert (oben) und spezifische Zusatzerlöse (unten) der Anlagenkonfigurationen im Verlauf von Januar 2008 bis September 2012 in jährlicher Auflösung

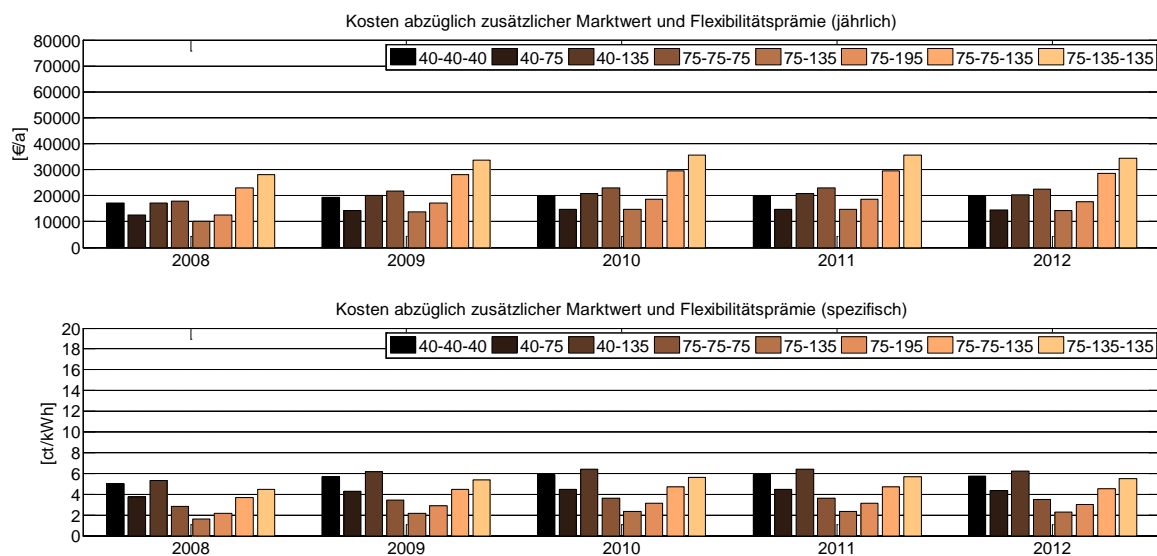


Abbildung 7: Verbleibende jährliche und spezifische Kosten für den Überbau der Anlagenkonfigurationen nach Abzug des zusätzlichen Marktwerts und der Flexibilitätsprämie

Nach aktueller Rechtslage hat ein Biogasanlagenbetreiber, der den Strom selbst vermarktet, einen Anspruch auf die Flexibilitätsprämie. Die Flexibilitätsprämie deckt teilweise die Kosten für den Überbau von Biogasanlagen. Die Erlöse aus der Flexibilitätsprämie können demnach von den Kosten abgezogen werden. Die restlichen Kosten für den Anlagenüberbau nach Abzug der Zusatzerlöse am Markt und der Flexibilitätsprämie sind in Abbildung 7 dargestellt. Die Anlagenkonfiguration "75-135" hat mit 2,2 bis 2,4 ct/kWh die niedrigsten Restkosten. Diese Anlagenkonfiguration ist mit und ohne Flexibilitätsprämie, welche die Kosten um ca. 1 ct/kWh reduziert, die optimale Lösung für den Überbau der 75 kW-Biogasanlage. Bei dieser Anlagenkombination ("75-135") kann die Größe des Biogas- und Wärmespeichers noch optimiert werden um die Kosten weiter zu senken. Die restlichen Kosten dieser Anlagenkombination betragen für eine Speicherkapazität zwischen 4 und 6 Stunden rund 1,9 ct/kWh.

5.2 Marktchancen bis 2020

Die Investition in den Überbau einer Anlage muss sich in den folgenden Jahren refinanzieren können. Für Biogasanlagen, die mittels Marktprämie direkt vermarkten, ist vor allem der tägliche Preisunterschied von Bedeutung. Dieser tägliche Preisunterschied verändert sich jedoch stark mit zunehmender Einspeisung aus Wind- und Solarenergie und würde ohne flexible Biogasanlagen (V1) von 2015 auf 2020 stark zunehmen (Abbildung 7). Des Weiteren ist der Preisunterschied stark abhängig von den am Markt verfügbaren flexiblen Kapazitäten. Neben den Gaskraftwerken wirken sich auch Speicher, Lastmanagement-Anwendungen und flexible EEG-Anlagen auf die Preisbildung aus. Insbesondere flexible Biogasanlagen, die gestützt durch die Marktprämie preisunabhängig am Markt anbieten können, reduzieren damit Preisspitzen. Je mehr flexible Biogasanlagen preisunabhängig am Markt sind, desto stärker reduziert sich der Preisunterschied. Die Abbildung 8 zeigt diesen Einfluss mit den verschiedenen Varianten der Flexibilisierung von Biogasanlagen in der Simulation des Strompreises für die Szenarien in 2015 und 2020. Es ist die Base-Peak-Differenz mit

der an die Uhrzeit gebundenen Peakload-Zeit (8:00 bis 20:00 Uhr) und der Unterschied der gemittelten vier, acht und zwölf höchsten Tagespreise im Vergleich zum Baseload-Preis dargestellt. Im Jahr 2015 ist der Einfluss noch gering, aber im Jahr 2020 ist eine deutliche Reduktion der Preisunterschiede mit zunehmendem Anteil flexibler Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan zu erwarten.

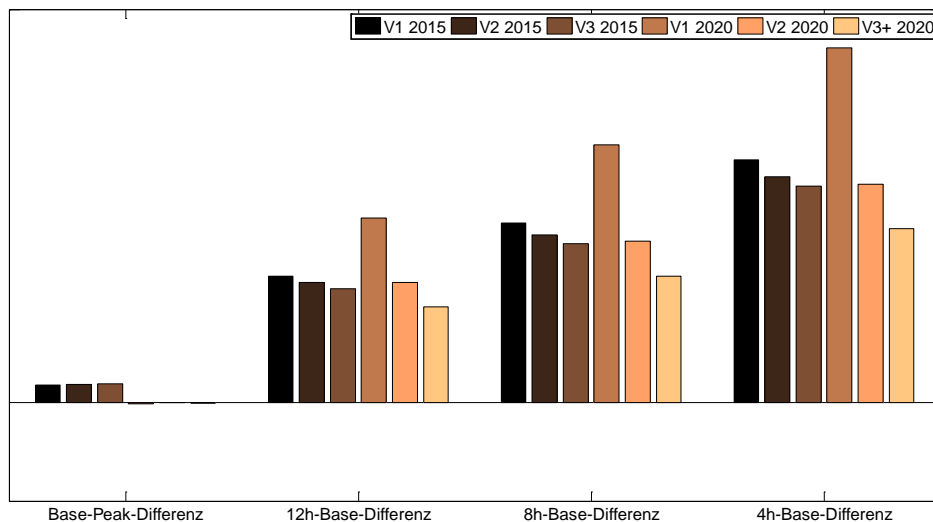


Abbildung 8: Durchschnittliche Base-Peak-Differenz und Differenz der gemittelten zwölf, acht bzw. vier höchsten Stundenpreise zum Baseload-Preis für die Varianten der Szenarien 2015 und 2020

Für den Investor ist nun entscheidend, wie sich das auf die Finanzierung der Anlage auswirkt. Die Erträge der Anlage sind abhängig vom Preisszenario. Das Preisszenario wurde mit vier meteorologischen Jahren (2006 bis 2009) berechnet, um besondere Einflüsse der Wind- und Solarenergieerzeugung aus einzelnen Jahren für eine langfristige Betrachtung weniger zu gewichten. Die Erträge und der Zusatzerlös einer kostenoptimal ausgelegten Anlagenkombination ("75-135" mit 6h-Speicher) sind für die einzelnen Wetterjahre und die verschiedenen Szenarien in Abbildung 9 dargestellt. Für die drei Szenarien im Jahr 2015 beträgt der zusätzliche Marktwert je nach Marktdurchdringung flexibler Biogasanlagen rund 0,38 ct/kWh bis 0,46 ct/kWh. Im Szenario 2020 ohne Flexibilisierung der Biogasanlagen (V1) beträgt der zusätzliche Marktwert 0,69 bis 0,74 ct/kWh, für das mittlere Szenario (2020 V2) 0,44 bis 0,47 ct/kWh und für das Szenario mit sehr hohem Anteil flexibler Erzeugung (2020 V3+) 0,33 bis 0,38 ct/kWh. In den historischen Preisszenarien beträgt der zusätzliche Marktwert dieser Anlagenkonfiguration rund 0,63 ct/kWh (2010 und 2011) bzw. 0,66 ct/kWh (2012). In den Szenarien für 2015 liegen die Zusatzerlöse damit rund 0,2 ct/kWh unter den derzeitigen Erlösmöglichkeiten. Im Jahr 2020 liegt der Zusatzerlöse in Abhängigkeit der Szenariovariante bis zu 0,1 ct/kWh über (V1) bzw. bis zu 0,3 ct/kWh unter (V3+) den derzeitigen Erlösmöglichkeiten.

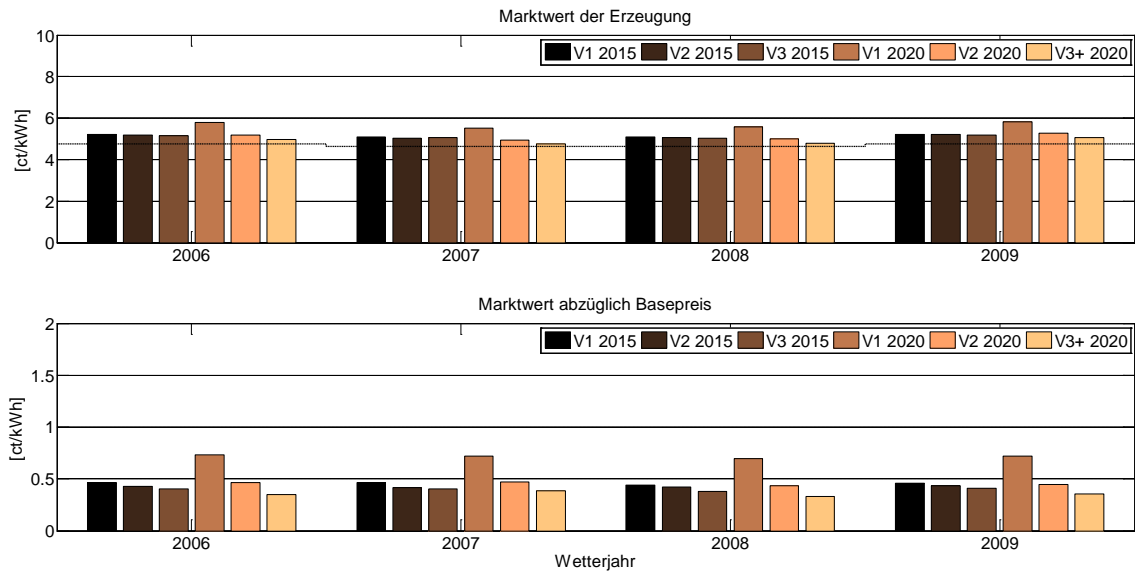


Abbildung 9: Marktwert der Erzeugung der Anlagenkonfiguration "75-135" mit sechs Stunden Speicherkapazität in den Szenarien 2015 und 2020 mit unterschiedlicher Durchdringung von flexiblen Strommengen aus Biogas (V1, V2, V3+)

Die restlichen Kosten nach Abzug der Zusatzerlöse und der derzeitig geregelten Flexibilitätsprämie (Abbildung 10) betragen rund 2,2 ct/kWh für die drei Szenarien im Jahr 2015 und bei 1,9 ct/kWh (V1) bis 2,3 ct/kWh (V3+). Im Jahr 2015 sind die restlichen Kosten demnach um rund 0,3 ct/kWh höher im Vergleich zu den historischen Szenarien 2010 bis 2012. Im Jahr 2020 sind die restlichen Kosten bei einer hohen Marktdurchdringung flexibler Biogasanlagen (V3+) bis zu 0,4 ct/kWh höher.

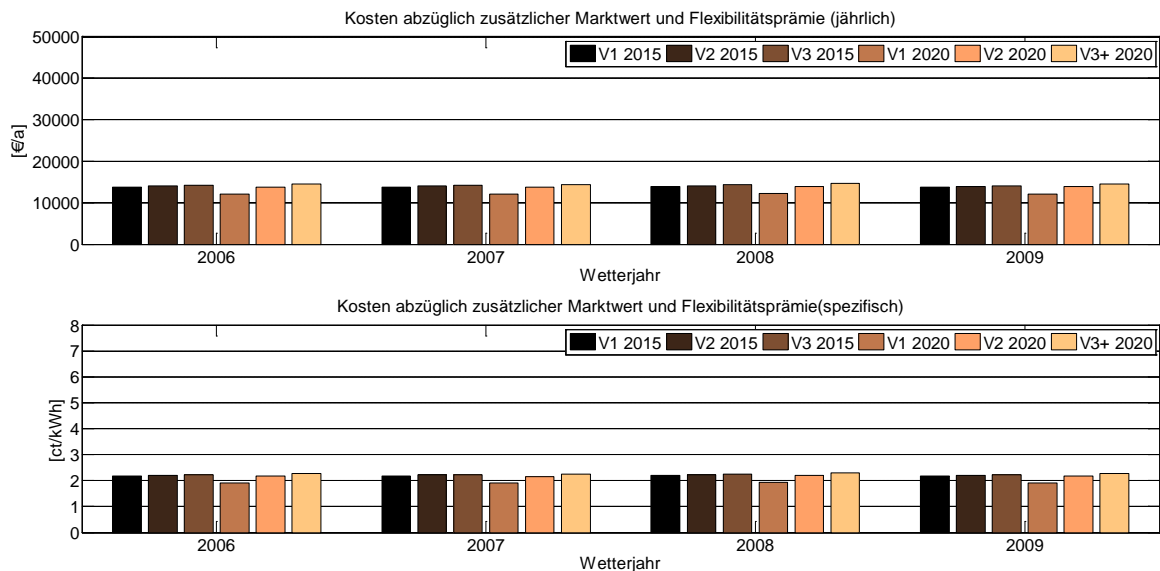


Abbildung 10: Kosten abzüglich Zusatzerlös und Flexibilitätsprämie der Anlagenkonfiguration "75-135" mit sechs Stunden Speicherkapazität für die Varianten der Szenarien 2015 und 2020