

ZUSAMMENFASSUNG

Biogas in der Kreislaufwirtschaft: Auswirkungen auf Kommunen und Agrarwirtschaft

Konferenzdatum: 4. April 2019

Oktober 2019

Autorin:

Lena Müller-Lohse, DFBEW · lena.muller-lohse@developpement-durable.gouv.fr

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Gefördert durch:





Zusammenfassung

Die vorliegende Zusammenfassung stellt die wichtigsten Ergebnisse der Konferenz zu Biogas in der Kreislaufwirtschaft in Deutschland und Frankreich dar (siehe [Programm](#) der Konferenz). Die vom Deutsch-französischen Büro für die Energiewende (DFBEW) organisierte Veranstaltung fand am 4. April 2019 in den Räumen des französischen Ministeriums für ökologischen und solidarischen Wandel (MTES) statt.

Anlässlich der Konferenz konnten sich die Teilnehmer zu folgenden Themen austauschen: Rechtliche Rahmenbedingungen für Biogas ([Kapitel I](#)), Kosten und exogene Effekte der Biomethanproduktion ([Kapitel II](#)), Landwirtschaftliche Biogaserzeugung und ihre Effekte ([Kapitel III](#)), Kommunale Wertschöpfung durch Biogaserzeugung ([Kapitel IV](#)) und mögliche mittel- und langfristige Perspektiven für die Biogasbranche ([Kapitel V](#)).

Die Präsentationen zu den Vorträgen der Konferenz (auf Englisch) können von der [Webseite des DFBEW](#) heruntergeladen werden. Die Audio-Mitschnitte zu den Vorträgen und zur Podiumsdiskussion sind nach Anmeldung im Mitgliederbereich abrufbar. **Die vorliegende Konferenzzusammenfassung enthält keine wörtliche Mitschrift der Vorträge.** Sie greift stattdessen die erörterten Schwerpunktthemen auf und beleuchtet diese näher im deutschen und französischen Kontext.

Disclaimer

Der vorliegende Text wurde durch das Deutsch-französische Büro für die Energiewende (DFBEW) verfasst. Die Ausarbeitung erfolgte mit der größtmöglichen Sorgfalt. Das DFBEW übernimmt allerdings keine Gewähr für die Richtigkeit und Vollständigkeit der Informationen.

Alle textlichen und graphischen Inhalte unterliegen dem deutschen Urheber- und Leistungsschutzrecht. Sie dürfen, teilweise oder gänzlich, nicht ohne schriftliche Genehmigung seitens des Verfassers und Herausgebers weiterverwendet werden. Dies gilt insbesondere für die Vervielfältigung, Bearbeitung, Übersetzung, Verarbeitung, Einspeicherung und Wiedergabe in Datenbanken und anderen elektronischen Medien und Systemen.

Das DFBEW hat keine Kontrolle über die Webseiten, auf die die in diesem Dokument sich befindenden Links führen. Für den Inhalt, die Benutzung oder die Auswirkungen einer verlinkten Webseite kann das DFBEW keine Verantwortung übernehmen.



Inhalt

Disclaimer	2
I. Rechtliche Rahmenbedingungen für Biogas	4
I.1 Deutschland	4
I.2 Frankreich	5
II. Kosten und exogene Effekte der Biomethanproduktion	8
II.1 Kosten der Biomethanproduktion	8
II.2 Effekte der Biogasproduktion im Allgemeinen	9
II.3 Kartierung und Bewertung der positiven exogenen Effekte	10
III. Landwirtschaftliche Biogaserzeugung und ihre Effekte	12
III.1 Wirtschaftliche Auswirkungen auf landwirtschaftliche Tätigkeiten in Frankreich	13
III.2 Entwicklung des Anbaus von Energiepflanzen in Deutschland	14
III.3 Lokale Akzeptanz von Biogasanlagen in Frankreich	16
III.4 Biogas und Landwirtschaft: Komplementarität oder Flächenkonkurrenz?	17
IV. Kommunale Wertschöpfung durch Biogaserzeugung	18
IV.1 KWK-Projekt im französischen Departement Mayenne	18
IV.2 Kommunale Projekte in Deutschland	19
IV.3 Verwendung von Biomethan als Kraftstoff in Lille	20
V. Ausblick für die Biogasbranche	21
V.1 Kostensenkung der Biomethanaufbereitung: Projektbeispielspiele	21
V.2 Beispielrechnung eines wirtschaftlichen Modells	22
V.3 Situation und Perspektiven für Biogasanlagenbetreiber in Deutschland und Frankreich	23



I. Rechtliche Rahmenbedingungen für Biogas

Vorträge:

- **Der Rechtsrahmen für die Biogaserzeugung in Deutschland** – Dr. Stefan Meierhofer, Oberregierungsrat, Referat für Energieangelegenheiten und Bioenergie, Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL)
- **Der Rechtsrahmen für die Biogaserzeugung in Frankreich** – Gérard Denoyer, Referent für Biomasse und Biogas, frz. Ministerium für ökologischen und solidarischen Wandel (MTES)

Alle Präsentationen (auf Englisch) und Audio-Mitschnitte zu den Vorträgen der Konferenz können von der [Webseite des DFBEW](#) heruntergeladen werden.

I.1 Deutschland

Biogas wird in Deutschland vorwiegend im Strom- und Wärmebereich verwertet. Die Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz sei von geringer Bedeutung, so Dr. Stefan Meierhofer (BMEL). Die zahlreichen Novellierungen des im Jahr 2000 in Kraft getretenen Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) hätten insgesamt zu einer **kontinuierlichen Verschlechterung der Förderbedingungen für Biogas** geführt. Die neuste Novellierung erfuhr das EEG im Jahr 2017.

Das EEG 2017

Anlagen mit einer installierten Leistung von 150 kW und mehr müssen seit 2017 an Ausschreibungen teilnehmen. Bei dem Ausschreibungsverfahren können neben Neuanlagen auch Bestandsanlagen teilnehmen. Diese können sich so eine zehnjährige Anschlussförderung sichern. Während etwa nach dem EEG 2009 unter Berücksichtigung sämtlicher Boni noch Einspeisevergütungen von mehr als 22 ct/kWh möglich waren, konnten **in der letzten Ausschreibungsrunde** vom 1. April 2019 **durchschnittlich 12,34 ct/kWh** erzielt werden.¹ Das Ausschreibungsvolumen orientiert sich an dem für Biomasse vorgesehenen **Ausbaupfad von derzeit 150 MW/Jahr**, der ab 2020 auf 200 MW/Jahr steigt, jedoch nur bis 2022 festgelegt ist.

Die zahlreichen Novellierungen des EEG haben zu einer kontinuierlichen Verschlechterung der Förderbedingungen für Biogas geführt.

Dr. Stefan Meierhofer, BMEL

Biogasanlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 150 kW können weiterhin eine Festvergütung erhalten.² Der anzulegende Wert liegt gemäß § 42 EEG 2017 bei 13,32 ct/kWh. Die Vergütung wird für einen Zeitraum von 20 Jahren gewährt, unterliegt aber einer Degression.³ Außerdem kann sie bei Pflichtverstößen des Anlagenbetreibers vermindert werden.

Entwicklung der Stromproduktion aus Biogas

Seit Inkrafttreten des EEG im Jahr 2000 ist die **jährlich produzierte Strommenge aus Biogas** von 445 GWh auf inzwischen etwa **32.400 GWh** angewachsen.⁴ Der Anlagenbestand wuchs von 200 auf knapp 9.000 Anlagen.

¹ Bundesnetzagentur (BNetzA), Gebotstermin 1. April 2019 ([Link](#) zum Dokument). Der niedrigste Zuschlagswert lag bei 9,53 ct/kWh. Der höchste Zuschlagswert liegt im Jahr 2019 bei 16,56 ct/kWh (Bestandsanlage) bzw. 14,43 ct/kWh (Neuanlage).

² Ab 100 kW installierter Leistung ist die Biogasanlage doppelt zu überbauen.

³ Die Vergütung verringert sich seit dem 1. April 2017 jeweils zum 1. April und zum 1. Oktober des Jahres um 0,5 Prozent.

⁴ Stand 2018, Vergleich mit Zahlen aus dem Jahr 2000.

Substrate

Bei der Biogasförderung in Deutschland wird **in aller Regel nicht nach Einsatzstoffen unterschieden**. Gefördert werden kann jegliches Biogas, das aus Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung hergestellt wurde. Ausgenommen sind demnach u. a. Altholz, Papier, Textilien, gemischte Siedlungsabfälle und tierische Nebenprodukte.

Grundsätzlich werden Biomasse aus Energiepflanzen und Biomasse aus Abfall- und Reststoffen gleichbehandelt. In Deutschland wird ein **großer Anteil an Biomasse aus Energiepflanzen** genutzt. Die deutsche Agrarwirtschaft stellt hierfür in großem Maße Biomasse aus Mais, Raps oder Soja bereit.

Eine Ausnahme von dieser allgemeinen Gleichstellung der Substrate gibt es für **Güllekleinanlagen**. Diese können mit einer Bemessungsleistung von maximal 75 kW eine Festvergütung in Höhe von 23,14 ct/kWh erhalten.

Außerdem gibt es den sogenannten **Maisdeckel**, welcher den Anspruch auf Förderung beseitigt, wenn der Anteil von Getreidekorn und Mais am Substrat 47 % übersteigt. Dieser Wert wird ab 2021 auf 44 % abgesenkt.

1.2 Frankreich

Das französische Energiewendegesetz (*loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, LTCEV*)⁵ wurde im August 2015 veröffentlicht. Als eine Art Rahmengesetz für die französische Energiewende enthält es verbindliche Ziele und Vorgaben. In der mehrjährigen Programmplanung für Energie (*programmation pluriannuelle de l'énergie, PPE*) sind für jede Branche ein spezifisches Ausbauvolumen festgeschrieben.⁶

Folgende Tabelle gibt einen Überblick über die wichtigsten rechtlichen Rahmenbedingungen für den Biogasbereich, die seit August 2015 vom Ministerium für ökologischen und solidarischen Wandel (*Ministère de la transition écologique et solidaire, MTES*) veröffentlicht wurden:

Rechtliche Rahmenbedingungen	Datum der Veröffentlichung
Französisches Energiewendegesetz (LTECV)	Gesetz veröffentlicht am 17. August 2015 (Link , auf Französisch)
Aufwertung der Einspeisevergütung für Biogas	Ministerialerlass vom 30. Oktober 2015 (Link , auf Französisch) und 23. September 2016 (Link , auf Französisch)
Ausschreibungsverfahren für die Methanisierung von Biomasse und Holzenergie (> 500kW)	Gestartet am 4. Februar 2016 (Link zu den Ergebnissen, auf Französisch)
Biomethan-Ausschreibungsverfahren für die Einspeisung in das Erdgasnetz	Anordnung des Präsidenten am 7. April 2016 (Link , auf Französisch)
Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien	Ministerialerlass vom 24. April 2016 (Link , auf Französisch)
Einspeisevergütung und Einspeisevergütung mit Marktprämie	- Ministerialerlass vom 27. Mai 2016 (Link , auf Französisch) - Ministerialerlass vom 9. Mai 2017 bezüglich der Methanisierung von Klärschlamm aus Abwasserreinigungsanlagen (Link , auf Französisch) - In Bearbeitung: Erlass zu Deponiegas
Nahrungsmittel- und Energiepflanzen	Verordnung vom 7. Juli 2016 (Link , auf Französisch)
Nationale Strategie zur Mobilisierung von Biomasse und zur Erstellung regionaler Biomassepläne	Verordnung vom 19. August 2016 (Link , auf Französisch)

⁵ Gesetzestext ([Link](#), auf Französisch).

⁶ Das französische Energiewendegesetz sieht die Überarbeitung der PPE alle fünf Jahre vor. Die letzte Anpassung der PPE bzw. der Entwurf der neuen PPE wurde im Januar 2019 veröffentlicht ([Link](#) zum Entwurf der PPE, auf Französisch. [Link](#) zum zusammenfassenden Bericht, auf Französisch).

Methanisierung pflanzlicher und nicht gefährlicher Abfälle (< 500 kW)	Ministerialerlass vom 13. Dezember 2016 (Link , auf Französisch)
Elektrischer Anschluss erneuerbarer Energien	- In Bearbeitung: Regeln für Verfahrensfristen für den Netzanschluss - Ministerialerlass vom 30. November 2017 zu der Kostenübernahme für den Netzanschluss. Preisnachlass insbesondere für kleinere Anlagen in ländlichen Gebieten (Link , auf Französisch)

Tabelle 1 – Übersicht über die vom MTES veröffentlichten rechtlichen Rahmenbedingungen für den Biogasbereich.
Quelle: Präsentation Gérard Denoyer, MTES. Darstellung: DFBEW.

Nahrungsmittelpflanzen sollen in Frankreich vorrangig zur Nahrungsmittelproduktion verwendet werden. In der Verordnung vom 7. Juli 2016 wird der **Einsatz von Nahrungsmittelpflanzen als Substrat in Biogasanlagen** daher beschränkt. Ihr **maximaler Anteil** darf **15 %** betragen.⁷

Gérard Denoyer ging in seinem Vortrag ebenfalls auf die Fördermechanismen in den verschiedenen Sektoren ein:

- Zur Förderung der Einspeisung von **Strom aus Biogas** wurde im Jahr 2016 das **Ausschreibungsverfahren für Biogasanlagen mit einer installierten Leistung von über 500 kW** eingeführt. Biogasanlagen mit einer installierten Leistung von unter 500 kW erhalten weiterhin eine feste Einspeisevergütung.
- Im Wärmesektor stehen Finanzierungshilfen etwa durch die französische Agentur für Umwelt und Energiemanagement (*Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie*, ADEME) zur Verfügung.
- Im Verkehrssektor gibt es Projekte für saubere Mobilität und Öko-Boni für Fahrzeuge. Der Bonus kann beispielsweise für den Kauf eines Autos ausgezahlt werden, wenn dieses Auto ein Fahrzeug mit hohem CO₂-Ausstoß ersetzt.
- Für die **Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz** erhalten die Produzenten eine **feste Vergütung**.

Strom aus Biogas

Die Einspeisevergütung für die Stromproduktion aus Biogas beträgt derzeit 167 €/MWh⁸ bei einer maximal installierten Leistung von 80 kW (blaue Kurve in Abbildung 1). Diese Vergütung nimmt mit zunehmender installierter Leistung ab auf bis zu 143 €/MWh bei einer installierten Leistung von 500 kW. Zudem kann eine **Prämie in Höhe von maximal 50 €/MWh** für den **Einsatz von Gülle** ausgezahlt werden (gestrichelte Kurve). Der Gülleanteil muss hierfür bei mindestens 60 % des Einsatzstoffs liegen.

Der Güllebonus verdeutlichte den Willen Frankreichs landwirtschaftliche Biogasanlagen zu unterstützen, so Gérard Denoyer.

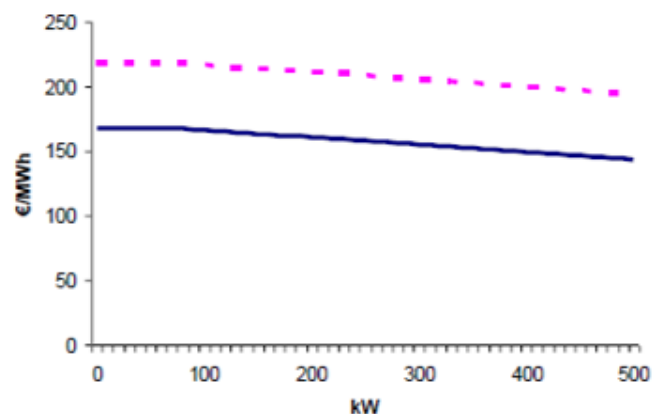


Abbildung 1 – Einspeisevergütung für die Stromproduktion aus Biogas, Januar 2019. Quelle: Präsentation Gérard Denoyer, MTES.

Seit Oktober 2017 bzw. seit Anfang 2018 greifen **degressive Tarife für die Einspeisevergütung von Strom aus Biogas**: Die Vergütungssätze nehmen **in jedem Quartal um 0,5 % ab**.⁹ Die Regierung wolle langfristig den Preis für erneuerbare Energien hin zum tatsächlichen Marktpreis drücken, so Gérard Denoyer.

⁷ Diese Regelung betrifft alle Anlagen, die seit dem 1. Januar 2017 in Betrieb sind.

⁸ 1 €/MWh entspricht 0,1 ct/kWh.

⁹ Festgelegt im Anhang des Tarifierlasses vom 13. Dezembers 2016 ([Link](#), auf Französisch) bzw. in Paragraph 16 Tarifierlass vom 9. Mai 2017 ([Link](#), auf Französisch). Übersicht über Preisentwicklung [hier](#) (auf Französisch). Ursprünglich lag die Vergütung demnach bei 175 €/MWh bei einer installierten Leistung von 80 kW bzw. 150 €/MWh bei einer installierten Leistung von 500 kW.

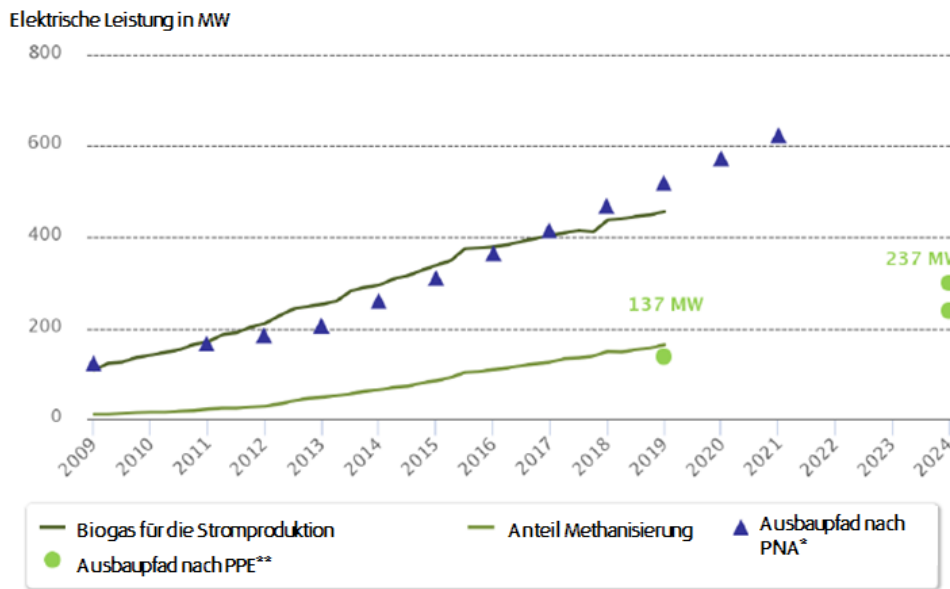


Abbildung 2 – Bestandsentwicklung von Anlagen zur Stromerzeugung aus Biogas.
Quelle: Präsentation Gérard Denoyer, MTES.

* Entwicklung laut nationalem Aktionsplan für erneuerbare Energien

** Die mehrjährige Programmplanung für Energien legt als erstes Ausbauziel die installierte Leistung von 137 MW für Ende 2018 und einen Zielkorridor für den Ausbau von min. 237 MW und max. 300 MW für Ende 2023 fest.

Bei den Anlagen, die Biogas für die Produktion von Strom verwenden, handelt es sich um Methanisierungs-, Hausmüllverwertungs- und Klärgasanlagen. Die dunkelgrüne (obere) Kurve in Abbildung 2 stellt die installierte elektrische Gesamtleistung dieser Anlagen dar. Die untere Kurve illustriert separat die installierte Leistung von Methanisierungsanlagen. Das festgelegte Ziel der installierten Leistung von Methanisierungsanlagen bis Ende 2018 in Höhe von 137 MW wurde bereits im Vorjahr erreicht.

Die Anschlüsse von Hausmüllverwertungs- und Klärgasanlagen stagnieren hingegen bzw. sind rückläufig. Deshalb bleibt die gesamte elektrische Leistung zusammen genommen hinter dem nationalem Aktionsplan für erneuerbare Energien (*Plan d'action national en faveur des énergies renouvelables*)¹⁰ zurück.

Die **durchschnittliche Anlagengröße liegt bei ca. 250 kW**. Es würden größtenteils klein- bzw. mittelgroße Anlagen gebaut, so Gérard Denoyer, jedoch kaum noch große Anlagen (> 500 kW).

Mit Hilfe des Plans zum beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien (*Plan de libération des énergies renouvelables*) aus dem Jahr 2018 sollen dem Energiesektor öffentliche Gelder auf effiziente Weise zugeteilt werden. Ziel ist es die Kosten für erneuerbare Energien zu senken. Die **Kosten für Biogas fallen deutlich höher aus als für andere erneuerbare Energien**. Die Regierung sei daher der Ansicht, dass sich die Biogasbranche rasch entwickeln müsse, so Gérard Denoyer. Derzeit werde sie als zu teuer bewertet.

Eine Arbeitsgruppe zum Thema Methanisierung hatte im März 2018 im MTES stattgefunden. Die Ergebnisse¹¹ sind im Rahmen eines erneuten Treffens im Januar 2019 überarbeitet worden. Einige der Prioritäten sind:

- Einführung eines Ausschreibungsverfahrens für Anlagen, die Biomethan in das Erdgasnetz einspeisen
- Einspeisevergütung mit Marktprämie (*complément de rémunération*, französisches Marktprämienmodell)¹² für Anlagen mit einer installierten Leistung von 500 kW bis 1 MW
- Vereinfachter Zugang zu Bankkrediten
- Nutzung von Biokraftstoffen im Transportsektor

¹⁰ Weiterführende Information siehe nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energien [hier](#) auf Französisch, [hier](#) auf Englisch.

¹¹ MTES 2018, Conclusions du groupe de travail « méthanisation » ([Link](#), auf Französisch).

¹² Weiterführende Information zum französischen Marktprämienmodell siehe DFBEW-Memo [Einführung der Direktvermarktung von erneuerbaren Energien in Frankreich](#) (Juni 2016).



Einspeisung von Biomethan

Die Einspeisung von Biomethan hat sich in Frankreich in den letzten drei Jahren wesentlich stärker entwickelt als die Produktion von Strom aus Biogas. Ziel ist, dass **7 % des Gaskonsums bis 2030 grün¹³** sein bzw. gar auf 10 % gesteigert werden soll, wenn eine starke Kostenreduzierung gelingt. Zwei Mal im Jahr soll es Ausschreibungsrunden geben. Der **maximale Einspeisetarif soll auf 87 €/MWh bis 2023 und 80 €/MWh bis 2028 sinken**. Das Volumen der Ausschreibungsrunden wird dementsprechend angepasst, d. h. bei einer Kostensenkung wird ein größeres Ausschreibungsvolumen zur Verfügung stehen als wenn die Kosten konstant bleiben.

II. Kosten und exogene Effekte der Biomethanproduktion

Vorträge:

- **Kosten und externe Effekte der Biomethanproduktion: Welches wirtschaftliche Modell ist zukunftsträchtig?** – Thierry Gauthier, Leiter zukünftige Kreislaufwirtschaft, IFP Énergies nouvelles
- **Was ist kommunale Wertschöpfung und welchen Beitrag kann Biogas leisten?** Dr. Joachim Pertagnol, wissenschaftlicher Mitarbeiter, Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme (IZES) gGmbH
- **Lokale Wertschöpfung durch die Biogasbranche** – Laurent Blaisonneau, Geschäftsführer, ENEA Consulting

Alle Präsentationen (auf Englisch) und Audio-Mitschnitte zu den Vorträgen der Konferenz können von der [Webseite des DFBEW](#) heruntergeladen werden.

II.1 Kosten der Biomethanproduktion

Die **Kosten der Biomethan-Produktion** lägen bei **ca. 100 €/MWh**, so Thierry Gauthier (IFP Énergies nouvelles), und fielen somit im Vergleich zu Erdgas mit ca. 20 €/MWh wesentlich höher aus. Er denkt, dass der Preis von Erdgas zwar perspektivisch bis 2030 auf ca. 30 €/MWh steigen wird, der große Preisunterschied bliebe damit dennoch bestehen. Daher benötige die Branche weiterhin eine Einspeisevergütung. Das Budget für die finanzielle Unterstützung in Frankreich ist in nachfolgender Tabelle abgebildet:

Die Biogasbranche benötigt weiterhin eine Einspeisevergütung.

Thierry Gauthier,
IFP Énergies nouvelles

Jahr	Szenario	Geschätzte Kosten für die Produktion von Biomethan in €/MWh	Preis von Erdgas in €/MWh	Ziel in TWh	Budget für finanzielle Subventionen in Millionen €/Jahr
2016	Aktuell	~100	~20	0,215	17,2
2023	PPE 2016	~100	~20	8	640
2028	LTE 2015	~100	~30	30	2.100
2023	PPE 2019	67*	~20	6	282
2028	PPE 2019	60*	~30	22	660

Tabelle 2 – Budget für die finanzielle Unterstützung der Biomethanbranche – verschiedene Szenarien.

Quelle: Präsentation Thierry Gauthier, IFP Énergies nouvelles. Darstellung: DFBEW.

* Die Ausschreibungen basieren auf einem Referenzverlauf der Einspeisevergütung (maximaler Einspeisetarif i. H. v. 87 €/MWh bis 2023 und 80 €/MWh bis 2028), S. 91 des Entwurfes der neuen PPE ([Link](#), auf Französisch).

¹³ Bei „grünem“ Gas handelt es sich nicht nur um Biomethan, sondern auch um beispielsweise Klärgas.

Die Frage sei, ob dieser Kostenaufwand sich rechtfertigen ließe, auch in Hinblick auf andere erneuerbare Energien. Er hob einige Vorteile von Biogas gegenüber der Wind- und Sonnenenergie hervor:

- Stabile Produktion von Energie
- Verschiedene Möglichkeiten die Energie zu verwerten (Strom, Wärme, Kraftstoff)
- Zusatznutzen wie beispielsweise die Abfallbehandlung

Ein Nachteil sei hingegen die Komplexität von Biogasprojekten. Jedes Projekt sei spezifisch.

Die Situation in Frankreich unterscheide sich zudem wesentlich von der Ausgangslage in anderen europäischen Ländern, da zum einen die Vergärung von Abfällen im Vordergrund stehe und zum anderen der Fokus auf kleinen Anlagen läge – die Durchschnittsgröße einer Biomethananlage in Frankreich liegt bei $150 \text{ Nm}^3 \text{ CH}_4/\text{h}$, wohingegen die **Durchschnittsgröße einer Biomethananlage in Europa vier Mal so groß** ist, also bei rund $600 \text{ Nm}^3 \text{ CH}_4/\text{h}$ liegt. Dies hat Auswirkungen auf die Rentabilität einer Anlage: Thierry Gauthier erklärte, dass bei einem Biomethanprojekt die Reinigung des Biogases weniger als 20 % der Investitionskosten ausmache. Hier trete der Skaleneffekt schnell ein. Er habe aber aufgrund des relativ geringen Anteils an den Gesamtkosten jedoch kaum einen Effekt (s. blaue Linie in Abbildung 3). Den Hauptteil der Investitionskosten mache der Vergärungspart aus. Ein **Skaleneffekt** lasse sich hier **erst ab der Größe von $250 \text{ Nm}^3 \text{ CH}_4/\text{h}$** beobachten (s. rote Linie):

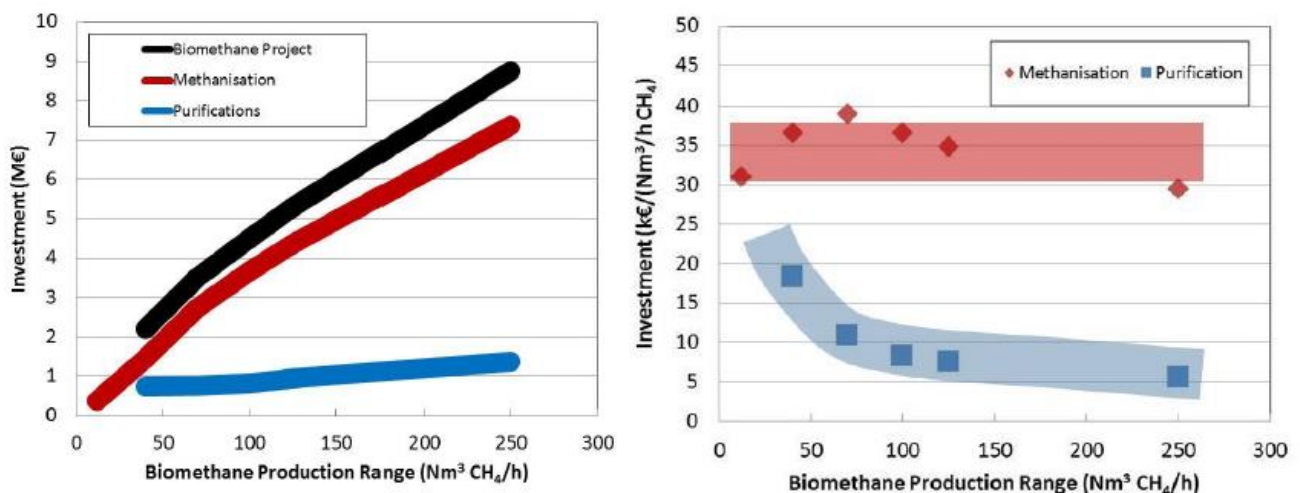


Abbildung 3 – Investitionskosten für Biomethanprojekte. Quelle: Präsentation Thierry Gauthier, IFP Énergies nouvelles.

Die durchschnittlichen Produktionskosten von landwirtschaftlichen Biomethananlagen liegen zwischen 90-120 €/MWh. Davon machen die Betriebsausgaben (*operational expenditures*, OPEX), also Kosten für Substrat, Gärgutausbringung etc., 45-60 €/MWh aus. Andererseits sei 50-80 % des Finanzkreislaufes lokal, so Thierry Gauthier.

II.2 Effekte der Biogasproduktion im Allgemeinen

Dr. Joachim Pertagnol (IZES) ging in seinem Vortrag näher darauf ein, welchen Beitrag Biogas neben der Stromerzeugung tatsächlich leisten kann:

- **Systemdienstleistungen im Stromsektor**
Biogasanlagen können den Strom flexibel produzieren und somit den durch Wind- und Sonnenenergie zunehmend fluktuierender werdenden Strombereich ausgleichen.
- **Erzeugte Wärme in der Kraftwärmekopplung (KWK)**
Einhergehend mit der Produktion von Strom wird in Biogasanlagen Wärme erzeugt. Mit Hilfe des Forschungsvorhaben [BE2oplus](#) fand man laut Dr. Joachim Pertagnol heraus, dass in 50 % der stromprodu-



zierenden Biogasanlagen in Deutschland die Wärmenutzung bzw. -bereitstellung theoretisch möglich sei.

Ohne die gleichzeitige Wärmenutzung würde die Stromproduktion in Deutschland zukünftig nicht mehr rentabel sein. Dies bedeute, dass die knapp 50 % der Anlagen, die keine Wärme bereitstellen können, sich eine andere Strategie suchen müssen. Eine Alternative stelle die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan für die anschließende Einspeisung in das Erdgasnetz dar.

- **Beitrag zur Abfallwirtschaft**

In Deutschland gelten andere rechtliche Voraussetzungen für die Nutzung von Abfällen als in Frankreich. Es dürfe beispielsweise kein Grünschnitt, der von Privatleuten kommt, in landwirtschaftlichen Anlagen genutzt werden – dieser Grünschnitt falle in Deutschland unter das Abfallgesetz und müsse daher in einer technisch teureren Abfallanlage verarbeitet werden, so Dr. Joachim Pertagnol. Dennoch könne ein großer Anteil des Abfalls genutzt werden. Durch die Verarbeitung zu Biogas können in Deutschland gemäß Dr. Joachim Pertagnol derzeit jährlich ca. 6 Millionen Tonnen Bioabfall in Deutschland genutzt und damit 210 Millionen € an Kosten für die Abfallentsorgung eingespart werden.

- **Treibhausgasreduktion im Agrar- und Abfallsektor**

Gülle, die in Biogasanlagen genutzt wird, trägt zu einer Reduzierung der Treibhausgasemission bei. Gleichzeitig können die Gärreste als Alternative zu künstlichem Dünger verwertet werden.

- **Wasserschutz und Biodiversität**

Durch die Pflanzung von beispielsweise Blühstreifen werde die Biodiversität unterstützt, so Dr. Joachim Pertagnol. Diese Biomasse könne wiederum als Substrat dienen. In seinem Vortrag nannte er das Projekt [Bienenstrom](#) in Baden-Württemberg: Stromverbraucher sind bereit mehr Geld für ihren Strom zu zahlen unter der Garantie, dass ein Anteil des Geldes für die Finanzierung des Aufbaus und der Pflege von Blühflächen genutzt wird.

II.3 Kartierung und Bewertung der positiven exogenen Effekte

Laurent Blaisonneau (ENEA Consulting) betonte in seinem Vortrag, dass Biogas nicht nur als reiner Energiespender betrachtet werden sollte, sondern vielmehr auch die **zahlreichen positiven exogenen Effekte, die die Biogasproduktion mit sich bringt**, in Betrachtung gezogen und bewertet werden sollten. Die Grundidee der Branche wäre schließlich gewesen das Abwasser zu reinigen, Abfälle zu reduzieren und so den CO₂-Ausstoß zu mindern. Das Biogas selbst könne als exogener Effekt betrachtet werden. Im Rahmen der Energiewende wäre der **Faktor Energie jedoch zu Lasten der ursprünglichen Gründe nach und nach in den Vordergrund gerückt**.

ENEA Consulting hat unter der Beteiligung einer Anzahl von Akteuren der Biogasbranche eine Studie¹⁴ durchgeführt, welche zwei Ziele verfolgte:

1. Neben der Energie wird bei der Vergärung weiterer Mehrwert geschaffen. Diese „Nicht-Energie-Dienstleistungen“ sollten abgebildet, beschrieben und monetär bewertet werden.
2. Es sollten Möglichkeiten identifiziert und bewertet werden wie die Wettbewerbsfähigkeit der Biomethanproduktion erhöht werden kann.

¹⁴ ENEA Consulting, Oktober 2018, Renforcer la compétitivité de la filière biométhane française ([hier](#) auf Französisch, [hier](#) im DFBEW-Mitgliederbereich auf Deutsch erhältlich). Hierbei handelt es sich um einen zusammenfassenden Bericht der Studienergebnisse. Ein ausführlicher Bericht wird noch veröffentlicht.

In Frankreich können fünf repräsentative Standardfälle für die Biomethanbranche identifiziert werden:

- Biogasgewinnung aus Klärgasanlagen (*Station d'épuration des eaux usées, STEP*)
- Hausmüllverwertungsanlagen (*Installation de stockage de déchets non dangereux, ISDND*)
- Industrieanlagen
- Autonome landwirtschaftliche Anlagen
- Gemeinschaftsanlage

Die Betriebsausgaben (OPEX) sollten nicht ausschließlich mit der Produktion von Biomethan assoziiert werden. Weitere exogene Effekte, die Biogasanlagen mit sich bringen, sollten einbezogen werden, betonte Laurent Blaisonneau. In der Studie wurden drei Arten von exogenen Effekten identifiziert, die sich auf folgende Themenbereiche beziehen (vgl. Abbildung 4):

1. Energie- und Abfall
2. Landwirtschaftliche Praktiken
3. Wirtschaft

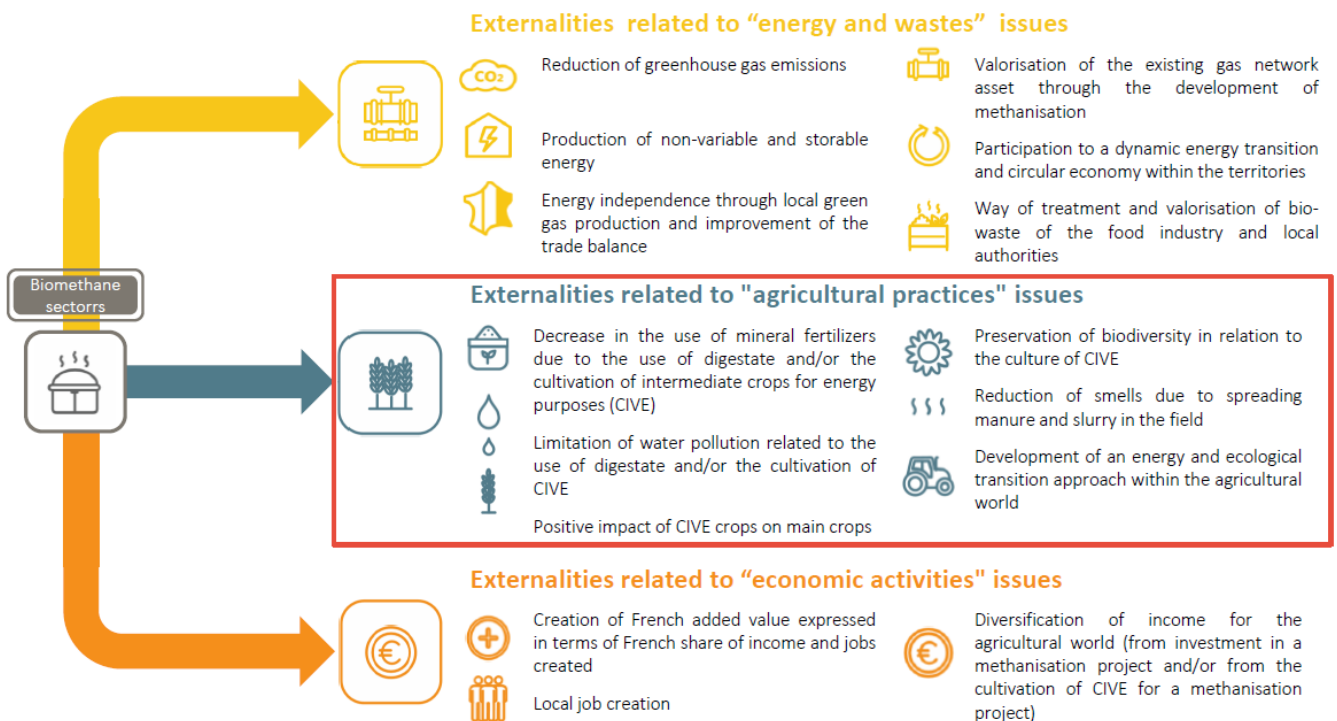


Abbildung 4 –Exogene Effekte der Produktion von Biomethan. Quelle: Präsentation Laurent Blaisonneau, ENEA Consulting.

Für jeden exogenen Effekt wurde analysiert, ob er auswertbar, messbar und finanziell bewertbar ist. Es wurde untersucht, wer, abgesehen von dem Biogasproduzenten, von diesem Effekt profitiert. Insgesamt konnte knapp 15 von den insgesamt fast 50 identifizierten exogenen Effekten ein Geldwert zugewiesen werden. Laurent Blaisonneau betonte, dass die Durchführung dieser Kosten-Nutzen-Analysen kompliziert gewesen sei. Viele exogenen Effekte hätten nicht monetär bewertet werden können, da sie sich als zu komplex erwiesen.

Laurent Blaisonneau erklärte die Vorgehensweise am Beispiel landwirtschaftlicher Anlagen. Es wurde untersucht, welchen Wert der exogene Effekt für beispielsweise die Gesellschaft hat und was hierfür gezahlt worden wäre, wenn keine Vergärung stattgefunden hätte (beispielsweise hinsichtlich der Verbesserung der Wasserqualität). Den exogenen Effekten wurde entweder ein wirtschaftlicher oder ökologischer Wert zugewiesen, die Nutznießer wurden identifiziert und der Mehrwert monetär beziffert.

So ergibt sich unter anderem für den Staat ein Wert von mehr als 30 €/MWh (vgl. Abbildung 5). Diese Summe müsste aufgebracht werden, um unter anderem die Treibhausgasemission im gleichen Maße zu vermeiden wie es durch die Vergärung in einer Biogasanlage erfolgt. Laut Berechnungen durch ENEA Consulting kann einer **Megawattstunde** so ein **Wert zwischen 55 und 85 €** zugewiesen werden. Dieser Wert bezieht sich auf die exogenen Effekte der Biogaserzeugung, ausgenommen der Nutzung von Biogas für die Energieerzeugung.





Stakeholders	Externalities	Estimation of the benefits
 State	<ul style="list-style-type: none"> ▶ GHG emissions avoided* ▶ Avoided pollution of slicks ▶ Job creation ▶ Additional benefits not monetized: <ul style="list-style-type: none"> - 30% import of natural gas (independence and trade balance) - Energy transition dynamic within the territories and the agricultural world - Job creation in rural areas 	33 to 35 €/MWh
 Energy consumers (industrial, individual)	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Production of non-variable and storable energy (reduced network adaptation cost) ▶ Valorisation of gas networks (limitation of the increase in distribution and transmission costs) 	20 €/MWh
 Biowaste producers (agro-industry, collectivities)	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Reduction of bio-waste treatment costs 	0 to 24 €/MWh
 Farmers	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Decrease in the use of nitrogenous mineral fertilizers ▶ Additional benefits not monetized <ul style="list-style-type: none"> - Decrease in the use of mineral inputs (phosphorus, potassium, etc.) - Positive impact of CIVEs on the main culture - Biodiversity conservation (pollinator) - Diversification of revenue sources 	3 to 4 €/MWh

Abbildung 5 – Monetäre Beurteilung der Leistung. Quelle: Präsentation Laurent Blaisonneau, ENEA Consulting.

III. Landwirtschaftliche Biogaserzeugung und ihre Effekte

Vorträge:

- **Wirtschaftliche Auswirkungen der Biogaserzeugung auf landwirtschaftliche Tätigkeiten in Frankreich** – Nicolas Tonnet, Abteilung Forst- und Landwirtschaft und Bioökonomie, französische Agentur für Umwelt und Energiemanagement (ADEME)
- **Entwicklung des Anbaus von energiepflanzen für die Biogaserzeugung in Deutschland** – Christian Weiser, Referent Projektmanagement, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR)
- **Lokale Akzeptanz von Biogasanlagen in Frankreich** – Anne Lafferrerie, Entwicklungsleiterin Biomethan, Gaz Réseau Distribution France (GRDF)
- Podiumsdiskussion zum Thema **Biogas und Landwirtschaft: Zwischen Komplementarität und Flächenkonkurrenz** – mit Christian Knops, Leiter Kommunikation, Grünes Gas-Zertifizierung, Grüner Strom Label e.V.; Julien Jimenez, stellvertretender Geschäftsführer Energie und Klima, Region Nouvelle-Aquitaine; Laurent Paquin, Vorstandsmitglied des nationalen Verbandes der französischen Bauernverbände (FNSEA); Dr. Stefan Rauh, Geschäftsführer, Fachverband Biogas

Alle Präsentationen (auf Englisch) und Audio-Mitschnitte zu den Vorträgen der Konferenz können von der [Webseite des DFBEW](#) heruntergeladen werden.

III.1 Wirtschaftliche Auswirkungen auf landwirtschaftliche Tätigkeiten in Frankreich

Nicolas Tonnet (ADEME) trug in seinem Vortrag die Ergebnisse einer von der ADEME im Februar 2018 veröffentlichten Studie vor.¹⁵ In dieser sollte herausgestellt werden in welchem Maße landwirtschaftliche Betriebe an der Erzeugung erneuerbarer Energien, in diesem Fall an der Erzeugung von Biogas, beteiligt sind.

Die ADEME fand heraus, dass der **landwirtschaftliche Beitrag 20 % der Produktion erneuerbarer Energien** ausmacht. Insgesamt seien **ca. 50.000 landwirtschaftliche Betriebe involviert**. Den Großteil des landwirtschaftlichen Beitrags machen Biokraftstoffe und Windenergie aus. Bei Vergleich der produzierten und konsumierten Energie hielt die ADEME in ihrer Studie fest, dass die Landwirtschaft im etwa gleichen Maße zur Energieproduktion beiträgt, wie sie Energie verbraucht (4,6 Mtep vs. 4,5 Mtep).

Der Agrarsektor erwirtschaftet mit der erneuerbaren Energieproduktion einen **jährlichen Umsatz von 1,4 Milliarden €**, so die Berechnung der ADEME. Zum Vergleich: insgesamt beträgt der jährliche Umsatz des Agrarsektors ungefähr 69 Milliarden €.

Dieses Einkommen stammt aus verschiedenen Quellen:

- **Verkauf von Biomasse:** für die Produktion von Biokraftstoffen, die Verbrennung oder die Vergärung
- **Verkauf von Energie** (Strom, Gas)
- **Eigenverbrauch**
- **Vermietung von Flächen** (Dach, Wiese): für Wind- oder PV-Anlagen

Ein weiteres Ziel der Studie bestand darin aufzuzeigen wie sich die Beteiligung der Landwirte an der Erzeugung erneuerbarer Energien bis 2050 entwickeln wird: Zum einen wird eine starke Entwicklung der Windbranche vorausgesagt, zum anderen die verstärkte Produktion von Biogas (vgl. Abbildung 6). Es wird angenommen, dass bis dahin ca. 300.000 landwirtschaftliche Betriebe, also sechs Mal so viele wie heutzutage, bei der Erzeugung erneuerbarer Energien involviert sein werden.

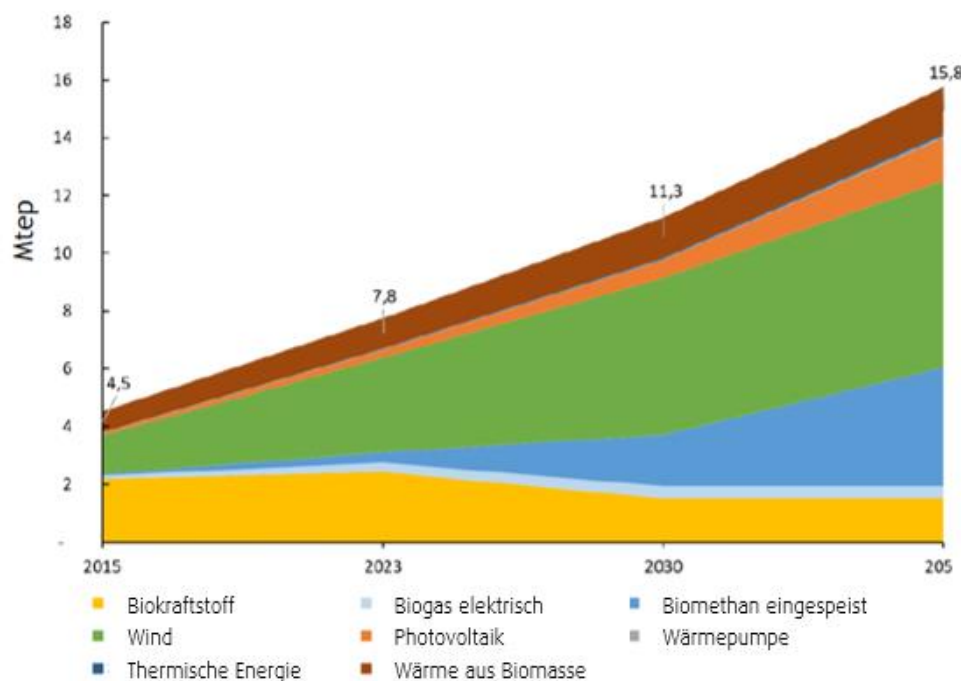


Abbildung 6 – Entwicklung des erneuerbaren Energiemix in der Landwirtschaft.

Quelle: Präsentation Nicolas Tonnet, ADEME.

¹⁵ ADEME (2018), Agriculture et énergies renouvelables : contributions et opportunités pour les exploitations agricoles (zusammenfassender Bericht, [Link](#), auf Französisch).

In der Studie wurden elf Geschäftsmodelle näher analysiert, um die Verteilung der Investitionskosten in landwirtschaftlichen Betrieben aufzuzeigen. Nicolas Tonnet stellte ein Geschäftsmodell im Detail vor. Bei diesem handelt es sich um eine kleine landwirtschaftliche Biogasanlage (30-80 kW). Hiervon gab es Anfang 2018 gerade einmal 25 Anlagen. Die Anzahl wird tendenziell stark steigen, so Nicolas Tonnet. Zuvor müssen jedoch die Investitionskosten gesenkt werden.

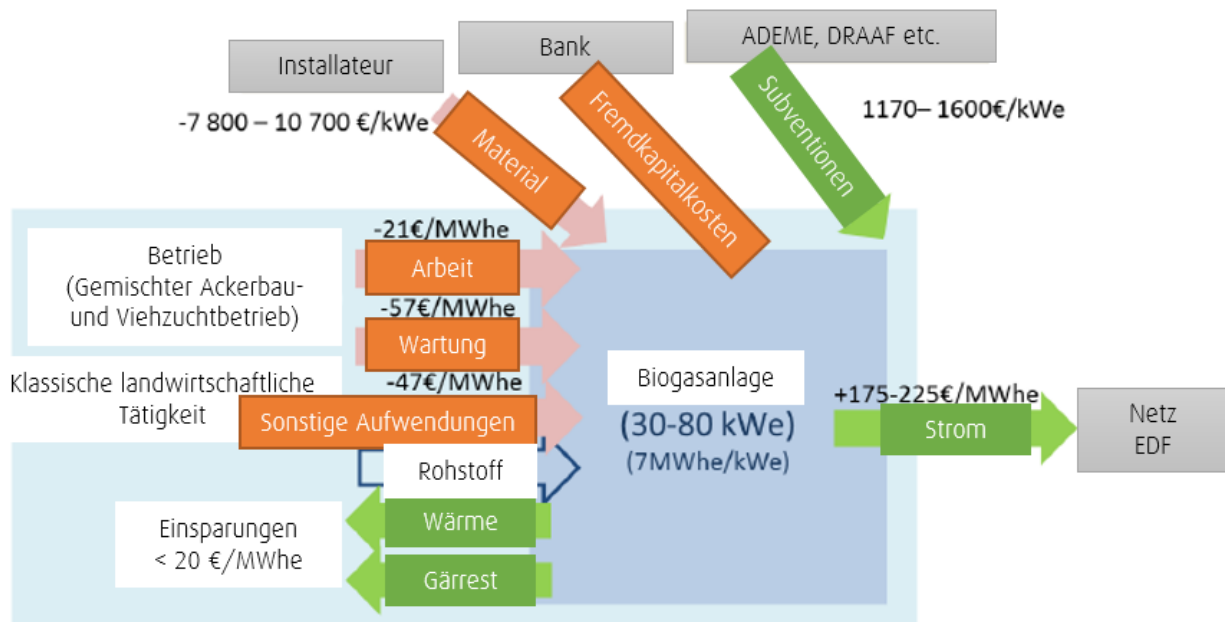


Abbildung 7 – Geschäftsmodell: Vergärung in eigener Anlage. Quelle: Präsentation Nicolas Tonnet, ADEME.

Nicolas Tonnet präsentierte zudem das Projekt [MéthaLAE](#). In diesem Rechercheprojekt erklärten Landwirte wie sich die Produktion von Biogas auf ihre Tätigkeit als Landwirt ausgewirkt hat:

- Besseres Management ihres Stickstoffkreislaufes
- Besserer Kohlenstoffgehalt in den Böden
- Bessere wirtschaftliche Rentabilität des Betriebs
- Diversifikation: nicht mehr nur die reine landwirtschaftliche Tätigkeit, sondern auch der Anlagenbetrieb
- Stellt Verbindungen zwischen Akteuren desselben Gebiets her
- Aneignung neuer Fähigkeiten

III.2 Entwicklung des Anbaus von Energiepflanzen in Deutschland

Christian Weiser (FNR) macht darauf aufmerksam, dass der Zubau von Biogasanlagen in den letzten Jahren quasi zum Erliegen gekommen ist. Durch die stattfindende Überbauung steigt die installierte elektrische Leistung dennoch weiterhin leicht.

In Deutschland gibt es ca. 17 Millionen Hektar landwirtschaftliche Nutzfläche. Hiervon werden ca. 12 Millionen Hektar als Ackerland genutzt. Laut Christian Weiser wur-

Mehr als 1,3 Millionen Hektar der angebauten Energiepflanzen werden für die Biogasproduktion genutzt.

Christian Weiser, FNR

den Anfang 1990 insgesamt ca. 370.000 Hektar für den Gesamtenergiepflanzenanbau¹⁶ genutzt. Ende 2017 lag dieser Anteil bei mehr als 2,6 Millionen Hektar (vgl. Abbildung 8). Den Großteil nehmen **Energiepflanzen** mit einem Anteil von **mehr als 2,3 Millionen Hektar** ein. Davon werden mehr als 1,3 Millionen Hektar der angebauten Energiepflanzen für die Biogasproduktion genutzt.

Tatsächlich komme die in Abbildung 8 dargestellte Kurve zu einer Sättigung, so Christian Weiser.

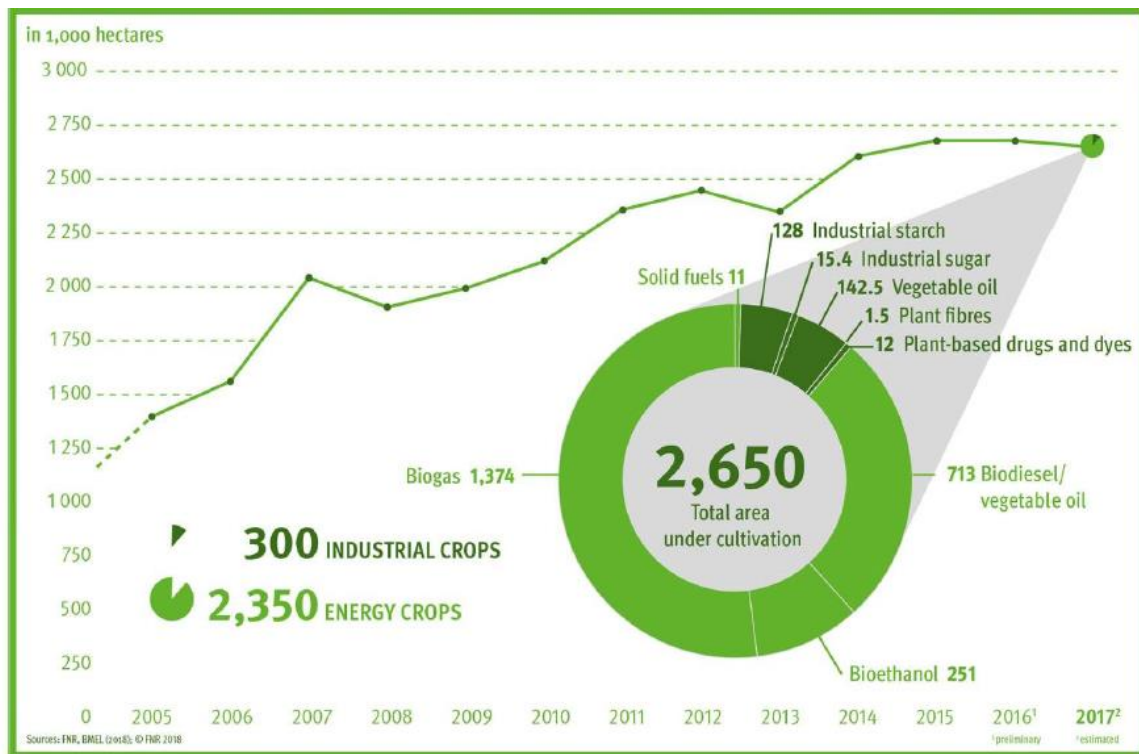


Abbildung 8 – Anbau von nachwachsenden Rohstoffen in Deutschland. Quelle: Präsentation Christian Weiser, FNR.

Den Großteil der Substrate für die Produktion von Biogas machen Energiepflanzen aus (51,2 % in 2018), aber auch ein großer Anteil tierischer Abfälle kommt zum Einsatz (41,4 %). Bei den eingesetzten Energiepflanzen handle es sich weiterhin größtenteils um Mais (72,8 % der eingesetzten Energiepflanzen), da diese Pflanze den höchsten Energiegehalt ausweist. Insgesamt würden **von den 2,5 Millionen Hektar Ackerfläche für den Maisanbau ein Drittel für die Biogasproduktion** genutzt, so Christian Weiser. Aufgrund der spezialisierten Agrarstruktur sei der Maisanbau in einigen Gegenden sehr konzentriert, insbesondere in Nordwest- und Südostdeutschland.

Als alternative Pflanze zum Mais nennt er die **Durchwachsene Silphie**, welche ähnliche, teilweise sogar höhere Erträge wie der Mais vorweisen kann, aber einen geringfügig geringeren Methangehalt hat. Da es sich um eine Dauerkultur handelt liefere sie einen guten Erosionsschutz und dank ihres langen Blühfensters biete sie zudem einen Lebensraum für Insekten. Ein weitere Alternative zum Mais seien Wildpflanzenmischungen, die jedoch im geringeren Umfang angebaut werden und nur 50 % des Maisertrages erreichen, dafür aber einen wichtigen Beitrag für Biodiversität und Insektenschutz leisten würden.

¹⁶ Industriepflanzen für bspw. die stoffliche Verwertung und Energiepflanzen zusammengenommen.

III.3 Lokale Akzeptanz von Biogasanlagen in Frankreich

Anne Lafferrerie (GRDF) präsentierte eine vom französischen Gasverteilnetzbetreiber GRDF durchgeführte Studie zu lokaler Akzeptanz von landwirtschaftlichen Biogasanlagen.¹⁷ Im Rahmen der Studie wurden zehn Biogasanlagen, die Biomethan in das Gasnetz einspeisen und zwischen 2013 und 2016 in Betrieb genommen wurden, untersucht. Die zehn Anlagen weisen unterschiedliche Standorte auf - einige befinden sich in der Nähe von Dörfern, andere wiederum befinden sich isoliert auf dem Land. Insgesamt wurden im Rahmen dieser Studie mehr als 300 Befragungen durchgeführt. Bei 80 % der Befragten handelte es sich um Anwohner. Weniger als ein Drittel der Befragten waren Gasabnehmer. Tatsächlich wurde in dieser Studie herausgefunden, dass der Anschluss an das Gasnetz und damit die **Nutzung des erneuerbaren Gases keinen Einfluss auf die Wahrnehmung der Biogasanlage** hat.

Zudem stellte sich heraus, dass der Vergärungsprozess noch kaum bekannt ist – lediglich eine von fünf Personen konnte erklären, um was es sich handelt. Die Menschen erklärten sich selbst als schlecht informiert über die Biogasanlage in ihrer Nähe.

Die besser informierten Menschen äußerten sich sowohl positiv als auch negativ gegenüber der Biogasanlage: Es gab Stimmen, die Biogasanlagen als innovativ bezeichneten oder ihren positiven Einfluss auf die Umwelt nannten, aber auch kritische Stimmen, die ein erhöhtes Verkehrsaufkommen verbunden mit Lärm nannten oder unangenehme Gerüche wahrnahmen. Anwohner befürchteten gar, dass der Wert ihrer Immobilie durch die Nähe zu einer Biogasanlage abnehmen könnte.

Wichtig sei, so Anne Lafferrerie, dass eine gute Kommunikation zwischen Projektträger und Anwohnern erfolge und die richtige Stelle für den Bau der Biogasanlage identifiziert werde. Hier gebe es verschiedene Kriterien, welche die Meinung über den Standort formen:

- Wahrnehmung der Sicherheit: beispielsweise Wächter bei Nacht, Abzäunung, Ausbildung des Landwirts hinsichtlich der Bedienung seiner Anlage
- Nähe zu Anwohnern
- Sichtbarkeit der Anlage und Einfluss auf das Landschaftsbild
- Unannehmlichkeiten wie Geruch, Verkehr etc.

Der Großteil der Menschen erfuhr von dem Bau des Biogasprojektes mündlich, beispielsweise durch Nachbarn, oder durch Zufall. Weitere Möglichkeiten wären die Bekanntmachung im Internet oder der lokalen Zeitung. Wertgeschätzt werde vor allem die Demonstration der Anlage vor Ort in Form eines Rundgangs, so Anne Lafferrerie. **Tendenziell falle die Meinung der Anwohner zu der Biogasanlage positiver aus, wenn diese frühzeitig mit eingebunden und informiert wurden.**

Unter anderem folgende Empfehlungen sprach Anne Lafferrerie für die Erhöhung der lokalen Akzeptanz aus:

- Der Dialog sollte so früh wie möglich mit den Gemeinden gestartet werden. Die lokalen Abgeordneten können als Partner agieren.
- Es sollten verschiedene potenzielle Standorte für die Installation der Biogasanlage vorausgewählt werden.
- Die Sorgen und Beschwerden der Anwohner sollten angehört und mögliche Unannehmlichkeiten wie beispielsweise Geruchsbelästigung bearbeitet werden.
- Auch nach der Konstruktion der Anlage sollte der Projektträger erreichbar bleiben.

¹⁷ GRDF (2017), Méthanisation agricole. Retour d'expérience sur l'appropriation locale des sites en injection ([Link](#), auf Französisch).



III.4 Biogas und Landwirtschaft: Komplementarität oder Flächenkonkurrenz?

Christian Knops (Grüner Strom Label e. V.) stellte im Rahmen der Podiumsdiskussion das seit 2013 existierende Label für grünes Gas vor. Vor Einführung des Labels wurde ein detaillierter Kriterien-Katalog festgelegt, welcher die Definition für hochwertiges und umweltverträgliches Biogas vorgibt. Das Label unterscheidet zwischen der Zertifizierung von Biogas aus:

- nachwachsenden Rohstoffen
- biogenen Reststoffen
- Klärschlamm

Grüner Strom Label e.V. verkauft nicht selbst das Biogas, sondern prüft dieses nur. Die freiwillige Zertifizierung wird von unterschiedlichen Kunden wie beispielsweise Stadtwerken erworben. Bei dieser grünen Gas-Zertifizierung wird die komplette Produktionskette betrachtet. Die Idee war ein universelles Label zu kreieren, das ebenfalls im Wärme- und auch im Verkehrssektor Anwendung findet. Dies konnte jedoch noch nicht umgesetzt werden und die **Nachfrage nach grünem Gas fällt derzeit noch deutlich geringer aus als die Nachfrage nach grünem Strom.**

Die französische Region Nouvelle-Aquitaine ist eine wichtige Agrarregion Frankreichs. In dieser Region gibt es einige Biogasanlagenprojekte. Julien Jimenez betonte, dass die Positionierung der Landwirtschaft hinsichtlich der Methanisierung ein wichtiges Thema darstelle, da diese ein zusätzliches Instrument für landwirtschaftliche Anlagen geworden ist. Als Erstes sei festzuhalten, dass die **Methanisierung als prinzipiell positiv für die Landwirtschaft** einzustufen sei. Julien Jimenez' Eindruck ist, dass das Bestreben nach der weiteren Entwicklung von Biogas groß sei, dass es gleichzeitig jedoch auch einige **offene Fragen** gäbe wie beispielsweise hinsichtlich des Einsatzes von Energiepflanzen. Zwischenkulturen wären aufgrund ihrer positiven Umwelteinflüsse, wie beispielsweise die kontinuierliche Bodenbedeckung und damit Erosionsschutz, von den Regionen durchaus erwünscht.

Der Einsatz von Energiepflanzen sichert die Projektfinanzierung.

Julien Jimenez,
Region Nouvelle-Aquitaine

Es hätte sich herausgestellt, dass der Einsatz von Energiepflanzen die Projektfinanzierung sichern könne, so Julien Jimenez. Dabei seien es nicht die Anlagenbetreiber, die auf den Einsatz von Energiepflanzen als Substrat bestünden, sondern Banken. Wichtig für die Sicherstellung der Finanzierung sei ein **Lieferplan von Substraten**, so Laurent Paquin (FNSEA), der selbst Landwirt ist. Hierbei würde stets auf Energiepflanzen zurückgegriffen werden, da diese eine gesicherte Lieferung gewährleisten könnten. Beispielsweise tierische Exkrememente stehen nicht ganzjährig zur Verfügung, da sich die Tiere im Sommer auf den Weiden

befindet und Exkrememente nicht wie im Winter gebündelt im Stall gesammelt werden können.

Julien Jimenez konstatierte, dass **Energiepflanzen** in Frankreich **ausschließlich in kleinen landwirtschaftlichen Methanisierungsprojekten** zum Einsatz kommen, um die Versorgung mit Substraten abzusichern. In großen Industrieprojekten würden keine Energiepflanzen genutzt.

Energiepflanzen machen heute 2 bis 3 % der Fläche in Frankreich aus. Laurent Paquin hält es nicht für notwendig die Obergrenze des Energiepflanzenanteils auf über 15 % zu erhöhen. Es gehe lediglich darum flexibler zu werden. Notwendig sei, den Landwirten einen mittel- und langfristigen Rahmen aufzuzeigen. Die geplanten Senkungen der Einspeisevergütung würden zu früh erfolgen. Er wüsste nicht wie er seine Produktion entsprechend anpassen kann.

Laurent Paquin betonte, dass ein **Landwirt**, der sich dazu entschließt ein Methanisierungsprojekt umzusetzen, **kein Energieexperte** ist. Er betreibe das Projekt zusätzlich zu seinem landwirtschaftlichen Betrieb, um beispielsweise die durch die Tierhaltung entstandenen Emissionen zu reduzieren.



Julien Jimenez bemängelte, dass das Vorhandensein einer nationalen Strategie schwierig mit der lokalen Umsetzung von Projekten zu vereinbaren sei. Um in keine Flächenkonkurrenz zu geraten sei es wichtig Methanisierungsprojekte lokal zu begleiten. Dies versuche die Region Nouvelle-Aquitaine in Zusammenarbeit mit der ADEME umzusetzen.

Dr. Stefan Rauh vom Fachverband Biogas erklärte, dass Biogas in den Jahren 2000 bis 2004 in Deutschland ein aufstrebendes Thema war. Zu diesem Zeitpunkt wurden landwirtschaftliche Flächen stillgelegt, da eine Überproduktion von landwirtschaftlichen Produkten stattfand. Die nicht genutzten Flächen wurden daraufhin für Energiepflanzen genutzt. Der Mais ist die gewinnbringendste Pflanze und würde daher präferiert von Landwirten angebaut. Wenige Jahre später kam aufgrund des zunehmenden Anbaus von Energiepflanzen die **Debatte „Tank vs. Teller“** auf. Von politischer Seite wurde daraufhin das EEG wieder abgeändert und Energiepflanzen nicht weiter gefördert.¹⁸ Laut Dr. Stefan Rauh ist der Energiepflanzenanbau in Deutschland heutzutage jedoch wieder leicht rückläufig und die Nutzung von Nebenprodukten, Reststoffen und Abfällen werde tendenziell zunehmen.

Biogas und Artenvielfalt
– das passt zusammen.

Dr. Stefan Rauh,
Fachverband Biogas

Ein Ziel sei es alternative Energiepflanzen wie beispielsweise die Durchwachsene Silphie über **Blühstreifen** zu etablieren und so gegen das landesweite Bienensterben vorzugehen. Da es im Biogasbereich steigende Auflagen bei sinkenden Vergütungen gäbe, sei es jedoch schwierig auf andere Pflanzen umzusteigen. Der Fachverband Biogas wünsche sich in diesem Zusammenhang **mehr Anreize durch die Agrarpolitik der EU, um Ökologie und Ökonomie optimal zu verbinden.**

IV. Kommunale Wertschöpfung durch Biogaserzeugung

Vorträge:

- **Projekt AGRIMAINE** – Matthieu Kuzdzal, Associate, Finergreen & Laurent Taupin, Geschäftsführer, Agrimaine Méthanisation
- **Überblick zu deutschen Projekten im Bereich der ökologischen Kreislaufwirtschaft** – Florence Gautier, Analytistin Energiemärkte, Veolia
- **Verwendung von Biomethan als Kraftstoff** – Erwan Lemarchand, Leiter für Energie, nachhaltige Entwicklung und Energiewende, europäische Metropole Lille (MEL)

Alle Präsentationen (auf Englisch) und Audio-Mitschnitte zu den Vorträgen der Konferenz können von der [Webseite des DFBEW](#) heruntergeladen werden.

IV.1 KWK-Projekt im französischen Departement Mayenne

Matthieu Kuzdzal (Finergreen) stellte zusammen mit Laurent Taupin, Landwirt und Projektleiter, das Projekt „Agrimaine Méthanisation“ vor. Dieses wurde 2009 gestartet und befand sich zum Zeitpunkt der Konferenz noch in der Konstruktionsphase, sollte sich aber laut Prognose Ende 2019 in der Produktion befinden. Bei dem Projekt handelt es sich um eine KWK mit einer Leistung von insgesamt 3,6 MW, die sich im Norden des Departement Mayenne befindet.

Die **Herausforderung bestand zum einen darin einen geeigneten Wärmekunden zu finden und zum anderen musste ein ausreichend großes Volumen an Biomasse sichergestellt werden**, damit die Installation sich rentiert, so Laurent

¹⁸ EEG 2009: Einführung eines Bonussystems, u. a. Bonus für Strom aus nachwachsenden Rohstoffen. EEG 2014: keine Boni mehr im Biogassektor.

Taupin. Als Wärmeabnehmer wurde eine große Käserei gefunden, die mindestens 25 % ihres Wärmebedarfs aus dieser Installation beziehen will.

Das Projekt vereinigt 170 Landwirte, die größtenteils Höfe mit Milchkühen bewirtschaften. Den Großteil (90 %) des Substrats machen daher Gülle und Mist aus. Die Vorteile, die sich die Landwirte durch die Installation der Anlage erhoffen, wurden von Laurent Taupin vorgestellt:

- Bessere Nutzung landwirtschaftlicher Abfälle
- Produktion von eigenem Dünger
- Anpassung an die antizipierten Änderungen des Rechtsrahmens, zum Beispiel hinsichtlich der Luft- und Wasserqualität
- Verbesserung der CO₂-Bilanz der Höfe
- Diversifikation der Einnahmen

Aber auch das umliegende Gebiet verspricht sich Vorteile:

- Reduzierung der CO₂-Emission
- Förderung der Landwirtschaft
- Innovation
- Schaffung von lokalen Arbeitsplätzen

Finergreen, eine französische Beratungsfirma für die Finanzierung von Projekten im Bereich erneuerbare Energien, schritt in der Finanzierungsphase ein, also im letzten Jahr der Projektentwicklung. Ein Teil der Finanzierung wird von den Landwirten übernommen, aber den Großteil (60-80 %) übernehmen Banken. Es wurden Banken in Frankreich, aber auch auf europäischem Niveau ersucht, da es sich um ein großes Projekt handelt (Investition in Höhe von 25 Millionen €). Die Landwirte bleiben die Hauptanteilseigner.

IV.2 Kommunale Projekte in Deutschland

Veolia arbeitet mit mehreren deutschen Kommunen im Bereich Wasser, Abfall und Energie zusammen. Die **Partnerschaft mit Städten erlaube die rentable Entwicklung von Biogasprojekten**, so Florence Gautier (Veolia). Florence Gautier erklärte in ihrem Vortrag, dass Gemeinden über das Genehmigungsverfahren für die Bauerlaubnis Einfluss auf ein Projekt nehmen können. Einige Biogasprojekte wurden in Kooperation zwischen Kommunen und lokalen öffentlichen Dienstleistern entwickelt. In solchen Kooperationen würden die Kommunen beispielsweise von der Wärmeproduktion für Wohngebäude und kommunale Gebäude profitieren, so Florence Gautier.

Sie stellte in ihrem Vortrag mehrere Projekte vor, unter anderem das Projekt Oelper in Braunschweig. Braunschweig ist an ein 250 km langes Wärmenetz angebunden, welches seine Wärme aus verschiedensten Quellen, unter anderem Biogas, bezieht. Veolia arbeitet eng mit der Stadt Braunschweig zusammen und deckt beispielsweise das Netz für die Abwasserentsorgung ab. Das Unternehmen nutzt wiederum das Abwasser auf energetische Weise in einer Kreislaufwirtschaft (vgl. Abbildung 9).

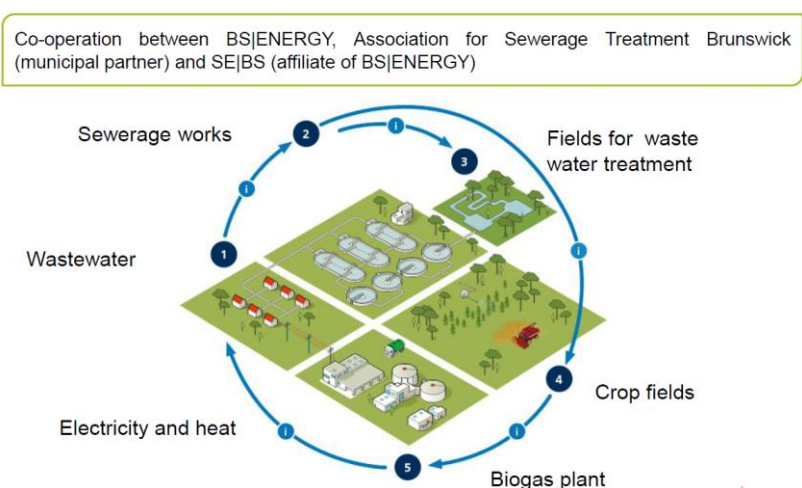


Abbildung 9 – Projekt Oelper in Braunschweig.

Quelle: Präsentation Florence Gautier, Veolia.



Mit den knapp 2 MW elektrischer Leistung können ca. 4.000 Haushalte mit Strom und 1.000 Haushalte mit Wärme versorgt werden. Insgesamt können so jährlich 12.000 Tonnen CO₂ eingespart werden.

Eine weitere Kooperation, die Florence Gautier vorstellte, besteht zwischen der Stadt Schönebeck und Veolia Wasser Deutschland GmbH. Dort werden die Kanalisationsanlagen von Veolia betrieben. Aus dem Klärschlamm wird Klärgas hergestellt, welches in einer KWK genutzt wird. Der produzierte Strom und die Wärme werden wiederum für die Wasseraufbereitung genutzt.

IV.3 Verwendung von Biomethan als Kraftstoff in Lille

Lille war die erste Metropole, die vor 20 Jahren einen Biogasbus in Frankreich einsetzte, so Erwan Lemarchand (MEL) in seinem Vortrag. Zudem befindet sich dort die Anlage, die als Erste im Jahr 2011 Biomethan in das Erdgasnetz einspeiste. Mittlerweile fahren in Lille 430 Busse mit Bio Compressed Natural Gas (CNG)¹⁹.

Der Transportsektor macht 46 % der CO₂-Emissionen in der Metropole Lille aus. Zudem werden 35 % des Feinstaubes durch den Transport hervorgerufen. Im Jahr 2018 wurde der Grenzwert für die Luftqualität in Lille 60 Mal überschritten. Dies erkläre die Ambitionen des Umstieges auf Bio-CNG, so Erwan Lemarchand.

Die **Vorteile von Bio-CNG** sind:

- **Geringerer CO₂-Ausstoß** (- 80 % im Vergleich zu Diesel)
- Fahrzeuge, die Bio-CNG nutzen, stoßen 90 % **weniger Feinstaub** aus als Benziner
- Eine **Reduzierung der Lärmemission** in Höhe von 50 %

Mit GRDF wurde das Ziel vereinbart bis 2030 einen Anteil von 30 % Biomethan im Netz vorzuweisen. Daher fährt Lille seit 2016 eine Strategie der massiven Entwicklung von Biomethan:

- Alle Klärgasanlagen sollen so umgerüstet werden, dass das Klärgas aufgefangen und genutzt werden kann.
- In 2019 wurde das Label Eurométhanisation entwickelt, um die Entwicklung landwirtschaftlicher Projekte zu unterstützen.²⁰

Ende 2017 wurde über eine Strategie hinsichtlich der Entwicklung von Bio-CNG beraten. Als Schwerpunkte für die Förderung von Bio-CNG in der Mobilität von Lastkraftwagen wurden folgende Schwerpunkte identifiziert:

- Erfassung des Entwicklungspotenzials auf territorialer Ebene mithilfe der Ausarbeitung einer Karte auf der die potenziellen Standorte von Stationen vermerkt werden. Hierein spielen die Standorte von Transportunternehmen, das Vorhandensein von Gasnetzen, die Verfügbarkeit von Land und die Nähe zu geeigneten Verkehrswegen.
- Sensibilisierung und Mobilisierung der Beförderungsunternehmen in Hinblick auf eine Verpflichtung, ihre Flotten teilweise zu ersetzen, und damit Schaffung günstiger Bedingungen für Investoren, die in den Aufbau von Tankstellen investieren.

Derzeit gäbe es noch einige **Hindernisse** hinsichtlich der Entwicklung der CNG-Mobilität wie beispielsweise die damit verbundenen **höheren Kosten für den Fahrzeugkauf** und das **noch nicht ausreichend ausgebaute Netz an Ladestationen**. Gleichzeitig hätte CNG auch **Vorteile**: unter anderem sei der **Kraftstoff günstiger** und es gäbe **steuerliche Anreize**, so Erwan Lemarchand.

Die Metropole Lille will daher zukünftig die finanzielle Unterstützung von CNG-Fahrzeugen anbieten und zusätzliche CNG-Ladestationen errichten. Jährlich stehe der Region ein Budget in Höhe von 900.000 € zur Verfügung.

¹⁹ Bio-CNG besteht aus aufbereitetem Biogas und damit aus erneuerbaren Energiequellen. Bei CNG handelt es sich um verdichtetes Erdgas.

²⁰ Das Label bietet die technische, juristische und finanzielle Unterstützung an, um qualitativ wertvolle, landwirtschaftliche Projekte zu fördern.



Weitere Regionen in Frankreich, in denen bereits zu CNG-Mobilität gearbeitet wird, sind Auvergne-Rhône-Alpes, Nouvelle Aquitaine und Normandie

Die PPE sieht eine Senkung der Einspeisevergütung vor, die gemäß Erwan Lemarchand ein negatives Signal versende und die Entwicklung der Branche bremsen würde. Der Einspeisevergütung für Biomethan sollte nicht zu schnell gesenkt werden. Lediglich große Industrieprojekte könnten dann noch entwickelt werden, die wiederum nicht zwangsläufig zum Territorium passen würden.

V. Ausblick für die Biogasbranche

Vorträge:

- **Was ist kommunale Wertschöpfung und welchen Beitrag kann Biogas leisten?** – Dr. Joachim Pertagnol; wissenschaftlicher Mitarbeiter, Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme (IZES) gGmbH
- **Kosten und externe Effekte der Biomethanproduktion: Welches wirtschaftliche Modell ist zukunftsträchtig?** – Thierry Gautier, Leiter zukünftige Kreislaufwirtschaft & Kader Lettat, Projektleiter Biomethan, IFP Énergies nouvelles
- Podiumsdiskussion zum Thema **Weiterentwicklung der Biogasbranche in Deutschland und Frankreich: Welche Geschäftsmodelle sind vielversprechend?** – mit Armelle Damiano, Referentin Biogas, frz. Verein lokaler Initiativen für Energie und Umwelt (Aile); Frédéric Flipo, Geschäftsführer und Gründer von Evergaz; Gustav Wehner, Vorstandsmitglied im Landesverband Erneuerbare Energien Niedersachsen/Bremen e.V.; Jaqueline Daniel-Gromke, Arbeitsgruppenleiterin Systemoptimierung, Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ)

Alle Präsentationen (auf Englisch) und Audio-Mitschnitte zu den Vorträgen der Konferenz können von der [Webseite des DFBEW](#) heruntergeladen werden.

V.1 Kostensenkung der Biomethanaufbereitung: Projektbeispiele

Da die **vorgeschaltete Aufbereitung des Biogases mit hohen Kosten verbunden** ist, werde in Deutschland relativ wenig Biomethan produziert und in das Erdgasnetz eingespeist, so Dr. Joachim Pertagnol (IZES). Die Einspeisung würde sich für Kleinanlagen nicht rentieren. Eine Lösung stelle der **Zusammenschluss von mehreren Kleinanlagen und die zentrale Aufbereitung von Biogas** dar. Ein derartiges von dem IFP Énergies nouvelles begleitetes Projekt in Frankreich stellte Kader Lettat (IFP Énergies nouvelles) vor:

Die Einspeisung von Biomethan rentiert sich nicht für Kleinanlagen.

Das Projekt **BIOM-ID** ist im Jahr 2018 gestartet und hat zum Ziel auch kleinen landwirtschaftlichen Anlagen die Einspeisung in das Gasnetz zu ermöglichen.²¹ Dafür müssen die OPEX und CAPEX²² entlang der gesamten Produktionskette optimiert werden. Zudem wird eine Umweltverträglichkeitsstudie durchgeführt. In dieser wird verglichen wie sich die dezentrale Einspeisung im Vergleich zur klassischen Einspeisung auf die Umwelt auswirkt. In dem Projekt werden mehrere Landwirtschaftsbetriebe zusammengeschlossen. Jeder dieser Betriebe produziert weiterhin sein eigenes Biogas, welches bereits teilweise gereinigt und anschließend komprimiert und gespeichert wird. Das Biogas wird dann gesammelt zu einem Standort gebracht, wo es die finale Reinigung erfährt, um anschließend in das Erdgasnetz eingespeist zu werden. Auf diese Weise sollen die Produktionskosten von Biomethan gesenkt werden.

Dr. Joachim Pertagnol, IZES

²¹ Ziel ist es bis 2030 im Gasnetz 10 % durch Biomethan abzudecken. Heutzutage liegt der Anteil bei nicht einmal 0,3 %, so Kader Lettat.

²² Capital expenditures (CAPEX) sind Investitionsausgaben für längerfristige Anlagengüter wie bspw. Maschinen.

Kader Lettat stellte außerdem das **Projekt BIOMET** (abgeschlossen) vor. Bei diesem handelte es sich um die erste Demonstration der Biogasreinigung mit der Technologie der Aminwäsche in Frankreich. Die Einspeisung von Biomethan in das Gasnetz erfolgt bei dieser Demonstrationsanlage seit März 2017. Es wurde gezeigt, wie mithilfe eines neuen Lösungsmittel weniger Wärme zur Verfügung gestellt werden muss und Wärme vor Ort zurückgewonnen werden kann. Auf diese Weise konnten thermische Energieverluste drastisch reduziert und die Rentabilität von Biomethan gesteigert werden, so Kader Lettat.

V.2 Beispielrechnung eines wirtschaftlichen Modells

Thierry Gauthier (IFP Énergies nouvelles) denkt, dass eine **Kostenreduktion durch die Weiterentwicklung von Technologien für die Biomethanproduktion nur begrenzt möglich** ist. Daher stelle sich die Frage, ob nicht auch den „Nebenprodukten der Vergärung“, wie beispielsweise der Reduzierung des CO₂-Ausstoßes, ein Wert zugesprochen werden sollte.

Er stellte in seinem Vortrag das Projekt Méthamoly vor. Hier wurde in Zusammenarbeit mit dem Projektleiter eine Wirtschafts- und Umweltanalyse durchgeführt. Die Anlage produziert 125 Nm³/h Biomethan. Hierfür werden 17,5 Kilotonnen Abfälle und Mist verwendet, wodurch 3,3 Kilotonnen CO₂ eingespart werden können (genaue Zusammensetzung der Abfallstruktur vgl. Abbildung 10).

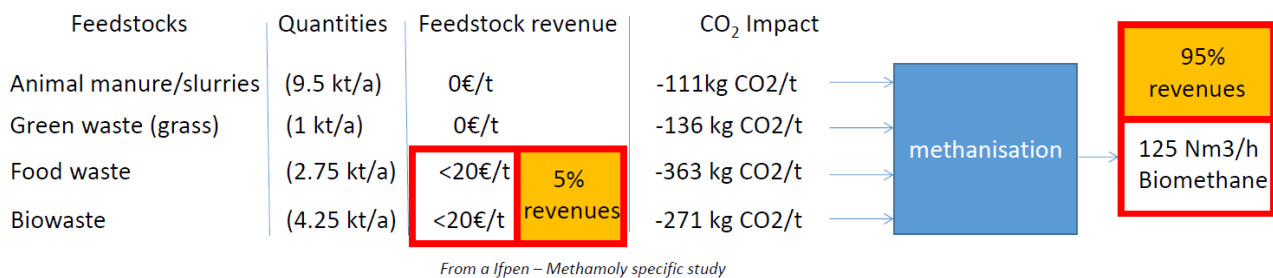


Abbildung 10 – Wirtschafts- und Umweltanalyse des Methanisierungsprojekts Méthamoly.

Quelle: Präsentation Thierry Gauthier, IFP Énergies nouvelles.

95 % der Einnahmen werden über die energetische Verwertung, also den Verkauf von Biomethan erzielt. Nur 5 % der Einnahmen erfolgen über die Verwertung von Bioabfällen. Mit Hilfe dieses Projektes würde zwar viel CO₂ eingespart werden, diese Umwelleistung bringe jedoch keine bzw. nur geringe wirtschaftlichen Vorteile mit sich, so Thierry Gauthier.

IFP Énergies nouvelles wollte daher herausfinden, ob es ein alternatives Geschäftsmodell gibt und ob es möglich ist Produktionskosten in Höhe von 25 €/MWh zu erzielen, also ähnlich der von Erdgas. Hierfür wurde das Projekt Méthamoly zu Hilfe genommen. Die Kostenstruktur wurde beibehalten. Lediglich der Verkaufspreis von Biomethan wurde in diesem theoretischen Model auf 25 €/MWh reduziert. Als Variablen wurden die Preise für Rohstoffe und CO₂ gesetzt. Abbildung 11 zeigt verschiedene Möglichkeiten der Preisgestaltung auf.

Da dieses Model viele Möglichkeiten aufzeigt, wurde ein als realistisch eingestuftes CO₂-Preis in Höhe von 50 €/t fixiert. Die Gebühr der Bioabfälle wurde proportional zur CO₂-Belastung festgelegt. Auf diese Weise wurde ein Preis von 70 €/t für Bioabfälle und ein Preis von 30 €/t für tierischen Mist festgelegt. Bei diesen Entgelten sei es möglich Biomethan für 25 €/MWh zu verkaufen, so Thierry Gauthier.

Ein Preis von 70 €/t für Bioabfälle sei seiner Einschätzung nach durchaus realistisch. Hinsichtlich der Entgelte für tierischen Mist gestalte sich die Situation etwas schwieriger, könne aber beispielsweise durch Agrarsubventionen bewerkstelligt werden.

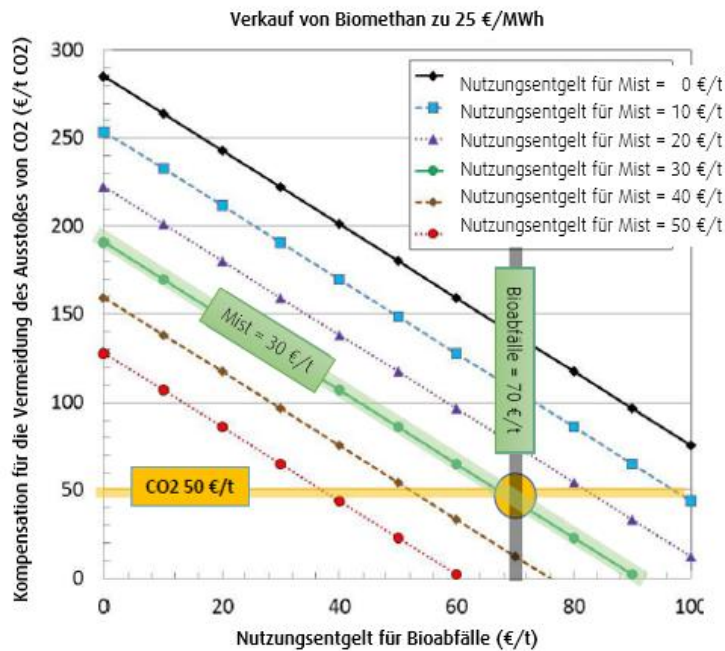


Abbildung 11 – Wirtschaftsmodell für das Methanisierungsprojekts Méthamoly. Quelle: Präsentation Thierry Gauthier, IFP Énergies nouvelles.

V.3 Situation und Perspektiven für Biogasanlagenbetreiber in Deutschland und Frankreich

Armelle Damiano sprach der abschließenden Podiumsdiskussion von einem starken Potenzial von Biogas in Frankreich. Sie arbeitet für einen französischen Verein lokaler Initiativen für Energie und Umwelt (Aile). Dieser ist unterstützend bei der Entstehung und Entwicklung von Biogasprojekten, auch europaweit, tätig.

Ein Biogasprojekt sei erst rentabel, wenn mehrere Faktoren übereinstimmen wie beispielsweise die passende Anlagengröße, die optimale Nutzung und eine gute Zusammenarbeit mit lokalen Akteuren. **Bei der Produktion von Biogas handle es sich um einen permanenten Optimierungsprozess.** Es wird an unterschiedlichen Elementen gearbeitet wie beispielsweise die Erhöhung der Leistung oder die bessere Nutzung der Wärme in der KWK. Für Armelle Damiano sei es wichtig autonom hinsichtlich beispielsweise des Versorgungsplans einer Biogasanlage zu sein. Die Versorgung zu einem hohen Grad mit Energiepflanzen führe zu einer Abhängigkeit.

In Frankreich gäbe es **mehrere vielversprechende Geschäftsmodelle** mit unterschiedlichen Lösungsansätzen: Es gibt verschiedene Anlagengrößen, Arten von Substrate und unterschiedliche Technologien. Rentabilität ließe sich in allen Modellen finden.

Frédéric Flipo ist Gründer und Geschäftsführer von Evergaz, ein französisches Büro spezialisiert auf die Produktion von Biogas und seiner Entwicklung und Anwendungen. Evergaz plant, entwickelt und betreibt Projekte in Deutschland, Frankreich und Belgien. Frédéric Flipo sprach über Unterschiede in den drei Ländern. Beispielsweise hätten sie unterschiedliche Systeme der Verwertung von Substraten etabliert. In Deutschland dürfen beispielsweise entweder nur Energiepflanzen und tierische Exkremate in einer Biogasanlage genutzt werden oder ausschließlich Abfälle.

Die Behandlung und Verwertung von Gärresten sei ebenfalls ein zentrales Thema bei der Methanisierung. In Belgien können die Gärreste aus Biogasanlagen beispielsweise nicht die Grenze überqueren, weil sie unter den Status „Abfall“ fallen. Da Belgien einen sehr hohen Anteil an Gärresten habe, können die Flächen diesen Überschuss nicht absorbieren. Es erfolge jedoch eine Annäherung der Rechtsrahmen in den Ländern.

Jaqueline Daniel-Gromke arbeitet für das Deutsche Biomasseforschungszentrum, in welchem unter anderem wirtschaftliche Bewertungen von Biogas- und Biomethananlagen vorgenommen werden und ein Monitoring von Biogasanlagen erfolgt. Laut Jaqueline Daniel-Gromke befinden sich Biogasanlagenbetreiber in Deutschland in einer



schwierigen Situation. Bald würde es zu einem erheblichen **Abbau von Biogasanlagen** kommen. Dieser Abbau beginnt ab dem kommenden Jahr, wenn die ersten Anlagen aus der EEG-Vergütung fallen. Grund sei die **momentan nicht gegebene Wirtschaftlichkeit**. Wenn der deutsche Rechtsrahmen sich nicht ändert, werden laut Prognosen ungefähr ein Drittel der heute existierenden Biogasanlagen bis 2030 schließen, so Frédéric Flipo.

Heutzutage liegt die **installierte elektrische Leistung von Biogasanlagen in Deutschland bei insgesamt knapp 5 GW**. Insgesamt sind **ungefähr 9.000 Anlagen registriert**. Davon sind **mehr als 8.500 landwirtschaftliche Anlagen**. Die Anlagenbetreiber sind also größtenteils Landwirte und nebenher Energiewirte, die ihren Strom, Gas und Gärreste selbst vermarkten müssen. Die eigene Vermarktung ist jedoch sehr schwierig und es fehle eine Perspektive für Biogas. Daher würden Anlagenbetreiber kaum noch in ihre Anlagen investieren, so Jaqueline Daniel-Gromke. Eine Möglichkeit, um noch rentabel zu bleiben, sei die **Flexibilisierung von Biogasanlagen**. Ungefähr ein Drittel aller Anlagen wurden inzwischen flexibilisiert.²³

Biomethan sollte dort eingesetzt werden, wo es keine Alternative gibt, wie beispielsweise im Transportsektor.

Gemäß Jaqueline Daniel-Gromke müsse ein Umdenken stattfinden und auch die anderen positiven Aspekte von Biomasse in die Kostenkalkulation einbezogen werden. Biogas sollte laut Jaqueline Daniel-Gromke dort eingesetzt werden, wo es keine Alternative durch erneuerbaren Strom gibt, wie beispielsweise der **Einsatz von Biomethan im Schwerlastbereich und in der Binnenschifffahrt**. Mit den geeigneten Förderinstrumenten könne hier Motivation für die Umsetzung geschaffen werden.

Jaqueline Daniel-Gromke, DBFZ

Gustav Wehner vom Landesverband Erneuerbare Energien Niedersachsen/Bremen spricht im Zusammenhang mit Biogas von einer bedrohten Energieart in Deutschland. Banken würden nicht mehr

in Biogas investieren, weil die Rechtssicherheit fehle und weil das politische Risiko nicht eingepreist werden könne. Gustav Wehner erklärte; dass damals mit der Einführung einer Einspeisevergütung über 20 Jahren davon ausgegangen worden war, dass nach 12 bis 14 Jahren die Kredite abbezahlt und der Biogasanlagenbetreiber Geld ansparen könne. Da die Regeln jedoch immer weiter verschärft wurden, hätten die Anlagen permanent aufgerüstet werden müssen. Daher wären **viele Anlagen nicht schuldenfrei** geworden und arbeiteten weiter an der Abbezahlung ihrer Kredite. Da die **damalige Kalkulation aufgrund zusätzlicher Investitionen nicht erfüllt** wurde, wollen Banken nicht weiter in Biogasanlagen investieren, so Gustav Wehner. Die Einführung eines CO₂-Preises oder Änderungen im Biomethanmarkt könnte eine Chance für die Biogasbranche darstellen. Ohne Änderungen schätz Gustav Wehner die Situation von Biogas jedoch als chancenlos ein.

Obwohl es gemäß Jaqueline Daniel-Gromke und Gustav Wehner **keine mittel- und langfristige Perspektive für Biogasanlagenbetreiber in Deutschland** gibt, bleibt Frédéric Flipo optimistisch. Er mache sich keine Sorgen um die derzeitige Situation der Biogasbranche, weil Deutschland nicht auf die Stromproduktion durch Biogas verzichten könne, unter anderem auch weil es aus der Kohleverstromung aussteigen will. Zudem habe das Land über die Jahre hinweg enorme Kompetenzen in diesem Bereich aufgebaut.

In Frankreich bestehe diese Abhängigkeit nicht, da die Biogasbranche schwächer ausgebaut ist und relativ wenig Strom aus Biogas produziert wird. In Frankreich wird zunehmend Biomethan hergestellt und eingespeist. Allerdings sollte weiterhin Biogas in KWK genutzt werden, so Frédéric Flipo, insbesondere dort, wo sich kein Gasnetz in der Nähe befindet.

²³ Mit dem EEG 2012 wurde die Flexibilitätsprämie für Anlagen, die Strom aus Biogas erzeugen eingeführt (§ 33i). Der Anlagenbetreiber erhält für die zusätzlich installierte Anlagenleistung, die er für einen flexiblen Betrieb einsetzt, 130 €/kW pro Jahr auf 10 Jahre begrenzt. Diese Prämie besteht mit dem EEG 2014 fort (§ 54) und liegt bei 40 €/kW auf 20 Jahre begrenzt. Weiterführende Information siehe DFBEW-Hintergrundpapier [Flexibilisierung von Biogasanlagen in Deutschland](#) (März 2016).