

Endbericht

zum Forschungsvorhaben

Vergleichende Untersuchungen an großtechnischen Biogasreaktoren - mikrobiologische, verfahrenstechnische, ökologische und ökonomische Bewertung und Optimierung: OPTGAS

Projektlaufzeit: 01.01.2010 – 31.07.2012

Förderkennzeichen: 03KB018F

Prof. Dr. Wolf Fichtner

wolf.fichtner@kit.edu

Dr. Russell McKenna

russell.mckenna@kit.edu

David Balussou

david.balussou@kit.edu

Karlsruhe, Oktober 2012

Inhaltsverzeichnis

1	Arbeiten im Rahmen des Arbeitspaketes 1: „Ökonomische Bewertung“	3
1.1	Ergebnisse der Sachbilanzen für die jeweiligen Biogasanlagen	3
1.2	Ergebnisse der Energiebilanzen für die betrachteten Biogasanlagen	5
1.3	Ergebnisse der Berechnungen zum kumulierten Energieaufwand (KEA)	6
1.3.1	KEA nicht erneuerbarer Energien	6
1.3.2	KEA erneuerbarer Energien (Biomasse)	7
1.4	Ergebnisse der CO ₂ -Bilanzen	8
1.5	Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsanalyse	10
1.5.1.	Referenzanlage KS-Abfall2	10
1.5.2	Referenzanlage Nawaro1	10
1.5.3	Referenzanlage Nawaro2	11
1.5.4	Referenzanlage Gül-Abfall	11
1.5.5	Referenzanlage KS-Abfall1	12
1.5.6	Gegenüberstellung der Wirtschaftlichkeit für die Referenzanlagen	12
1.6	Ergebnisse der Berechnung der CO ₂ -Vermeidungskosten	12
1.7	Einfluss von Prozesshemmungen auf die Betriebsergebnisse zweier Referenzanlagen	13
1.7.1	Referenzanlage KS-Abfall2	13
1.7.2	Referenzanlage Gül-Abfall	16
1.8	Wirtschaftlichkeitsanalysen der Anlagen nach EEG2012	17
1.9	Erstellung von Factsheets für die Anlagenbetreiber	17
2	Arbeiten im Rahmen des Arbeitspakets 2: „Systemanalyse“	18
2.1	Erstellung einer Technologiedatenbank	18
2.2	Ist-Zustand: Auswertung der Datenbank für das Jahr 2012	19
2.3	Prognose der deutschen Stromerzeugung aus Biogas bis 2030	22
2.3.1	Methodik und getroffene Annahmen	22
2.3.2	Ergebnisse der Prognose der deutschen Biogasanlagenentwicklung	26
2.4	Sensitivitätsanalyse zur Entwicklung der deutschen Biogasanlagen (im „Base Szenario“)	28
3	Zusammenfassung	31
4	Literaturverzeichnis	33
5	Anhänge	35

Einführung

Im Rahmen dieses Teilprojektes soll eine umfassende Systemanalyse durchgeführt werden mit dem Ziel, die Marktchancen der entwickelten Biogastechnologien abschätzen zu können. Zudem soll die Systemanalyse einen Beitrag zur Entscheidungsunterstützung für die Planung nachhaltiger Biomasse-Nutzungsstrategien leisten. Die Systemanalyse umfasst die Energie- und Stoffstrommodellierung (Sachbilanz), die Berechnung von CO₂-Vermeidungskosten, die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Referenzanlagen und die Entwicklung der unterschiedlichen Biogasnutzungspfade bis zum Jahr 2030. Die Arbeit im Rahmen des Arbeitspaketes 2 beschreibt die Erstellung und Auswertung einer Technologiedatenbank und die Prognose der deutschen Biogasanlagenentwicklung unter Berücksichtigung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2012 (EEG-2012). Das analysierte stoffliche und energetische System ist in Abbildung 1 dargestellt und betrachtet die ganzheitliche Wertschöpfungskette der Strom- und Wärmeerzeugung aus Biogas, vom Ressourcenanbau bis zur Strom- bzw. Biomethaneinspeisung einschließlich der Gärrestaufbereitung.

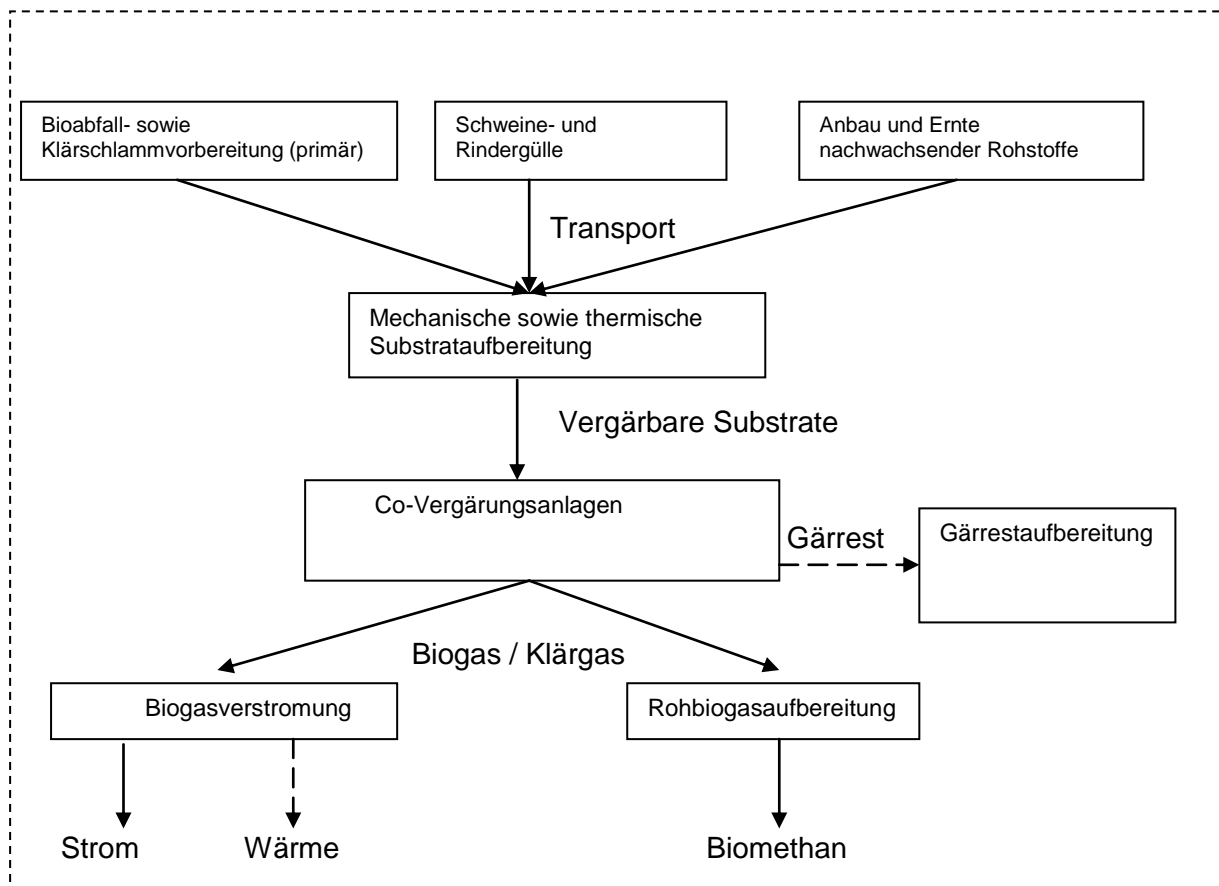


Abbildung 1: Betrachtetes System

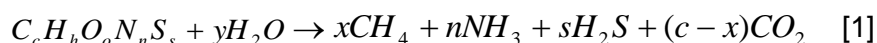
1 Arbeiten im Rahmen des Arbeitspaketes 1: „Ökonomische Bewertung“

Während des Berichtszeitraumes wurde u.a. das Arbeitspaket 1 „Ökonomische Bewertung“ des Antrags bearbeitet. Es wurden Sach- und Energiebilanzen sowie eine Treibhausgas-Bilanz (THG-Bilanz) erstellt und CO₂-Vermeidungskosten berechnet. Für fünf Referenzanlagen, KS-Abfall2 (Bioabfallanlagen), KS-Abfall1 (Kläranlage), Gül-Abfall (Bioabfallanlage), Nawaro1 (landwirtschaftliche Anlage, ein Modul) und Nawaro2 (landwirtschaftlich Anlage zur Biomethanerzeugung, ein Modul) wurden Wirtschaftlichkeitsanalysen durchgeführt. Diese werden im Folgenden auszugsweise dargestellt. In Kooperation mit den Projektpartnern GFZ und UFZ wurden Prozesshemmungen betrachtet, insbesondere die Übersäuerung und Schaumbildung. Der Einfluss dieser Prozesshemmungen auf die Wirtschaftlichkeit zweier Referenzanlagen wurde bestimmt.

1.1 Ergebnisse der Sachbilanzen für die jeweiligen Biogasanlagen

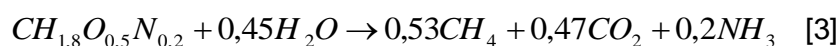
Zur Durchführung der Arbeiten wurde die Software SuperPro Designer eingesetzt. Diese dient zur Modellierung industrieller Wertschöpfungsketten und auch zur energetischen Bewertung von biochemischen Umwandlungsverfahren, z.B. der Co-Vergärung. Es wurden die Inputmengen ermittelt und charakterisiert (Massenstrom, Zusammensetzung, Trockensubstanz (TS) und organischer Trockensubstanzanteil (o-TS) der jeweils zu verwertenden Biomasseeinsatzstoffe). Zusätzlich wurden Hilfsmittelmengen, darunter Wasser, Luft und Gas berechnet. Anschließend wurden die Biogasausbeuten und Gärrestmengen, unter Berücksichtigung der biochemischen Reaktionen und der Kinetik (im jeweiligen Fermenter), ermittelt. Die Modellierung der Biogaserzeugung erfolgte mithilfe der Buswell Gleichung.

Diese Gleichung entspricht der folgenden chemischen Reaktion (Buswell, 1930):



mit: $x = 1/8 \cdot (4c + h - 2o - 3n - 2s)$ und $y = 1/4 \cdot (4c - h - 2o + 3n + 3s)$ [2]

Die vergärbare Biomasse wird durch die Summenformel CH_{1,8}O_{0,5}N_{0,2} repräsentiert und durch folgende Reaktion in Methan, Kohlenstoffdioxid und Ammoniak umgewandelt:



Schließlich wurden die Rohbiogasbehandlung zur Biomethaneinspeisung ins Erdgasnetz, die Gärrestbehandlung (Ultrafiltration, Mikrofiltration und Umkehrosmose für die Anlage Nawaro2, Einsatz einer Pressschnecke in der Anlage Nawaro1 und Einsatz eines Dekanters in der Anlage KS-Abfall2) und die Verstromung (in KS-Abfall2, Gül-Abfall, KS-Abfall1 und Nawaro1)¹, modelliert. Im Anhang A.1 ist als Beispiel die Stoffstrommodellierung für die Referenzanlage Nawaro1 mit Hilfe von SuperPro Designer, dargestellt.

¹ S. Seite 4 für die Beschreibung der jeweiligen Anlagentypen

Mit Hilfe dieser Modellierung wurden folgende spezifische Biogasausbeuten ermittelt:

Tabelle 1: Berechnete spezifische Biogasausbeuten für die jeweiligen Referenzanlagen

Biogasanlage	Anlagentyp		Biogas- ausbeute (m ³ /a)	Spezifische Biogasausbeute		
	Input	Strom- und Wärmeerzeugung in kW		m ³ /t Maische	m ³ /t TS	Vergleich (Schievano, 2010), (BiomasseVO, 2011) ² in m ³ /t Maische
KS-Abfall2	9.000 t/a Bioabfälle, 6.000 t/a Fette, 41.000 t/a Klärschlamm	2 BHKWs: 2x380 (el.) 2x550 (th.)	1.477.172 (1 Fermenter)	35,4	417,0	33,3
Gül-Abfall	32760 t/a Speisereste, Tierblut, Flotatschlamm, Melasse, 22.675 m ³ /a Rindergülle	2 BHKWs: 2x 469 (el.) 2x 616 (th.)	2.218.931 (1 Fermenter)	71,5	202,8	66,1
KS-Abfall1	Variante A (alle vier Fermenter in Betrieb): 292 t/a Fette, 137.800 m ³ /a Klärschlamm Variante B (Fermenter 1 außer Betrieb): 227 t/a Fette, 127.800 m ³ /a Klärschlamm	4 BHKWs: 4x 1.000 (el.) 4x 1.500 (th.)	2.866.351 (4 Fermenter)	10,5	534,6	10,0
Nawaro1	8.708 t/a Maissilage, 458 t/a Getreide- GPS pro Fermenter	40 BHKWs: 40 x 500 (el.) 40 x 712 (th.)	2.008.799 (1 Fermenter)	219,1	621,2	235,0
Nawaro2	16.738 t/a Maissilage, 2.283 t/a Getreide/GPS, Frischwasser	<u>Rohbiogas- aufbereitung:</u> Druckwasser- wäsche (Flotech), 2,15 Mio m ³ /a Biomethan- erzeugung pro Fermenter	Biogas- erzeugung (1 Fermenter) 4.792.829 Biomethan- erzeugung (1 Fermenter) 2.148.833	202,7	857,0	225,3

² In (Schivenao, 2010) und (BiomasseVO, 2011) wurde der Biogasertrag unterschiedlicher Biomassetypen (nachwachsende Rohstoffe, Gülle, Klärschlamm und Bioabfälle) analysiert. Maissilage weist laut dieser Studien einen Ertrag von 242 Nm³ Biogas/t auf, Getreide-GPS von 103 Nm³ Biogas/t, Tierblut von 83 Nm³ Biogas/t, Speisereste von 57 Nm³ Biogas/t, Flotatschlamm von 81 Nm³ Biogas/t, Melasse von 166 Nm³ Biogas/t, Klärschlamm von 10,04 Nm³ Biogas/t und Gülle von 17 Nm³ Biogas/t.

1.2 Ergebnisse der Energiebilanzen für die betrachteten Biogasanlagen

Die chemische Energiemenge in Substrat, Biogas und Gärrest (Rohgärrest, Presskuchen, Presswasser und Flüssigdünger) wurde über die Heizwerte und die Massenströme berechnet. Mit Hilfe von SuperPro Designer wurde ebenso die benötigte Energie für den Betrieb der einzelnen Fermenter (Strom und Wärme) und für die Substratvorbehandlung (Anlage KS-Abfall2) ermittelt. Es folgte eine Modellierung der Rohbiogasbehandlung (Modellierung der Rohbiogasverdichtung, Absorption, Flash und Stripping bzw. Desorption für Nawaro2) zur Biomethanherzeugung. Die Modellierung beinhaltet auch die Verstromung (Anlage KS-Abfall2, KS-Abfall1, Gül-Abfall und Nawaro1). Die ermittelten Energieströme entlang der gesamten jeweiligen Wertschöpfungskette fließen als Ergebnis in Sankey-Diagramme (Energiefluss-Diagramme) ein (s. Anhang A.2 bis A.6). Aus der Energiebilanzierung ergaben sich unterschiedliche Wirkungsgrade (s. Tabelle 2).

Der biologische Wirkungsgrad der Fermentation ist definiert als:

$$\eta_{\text{Biol}} = \frac{\text{Chem.EnergieBio gas}}{\text{Chem.EnergieSubstrat}} = \frac{\dot{m}_{\text{Biogas}} \cdot H_{o,\text{Biogas}}}{\dot{m}_{\text{Input}} \cdot H_{o,\text{Input}}} \quad [4]$$

Der Brennstoffausnutzungsgrad³ der Blockheizkraftwerke (BHKW) lautet:

$$\eta_{\text{BHKW}} = \frac{\text{Bruttostrommenge} - \text{Eigenstrom} + \text{Nutzwärme}}{\text{Chem.EnergieBio gas}} \quad [5]$$

Der Wirkungsgrad der Rohbiogasaufbereitung zu Biomethan (Referenzanlage Nawaro2) entspricht:

$$\eta_{\text{Aufbereit}} = \frac{\text{Chem.EnergieBio methan}}{\text{Chem.EnergieBio gas}} \quad [6]$$

Der gesamte Wirkungsgrad der jeweiligen Anlagen kann aus den Gleichungen [4], [5] und [6] abgeleitet werden. Für die Anlagen zur Stromerzeugung (KS-Abfall2, Gül-Abfall, KS-Abfall1 und Nawaro1) gilt:

$$\eta_{\text{Ges}} = \eta_{\text{Biol}} \cdot \eta_{\text{BHKW}} \quad [7]$$

Für die Anlage zur Biomethaneinspeisung (Nawaro2) gilt:

$$\eta_{\text{Ges}} = \eta_{\text{Biol}} \cdot \eta_{\text{Aufbereit}} \quad [8]$$

Tabelle 2: Berechnete Wirkungsgrade für die Referenzanlagen

Referenz Biogasanlage	Biologischer Wirkungsgrad der Vergärung in %	Energetischer Wirkungsgrad BHKW bzw. Biogasaufbereitung in %	Gesamter energetischer Wirkungsgrad der Anlagen in %
KS-Abfall2	60,6	53,1	32,2
Gül-Abfall	44,1	86,1	38,0
KS-Abfall1	48,0	88,5	42,5
Nawaro1	82,8	47,0	38,9
Nawaro2	79,7	96,9	81,3

³ Der Brennstoffausnutzungsgrad besteht aus dem Verhältnis der Summe aus Heizwärmeleistung und elektrischer Leistung zu zugeführter Brennstoffleistung

1.3 Ergebnisse der Berechnungen zum kumulierten Energieaufwand (KEA)

Gemäß der VDI-Richtlinie 4600 (VDI, 2012) setzt sich der kumulierte Energieaufwand (KEA) eines Gutes aus drei Komponenten zusammen: der Herstellung, der Entsorgung und der Nutzung. Im Rahmen des Vorhabens wurde angenommen, dass der KEA für die Herstellung und Entsorgung im Vergleich zum KEA für die Nutzung vernachlässigbar ist. Diese Annahme basiert auf der Studie von LfL Bayern (Effenberger, 2007). Im Rahmen der zitierten Studie wurde festgestellt, dass die Nutzung für ca. 95% des gesamten kumulierten Energieaufwandes verantwortlich ist. Die Ergebnisse der Sachbilanzen dienen zur Bestimmung der Input- und Outputströme sowie des Energie- und Stoffverbrauchs. Energieverluste fließen daher in die Berechnung des KEA ein. Der KEA für die Nutzung setzt sich aus dem KEA für nicht erneuerbare, d.h. konventionelle Ressourcen, und dem KEA für erneuerbare Quellen, hier Biomasse, zusammen. Der KEA für die Biomassenutzung wurde durch den Energieinhalt der eingesetzten Biomasse, welcher aus dem Gehalt an organischer Trockensubstanz oTS abgeleitet wurde (Leible, 2003), im Verhältnis zur erzeugten Nettostrommenge berechnet. Der prozessbedingte KEA nicht erneuerbarer Energien zur Strom- und Biomethanerzeugung setzt sich aus Belastungen und Gutschriften zusammen. Die Belastungen setzen sich aus den Belastungen für den Anbau von Substraten (mit der Benutzung von spezifischen KEA in TJ/kg für N-, P-, K-Dünger, Radlader, Boden, Vorkette Diesel aus der Datenbasis Probas) und den Belastungen aus dem Transport von Substraten und Gärresten, zusammen. Die spezifischen KEA für Transportprozesse wurden aus Probas entnommen. Der Methanschluß während der Rohbiogasbehandlung wurde ebenfalls betrachtet. Die Gutschriften entstammen der Wärmenutzung sowie der Gärrestverwertung für thermische oder stoffliche Nutzung. Schließlich wurde für alle Anlagen angenommen, dass der Eigenbedarf an Strom- und Wärme durch den erzeugten Strom und die erzeugte Wärme aus den Blockheizkraftwerken gedeckt wird.

1.3.1 KEA nicht erneuerbarer Energien

Der kumulierte Primärenergieaufwand setzt sich aus dem Verbrauch von Dieselkraftstoff für Transportprozesse, dem Radladereinsatz und der Feldarbeit im Rahmen des Anbaus von Silomais sowie der dazugehörigen Vorkette der Dieselkraftstoffbereitstellung zusammen. Die Vorkette zur Bereitstellung von Mineräldüngern geht ebenfalls in die Berechnung des KEA ein. Für die betrachteten Anlagen beläuft sich der KEA für Transportprozesse und Radladereinsatz auf rund 0,1 bis 0,3 kWh/kWh Nettostromerzeugung, der Anbau von Silomais geht mit 0,2 kWh/kWh bis 0,3 kWh/kWh Nettostromerzeugung in die Berechnung ein (s. Abbildung 2). Für die Referenzanlage KS-Abfall1 wurde zwischen zwei Varianten unterschieden: in Variante A sind vier Fermenter in Betrieb (KS-Abfall1-A), in Variante B ist ein Fermenter außer Betrieb (KS-Abfall1-B). Für die Referenzanlage Gül-Abfall wurden zwei Szenarien betrachtet: In Szenario 1 wurden die Berechnungen für den Fall mit Gärrestlagerabdeckung durchgeführt, in Szenario 2 für den Fall ohne Gärrestlagerabdeckung. Die Gutschriften für die Nutzung der Kuppelprodukte Gärrest und Wärme übertrafen in allen Szenarien die Belastungen durch den prozessbedingten kumulierten Primärenergieaufwand. In Summe ergab sich ein spezifischer kumulierter Primärenergieaufwand von ca. -1,81 kWh/kWh Nettostromerzeugung (KS-Abfall2) und bis zu ca. -0,04 kWh/kWh Nettostromerzeugung (Referenzanlage Nawaro2 bei dezentraler Verstromung des Biomethans). Im Vergleich zur Stromerzeugung in einem erdgasbetriebenen GuD-Kraftwerk mit ca. 2,05 kWh/kWh Nettostromerzeugung oder einem

Steinkohlekraftwerk mit ca. 2,7 kWh/kWh Nettostromerzeugung führt die Stromerzeugung in Co-Vergärungsanlagen zu einer deutlichen Einsparung an fossilen Primärenergieträgern. Der Energiegehalt der eingesetzten Biomasse ist in dieser Betrachtung nicht enthalten und wird in der Kategorie Biomasseeinsatz im nächsten Kapitel erfasst.

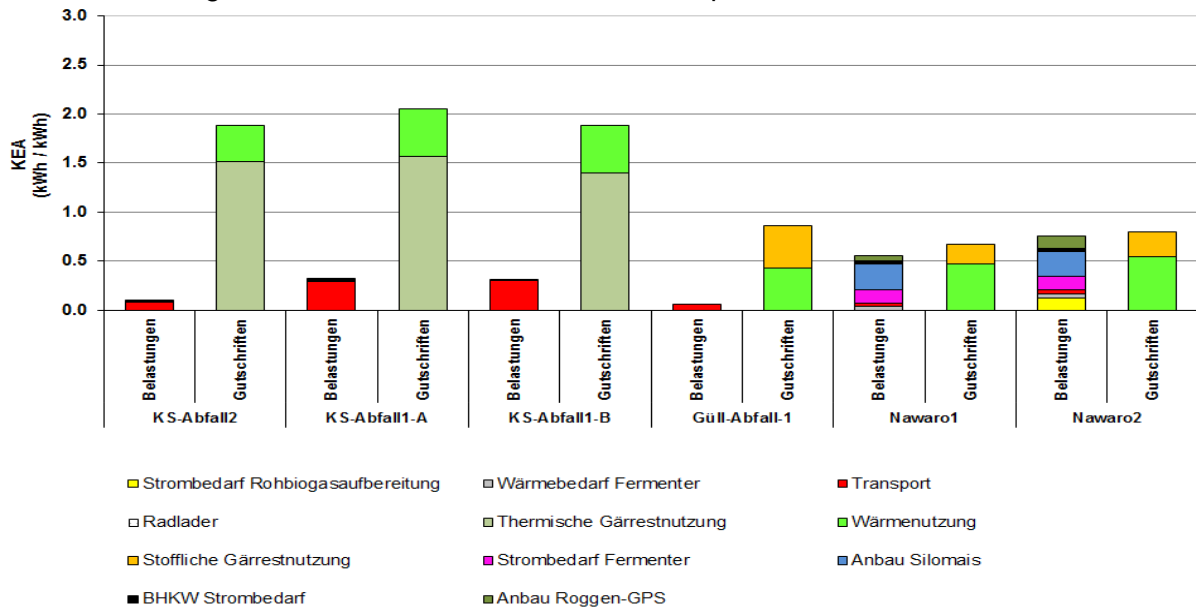


Abbildung 2: Ergebnisse zur Berechnung des KEA (in kWh/kWh Strom bzw. Biomethan) für nicht erneuerbare Energien

1.3.2 KEA erneuerbarer Energien (Biomasse)

Der kumulierte Biomasseeinsatz, der für die Stromerzeugung in Co-Vergärungsanlagen eingesetzt wird, liegt zwischen ca. 3,2 kWh/kWh Nettostromerzeugung für die Referenzanlage Nawaro1 und ca. 6 kWh/kWh Nettostromerzeugung für die Referenzanlage KS-Abfall2, wie in Abbildung 3 dargestellt wird. Die Berechnung wurde auf Basis der Heizwerte der unterschiedlichen Biomassen durchgeführt (Leible, 2003).

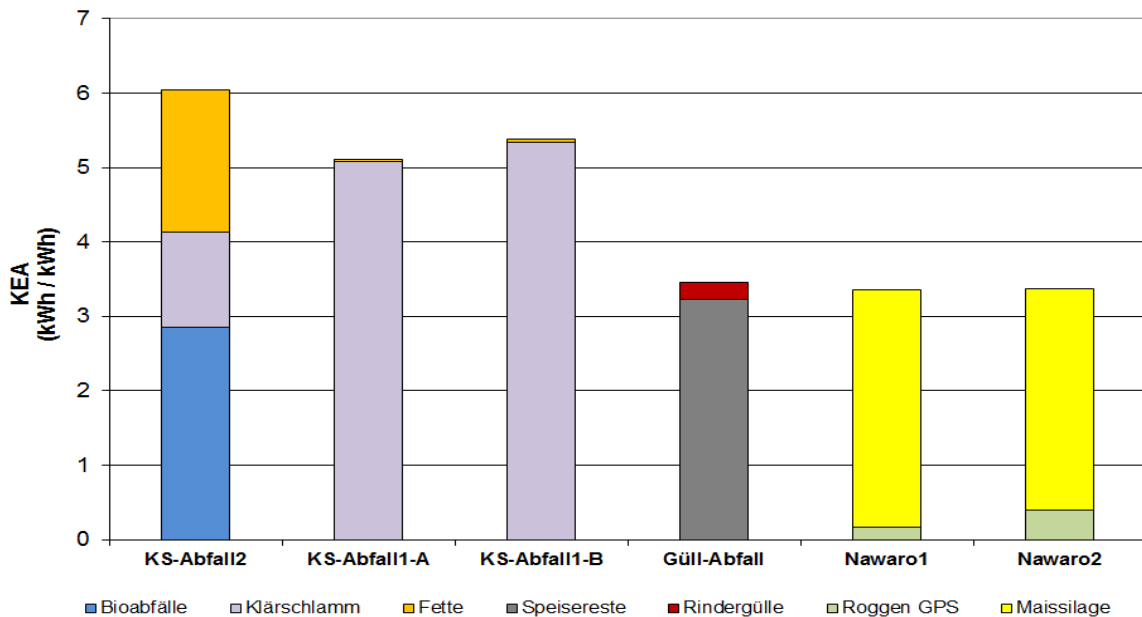


Abbildung 3: Ergebnisse der Berechnung des KEA bzgl. des Biomasseeinsatzes in den jeweiligen Biogasanlagen

1.4 Ergebnisse der CO₂-Bilanzen

Das spezifische Treibhausgaspotenzial der Stromerzeugung der Co-Vergärungsanlagen (in gCO₂/kWh_{el} Nettostromerzeugung) wurde über das Treibhausgaspotenzial der gesamten Prozesskette auf Basis von Charakterisierungsfaktoren (DBFZ, 2010) und der erzeugten Nettostrommenge als funktionelle Einheit bestimmt.

Tabelle 3: Charakterisierungsfaktoren zur Berechnung des Treibhausgaspotenzials (DBFZ, 2010)

Treibhausgas	Treibhauseffekt (GWP) in kg CO ₂ -Äq./kg
CO ₂ , fossil	1
CH ₄	23
N ₂ O	296

$$\text{Spez. GWP} = \frac{\sum_i GWP_i \cdot (e_i - g_i)}{NSM} \quad [9]$$

mit:

GWP Global Warming Potential (in kg CO₂-Äq./kg)

i Treibhausgas

e Emission (kg/a)

g Gutschrift (kg/a)

NSM Nettostrommenge (MWh/a)

Die Emissionen wurden mithilfe von Emissionsfaktoren aus ProBas für CO₂, CH₄, und N₂O bestimmt. Die benötigte Energiemenge wurde aus den Energiebilanzen für die einzelnen Teilschritte der Prozesskette ermittelt. Belastungen durch den Anbau von Substraten, den Transport, die Emissionen am Gärrestlager, den Methanschluß während der Rohbiogasaufbereitung wurden auch berücksichtigt wie auch Gutschriften für die Gärrest-, Gülle- und Wärmenutzung.

Für die Referenzanlage KS-Abfall2 beliefen sich die Umweltbelastungen auf ca. 30 gCO₂-Äq./kWh Nettostromerzeugung (s. Abbildung 4). Die Treibhausgasemissionen wurden dabei überwiegend durch die Transportprozesse (Substrat- und Gärresttransport, Radlader) verursacht. Die Methanemissionen aus der Gärrestlagerung ohne Abdeckung führten in der Referenzanlage Gül-Abfall (Szenario 2) zu spezifischen Umweltbelastungen von ca. 500 gCO₂-Äq./kWh Nettostromerzeugung. Für Szenario 1 mit Gärrestlagerabdeckung verringerte sich für die Referenzanlage Gül-Abfall die spezifische Belastung auf ca. 80 gCO₂-Äq./kWh Nettostromerzeugung. Die Umweltbelastungen summierten sich auf 220 gCO₂-Äq./kWh Nettostromerzeugung im Fall der Referenzanlage Nawaro1 (direkte Verstromung des Biogases). In diesem Fall wurden die Treibhausgasemissionen durch den Anbau von Silomais (ca. 70%), der Gärrestlagerung (ca. 20%) und dem Roggenanbau (ca. 10%) verursacht. In der Referenzanlage Nawaro2, bei welcher das eingespeiste Biomethan dezentral (nach Einspeisung und Transport durch das Erdgasnetz) im BHKW verstromt wurde, ergab sich eine spezifische Belastung von ca. 300 gCO₂-Äq./kWh Nettostromerzeugung.

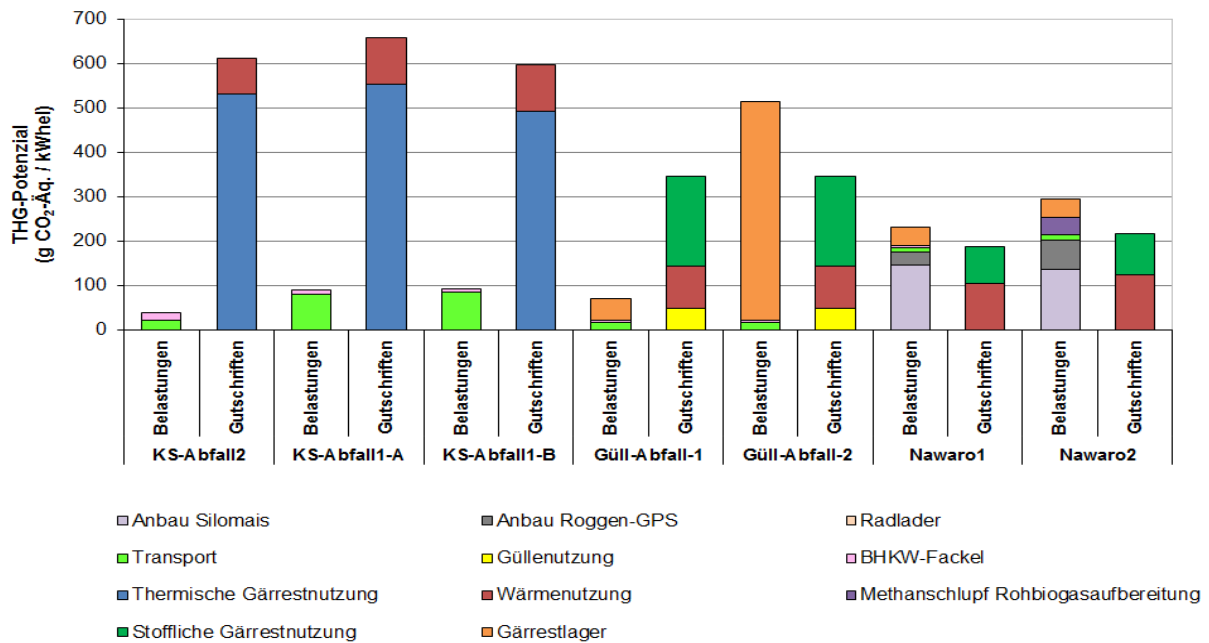


Abbildung 4: Treibhausgas-Bilanzen (in gCO₂-Äq./KWh_{el} Nettostromerzeugung) der jeweiligen Biogasanlagen

Durch den Einsatz von Gülle und die Nutzung der Kuppelprodukte Gärrest und Wärme wurden Gutschriften erzielt. In den Referenzanlagen KS-Abfall2, KS-Abfall1 und Gül-Abfall (Bioabfall- und Kläranlagen) überstieg die Höhe der Gutschriften die Höhe der Belastungen deutlich. Insbesondere ist die thermische Gärrestverwertung in KS-Abfall2 und KS-Abfall1 mit einer hohen CO₂-Gutschrift verbunden (ca. 520 gCO₂-Äq./kWh Nettostromerzeugung). Mit dem Einsatz von Gülle in der Referenzanlage Gül-Abfall wurde mit ca. 350 g CO₂-Äq./kWh Nettostromerzeugung eine Treibhausgasgutschrift erzielt. Die Gesamtbetrachtung von Umweltbelastungen und Gutschriften führte zu einem spezifischen Treibhausgaspotenzial von ca. -572 gCO₂-Äq./kWh Nettostromerzeugung in der Referenzanlage in KS-Abfall2 bis ca. 77 gCO₂-Äq./kWh Nettostromerzeugung in der Referenzanlage Nawaro2. Im Vergleich zur Stromerzeugung in einem Steinkohlekraftwerk⁴ mit ca. 1000 gCO₂-Äq./kWh Nettostromerzeugung oder einem erdgasbetriebenen GuD-Kraftwerk⁵ mit ca. 440 gCO₂-Äq./kWh Nettostromerzeugung (Koch, 2009) führt die Stromerzeugung in Co-Vergärungsanlagen zu einer deutlichen Reduzierung der Treibhausgasbelastung. Die Treibhausgasminde- (THG-Mind.) wurde schließlich für die fünf Referenzanlagen mit Hilfe von Gleichung [10] bestimmt.

$$\text{THG-Mind.} = \frac{E_F - E_B}{E_F} * 100\% \quad [10]$$

Mit: E_F = Gesamtemissionen bei der Verwendung von Biomasse

E_B = Gesamtemissionen des fossilen Referenzsystems.

Für die Referenzanlage KS-Abfall2 wurde eine Treibhausgasminde- (THG-Mind.) von ca. 93,1% berechnet, für die Anlagen KS-Abfall1 und Gül-Abfall ca. 84% bzw. 71,3% (11,2% ohne Gärrestabdeckung) und schließlich ca. 60% für die Referenzanlage Nawaro1 sowie ca. 49% für die Referenzanlage Nawaro2.

⁴ Elektrischer Wirkungsgrad 40 %, elektrische Leistung 700 MW

⁵ Gas- und Dampfturbinenkraftwerk, elektrischer Wirkungsgrad 55 %, elektrische Leistung 450 MW

1.5 Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsanalyse

Die Wirtschaftlichkeit der Referenzanlagen wurde anhand spezifischer Betriebsergebnisse bewertet. Spezifische Betriebsergebnisse entsprechen der Differenz aus Erlösen (aus dem EEG-2009 und dem Biomethanverkauf) und den jährlichen Gesamtkosten pro funktioneller Einheit, hier kWh_{elektrisch}.

1.5.1 Referenzanlage KS-Abfall2

Nach Erhebung neuer Informationen und Daten seit der Abgabe des 1. Zwischenberichts (Jahr 2010) wurde das spezifische Betriebsergebnis der Referenzanlage KS-Abfall2 für das Jahr 2010 zu ca. 0,02ct/kWh berechnet (für einen Vergleich zwischen Kosten und Leistungen der Anlage s. Anhang A.7). Die gesamte Investition der Referenzanlage beträgt laut Anlagenbetreiber ca. 6 Mio. €. Die investitionsabhängigen Kosten wurden hiernach berechnet. Gemäß dem Methodenhandbuch „Energetische Biomassennutzung“ (DBFZ, 2010) wurde ein kalkulatorischer Mischzinssatz von 8% angenommen. Die Stromgestehungskosten entsprachen ca. 34,57 ct/kWh. In Arlt (2003) und Koch (2009) sind vergleichbare Werte für die Stromgestehungskosten in Höhe von 42 ct/kWh bzw. 51 ct/kWh bei Einsatz von Bioabfällen in Co-Vergärungsanlagen mit Klärschlamm aufgeführt. Die ermittelten Stromgestehungskosten hängen stark von den investitionsabhängigen Kosten ab, die wiederum durch aufwändige Substratvorbehandlungsverfahren beeinflusst werden. Eine Verbesserung hinsichtlich des Energiebedarfs bei diesem Substratvorbehandlungsprozess könnte die Stromgestehungskosten reduzieren. Schließlich wurde eine dynamische Amortisationszeit von ca. 11,5 Jahren und ein Kapitalwert von ca. 6,3 Mio. € berechnet.

Der Einfluss unterschiedlicher Inputgrößen auf das Betriebsergebnis der Anlage lässt sich mithilfe von Sensitivitätsanalysen quantifizieren. Die variierten Inputparameter sind investitionsabhängige Kosten, Annahmeerlöse für Bioabfall- und Klärschlamm, Gärrestbehandlungskosten, eingespeiste Strom- und Wärmemenge sowie Transportkosten für Bioabfälle. Investitionsabhängige Kosten und Klärschlamm- bzw. Bioabfallannahmeerlöse haben den größten Einfluss auf das Betriebsergebnis.

1.5.2 Referenzanlage Nawaro1

Das spezifische Betriebsergebnis der Referenzanlage Nawaro1 (1 Modul) wurde auf ca. 2,65 ct/kWh berechnet, die Stromgestehungskosten entsprechen ca. 19,03 ct/kWh (s. Anhang A.8). Der Einfluss unterschiedlicher Inputgrößen auf das Betriebsergebnis wurde durch Sensitivitätsanalysen quantifiziert (s. Abbildung 5). Die sensitivste Größe stellte die eingespeiste Strommenge dar. Die dynamische Amortisationszeit wurde auf knapp 7 Jahre kalkuliert, der Kapitalwert auf ca. 2,1 Mio. €. Eine Reduktion der eingespeisten Strommenge um 12,5% führte zu einem negativen Betriebsergebnis. Als Vergleich wurde in FNR (2009) für eine ähnliche Anlage (3.000 m³ Fermentervolumen, elektrische Leistung 500 kW_e) mit 93,7% Maissilage, 2,9% Getreide und 3,4% Gülle eine dynamische Amortisationszeit von ca. 8 Jahren berechnet.

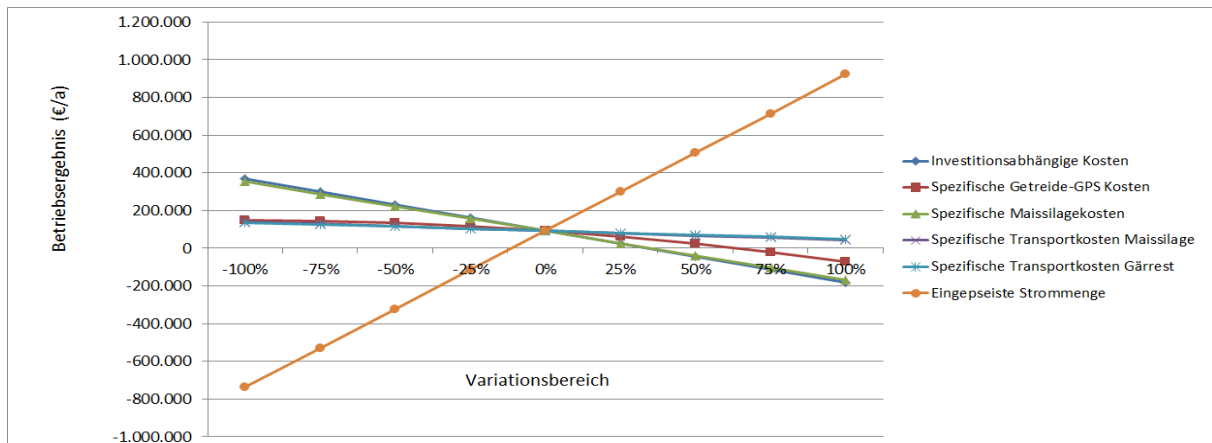


Abbildung 5: Sensitivitätsanalyse für das Betriebsergebnis der Referenzanlage Nawaro1

1.5.3 Referenzanlage Nawaro2

Für die Referenzanlage Nawaro2 wurde ein spezifisches Betriebsergebnis von ca. 0,98 ct/kWh bezüglich $H_{i,N}$ berechnet (s. Anhang A.9). Die Biomethangestehungskosten ergaben sich zu ca. 8,58 ct/kWh. In Urban (2009) wurden für eine Anlage mit Aufbereitung von 500 m³/h Rohbiogas durch CO₂-Abscheidung mit Hilfe von Druckwasserwäscheverfahren der Firma Flotech Biomethangestehungskosten von 8,2 ct/kWh bezüglich $H_{i,n}$ ermittelt. Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse wurde festgestellt, dass die eingespeiste Biomethanmenge den größten Einfluss auf das Betriebsergebnis hat. Die Anlage wird ab einer Senkung der eingespeisten Biomethanmenge um ca. 25% unwirtschaftlich.

1.5.4 Referenzanlage Gül-Abfall

Für die Referenzanlage Gül-Abfall wurde ein spezifisches Betriebsergebnis in Höhe von ca. 0,43 ct/kWh_{el} berechnet. Anhang A.10 zeigt einen Vergleich zwischen den Kosten und Leistungen dieser Anlage. Es wurde eine spezifische Investition von ca. 5990 €/kW bei einer gesamten Investition von ca. 5,6 Mio. € ermittelt. Für diese Anlage ergab sich ein Kapitalwert von ca. 3,39 Mio. € und eine dynamische Amortisationszeit von 9,6 Jahren. Analog zur Referenzanlage Nawaro1 wurde eine Sensitivitätsanalyse für das Betriebsergebnis der Anlage durchgeführt (s. Abbildung 6).

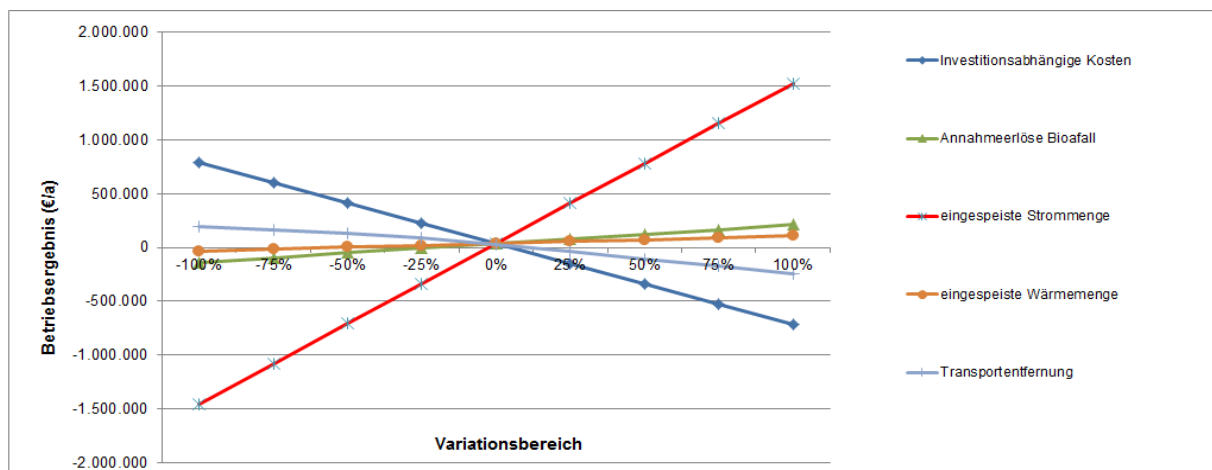


Abbildung 6: Sensitivitätsanalyse für das Betriebsergebnis der Referenzanlage Gül-Abfall

1.5.5 Referenzanlage KS-Abfall1

Für die Referenzanlage KS-Abfall1 standen keine ökonomischen Daten zur Verfügung, da das Modul der Co-Vergärung mit Einsatz von Klärschlamm und Fetten nur einem untergeordneten Teil des Klärwerks entspricht. Die erzeugte Strom- und Wärmemenge wurden dem Klärwerk als Eigenbedarf zurückgeführt, so dass keine EEG-Vergütungen zu berücksichtigen sind. Es findet hierbei keine Stromeinspeisung ins Stromnetz statt.

1.5.6. Gegenüberstellung der Wirtschaftlichkeit für die Referenzanlagen

Tabelle 4 fasst die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsanalyse für die jeweiligen Referenzanlagen zusammen. Die Betriebsergebnisse sind für Bioabfallanlagen am geringsten, besonders für die Anlage KS-Abfall2, aufgrund der hohen spezifischen Investition durch aufwändige Substrataufbereitung.

Tabelle 4: Zusammenstellung der Wirtschaftlichkeit der Referenzanlagen

Anlage	Anlagentyp	Spezifische Investition	Strom- bzw. Biomethan-Gestehungskosten	Betriebsergebnis
KS-Abfall2	Bioabfall/Klärschlamm	7.921 €/kW	34,57 ct/kWh _{el}	0,02 ct/kWh _{el}
Gül-Abfall	Bioabfall/Gülle	5.987 €/kW	16,04 ct/kWh _{el}	0,43 ct/kWh _{el}
Nawaro1	Maissilage/Getreide	4.000 €/kW	19,03 ct/kWh _{el}	2,65 ct/kWh _{el}
Nawaro2	Maissilage/Getreide Biomethaneinspeisung	1,05 €/Nm ³ _{Biomethan}	8,58 ct/kWh _{Hi,N}	0,98 ct/kWh _{Hi,N}

1.6 Ergebnisse der Berechnung der CO₂-Vermeidungskosten

Zur Berechnung der CO₂-Vermeidungskosten wurden die Referenzwerte des Methodenhandbuches des DBFZ (2010) angenommen. Als Referenzsysteme wurden der deutsche Kraftwerkspark, Importsteinkohlekraftwerke, neue Erdgas-GuD-Kraftwerke sowie der Grenzstrom-Mix (Erdgas-GuD- und Importsteinkohlekraftwerke) gewählt.

Für den deutschen Kraftwerkspark als Referenzsystem (DBFZ, 2010) zeigte die Referenzanlage Nawaro2 mit ca. 245 €/tCO₂-Äq die höchsten CO₂-Vermeidungskosten (s. blaue Balken in Abbildung 7), hauptsächlich aufgrund des hohen THG-Potenzials (ca. 77 gCO₂-Äq./kWh) im Falle einer Verstromung des erzeugten Biomethans. Für die Referenzanlagen KS-Abfall2 und Gül-Abfall-1 (mit Gärrestlagerabdeckung) liegen die CO₂-Vermeidungskosten bei ca. 240 bzw. 105 €/tCO₂-Äq. Im Falle eines nicht abgedeckten Gärrestlagers für die Referenzanlage Gül-Abfall würden die CO₂-Vermeidungskosten bis zu ca. 220 €/tCO₂-Äq steigen. Der Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen in der Referenzanlage Nawaro1 führt zu CO₂-Vermeidungskosten von ca. 225 €/tCO₂-Äq (Referenzsystem: deutscher Kraftwerkspark). Diese Ergebnisse stimmen mit den Ergebnissen von Stenull (2010) überein, in deren Studie CO₂-Vermeidungskosten von 255 €/tCO₂-Äq aus der Co-Vergärung von Maissilage und Getreide (Berechnung für eine 500 kW_{el}-Biogasanlage mit dem deutschen Kraftwerkspark als Referenzsystem) ermittelt wurden.

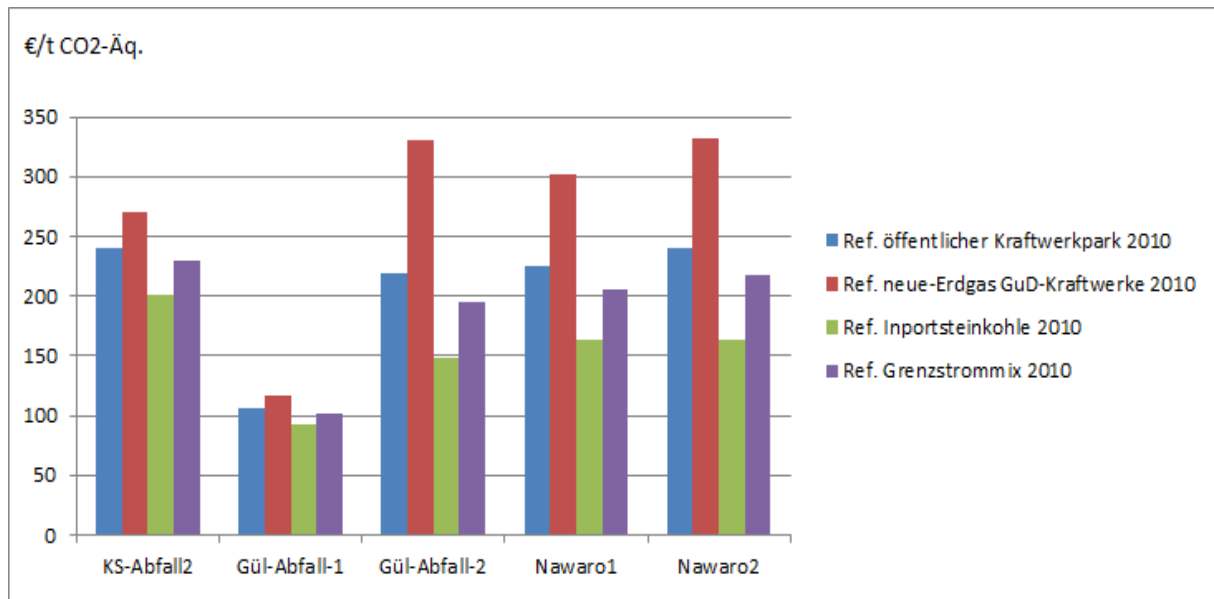


Abbildung 7: CO₂-Vermeidungskosten der Referenzanlagen

Die im Kapitel 1.5 vorgestellten Ergebnisse wurden im Rahmen eines optimalen Betriebs der jeweiligen Referenzanlagen ermittelt. In der Realität treten häufig Prozesshemmungen wie Schaumbildung, Schwimmschichtbildung oder Übersäuerung im Fermenter auf. Diese wurden insbesondere von den Projektpartnern UFZ und GFZ intensiv mikrobiologisch analysiert. Im nächsten Kapitel wird der Einfluss dieser Hemmungen auf den wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen quantifiziert.

1.7 Einfluss von Prozesshemmungen auf die Betriebsergebnisse zweier Referenzanlagen

Ziel dieses Kapitels ist die quantitative Bewertung des Einflusses von Prozesshemmungen (Übersäuerung und Schaumbildung) auf die Wirtschaftlichkeit zweier Referenzanlagen, KS-Abfall2 und Gül-Abfall. Prozesshemmungen verursachen eine Verminderung der biologischen Effizienz, was sich auf die Biogasproduktion und auf das Betriebsergebnis der Anlagen auswirkt.

1.7.1 Referenzanlage KS-Abfall2

Im August 2007 trat in einem Fermenter der Bioabfallanlage KS-Abfall2 (760 kW_{el}) eine Übersäuerung über einen Zeitraum von 55 Tagen (1320 h) auf. Als Konsequenz der Übersäuerung nahm die Biogasproduktion um ca. 75% ab. Nach Feststellung der Übersäuerung wurde die Bioabfallinputmenge über 2 Wochen um 75% reduziert, was einer Verminderung der Inputmenge an Bioabfällen um ca. 431,5 t entspricht.

Anschließend wurde die jährliche ökonomische Bilanz dieser Anlage unter Berücksichtigung der Prozesshemmung berechnet und in Abbildung 8 dargestellt.

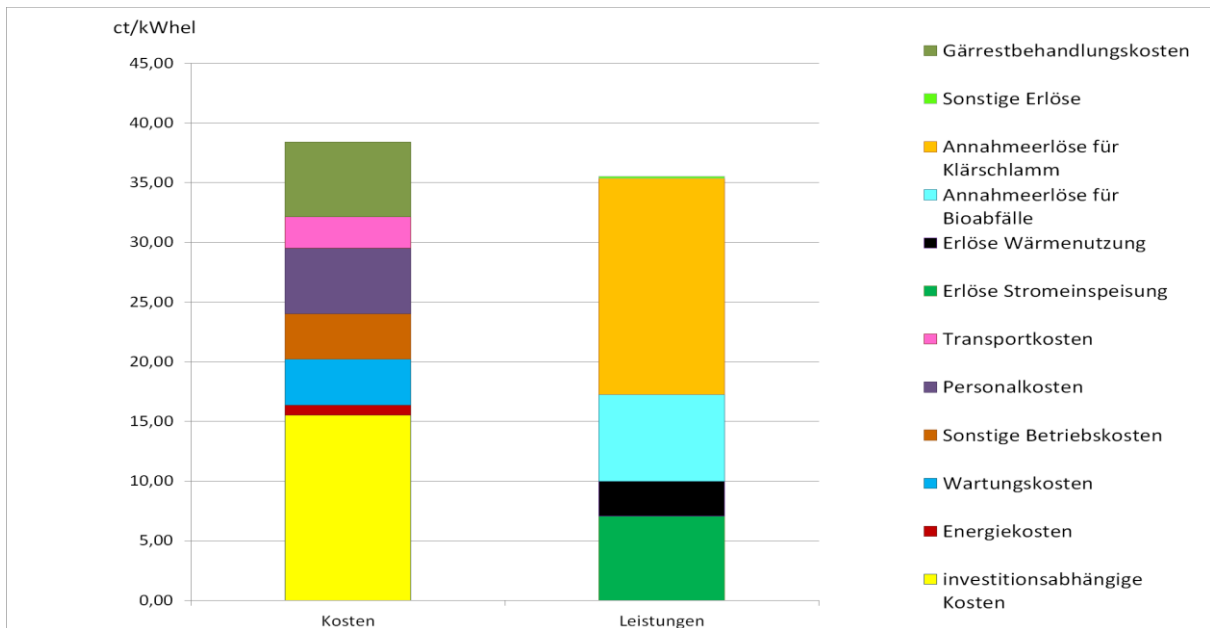


Abbildung 8: Kosten und Leistungen der Referenzanlage KS-Abfall2 nach der ersten Übersäuerung (August 2007)

Die Übersäuerung verursacht im Vergleich zum ungehemmten Zustand einen spezifischen Verlust in Höhe von ca. 5,27 ct/kWh_{el}. Nachfolgend wurde für diese Anlage eine Sensitivitätsanalyse der Ergebnisgrößen Stromgestehungskosten und Betriebsergebnis durchgeführt, wobei die Dauer der Übersäuerung von 0h bis 8000h variiert wurde. Die Ergebnisse sind in Abbildung 9 dargestellt. Der schattierte Bereich entspricht der Dauer, in welcher weitere Übersäuerungen auftreten könnten (+/-10% der Dauer der nominalen Prozesshemmung).

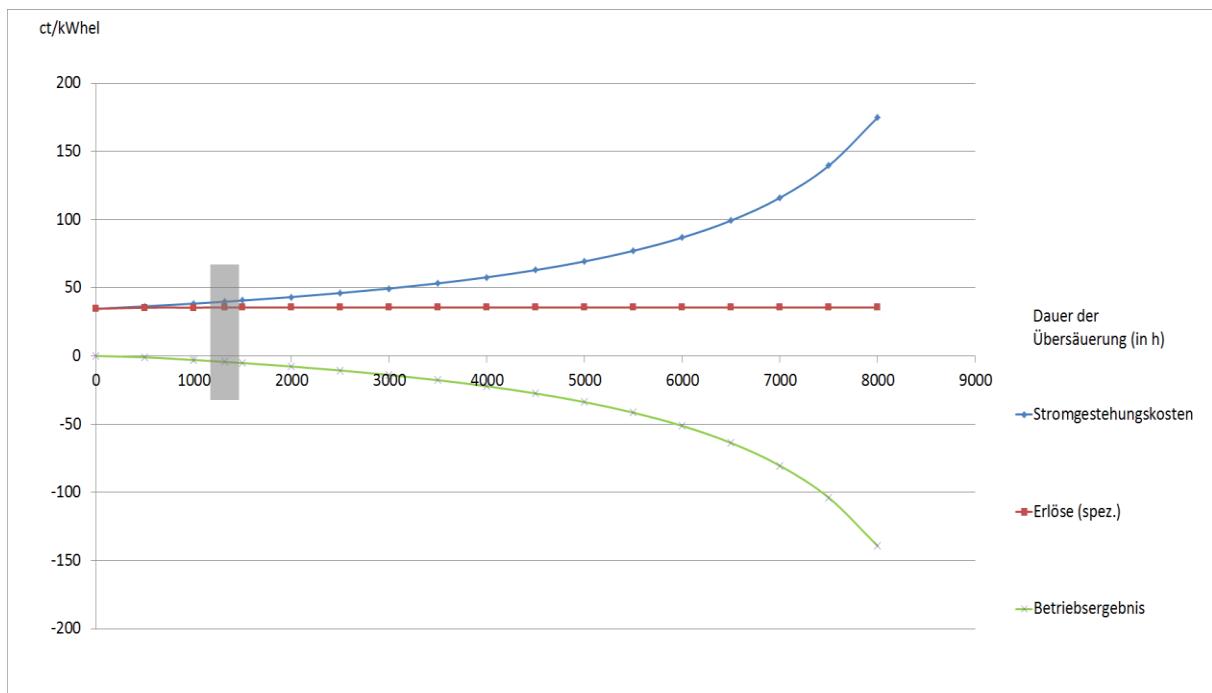


Abbildung 9: Stromgestehungskosten, Erlöse und Betriebsergebnis der Referenzanlage KS-Abfall2 in Abhängigkeit der Dauer der ersten Übersäuerung

Eine weitere Übersäuerung trat Ende Oktober 2009 über einen Zeitraum von 4 Tagen (96 h) auf. Als Konsequenz nahm die Biogasbildungsrate um ca. 70% ab. Die neue jährliche ökonomische Bilanz der Anlage mit Berücksichtigung dieser Prozesshemmung wurde nachfolgend berechnet und in Abbildung 10 dargestellt.

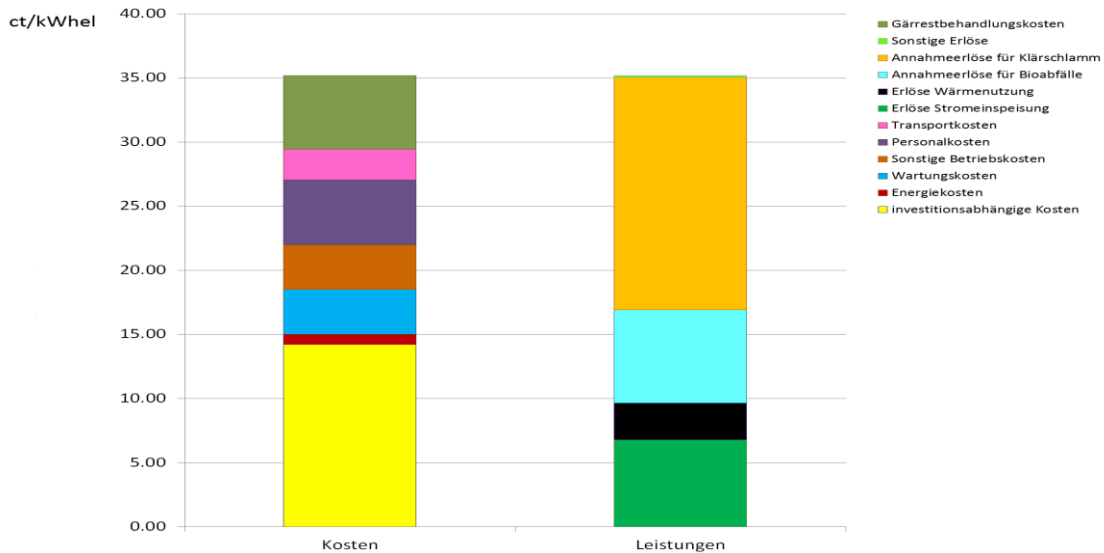


Abbildung 10: Kosten und Leistungen der Referenzanlage KS-Abfall2 nach der zweiten Übersäuerung (Oktober 2009)

Die Übersäuerung verursachte im Vergleich zum ungehemmten Zustand einen spezifischen Verlust in Höhe von ca. 0,02 ct/kWh_{el}, wodurch ein neutrales Betriebsergebnis entstand. Analog zum ersten Übersäuerungsfall wurde eine Sensitivitätsanalyse unter konstanter Abnahme der Biogasbildungsrate um ca. 70% mit den Ergebnisgrößen Stromgestehungskosten und Betriebsergebnis der Anlage durchgeführt, wobei die jährliche Dauer der Übersäuerung von 0 bis 8000h variiert wurde (s. Abbildung 11).

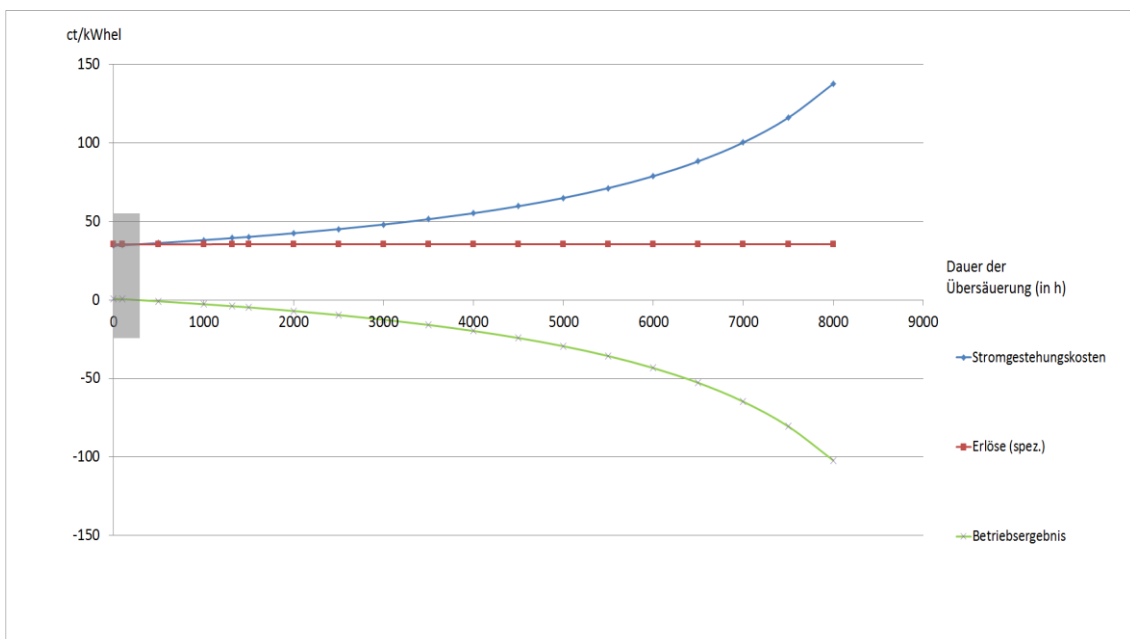


Abbildung 11: Stromgestehungskosten, Erlöse und Betriebsergebnis der Referenzanlage KS-Abfall2 in Abhängigkeit der Dauer der zweiten Übersäuerung

1.7.2 Referenzanlage Gül-Abfall

Die Bioabfallanlage Gül-Abfall wurde mit einer verringerten Raumbelastung (Maßnahme gegen eine Übersäuerung) über 100 Tage (2.400 h) betrieben (Verminderung der Raumbelastung von 2,5 bis 1,25 kg_{oTR} m⁻³ d⁻¹). Als Konsequenz nahm die Biogasbildungsrate um 75 % ab. Daraus wurde die ökonomische Bilanz unter Berücksichtigung der verringerten Raumbelastung berechnet (s. Abbildung 4). Die Betriebsänderung verursacht im Vergleich zum ungehemmten Zustand einen spezifischen Verlust in Höhe von ca. 5,66 ct/kWh_{el}.

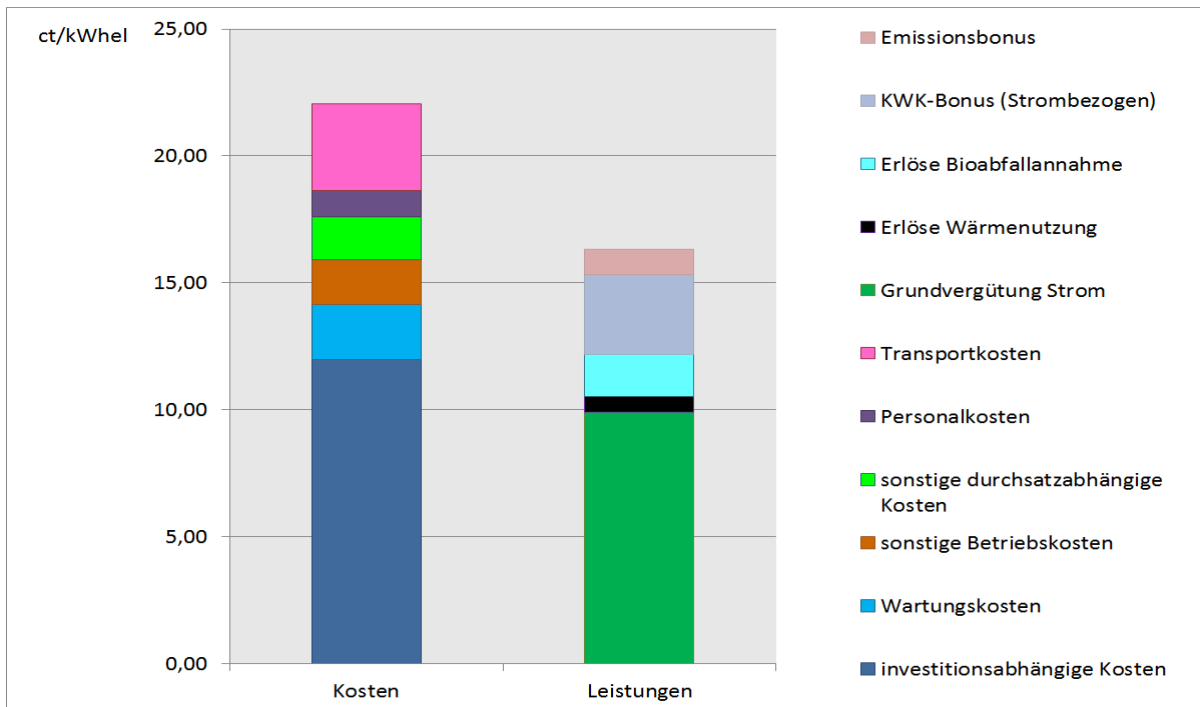


Abbildung 12: Kosten und Leistungen der Anlage Gül-Abfall nach der Betriebsänderung (Mai 2011)

Nachfolgend wurde eine Sensitivitätsanalyse mit konstanter Abnahme der Biogasbildungsrate um ca. 75% mit den Ergebnisgrößen Stromgestehungskosten, Erlöse und Betriebsergebnis der Anlage bei Variation der jährlichen Betriebsdauer von 0h bis 7000h durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Abbildung 13 dargestellt.

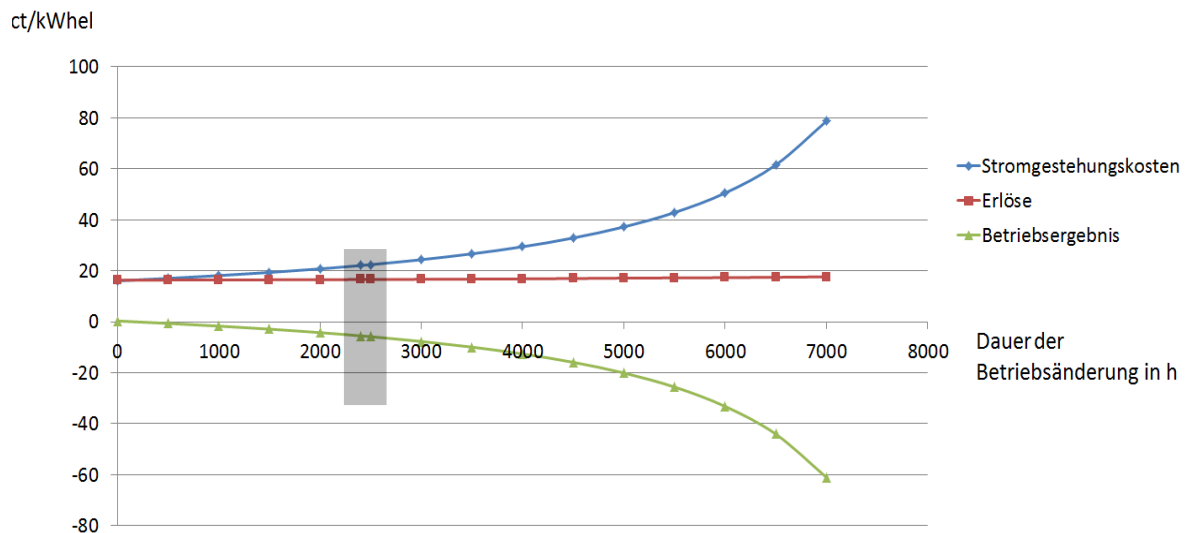


Abbildung 13: Stromgestehungskosten, Erlöse und Betriebsergebnis der Referenzanlage Gül-Abfall in Abhängigkeit der Dauer der Betriebsänderung

Im November 2011 trat ein Schaumereignis über ca. 5 Tage (120 h) auf, was zur Konsequenz hatte, dass die Biogasbildungsrate um ca. 20% gefallen ist. Hierzu wurde die neue jährliche ökonomische Bilanz der Anlage mit Berücksichtigung dieser Betriebsänderung berechnet (s. Abbildung 14). Die Schaumbildung verursacht im Vergleich zum ungehemmten Zustand einen spezifischen Verlust in Höhe von ca. 0,2 ct/kWh_{el}. Die Anlage bleibt noch über die Wirtschaftlichkeit mit einem spezifischen Betriebsergebnis von 0,23 ct/kWh_{el}.

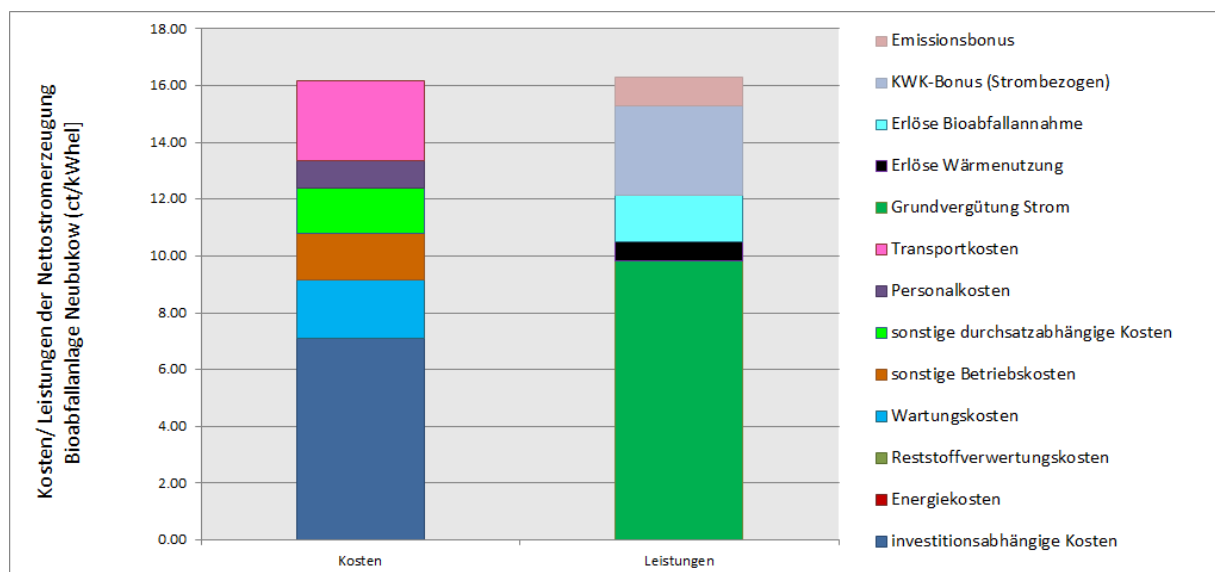


Abbildung 14: Kosten und Leistungen der Anlage Gül-Abfall nach der Schaumbildung (November 2011)

1.8 Wirtschaftlichkeitsanalysen der Anlagen nach EEG-2012

Als Ergänzung zu der im Kapitel 7 durchgeführten Wirtschaftlichkeitsanalyse wurde das Betriebsergebnis der Anlagen Nawaro1, KS-Abfall2 und Gül-Abfall unter Berücksichtigung der Vergütungen des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes aus dem Jahr 2012 berechnet („Was-wäre-wenn“-Szenarien). Die Ergebnisse sind in den Anhängen A.7, A.8 und A.10 dargestellt. Für die Anlagen Nawaro1 und Gül-Abfall sind die Leistungen aus dem EEG in

2012 gesunken, im Fall von Gül-Abfall ist es sogar negativ. Für die Anlage KS-Abfall2 würde das Betriebsergebnis in 2012 aufgrund der höheren Erlöse für die Stromeinspeisung aus Klärgas steigen.

1.9 Erstellung von Factsheets für die Anlagenbetreiber

Für die fünf Referenzanlagen wurden jeweils einseitige Factsheets erstellt. Diese Dokumente enthalten die bei den unterschiedlichen Projektpartnern erhobenen Hauptergebnisse und -erkenntnisse. Anhang A.11 zeigt einen Überblick zu den Factsheets einzelner Referenzanlagen.

2 Arbeiten im Rahmen des Arbeitspakets 2: „Systemanalyse“

Ziel dieses Arbeitspakets (AP2: Systemanalyse) ist die szenario-basierte Analyse der Entwicklung der deutschen Stromerzeugung aus Biogas bis zum Jahr 2030. In Prognos/EWI/GWS (2011) wurde die Entwicklung des deutschen Strommixes bis 2030 prognostiziert. In allen Szenarien weist Biogas einen geringen Beitrag an der gesamten deutschen Bruttostromerzeugung mit etwa 7% im Jahr 2030 aus und hat einen relativ geringen Einfluss auf die langfristige Entwicklung des gesamten deutschen Stromsystems. Im Rahmen des AP2 sind die Entwicklung der Anlagentypen innerhalb der Biogasbranche bzw. des Biogassystems zu analysieren und folgende Forschungsschwerpunkte zu bearbeiten:

- Erstellung einer Prognose zur Entwicklung des Biogasanlagenparks zur Stromerzeugung je nach Anlagentyp (Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen, Gülle- und Bioabfällen in Mono- oder Co-Vergärung) bis zum Jahr 2030.
- Analyse der Entwicklung der Stromgestehungskosten aus Biogas bis 2030.
- Analyse des langfristigen Einflusses des Anreizsystems, insbesondere zeitlicher Entwicklung der EEG-2012 Vergütungen.
- Berücksichtigung der Substratmärkte für Mais und Getreide und deren Wechselwirkungen mit der Biogasbranchenentwicklung.

2.1 Erstellung einer Technologiedatenbank

Im ersten Schritt wurde eine Technologiedatenbank zu den existierenden deutschen Biogasanlagen aufgebaut. Durch eine Internet- und Literaturrecherche auf Websites von Anlagenbetreibern und Daten aus dem Biogasmessprogramm II der FNR (2009) wurden Anlagenstandorte, das Jahr der Inbetriebnahme, die eingesetzten Substrate und die installierte elektrische Leistung identifiziert.

Die Datenbasis besteht aus einer Stichprobe von 1324 deutschen Anlagen verschiedener Anlagenhersteller mit Informationen über die Anlagenbetreiber, Substrateinsatz und weiteren technischen Kenngrößen. Diese Stichprobe wurde anschließend auf den Gesamtanlagenbestand für das Jahr 2012 skaliert. Hierzu wurden aktuelle Branchenzahlen

zur gesamten installierten elektrischen Leistung von Biogasanlagen sowie zum Flächenbedarf für den Substrateinsatz herangezogen. Die Daten betreffen den Einsatz von Gülle, Mais, Getreide, Ganzpflanzensilage (GPS), Gras und Bioabfälle in Mono- oder in Co-Vergärungsanlagen. Anlagen, welche pflanzliche Substrate eingesetzt haben, diese jedoch nicht genauer spezifizierten, wurden mit der Substratgruppe „NaWaRo“ gekennzeichnet.

Der Analyse wurde der Stromertrag des Substrates pro Flächeneinheit an Anbaufläche als Kenngröße zu Grunde gelegt (in $\text{kW}_{\text{el}}/\text{ha}$). Für die gewählten Substrate entspricht diese für Mais $2,5 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{ha}$, für Getreide $1,5 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{ha}$, für Gras $1 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{ha}$ (FNR, 2009); für GPS wurde $1,5 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{ha}$ angenommen. Die Gülle einer Vieheinheit, welche dem Äquivalent einer Kuh entspricht, wurde mit einem Stromertrag von $0,15 \text{ kW}_{\text{el}}$ festgelegt (FNR, 2009).

In der Datenbasis wurde der jeweils berechnete Flächenbedarf der Substrate den insgesamt genutzten Anbauflächen einzelner Substrate für Deutschland gegenübergestellt. Diese entsprechen für Getreide 6,3 Mio. ha, Mais 2,3 Mio. ha, GPS 1,5 Mio. ha, Gras 5 Mio. ha, Bioabfälle 1,8 Mio. ha. Die insgesamt genutzte Anbaufläche beträgt somit 16,9 Mio. ha (FNR, 2009). In einem weiteren Schritt wurde die Investition jeder Anlage mit Hilfe des KTBL-Biogasrechners (KTBL, 2012) und unter Berücksichtigung von Größendegressionseffekten geschätzt. Die Substrat-, Personal- Versicherungs-, Instandhaltung-, Transport- und Betriebskosten wurden kalkuliert (s. Anhang B.1). Anschließend wurden die jeweiligen Stromgestehungskosten ermittelt. Die Datenbasis wird zur Dokumentation mit diesem Endbericht im EXCEL-Format elektronisch geliefert.

2.2 Ist-Zustand: Auswertung der Datenbank für das Jahr 2012

Die Biogasanlagen wurden nach EEG-2012 in die Leistungsklassen $0-150 \text{ kW}_{\text{el}}$, $150-500 \text{ kW}_{\text{el}}$, $750-5000 \text{ kW}_{\text{el}}$ und $> 5000 \text{ kW}_{\text{el}}$ und nach Substrattyp in die Klassen nachwachsende Rohstoffe, Gülle, sowie Bioabfälle in Mono- oder in Co-Vergärung eingeteilt. Für jede Kategorie wurden für das Jahr 2012 die Stromgestehungskosten und die Erlöse aus den EEG-Vergütungen, aus der Bioabfallannahme sowie aus dem Gärrest- und Wärmeverkauf ermittelt. Abbildung 15 fasst die Ergebnisse zusammen.

Tendenziell weisen Co-Vergärungsanlagen, die Maissilage, Bioabfälle und Gülle gleichzeitig einsetzen, die höchste Wirtschaftlichkeit auf. Für diesen Anlagentyp kann, in der Leistungsklasse $750-5000 \text{ kW}_{\text{el}}$, das Betriebsergebnis auf bis zu $6,5 \text{ ct}/\text{kWh}_{\text{el}}$ steigen. Beim Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen in Mono-Vergärung sind die Anlagen in den Leistungsklassen $0-150 \text{ kW}_{\text{el}}$, $150-500 \text{ kW}_{\text{el}}$, $500-750 \text{ kW}_{\text{el}}$ und 750 bis $5000 \text{ kW}_{\text{el}}$ über die Wirtschaftlichkeit, mit Betriebsergebnisse zwischen 1 und $2 \text{ ct}/\text{kWh}_{\text{el}}$. Für größere Anlagen als 5 MW_{el} steigen die Stromgestehungskosten mit der installierten elektrischen Leistung, da mehrere BHKW-Einzelaggregate benötigt werden. Dies führt für diese Anlagenkategorie zu einem deutlich geringeren Betriebsergebnis. Für Bioabfallanlagen ergibt sich ein teils deutlich negatives Betriebsergebnis aufgrund hoher gebundener Stromgestehungskosten, z.B. ca. $35 \text{ ct}/\text{kWh}_{\text{el}}$ in der Leistungskategorie $150 - 500 \text{ kW}_{\text{el}}$. Aufwendige Substratvorbehandlungen, beispielsweise Hydrolyse oder Hygienisierung verursachen für diesen Anlagentyp eine hohe spezifische Investition von über $10.000 \text{ €/kW}_{\text{el}}$, die sich in den Stromgestehungskosten widerspiegeln. Ein wirtschaftlicher Betrieb dieser Anlagenkategorie ist nur ab einer elektrischen Leistung von $750 \text{ kW}_{\text{el}}$ erreichbar (mit Gülleeinsatz), bei welcher eine relativ große Menge an Bioabfällen eingesetzt wird.

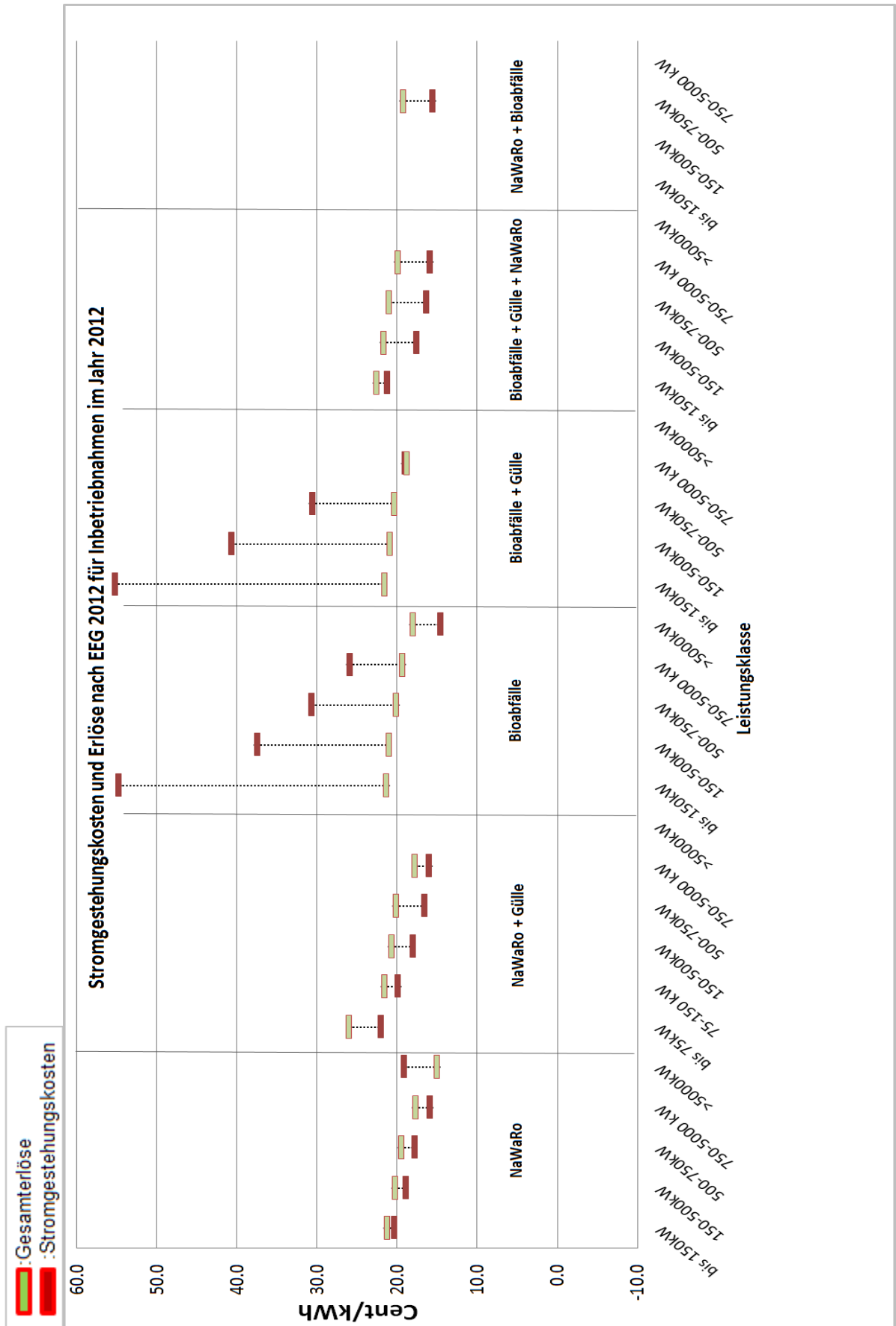


Abbildung 15: Stromgestehungskosten und Erlöse der ausgewerteten Biogasanlagen für das Jahr 2012 in Abhängigkeit von Substrat und Leistungsklasse

Die zur Biogaserzeugung benötigte Fläche wird je nach Substratart mit Hilfe von Annahmen zu Stromerträgen (s. Seite 18 und FNR, 2009) ermittelt (s. Abbildung 16). Die gesamte, zur Biogaserzeugung genutzte Fläche, beträgt im Jahr 2012 ca. 1,15 Mio. ha.

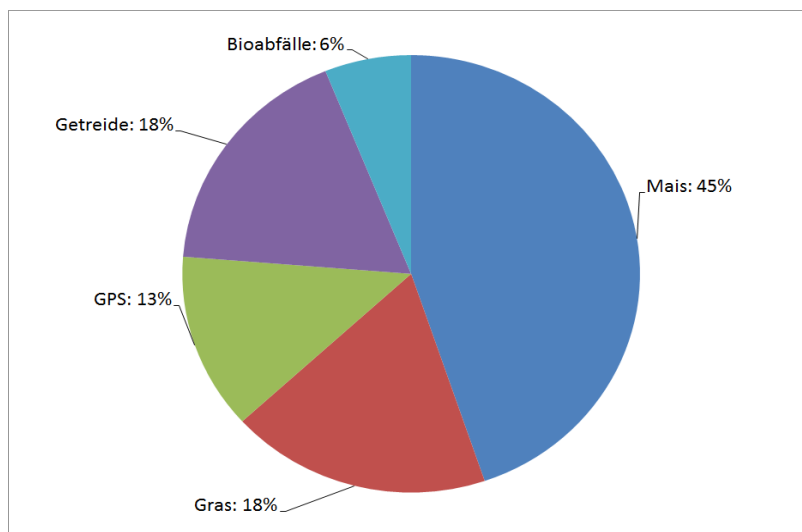


Abbildung 16: Prozentualer Anteil der jeweiligen Substrate an der Gesamtfläche für Biogaserzeugung im Jahr 2012

Für das Jahr 2012 wurde auf Basis der Technologiedatenbank, der Beitrag der in den Biogasanlagen eingesetzten Substrate zur Stromerzeugung quantifiziert (s. Abbildung 17). Die gesamten Kapazitäten der Biogasanlagen betragen ca. 2,73 GW_{el} für das Jahr 2012.

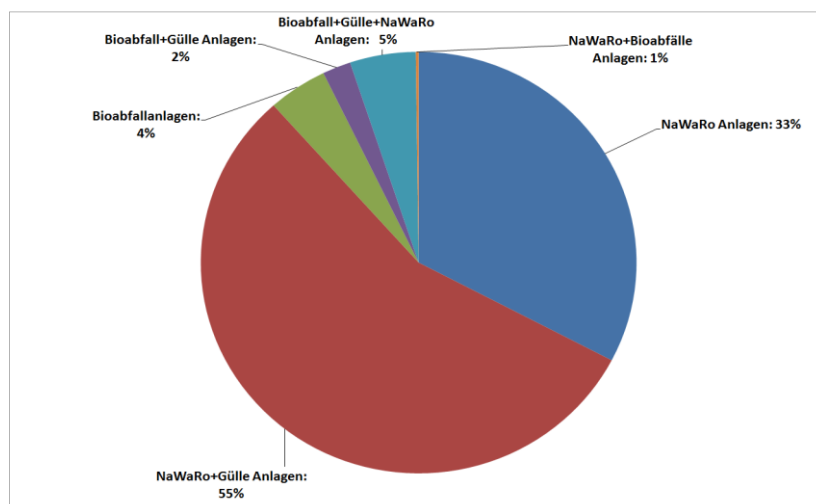


Abbildung 17: Anteil der jeweiligen Anlagentypen an den gesamten installierten Kapazitäten im Jahr 2012

Nach Auswertung des Ist-Zustandes im Jahr 2012 wird in Kapitel 3 die Methodik der Prognose zur Bestimmung des Beitrags der jeweiligen Substrate zur Stromerzeugung aus Biogas bis zum Jahr 2030 erläutert.

2.3 Prognose der deutschen Stromerzeugung aus Biogas bis 2030

2.3.1 Methodik und getroffene Annahmen

Als Grundlage der Untersuchung wurden in der Datenbank Parameterwerte, d.h. Preise und Annahmeerlöse (im Fall von Bioabfällen) der Substrate, technische und wirtschaftliche Kenngrößen für den Betrieb der Anlagen, anhand von Literaturdaten bis 2030 hinterlegt. Hieraus ergibt sich für jede Anlage die Kostenstruktur. Das Betriebsergebnis ermittelt sich aus der Gegenüberstellung der Kosten und des Erlöses bei Vergütung nach EEG-2012. So erfolgt der Kapazitätszubauprimär für diejenigen Anlagentypen und Leistungsklassen, die im jeweiligen Jahr das höchste Betriebsergebnis aufweisen. Die Steuerung des Zubaus von Biogasanlagen richtet sich grundsätzlich nach den Zielen der deutschen Regierung für Strom aus erneuerbaren Energien. Im Jahr 2020 sollen erneuerbare Energien 35% des Bruttostromverbrauchs erreichen. Aktuell leisten erneuerbare Energien einen Beitrag von rund 20% und würden sich daher mit einem Zuwachsfaktor von 1,75 über den Gesamtzeitraum bis 2020 entwickeln. Im Jahr 2030 sollen erneuerbare Energien einen Anteil von 50% am Bruttostromverbrauch erreichen, was einer Entwicklung mit einem Zuwachsfaktor von 2,5 von 2012 bis 2030 entspricht⁶. Es wurde angenommen, dass der Kapazitätszuwachs der Biogasanlagen dem durchschnittlich geforderten Zuwachs zur Zielerreichung entsprechen soll, d.h. einem Zuwachsfaktor von 1,75 bis 2020 und 2,5 bis 2030. Diese „Ziele“ entsprechen für 2020 und 2030 etwa 4,7 GW_{el} bzw. 6,7 GW_{el} installierter elektrischer Leistung.

Weitere Annahmen betreffen die zeitliche Entwicklung der EEG-Vergütungen für neue Installationen. Diese Vergütungen werden degressiv gemäß EEG-2012 bis 2030 fortgeschrieben (DLR, 2012). Der Substratgleichgewichtspreis (Preis, bei dem die angebotene Menge und die nachgefragte Menge eines Substrats auf dem Markt übereinstimmen) für Mais und Getreide, der sich aus Saatgutkosten, Düngemittelpreis, Pflanzenschutzkosten, Maschinenkosten, Personalkosten und Zinsen zusammensetzt, wurde in Anlehnung an die Entwicklungsprognose der OECD (OECD/FAO/FAPRI, 2011) ebenso berechnet und prognostiziert (s. Abbildung 18).

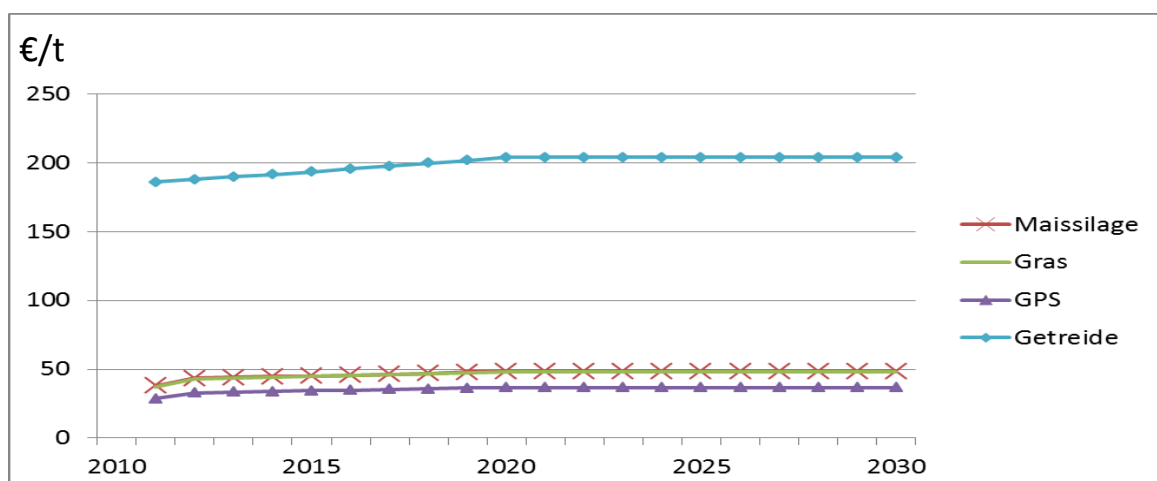


Abbildung 18: Prognose des Gleichgewichtspreises für Mais, Gras, GPS und Getreide bis zum Jahr 2030

⁶ Es wurde angenommen, dass die Entwicklung der Biogaskapazitäten proportional zum Wachstum der gesamten EE-Kapazitäten ist, und dass sich die gesamte Stromnachfrage für den Betrachtungszeitraum nur marginal ändert.

Es wurde angenommen, dass die spezifischen Investitionen für Biogasanlagen bis zum Jahr 2030 um 1% pro Jahr sinken (Lern- und Degressionseffekt). Außerdem wurde angenommen, dass die Anlagen von einer Abbaurrate von 1% während der gesamten Periode (2012-2030) betroffen sind, hauptsächlich wegen kritischen Prozesshemmungen (Übersäuerung und Schaumbildung).

Für die Entwicklung der Gesamtflächen einzelner Substrattypen, ohne Beschränkung auf energetische Nutzung, wurde eine Flächendegression von 0,75% pro Jahr angesetzt. Ein Grund hierfür sind beispielsweise die Verluste an Substratfläche durch Bodenerosionseffekte (LfL, 2010). Der deutsche Schweine- und Rinderbestand wurde mit ca. 27,4 Mio. und ca. 12,5 Mio. Tieren (Statistisches Bundesamt, 2012) für die gesamte Periode als konstant angenommen. In jedem Jahr und für jedes Szenario (s. Tabelle 5) wurde anschließend das Betriebsergebnis berechnet. Es wurde angenommen, dass Investoren nur in diejenigen Anlagen investieren, die ein positives Betriebsergebnis aufweisen. Hierzu wurden im Rahmen von drei ausgewählten Szenarien die in Tabelle 5 zugrunde gelegten jährlichen Zubauraten für installierte Kapazitäten in Abhängigkeit des Betriebsergebnisses verwendet.

Tabelle 5: Angenommene jährliche Zubaurate für installierte Kapazitäten je nach Szenario und Betriebsergebnis

Betriebsergebnis (BE) in ct/kWh _{el}	Zuwachsrate Szenario „niedrig“ in %	Zuwachsrate „Base“ Szenario in %	Zuwachsrate Szenario „hoch“ in %
BE < 0	Kein Zubau	Kein Zubau	Kein Zubau
0 < BE < 1	5,0	7,5	10,0
1 < BE < 2	10,0	12,5	15,0
BE > 2	15,0	17,5	20,0

In der Kategorie „mittleres Betriebsergebnis“ (1 < BE < 2) im Base Szenario wurde eine Zubaurate von 12,5% angenommen. Diese Annahme basiert auf den durchschnittlichen Zubauraten der letzten zwei Jahre für die installierte Leistung der deutschen Biogasanlagen (s. Anhang 2), da hierfür anhand der Datenbank die Zubauraten in Bezug zum Betriebsergebnis gesetzt werden konnten. Der Bestand der installierten Kapazitäten für die jeweiligen Biogasanlagen (je nach Substrattyp) wird darauf für jedes einzelne Jahr von 2012 bis 2030 in den 3 Szenarien („niedrig“, „Base“, „hoch“) ermittelt.

Zwei Prämiensysteme sind in das Erneuerbaren-Energien-Gesetz 2012 (EEG, 2012) aufgenommen worden: eine Markt- und eine Flexibilitätsprämie. Die Marktprämie soll den Betreibern von Biogasanlagen einen Anreiz geben, ihren Strom an der Börse selbst zu vermarkten. Hierbei erhalten sie zusätzlich zum Verkaufserlös eine Marktprämie, die sich aus der Differenz zwischen der jeweiligen Einspeisevergütung und dem durchschnittlichen Spotpreis an der Strombörse ergibt. Die Marktprämie (MP), in ct/kWh_{el}, wird für jeden Kalendermonat (t) und für jede einzelne Anlage im Nachhinein nach Gleichung 11 berechnet:

$$MP_t = EV - MW_t^{EPEX} + P_{M(\text{steuerbare})} \quad [11]$$

EV bezeichnet dabei die anlagenspezifische EEG-Vergütung, die eine Anlage in Abhängigkeit der eingesetzten Substrate und Leistungsklassen erhalten würde.

MW_t^{EPEX} entspricht dem tatsächlichen Monatsmittelwert der Stundenkontrakte am Spotmarkt der Strombörse EPEX SPOT SE in Leipzig in ct/kWh_{el} (Base Preis).

$P_{M(\text{steuerbare})}$ ist eine Managementprämie für die notwendigen Kosten der Börsenzulassung, der Handelsanbindung etc. Sie beträgt im Jahr 2012 für Strom aus Biogas 0,3 ct/kWh_{el} und

sinkt bis 2015 auf 0,225 ct/kWh_{el}. Die Marktprämie soll die Differenz zwischen festen Vergütungssätzen und den Spotpreisen an der Strombörse ausgleichen. Gelingt es, einen Preis für Strom zu erzielen, der über dem durchschnittlichen Börsenpreis liegt, kann gegenüber den festen Vergütungssätzen ein Zusatzerlös realisiert werden. Auf diese Weise wird ein Anreiz geschaffen, Strom aus Biomasse bedarfsorientiert einzuspeisen. Im Rahmen des Vorhabens wurde eine Einführung dieser Marktprämie betrachtet und für jedes Jahr bis 2030 in die Prognose integriert.

In einer Studie des IER (IER, 2010) wurden die EEX-Peak- und Base-Strompreise prognostiziert, welche als Basis für die Berechnung der Marktprämie dienen (Abbildung 19).

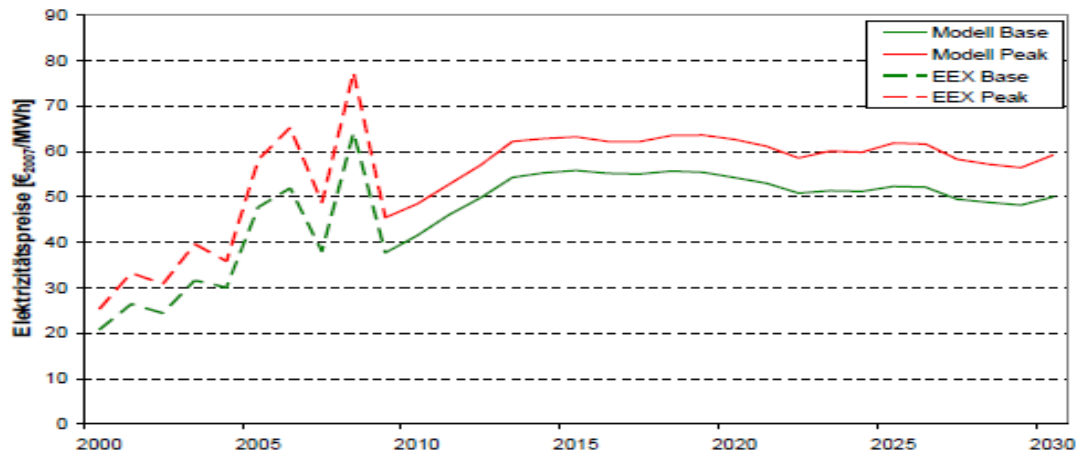


Abbildung 19: EEX-Peak und Base-Strompreisentwicklung bis 2030 (IER, 2010)

Da die Marktprämie monatlich berechnet wird, ist für die Analyse der zeitlichen Entwicklung der installierten Kapazitäten, der monatliche Strompreis relevant. Der monatliche EEX-Base Strompreis wird von normierten stündlichen EEX-Base Preisen sowie von prognostizierten jährlichen EEX-Base Preisen für jedes Jahr im Zeitraum von 2012 bis 2030 abgeleitet (EEX, 2010). Die monatliche Entwicklung des EEX-Base Strompreises ist in Abbildung 20 dargestellt.

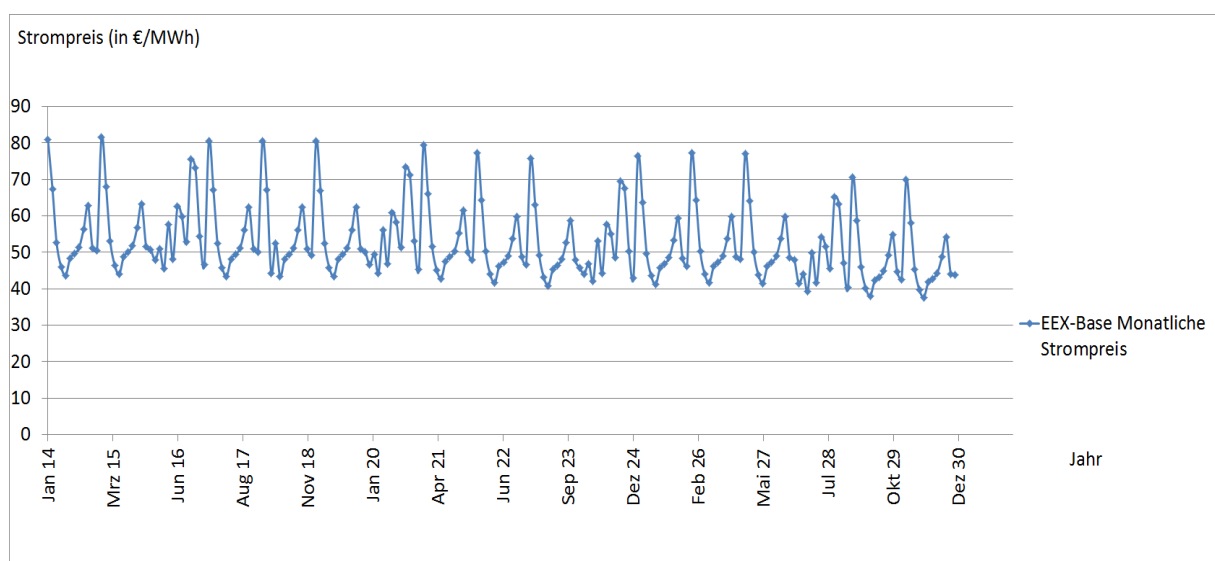


Abbildung 20: Monatliche Entwicklung des EEX-Base-Strompreises von 2014 bis 2030

Für jeden Anlagentyp in den Leistungskategorien 750- 5.000 kW_{el} und > 5.000 kW_{el} wurden die neuen Vergütungen nach Gleichung [12] berechnet:

$$EV^{\text{Neu}} = EEX_{\text{Base, monatlich}}(\text{Peakzeit}) + MP_t^{\text{Neu}} \quad [12]$$

$EEX_{\text{Base, monatlich}}(\text{Peak})$ entspricht dem Erlös an der Börse für den Anlagenbetreiber beim Verkauf in Zeiten hoher Nachfrage (höchste Strompreise). Für jede Anlagenkategorie ab einer installierten elektrischen Leistung von 750 kW_{el} fließen für jedes Jahr ab 2014 und bis 2030 die neuen berechneten Vergütungen in die Ermittlung der Betriebsergebnisse ein. Somit wurde eine Prognose für die Entwicklung der installierten Kapazitäten der jeweiligen Biogasanlagentypen gemacht (s. Kapitel 5). Folgende Abbildung fasst die angewandte Methodik für die Prognose über die deutschen Biogasanlagenentwicklung zur Stromerzeugung bis zum Jahr 2030 zusammen.



Abbildung 21: Methodische Vorgehensweise zur Prognose der deutschen Biogasanlagen zur Stromerzeugung bis 2030

2.3.2 Ergebnisse der Prognose der deutschen Biogasanlagenentwicklung

In diesem Kapitel wird der Bestand der installierten Kapazitäten für die jeweiligen Biogasanlagen je nach Substrattyp für jedes Jahr in den 3 Szenarien „niedrig“, „Base“ und „hoch“ ermittelt (s. Tabelle 5). Die Ergebnisse in den Szenarien „hoch“ und „niedrig“ sind in Anhang B.3 dargestellt.

Im „Base“-Szenario entwickeln sich die installierten Kapazitäten mit einem Zuwachsfaktor von 2,09 von 2012 bis 2020, sodass die „Ziele“ für das Jahr 2020 (ca. 4,7 GW_{el} installierte Kapazität, rote Linie) mit einem Überschuss von etwa 900 MW_{el} erreicht werden (Abbildung 22). Der Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen und Gülle in Co-Vergärungsanlagen dominiert mit etwa 70% der gesamten installierten Kapazität im Jahr 2030.

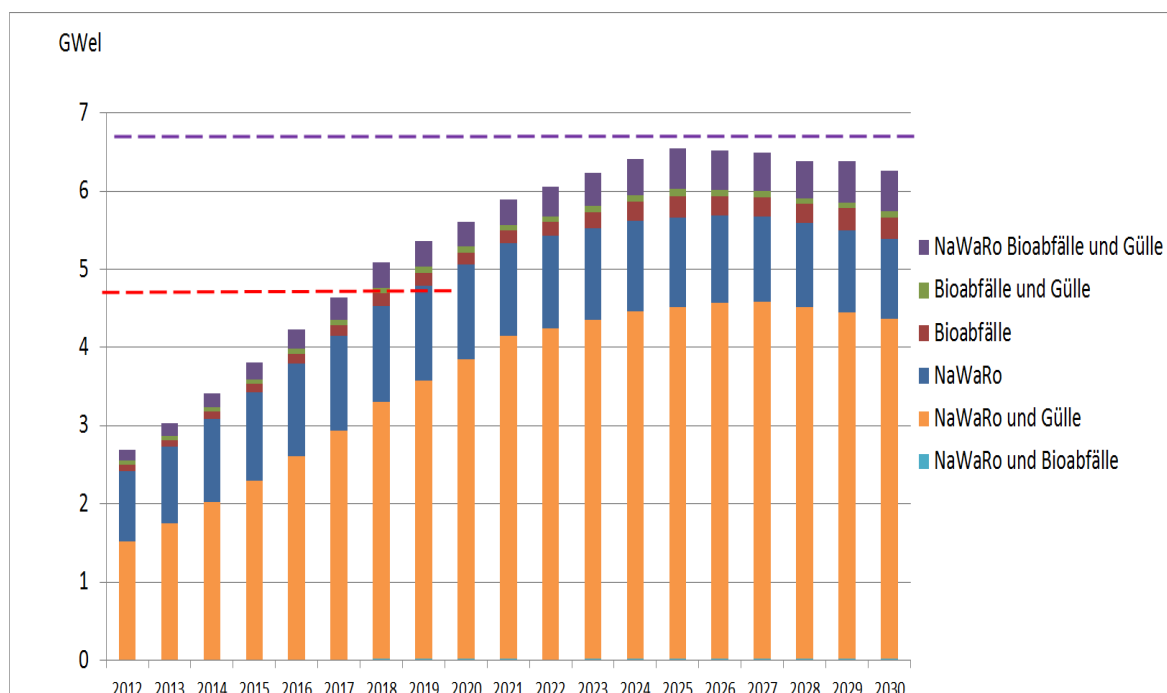


Abbildung 22: Prognose zur Entwicklung installierter Kapazitäten von Biogasanlagen bis 2030 („Base“-Szenario)

Die „Ziele“ für 2030 (ca. 6,7 GW_{el} installierte Kapazität, gestrichelte violette Linie) werden im „Base“ Szenario bei aktuellen Vergütungen gemäß EEG-2012 allerdings nicht erreicht, hauptsächlich wegen dem Abbau unwirtschaftlicher Anlagen ab 2025. Eine Steuerung bzw. Erhöhung dieser Vergütungen wäre in diesem Fall notwendig.

Im Szenario „niedrig“ erfolgt ein Kapazitätszubau bis auf ca. 4 GW_{el}, im Szenario „hoch“ auf ca. 7,5 GW_{el} (s. Anhang B.3). Es zeigt sich hierbei auch, dass ohne Veränderung der EEG-Vergütungen ab 2012 aufgrund der Annahme von steigenden Substratpreisen ein nur geringer Anreiz zum Neubau von Biogasanlagen besteht.

Mit Hilfe von Stromertragswerten (FNR, 2009) in kW_{el}/ha und unter Berücksichtigung der oben dargestellten Prognose zur installierten elektrischen Leistung bis 2030 wurde die erforderliche Entwicklung der Anbauflächen je nach Substratart analysiert (Abbildung 23).

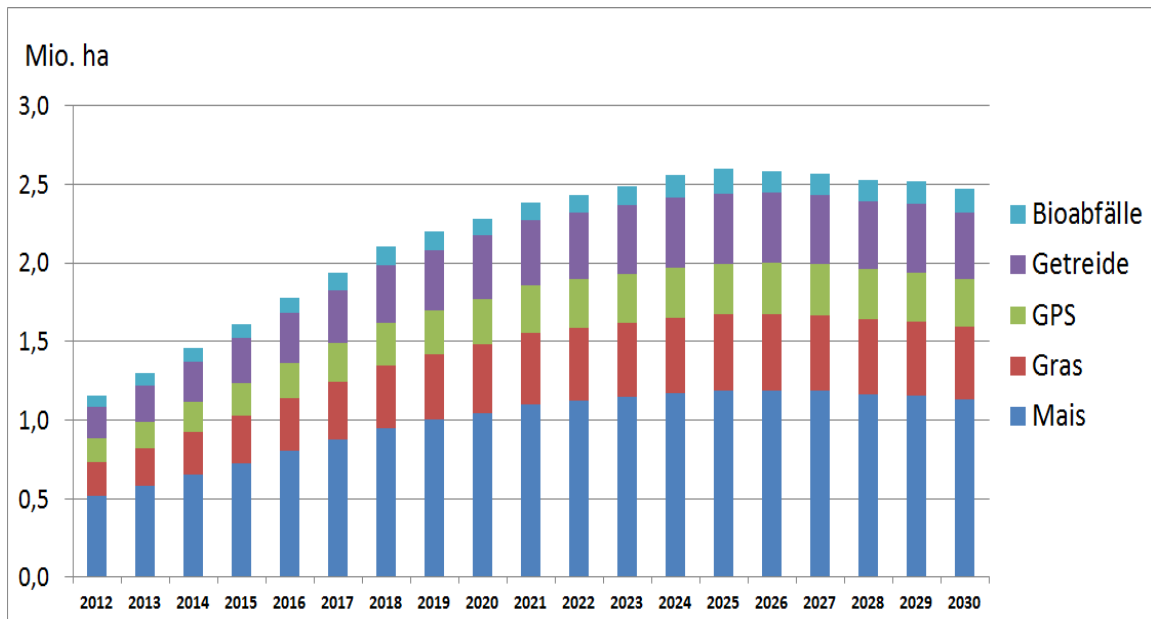


Abbildung 23: Bedarf für Anbauflächen (in Mio. ha) zur Biogaserzeugung bis 2030

Der Einsatz von Maissilage dominiert mit etwa 1,2 Mio. ha Anbaufläche in 2030. Es erfolgt eine kontinuierliche Entwicklung der Anbauflächen in allen Kategorien; bis 2025 werden ca. 2,6 Mio. ha erreicht. Da die gesamte installierte elektrische Kapazität wegen des Abbaus unwirtschaftlicher Anlagentypen ab 2025 langsam sinkt, wird der Bedarf an Anbauflächen dementsprechend auf knapp 2,5 Mio in 2030 zurückgehen.

Die Entwicklung des prozentualen Anteils des Flächenbedarfes für die Substrate an den jeweils genutzten Gesamtflächen (bzw. Vieheinheiten bei Gülle) wurde für das „Base Szenario“ ebenfalls ermittelt (Abbildung 24). So entspricht beispielsweise der Flächenbedarf für die Maisnutzung zur Biogaserzeugung im Jahr 2012 ca. 23% der insgesamt für den Maisanbau genutzten Flächen in Deutschland. Dies verdeutlicht die Entwicklung der Flächennutzungskonkurrenz.

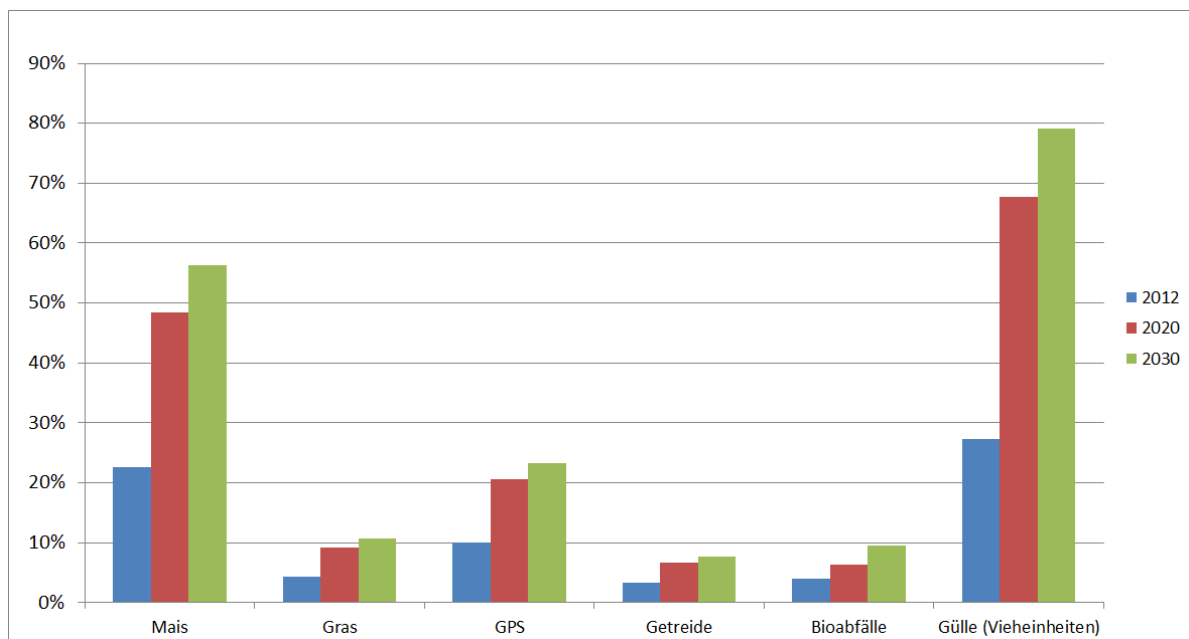


Abbildung 24: Relativer Anteil des Flächenbedarfes und Vieheinheiten für die Biogaserzeugung einzelner Substrate an den jeweilig genutzten Gesamtflächen in Deutschland

Wie in Abbildung 24. dargestellt, würden die Gesamtflächen sowie die gesamte Güllemenge aus unterschiedlichen Vieheinheiten zur Zielerreichung der Stromerzeugung aus Biogas ausreichen. In 2030, würden dann zB. etwa. 55% der gesamten Maisanbau und ca. 80% der gesamten Güllemenge in der Biogaserzeugung einfließen.

Die Ergebnisse der Prognose können mit der Leitstudie des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR, 2012) verglichen werden. Im Rahmen dieser Studie wurde die installierte Stromleistung aus Biogas prognostiziert. Die Ergebnisse sind in Tabelle 6 dargestellt (Spalte „DLR“) und den Ergebnissen der im Rahmen des Vorhabens durchgeführte Prognose (Spalte „Optgas“) gegenüber gestellt:

Tabelle 6: Prognose der installierten Kapazitäten der deutschen Biogasanlagen bis zum Jahr 2030

Kapazität (GW _{el})	2015		2020		2025		2030	
	„Optgas“	„DLR“	„Optgas“	„DLR“	„Optgas“	„DLR“	„Optgas“	„DLR“
Biogas	3,63	3,63	5,38	3,72	6,18	3,90	5,91	4,16
Biogener Abfall	0,17	1,62	0,23	1,70	0,40	1,70	0,35	1,70
Gesamt	3,80	5,25	5,61	5,42	6,58	5,60	6,26	5,86

Vergleicht man die Optgas-Studie mit der DLR-Leitstudie so ist bezüglich der Entwicklung von Biogaskapazitäten auffallend, dass im Zeitraum von 2015-2020 in der Optgas-Studie ein deutlich höherer Kapazitätszubau, etwa 48%, prognostiziert wird. Dies ändert sich jedoch im Zeitverlauf; so ist im Zeitraum 2025-2030 der prognostizierte Zubau in der Optgas-Studie mit ca. -4% negativ, in der DLR-Leitstudie hingegen steigt er auf 6,6%. Grund hierfür sind die Annahmen, die der Optgas-Studie zugrunde liegen. So sinken die EEG-Vergütungen gemäß EEG-2012 jährlich, die Substratpreise steigen jedoch weiter an. Da Investitionen zugunsten der wirtschaftlichsten Anlagen zuerst erfolgen, ist der Zubau in den Jahren bis 2020 am höchsten. Die Nutzung biogener Abfälle ist vergleichsweise gering und steigt in der Optgas-Studie bis auf 350 MW_{el} im Jahr 2030 an. Für die DLR-Studie bleibt die Kapazität hierfür im Zeitverlauf nahezu konstant mit einem Zielwert von 1,70 GW_{el}.

Im nächsten Kapitel werden Sensitivitätsanalysen (im „Base Szenario“) durchgeführt, mit dem Ziel, den Einfluss der Substratpreise sowie der Wärmesenken auf die Entwicklung der Gesamt-Kapazität der Biogasanlagen zu quantifizieren.

2.4 Sensitivitätsanalyse zur Entwicklung der deutschen Biogasanlagen (im „Base Szenario“)

Im ersten Schritt wurde der Einfluss einer Erhöhung des Substratgleichgewichtspreise zur Entwicklung der installierten Kapazitäten im „Base“ Szenario analysiert. Die ermittelten Gleichgewichtspreise wurden für alle Substrattypen jedes Jahr um 5% erhöht. Abbildung 25 zeigt die neue Entwicklung der installierten elektrischen Leistungen nach dieser Erhöhung.

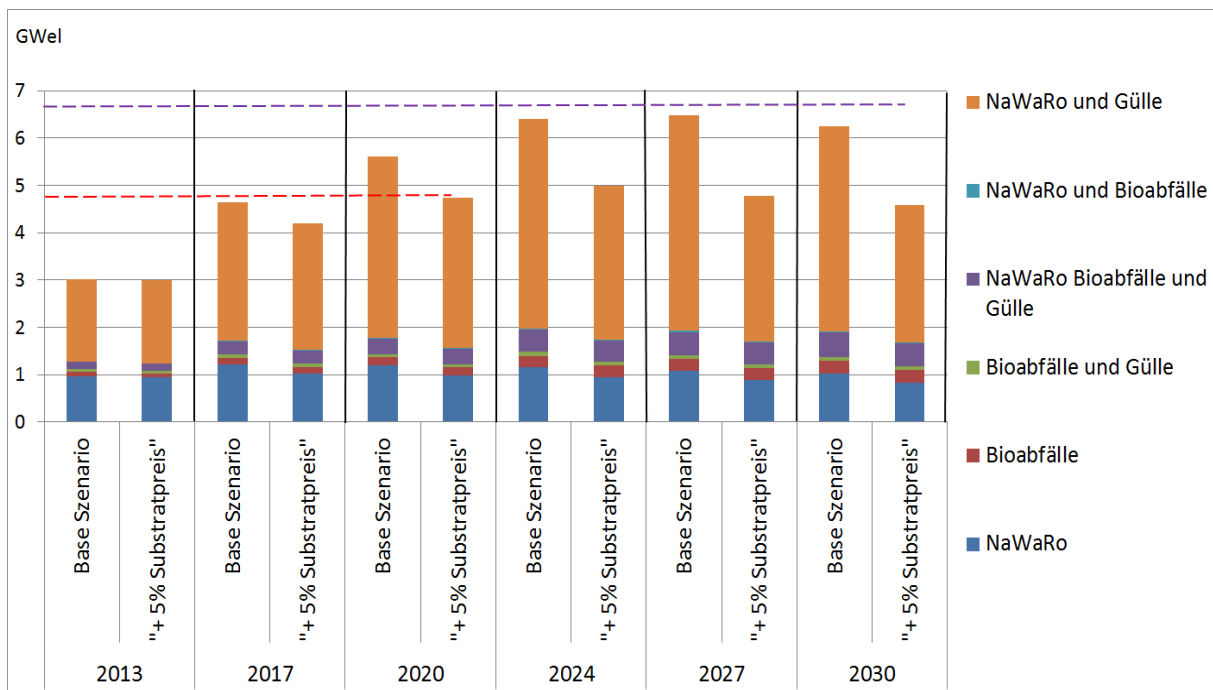


Abbildung 25: Sensitivitätsanalyse für die Prognose der installierten elektrischen Leistung („Base“ Szenario) mit jährlicher Steigerung der Substratgleichgewichtspreise um 5%

Ohne zusätzliche Anreize über das EEG-2012 hinaus werden die „Ziele“ in diesem Fall nicht erreicht (rote und violette Linien) und es werden zu geringe Kapazitäten zugebaut.

In einem weiteren Schritt wurde im „Base“-Szenario der angenommene konstante, durchschnittliche Wärmeerlös für den Verkauf der eingespeisten Wärme von 1 ct/kWh_{el} auf 1,3 ct/kWh_{el} erhöht (zusätzliche Wärmesenke) und die Entwicklung der installierten elektrischen Kapazitäten der Biogasanlagen prognostiziert (Abbildung 26).

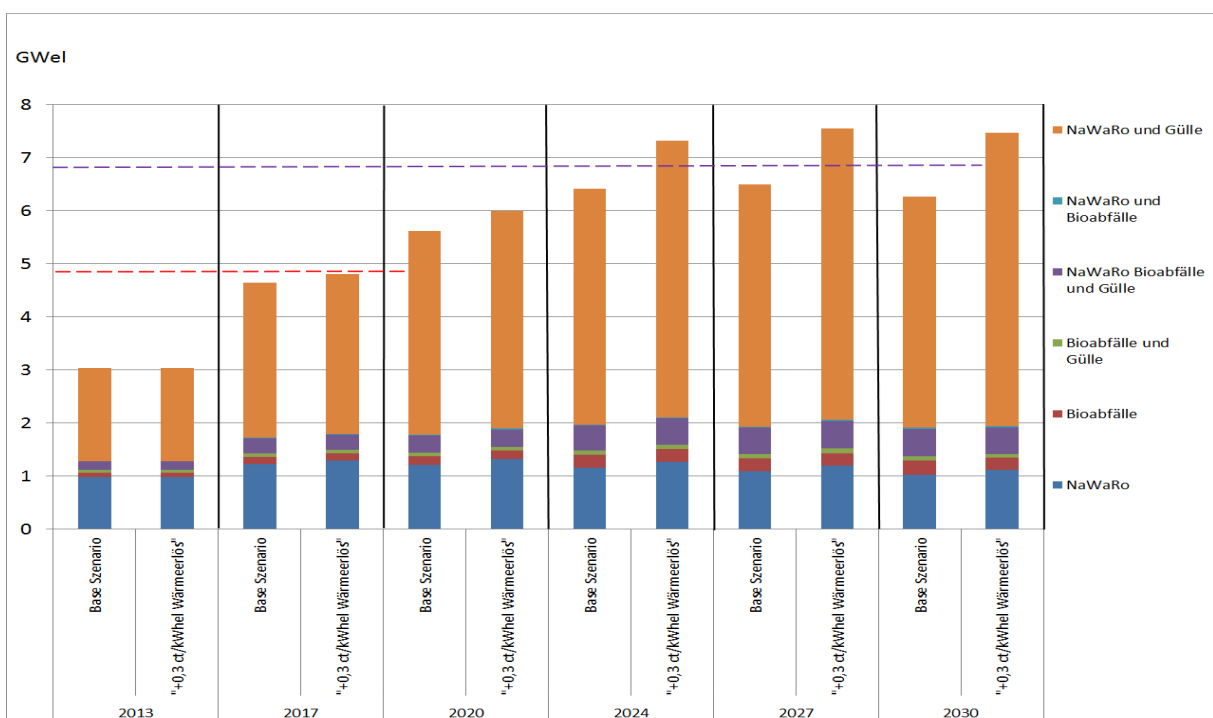


Abbildung 26: Sensitivitätsanalyse für die Prognose der installierten elektrischen Leistung („Base“ Szenario) mit Erhöhung der Wärmeerlöse von 1 ct/kWh_{el} auf 1,5 ct/kWh_{el}

Aufgrund der Erhöhung der Wärmeerlöse werden die Ziele für 2020 und 2030 in diesem Fall erreicht (jeweils ab 2016 und 2022) und es wäre deshalb keine Anpassung der EEG-Vergütungen erforderlich.

Im Rahmen weiterer Sensitivitätsanalysen wurden zusätzliche Parameter variiert und die Auswirkungen auf die Entwicklung der Kapazitäten für Biogasanlagen untersucht. So zeigte sich bei Veränderung der Transportkosten für Substrate eine nur sehr geringe Auswirkung auf die Entwicklung der Kapazitäten bis 2030. Die Variation der Gärresterlöse wirkt sich ebenso, wiederum in geringem Maße, auf die installierten elektrischen Kapazitäten aus. Für Bioabfallanlagen ist der Annahmeerlös pro Tonne Substrat relevant. Auswirkungen entstehen hierbei hauptsächlich durch Anlagen in Leistungsklassen, welche sich im Grenzbereich der Wirtschaftlichkeit befinden, d.h. einem spezifischen Betriebsergebnis von bis zu 1 ct/kWh. Eine Variation der Erlöse kann daher für diese Leistungsklasse die Investitionsentscheidung beeinflussen.

3 Zusammenfassung

Dieses Teilprojekt bewertet mit Hilfe einer umfassenden System- und Wirtschaftlichkeitsanalyse die Marktentwicklung und –chancen für Biogastechnologien und kann somit einen Beitrag zur Entscheidungsunterstützung und strategischen Planung leisten. Dabei sind Aspekte zum Klimaschutz, zur nachhaltigen Energiepolitik sowie zur wirtschaftlichen und technischen Perspektive berücksichtigt worden.

Die ganzheitliche Stoffstrommodellierung der Referenzanlagen wurde als Basis für eine Energie- und Treibhausgas-Bilanz sowie für eine Wirtschaftlichkeitsanalyse verwendet. Die Ergebnisse der Energiebilanzierung wurden in Form von Sankey-Diagrammen für die Anlagen dargestellt. Die Berechnung bzw. Ableitung von kumulierten Energieaufwänden hat gezeigt, dass die landwirtschaftlichen Anlagen die energieaufwändigsten sind. Daher verursachen die Anlagen Nawaro2 und Nawaro1 die größten Treibhausgaspotenziale mit bis zu 77 gCO₂-Äq./kWh und erreichen aufgrund des aufwändigen Substratanbaus sowie den Emissionen aus der Rohbiogasaufbereitung keine Klimaneutralität. Die CO₂-Vermeidungskosten für die Referenzanlage Nawaro2 wurden zu ca. 245 €/tCO₂-Äq berechnet, für KS-Abfall2 und Gül-Abfall zu ca. 230 bzw. 105 €/tCO₂. Im Vergleich zur Stromerzeugung in einem Steinkohlekraftwerk oder einem erdgasbefeuerten GuD-Kraftwerk, ist die Stromerzeugung in Co-Vergärungsanlagen, in den Wirkungskategorien Treibhauseffekt und KEA, mit einer deutlichen Reduktion der Treibhausgase sowie der einzusetzenden fossilen Primärenergie verbunden.

Die ökonomische Bewertung der Referenzanlagen hat gezeigt, dass die Verstromung von Biogas aus nachwachsenden Rohstoffen die wirtschaftlichste Alternative ist. Das spezifische Betriebsergebnis der Referenzanlage Nawaro1 beläuft sich auf ca. 2,65 ct/kWh_{el}. Die betrachteten Bioabfallanlagen KS-Abfall2 und Gül-Abfall sind aufgrund höherer Investitionen mit spezifischen Betriebsergebnissen von ca. 0,02 bzw. 0,43 ct/kWh_{el} gerade noch wirtschaftlich, da eine aufwändige Substratvorbehandlung erforderlich ist. Die Prozesshemmungen, d.h. Übersäuerung und Schaumbildung, die von den weiteren Projektpartnern GFZ und UFZ ausführlich analysiert wurden, haben einen negativen Einfluss auf die ökonomische Bilanz der Anlagen, was beispielsweise bei den Verlusten von bis zu 5,7 ct/kWh_{el} im Falle der Übersäuerung in Gül-Abfall deutlich wird. Für die Referenzanlage KS-Abfall2 verursachte die Betriebsänderung aufgrund einer Übersäuerung spezifische Verluste in Höhe von ca. 5,27 ct/kWh_{el}. Qualitative Aussagen bezüglich der Wechselwirkungen zwischen Anlagentypen, d.h. Bioabfallanlagen und landwirtschaftliche Anlagen, und der Intensität der Hemmungen, gemessen am Einfluss auf das Betriebsergebnis, konnten hieraus abgeleitet werden. Die Hauptergebnisse der Analysen der jeweiligen Projektpartner wurden in Form von Factsheets im Rahmen dieses Teilprojekts zusammengefasst. Diese Factsheets betreffen die fünf Referenzanlagen und enthalten Vorschläge zur Optimierung für die Anlagenbetreiber.

Mit Hilfe eines Modells wurde in einem weiteren Schritt die Entwicklung der deutschen Biogasanlagen und der Beitrag von Biogas zur Stromerzeugung bis zum Jahr 2030 unter Berücksichtigung der ökonomischen Rahmenbedingungen und der Ziele der Bundesregierung für Strom aus erneuerbaren Energien prognostiziert. Nach dieser Prognose wird, bei weiterer Gültigkeit des EEG-2012, die gesamte installierte elektrische Leistung bis

zum Jahr 2020 auf ca. 5,61 GW_{el} und bis 2030 auf ca. 6,26 GW_{el} wachsen. Die erfolgreiche Entwicklung der Biogasbranche ist stark abhängig von den Substratmärkten, insbesondere vom Maissilage- und Getreidegleichgewichtspreis, die als externe Einflussfaktoren anzusehen sind. Sensitivitätsanalysen zeigen, dass bereits eine Substratpreiserhöhung um 5% im Vergleich zum Base Szenario bis 2020 zu einer um über 25% geringeren elektrischen Kapazität bis 2020 führt. Eine wichtige Rolle als Zusatzimpuls für die Branchenentwicklung spielt die Wärmesenke in der unmittelbarer Nähe zu den Biogasanlagen: eine Erhöhung des Wärmeerlöses um 0,3 ct/kWh_{el} würde zur Zielerreichung in den Jahren 2020 und 2030 beitragen. Ein deutlich geringerer Einfluss auf die Entwicklung der elektrischen Kapazitäten bis 2030 wurde für die Transportkosten der Substrate ermittelt. Ebenso zeigte eine Variation der Gärresterlöse nur geringfügige Auswirkungen.

Der Zubau von Biogasanlagen wurde darüber hinaus hinsichtlich des Bedarfes an Anbaufläche analysiert. So liegt die im Jahr 2012 zur Biogaserzeugung genutzte Fläche bei ca. 1,15 Mio ha., bereits im Jahr 2025 ist mit einem Flächenbedarf von ca. 2,5 Mio ha. zu rechnen. Insbesondere der Flächenbedarf zum Anbau von Mais dominiert mit ca. 1,2 Mio ha. Anbaufläche. Es wurde prognostiziert, dass im Jahr 2030 ca. 57% der gesamten deutschen Maisanbauflächen zum Maisanbau für Biogasanlagen genutzt werden (ausgehend von ca. 23% im Jahr 2012). Nach 2025 wurde eine Stagnation des Kapazitätswachses prognostiziert, bedingt durch hohe Substratpreise.

Abschließend wurde in den Prognosen die Einführung einer Marktprämie im Rahmen des EEG-2012 für Anlagen ab 750 kW_{el} installierter elektrischer Leistung berücksichtigt. Unter Berücksichtigung des Gesamtsystems und der durchgeführten Prognose ist der Einfluss dieser Prämie allerdings relativ gering und führt zu einem zusätzlichen Kapazitätszubau von ca. 500 MW_{el} bis 2030.

4 Literaturverzeichnis

[Arlt, 2010]: Arlt, A: Systemanalytischer Vergleich zur Herstellung von Ersatzbrennstoffen aus biogenen Bioabfällen am Beispiel von kommunalem Klärschlamm, Bioabfall und Grünabfall, 2003

[BiomasseVO, 2011]: Biomasse V. 28.07.2011. FNA: 754-15-1; 7 Wirtschaftsrecht 75 Bergbau, Kernenergie, Elektrizität, Gas, Wasserwirtschaft; Energieversorgung 754 Energieversorgung, 2011

[Buswell, 1930]: Buswell, E. G., & Neave, S. L. Laboratory studies of sludge digestion. Illinois Division of State Water Survey , Bulletin no. 30., 1930

[DBFZ, 2010]: Thrän, D.; Fischer, E.; Fritsche, U.; Hennenberg, K.; Oehmichen, K.; Pfeiffer, D.; Schmersahl, R.; Schröder, T.; Zeller, V.; Zeymer, M. (2010): Methoden zur stoffstromorientierten Beurteilung für Vorhaben im Rahmen des BMU-Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“, 2010

[DLR, 2012]: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Stuttgart Institut für Technische Thermodynamik, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel, Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE), Teltow „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa“ Schlussbericht BMU- FKZ 03MAP146, 2012

[EEG 2012]: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, Konsolidierte Fassung des Gesetzestextes in der ab 1. Januar 2012 geltenden Fassung, 2012

[EEX, 2010]: European Electricity Exchange, Electricity Market data 2008-2010 [Online], 2010

[Effenberger, 2007]: Effenberger, M.; Gronauer, A.; Bachmaier, J.: Abschlussbericht zum Forschungsvorhaben „Biogastechnologie zur umweltverträglichen Flüssigmistverwertung und Energiegewinnung in Wasserschutzgebieten“, 2007

[FNR, 2009]: Fachagentur nachwachsende Rohstoffe, Biogasmessprogramm II, 61 Biogasanlagen im Vergleich, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V, 2009

[IER, 2010]: Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung, „ Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030, Energieprognose 2009“, Hauptbericht Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Berlin, 2010

[Koch, 2009]: Koch, M., Dissertation: „Ökologische und ökonomische Bewertung von Co-Vergärungsanlagen und deren Standortwahl“, Universitätsverlag Karlsruhe, 2009

[KTBL, 2012]: „Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas“ Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL)/Fachagentur Nachwachsender Rohstoffe (FNR), <http://daten.ktbl.de/biogas/> , abgerufen im Mai 2012

[Leible et al., 2003]: Leible, L.; Arlt, A.; Fürniß, B.; Kälber, S.; Kappler, G.; Lange, S.; Nieke, E.; Rösch, Ch.; Wintzer, D. (2003): Bereitstellung und energetische Nutzung organischer Rest- und Abfallstoffe sowie Nebenprodukte als Einkommensalternative für die Land- und Forstwirtschaft - Möglichkeiten, Chancen und Ziele; Karlsruhe: Forschungszentrum Karlsruhe, 2003

[LfL, 2010]: Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, Tagungsband, Erosionsschutz – Aktuelle Herausforderung für die Landwirtschaft 8. Kulturlandschaftstag, Freising, 2010

[OECD/FAO/FAPRI, 2011]: Organisation for Economic Cooperation and Development (OECD), Food and Agriculture Organisation (FAO), Food and Agricultural Policy Research Institute (FAPRI) US Department for Agriculture (USDA): Agricultural commodity markets outlook 2011-2020. A comparative analysis, 2011

[Prognos/EWI/GWS, 2011]: Schlesinger M., Lindenberger, D., Lutz C.: Energieszenarien 2011, Projekt Nr. 12/10, Basel/Köln/Osnabrück, 2011

[Probas, 2011]: ProBas, Prozessorientierte Basisdaten für Umweltmanagementinstrumente Datenbank Umweltbundesamt und Öko- Institut e.V., abgerufen in Januar 2011

[Statistisches Bundesamt, 2012]: Land- und Forstwirtschaft, Fischerei, Viehbestand. Vorbericht, Fachserie 3, Reihe 4.1, Wiesbaden, 2012

[Stenull, 2010]: Stenull, M.: Nachhaltigkeitsstrategie Baden-Württemberg „Forum für nachhaltige Biogaserzeugung in Baden Württemberg“, Beitrag zur Arbeitsgruppe 3 Systemanalyse Teil Klimaschutz/Treibhausgasemissionen, 2010

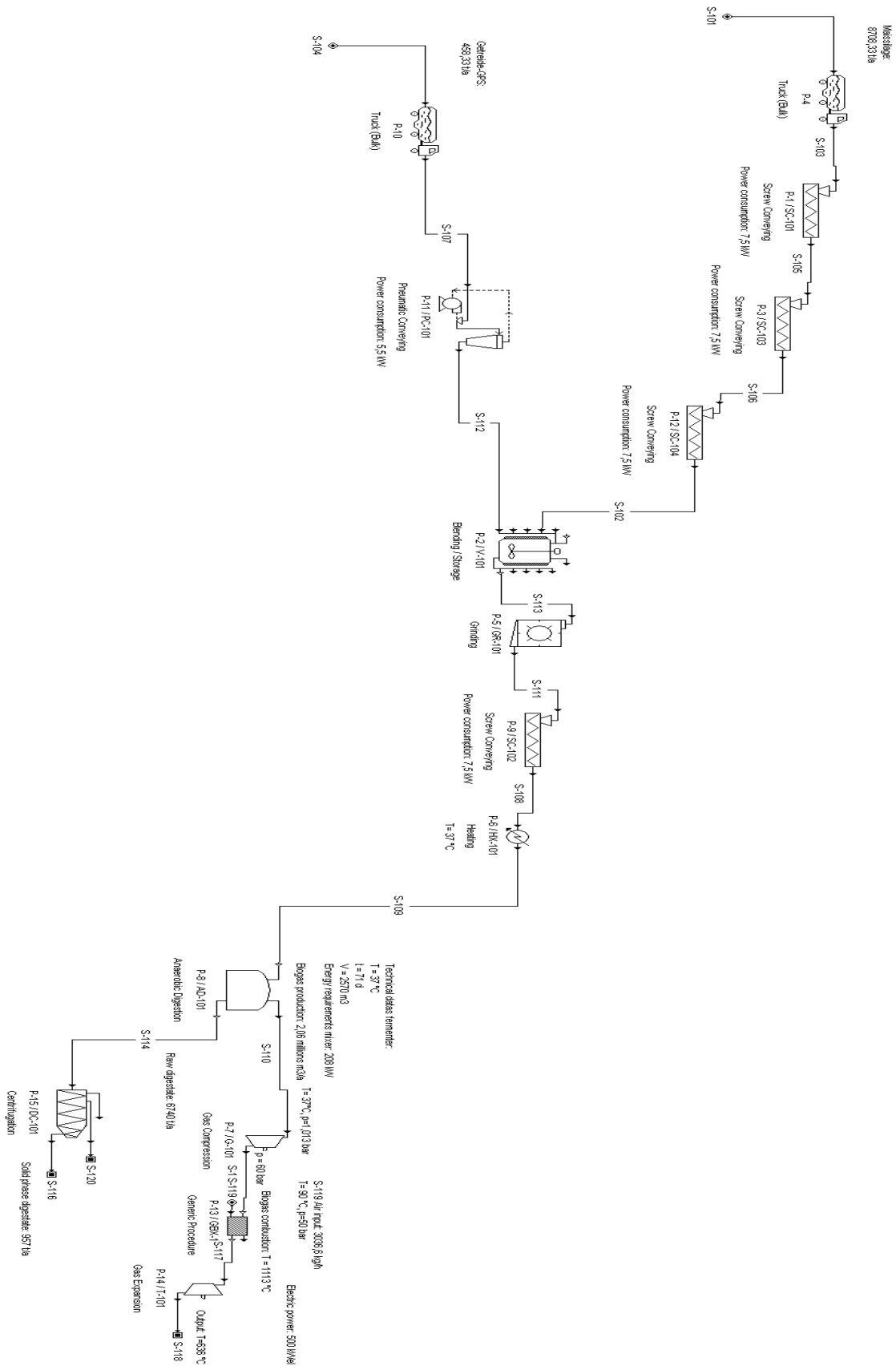
[Urban, 2009]: Urban, W.: Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz. Ergebnisse der Markterhebung 2007-2008, BMBF Verbundprojekt „Biogaseinspeisung“, S.95, 2009

[VDI, 2012]: Verein Deutscher Ingenieure, Richtlinie VDI-4600, „Kumulierter Energieaufwand (KEA) Begriffe, Berechnungsmethoden“, Januar 2012

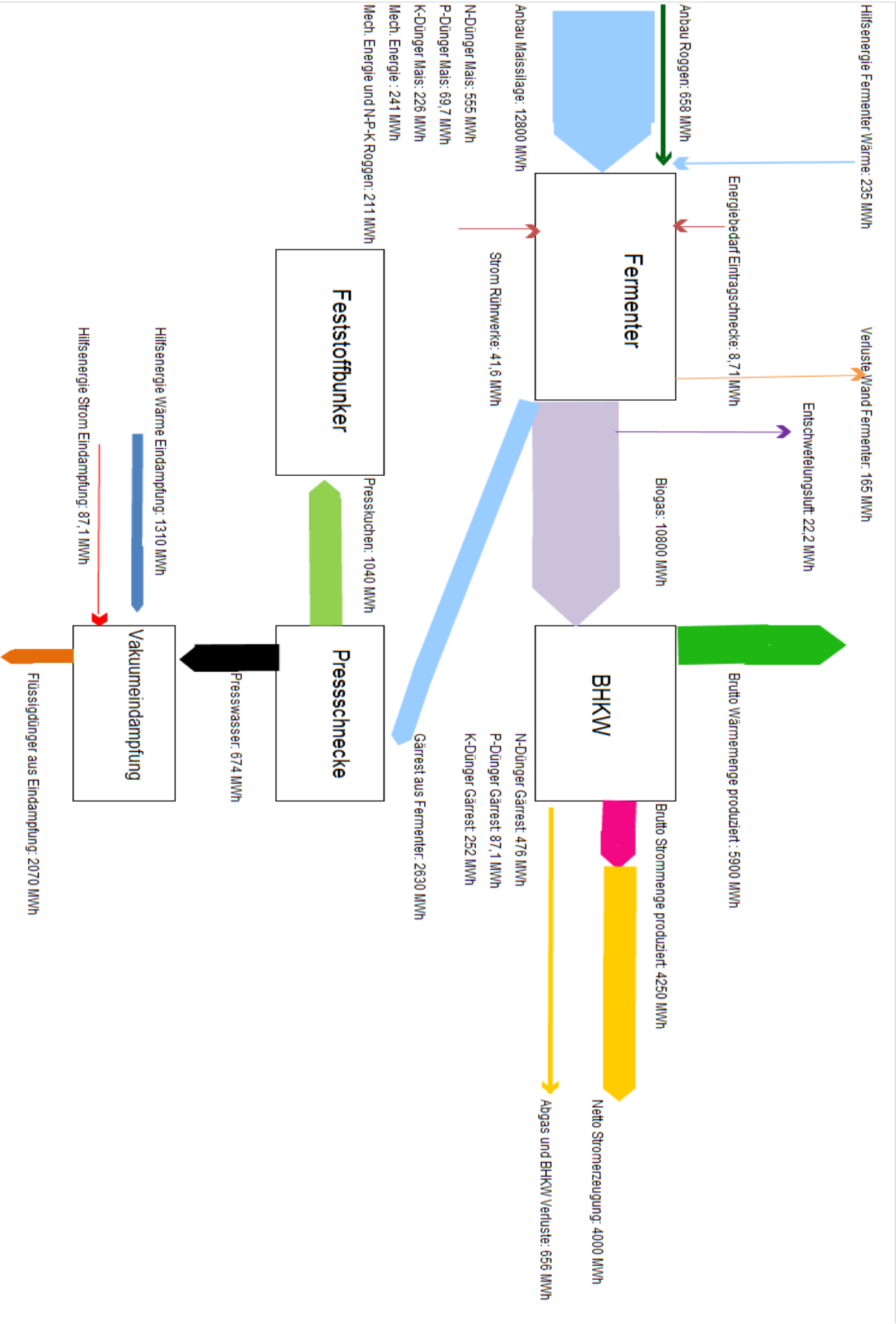
[Würdemann et al, 2012]: Vergleichende Untersuchungen an großtechnischen Biogasreaktoren – mikrobiologische, verfahrenstechnische, ökologische und ökonomische Bewertung und Optimierung „Energetische Biomassenutzung – Neue Technologien und Konzepte für die Bioenergie der Zukunft“ 05./06. November 2012, Heinrich-Böll-Stiftung, Berlin

5 Anhänge

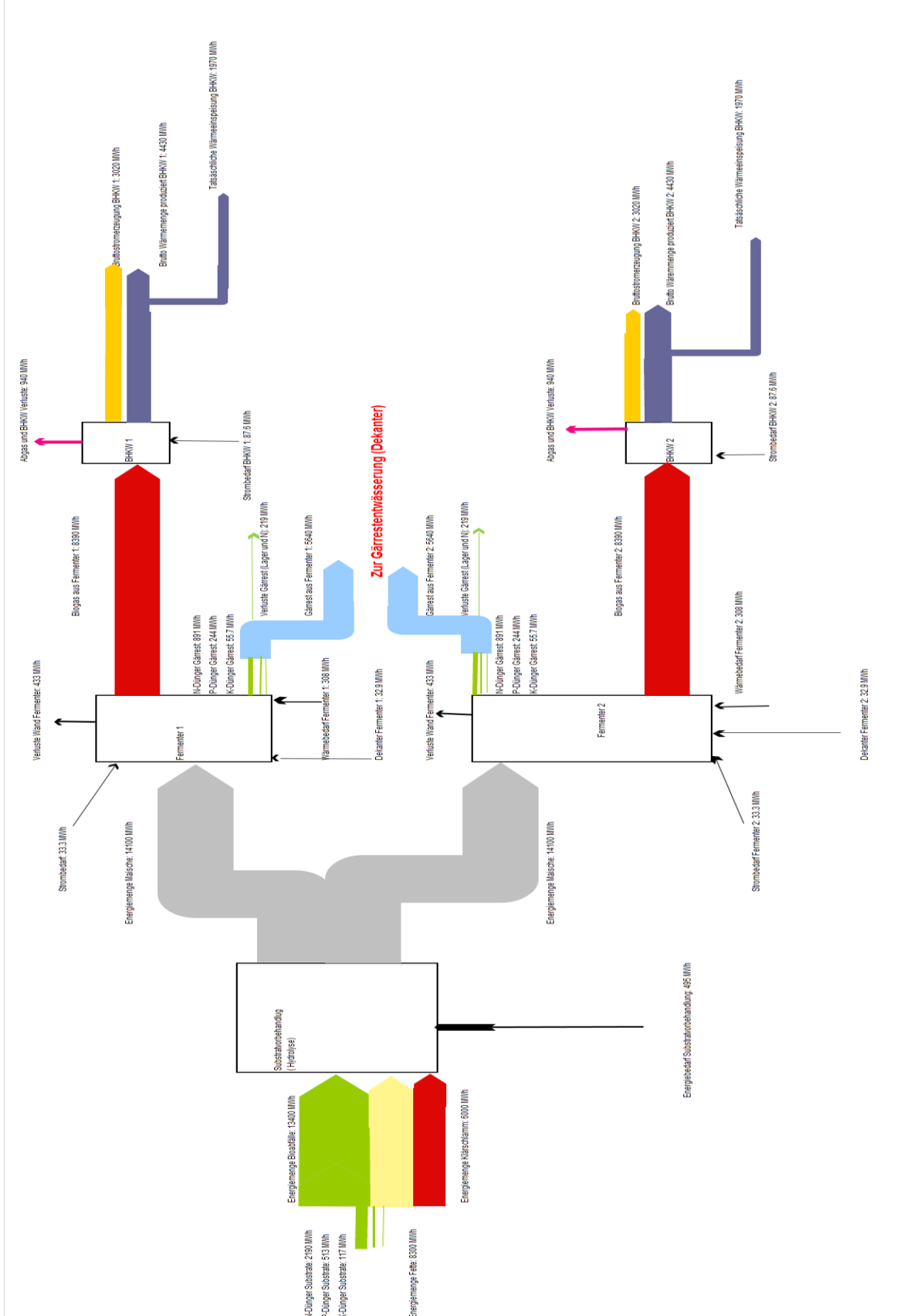
Anhang A.1: Stoffstrommodellierung der Biogasanlage Nawaro1 mit Super Pro Designer:



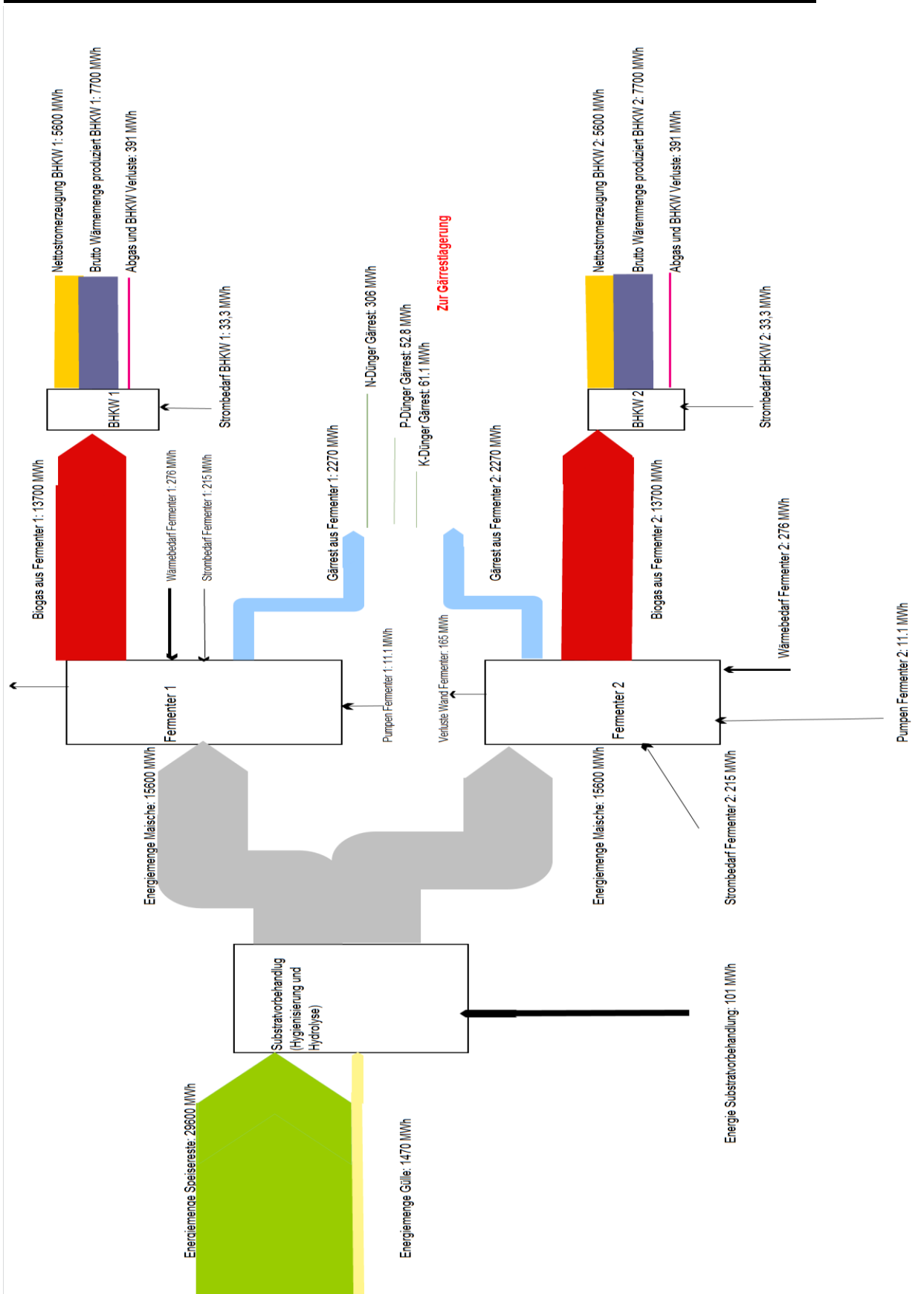
Anhang A.2: Energiebilanz (Sankey-Diagramm) der Biogasanlage Nawaro1:



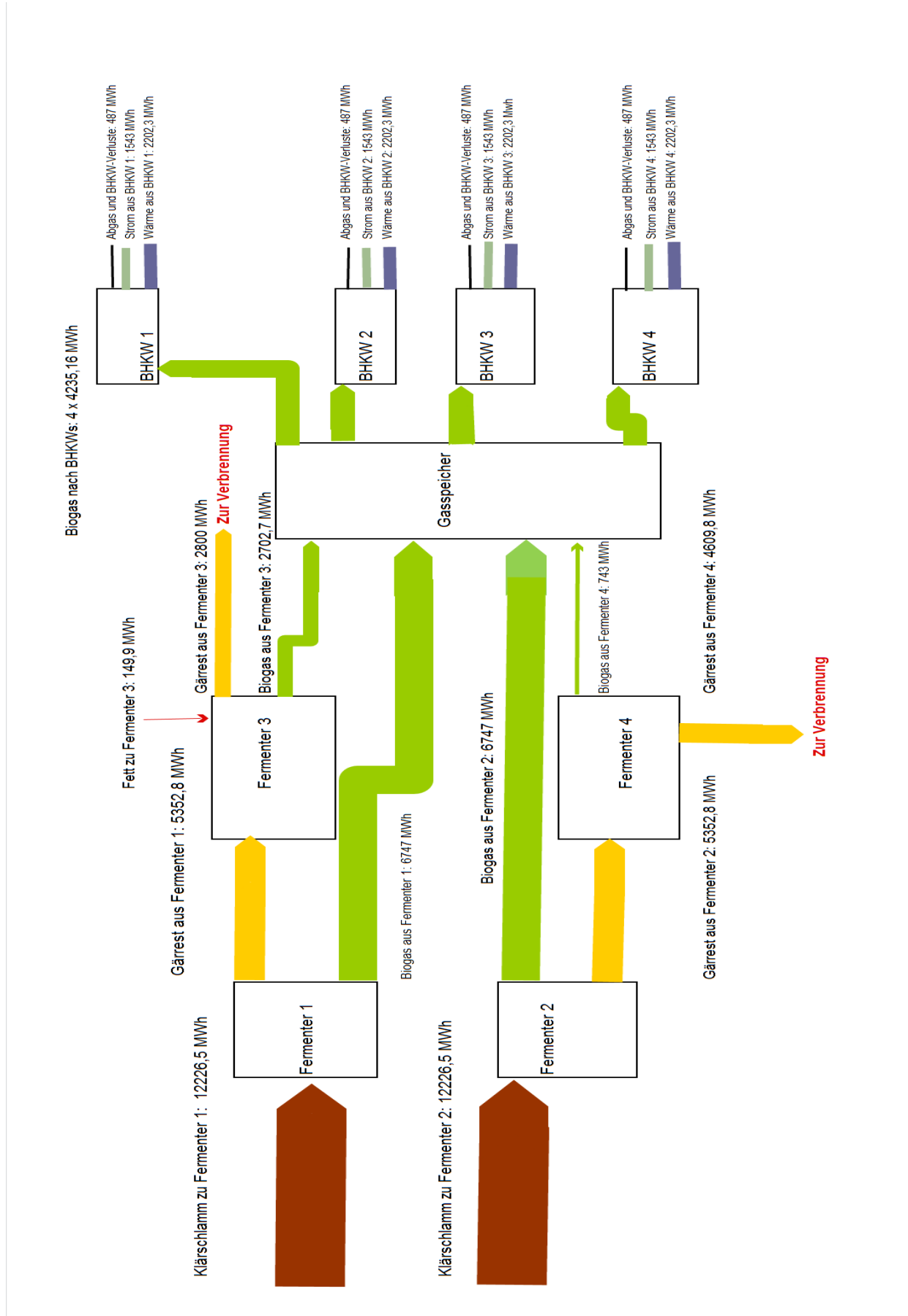
Anhang A.3: Energiebilanz (Sankey-Diagramm) der Bioabfallanlage KS-Abfall2:



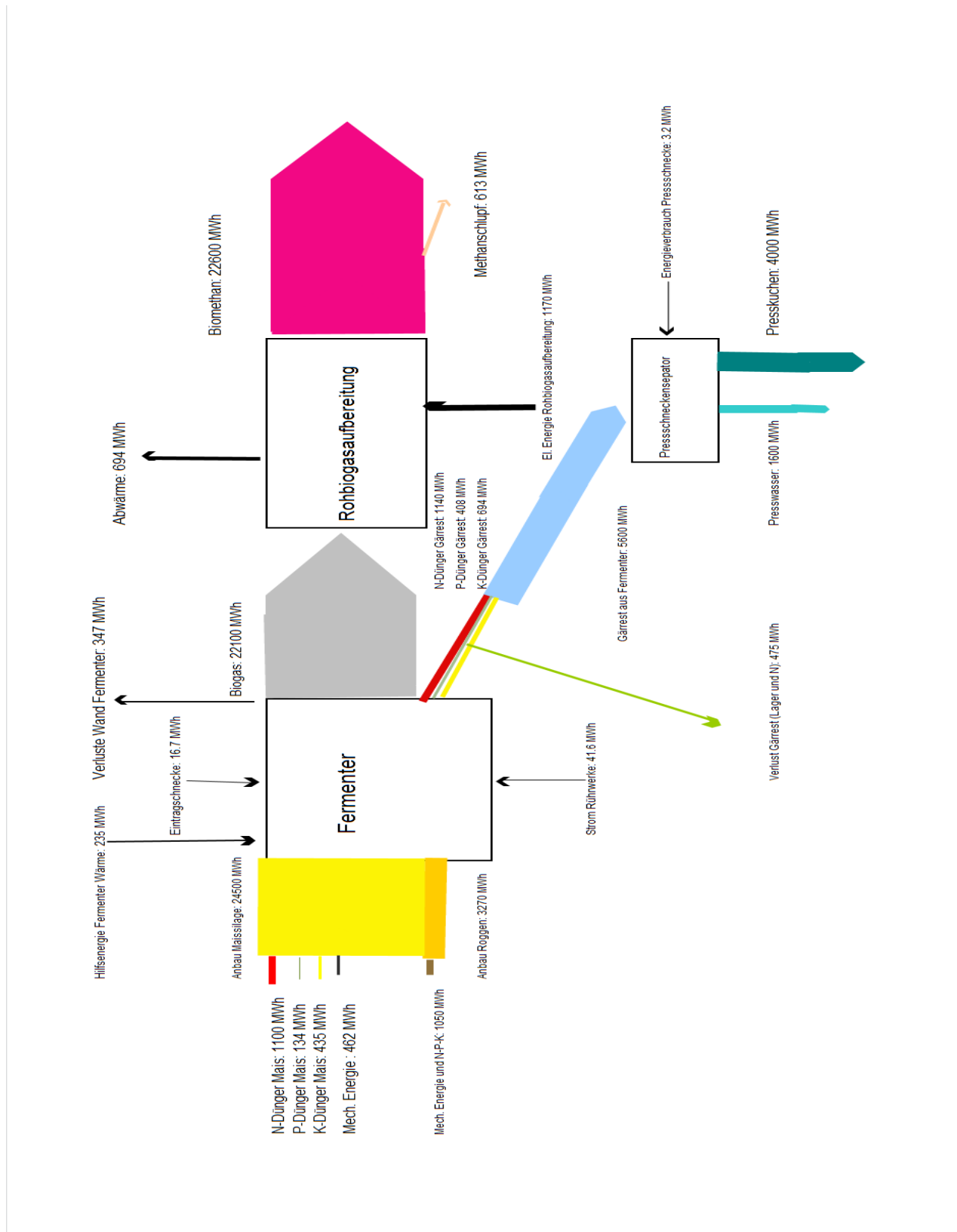
Anhang A.4: Energiebilanz (Sankey-Diagramm) der Bioabfallanlage Gül-Abfall:



Anhang A.5: Energiebilanz (Sankey-Diagramm) der Kläranlage KS-Abfall1:

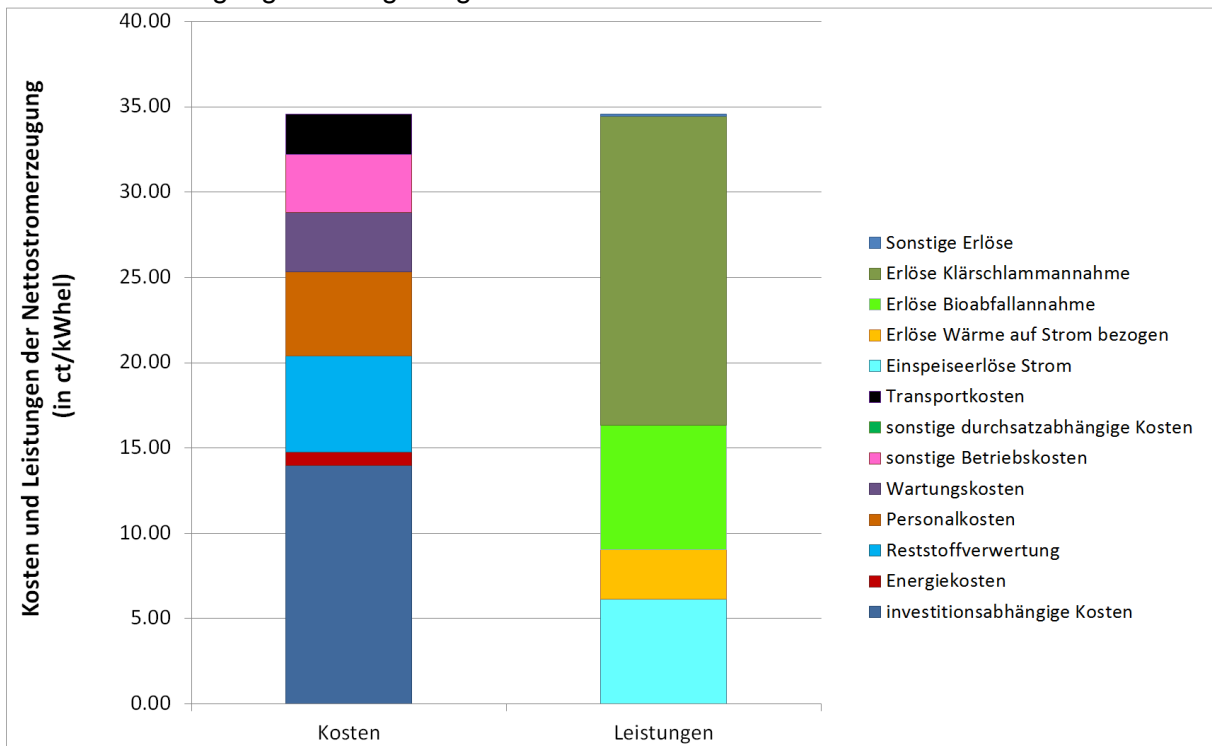


Anhang A.6: Energiebilanz (Sankey-Diagramm) der Biogasanlage Nawaro2:

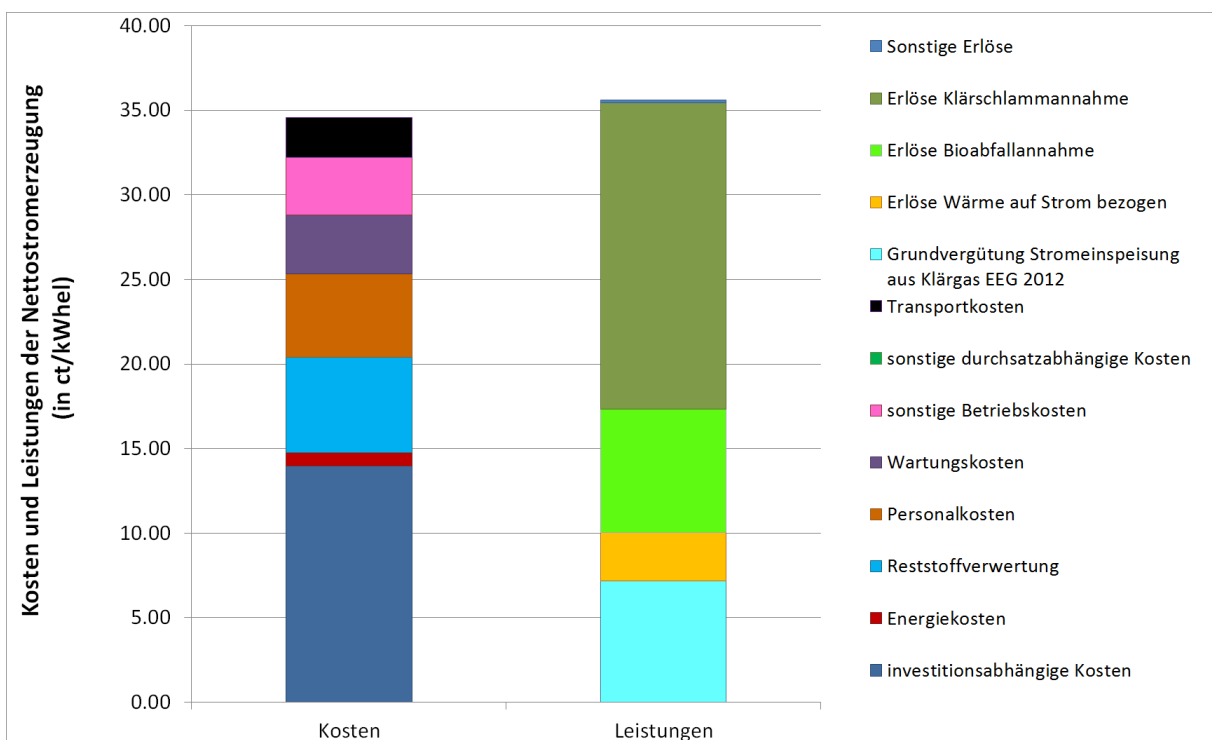


Anhang A.7: Kosten und Leistungen der Bioabfallanlage KS-Abfall2

Mit Berücksichtigung der Vergütungen aus dem EEG 2009:

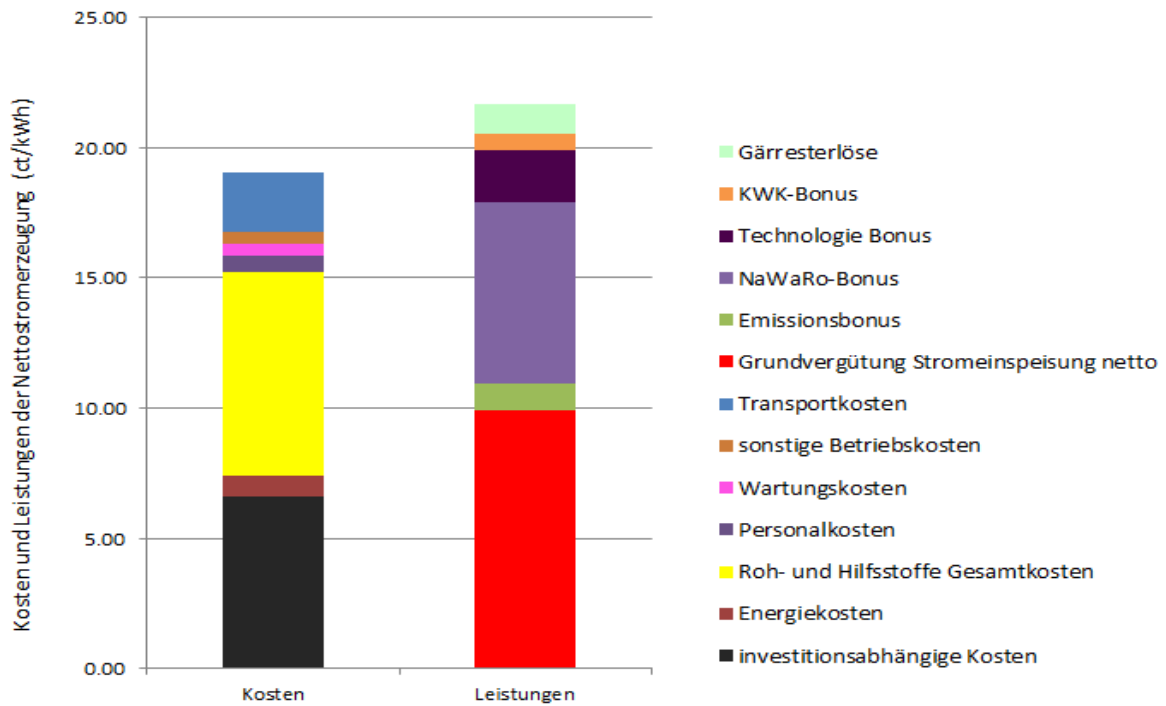


Mit Berücksichtigung der Vergütungen aus dem EEG 2012:

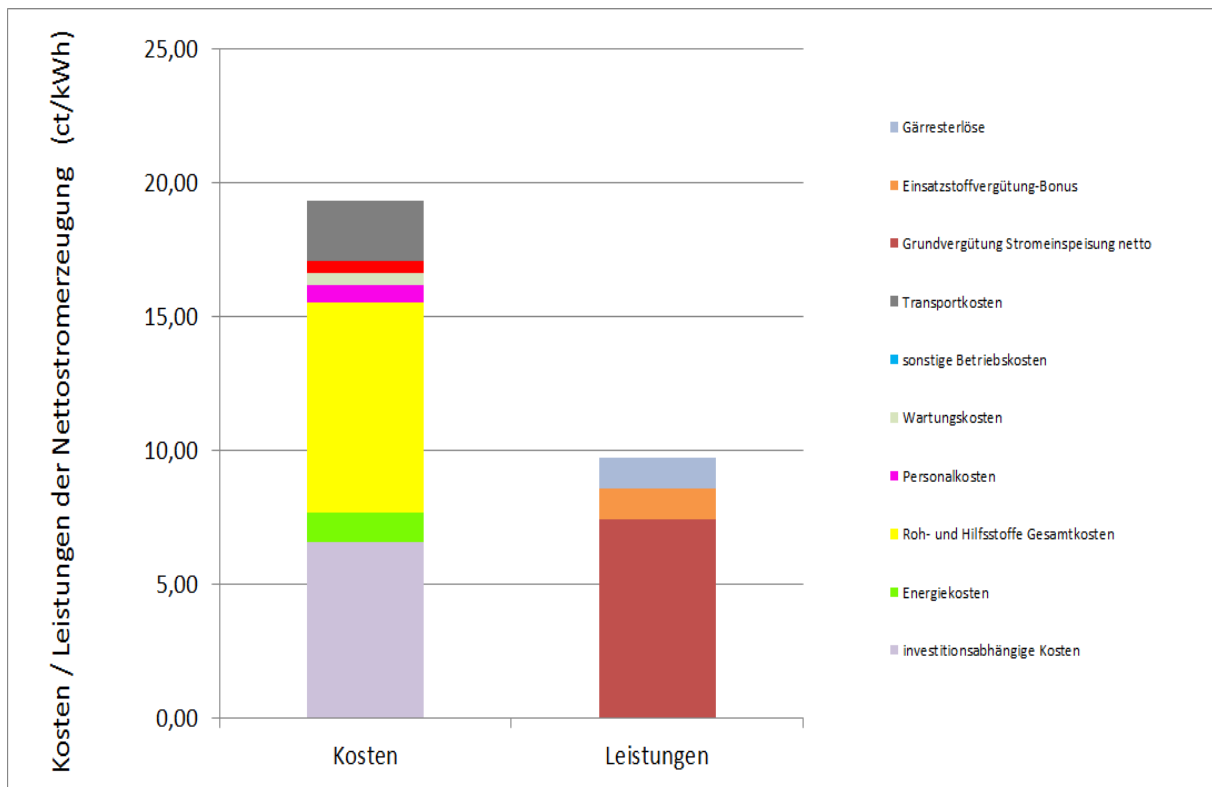


Anhang A.8: Kosten und Leistungen der Biogasanlage Nawaro1:

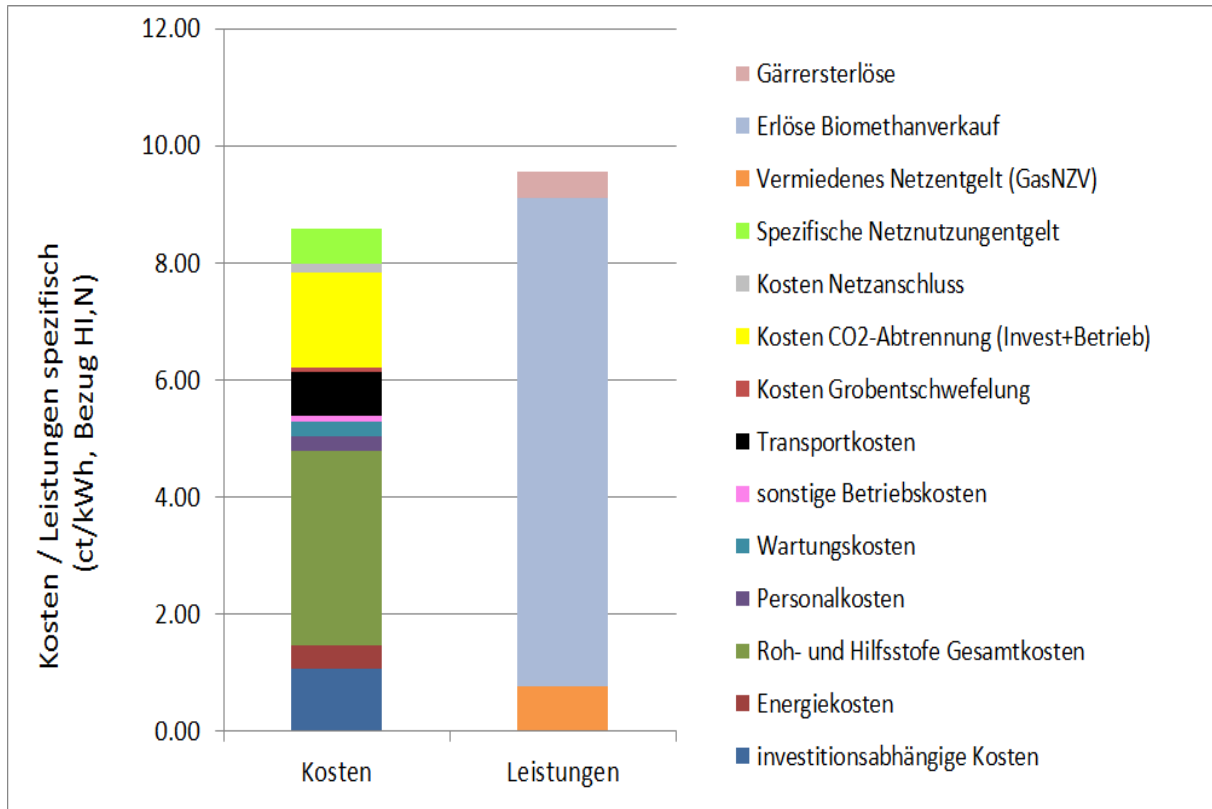
Mit Berücksichtigung der Vergütungen aus dem EEG 2009:



Mit Berücksichtigung der Vergütungen aus dem EEG 2012:

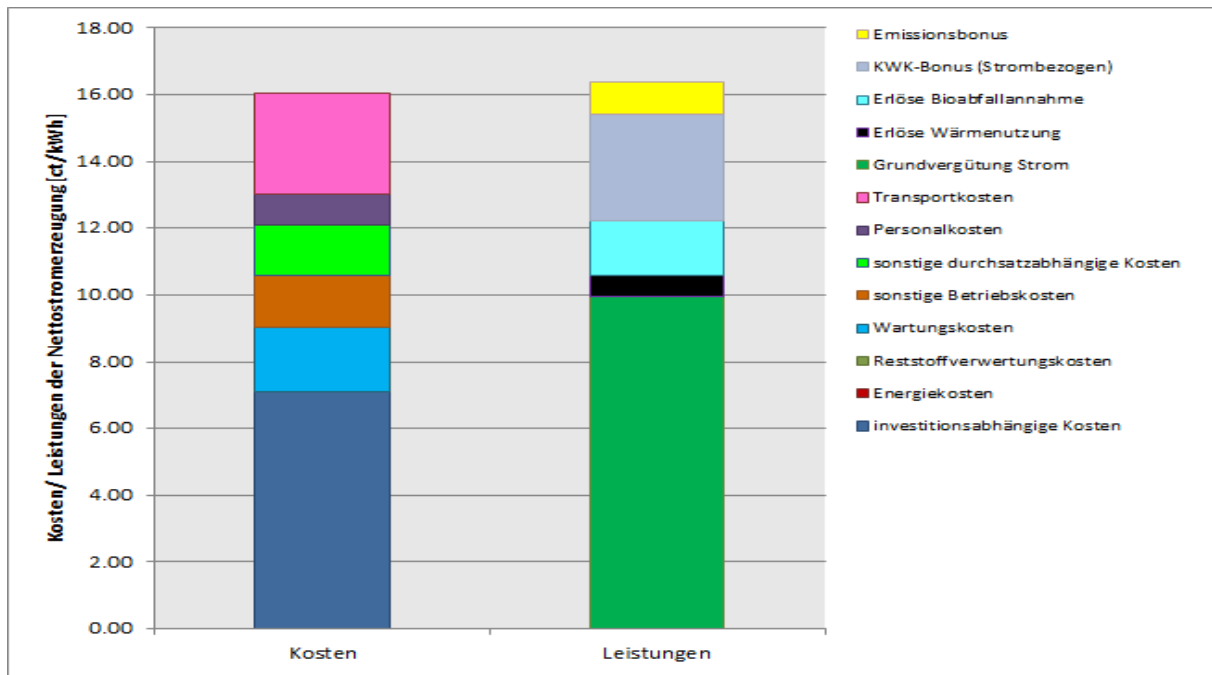


Anhang A.9: Kosten und Leistungen der Biogasanlage Nawaro2:

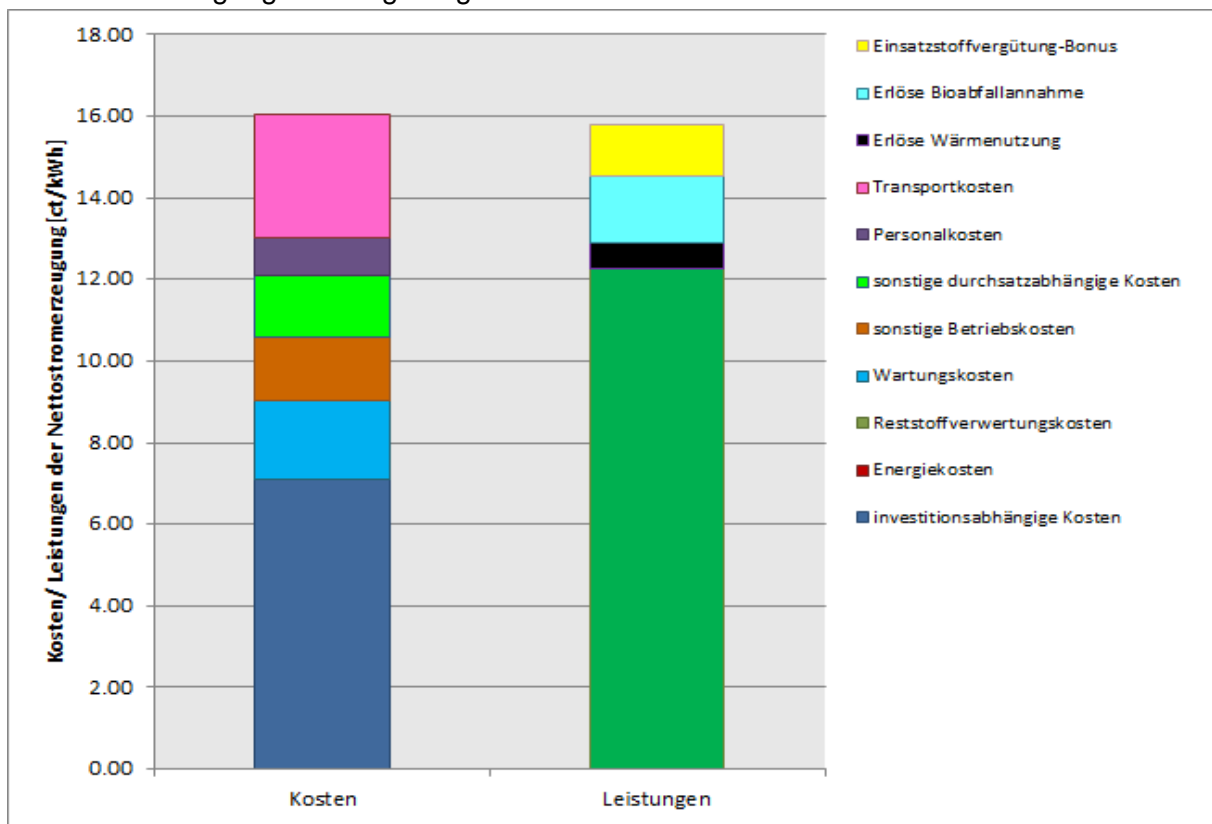


Anhang A.10: Kosten und Leistungen der Biogasanlage Gül-Abfall:

Mit Berücksichtigung der Vergütungen aus dem EEG 2009:



Mit Berücksichtigung der Vergütungen aus dem EEG 2012:



Anhang A.11: Factsheets zu den jeweiligen Referenzanlagen:

Referenzanlage KS-Abfall2

Grundbeschreibung:

Input: 9.000 t/a Bioabfälle, 6.000 t/a Fette, 41.000 t/a Klärschlamm

Co-Vergärung: 2 Fermenter mit 2.300 m³, 2,9 Mio. m³/a Biogaserzeugung, 9.516,7 t/a Gärrestanfall

Energieerzeugung: 2 BHKWs: 2x380 kW_{el} und 2x550 kW_{th}

Ökonomie:

Stromgestehungskosten: 34,57 ct/kWh_{el}

Berechnetes Betriebsergebnis: 0,02 ct/kWh_{el}

Berechnete CO₂-Vermeidungskosten: 240 €/t CO₂-Äq. (Referenzsystem: Öffentliche Kraftwerkspark 2010 DBFZ Methodenhandbuch)

Energiebilanz:

Gesamter energetischer Wirkungsgrad der Anlage: 32.2%

Berechneter Kumulierter Energieaufwand: KEA_{Biomasse}: 6 kWh/kWh, KEA_{NichtErneurbare}: -1,81 kWh/kWh

Ökologie:

THG-Potenzial: - 572 g CO₂-Äq./kWh

Beschreibung von Prozesshemmungen:

Übersäuerung: 1/ Abnahme Biogasbildungsrate von 70%, Steigerung Säuren um Faktor 11 nach der Zugabe von Mong (Okt. 2009, Dauer 9 d). 2/ Veränderung der mikrobiellen Biozönose während der Übersäuerung (Identifizierung von veränderten Mikroorganismen).

Rührung/Mischung: Durch Vertauschen des Substrat-Ein- und Auslasses kann der z. Zt. auftretende Kurzschlussstrom vermieden werden. Diese Maßnahme ist jedoch nur bei ausgeschalteter Gasliftschlaufe sinnvoll.

Mikrobiologie: Veränderung der mikrobiellen Biozönose während einer Übersäuerung

Schaumbildung: Schaumereignisse: max. 1mal pro Jahr (tägliche Kontrolle, Schaumsensor)

Maßnahmen gegen Prozesshemmungen:

Übersäuerung: Einleitung von CaO in Maischespeicher (Prozessstabilisierung) → Gasbildungsrate steigt wieder obwohl pH<7

Rührung: Durch eine Vertauschung von Zu- und Ablauf kann der Kurzschlussstrom vermieden werden.

Einfluss von Prozesshemmungen auf die Ökonomie:

Übersäuerung Neue Stromgestehungskosten: 35,2 ct/kWh_{el} und neues Betriebsergebnis: 0 ct/kWh_{el}

Fluidynamik:

Fließverhalten: Beschreibung mittels Ostwald-de Waele Ansatz $\eta_s = 0,46 \cdot \dot{\gamma}^{0,37-1}$

Strömungssimulation: s. Abb. a

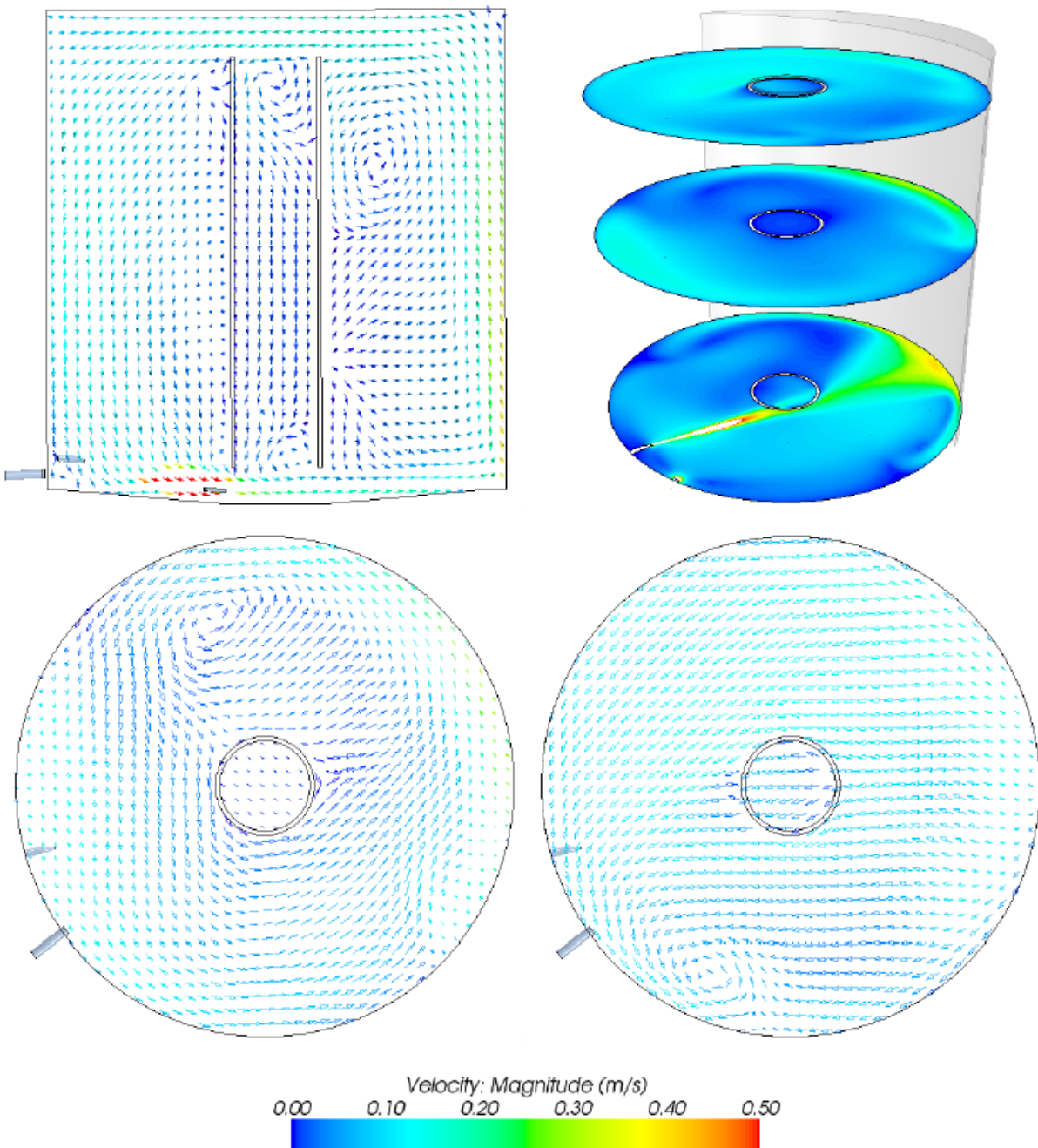


Abbildung a: Geschwindigkeitsfeld, von links-oben nach rechts-unten: Schnitt durch Substratauslass und Mittelachse, Darstellung auf drei Ebenen, mittlere Ebene, obere Ebene

Referenzanlage Gül-Abfall

Grundbeschreibung:

Input: 32760 t/a Speisereste, 22.675 m³/a Rindergülle

Co-Vergärung: 2 Fermenter mit 2300 m³/a, 4,4 Mio. m³/a Biogaserzeugung, 61.000 t/a Gärrestanfall

Energieerzeugung: 2 BHKWs: 2x 469kW_{el} und 2x 616kW_{th}

Ökonomie:

Stromgestehungskosten: 16,47 ct/kWh_{el}

Berechnetes Betriebsergebnis: 0,43ct/kWh_{el}

Berechnete CO₂-Vermeidungskosten: 105 €/t CO₂-Äq. mit Gärrestlagerabdeckung (Referenzsystem: Öffentliche Kraftwerkspark 2010 DBFZ Methodenhandbuch) bzw. 220 €/t CO₂-Äq. ohne Gärrestlagerabdeckung (Referenzsystem: Öffentliche Kraftwerkspark 2010 DBFZ Methodenhandbuch)

Energiebilanz:

Gesamter energetischer Wirkungsgrad der Anlage: 38%

Berechneter Kumulierter Energieaufwand: KEA_{Biomasse}: 3,4kWh/kWh, KEA_{NichtErneurbare}: -0,81 kWh/kWh

Ökologie:

THG-Potenzial: -276 g CO₂-Äq./kWh (mit Gärrestlagerabdeckung), 166 g CO₂-Äq./kWh (ohne Gärrestlagerabdeckung)

Beschreibung von Prozesshemmungen:

Drohende Übersäuerung (Mai 2011): Frühwarnindikator warnt schon vor der Abnahme der Biogasbildungsrate vor einer Übersäuerung, Abnahme der Biogasbildungsrate von 75% (Gasmembran war undicht)

Schaumbildung: Schaumereignis im November 2011: hing mit der plötzlichen Erhöhung der Temperatur von 35 auf 38 °C. Die analytischen Daten zeigten keine Destabilisierung des Prozesses

Rührung/Mischung: Ein Rührwerkausfall begann im Juli 2010. Das Rührwerk wurde Mitte November 2010 ausgetauscht.

Schwimmschichtbildung: Deutlicher Unterschied in der bakteriellen Biozönose in Reaktoren 1 und 2 nach Rührwerkausfall. Der Einsatz eines Frühwarnindikators zeigt Änderung bei Schwimmschicht an.

Maßnahmen gegen Prozesshemmungen:

Übersäuerung: Betrieb mit einer überschlägiger Raumbelastung von 2,5 bis 1.25 kg oTR/(m³.d) während 100 Tage

Einfluss von Prozesshemmungen auf die Ökonomie:

Übersäuerung: Neue Stromgestehungskosten: 22,06 ct/kWh_{el} und neues Betriebsergebnis: -5,5ct/kWh_{el}

Schaumbildung: Neue Stromgestehungskosten: 17,01 ct/kWh_{el} und neues Betriebsergebnis: -0,65ct/kWh_{el}

Rührung/Mischung: Keine ausreichenden Daten für die Bewertung

Fluiddynamik:

Fließverhalten: Beschreibung mittels Ostwald-de Waele Ansatz $\eta_s = 0,12 \cdot \dot{\gamma}^{0,53-1}$

Strömungssimulation: s. Abb. b

Velocity: Magnitude (m/s)

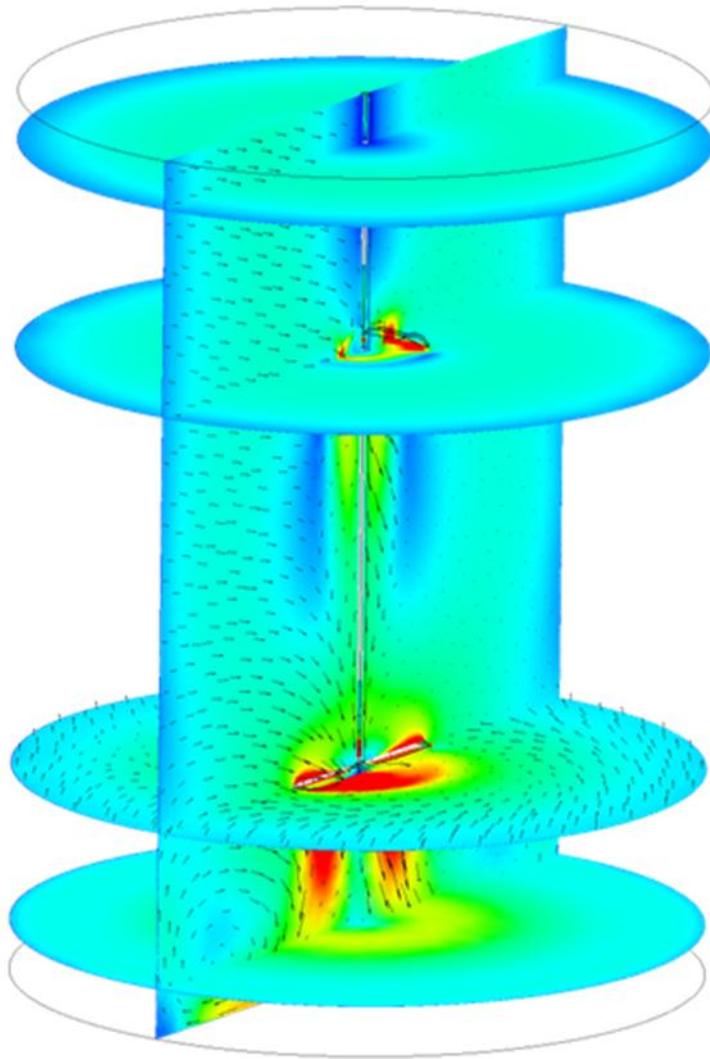


Abbildung b: Geschwindigkeitsfeld

Referenzanlage KS-Abfall1

Grundbeschreibung:

Input: Variante 1 (4 Fermenter in Betrieb): 292 t/a Fette, 137.800 m³/a Klärschlamm

Variante 2 (Fermenter 1 außer Betrieb): 227 t/a Fette, 127.800 m³/a Klärschlamm

Co-Vergärung: 1 Faulturm mit einem Volumen von 8000 m³

Variante 1: 2.866.352 m³ Biogas erzeugt während der Testlaufzeit (152 Tage)

Variante 2: 2.546.976 m³ Biogas während der Testlaufzeit (142 Tage)

Energieerzeugung: 4 BHKWs: 4x 1 MW_{el} und 4x 1,5 MW_{th}

Ökonomie:

Keine ökonomischen Daten zu Verfügung, da das Modul der Co-Vergärung (Einsatz von Klärschlamm und Fette) nur einem untergeordneten Teil des Klärwerks entspricht. Die erzeugte Strom- und Wärmemenge wurden in dem Klärwerk zurückgeführt (Eigenbedarf), so dass keine EEG-Vergütungen zu berücksichtigen sind (es findet keine Stromeinspeisung ins Stromnetz statt).

Energiebilanz:

Gesamter energetischer Wirkungsgrad der Anlage: 42,5%

Berechneter Kumulierter Energieaufwand:

KS-Abfall1 (Variante 1): KEA_{Biomasse}: 5,11 kWh/kWh, KEA_{NichtErneuerbare}: -1,73 kWh/kWh

KS-Abfall1 (Variante 2): KEA_{Biomasse}: 5,37 kWh/kWh, KEA_{NichtErneuerbare}: -1,55 kWh/kWh

Ökologie:

THG-Potenzial: -570 g CO₂-Äq./kWh (Variante 1), -505 g CO₂-Äq./kWh (Variante 2)

Beschreibung von Prozesshemmungen und Mikrobiologie:

Schaumbildung: Proben vom 14.12.2009, 14.4.2010 und 14.9.2010 wurden analysiert. Eine chemische Analyse zeigte, dass es sich um keinen Protein- und keinen Lipidschaum handelt. Eine mikroskopische Analyse des Schaumes zeigte fadenförmige Mikroorganismen als Schaumstabilisatoren.

Mikrobiologie: Molekulare Charakterisierung der Biozönose: Bei Einsatz von Bacteria - und Archaea-spezifischen Primern konnte eine ähnliche Biozönose in allen Reaktoren nachgewiesen werden. Interessanterweise war ein Auftreten des Schaumbildners „Candidatus *Microthrix parvicella*“ in allen Reaktoren detektierbar. Desweiteren wurde „Candidatus *Cloacamonas acidaminovorans*“ identifiziert, der als Anzeiger für hohe Proteingehalte dienen könnte. Eine Quantifizierung von „Candidatus *Microthrix parvicella*“ mittels Real-Time PCR zeigte ein gehäuftes Auftreten dieses Mikroorganismus im schäumenden Reaktor und Schaum. Nach einer einjährigen Beprobung des zum Schäumen neigenden Reaktors konnte festgestellt werden, dass der Schaumbildner Candidatus *Microthrix parvicella* vermehrt in den kälteren Monaten auftritt.

Rührung/Mischung: CFD Simulation zeigen Kanalbildung und große Stagnationszonen im Reaktor, qualitative Übereinstimmung zwischen experimentelle Untersuchungen, CFD-Simulationen und Tracerstudie in KS-Abfall1. Um 15 bis 20% verminderte Methanausbeute aufgrund ungünstiger Durchmischungsverhältnisse. Substratabzug und Zugabe sollten nicht gleichzeitig erfolgen

Tracerstudie (Uranin): Charakterisierung der Durchmischung, sowie Bestimmung des Verweilzeitverhaltens. Um 15 bis 20% verminderte Methanausbeute aufgrund ungünstiger Durchmischungsverhältnisse

Maßnahmen gegen Prozesshemmungen:

Rührung/Mischung: Experimentelle Untersuchungen zur Vermeidung von Schaumereignissen

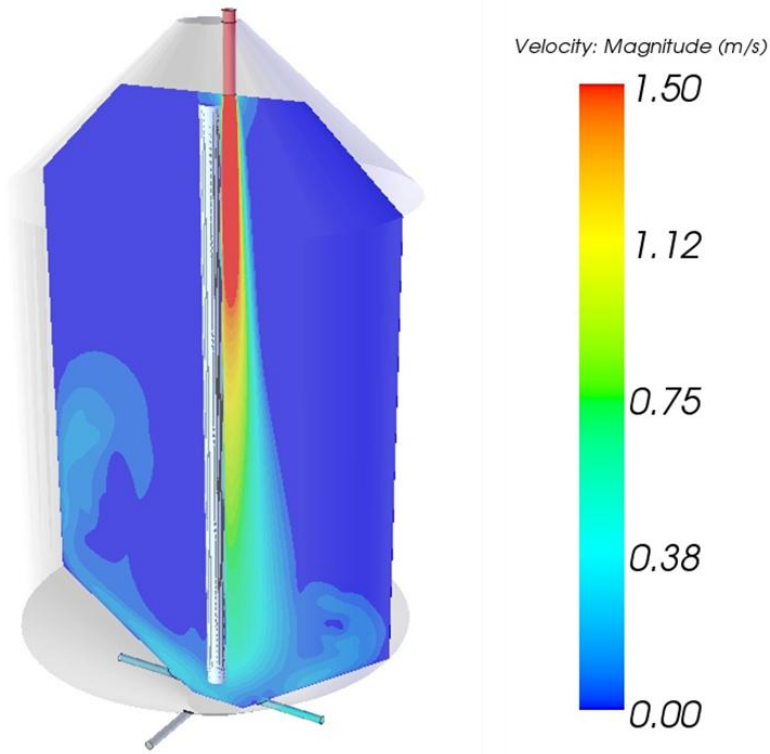


Abbildung c: Quasistationäres Geschwindigkeitsfeld im Faulturm

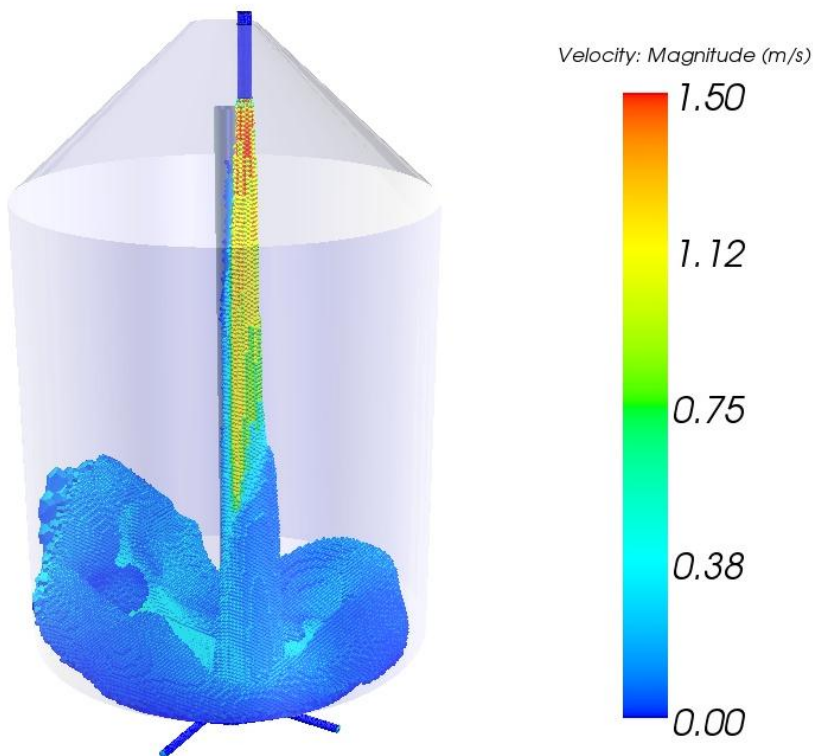


Abbildung d: Tracerverteilung, 60 sec. nach dessen Zuga

Referenzanlage Nawaro2

Grundbeschreibung:

Input: 16738 t/a Maissilage, 2283 t/a Getreide/GPS, Frischwasser

Co-Vergärung: 20 Fermenter mit 4650 m³/a Reaktorvolum, 4,8 Mio. m³/a Biogaserzeugung pro Fermenter, 17300 t/a Gärrestanfall Pro Fermenter

Rohbiogasaufbereitung: Druckwasserwäsche (Flotech), , 2,15 Mio m³/a Biomethanerzeugung pro Fermenter

Ökonomie:

Biomethangestehungskosten: 8,58 ct/kWh_{Hi,N}

Berechnetes Betriebsergebnis: 0,98 ct/kWh_{Hi,N}

Berechnete CO₂-Vermeidungskosten: 245 €/t CO₂-Äq. (Referenzsystem: Öffentliche Kraftwerkspark 2010 DBFZ Methodenhandbuch)

Energiebilanz:

Gesamter energetischer Wirkungsgrad der Anlage: 81,3 %

Berechneter Kumulierter Energieaufwand: KEA_{Biomasse}: 3,4 kWh/kWh, KEA_{Nicht Erneurbare}: - 0,04 kWh/kWh

Ökologie:

THG-Potenzial: 77 gCO₂-Äq./kWh

Beschreibung von Prozesshemmungen und Mikrobiologie:

Mikrobiologie: Molekulare Charakterisierung der mikrobiellen Biozönose. Bacteria: Unterschiede in der mikrobiellen Gemeinschaft nach Leistungsabfall in Reaktor 4D. Das Auftreten des Bakteriums der Klasse Clostridiales und der Gattung *Natronoanaerobium* könnten mit Prozessstörung zusammenhängen.

Schaumbildung: Schaumereignis nach Chargenwechsel von Maissilage. FOS/TAC, NH₄-N stabile Werte, Steigerung von Acetat in Modulen 5A bis 5C. Langzeitbeobachtung: Anlage läuft stabil

Fluidynamik:

Fließverhalten: Beschreibung mittels Ostwald-de Waele Ansatz $\eta_s = 0,46 \cdot \dot{\gamma}^{0,37-1}$

Strömungssimulation: siehe Abbildung hier unten:

Referenzanlage Nawaro1

Grundbeschreibung:

Input: 8708 t/a Maissilage, 458 t/a Getreide-GPS pro Fermenter

Co-Vergärung: 40 Fermenter mit 2570 m³ Volum (Arbeitsvolum), 2,1Mio. m³/a Biogaserzeugung pro Fermenter, 8.022t/a Gärrestanfall pro Fermenter

Energieerzeugung: 40 BHKWs: 40x 500 kW_{el} und 40x 712 kW_{th}

Ökonomie:

Stromgestehungskosten: 19,03 ct/kWh_{el}

Berechnetes Betriebsergebnis: 2,65 ct/kWh_{el}

Berechnete CO₂-Vermeidungskosten: 225 €/t CO₂-Äq. (Referenzsystem: Öffentliche Kraftwerkspark DBFZ 2010)

Gesamter energetischer Wirkungsgrad der Anlage: 38,9 %

Berechneter Kumulierter Energieaufwand: KEA_{Biomasse}: 3,2 kWh/kWh, KEA_{Nicht Erneuerbare}: -0,12 kWh/kWh

Ökologie:

THG-Potenzial: 44 g CO₂-Äq./kWh

Beschreibung von Prozesshemmungen:

Schaumbildung: Die betrieblichen Daten der einzelnen Module, die im Zusammenhang mit der Schaumbildung standen, wurden analysiert. Es wurde deutlich, dass die Fütterung von Gerste GPS und Hirse Schaumbildung im Fermenter verursacht.

Rührung/Mischung: CFD Simulation zeigen Kavernenbildung und folglich Stagnationszonen im Reaktorzentrum sowie an der Reaktorberandung

Fluiddynamik:

Fließverhalten: Beschreibung mittels Ostwald-de Waele Ansatz $\eta_s = 18,5 \cdot \dot{\gamma}^{0,27-1}$

Strömungssimulation: s. Abb. e

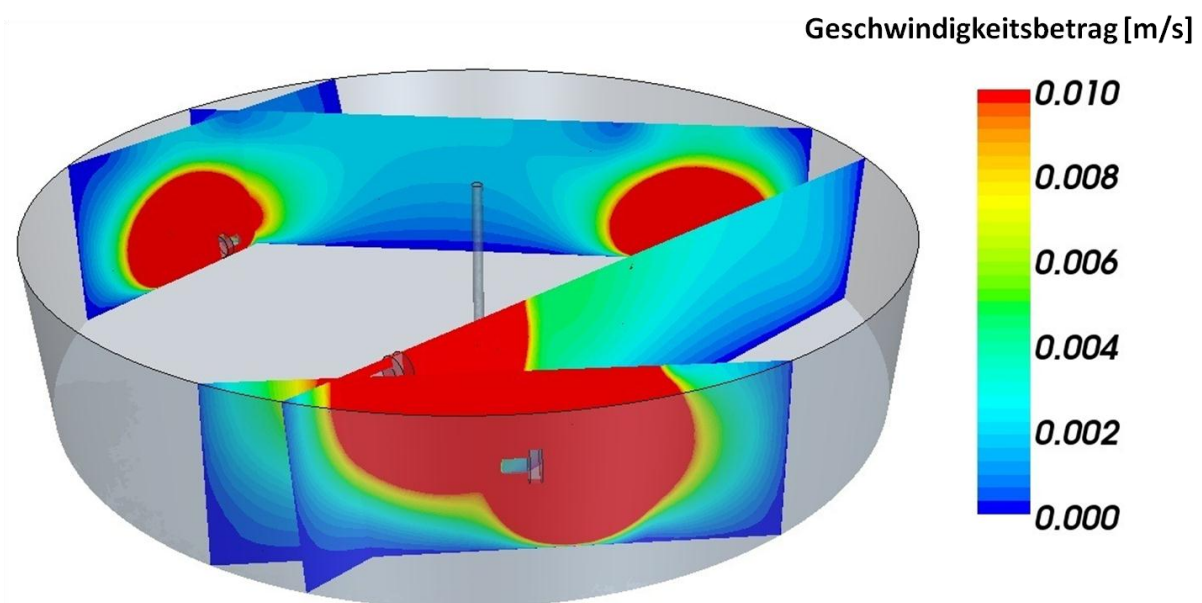


Abbildung e: Strömungssimulation Anlage Nawaro 1

Anhang B.1: Hauptannahmen zu der modellbasierten Prognose

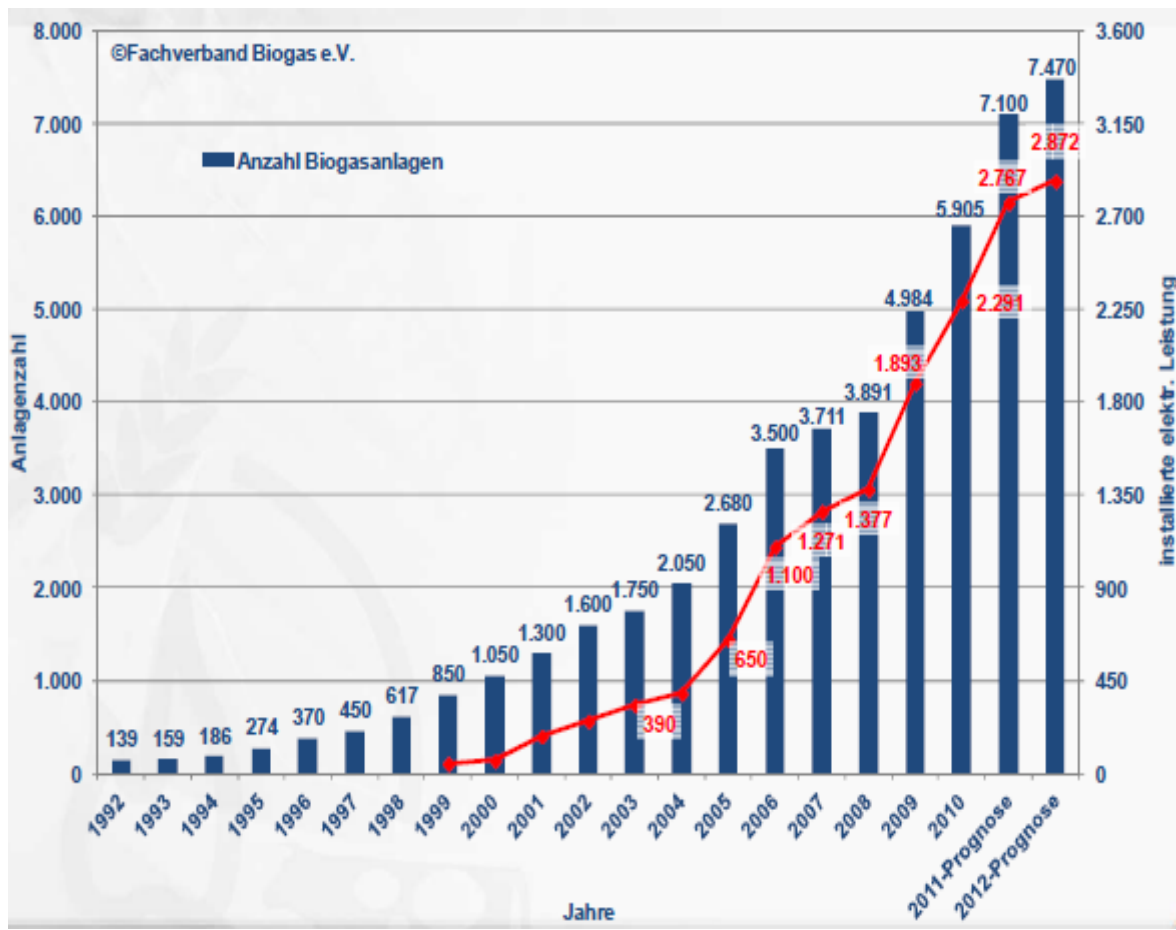
Es werden folgende Parameter in die Prognose aufgenommen, hier beispielhaft für 2011 und 2012. Zusätzlich wird hierzu ein konstanter Wärmeerlös von 1ct/kWh_{el} angenommen.

Parametereinstellungen für 2012-2030	2011	2012
Substratspreise in €/t		
Mais	42,89	43,44
Gras	46,00	46,00
GPS	46,00	46,00
Getreide	185,98	187,74
Bioabfälle (Transport)	5,00	5,00
Gülle(t/Vieheinheit) (Transport)	2,00	2,00
Investition		
<u>Biogasanlage</u>		
I_0 Referenz in €	1.500.000	1.500.000
Kapazität Referenz in kW	500	500
Größendegressionsexponent	0,80	0,80
<u>Bioabfallanlage</u>		
I_0 Referenz in €	5.000.000	5.000.000
Kapazität Referenz in kW	860	860
Größendegressionsexponent	0,63	0,63
Kapital- und Nebenkosten		
Abschreibungsdauer in Jahren	12	12
Zinssatz in %	6	6
Versicherungskosten pro Jahr, in % der Investitionssumme	1,5	1,5
Personalkosten pro Jahr in €/100kW	5.000	5.000
weitere Verbrauchskosten (Reparaturen, Betriebsstoffe) pro Jahr in % der Inv.	4	4
Gemeinkosten in €/kW	10	10
Gärrest		
Abbaurrate organische Masse in %	77	77
Verkaufspreis in €/t	5,5	5,5
Energieberechnung		
Methangehalt im Biogas in %	53	53
Energieinhalt in kWh/Nm ³	10	10
Wirkungsgrad elektrisch in %	38	38
Volllaststunden h/a	8.000	8.000

Ertrag pro Tonne Substrat (nur bei Bioabfallanlagen)	30	30
Leistungswerte		
Biomassertrag t/ha		
NaWaRo	37	37
Mais	48	48
Gras	20	20
GPS	35	35
Getreide	12	12
Bioabfälle	40	40
Gülle(t/Vieheinheit)	5	5
Leistung kW/ha		
NaWaRo	2,03	2,03
Mais	2,50	2,50
Gras	1,00	1,00
GPS	1,50	1,50
Getreide	1,50	1,50
Bioabfälle	2,50	2,50
Gülle(t/Vieheinheit)	0,15	0,15
Leistungsanteil		
Mais	50%	50%
Gras	10%	10%
GPS	10%	10%
Getreide	15%	15%
Bioabfälle	15%	15%
Gülle(t/Vieheinheit)	0,3	30%
TM aus FM in %		
Mais	33	33
Gras	35	35
GPS	31,2	31,2
Getreide	33	33
Bioabfälle	40	40
Gülle(t/Vieheinheit)	15	15
oTM aus TM in %		
Mais	95	95
Gras	90	90
GPS	92,2	92,2
Getreide	95	95
Bioabfälle	50	50

Gülle(t/Vieheinheit)	80	80
l/kg oTM		
Mais	650	650
Gras	600	600
GPS	488,7	488,7
Getreide	620	620
Bioabfälle	615	615
Gülle(t/Vieheinheit)	380	380

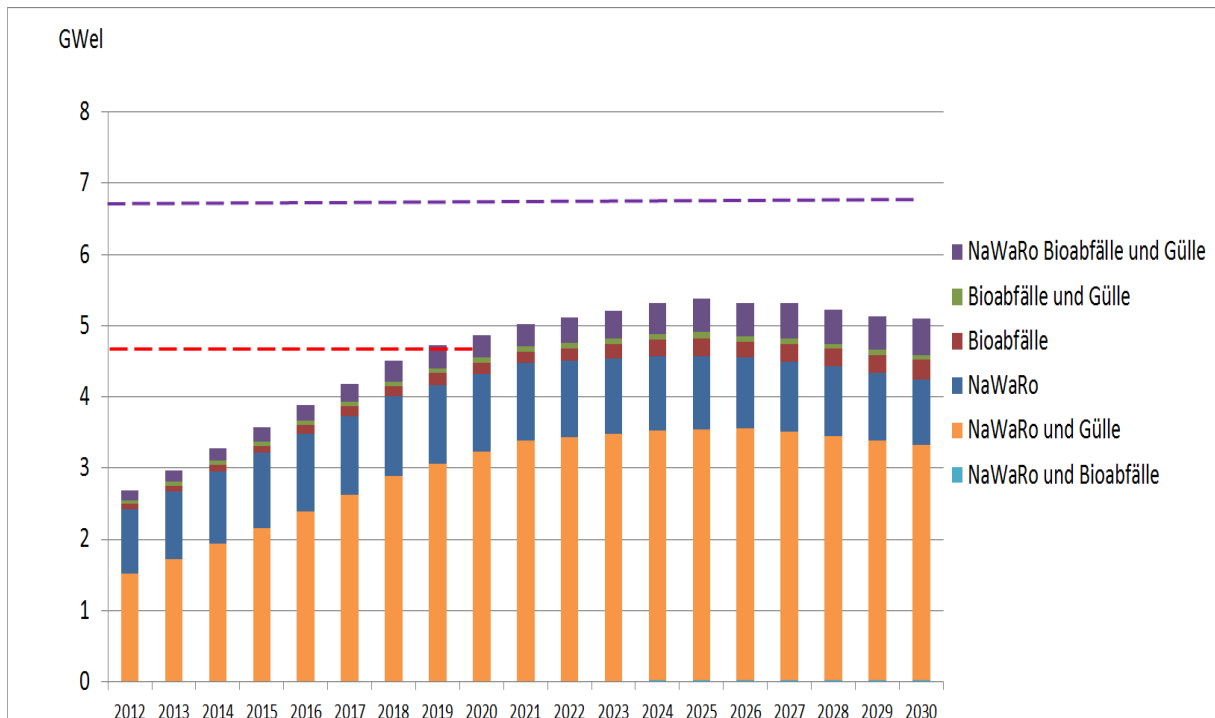
Anhang B.2: Historische Entwicklung der deutschen Biogasanlagen zur Stromerzeugung



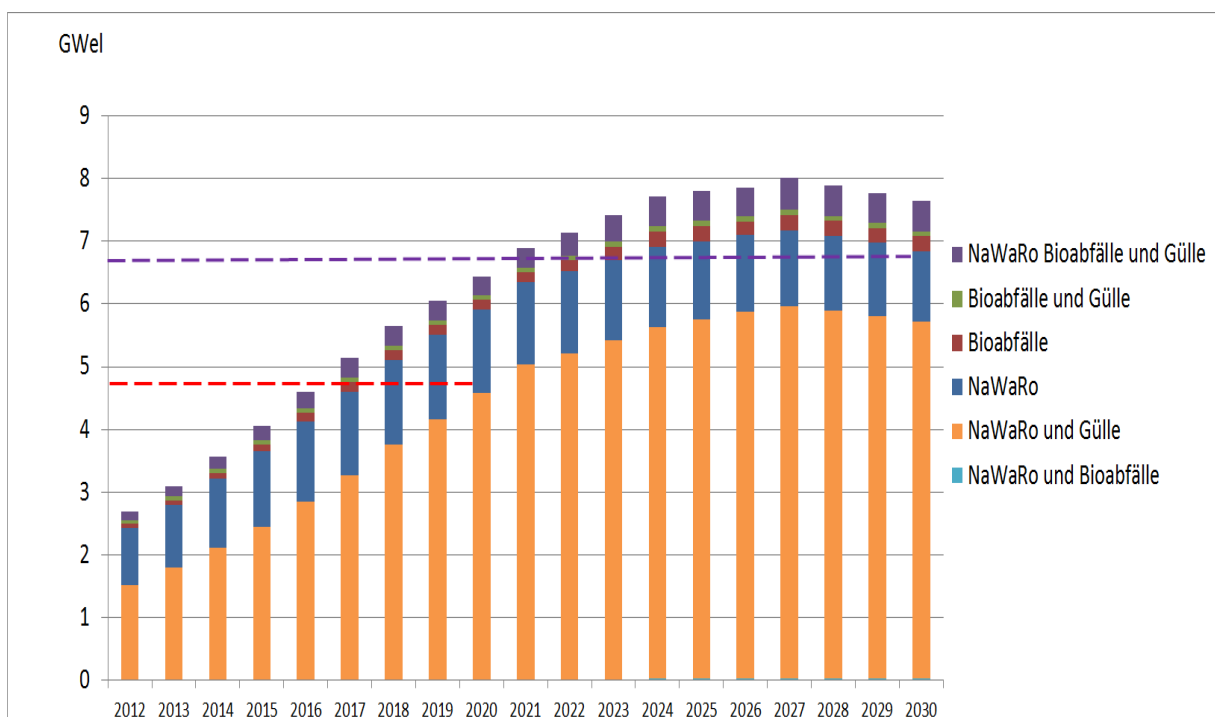
[Fachverband Biogas, 2012]

Anhang B.3: Prognose zur Entwicklung installierter Kapazitäten von Biogasanlagen bis 2030 (Szenarien „niedrig“ und „hoch“)

Szenario „niedrig“:



Szenario „hoch“:



Für Rückfragen stehen wir Ihnen jederzeit gerne persönlich zur Verfügung.

Prof. Dr. Wolf Fichtner

Dr. Russell McKenna

Berichtsblatt

1. ISBN oder ISSN	2. Berichtsart (Schlussbericht oder Veröffentlichung): Schlussbericht	
3. Titel : Vergleichende Untersuchungen an großtechnischen Biogasreaktoren - mikrobiologische, verfahrenstechnische, ökologische und ökonomische Bewertung und Optimierung (OPTGAS): ökonomische Bewertung und Systemanalyse		
4. Autor(en) [Name(n), Vorname(n)] Balussou, David; McKenna, Russell; Fichtner, Wolf	5. Abschlussdatum des Vorhabens 31.07.12	
	6. Veröffentlichungsdatum 13.11.12	
	7. Form der Publikation Bericht	
8. Durchführende Institution(en) (Name, Adresse): Karlsruher Institut für Technologie (KIT) Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP) Lehrstuhl für Energiewirtschaft Hertzstraße 16, 76817 Karlsruhe	9. Ber. Nr. Durchführende Institution	
	10. Förderkennzeichen *) 03KB018F	
	11. Seitenzahl: 58	
12. Fördernde Institution (Name, Adresse) Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) Stresemannstr.128-103 10117 Berlin	13. Literaturangaben: 22	
	14. Tabellen: 6	
	15. Abbildungen: 26	
16. Zusätzliche Angaben		
17. Vorgelegt bei (Titel, Ort, Datum):		
18. Kurzfassung Durch eine umfassende System- und Wirtschaftlichkeitsanalyse wurden die Marktentwicklung und –chancen für Biogastechnologien bewertet und somit ein Beitrag zur Entscheidungsunterstützung und Strategieplanung geleistet. Dabei sind sowohl Aspekte zum Klimaschutz und der nachhaltigen Energiepolitik als auch wirtschaftliche und technische Perspektiven berücksichtigt worden. Unter den aktuellen Rahmenbedingungen hat die Studie gezeigt, dass die Verstromung von Biogas aus nachwachsenden Rohstoffen die wirtschaftlichste Alternative ist. Die Prozesshemmungen, d.h. Übersäuerung und Schaumbildung, haben einen negativen Einfluss auf die ökonomische Bilanz der Anlagen, beispielsweise mit Verlusten von bis zu 5,7 ct/kWh _{el} im Falle der Übersäuerung. Mit Hilfe einer Szenarienanalyse wurde in einem weiteren Schritt die Entwicklung der deutschen Biogasanlagen und der Beitrag von Biogas zur Stromerzeugung bis zum Jahr 2030 unter Berücksichtigung der ökonomischen Rahmenbedingungen und der Ziele der Bundesregierung für Strom aus erneuerbaren Energien prognostiziert. Nach dieser Prognose wird die gesamte installierte elektrische Leistung bis zum Jahr 2020 auf ca. 5,61 GW _{el} und bis 2030 auf ca. 6,26 GW _{el} wachsen. Die erfolgreiche Entwicklung der Biogasbranche ist stark abhängig von den Substratmärkten, insbesondere vom Maissilage- und Getreidepreisvolatilität, die als externer Einflussfaktor anzusehen sind. Abschließend wurde in den Prognosen die Einführung einer Marktprämie im Rahmen des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes 2012 (EEG 2012) für Anlagen ab 750 kW _{el} installierter elektrischer Leistung berücksichtigt. Unter Berücksichtigung des Gesamtsystems und der durchgeführten Prognose ist der Einfluss dieser Prämie allerdings relativ gering und führt zu einem zusätzlichen Kapazitätszubau von ca. 500 MW _{el} bis 2030.		
19. Schlagwörter: Wirtschaftlichkeitsanalyse, Betriebsergebnis, techno-ökonomische Bewertung, CO ₂ -Vermeidungskosten, Szenarien, Prognose, Biogasmarkt, Substratmarkt, Sensitivitätsanalyse		
20. Verlag	21. Preis	

*) Auf das Förderkennzeichen des BMBF soll auch in der Veröffentlichung hingewiesen werden. **BMBF-Vordr. 3831/03.07_2**

Document Control Sheet

1. ISBN or ISSN	2. type of document (e.g. report, publication) Final report
3. title A comparative analysis of large scale biogas reactors - microbiological, process technical, ecological and economic evaluation and optimization (OPTGAS): economic evaluation and system analysis.	
4. author(s) (family name, first name(s)) Balussou, David; McKenna, Russell; Fichtner, Wolf	5. end of project 31.07.12
	6. publication date 13.11.12
	7. form of publication Report
8. performing organization(s) (name, address) Karlsruhe Institute of Technology (KIT) Institute for Industrial Production (IIP) Chair of Energy Economics Hertzstr. 16, 76817 Karlsruhe	9. originator's report no.
	10. reference no. 03KB018F
	11. no. of pages: 58
12. sponsoring agency (name, address) Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) Stresemannstr.128-103 10117 Berlin	13. no. of references: 22
	14. no. of tables: 6
	15. no. of figures : 26
16. supplementary notes	
17. presented at (title, place, date)	
18. abstract Through a comprehensive system- and profitability analysis, future market developments and opportunities for biogas technologies have been evaluated, providing a contribution to decision help support and strategic planning. Therefore, several aspects like environmental protection, sustainable energy policy and economic as well as technical perspectives have been considered. Under the current framework conditions for renewable energies in Germany, the study has shown that the electricity generation from energy crops stands for the most profitable option. Process inhibitions, like over-acidification or scum building, negatively influence the economic balance of the considered plants, e.g. with losses up to 5.7 ct/kWh _{el} in the case of an over-acidification. The development of German biogas plants as well as the contribution of biogas to electricity production up to 2030 has been forecasted through a scenario analysis and under consideration of the economic framework conditions and the national objectives for renewable electricity. According to the forecasts, the global installed electric capacity will increase up to 5.61 GW _{el} by the year 2020 and then reach 6.26 GW _{el} by 2030. A successful development for biogas sector is strongly linked to bioenergy feedstock markets, in particular to maize silage and wheat price volatility, which can be seen as a negative externality. Finally, the introduction of a market premium in the context of the German Renewable-Energies-Act 2012 for biogas plant capacities starting from 750 kW _{el} has been considered. Under consideration of the whole system and following the performed forecasts, it can be declared that the influence of this premium remains relatively minor, leading to a capacity expansion of about 500 MW _{el} up to the year 2030.	
19. keywords: profitability analysis, operating profit, techno-economic analysis, CO ₂ -mitigation costs, scenarios, forecasts, biogas market, feedstock market, sensitivity analysis	
20. publisher	21. price