



## Schlussbericht

---

# InfraBiogas



Bilder: mögliche CNG-Transport-Systeme unterschiedlicher Hersteller für den Transport von Biogas



**Datum:** 28.01.2020

**Ort:** Flurlingen

**Auftraggeberin:**

Bundesamt für Energie BFE  
Forschungsprogramm Bioenergie  
CH-3003 Bern  
[www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)  
[energieforschung@bfe.admin.ch](mailto:energieforschung@bfe.admin.ch)

**Auftragnehmer/in:**

fahrBiogas Energie-Genossenschaft  
CH-8247 Flurlingen  
[www.fahrBiogas.ch](http://www.fahrBiogas.ch)

**Autor/in:**

Sibylle Duttwiler, fahrBiogas Energie-Genossenschaft, [sibylle.duttwiler@fahrbiogas.ch](mailto:sibylle.duttwiler@fahrbiogas.ch)  
Elmar Büeler, fahrBiogas Energie-Genossenschaft, [elmar.bueeler@fahrbiogas.ch](mailto:elmar.bueeler@fahrbiogas.ch)  
Victor Anspach, Ökostrom Schweiz, [victor.anspach@oekostromschweiz.ch](mailto:victor.anspach@oekostromschweiz.ch)  
Deborah Scharfy, Ökostrom Schweiz, [deborah.scharfy@oekostromschweiz.ch](mailto:deborah.scharfy@oekostromschweiz.ch)

**BFE-Bereichsleitung:** Sandra Hermle, [sandra.hermle@bfe.admin.ch](mailto:sandra.hermle@bfe.admin.ch)  
**BFE-Programmleitung:** Sandra Hermle, [sandra.hermle@bfe.admin.ch](mailto:sandra.hermle@bfe.admin.ch)  
**BFE-Vertragsnummer:** SI/501717-01

**Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.**



## Zusammenfassung

In der Schweiz besteht derzeit noch ein grosses ungenutztes Biomasse-Energie-Potential, insbesondere von Hofdünger aus eher kleinräumig verteilten Landwirtschaftsbetrieben. Viele dieser Standorte sind geografisch schwer erschliessbar und nicht ans Gasnetz angebunden, weshalb ein Transport über die Strasse eine Alternative bietet.

Der vorliegende Bericht gibt einen Überblick über alternative Transportmöglichkeiten für Biogas. Fokus der Analysen ist die Wirtschaftlichkeit acht verschiedener Szenarien für kleinere bis mittlere Biogasanlagen (20 Nm<sup>3</sup>/h bis 80 Nm<sup>3</sup>/h Rohgas), sowie die Erläuterungen zum Umgang mit technischen oder regulatorischen Hürden. Hierzu wurden Ergebnisse aus Marktrecherchen sowie Hochrechnungen basierend auf Offerten und Branchenerfahrungen herangezogen.

Es zeigt sich, dass durchgängig bei allen Szenarien die Roh-Biogasproduktion den grössten Kostenblock, darstellt, gefolgt von – je nach Szenario sehr unterschiedlich - der Biomethanherzeugung oder dem Transport. Die Transportkosten machen zwischen 14%-38% der Gesamtkosten aus, und bewegen sich zwischen 0.04 CHF/kWh und 0.14 CHF/kWh von gesamthaft rund 0.21 CHF/kWh und 0.36 CHF/kWh.

Die Berechnungen zeigen, dass ein Transport über die Strasse für kleine oder mittlere Biogasanlagen wirtschaftlich sein kann. Da aber viele Faktoren Einfluss nehmen, ist jeder Fall individuell zu betrachten. Als generelle Leitplanke ergibt sich aus den angestellten Berechnungen, unter heutigen Annahmen, dass die Rohgaskosten tiefer als <12 Rp./kWh und die Biomethan-Aufbereitungskosten tiefer als 8 Rp./kWh sein müssen, damit eine Transportlösung bei heutigen Energie-Verkaufspreisen finanziert werden kann.

## Summary

Currently, there is still a great unused potential of biomass energy, especially farmyard manure of locally dispersed agricultural enterprises.

Geographically, many of these sites are difficult to be explored and do not have access to the gas grid. For this reason, transportation via the road does represent an alternative.

The present report gives an overview of the alternative transport options for biogas. Focus of the analysis is the economic efficiency of eight different scenarios for small to medium sized biogas plants (20 Nm<sup>3</sup>/h up to 80 Nm<sup>3</sup>/h raw gas), as well as explanations how to deal with technical or regulatory obstacles. This analysis is based on results of market research and projections based on offers and field experiences. The production of biogas constantly proves to be the biggest cost block in all scenarios, followed by the biomethane production or the transport – depending on the specific scenario. The transport costs is 14-38% of the total cost and ranges between 0.04 CHF/kWh and 0.14 CHF/kWh (of the total cost 21 CHF/kWh to 0.36 CHF/kWh).

The calculations show that transportation via the road can be economically for small to medium sized biogas plants. Yet, many factors have to be considered and thus each case needs to be judged individually. As a general rule of thumb deducted from the calculations, the costs for raw gas should not exceed 12Rp./kWh and the biomethane upgrading costs should not exceed 8 Rp./kWh in order to finance the transport solution in view of today's energy sales prices.



[leere Seite, damit Inhaltsverzeichnis/Kapitel 1 auf ungerader Seite]



# Inhaltsverzeichnis

<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>3</b>
<b>Summary</b> .....	<b>3</b>
<b>Inhaltsverzeichnis</b> .....	<b>5</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b> .....	<b>6</b>
<b>1 Einleitung</b> .....	<b>7</b>
1.1 Ausgangslage .....	7
1.2 Problemstellung .....	8
1.3 Ziele .....	8
1.4 Referenz-Projekte CNG und LNG .....	8
<b>2 Überblick über Erzeugung und Transportmöglichkeiten</b> .....	<b>9</b>
<b>3 Rechtliche Rahmenbedingungen</b> .....	<b>10</b>
3.1 Rechtliche Rahmenbedingungen für Biogas-Transport über die Strasse .....	10
3.2 Rahmenbedingungen für den Bau und Betrieb von Gasleitungen .....	11
<b>4 Auswahl der betrachteten Szenarien</b> .....	<b>12</b>
4.1 Grundannahme 1: Produktionspreis für Rohbiogas aus Biogasanlagen .....	12
4.2 Grundannahme 2: Produktionskosten der Gasaufbereitung .....	13
4.3 Grundannahme 3: Auslastung der Anlagen .....	13
4.4 Grundannahme 4: Produktions- und Aufbereitungskosten ARA – Spezialfall .....	14
4.5 Annahme zu Transportdistanzen und Kosten .....	14
4.6 Technische Annahmen für CNG-Transport .....	14
<b>5 Auswertung der einzelnen Szenarien</b> .....	<b>15</b>
5.1 Szenarien 1: Gasflaschenbündel mit Traktor, lokal.....	15
5.2 Szenarien 2: Bio-CNG Gasflaschenbündel mit LKW, gasförmig, weitere Distanzen.....	16
5.3 Szenario 3: Gasnetz-Einspeisung, grössere Produktionsmengen .....	17
5.4 Szenario 4: Bio LNG, LKW flüssig, grössere Produktionsmengen, weitere Distanzen.....	18
<b>6 Vergleich und Beurteilung der Szenarien</b> .....	<b>19</b>
6.1 Merkmale der einzelnen Szenarien im Vergleich .....	19
6.2 Vergleich der Kosten der verschiedenen Szenarien .....	20
<b>7 Ausblick und Empfehlungen</b> .....	<b>22</b>
<b>8 Referenzen</b> .....	<b>24</b>



## Abkürzungsverzeichnis

ADR	Accord européen relatif au transport international des marchandises dangereuses par Route (Europäische Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Strasse)
ARA	Abwasserreinigungsanlagen
BFE	Bundesamt für Energie
BGA	Biogasanlage
BGAA	Biogasaufbereitungsanlage
BGT	Bulk Gas Transport
BHKW	Blockheizkraftwerk
BlueBONSAI	Biogasaufbereitungsanlage mit Biogastankstelle (Anlagentyp von Apex AG)
BlueFEED	Biogasaufbereitungsanlage mit Einspeisung ins Gasnetz (Anlagentyp von Apex AG)
CNG	Compressed Natural Gas
Empa	Eidgenössische Materialprüfungs- und Forschungsanstalt
ERI	Eidgenössisches Rohrleitungsinspektorat
GGBV	Gefahrgutbeauftragtenverordnung
GGVS	Gefahrgutverordnung Straße
GIS	Geografisches Informationssystem
KEV	kostendeckende Einspeisevergütung
LNG	Liquified Natural Gas
LSVA	Leistungsabhängige Schwerverkehrsabgabe
MEGC	Multiple-Element Gas Container (Gascontainer mit mehreren Elementen)
Nm <sup>3</sup>	Norm-Kubikmeter
PK	Produktionskosten (Abkürzung in den Berechnungen)
SCF	Standard Cubic Foot (Standard-Kubikmeter)
SDR SR	Schweizer Verordnung über die Beförderung gefährlicher Güter auf der Strasse (Anpassungen aus der Verordnung über die Beförderung gefährlicher Güter)
SVGW	Schweizerischer Verein des Gas- und Wasserfaches
TISG	Technischem Inspektorat des Schweizerischen Gasfaches
TPED	Transportable Pressure Equipment Directive (Richtlinie über ortsbewegliche Druckgeräte)
VP	Virtual Pipelines
VSG	Verband der Schweizerischen Gasindustrie
WSL	Eidgenössische Forschungsanstalt für Wald, Schnee und Landschaft



# 1 Einleitung

## 1.1 Ausgangslage

Durch die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) wurde bisher die Verstromung von Biogas in Blockheizkraftwerken (BHKW) bevorzugt gefördert. Die Energiewende betrifft aber nicht nur die Elektrizität, sondern 1/3 unseres Energieverbrauchs betrifft den Verkehr. Die Biogas-Aufbereitung zu Treibstoff, um damit fossile Treibstoffe wie Benzin, Diesel und Erdgas zu ersetzen, wird deshalb mehr und mehr nachgefragt. Die Empa rechnet gemäss Christian Bach (Vortrag, 18.4.2018 am Bioenergie-Forum) mit 6...14 TWh jährlich an zusätzlichem Biogas als Treibstoff; dies aus Biomasse, die bisher ungenutzt ist. Dies entspräche ca. 10% der Schweizer Fahrzeuge oder 600'000 bis 1,5 Mio. Fahrzeuge. Dieses Potential wird aber nicht von alleine erschlossen.

Währenddessen sind die Mittel aus der bestehenden KEV nahezu ausgeschöpft und eine Nachfolgelösung für die KEV ist noch nicht in Sicht. Der Ausbau der Erneuerbaren Energien in der Schweiz ist aktuell blockiert, obwohl das Volk mit der Annahme der Energiestrategie 2050 einen politischen Auftrag zur Energiewende erteilt hat.

Auch in anderen Politikbereichen ist aktuell die Verunsicherung gross. Als Beispiele können hier die politischen Diskussionen um die Ausgestaltung der CO<sub>2</sub>-Gesetzgebung und die Pa.IV. Burkart 17.405 „Verlängerung der Befristung der Steuererleichterungen für Erdgas, Flüssiggas und biogene Treibstoffe“ genannt werden, welche beide einen grossen Einfluss auf die Wertschöpfung und Wirtschaftlichkeit der Biogasproduktion und Nutzung haben. Auch wenn die Steuererleichterung für Erdgas bis 2023 verlängert wurde, und einen kleinen Aufschub gibt, müssen ergänzende Lösungen für den Ersatz fossiler Energieträger evaluiert und erprobt werden. Biogastransportmöglichkeiten und damit auch die Biogasspeicherung ermöglichen eine vollständigere Nutzung der Energieressource Biogas.

**Vor dem Hintergrund der bestehenden grossen Unsicherheiten ist es umso wichtiger die Wertschöpfung aus Biogas auf ein möglichst breites Fundament zu stellen. Neben der Verstromung werden zukünftig auch andere Nutzungsformen von Biogas eine grosse Relevanz bekommen.** Die Nutzung von Biogas als Treibstoff ist eine davon. Die Evaluierung von potenziellen Transportlösungen für Biogas ist ein wichtiger Baustein für eine abgestimmte und praxistaugliche Strategie. Biogas kann dabei dezentral genutzt werden, oder es muss an den Ort des Verbrauchs transportiert werden. Hier wird in der Schweiz bisher fast ausschliesslich der Transport über das Erdgasnetz angewandt. Orte, die geografisch schwer erschliessbar sind, benötigen andere Transport-Möglichkeiten, die in dieser Arbeit abgeklärt werden. Diese Varianten sind: Gasspeicher-Transport (wie Fotos oben), Rohgasleitung, oder die Verflüssigung des Biogases zu BioLNG und Transport über die Strasse. Wo sind die Hürden in der Schweiz, sind es technische, regulatorische oder ökonomische Aspekte? Eine Zusammenstellung der Fakten bezogen auf die Schweizer Gegebenheiten soll Klarheit bringen und Lösungen aufzeigen.

In der Schweiz besteht grundsätzlich grosses Interesse, Biogas zu erschliessen, da es von den Endkunden nachgefragt ist. Beispielsweise rechnet der VSG (Verband der Schweizerischen Gasindustrie) zwar mit einer Verfügbarkeit von ca. 65% (Vortrag HC Angele, Bioenergie-Forum 2018) des bisher ungenutzten Biomasse-Potentials der Schweiz, allerdings davon ausgehend, dass jede Biogas-Anlage im Umkreis von 5 km vom Gasnetz angeschlossen werden kann. Heutige Projekte werden aber mit einer oberen Limite von ca. 1 km geprüft, andere Projekte gelten als von vornherein unwirtschaftlich. Viele Projekte lassen sich rein topografisch in der Schweiz über Leitungen nicht erschliessen oder sind zu teuer, weil Bach oder Strassen gequert werden müssten.



## 1.2 Problemstellung

Die Biogasproduktion und Nutzung in der Schweiz haben ein grosses Potential, sehen sich aber heute grossen Hürden gegenüber. Bei der Verstromung ist dies vor allem die Begrenzung der KEV, bei der Biomethannutzung sind es vor allem geografische, topografische und in der Folge wirtschaftliche Limitierungen, die Projekte erschweren und derzeit oft noch verunmöglichen.

Biogasanlagen produzieren in der Regel deutlich mehr Biogas als nur für Eigenbedarf/ Eigenbedarfsgemeinschaften benötigt, die Erschliessung der Absatzwege ist also sehr wichtig; im Gegensatz zum Eigenverbrauch ist der Verkauf von Biogas als Strom oder Treibstoff ein wichtiges Standbein für einen Biogasanlagen-Betreiber.

Viele Biogasanlagen in der Schweiz sind abgelegen, dezentral strukturiert, oftmals entfernt vom Erdgasnetz (oder geografisch nicht erschliessbar) und auch ungeeignet als Standort für eine öffentliche Biogas-Tankstelle, weil sie schwer auffindbar sind. Oder sie wünschen keinen Mehrverkehr auf ihren Anlagen/ fürchten Einsprachen und Konflikte mit den Nachbarn, was gegen eine Tankstelle direkt bei der Biogasanlage spricht.

Neue Biogasanlagen erhalten keine KEV mehr für die Verstromung des Biogases, bei älteren Biogasanlagen läuft die KEV in den kommenden Jahren aus. Die Verwertung zu Biomethan (Aufbereitung, Einspeisung oder direkte Nutzung) ist eine mögliche Alternative zur Verstromung.

Biogas ist grundsätzlich nachgefragt durch Gasversorger, Energieversorger, Energie-Genossenschaften. Insbesondere wenn es die sozialen und ökologischen Kriterien in der Schweiz erfüllt. Produktionshemmnisse müssen aber abgebaut werden und eine entsprechende Zahlungsbereitschaft muss sich erst noch entwickeln.

Der Transport des Biogases an Orte mit mehr Absatz wird deshalb als wichtige Option gesehen. Das sind in erster Linie Erdgas/Biogastankstellen, können aber auch Industriekunden mit hohem Gasbedarf sein.

Zum Zeitpunkt des Projektstarts war nicht klar, welche Lösungen für Biogastransporte in welcher Situation wirtschaftlich und regulatorisch in der Schweiz realisierbar wären. Gerade im Kontext der landwirtschaftlichen Biogasanlagen greifen viele wirtschaftliche und regulatorische Kriterien ineinander, welche für die Umsetzungswahrscheinlichkeit berücksichtigt werden müssen.

## 1.3 Ziele

Ziel der Studie ist aufzuzeigen, ob und wie zukünftig die Erschliessung von Biogas mit alternativen Transportlösungen möglich ist, um so ungenutztes Biomasse-Energie-Potential in der Schweiz erschliessen zu können. Hierzu werden verschiedenen Transportmöglichkeiten verglichen, Muster-Szenarien festgelegt, Produktions- und Bereitstellungskosten berechnet und beurteilt.

## 1.4 Referenz-Projekte CNG und LNG

EU- und weltweit sind Projekte mit Biogastransporten (CNG und LNG) geplant oder bereits im Betrieb. Die Treiber für Projekte sind unterschiedlich, z.B. Lücken im Erdgasnetz zu überwinden (z.B. Schweden, ohne dichtes Erdgasnetz), starke staatliche Förderung, um das CO<sub>2</sub>-Minderungspotential zu nutzen (z.B. Frankreich, hier wird die Einspeisung ins Erdgasnetz mit einem fixen Einspeisetarif gefördert). In der EU-Politik besteht Übereinkunft darüber, dass für die Energiewende im Transport (d.h. Dekarbonisierung des Verkehrs) die Erschliessung von Biogas voranzutreiben ist, um die Treibhausgase zu reduzieren; allerdings besteht noch Uneinigkeit über die Umsetzung (Schlagwort RED II; renewable energy directive).





## 2 Überblick über Erzeugung und Transportmöglichkeiten

Biogas in der Schweiz wird in landwirtschaftlichen, industriellen, gewerblichen Biogasanlagen oder in Kläranlagen erzeugt. Unabhängig vom Substrateinsatz und vom Standort, kann die Biogasanlage und die Biogasproduktion klein bis sehr gross sein (von ca. 20 Nm<sup>3</sup>/h bis vereinzelt 1'200 Nm<sup>3</sup>/h Rohgas).

Eine Biogasaufbereitung zur Abtrennung des CO<sub>2</sub> (zur Erreichung der Treibstoffqualität) kann in unterschiedlicher Grösse (ab ca. 6 Nm<sup>3</sup>/h Biomethan) gewählt werden, je nachdem ob nur ein Teil oder das gesamte Rohgas zur Treibstoff-Produktion verwendet werden soll.

Ein Sonderfall ist die Gasnetz-Einspeisung ohne Aufbereitung, die sogenannte "eingeschränkte Einspeisung", hier darf das Rohbiogas gereinigt und getrocknet, ins Gasnetz eingespeist werden (nur an Standorten mit genug Gasfluss im Gasnetz, Gasqualität muss kontinuierlich überwacht werden). Dieser Fall wird hier nicht näher betrachtet.

Aufbereitetes Biogas kann in der Folge über eine Gasleitung oder über die Strasse zum Gasabnehmer transportiert werden.

Die Wahl «gasförmig (CNG) oder flüssig (LNG)» entscheidet auch über den Endnutzen: Das tiefkalte LNG wird tendenziell nur für die LNG-Mobilität genutzt werden (nach Wiederverdampfen könnte das LNG aber auch in z.B. Industrie Verwendung finden), wohingegen CNG breitere Absatzmöglichkeiten hat. Zu beachten bei der Technologie-Wahl ist auch, dass CNG und LNG andere Schutz- und Sicherheitsvorkehrungen benötigen: bei CNG wegen den hohen Drücken, bei LNG wegen möglicher Erfrierungen.

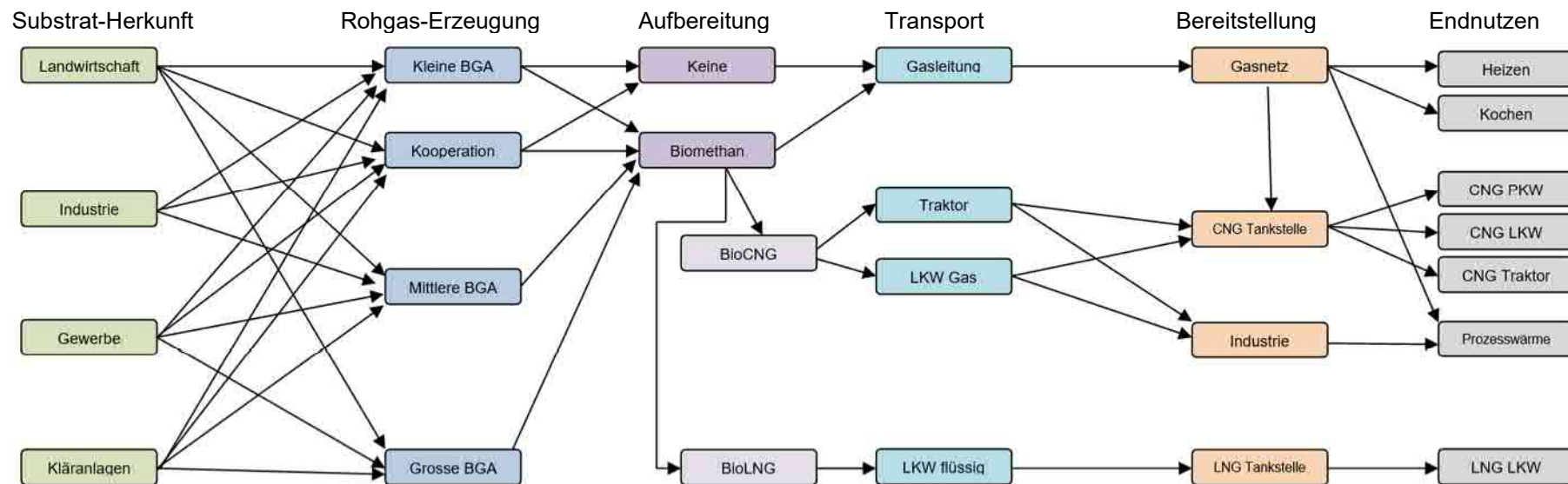


Abbildung 1: Erzeugung und mögliche Nutzungswege von Biogas



## 3 Rechtliche Rahmenbedingungen

### 3.1 Rechtliche Rahmenbedingungen für Biogas-Transport über die Strasse

Gefahrguttransporte in der Schweiz sind durch das Europäische Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße (kurz ADR) geregelt. Die Schweiz hat diese Regelungen vollständig übernommen. Zusätzlich gelten für die Schweiz die Anpassungen aus der Verordnung über die Beförderung gefährlicher Güter (SDR SR 741.621).

Gemäss ADR Kapitel 1.1.3 besteht für Gefahrgut eine Freigrenze für Gefahrguttransporte mit beschränkten Mengen. Diese entspricht bei Methan einem gesamten Flaschenvolumen von 333 Litern pro Transport, unabhängig vom Flaschendruck. Dies entspräche ca. 100 Nm<sup>3</sup> oder 80 kg bei 300 bar. Die nachfolgenden Fallbeispiele sind alle deutlich über dieser Freigrenze.

Bei Transporten ausserhalb der Freigrenze muss das Fahrzeug für Gefahrguttransporte geprüft und eingetragen sein, sowie mit einer entsprechenden orangefarbenen Tafel gekennzeichnet werden.

Der Fahrer muss eine Gefahrgutausbildung absolviert haben und den ADR-Ausweis besitzen. Zudem muss er die geforderte ADR-Ausrüstung (Feuerlöscher, Warndreieck, etc.) auf dem Fahrzeug mitführen.

Der Absender seinerseits muss für das Befüllen der Gasflaschen ausreichend ausgebildet sein. Er erstellt für jeden Transport ein Beförderungspapier gemäss ADR, dieses beinhaltet Angaben wie Absender und Empfänger, die genaue Stoffbezeichnung, deren UN-Nummer sowie der Gefahrzettel-Nummer.

Die Gefahrgutbeauftragtenverordnung (GGBV, SR 741.622) verlangt, dass bei Befüllung, Be- und Entladung sowie dem Transport von Gefahrgut ausserhalb der Freigrenze ein ausgebildeter Gefahrgutbeauftragter zu benennen ist. Er ist für die Beratung, die Organisation und Überwachung der Prozesse, sowie die Schulung von Mitarbeitern verantwortlich. Diese Funktion kann von einem betriebseigenen oder einem externen Gefahrgutbeauftragten wahrgenommen werden.

Bei Gefahrguttransporten von Methan ausserhalb der Freigrenze besteht eine Tunnelbeschränkung, wodurch die Durchfahrt bei gewissen Tunnels nicht erlaubt ist, und somit eine Auslieferungsrouten gegebenenfalls besonders geplant werden muss.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass der Biogas Transport über die Strasse rechtlich problemlos möglich ist, aber vor allem bei ersten Transporten mehr administrative Vorarbeit nötig ist und eine Anfangsinvestition in Abnahme von Fahrzeug und System, sowie in die Schulung der Mitarbeiter.

Gemäss Auskunft der Logistiker von Ökostrom Schweiz betragen die Kosten für Gefahrguttransporte gut das Doppelte bis Dreifache gegenüber normalen Gütertransporten.

Quelle und weiterführende Informationen: <https://www.astra.admin.ch/astra/de/home/fachleute/fahrzeuge/gefaehrliche-gueter.html>

Gefahrgut-Handbuch für Mitarbeitende, Ausgabe 10.2018, Swiss Safety Center AG, Richtistrasse 15, Pf, 8304 Wallisellen, [www.gefahrgut.ch](http://www.gefahrgut.ch)



### 3.2 Rahmenbedingungen für den Bau und Betrieb von Gasleitungen

Für die Nutzung einer Biogas-Rohrleitung muss dem Betreiber eine Konzession als Gasnetzbetreiber erteilt werden. Die Richtlinie G21 („Anforderungen an die Qualifikation und die Organisation des technischen Bereiches von Gasnetzbetreibern unter kantonaler Aufsicht“) des Schweizerischen Vereins des Gas- und Wasserfaches (SVGW) ist dafür einzuhalten. Dies bedeutet, dass der Gasnetzbetreiber „die Sicherheit und Qualität für Planung, Bau, Betrieb und Instandhaltung des Gasnetzes gewährleisten muss“. Alternativ kann in Absprache ein lokaler Gasnetzbetreiber die Konzession als Dienstleistung übernehmen.

Für den Bau muss eine Gemeindebewilligung und in der Landwirtschaftszone eine kantonale Baubewilligung eingeholt werden. Meist müssen für technische Prüfungen und Aufsichten externe Fachfirmen herbeigezogen werden. Mit den Rohrleitungen werden in der Regel verschiedene Grundstücke durchquert. Die Durchleitungsrechte für diese, öffentlichen oder privaten, Grundstücke müssen eingeholt werden, was unter Umständen zeitaufwändig und kostenpflichtig werden kann. Eine Aufnahme der Gasleitung in die Betriebshaftpflichtversicherung ist unabdinglich und der Versicherungsschutz wichtig.

In der Schweiz gilt: Bei Parallelführung von erdverlegten Leitungen muss der Abstand mit dem Eidgenössischen Rohrleitungsinspektorat (ERI) festgelegt werden, denn bei Kreuzungen mit anderen Leitungen sollen mindestens 30 cm Abstand gehalten werden (SR 746.12). Zu anderen Gasleitungen ist der grösstmögliche Abstand zu halten, da durch schadhafte Gasleitungen erhebliche Gefahren bestehen können (BFE\_2017).

#### Praxiserfahrungen von einer landwirtschaftlichen Biogasanlage:

Das Biogas einer landwirtschaftlichen Biogasanlage wird am Standort via BHKW in Strom umgewandelt und ab 2020 teilweise über eine 800m lange Gasleitung zu einem zweiten, privaten Gasverbraucher transportiert.

Für einen solchen Biogastransport über Gasleitungen sind bisher keine Standardregelungen vorhanden. Formell gilt jedoch immer, wie oben erwähnt, dass ein Biogasproduzent mit einem Gastransport zu einem Gasversorger wird und demnach die Richtlinie G21 des SVGW einzuhalten hat. Die Richtlinie G21 wurde jedoch für traditionelle Gasversorger entwickelt und ist daher nur eingeschränkt für den Bau und Betrieb von einzelnen, privaten Gasleitungen anwendbar. Aus diesem Grund mussten die Anforderungen der G21 durch den SVGW für die Anwendbarkeit auf einzelne Gasleitungen übersetzt werden. Dies erfolgte im Beispiel der landwirtschaftlichen Biogasanlage durch einen individuell entwickelten Anforderungskatalog, der nicht zwingend vollständig auf andere Projekte übertragbar ist (keine Rechtsverbindlichkeit). Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass der vom SVGW entwickelte Anforderungskatalog als Grundlage für weitere Gasleitungen genutzt werden kann.

Für eine Niederdruckleitung unter 1 bar, in diesem Fall 100 mbar, ist die kantonale Rohrleitungsverordnung massgebend. Für die Bewilligung einer solchen Gasleitung muss ein Bau- und Betriebskonzept gemäss den Empfehlungen des SVGW erstellt werden, wonach Fachpersonen einbezogen werden müssen. Fachpersonen sind in diesem Fall Personen, die die entsprechenden Anlagensicherheitskurse gemäss Technischem Inspektorat des Schweizerischen Gasfaches (TISG) absolviert haben. Im Bau- und Betriebskonzept muss der Bau und der Betrieb der Rohrleitung detailliert mit den technischen Ausführungen und personellen Verantwortlichkeiten dargestellt werden. Dieses Konzept muss von den betrauten Ämtern (z.B. Amt für Umwelt und Energie) und dem TISG genehmigt werden.

Technische Anforderungen, die an den Biogastransport über Rohrleitungen gestellt werden, sind beispielsweise Sicherheitsablassventile bei der Biogasanlage, eine Odorierung des Biogases gemäss



SVGW Richtlinie G11, eine Druckprüfung gemässe SVGW Richtlinie G2 und die Installation von Not-ausschaltern. Zusätzlich muss die Rohrleitung vermessen und im GIS erfasst werden. Für den Bau der Rohrleitung können erdverlegte PE-Rohre verwendet werden. Diese müssen eine Überdeckung von 80 cm aufweisen (Tiefbau). An Stellen, an denen Hindernisse durchquert werden müssen (bspw. Bäche oder Strassen), sind Spülbohrungen notwendig und es muss ein Schutzmantelrohr eingesetzt werden. Sofern an bestimmten Stellen der Streckenführung die Gasleitung oberirdisch verlegt werden muss (bspw. eine Brückenüberquerung), sind Stahlrohre anstatt PE-Rohre zu verwenden. Weiterhin ist zu vermeiden, dass das transportierte Gas feucht ist. Daher werden Kondensatabscheider bzw. Rohrbündelwärmetauscher zur Gastrocknung empfohlen.

Betriebliche Anforderungen umfassen einen Pikettdienst, eine Informationspflicht für die Feuerwehr, eine Alarmierungs- und Meldekette sowie Wartungsverträge für die Biogasanlage inklusive Leitungsnetz.

Dies zeigt den enormen administrativ-rechtlichen Aufwand, der solche Projekte massiv verteuert, erschwert oder verunmöglicht. Ein denkbarer Zusammenschluss mehrerer Biogas-Betriebe über Rohgasleitungen wird derzeit als mehrfach erschwerend angesehen und wurde deshalb in den nachfolgenden Szenarien nicht betrachtet.

## 4 Auswahl der betrachteten Szenarien

In den nachfolgenden Kapiteln werden verschiedene Szenarien für den Einsatz von Biomethan Transportlösungen vorgestellt, deren Kosten berechnet und dann verglichen.

Es sind dies:

- 1) Szenarien Traktor-Transport über die Strasse, zwei Variationen mit unterschiedlich grossen Biogasanlagen und Biogasaufbereitungsanlagen
- 2) Szenarien LKW-Transport über die Strasse, gasförmig (BioCNG), vier Variationen mit unterschiedlichen Anlagengrössen, eine Variation als Kooperation zwischen drei Biogasanlagen
- 3) Szenario Gasnetzeinspeisung von aufbereitetem Biogas
- 4) Szenario LKW-Transport über die Strasse, flüssig (BioLNG)

Die gewählten Szenarien versuchen die gesamte Bandbreite abzubilden, andere Szenarien wären selbstverständlich denkbar: z.B. ein Parallelbetrieb mit einem BHKW anstelle der Gasnetzeinspeisung.

Bei der wirtschaftlichen Betrachtung werden sowohl die spezifischen Kosten für die jeweilige Transportlösung vorgestellt, als auch die Kosten für ein verkaufsfertiges Produkt, bezogen auf eine Gewichts- oder Energieeinheit.

Im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen wurden folgende Grundannahmen getroffen, die in jedem vorgestellten Szenario verwendet wurden:

### 4.1 Grundannahme 1: Produktionspreis für Rohbiogas aus Biogasanlagen

Die Produktionskosten für Rohbiogas an einer Biogasanlage leiten sich aus Branchenzahlen der Genossenschaft Ökostrom Schweiz ab. Die Preise gelten für die Produktion in einer landwirtschaftlichen Biogasanlage mit einem Hofdüngereinsatz von mindestens 80%, gemessen an der Frischmasse. Die zugrundeliegenden Biogasanlagen entsprechen dem heutigen Stand der Technik.



Je nach Grössenklasse unterscheiden sich die Preise, insbesondere aufgrund sinkender spezifischer Investitionskosten bei zunehmender Anlagengrösse. In der vorliegenden Studie werden die beiden folgenden Grössenklassen berücksichtigt:

	«Kleine» landw. Biogasanlage	«Mittlere» landw. Biogasanlage
	Szenarien 1a und 2a	Szenarien 1b, 2b, 2c, 2d, 3, 4
Grössenklasse Biogasproduktion	>50 Nm <sup>3</sup> /h Rohgas <30 Nm <sup>3</sup> /h Biomethan <180'000 kg Biomethan/a (entsprache <100kW <sub>el.</sub> Leistung eines BHKW)	>50 Nm <sup>3</sup> /h Rohgas >30 Nm <sup>3</sup> /h Biomethan >180'000 kg Biomethan/a (entsprache >100kW <sub>el.</sub> Leistung eines BHKW)
<b>Für Szenarien eingesetzte Rohgaspreise</b>	<b>0.14 CHF/kWh</b>	<b>0.12 CHF/kWh</b>

Tabelle 1: Angenommene Produktionspreise für Rohbiogas aus landwirtschaftlichen Biogasanlagen

## 4.2 Grundannahme 2: Produktionskosten der Gasaufbereitung

Für die Verwendung als Treibstoff muss das Roh-Biogas mit einem durchschnittlichen Methananteil von 60% zu Biomethan mit einem Methananteil von >96% aufbereitet werden.

Für die Gasaufbereitung werden drei verschiedene Gasaufbereitungsanlagen mit unterschiedlicher Aufbereitungskapazität betrachtet. Dabei handelt es sich um die Modelle der Firma Apex AG (Typ BlueBONSAI mit Tankstelle resp. Typ BlueFEED mit Gasnetzeinspeisung) mit 12 Nm<sup>3</sup>/h, 20 Nm<sup>3</sup>/h oder 50 Nm<sup>3</sup>/h Biomethan (Jahresproduktion zwischen 630'000 kWh und 4'200'00 kWh/a resp. zwischen 50'000 kg und 330'000 kg). Für alle drei Aufbereitungsanlagen liegen Offerten vor, die Betriebskosten wurden in Absprache mit der Herstellerfirma abgeschätzt. Die Gesamtinvestitionen liegen bei der BB12 bei rund CHF 380'000, bei der BF20 bei rund CHF 620'000 und der BF50 bei rund CHF 730'000.

Die Betriebskosten der Gasaufbereitung setzen sich aus einem Vollwartungsvertrag für die Anlagentechnik, den Bezugskosten für elektrische Energie sowie den Arbeits- und Versicherungskosten zusammen. Sie variieren je nach Szenario zwischen rund CHF 48'000 und rund CHF 155'000 jährlich.

Für die Kapitalkosten wurden eine Verzinsung des eingesetzten Kapitals von 1% und eine lineare Amortisation über 15 Jahre angenommen. Sie liegen bei der BB12 bei rund CHF 29'000, bei der BF20 bei rund CHF 47'000 und der BF50 bei rund CHF 55'000 jährlich.

Gesamthaft resultieren für die Biogasaufbereitung jährliche Kosten zwischen rund CHF 78'000 und rund CHF 210'000. Dies ergibt Kosten von 3.9 Rp./kWh bis 12.3 Rp./kWh resp. 0.48 CHF/kg bis 1.54 CHF/kg aufbereitetes Biomethan.

Die Kosten des Baus einer Gasleitung konnten anhand eines Praxisprojektes abgeleitet werden.

## 4.3 Grundannahme 3: Auslastung der Anlagen

Es wird für die Berechnungen angenommen, dass die Anlagen unterschiedlich ausgelastet werden können: In Szenario 1a wurde eine limitierte Biogasproduktion hinterlegt (Jahresproduktion 50'000 kg Biomethan), wodurch die Biogasaufbereitung nur zu 60% ausgelastet sei. In allen andern Szenarien wurde angenommen, dass die Aufbereitung zu 95% ausgelastet sei (5% Stillstandszeit für Wartungsarbeiten und ungeplante Störungen).



#### 4.4 Grundannahme 4: Produktions- und Aufbereitungskosten ARA – Spezialfall

Neben landw. Biogasanlagen kommen grundsätzlich auch Abwasserreinigungsanlagen (ARA) als Rohgaslieferanten in Frage. ARAs müssen heutzutage im Gegensatz zu Biogasanlagen keine Vollkostenbetrachtung für ihre Rohgaserzeugung erstellen, da ARAs für ihre Entsorgungsdienstleistung abgegolten werden. Projekte mit ARAs könnten deshalb günstiger resultieren, zeigen aber nicht die Vollkosten, wie in unseren gewählten Szenarien mit landwirtschaftlichen Biogasanlagen.

#### 4.5 Annahme zu Transportdistanzen und Kosten

Die betrachteten Szenarien beschreiben unterschiedliche Transportlösungen für aufbereitetes Biomechan. In allen Szenarien ist die Produktionsstätte (Biogasanlage) nicht unmittelbar neben einem Gasverbraucher oder einer Einspeisestelle gelegen. Die Entfernungen beeinflussen die Wahl des Transportmittels:

- Bei den landwirtschaftlichen Transporten wurden kurze Transportdistanzen von fünf km angenommen (Szenarien 1a und 1b)
- Für die Transporte durch spezialisierte Logistiker wurden 20-40 km Distanzen vorgegeben (Szenarien 2a bis 2d und 4)
- Für den Transport mittels Gasleitung wurde ein Kilometer angenommen (Szenario 3)

Spezialisierte Logistiker sind in der Schweiz ausreichend vorhanden; da der Transport über die Strasse als Gefahrgut eingeordnet und abgewickelt wird, ist mit zwei- bis dreifachen Kosten zu rechnen (Auskunft bei Logistikern). So wurde für die Szenarien mit LKW mit 2'000.-/ Transport gerechnet (statt 1'000.- für nicht Gefahrgut Transporte).

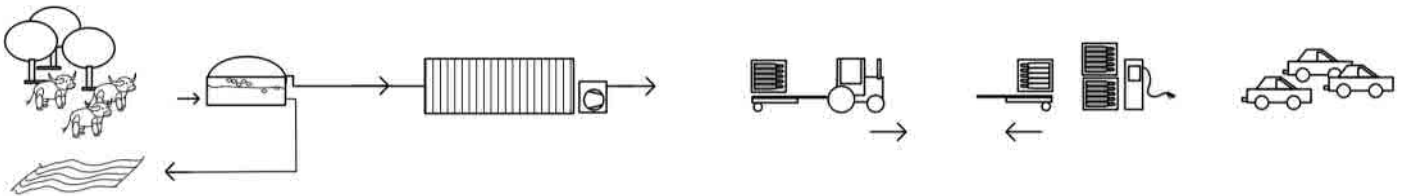
#### 4.6 Technische Annahmen für CNG-Transport

Es wird davon ausgegangen, dass bei den Hochdruckspeichern nur 2/3 des Volumens genutzt werden kann und der Tank im «entleerten» Zustand noch immer zu 1/3 gefüllt ist.



## 5 Auswertung der einzelnen Szenarien

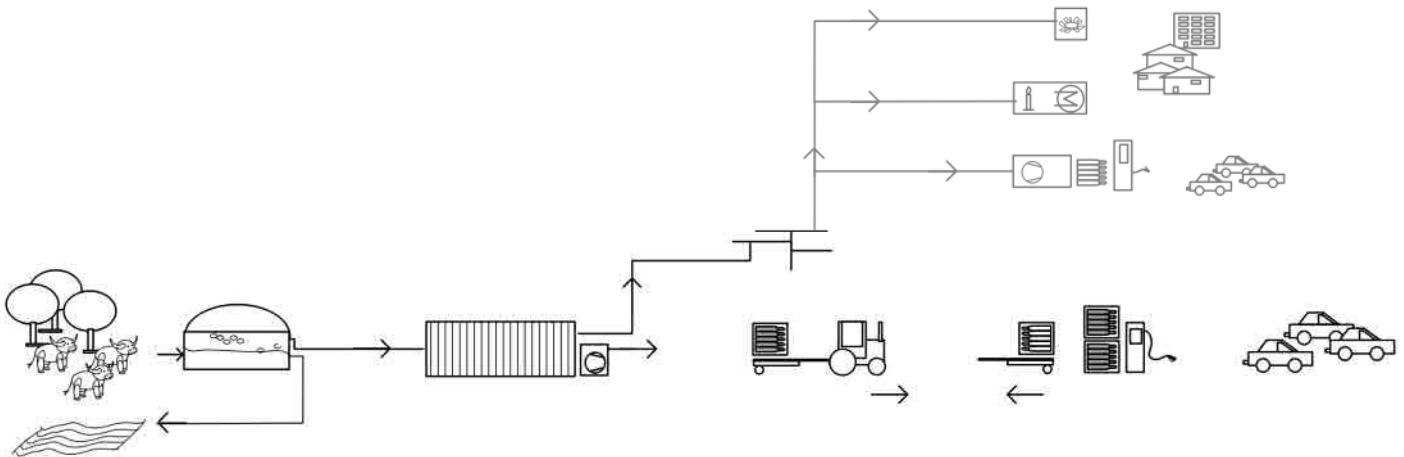
### 5.1 Szenarien 1: Gasflaschenbündel mit Traktor, lokal



1a) 12 Nm<sup>3</sup>/h Rohgas

Kapazität 12 Nm<sup>3</sup>/h Biomethan  
nur 60% ausgelastet  
alles zu CNG verarbeitet

Transport 5x/ Woche (50 Wochen/a) mit Traktor  
gut 50'000 kg/a resp. 625'000 kWh/a



1b) 80 Nm<sup>3</sup>/h Rohgas

Kapazität 50 Nm<sup>3</sup>/h Biomethan  
95% ausgelastet  
davon 15% zu CNG verarbeitet

Transport 5x/ Woche (50 Wochen/a) mit Traktor  
50'000 kg/a resp. 625'000 kWh/a

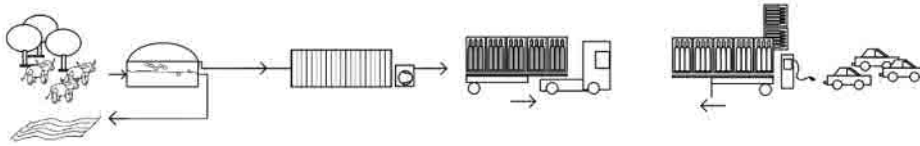
**Kurzbeschreibung:** Szenarien 1a und 1b gehen von landwirtschaftliche Biogasanlagen aus, mit unterschiedlich grossen Biogasproduktionsmengen und unterschiedlich grossen Biogasaufbereitungsanlagen. Beide liefern das aufbereitete Biogas in Hochdruck-Flaschenbündel mit dem eigenen Traktor an eine nahegelegene (5 km entfernte), bestehende CNG-Tankstelle. Hier wird das Flaschenbündel als Hochbank angeschlossen, im Tausch wird ein (teil) geleertes Flaschenbündel abgehängt, aufgeladen und zurücktransportiert («Wechselspeicher»).

#### **Besondere Merkmale:**

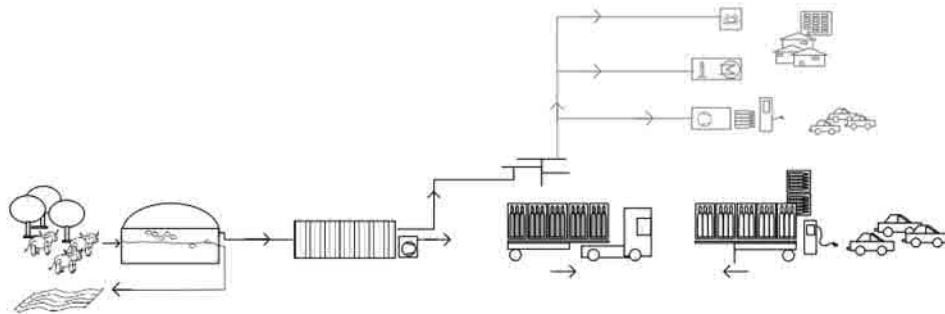
- Szenario 1a hat von allen Szenarien die angenommen schlechtesten Bedingungen: kleine, kostenintensive Rohgasproduktion, und die Kapazität der Aufbereitungsanlage wird nicht genügend ausgelastet, da dafür zu wenig Biogas produziert wird.
- Szenario 1b kann mit tieferen Kosten produzieren und die Biogasaufbereitung ist dank parallel möglicher Gasnetzeinspeisung quasi unlimitiert. Dies ermöglicht eine sehr hohe Auslastung.



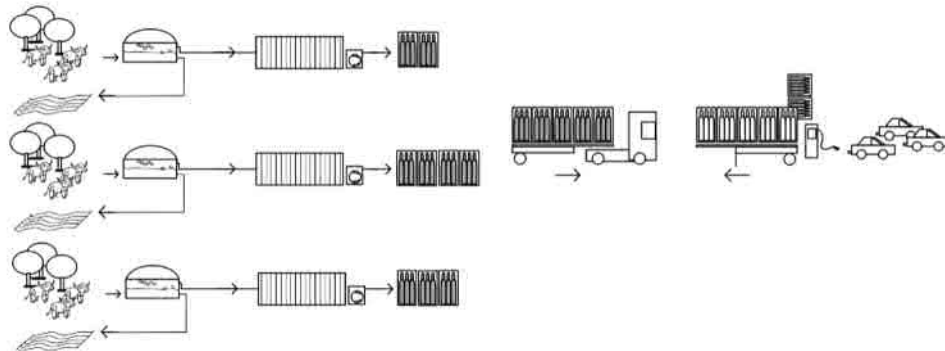
## 5.2 Szenarien 2: Bio-CNG Gasflaschenbündel mit LKW, gasförmig, weitere Distanzen



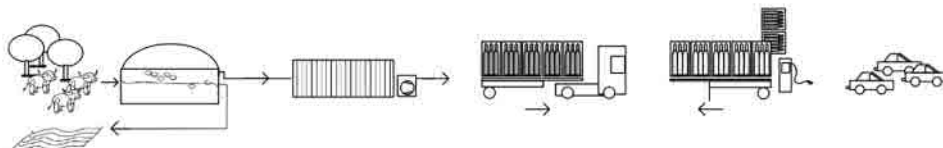
- 2a) 30 Nm<sup>3</sup>/h Rohgas Kapazität 20 Nm<sup>3</sup>/h Biomethan Transport 1x/ Woche (52 Wochen/a) mit LKW  
95% ausgelastet gut 133'000 kg/a resp. 1.66 Mio kWh/a  
alles zu CNG verarbeitet



- 2b) 80 Nm<sup>3</sup>/h Rohgas Kapazität 50 Nm<sup>3</sup>/h Biomethan Transport 1x/ Woche (52 Wochen/a) mit LKW  
95% ausgelastet gut 133'000 kg/a resp. 1.66 Mio kWh/a  
42% zu CNG verarbeitet



- 2c) je 30 Nm<sup>3</sup>/h Rohgas je Kapazität 20 Nm<sup>3</sup>/h Biomethan Sammel-Transport 1x/ Woche (52 Wochen/a) mit LKW  
95% ausgelastet gut 133'000 kg/a resp. 1.66 Mio kWh/a  
alles zu CNG verarbeitet



- 2d) 80 Nm<sup>3</sup>/h Rohgas Kapazität 50 Nm<sup>3</sup>/h Biomethan Transport 2.3x/ Woche (52 Wochen/a) mit LKW  
95% ausgelastet gut 333'000 kg/a resp. 4.16 Mio kWh/a  
alles zu CNG verarbeitet



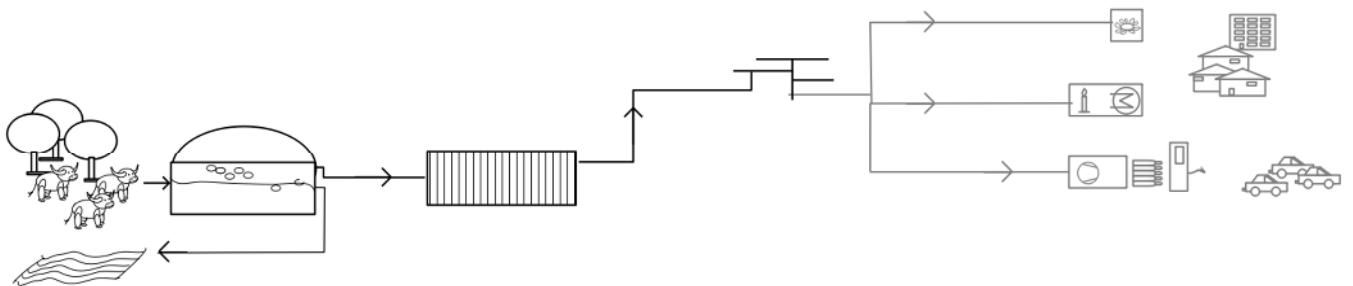


**Kurzbeschreibung:** In den Szenarien wird angenommen, dass das produzierte Biomethan verdichtet, in Gasflaschenbündel (z.B. System Calvera mit 10 Gasracks zu 9 Flaschen zu 185 lt. à 250 bar) verdichtet, und von einem spezialisierten Logistiker abgeholt, und an eine 20 bis 40 km entfernte CNG-Tankstelle gebracht wird. An der Tankstelle werden die vollen Speicherracks abgeladen und an die Tankstelle angehängt. Im Tausch werden (teil) geleerte Racks abgehängt, aufgeladen und zurücktransportiert («Wechselspeicher»).

**Besondere Merkmale:**

- In 2b wird angenommen, dass ein Gasnetz vorhanden ist, um den grössten Teil der Biome-  
thanproduktion abzugeben.
- In 2c wird angenommen, dass ein Sammel-LKW die CNG-Produktion von drei verschiedenen  
Biogasanlagen abholt (der Transportweg ist hier deshalb mit 40 km am weitesten, und Be-  
und Entladeaufwand ist höher angenommen). Die spezifischen Transportkosten verdoppeln  
sich dadurch auf CHF 4'000 je Transport.

### 5.3 Szenario 3: Gasnetz-Einspeisung, grössere Produktionsmengen



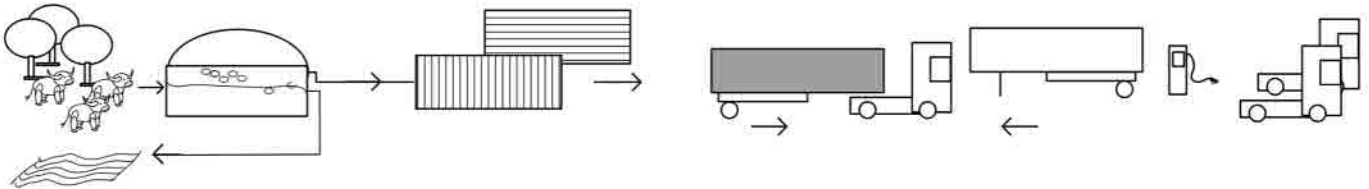
3)	80 Nm <sup>3</sup> /h Rohgas	Kapazität 50 Nm <sup>3</sup> /h Biomethan 95% ausgelastet 0% zu CNG verarbeitet	alles kontinuierlich ins Gasnetz eingespeist gut 333'000 kg/a resp. 4.16 Mio kWh/a
----	------------------------------	---	---

**Kurzbeschreibung:** Eine grössere Biogasanlage mit Gasaufbereitung produziert rund 330'000 kg Me-  
than jährlich. Die gesamte Produktionsmenge wird über eine 1 km lange Gasleitung ins Erdgasnetz  
eingespeist.

**Besondere Merkmale:** Bei diesem Szenario besteht die grösstmögliche Autonomie und Flexibilität  
insofern der Produzent rund um die Uhr produzieren und einspeisen kann. Jedoch kommt dieses Sze-  
nario nur dort infrage, wo die Anbindung ans Erdgasnetz geografisch möglich ist.



## 5.4 Szenario 4: Bio LNG, LKW flüssig, grössere Produktionsmengen, weitere Distanzen



- 4) 80 Nm<sup>3</sup>/h Rohgas      Kapazität 50 Nm<sup>3</sup>/h Biomethan      Transport 1x/ Woche (52 Wochen/a) mit LKW  
95% ausgelastet      gut 333'000 kg/a resp. 4.16 Mio kWh/a  
alles zu LNG verarbeitet

**Kurzbeschreibung:** Das Biogas wird wie in den anderen Szenarien aufbereitet und in einem zusätzlichen Reinigungsschritt wird der noch vorhandene CO<sub>2</sub>-Gehalt auf unter 20ppm reduziert. Daraufhin kann das Biomethan verflüssigt werden, ohne dass Vereisungen auftreten. Nach der Verflüssigung wird das Biomethan in Cryobehältern über die Strasse zur 20km entfernten LNG-Tankstelle transportiert. An der Tankstelle wird der volle Tank angeschlossen, im Tausch wird der geleerte Tank abgehängt, aufgeladen und zurücktransportiert («Wechselspeicher»).

**Besondere Merkmale:** Produktionstechnik und Handhabung von verflüssigtem und tiefkaltem LNG sind grundsätzlich verschieden zu hochkomprimiertem, gasförmigen CNG. Beispielsweise müssen Tanks speziell isoliert sein, Befüllen und Betanken erfordern andere Sicherheitsvorkehrungen, Blow-off-Gas muss beachtet werden etc. Das produzierte LNG bedient zudem einen anderen Endnutzercyklus. So sind LNG-betriebene LKW mit speziellen Motoren und Tanks ausgestattet, die nicht mit CNG betrieben werden können. Schliesslich ist der energetische Aufwand für die LNG-Produktion wegen der Verflüssigung von allen Szenarien der grösste. Dank der Verflüssigung kann jedoch die doppelte Menge je Transport realisiert werden. Dies verringert die Transportkosten deutlich.



## 6 Vergleich und Beurteilung der Szenarien

### 6.1 Merkmale der einzelnen Szenarien im Vergleich

+++ (positiv/ vorteilhaft) ... --- (negativ/ kritisch)

Kriterien	Transportart			
	Traktor	LKW gasförmig (CNG)	Gasnetz	LKW flüssig (LNG)
Investitionskosten	++	+	+++	---
Komplexität (Schulungsbedarf, Handhabung)	-	-	++	---
Platzbedarf	+	+	+++	-
Flexibilitätsgewinn (Produktion, Kundenkreis)	+	+	+++	+
Kombinierbarkeit mit Hoftankstelle	+++	+++	+++	+++
Kombinierbarkeit mit Blockheizkraftwerk (2. Standbein)	+++	+++	+++	+++
Platzbedarf	-	--	+++	---
Energiebedarf	+	+	+	--
Eignung für Biogasproduktion <20 Nm <sup>3</sup> /h Biomethan	++	--	++	?
Eignung für Biogasproduktion ab 50 Nm <sup>3</sup> /h Biomethan	---	+++	+++	?
Eignung für Biogasproduktion ab 200 Nm <sup>3</sup> /h Biomethan	---	+	+++	+++
Gerechnete Kosten für Transport CHF/ kWh	+	-	+++	++
	0,051... 0,053	0,076... 0,135	0,0176	0,042
Gerechnete Kosten Gesteuerungskosten Biomethan inkl. Transport CHF/ kWh	+	-	++	--
	0,214... 0,315	0,24... 0,355	0,176	0,30



## 6.2 Vergleich der Kosten der verschiedenen Szenarien

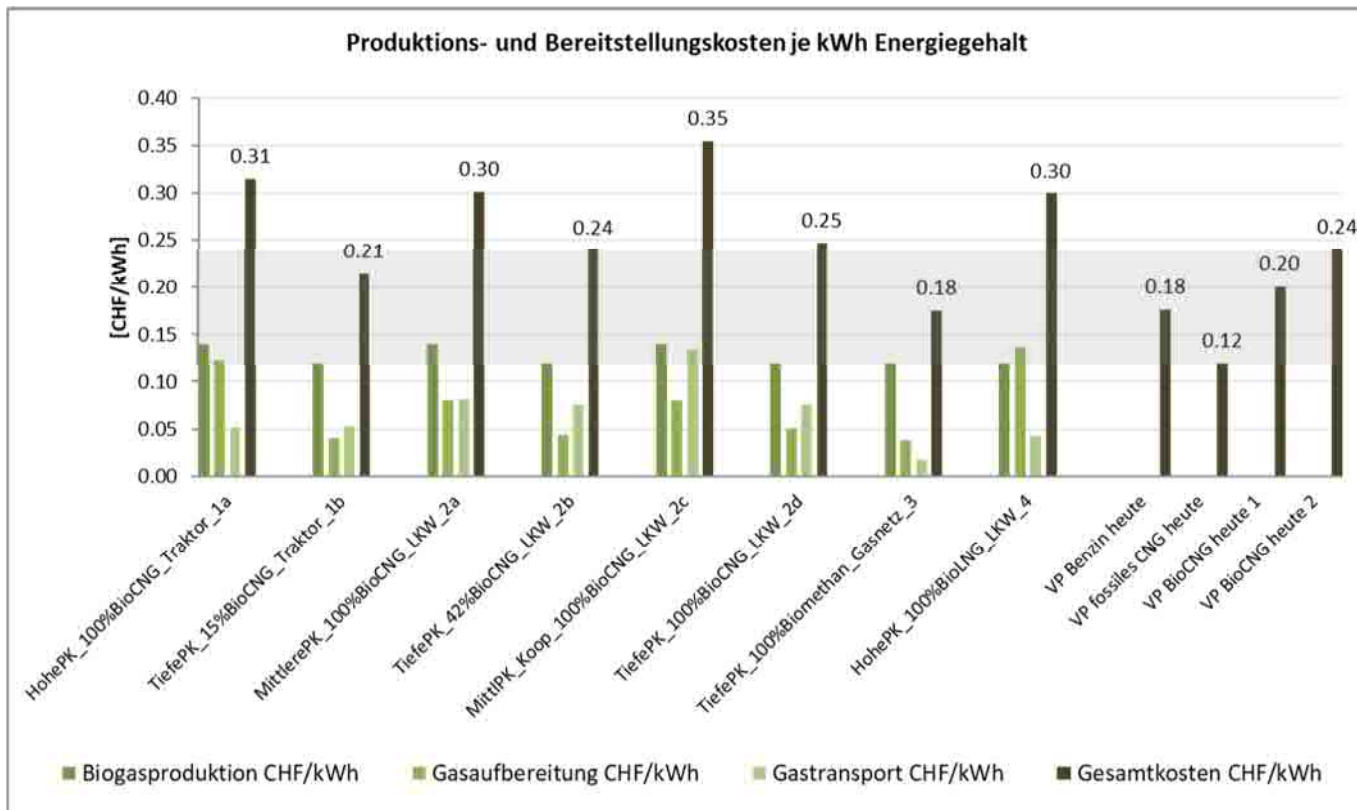


Abbildung 2: Produktions- und Bereitstellungskosten für die verschiedenen Szenarien. Zusätzlich im Vergleich zu anderen Treibstoffen an der Tankstelle (grau hinterlegt: heutige Preis-Bandbreite)

Obenstehende Grafik zeigt deutliche Unterschiede in den **Gesamtkosten** für die einzelnen Szenarien.

- Sie variieren zwischen 2.20 CHF/kg Biomethan (0.176 CHF/kWh) und 4.44 CHF/kg Methan (0.355 CHF/kWh).

Bereits die Preise für die **Rohgasproduktion** erreichen oder übersteigen in allen Szenarien die Preise für fossiles Erdgas an der Tankstelle.

Einzelne Szenarien übersteigen den heutigen Vergleichspreis von BioCNG an der Tankstelle deutlich, andere können mithalten:

- Szenarien 1b, 2b, 2d, und 3 liegen alle um 21 bis 25 Rp./kWh inkl. Transport, also im Bereich von heutigen Biogaspreisen an der Tankstelle.
- Szenarien 1a, 2a und 4 liegen alle im Bereich um 30-31 Rp./kWh inkl. Transport, also gut 25% höher als heutige Biogaspreise an der Tankstelle.
- Szenario 2c liegt bei noch höheren 35 Rp./kWh. inkl. Transport, also gut 46% höher als heutige Biogaspreise an der Tankstelle.



In den Szenarien 1 und 2 kann man Szenarien mit Gesamtkosten unter und über 3 CHF/kg Methan unterscheiden. In den Szenarien über 3 CHF/kg Methan handelt es sich jeweils um kleine Biogasanlagen mit entsprechend höheren spezifischen Investitionen, sowie kleiner oder mittlerer Gasaufbereitung. Dies führt bereits zu relativ hohen „Grundkosten“ bei den Produktions- und Bereitstellungskosten.

Die Gesamtkosten können in **drei grosse Kostenblöcke** unterteilt werden: die Kosten der Biogasproduktion, der Biogasaufbereitung und des Biogastransports.

Bei Anlagen mit grösseren Produktionskapazitäten, welche eine grössere Gasaufbereitungsanlage betreiben können, reduzieren sich die spezifischen Grundkosten für die **Biogasproduktion** und die **Gasaufbereitung** massiv (Szenarien 1b, 2b, 2d).

Die **Transportkosten** fallen ganz unterschiedlich ins Gewicht:

- bei den Traktor-Transporten, bei der Gasnetzeinspeisung und beim LNG-Transport sind sie ein kleinerer Teil (zwischen 14 und 25 %).
- LNG hat hier den Vorteil, dass je LKW die doppelte Menge transportiert werden kann.
- bei den CNG-Transporten machen die Transportkosten einen bedeutenden Anteil aus (27-38%).
- Es zeigt sich, dass ein Logistikunternehmen für vergleichsweise geringe Gasmengen (Szenario 2a) oder einem hohen Transportaufwand (Szenario 2c) eine sehr teure Option darstellt.

Tabelle 3: Vergleich der Produktions- und Bereitstellungskosten der Szenarien in CHF/ kWh

		HohePK_100 %BioCNG_Traktor_1a	TiefePK_15% BioCNG_Traktor_1b	MittlerePK_100%BioCNG_LKW_2a	TiefePK_42% BioCNG_LKW_2b	MittlPK_Koop_100%BioCNG_LKW_2c	TiefePK_100%BioCNG_LKW_2d	TiefePK_100% Biomethan_Gasnetz_3	HohePK_100% BioLNG_LKW_4
Biogasproduktion	CHF/kWh	0.140	0.120	0.140	0.120	0.140	0.120	0.120	0.120
Gasaufbereitung	CHF/kWh	0.123	0.040	0.080	0.043	0.080	0.051	0.039	0.137
Gastransport	CHF/kWh	0.051	0.053	0.081	0.076	0.135	0.076	0.017	0.042
<b>Gesamtkosten</b>	<b>CHF/kWh</b>	<b>0.315</b>	<b>0.214</b>	<b>0.301</b>	<b>0.240</b>	<b>0.355</b>	<b>0.247</b>	<b>0.176</b>	<b>0.300</b>

Tabelle 2: Vergleich der Produktions- und Bereitstellungskosten der Szenarien in CHF/ kg

		HohePK_100 %BioCNG_Traktor_1a	TiefePK_15% BioCNG_Traktor_1b	MittlerePK_100%BioCNG_LKW_2a	TiefePK_42% BioCNG_LKW_2b	MittlPK_Koop_100%BioCNG_LKW_2c	TiefePK_100% BioCNG_LKW_2d	TiefePK_100% Biomethan_Gasnetz_3	HohePK_100% BioLNG_LKW_4
Biogasproduktion	CHF/kg	1.75	1.50	1.75	1.50	1.75	1.50	1.50	1.50
Gasaufbereitung	CHF/kg	1.54	0.51	1.00	0.54	1.00	0.63	0.48	1.71
Gastransport	CHF/kg	0.64	0.67	1.01	0.95	1.69	0.95	0.22	0.53
<b>Gesamtkosten</b>	<b>CHF/kg</b>	<b>3.93</b>	<b>2.67</b>	<b>3.76</b>	<b>2.99</b>	<b>4.44</b>	<b>3.08</b>	<b>2.20</b>	<b>3.74</b>



## 7 Ausblick und Empfehlungen

Aus heutiger, technischer und regulatorischer Sicht sind sämtliche Szenarien möglich und umsetzbar. Grösste Hürde sind immer die Kosten, entsprechend wichtig sind die Energie-Verkaufspreise. Wir vergleichen in unseren Berechnungen mit Erdgas- und Biogaspreisen an der Tankstelle. Heute liegt der fossile Erdgaspreis ca. 100% unter dem von Schweizer Biogas (mit kleineren Unterschieden). In diesem Preisumfeld findet Schweizer Biogas vor allem dank eines Fördermechanismus des VSG Absatz (Biogasfonds, der Endkunde bezahlt mindestens 20% Biogasanteil, freiwillig bis zu 100%).

Kommen höhere Erschliessungskosten wie der Transport von Biogas über die Strasse hinzu, so liegen die Szenarien bis 50% über dem Biogaspreis oder bis zu 200% über dem Erdgaspreis an der Tankstelle.

Dies zeigt, dass die Fördermechanismen gestärkt und ausgebaut werden müssen, um dezentrale Energie zu erschliessen.

Alle gerechneten Szenarien sind wirtschaftlich denkbar, einzig Szenario 2c (Sammeltransport) fällt in der Wirtschaftlichkeit deutlich ab, und wäre nur mit gegenüber heute deutlich höheren Energie-Verkaufspreisen realisierbar. Die Berechnungen bestätigen, dass kleinere Biogasanlagen ohne Möglichkeit eines Gasnetzanschluss mit hohen Kosten produzieren müssen, mittlere (und grössere) Biogasanlagen hingegen die Möglichkeiten haben, zu wettbewerbsfähigen Kosten Biomethan zu produzieren. Bei diesen Anlagen allerdings kann die Biomethan-Produktion für die Mobilität nur einen kleineren Teil der Biogasproduktion betreffen, der grössere Teil muss nach wie vor verstromt, oder dann über ein Gasnetzanschluss erschlossen werden. Dies bietet wiederum Chancen (Diversifizierung), zeigt aber auch die Komplexität der kleinräumigen Energieproduktion.

Die **kleinräumige Schweizer Energieproduktion bedingt spezielle Energiekonzepte**, diese müssen die vielfältigen Gegebenheiten und Möglichkeiten verschiedener Standorte integrieren und ermöglichen helfen. Politische Massnahmen sollen dies anerkennen und fördernd wirken, administrative Hürden müssen klein gehalten werden.

Die Kleinräumigkeit an sich ist in der Schweiz **gegeben durch die regionale, geografische Struktur. Sie bietet Vorteile (wie die grössere Biodiversität), Kosten seitig aber ist sie ein Nachteil, der irgendwie wettgemacht werden muss**. Sei dies, der Endkunde bezahlt freiwillig mehr (der Logistiker für sein BioCNG, der Konsument für seine Tomate), sei dies Zertifikate (Upgrades) gleichen die Mehrkosten aus, oder andere Massnahmen helfen das Ungleichgewicht auszugleichen, z.B. der Wegfall der LSWA (leistungsabhängige Schwerverkehrsabgabe) für Biogas-LKW oder anderes.

Solange fossile Energie derart tiefpreisig importiert werden kann, benötigt heimische, regionale Energie Förderung und beständige Rahmenbedingungen.

**Ist dies gegeben, können landwirtschaftliche Biogasanlagen einen relevanten Beitrag zur Energiewende im Mobilitätsbereich leisten.**

In der Schweiz sind derzeit gut 116 landwirtschaftliche Biogasanlagen in Betrieb. Das mengenmässig wichtigste Substrat für Biogasanlagen sind Hofdünger. Der Hofdüngeranfall der Schweiz wird auf etwa 23 Mio. Tonnen jährlich geschätzt. In 2018 wurden jedoch gerade erst rund 4.5 % des Hofdüngeranfalls (ca. 1 Mio. t Frischmasse) in landwirtschaftlichen Biogasanlagen verarbeitet.

Damit ist ein grosses zusätzliches Substrat-Potential für die Vergärung prinzipiell vorhanden. Thees, Burg et al. (2017) schätzen die zusätzlichen nutzbaren Biomassepotentiale aus Hofdünger der Schweiz auf bis zu 13 Mio. Tonnen Frischmasse.

Ökostrom Schweiz erwartet, dass bis 2025 die Anzahl an landwirtschaftlicher Biogasanlagen auf rund 160 steigen könnte. Die Nutzung von Hofdünger würde dann einen Anteil von ca. 6 % des gesamten Hofdüngeranfalls erreichen, also rund 1.4 Mio. t. Frischmasse. Eine weitere Ausschöpfung des offe-



nen Potentials ist mit entsprechenden Rahmenbedingungen über einen längeren Zeithorizont anzustreben. Gleichzeitig muss auf Bestandesanlagen geachtet werden, dass auch diese nach Auslaufen der KEV weiterproduzieren können. Es muss bald Klarheit und Planungssicherheit geschaffen werden, damit nicht sogar ab 2025 mit einem Rückgang der Anzahl an Biogasanlagen zu rechnen ist. Die Biogasaufbereitung zu Biomethan und die Nutzung des Biomethans im Mobilitätsbereich könnte dann für einige Biogasanlagen eine Zukunftsoption sein.

Wir gehen nach vorsichtigen Schätzungen davon aus, dass 50 Standorte für landwirtschaftliche Biogastankstellen grundsätzlich geeignet sind, und so die Biogas-Infrastruktur der Schweiz erweitern können.

Wir sind überzeugt, dass es einen breiten Energie-Mix in der Schweiz braucht und gleichzeitig die Schweiz gute Voraussetzungen mitbringt. Biogas und die Biogasbranche können einen wichtigen Teil zur Energiewende beitragen.



## 8 Referenzen

- Agroscope\_2018 Maschinenkosten 2018. Agroscope Transfer 243 (2018)
- BFE\_2017 *Planungshandbuch Fernwärme* [Schlussbericht], Nussbaumer, T., Thalmann, S., Jenni, A., & Ködel, J., Bern, Schweiz: Im Auftrag des Bundesamtes für Energie (2017)
- Deutsche Energie-Agentur (dena)  
[https://www.ee-news.ch/de/article/39382/dena-startet-initiative-zur-marktetable- rung-von-bio-lng?utm\\_source=newsletter851&utm\\_medium=email&utm\\_cam- paign=newsletter851](https://www.ee-news.ch/de/article/39382/dena-startet-initiative-zur-marktetable- rung-von-bio-lng?utm_source=newsletter851&utm_medium=email&utm_cam- paign=newsletter851) (Sept. 2018)
- Erdgas Südwest GmbH  
<https://www.erdgas-suedwest.de/biohybrid> (Dez. 2018)
- G11 Richtlinien für die Gasodorierung, SVGW (2006)
- G2 Richtlinie für Rohrleitungen, SVGW (2019)
- G21 Anforderungen an die Qualifikation und die Organisation des technischen Berei- ches von Gasnetzbetreibern unter kantonaler Aufsicht, SVGW (2013)
- Jeppo Biogas Ab <https://www.ee-news.ch/de/article/37795> (Dez. 2018)
- Konsortium Bio-LNG Euronet  
<https://www.nzz.ch/mobilitaet/auto-mobil/fluessiges-erdgas-neue-initiative-soll-dur- chbruch-schaffen-ld.1443993> (Dez. 2018)
- MéthaBraye <http://methabraye.blogspot.com/p/blog-page.html> (Dez. 2018)
- Nurney, Irland <https://www.agriland.ie/farming-news/first-commercial-delivery-of-biomethane- leaves-nurney-today/> (Jan. 2019)
- Oslo, Norwegen <https://www.3-n.info/news-und-termine/aktuelle-meldungen/energetische-nut- zung/busse-in-oslo-fahren-mit-biolng-aus-bioabfall.html> (Nov. 2018)
- SR 746.12 Verordnung über Sicherheitsvorschriften für Rohrleitungsanlagen, Der Schweizeri- sche Bundesrat (2007)
- Swedegas <https://www.swedegas.com> (Mai 2018)
- Thees, O.; Burg, V.: Erni, M.; Bowman, G.: Lemm, R.  
Biomassepotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung, Ergebnisse des Schweizerischen Energiekompetenzzentrums SCCER BIOSWEET. WSL Ber 57 : 299S (2017)
- Toyota MH, Schweden <https://toyota-forklifts.ch/darum-toyota/ueber-uns/presse-news/toyota-produkti- onsstaette-stellt-auf-fluessiges-biogas-um/> (Aug. 2018)