



Konferenz Kantonaler Energiefachstellen  
Conférence des services cantonaux de l'énergie  
Conferenza dei servizi cantonali dell'energia  
Conferenza dals posts spezialisads chantunals d'energia



**SCHWEIZ**

Erneuerbares Gas

*Einspeisepotenzial von erneuerbarem  
Gas in das Schweizer Netz bis 2030*

Studie im Auftrag der EnFK

---

E-CUBE STRATEGY CONSULTANTS

JUNI 2018

---

**Kontakt Auftragnehmer:**

E-CUBE Strategy Consultants

Avenue de Rumine 33 – 1005 Lausanne

[nicolas.charton@e-cube.com](mailto:nicolas.charton@e-cube.com)

## Inhaltsverzeichnis

1	Zielsetzung und Methodik .....	5
2	Zusammenfassung .....	8
3	Die Rolle von erneuerbarem Gas 2016 und 2035 gemäss Energiestrategie 2050 .....	17
3.1	Erneuerbares Gas in der Schweiz im 2016 .....	17
3.2	Erneuerbares Gas bis 2035 gemäss Energiestrategie .....	18
4	Schätzung des energetischen Verwertungspotenzials von Biomasse in der Schweiz .....	21
4.1	Landwirtschaftliche Biomasse .....	22
4.1.1	Primärenergievorkommen .....	23
4.1.2	Produktionspotenzial von erneuerbarem Gas .....	25
4.1.3	Einspeisepotenzial von erneuerbarem Gas .....	27
4.2	Holz und Holznebenprodukte .....	30
4.2.1	Primärenergievorkommen .....	30
4.2.2	Produktionspotenzial von erneuerbarem Gas .....	31
4.3	Erneuerbare Abfälle .....	33
4.3.1	Primärenergievorkommen .....	34
4.3.2	Produktionspotenzial von erneuerbarem Gas .....	35
4.3.3	Einspeisepotenzial von erneuerbarem Gas .....	37
4.4	Erneuerbare Elektrizität .....	37
4.4.1	Primärenergievorkommen .....	37
4.4.2	Produktionspotenzial an erneuerbarer Energie .....	37
4.5	Gegenüberstellung der Ergebnisse mit den Referenzen des Bundes und der Branche .....	39
5	Wirtschaftliche Auswirkungen, wenn das Ziel von 30% erneuerbarem Gas für Wärme bis 2030 erreicht wird 42	
5.1	Kosten bei Erreichen des Ziels .....	43
5.2	Auswirkungen einer Erhöhung des Erdgaspreises .....	45
5.3	Auswirkungen einer Erhöhung des Preises für importierte Herkunftsnachweise .....	46
6	Technisch-wirtschaftliche Analyse der Produktions- und Verwertungsketten von erneuerbarem Gas ...	49
6.1	Die Produktionstechnologien von erneuerbarem Gas .....	49
6.1.1	Methanisierung .....	49
6.1.2	Holzvergasung .....	54
6.1.3	Power-to-Gas .....	54
6.2	Technisch-wirtschaftlicher Vergleich der Verwertung von Ressourcen in Wärme und Elektrizität .	56
6.2.1	Erfassung der in Betracht kommenden Verwertungsketten .....	56

6.2.2	Verwertung von Biogas.....	59
6.2.3	Verwertung von Energieholz.....	61
6.2.4	Erneuerbare Elektrizität .....	62
7	Literaturverzeichnis .....	64

# 1 Zielsetzung und Methodik

Die vorliegende Studie zielt darauf ab, basierend auf einer Durchsicht von bestehenden Studien, die hinsichtlich Datengenauigkeit und Aktualität von Relevanz sind, das einheimische Produktionspotenzial für erneuerbares Gas in der Schweiz bis 2030 abzuschätzen und gleichzeitig eine Einschätzung der wirtschaftlichen Bedingungen für die kurzfristige Nutzung dieses Potenzials im Rahmen der Einspeisung in die Gasnetze vorzunehmen.

Die Ergebnisse dieser Studie basieren hauptsächlich auf Studien, die im Auftrag des BFE und des BAFU ausgeführt wurden oder aber aus dem Hochschulbereich stammen, insbesondere handelt es sich dabei um folgende Dokumente:

- [1] Studie des BFE unter der Leitung von Bernhard Oetli «Potentiale zur energetischen Nutzung von Biomasse in der Schweiz» (2004), welche zum Ziel hat, das theoretische Potenzial zur wirtschaftlichen Nutzung von Biomasse in der Schweiz für Energiegewinnungszwecke bis 2040 zu bestimmen und Handlungsempfehlungen bezüglich einer wirksamen und effizienten Nutzung der Biomasse in der Schweiz zu formulieren;
- [2] Die Studie der Empa (EPFL) «Bioenergy in Switzerland: assessing the domestic sustainable biomass potential» (2010), welche eine Schätzung des verwertbaren Potenzials an Primärenergie aus Biomasse vornimmt und sich dabei hauptsächlich auf die Analyse des BFE [1] und eine Reihe von Interviews mit Akteuren der Branche abstützt;
- [3] Die WSL-Studie für das SCCER «Biomassenpotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung» (2017), die eine eigene Analyse der Primärenergiepotenziale aus Biomasse-Ressourcen in der Schweiz durchgeführt hat und das Biomethan-Produktionspotenzial von landwirtschaftlicher Biomasse und biogenen Abfällen gleich einschätzt. In seiner Studie «Potentials, costs and environmental assessment of electricity generation technologies» (2017) [4], nutzt das BFE über das PSI die Ergebnisse des SCCER dazu, das Potenzial der Biomethanproduktion für die Stromerzeugung abzuschätzen.
- Die vom BFE [5][6][7] und vom VSG [8] veröffentlichten Statistiken des Bundes, die u.a. den Anteil von erneuerbarem Gas an der Produktion, Einspeisung und Verwertung in der Schweiz 2016 zeigen;
- Die vom Bund bei der Ausarbeitung seiner Energiestrategie 2050 [10][11] beschlossenen Energieperspektiven bis 2035;
- [16] Die BFE-Studie «Mini-Biogaz: développement de petites unités de biogaz en agriculture» (2014) in Zusammenarbeit mit Agridea und Erep, die das maximale Methanbildungspotenzial der landwirtschaftlichen Nebenprodukte in der Schweiz einschätzt und mit Empfehlungen zur Optimierung der Nutzung dieses Potenzials abschliesst;
- [23] Gemeinsame Publikation des BFE, BAFU und SECO «Ressourcenpolitik Holz – Strategie, Ziele und Aktionsplan Holz» (2017), die die Schätzungen des in der Schweiz nutzbaren Potenzials an Energieholz aufnimmt und die Ziele des Bundes präzisiert;
- Mehrere Referenzstudien zur Sammlung und Verwertung von biogenem Abfall in der Schweiz, insbesondere [25] die BAFU-Studie «Organische Verluste aus der Lebensmittelindustrie in der Schweiz» (2016), welche die Verwertungskette von Speiseresten analysiert, [27] die BAFU-Erhebung «Kompostier- und Vergärungsanlagen» (2016) sowie [28] die Erhebung des BAFU «Klärschlamm Entsorgung in der Schweiz» (2013);
- [15] Die ADEME-Studie « Un mix de gaz 100% renouvelable en 2050? » (2018) über die Machbarkeit eines ausschliesslich erneuerbaren Gasverbrauchs in Frankreich bis 2050;

- Die Positionspapiere des VSG zur Zukunft von Gas in der Schweizer Energielandschaft, in denen die Gasindustrie ihre Absicht ankündigt, 30% des in der Schweiz zur Wärmeerzeugung verwendeten Gases bis 2030 aus erneuerbaren Quellen zu gewinnen [13] und das Einspeisepotenzial einschätzt [14]. Diese Schätzung bildet eine der Vergleichsgrundlagen für diese Analyse.

Die Studie stützt sich nicht auf Interviews mit den betroffenen Branchen (Landwirtschaft, Holzindustrie, Abfallwirtschaft, Gasindustrie), sondern ausschliesslich auf die genannten Studien. Trotz sorgfältiger Auswahl der Studien mussten diese aufeinander abgestimmt werden, um die Vergleichbarkeit und Relevanz der präsentierten Ergebnisse zu gewährleisten.

### **Verwendete Nomenklatur und Konventionen:**

*Erneuerbares Gas* – Methan, das aus einem erneuerbaren Vorkommen gewonnen wird (d.h.: es erneuert sich mindestens so schnell, wie es verbraucht wird). Die in der Studie berücksichtigten erneuerbaren Vorkommen sind: Biomasse (Land- und Forstwirtschaft), biogene Abfälle einschliesslich Klärschlamm sowie erneuerbare Elektrizität (wissenschaftlich gesehen kann erneuerbare Elektrizität nicht als Primärenergie betrachtet werden: siehe Primärenergie).

*Eingespeistes erneuerbares Gas* – Erneuerbares Gas (wie oben definiert), das über das Gasnetz zu seinem Umwandlungsstandort transportiert wird. Das eingespeiste erneuerbare Gas weist die erforderlichen Eigenschaften auf (insbesondere einen Methangehalt von mehr als 96%) und wurde erst komprimiert und anschliessend für den Transport und die Verteilung im Netz wieder ausgedehnt.

*Biogas* – Gas, das aus dem Methanisierungsprozess nicht aufbereiteter organischer Stoffe hervorgeht. Biogas hat einen Methangehalt von 55 – 65% und kann in dieser Form nicht in das Gasnetz eingespeist werden. Eine Verwertung direkt am Produktionsort ist jedoch möglich.

*Biomethan* – Methan aus der Aufbereitung von Biogas. Biomethan hat einen Methangehalt von mehr als 96% und kann somit in das Gasnetz eingespeist werden.

*Primärenergie* – Energie vor den Verwertungsketten. In der Studie werden Biomasse (Land- und Forstwirtschaft), biogene Abfälle einschliesslich Klärschlamm und erneuerbare Elektrizität als Primärenergievorkommen betrachtet. Wissenschaftlich gesehen kann erneuerbare Elektrizität nicht als Primärenergie betrachtet werden, da diese selber aus der Umwandlung eines Primärvorkommens entstanden ist (Sonnenenergie, Windenergie, Wasser, Biomasse). Zur Vereinfachung der Lektüre wird jedoch erneuerbare Elektrizität, die in Gas umgewandelt werden kann, genauso als Primärenergie betrachtet wie die anderen Quellen zur Erzeugung von erneuerbarem Gas. Die Quantifizierung der Vorkommen (ausser erneuerbarer Elektrizität) erfolgt anhand der unteren Heizwerte.

*Endenergie* – Energie nach allen Umwandlungsprozessen. Aus Gründen der Vergleichbarkeit führen in der Studie alle Verwertungsketten zur Erzeugung von Wärme. Punktuell kann es sich bei der untersuchten Endenergie auch um Elektrizität handeln. Die Quantifizierung der erzeugten Endenergie erfolgt anhand der unteren Heizwerte. In der Studie wird die Endenergie immer nach Abschluss des Produktionsverfahrens berücksichtigt: Die Fernwärmenetze werden nicht einbezogen (bzw. das Stromnetz wird nicht berücksichtigt, wenn Elektrizität als Endenergie betrachtet wird).

*Energieleistung / Energieeffizienz* – Verhältnis der produzierten Energiemenge (definiert anhand des unteren Heizwerts) zu der während des Prozesses verbrauchten Energiemenge (definiert anhand des unteren Heizwerts). Bei Wärmepumpen wird die in der Umwelt (Luft, Boden) gebundene Energie nicht der während des Prozesses verbrauchten Energiemenge angerechnet: Der Begriff "Energieeffizienz" (vergleichbar mit dem Leistungskoeffizienten bei Wärmepumpen) wird dabei dem Begriff "Energieleistung" vorgezogen.

*Gesamtkosten* – Die Kosten der Energieerzeugung am Ende des Prozesses, einschliesslich aller Kosten der Umwandlungskette. Aus Gründen der Vergleichbarkeit und wenn nicht anders erwähnt, handelt es sich bei der Energie nach Abschluss des Prozesses immer um Wärme. Gesamtkosten können auch als "Gestehungskosten" oder "LCOE" bezeichnet werden.

## 2 Zusammenfassung

- 1** **Hauptziel dieser Studie ist es, das Einspeisepotenzial von erneuerbarem einheimischem Gas abzuschätzen**, basierend auf der Aggregation der Ergebnisse einer Reihe von Referenzstudien. Für jede der untersuchten Verwertungsketten (landwirtschaftliche Biomasse, Holz und Holznebenprodukte, erneuerbare Abfälle, erneuerbare Elektrizität) quantifiziert die Studie das Vorkommen an nachhaltiger Primärenergie, das theoretische Höchstpotenzial für die Erzeugung von erneuerbarem Gas sowie das theoretische Höchstpotenzial für die Einspeisung dieses erneuerbaren Gases unter Berücksichtigung der Energiestrategie des Bundes (Energiestrategie 2050, Ressourcenpolitik Holz usw.).



## 2

Das Vorkommen an landwirtschaftlicher Biomasse wird vom BFE [16] auf **10,4 TWh geschätzt**, bestehend aus tierischen Ausscheidungen (8,4 TWh) und Zwischenfrüchten (2,0 TWh)<sup>1</sup>. Gemäss BFE würde die Methanisierung dieses Vorkommens zu einem Produktionspotenzial an erneuerbarem Gas von **4,4 TWh führen**. Zur Ausschöpfung eines Grossteils dieses Potenzial müssten kleinere Biogasanlagen als die gegenwärtig genutzten Anlagen zum Einsatz kommen und die Verwertungskette müsste so organisiert werden, dass das Zufuhrmaterial gebündelt werden könnte. Eine auf dem gesamten schweizerischen Gebiet durchgeführte Modellierung, welche die Nähe der landwirtschaftlichen Betriebe zum Gasnetz untersucht hat, gelangt zur Einschätzung, dass sich ~50 % des Produktionspotenzials in weniger als 5 km Entfernung zum Gasnetz befindet<sup>2</sup>: **Das Potenzial für die Einspeisung von erneuerbarem einheimischem Gas in das Schweizer Netz wird daher auf 2,2 TWh geschätzt**. Allerdings konkurriert die Einspeisung von erneuerbarem landwirtschaftlichem Gas mit der Verwertung vor Ort zur gekoppelten Erzeugung von Elektrizität und Wärme: Die Aufbereitung von Biogas und der Netzanschluss können hohe Kosten generieren und die landwirtschaftlichen Betriebe haben einen grossen Energieverbrauch (Wärme für die Trocknung von Gärgut und Kompost, Heizung der Landwirtschafts- und Wohngebäude, eigener Elektrizitätsverbrauch).

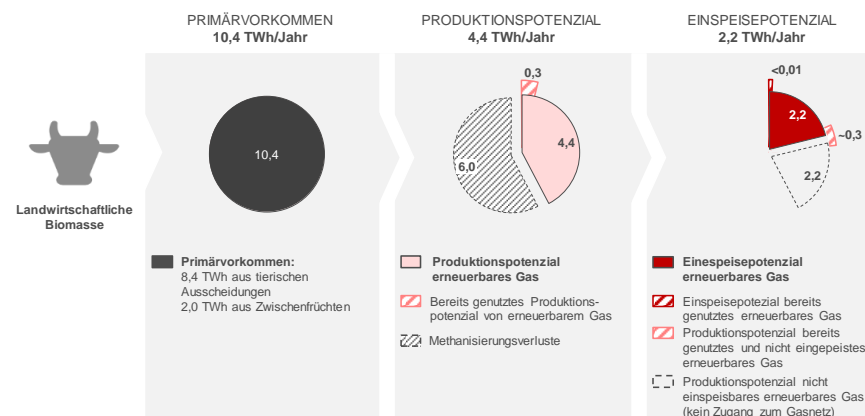


Abbildung 1: Schätzung des Potenzials aus landwirtschaftlicher Biomasse

<sup>1</sup> Entsprechend der Strategie des Bundes werden allfällige Potenziale aus spezifischen Energiepflanzen nicht berücksichtigt.

<sup>2</sup> Die Entfernung von 5 km für den Anschluss von Biogasanlagen an das Netz wird insbesondere in den Branchenstudien berücksichtigt [14]. Auf dieser Grundlage geht die Branche von einer optimistischeren Einschätzung aus (70% des Potenzials in der Nähe des Netzes). In Frankreich beträgt die durchschnittliche Entfernung zum Netz 1,7 km [47].

**3** Die **Verwertungskette erneuerbare Abfälle** [25][27][28] repräsentiert ein **Primärvorkommen von 7,9 TWh**, wovon 7,0 TWh in biogenen Siedlungs- und Industrieabfällen enthalten sind und 0,9 TWh in Klärschlamm und industriellen Abwässern. 3,9 TWh Energie sind in biogenen Siedlungsabfällen enthalten, die nicht getrennt gesammelt werden und daher nicht durch Methanisierung verwertet werden können<sup>3</sup>. Die Methanisierung des verbleibenden Potenzials würde Verluste von schätzungsweise 1,8 TWh nach sich ziehen, so dass **ein Potenzial für die Erzeugung von erneuerbarem Gas aus Abfällen von rund 2,2 TWh verbleibt**. Derzeit werden 0,7 TWh Biogas aus Abfällen erzeugt und direkt am Produktionsstandort verwertet: Dieses Potenzial wird voraussichtlich bis 2030 nicht in das Gasnetz eingespeist. **Das Potenzial für die Einspeisung erneuerbarer Gase aus Abfällen wird daher auf 1,5 TWh geschätzt**. Die Konkurrenz zwischen der Einspeisung von Gas in das Netz und der Verwertung vor Ort als Wärme und Elektrizität, die bereits bei der Verwertungskette landwirtschaftliche Biomasse festgestellt wurde, gilt auch für die Verwertungskette der erneuerbaren Abfälle.

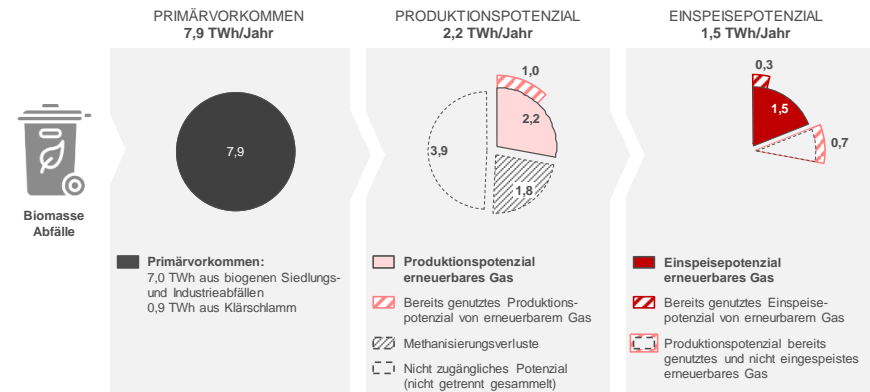
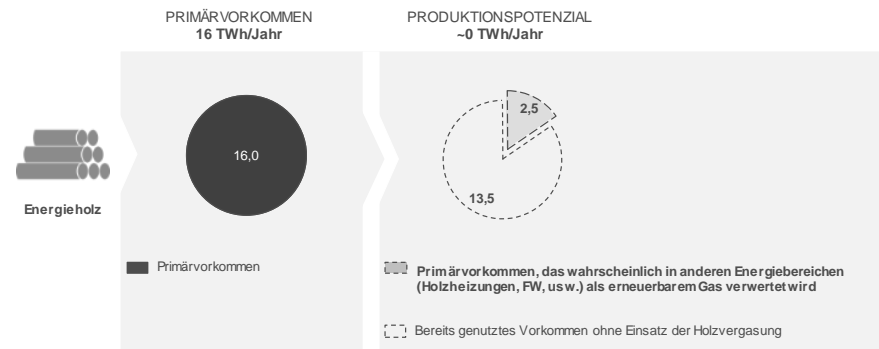


Abbildung 2: Schätzung des Potenzials aus Biomasse-Abfällen

**4** Die **Verwertungskette Energieholz** stellt ein **Primärenergievorkommen** dar, das vom BAFU [23] auf **16 TWh geschätzt** wird –13,5 TWh davon werden bereits in Form von Wärme und Elektrizität genutzt. Das Energieholz-Vorkommen kann nur durch **Holzvergasung** als Gas verwertet werden, mit einem **Wirkungsgrad von weniger als 60%**<sup>4</sup> (gegenüber rund 90% bei den neuen Holzheizungsanlagen) und **Produktionskosten im Umfang von 25 bis 45 Rp./kWh** (ohne Durchleitungskosten des Gases im Netz). Bis 2030 wird diese Technologie immer noch zu unausgereift sein (das einzige Industrieprojekt in Göteborg hat im April 2018 den Betrieb eingestellt), um die Anforderungen der Strategie für die Ressource Energieholz erfüllen zu können, die den energieeffizienten Holzverwertungsketten eine hohe Priorität einräumt. **Das Potenzial für die Erzeugung von erneuerbarem Gas aus Holz – und**



<sup>3</sup> Eine Erhöhung der Quote von getrennt gesammelten biogenen Siedlungsabfällen, wie dies insbesondere von der VVEA angestrebt wird, könnte das Potenzial für die Produktion und Einspeisung von erneuerbarem Gas erhöhen. Dies würde aber die Grössenordnung des Potenzials zumindest mittelfristig nicht verändern: Die erfolgreichsten Gemeinden weisen derzeit eine Sammelquote von ~60% auf, gegenüber einem nationalen Durchschnitt von rund 45%.

<sup>4</sup> Ertrag der Umwandlung von Holz in Methan und dann in Wärme

insbesondere das Einspeisepotenzial – wird sich daher wohl auf ein geringes Volumen in Verbindung mit Experimenten beschränken.

**5** Der Bund hat sich im Rahmen der Energiestrategie 2050 im EnG das Ziel gesetzt, 11,4 TWh Elektrizität aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) zu erzeugen: **Dieses Volumen wird als Primärvorkommen an erneuerbarer elektrischer Energie betrachtet.** Eine Verwertung der erneuerbaren Elektrizität in Form von eingespeistem Gas ist durch Power-to-Gas (P2G) möglich, d.h. durch Elektrolyse und anschliessende Methanierung. P2G ist vor allem für die Verwertung von überschüssiger Energie aus intermittierenden und nicht programmierbaren Quellen (Wind, Photovoltaik) sinnvoll. In erster Linie sollte das schweizerische Elektrizitätssystem bis 2030 allerdings über genügend flexible Anlagen (hydroelektrische Speicherkraftwerke, Heimbatterien) verfügen, um eine allfällige Überschussproduktion auszugleichen. Daher wird davon ausgegangen, dass sich Power-to-Gas im Jahr 2030 auf experimentelle Projekte beschränken wird: **Das Produktions- und Einspeisepotenzial von Gas aus erneuerbarer Elektrizität wird in diesem Zeitraum als gering eingeschätzt.** Die Bedeutung von Power-to-Gas im Schweizer Elektrizitätssystem nach 2030 sollte Gegenstand einer gründlichen Analyse der Energiebilanzen auf schweizerischer oder gar europäischer Ebene sein.

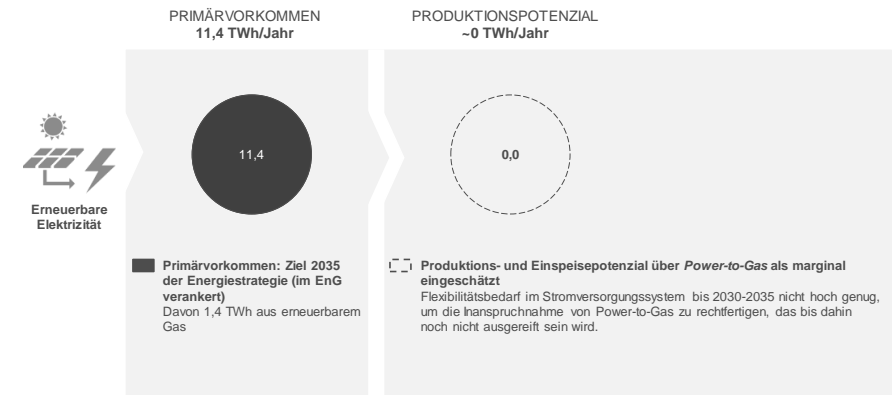


Abbildung 4: Schätzung des Potenzials aus erneuerbarer Elektrizität

**6** Insgesamt verfügt die Schweiz über ein theoretisches Maximalproduktionspotenzial an erneuerbarem Gas von geschätzten 6,6 TWh, wovon 3,7 TWh ins Netz eingespeist werden könnten. Diese Ergebnisse sind mit der aktuellen Situation und den Perspektiven des Bundes zu vergleichen:

- Von diesen 6,6 TWh Produktionspotenzial (bzw. 3,7 TWh Einspeisepotenzial) werden bereits 1,3 TWh genutzt (bzw. 0,3 TWh bereits eingespeist);
- Die Energiestrategie [10] basiert auf Verbrauchsperspektiven von 3,0 TWh<sup>5</sup> erneuerbarem Gas bis 2035, wovon 1,9 TWh für die Elektrizitätsproduktion bestimmt sind und wahrscheinlich nicht ins Netz eingespeist werden.

<sup>5</sup> Detaillierte Schätzung im Kapitel: «3.2 Erneuerbares Gas bis 2035 gemäss Energiestrategie»

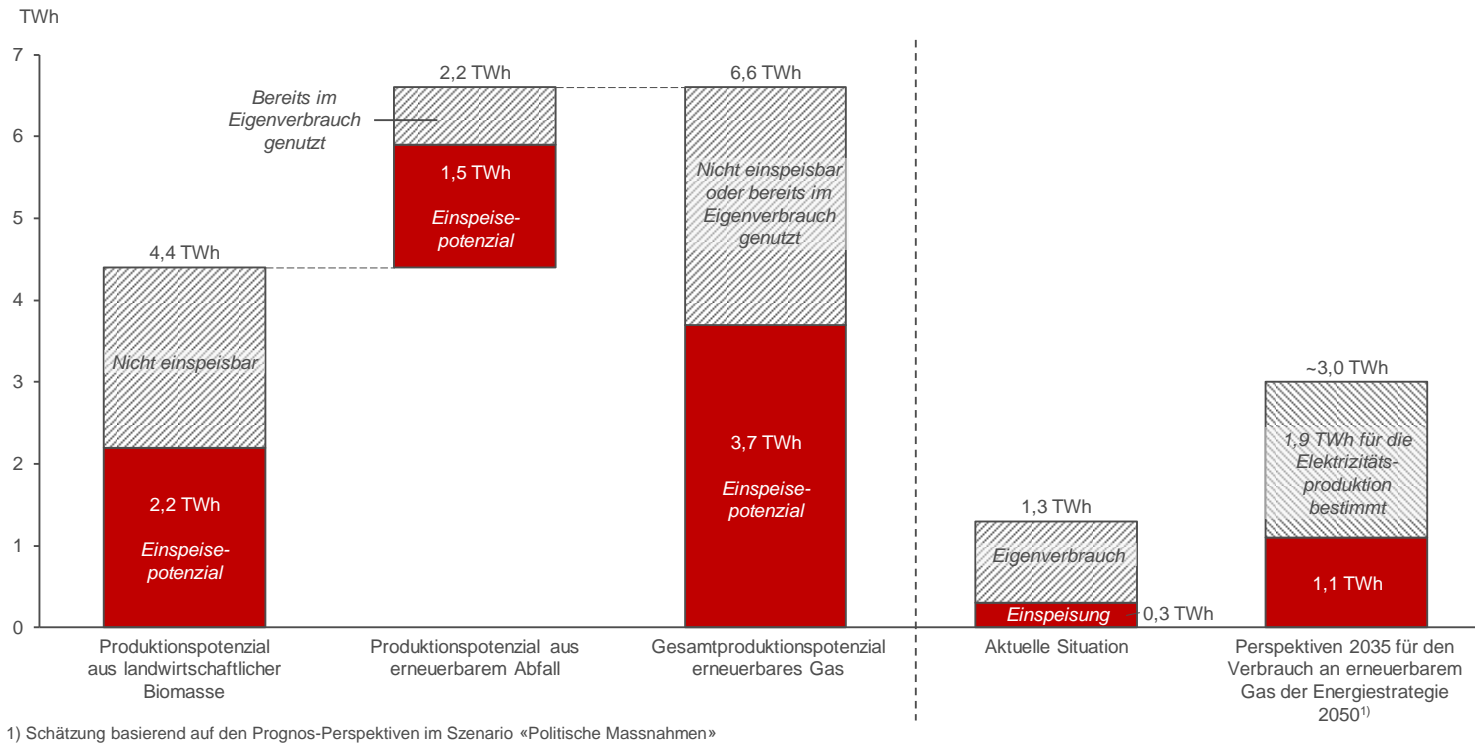


Abbildung 5: Vergleich des geschätzten Potenzials an erneuerbarem Gas mit den Schweizer Energieperspektiven

**7** Das Ziel von 30% erneuerbarem Gas im Wärmemarkt für Wohnräume bis 2030 – 4,5 TWh gemäss Schätzungen der Gasindustrie[14]<sup>6</sup>, - erscheint im Vergleich zu der in dieser Studie vorgenommenen Schätzung des Potenzials ehrgeizig. Zur Erreichung dieses Ziels müsste das gesamte einheimische Potenzial ausgeschöpft werden, indem die Einspeisung gegenüber anderen Alternativen (insbesondere der im Rahmen der Energiestrategie 2050 angestrebten Elektrizitätserzeugung) begünstigt und der Import von ca. ~0,8 TWh erneuerbarem Gas aus ausländischen Quellen gefördert würde (sofern ein in Europa

<sup>6</sup> Die Schweizer Gasindustrie hat das Ziel gesetzt, «den Anteil erneuerbarer Gase im Netz deutlich zu erhöhen und will mittelfristig 30% oder mehr erreichen», wobei präzisiert wird, dass «die einheimische Produktion und der Import erneuerbarer Gase einen Anteil von 30% am Wärmemarkt bis 2030 ermöglichen werden» **Erreuer ! Source du renvoi introuvable..**

genormtes und vom Bund anerkanntes Kennzeichnungssystem für erneuerbare Gase eingeführt wird, ähnlich wie beim Elektrizitätssystem).

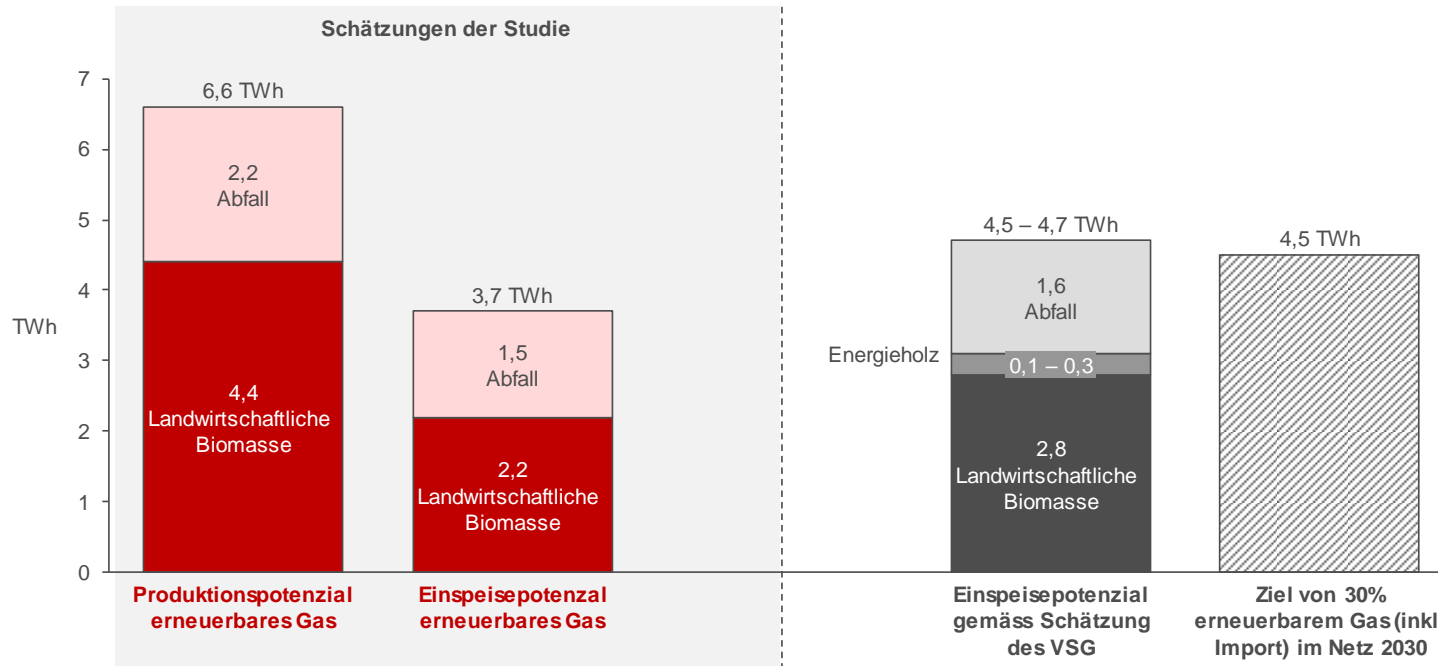


Abbildung 6: Vergleich des geschätzten Potenzials mit den Zielen der Gasindustrie

**8** Ein technisch-wirtschaftlicher Vergleich der Möglichkeiten zur Nutzung der wichtigsten Energievorkommen (Biogas aus landwirtschaftlichen Nebenprodukten oder Abfällen, Energieholz, erneuerbare Elektrizität) in Form von Wärme wurde anhand von zwei Indikatoren durchgeführt: den **Gestehungskosten der erzeugten Wärme und die Energieeffizienz entlang des Verwertungsprozesses**. Generell ist die Verwertung über Wärmepumpen energieeffizienter als herkömmliche Verwertungsketten mit Heizungen. Beim Biogas (landwirtschaftliche Biomasse und biogene Abfälle) ist die Einspeisung leicht teurer als der Verbrauch vor Ort (zusätzliche Aufbereitungs- und Anschlusskosten): Der Entscheid für die eine oder andere Lösung hängt wohl von den örtlichen Gegebenheiten ab (insbesondere der Kapazität für den Eigenverbrauch von Wärme oder die Einspeisemöglichkeit in ein FW-Netz). Für Energieholz und erneuerbare Elektrizität sollten sich bis 2030 günstigere Alternativen mit besseren Bedingungen für eine effiziente Energieverwertung finden lassen (EWP,

herkömmliche Verbrennungsverfahren).

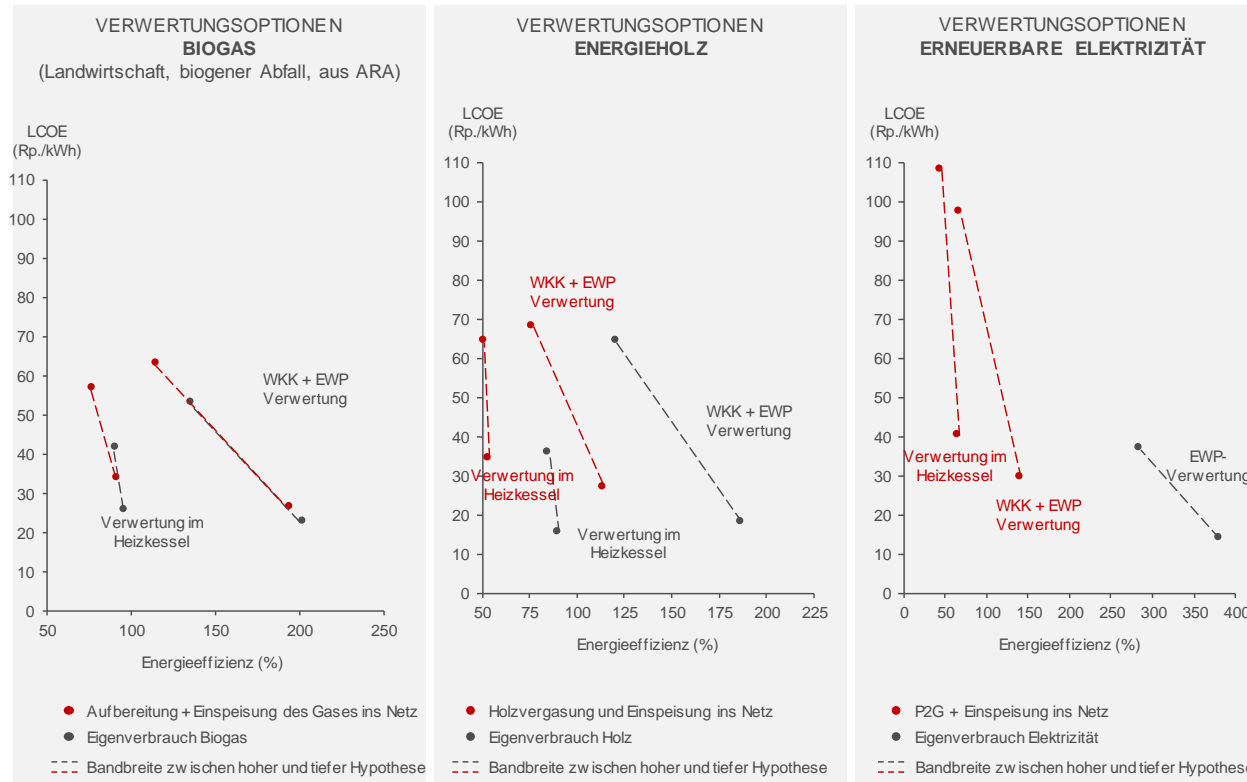
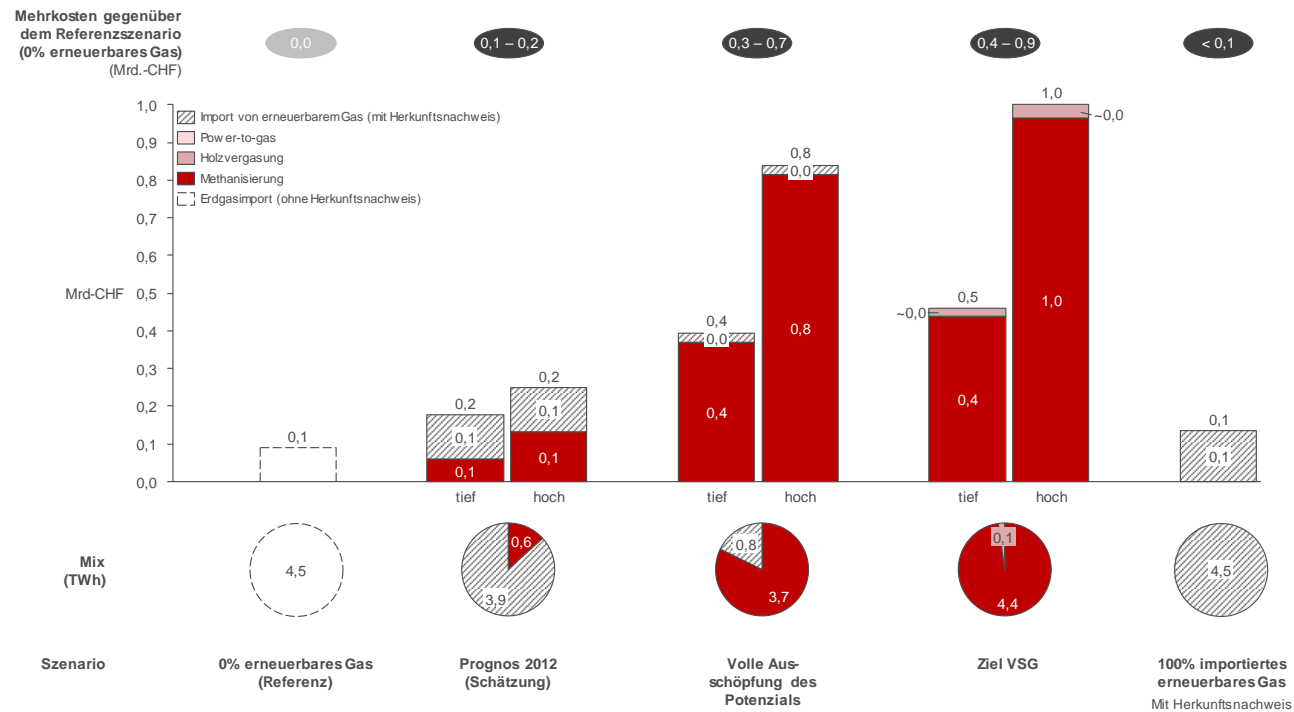


Abbildung 7: Technisch-wirtschaftlicher Vergleich der Hauptoptionen für die thermische Verwertung von Biogas, Energieholz und erneuerbarer Elektrizität

**9** Verglichen mit dem Import von nicht erneuerbarem Erdgas wäre die Erreichung des Ziels der Gasindustrie mit dem geplanten erneuerbaren Gas-Einspeisemix mit Kosten in der Grössenordnung von mehreren hundert Millionen Franken<sup>7</sup> pro Jahr verbunden (0,1 Milliarden Franken für ein Szenario, das auf dem Import von durch Herkunftsnachweise zertifiziertem erneuerbarem Gas basiert, oder 0.9 Milliarden Franken für die ausschliesslich inländische Produktion unter Einbezug der Verwertungsketten Holzvergasung oder Power-to-Gas). Diese Zahlen können sich in Abhängigkeit des Preises für Herkunftsnachweise für importiertes erneuerbares Gas und dem Preis für Erdgas ändern. In dieser Studie werden die aktuellen Preise verwendet (Stand 2018), wie sich diese aber bis 2030 entwickeln werden, bleibt ungewiss.



<sup>7</sup> Die Höhe der Mehrkosten hängt vom Preis der Herkunftsnachweise ab, dessen Entwicklung bis 2030 gemäss Bundesrat, der derzeit keine europäischen Register anerkennt, aufgrund noch unreifer Marktbedingungen (keine Harmonisierung der europäischen Register, Doppelsubventionen in bestimmten Ländern usw.) höchst unsicher erscheint [50].

*"Einspeisepotenzial von erneuerbarem Gas in das Schweizer Netz bis 2030", Juni 2018*

Abbildung 8: Abschätzung der Kosten zur Erreichung des Ziels der Gasindustrie



## 3 Die Rolle von erneuerbarem Gas 2016 und 2035 gemäss Energiestrategie 2050

### 3.1 Erneuerbares Gas in der Schweiz im 2016

Gemäss Statistiken des BFE [5][6] wurden 2016 1,3 – 1,4 TWh<sup>8</sup> erneuerbares Gas produziert, hauptsächlich aus Abfall und Klärschlamm (1,0 TWh) sowie aus landwirtschaftlichen Nebenprodukten (0,3 TWh).

Der Grossteil des im Inland produzierten erneuerbaren Gases wird gegenwärtig direkt am Produktionsstandort zur Erzeugung von Wärme (0,3 TWh) und Elektrizität (0,3 TWh) genutzt.

Die restlichen 0,3 TWh (hauptsächlich aus Abfallverwertung und Klärschlamm) werden in das Erdgasnetz eingespeist. 2016 waren 27 der erfassten 426 Produktionsanlagen ans Netz angeschlossen. Die Einspeisung von erneuerbarem Gas aus der Landwirtschaft bleibt 2016 mit 8 GWh eingespeistem erneuerbarem Gas gering.

Gemäss dem VSG [8] hat die Schweiz 2016 zudem 0,3 TWh erneuerbares Gas importiert. Es gilt jedoch zu beachten, dass der Import von (mit Herkunftsnachweisen gekennzeichnetem) erneuerbarem Gas gegenwärtig in den Bundesstatistiken nicht als solches anerkannt wird und entsprechend als Erdgas aufgeführt wird. Der Aufbau eines europäischen Registers mit standardisierten und von der Schweiz anerkannten Herkunftsnachweisen (nach Vorbild des Kennzeichnungssystems auf dem Strommarkt) wäre für die Verbuchung der Herkunftsnachweise von importiertem erneuerbarem Gas in der Bundesstatistik notwendig.

---

<sup>8</sup> Eine leichte Diskrepanz besteht zwischen der Statistik der erneuerbaren Energien [5] und der Gesamtenergiestatistik [6], die eine Produktion von 1,35 bzw. 1,36 TWh erneuerbarem Gas im Jahr 2016 meldet.

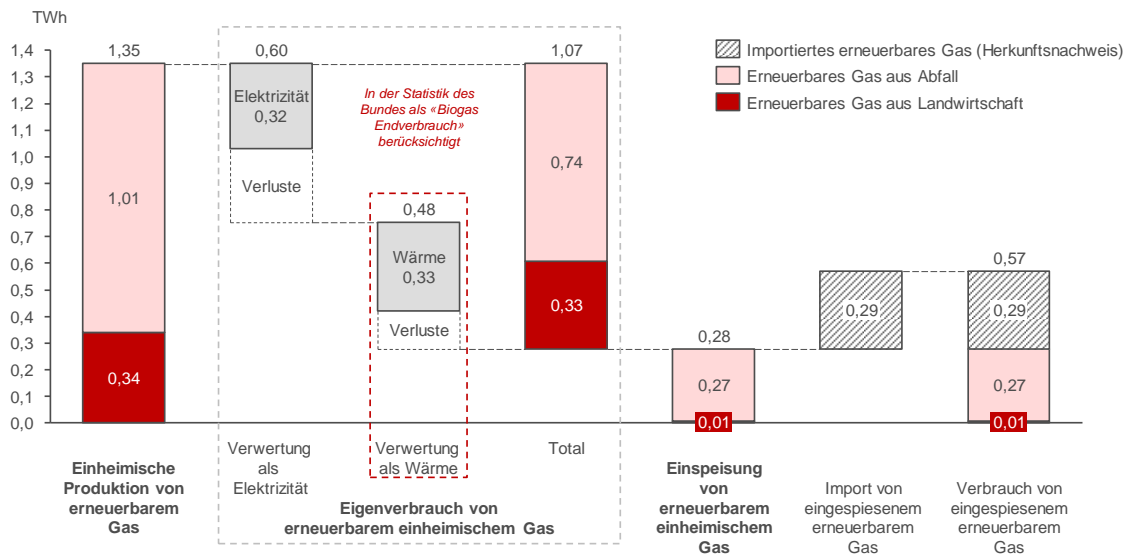


Abbildung 9: Produktion, Einspeisung, Import und Verbrauch von erneuerbarem Gas in der Schweiz 2016 [5][8]

Das in das Schweizer Gasnetz eingespeiste einheimische erneuerbare Gas deckt somit ~0,9% der 32,6 TWh des in der Schweiz im 2016 als Endenergie verbrauchten Gases ab.

### 3.2 Erneuerbares Gas bis 2035 gemäss Energiestrategie

Die Energiestrategie 2050 wurde mit dem Inkrafttreten eines ersten Massnahmenpaketes per 1. Januar 2018 konkretisiert, das sich auf die am 21. Mai 2017 per Volksabstimmung beschlossenen Revision des EnG abstützt. Mit der Energiestrategie hat sich der Bund eine Reihe von Zielen für das Jahr 2035 gesetzt:

- Senkung des durchschnittlichen Energieverbrauchs (bzw. Elektrizitätsverbrauchs) pro Person um 43% (bzw. 13%) im Vergleich zu 2020;
- Erreichen einer einheimischen Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Quellen (ohne Wasserkraft) von 11,4 TWh.

Gemäss BFE [12] sieht die Energiestrategie 2050 eine Reduktion des Endverbrauchs an Erdgas vor (mit einem stabilen Anteil am Energiemix gegenüber 2010) und eine Erhöhung des Endverbrauchs von erneuerbarem Gas (insbesondere als Brennstoff), mit einem etwas höheren Anteil am Energiemix gegenüber 2010.

Die Energiestrategie 2050 basiert auf den von Prognos im Jahr 2012 für das BFE [11] erstellten Perspektiven, insbesondere auf dem Szenario "Politische Massnahmen". Gemäss diesen vom Bundesrat beschlossenen Szenarien [10] soll der Endverbrauch an erneuerbarem Gas (inkl. Treibstoff) bis 2035 1,1 TWh (4 TJ) erreichen. Da in den Unterlagen des Bundes und des BFE keine genauen Angaben gemacht werden, gehen wir davon aus, dass diese 1,1 TWh den Anteil des ins Netz eingespeisten erneuerbaren Gases enthalten und daher mit den 0,8 TWh, die von der Statistik der erneuerbaren Energien im Jahr 2016 [5] geschätzt werden, vergleichbar sind.

Da 0,5 TWh erneuerbares Gas seit 2016 ohne Einspeisung ins Netz direkt verwertet wird, ist davon auszugehen, dass diese Menge bis 2035 nicht eingespeist werden wird: Wir gehen daher davon aus, dass die Energieperspektiven bis 2035 vorsehen, dass 0,6 TWh erneuerbares Gas tatsächlich ins Netz eingespeist werden.

Gemäss den Prognos-Szenarien «politische Massnahmen» soll erneuerbares Gas zudem in der Höhe von 12%<sup>9</sup> zur Erreichung der Ziele für die Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) bis 2035 beitragen, das heisst im Umfang von 1,4 TWh<sup>10</sup>. Die Elektrizitätserzeugung aus erneuerbarem Gas mithilfe von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ist direkt an den Produktionsstandorten von erneuerbarem Gas vorgesehen. Nachdem das BFE in einer Stellungnahme durch seinen Direktor im Mai 2017 (Interview in der Zeitung "La Liberté", 11. Mai 2017) bekannt gab, dass der Bau eines Gaskraftwerkes im schweizerischen Stromkontext von keinerlei Interesse sei, wird die Hypothese, erneuerbares Gas in allfälligen Gaskraftwerken einzusetzen, verworfen.

Rechnet man mit einer hypothetischen Leistung der Verwertungskette gemäss Einschätzung in der Schweizerischen Statistik der erneuerbaren Energien [5] (Verlust von 20%), würde der Endverbrauch von 1,1 TWh erneuerbarem Gas in Form von Wärme oder von ins Netz eingespeistem Gas und von 1,4 TWh in Form von Elektrizität einer Gesamtproduktion von 3,0 TWh entsprechen – wovon maximal 0,6 TWh ins Netz einspeisbar wären.

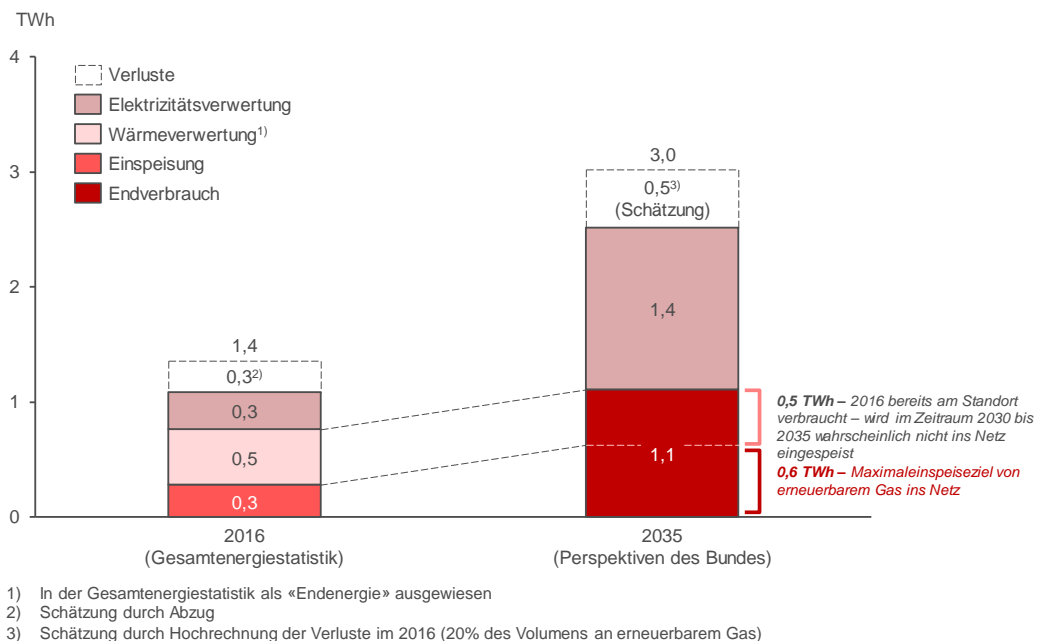


Abbildung 10: Perspektiven für die Produktion und den Verbrauch von erneuerbarem Gas in der Schweiz bis 2035 [10][11]

<sup>9</sup> Gesamtbeitrag der Verwertungsketten "Biogas" und "ARA", Tabelle 5 der Botschaft des Bundesrats [10]

<sup>10</sup> Beitrag von 12% zum im EnG formulierten Ziel von 11,4 TWh – Es sei darauf hingewiesen, dass das Gesetz für keine der Verwertungsketten spezifische Ziele festlegt.

**Fazit:**

**Der Beitrag von erneuerbarem Gas zur Energiestrategie 2050 wird bis 2035 auf 3,0 TWh eingeschätzt, wovon:**

- 1,4 TWh in erneuerbare Elektrizität umgewandelt werden;
- 1,1 TWh als erneuerbares Gas in Form von Endenergie verbraucht werden;
- 0,5 TWh während des Umwandlungsprozesses verloren gehen.

Unter der Annahme, dass das erneuerbare Gas am Produktionsstandort als Elektrizität verwertet wird, betrifft die Einspeisung nur den Anteil an erneuerbarem Gas, der als Endenergie verbraucht wird.

Da 2016 bereits 0,5 TWh erneuerbares Gas als Endenergie am Produktionsort verbraucht wird, dürfte dieses Volumen auch im Zeithorizont 2035 nicht eingespeist werden. **Entsprechend der Energiestrategie 2050** dürften also **bis zu diesem Zeitpunkt maximal 0,6 TWh erneuerbares Gas in das Schweizer Netz eingespeist werden.**

## 4 Schätzung des energetischen Verwertungspotenzials von Biomasse in der Schweiz

### Synthese: Potenzial der Produktion und Einspeisung von erneuerbarem Gas in der Schweiz

Das theoretisch bis 2030 für die Produktion und Einspeisung von erneuerbarem Gas nutzbare erneuerbare Primärenergievorkommen wird auf 45,7 TWh geschätzt, wovon 34,3 TWh aus Biomasse (landwirtschaftliche Nebenprodukte, Holz, Abfall) und 11,4 TWh aus erneuerbarer Elektrizität stammen:

- Ein Primärvorkommen aus landwirtschaftlichen Nebenprodukten von 10,4 TWh, gemäss Schätzungen des BFE [16];
- Ein Primärvorkommen von 16 TWh aus Energieholz, gemäss Schätzungen des BAFU [23], dass der Bund voll ausschöpfen möchte;
- Ein auf 7,9 TWh geschätztes Vorkommen aus biogenem Abfall und Klärschlamm, gemäss Analysen des BAFU [26][27];
- Ein Vorkommen von 11,4 TWh erneuerbarer Elektrizität, d.h. die gesamte von der Energiestrategie bis im 2035 angestrebte Produktion der neuen erneuerbaren Energien.

Diese Schätzung der Primärvorkommen orientiert sich an den Analysen des BFE aus dem Jahr 2004 [1], die je nach Zeithorizont (2020 bis 2040) und Zielsetzung (konservatives Szenario, optimistisches Szenario) von einem nutzbaren Biomassepotenzial zwischen 22 und 35 TWh ausgehen.

Mit diesem Primärvorkommen könnten 6,6 TWh erneuerbares Gas produziert werden:

- 4,4 TWh könnten gemäss BFE [16] durch Methanisierung von landwirtschaftlichen Nebenprodukten gewonnen werden;
- Aufgrund von Schätzungen, welche auf Informationen des BAFU [25] basieren, könnten 2,2 TWh durch Methanisierung von gesammelten biogenen Abfällen und Klärschlamm gewonnen werden;
- Laut ADEME [15] ist die Holzvergasung (einziges Verfahren, das Gas aus Holz erzeugt) immer noch eine sehr junge Technologie (mit nur einer Anlage weltweit), welche hohe Kosten bei begrenzter Effizienz generiert. Die Holzvergasung wird daher bis 2030 die Ziele zur Maximierung der Energieeffizienz bei der Nutzung von Holz als Energiequelle, welche sich der Bund [23] gesetzt hat, nicht erfüllen können.
- Ebenso wäre *Power-to-Gas* (Elektrolyse und Methanisierung des erzeugten Wasserstoffs) nur in einem sehr unflexiblen elektrischen System als letztes Mittel für den Netzausgleich relevant. Heute ist die Schweiz jedoch sehr flexibel (Wasserkraftwerke) und es wird davon ausgegangen, dass das elektrische System bis 2030 nicht auf diese Verwertungskette zurückgreifen muss.

Gegenwärtig werden in der Schweiz [5] 1,3 TWh erneuerbares Gas produziert, wovon 1,0 TWh aus biogenem Abfall und Klärschlamm stammen und 0,3 TWh von landwirtschaftlichen Betrieben.

Die mögliche Entfernung zwischen den Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Gase und dem Netz sowie die Kosten für die Aufbereitungsanlagen begrenzen den Anteil des Produktionspotenzials für einspeisbares erneuerbares Gas auf 3,7 TWh:

- Die Einspeisung von Gas, das durch Methanisierung aus biogenen Abfällen und landwirtschaftlichen Nebenprodukten produziert wurde, setzt nach erfolgter Methanisierung eine Aufbereitung voraus. Aufgrund der hohen Kosten der Anlagen zur Gasaufbereitung (gemäss ADEME [15] bis zu 25% der Investitionskosten in eine Biogasanlage) wird eine Verwertung vor Ort von den Produzenten im Allgemeinen bevorzugt. Insbesondere werden wohl die 0,7 TWh erneuerbares Gas, die derzeit aus biogenen Abfällen erzeugt und direkt vor Ort in Form von Wärme und Elektrizität

- verwertet werden, bis 2030 nicht ins Netz eingespeist werden;
- Darüber hinaus müssen sich die Biogas-Anlagen für die Einspeisung von Gas in das Netz in der Nähe eines Mitteldrucknetzes befinden: Eine Analyse der Grössenordnung geht davon aus, dass ~50 % des landwirtschaftlichen Biomethanpotenzials in das bestehende Netz eingespeist werden könnte.

## 4.1 Landwirtschaftliche Biomasse

### Synthese: Potenzial der erneuerbaren Gasproduktion aus landwirtschaftlicher Biomasse

- Aufgrund einer besseren wirtschaftlichen Verwertung und der politischen Priorisierung werden Nahrungsmittelpflanzen gegenüber Energiepflanzen bevorzugt: Die Haupt-Ernteprodukte werden daher bei den primären Energievorkommen nicht berücksichtigt.
- Das BFE [16] schätzt, dass mit landwirtschaftlichen Nebenprodukten eine theoretische Höchstproduktion von 4,4 TWh erneuerbarem Gas möglich wäre, was einem Primärenergievorkommen von 10,4 TWh entspricht. Diese 4,4 TWh des maximalen theoretischen Potenzials berücksichtigen weder technische (kritische Grösse der Biogasanlagen) noch sozioökonomische (Notwendigkeit der Zusammenfassung von Betrieben) oder gesetzliche Einschränkungen (RPG, RPV, LRV).
- Eine Grössenordnungsanalyse schätzt, dass ~30% des Methanproduktionspotenzials in Gemeinden liegt, die nicht ans Netz angeschlossen sind (abnehmend) und der VSG geht davon aus, dass 70% der Betriebe weniger als 5 km vom Netz entfernt sind (steigend): Wir gehen von einer Grössenordnung von 50% Biogas aus, das realistischerweise eingespeist werden kann, dies entspricht einem Einspeisepotenzial von 2,2 TWh. Die zusätzlichen Kosten, die durch die Notwendigkeit entstehen, landwirtschaftliches Gas vor der Einspeisung in das Netz aufzubereiten, wird die Landwirte wohl dazu veranlassen, der Biogas-Verwertung vor Ort den Vorzug zu geben, sofern dies möglich ist. Diese Priorisierung der Verwertung vor Ort kann bereits beobachtet werden: Von den derzeit in der Schweiz produzierten 340 GWh an landwirtschaftlichem Biogas werden weniger als 10 GWh ins Netz eingespeist [5].

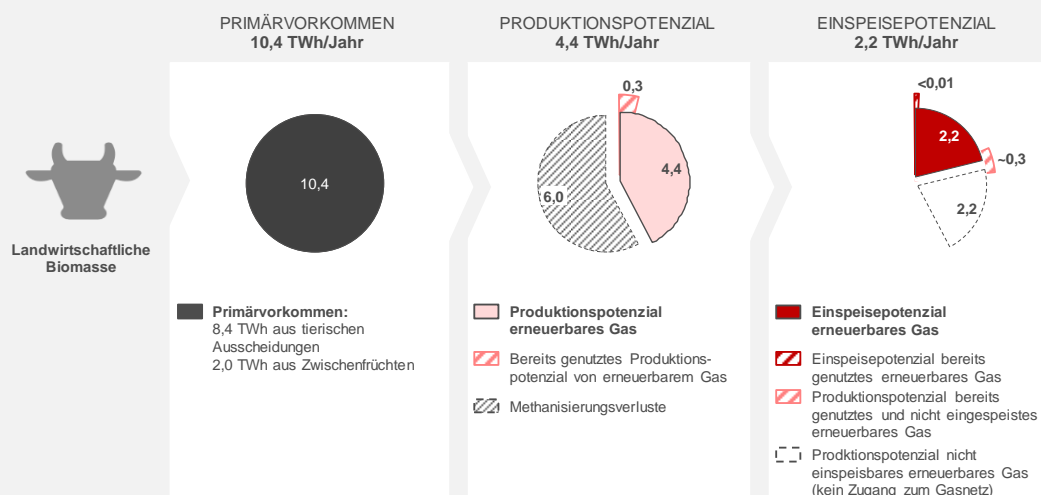


Abbildung 11: Potenzial für die Produktion und Einspeisung von erneuerbarem Gas aus landwirtschaftlichen Nebenprodukten (TWh) [16]

#### 4.1.1 Primärenergievorkommen

Als landwirtschaftliche Biomasse gelten sämtliche landwirtschaftlichen Produkte und Nebenprodukte und zwar:

- Die Ernten (einschliesslich Weiden und alpwirtschaftliche Nutzflächen);
- Landwirtschaftliche Nebenprodukte (landwirtschaftliche Pflanzenreste, tierische Ausscheidungen).

##### **Ernten, Weiden und alpwirtschaftliche Nutzflächen**

Gemäss BFE [1] produziert die Schweiz jährlich rund 3,5 Millionen Tonnen Trockensubstanz (Mio. t TS) an Getreide (rund 17 TWh), Wurzelpflanzen und Ölsaaten. Diese Pflanzenarten könnten zumindest teilweise energetisch verwertet werden (insbesondere in Form von Gas oder Biokraftstoff). Das BFE [22] stellt jedoch fest, dass die Produktion von Biokraftstoffen nicht immer eine optimale Nutzung von Biomasse erlaubt, einerseits wegen der gemischten Umweltbilanz und andererseits wegen der Konkurrenzierung zwischen Energiequelle und Nahrungsmittel. Abgesehen von diesen ökologischen und gesellschaftlichen Überlegungen hätte eine energetische Verwertung von Schweizer Nutzpflanzen angesichts der höheren Wertschöpfung von Nahrungsmitteln (insbesondere von Produkten mit Bio-Label oder einer anderen anerkannten Bezeichnung) im Vergleich zu Energieprodukten nur eine geringe wirtschaftliche Relevanz.

Schweizer Weiden und alpwirtschaftliche Nutzflächen produzieren jährlich gegen 5,0 Mio. t TS Gras [1] (ca. 24 TWh). Aufgrund der Zugangs- und Erntebedingungen dieser Gräser (vor allem vom Vieh genutzt) und angesichts ihres geringen Verwertungspotenzials im Vergleich zu Ernten aus Intensivbetrieben ist gegenwärtig eine aus wirtschaftlicher Sicht relevante Energiegewinnung nicht möglich.

Wir teilen die Schlussfolgerungen der Studie «Bioenergy in Switzerland» [2] und sind deshalb der Ansicht, dass die Primärenergievorkommen aus Ernten, Weidegras und alpwirtschaftlichen Nutzflächen nicht für die Energieerzeugung genutzt werden können.

##### **Landwirtschaftliche Nebenprodukte**

Das Energiepotenzial aus landwirtschaftlichen Nebenprodukten stammt aus zwei Arten von Quellen:

- Bestimmte Kategorien von Pflanzenrückständen (Zwischenfrüchte und Spreu);
- Tierische Ausscheidungen (hauptsächlich von Rindern und Schweinen).

##### *Pflanzliche Rückstände*

Gemäss BFE [16] sind zwei Kategorien von Pflanzenresten verwertbar und können für die Biogasproduktion verwertet werden:

- Zwischenfrüchte (Kulturen, die zwischen zwei Hauptkulturen angebaut werden, um den Boden zu schonen);
- Streu (Strohhalme, Bruchkörner, Spelzen, etc. die auf dem Feld liegen gelassen werden).

Das BFE [1] schätzt die Gesamtproduktion von Pflanzenresten auf ~0,6 Mio. t TS, wovon ~0,4 Mio. t TS<sup>11</sup> verwertbar sein könnten, was ~2,0 TWh verwertbarer Primärenergie entspricht<sup>12</sup>. Basierend auf Interviews mit Akteuren der Branche argumentiert die Studie «Bioenergy in Switzerland» [2], dass die energetische Verwertung von landwirtschaftlichen Pflanzenresten mit ihrer Verwertung als Futtermittel konkurriert. Gemäss dem Schweizer Bauernverband (SBV) [20] ist die Schweizer Landwirtschaft jedoch bereits heute gezwungen, Futtermittel zu importieren, da die einheimische Produktion den Verbrauch des Sektors nicht mehr deckt (insbesondere aufgrund der zwischen 1990 und 2012 um 40% reduzierten Futtergetreideflächen). Hier gilt es zwischen der energetischen Nutzung von landwirtschaftlichen Pflanzenresten und der Verwendung als Futtermittel zur Reduzierung der Strohimporte abzuwägen.

#### *Tierische Ausscheidungen*

Gemäss Agrarstatistik des BFS [17] bestand der Schweizer Viehbestand im 2016 aus ~1,6 Millionen Rindern (davon 45% Kühe), ~1,5 Millionen Schweinen, ~11 Millionen Hühnern, ~0,4 Millionen Schafen und Ziegen und ~0,06 Millionen Pferden.

Gemäss Schätzungen des BFE [16] wird aus landwirtschaftlichen tierischen Ausscheidungen eine jährliche verwertbare Menge an Hofdünger (Gülle, Mist, Jauche) von ~18,6 Millionen Tonnen Rohstoff (MTR) produziert. Dabei stammen 83% aus Betrieben mit Rinderhaltung und 17% aus Betrieben mit Schweinehaltung. Diese Schätzung basiert auf einer detaillierten Analyse, die insbesondere die Grösse und Lage der landwirtschaftlichen Betriebe sowie deren Haltungsmethoden berücksichtigt. Diese Produktion entspricht einem auf 8,4 TWh geschätzten Primärenergievorkommen<sup>13,14</sup>.

#### **Fazit:**

Die Analysen des BFE [16] führen zu einer Schätzung des Primärenergievorkommens aus

---

<sup>11</sup> Davon 0,3 Mio. t TS aus Zwischenfrüchten und 0,1 Mio. t TS aus Streu - Schätzung ausschliesslich aufgrund der Daten des BFE [16].

Die Schätzung der 0,3 Mio. t TS aus Zwischenfrüchten ergibt sich aus dem Wert der Fläche der Zwischenfrüchte (~89,9 tausend Hektar), der ein Produktionsertrag von 3 t TS/ha zugordnet wird.

Die Schätzung von 0,1 Mio. t TS aus Streu ergibt sich aus dem gesamten Biogasproduktionspotenzial aus Streu von 0,3 TWh, mit einem Methanbildungspotenzial von 1.961 kWh/TB und einem Trockensubstanzgehalt von 89,1. (Die Schätzung von 0,3 TWh Biogas aus Streu basiert auf dem vom BFE aus 1,0 TWh geschätzten Gesamtbiogasproduktionspotenzial aus landwirtschaftlichen Nebenprodukten abzüglich des Biogasproduktionspotenzials aus Zwischenfrüchten. Letzteres wird auf 0,7 TWh geschätzt, basierend auf den 0,3 Mio. t TS Zwischenfrüchten, deren Methanbildungspotenzial 529 kWh/TB entspricht und deren Trockensubstanzgehalt 20 % beträgt.)

<sup>12</sup> Die Schätzung in Bezug auf die Primärenergie ergibt sich aus der oben geschätzten Anzahl an Mio. t TS und dem unteren Heizwert von Pflanzenresten von 4,83 MWh/t TS gemäss BFE [1].

<sup>13</sup> Das Potenzial in Bezug auf Primärenergie basiert auf der vom BFE vorgenommen Schätzung [16] des Biogas-Produktionspotenzials aus tierischen Ausscheidungen von ~3,4 TWh, dem Methanbildungspotenzial (1,69 MWh/t TS) sowie dem unteren Heizwert (4,19 MWh/t TS) der tierischen Ausscheidungen gemäss Angaben der ADEME [15] und dem BFE [1].

<sup>14</sup> Die Studie «Bioenergy in Switzerland» [2] schätzte das Potenzial aus tierischen Ausscheidungen im Jahr 2010 auf 5,9 TWh.



landwirtschaftlichen Nebenprodukten von 10,4 TWh, wovon 8,4 TWh aus tierischen Ausscheidungen stammen und 2,0 TWh aus landwirtschaftlichen Nebenprodukten.

#### 4.1.2 Produktionspotenzial von erneuerbarem Gas

Im 2016 wurden 0,3 TWh erneuerbares Gas in landwirtschaftlichen Anlagen produziert [5].

Die Studie des BFE [16] schliesst auf ein theoretisches maximales Primärenergiepotenzial für die Biogasproduktion aus landwirtschaftlichen Nebenprodukten von 10,4 TWh. Die effektive Umwandlung dieses Vorkommens in Biogas würde ~4,4 TWh<sup>15</sup> ergeben, wovon 77% von tierischen Ausscheidungen (64% von Rindern und 13% von Schweinen) und 23% von Zwischenfrüchten und Streu stammen.

Dieses theoretische Maximalpotenzial berücksichtigt jedoch nicht die technischen, wirtschaftlichen oder gesetzlichen Machbarkeitsgrenzen.

#### **Konkurrenz zwischen den Verwertungsketten landwirtschaftlicher Nebenprodukte**

Die meisten landwirtschaftlichen Nebenprodukte werden heute als Kompost verwertet.

Die Methanisierung, eine alternative Verwertungskette landwirtschaftlicher Nebenprodukte, hat den Vorteil, dass sie die derzeitige Verwertungskette der Kompostierung ergänzt, da der Methanisierungsprozess zur Herstellung von Kompost führt (Gärgut aus der Biogasanlage). Dieses Gärgut ist auch von besserer Qualität als herkömmlicher Kompost (besserer Düngewert, bessere Aufnahme des Gärguts durch die Pflanzen) und dank dem Herstellungsprozess in geschlossenen Räumen können die negativen sozialen und ökologischen Externalitäten des Gärungsprozesses besser begrenzt und kontrolliert werden (Reduktion von Treibhausgasemissionen wie CH<sub>4</sub>, CO<sub>2</sub>, NO, Reduktion der Geruchsbelästigungen). Ausserdem reduziert sich die zu verteilende Düngermenge durch die Konzentration des Düngepotenzials des Gärguts.

Folglich scheint die energetische Verwertung landwirtschaftlicher Nebenprodukte nicht mit den bestehenden Verwertungsketten (Kompostierung) zu konkurrieren.

#### **Kritische Grösse der Betriebe**

Die derzeit betriebenen Biogasanlagen benötigen eine grosse Menge an Zufuhrmaterial: Die von der ADEME [15] ausgewählten Biogasanlagen verfügen über eine Produktionskapazität von 10 bis 60 GWh/Jahr an Biogas.

Die Struktur der Schweizer Agrarindustrie (~60'000 Landwirtschaftsbetriebe) führt laut BFE [16] zu einer Aufsplitterung des Methanbildungspotenzials:

- Schweine- und Rinderhaltungsbetriebe verfügen jeweils über eine individuelle Biomethan-Produktionskapazität von 0,08 bis 0,16 GWh/Jahr;

---

<sup>15</sup> Die Studie «Biomassenpotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung» des WSL [3] geht davon aus, dass unter Berücksichtigung ökologischer, technischer und wirtschaftlicher Restriktionen 8,2 TWh Primärenergie, **entsprechend 3,0 TWh Biogas**, aus tierischen Ausscheidungen und landwirtschaftlichen Nebenprodukten gewonnen werden könnten.

- 97% des Methanbildungspotenzials aus landwirtschaftlichen Nebenprodukten werden in Betrieben erzeugt, die einzeln weniger als 0,26 GWh/Jahr Biomethan produzieren könnten.

Die kleinsten vom BFE untersuchten Biogasanlagen («Mini-Biogasanlagen») [16] verfügen über eine Kapazität von 0,7 GWh/Jahr<sup>16</sup>.

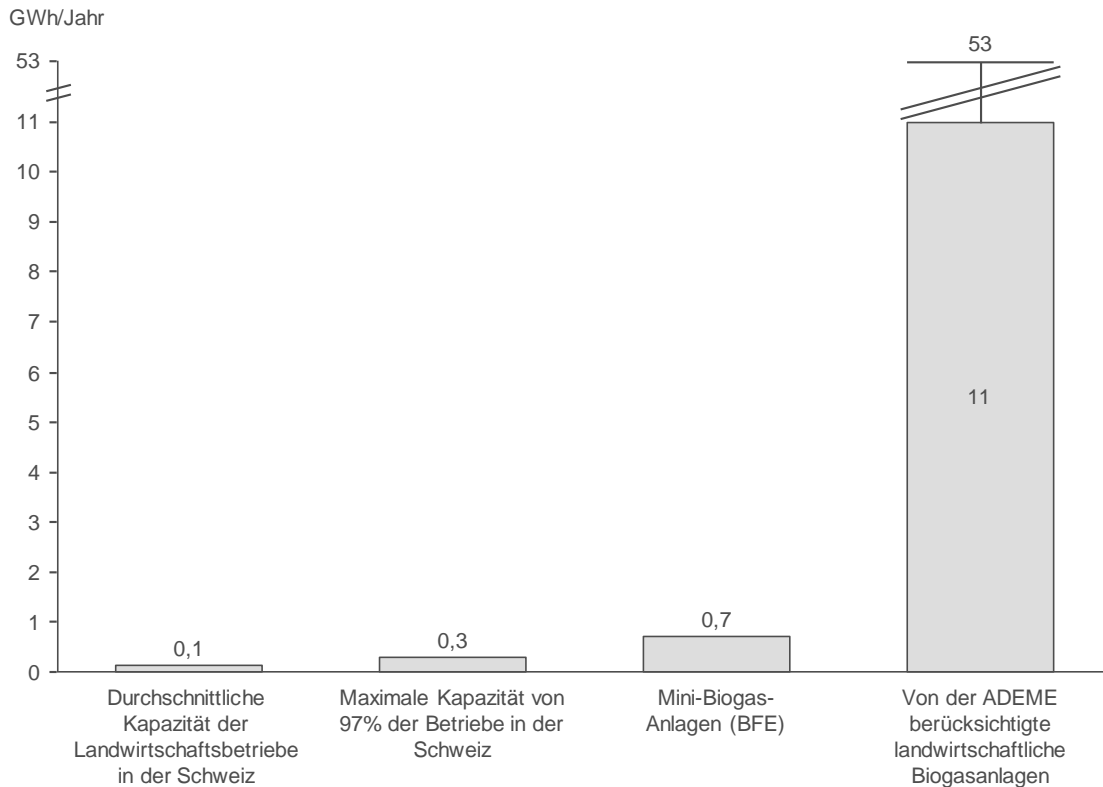


Abbildung 12: Vergleich zwischen der Produktionskapazität von Biogas der Schweizer Landwirtschaftsbetriebe und den gängigen Biogasanlagen (GWh/Jahr)<sup>17</sup> [15][16]

Folglich entfällt die Möglichkeit, Biogas ausschliesslich aus landwirtschaftlichem Dünger auf Ebene eines einzelnen Betriebes zu produzieren und es erscheint daher unabdingbar, dass sich die Landwirtschaftsbetriebe zu Gruppen zusammenschliessen.

Das BFE ist der Meinung, dass diese Zusammenschlüsse auf Gemeindeebene erfolgen sollten und weist darauf hin, dass sie «die Einrichtung einer spezifischen Logistik für den Umgang mit Substraten und der Evakuierung von Gärresten» erfordern werden. Auch wenn eine Zusammenarbeit für zahlreiche Betriebe bereits üblich ist, erfordert doch jeder Zusammenschluss die Festlegung organisatorischer Verfahren und das Treffen von Vereinbarungen über Verantwortung, Rechte und Pflichten eines jeden einzelnen.

<sup>16</sup> Schätzung nach Marktanalyse der Lieferanten von landwirtschaftlichen Biogasanlagen und aufgrund der bisherigen Erfahrungswerte in der Schweiz und in Europa. Das BFE führt seine Studie auf der Basis elektrischer Kapazitäten durch: Die Umwandlung in Biomethan-Kapazität erfolgt unter der Annahme eines Wirkungsgrades von 30% (Referenz des BFE).

<sup>17</sup> Die Kapazitäten der von der ADEME untersuchten Biogasanlagen werden auf der Grundlage ihrer Produktion von eingespeistem Gas eingeschätzt – die Einspeiseleistung wird nicht berücksichtigt.

### **Gesetzliche Einschränkungen**

Gemäss BAFU und BLW [18] muss das Zufuhrmaterial bei Biogasanlagen gewisse Kriterien bezüglich Herkunft und Zusammensetzung erfüllen, was die Beschaffungskapazität an Substraten der Landwirtschaftsbetriebe einschränken könnte [16]. Diese Kriterien werden durch die RPV (Art. 34a, 2) festgelegt:

- Die verarbeiteten Substrate müssen zu mehr als der Hälfte ihrer Masse vom Standortbetrieb oder aus Landwirtschaftsbetrieben stammen, die innerhalb einer Fahrdistanz von in der Regel 15 km liegen;
- Dieser Teil muss mindestens 10 Prozent des Energieinhalts der gesamten verarbeiteten Substrate ausmachen. Die Quellen der restlichen Substrate müssen innerhalb einer Fahrdistanz von in der Regel 50 km liegen. Ausnahmsweise können längere Fahrdistanzen bewilligt werden.

Gemäss Empfehlung des BFE [16] könnte durch eine Zusammenlegung von Betrieben auf Gemeindeebene diese Kriterien erfüllt werden.

Zudem müssen flüssige Zufuhrmaterialien gemäss LRV mit Tankfahrzeugen oder über Rohrleitungen und feste Zufuhrmaterialien in geschlossenen Behältern und möglichst abseits der Wohngebiete transportiert werden. Die Lagerung hat in geschlossenen Behältern zu erfolgen, die über eine Lüftung verfügen.

Schliesslich schreibt die RPV vor, dass sich die ganze Biogasanlage dem landwirtschaftlichen Betrieb "unterordnen" muss, d.h. die Einnahmen aus der Biogasanlage dürfen nicht höher sein als die Einnahmen aus Tierhaltung und Pflanzenproduktion zusammen.

#### **4.1.3 Einspeisepotenzial von erneuerbarem Gas**

Wird das erzeugte Biogas (nach der Aufbereitung) in das Erdgasnetz eingespeist, müssen die Hürden bezüglich Anschluss an das Gasverteilungsnetz von den landwirtschaftlichen Betrieben berücksichtigt werden.

Im Rahmen dieser Studie wurde basierend auf statistischen Daten des BFS (landwirtschaftliche Betriebe) und des VSG (an das Erdgasnetz angeschlossene Gemeinden) eine Modellierung durchgeführt, um die Entfernung der Schweizer Landwirtschaftsbetriebe vom Gasnetz zu beurteilen. Nach der Geokodierung aller ~2'200 Gemeinden in der Schweiz und der Extrapolation des nationalen Potenzials für die landwirtschaftliche Produktion von erneuerbarem Gas in jeder einzelnen Gemeinde, ermöglichte die Modellierung die Abschätzung des Anteils des Produktionspotenzials, der für eine bestimmte Verbindungsdistanz in das Netz eingespeist werden könnte (siehe Methodik unten).

Gemäss Modellierungsergebnissen liegen 34% des landwirtschaftlichen Produktionspotenzials für erneuerbare Gase (d.h. 1,5 TWh) in Gemeinden, die ans Netz angeschlossen sind.

Das Potenzial für die Einspeisung erneuerbarer Gase wird in dieser Studie auf der Grundlage einer hypothetischen Netzanschlussdistanz von maximal 5 km geschätzt – eine Annahme, die sich an der VSG-Referenzhypothese orientiert<sup>18</sup> [14]. Diese Hypothese sollte mit verschiedenen Beobachtungen in Bezug gesetzt werden:

---

<sup>18</sup> Der VSG schätzt in seiner Studie, dass 70 % des landwirtschaftlichen Biogaspotenzials weniger als 5 km vom Gasnetz entfernt liegt [14].

- In Frankreich beträgt die durchschnittliche Anschlussdistanz 1,7 km [51];
- Gemäss RPV muss mindestens die Hälfte der Substrate in Betrieben erzeugt worden sein, die sich in einer Fahrdistanz von weniger als 15 km vom Standort der Biogasanlage entfernt befinden. Eine Bündelung des Zufuhrmaterials könnte daher die Einspeisung von weiter entfernten Potenzialen möglich machen. Technische (Verfügbarkeit einer Fläche für die netznahe Installation einer Biogasanlage), organisatorische (Zusammenarbeit der Betreiber) sowie topologische oder gesellschaftliche Einschränkungen (Akzeptanz einer Biogasanlage, insbesondere bei Geruchsbelästigungen) wären ebenfalls noch zu berücksichtigen;
- Generell hängt eine Entscheidung für die Einspeisung nicht nur von der Entfernung der Biogasanlage vom Netz ab, sondern auch von lokalen Besonderheiten, die sowohl zu steigenden als auch zu fallenden Verbindungskosten führen können.

Wird von einer maximalen Anschlussdistanz von 5 km zum Gasnetz ausgegangen, ergibt sich gemäss Modellierung ein Einspeisepotenzial von 484% (im weiteren Verlauf der Studie auf 50% aufgerundet) des Produktionspotenzials, dies entspricht 2,2 TWh.

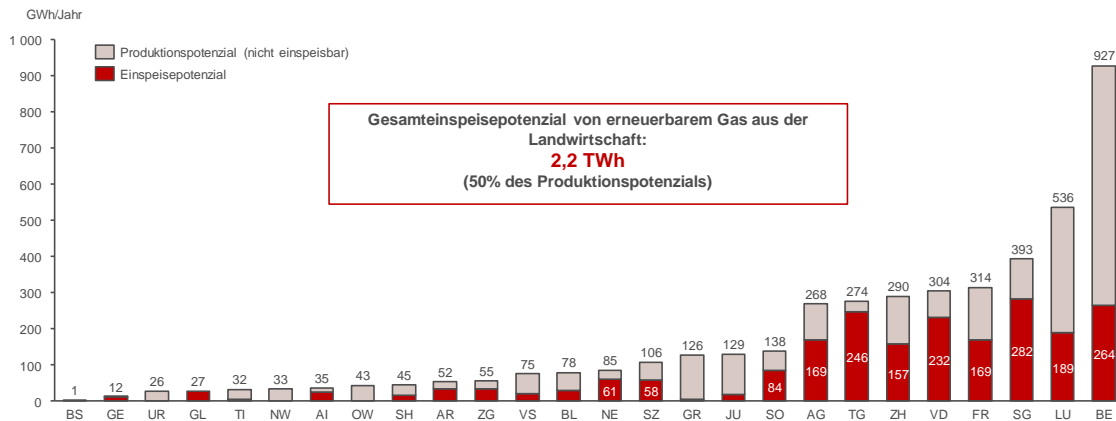


Abbildung 13: Einspeisepotenzial von erneuerbarem landwirtschaftlichem Gas pro Kanton (GWh)

### Methodik zur Abschätzung des Einspeisepotenzials:

Das geschätzte Einspeisepotenzial ergibt sich aus der Modellierung der Entfernung der Schweizer Landwirtschaftsbetriebe vom Gasnetz.

#### Kartierung des Gasnetzes

Die Modellierung zielt zunächst einmal darauf ab, das Gasnetz in Bezug auf alle Schweizer Gemeinden abzubilden:

- Zunächst wurde jede der ~2240 Schweizer Gemeinden geokodiert, um ihre GPS-Koordinaten zu erhalten;
- Aus den Daten des VSG [52] wurden alle ans Netz angeschlossene Gemeinden identifiziert;
- Innerhalb jedes Kantons konnte anhand der Berechnung der orthodromischen Entfernung zwischen allen Gemeinden, für jede nicht ans Gasnetz angeschlossene Gemeinde, die ans nächstgelegene Netz angeschlossene Gemeinde ermittelt werden;
- Dann wurde für jedes Paar "nicht angeschlossene Gemeinde / nächstgelegene angeschlossene Gemeinde" die Fahrdistanz berechnet, um die Auswirkungen von

Hindernissen, insbesondere natürlicher Art, abzuschätzen.  
Nach Abschluss dieser ersten Modellierungsphase verfügt man für jede Gemeinde in der Schweiz über eine Schätzung der Entfernung zum Netz.

#### *Geschätztes Einspeisepotenzial*

Das BFS veröffentlicht die landwirtschaftliche Fläche jeder Gemeinde in der Schweiz. Allerdings ist die landwirtschaftliche Fläche nicht immer repräsentativ für das Potenzial der landwirtschaftlichen Biogasproduktion, insbesondere in den Gebirgskantonen. Deshalb wurde eine Analyse des Potenzials für die landwirtschaftliche Biogasproduktion durchgeführt, indem das vom BFE geschätzte nationale Potenzial von 4,4 TWh anhand der BFS-Statistik hochgerechnet wurde [16]:

- Das Produktionspotenzial von erneuerbarem Gas aus der Landwirtschaft wird auf kantonaler Ebene aus dem vom BFE [16] angegebenen Methanbildungspotenzial (Rinder, Schweine, Pflanzen) pro Betriebsart (Typologiekriterien: landwirtschaftliche Fläche, Topologie des Gebietes) hochgerechnet;
- Die Ergebnisse werden mit der Anzahl Betriebe jeden Typs in jedem Kanton verglichen (BFS-Statistik).

Um ein Produktionspotenzial in der Grösse jeder Gemeinde zu erhalten, wird das kantonale Produktionspotenzial auf alle Gemeinden im Verhältnis zur ihrer landwirtschaftlichen Fläche verteilt.

#### *Modellierungsergebnis*

Die Analyse leitet aus den Ergebnissen der beiden Modellierungsphasen für eine gegebene Entfernung zum Gasnetz ab, welches Produktionspotenzial für landwirtschaftliches Biogas sich in Gemeinden, die sich in einer bestimmten Entfernung zum Gasnetz befinden, ergibt.

Damit Gas aus landwirtschaftlichen Nebenprodukten ins Netz eingespeist werden kann, muss dieses aufbereitet werden, wodurch sich Gas mit einem Methangehalt von ~96% (gegenüber 55 – 60% bei Biogas ab Biogasanlage) gewinnen lässt. Abgesehen von den Aufbereitungsverlusten (~5%, die bei der Schätzung des Vorkommens nicht einberechnet werden) verursacht der Aufbereitungsprozess Kosten, die von der ADEME [15] auf ~25% der Gesamtinvestitionskosten in eine Biogasanlage geschätzt werden. Der Einsatz von Biogas direkt vor Ort (keine Aufbereitung nötig) wird daher von den Landwirten nach Möglichkeit bevorzugt. Die durch eine Wärme-Kraft-Kopplung erzeugte Wärme ist oft vor Ort rückgewinnbar, sei es zur Trocknung des Gärguts und anderer Biomasseelemente (Kompost, Holz) oder zur Beheizung von Landwirtschafts- und Wohngebäuden [19].

#### **Fazit:**

Das BFE [16] schätzt das theoretische Höchstpotenzial für die Erzeugung von erneuerbarem Gas aus landwirtschaftlichen Nebenprodukten auf 4,4 TWh. Dieses Potenzial berücksichtigt weder die wirtschaftlichen oder gesetzlichen Sachzwänge noch den Umstand, dass die Landwirtschaftsbetriebe weit auseinander liegen, was eine Zusammenlegung auf Gemeindeebene bedingen würde, damit eine genügende Kapazität an Zufuhrmaterial erreicht werden könnte.

Es wird davon ausgegangen, dass etwa 50% des landwirtschaftlichen Produktionspotenzials für erneuerbares Gas ins Netz eingespeist werden könnte, was einem landwirtschaftlichen Einspeisepotenzial von 2,2 TWh entspricht. Die zusätzlichen Kosten für die Aufbereitung von Biogas, damit dieses überhaupt ins Netz eingespeist werden kann, wird gewisse Betreiber dazu veranlassen, ihr Biogas vor Ort zu nutzen, wie dies auch schon jetzt der Fall ist.

## 4.2 Holz und Holznebenprodukte

### Synthese: Potenzial der Produktion und Einspeisung von erneuerbarem Gas aus Holz

- Das BAFU [23] schätzt die Primärenergiequelle Holz auf 16 TWh (Waldholz und Flurholz zusammen), wobei die Ressourcenpolitik Holz des Bundes, deren Ziel es ist, die Holznutzung in der Schweiz bis an die Grenzen der Nachhaltigkeit des Waldes zu intensivieren, berücksichtigt wurde.
- Gemäss BAFU [24] werden bereits 13,5 TWh Primärenergie aus Holz in Form von Wärme und Elektrizität mit einem hohen Wirkungsgrad (69%) verwertet, der mit zunehmendem Einsatz hocheffizienter Anlagen noch steigt (>90%).
- Gemäss der ADEME [15] ist die Holzvergasung - der einzige Prozess zur Umwandlung von Holz in Gas - eine noch sehr junge Technologie (weltweit nur eine industrielle Anlage), welche hohe Kosten bei begrenzter Effizienz generiert: Die Entwicklung dieser Verwertungskette wird bis 2030 marginal bleiben.
- Da es zahlreiche bereits ausgereifte und effiziente Alternativen gibt, wird das bis anhin nicht genutzte Energieholz-Vorkommen (2,5 TWh) bis 2030 wahrscheinlich nicht durch Holzvergasung (von Experimenten abgesehen) verwertet werden. Der VSG [14] bestätigt dieses Fazit und kommt ebenfalls zum Schluss, dass die Holzvergasung bis 2030 nur einen geringen Beitrag zur Erzeugung von erneuerbarem Gas leisten wird.

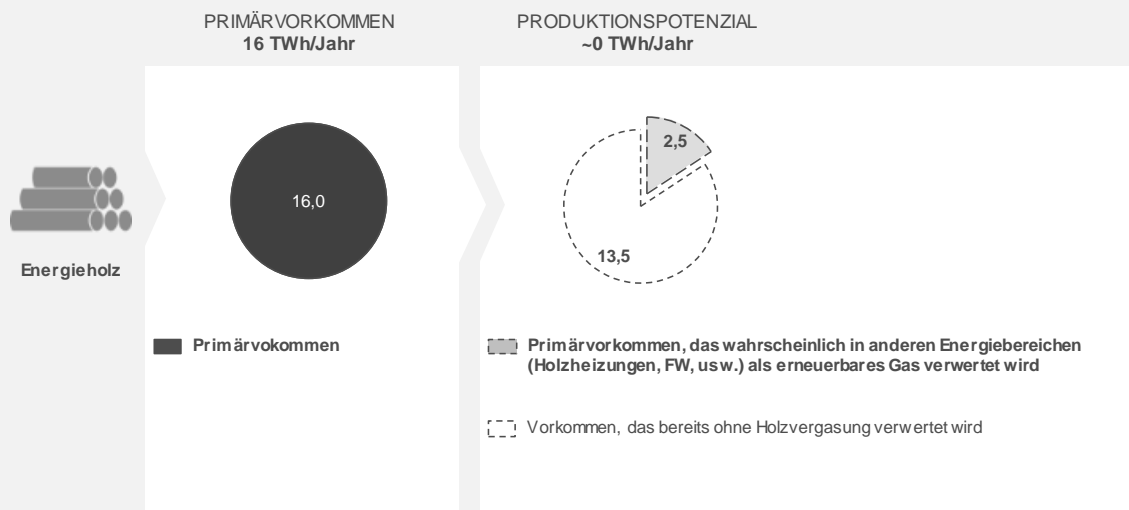


Abbildung 14: Produktions- und Einspeisepotenzial von erneuerbarem Gas aus Holz (TWh)

### 4.2.1 Primärenergievorkommen

Gemäss BAFU [24] bedecken die Wälder 32% der Fläche der Schweiz (entsprechend ~1,3 Mio. Hektaren) und stellen ~419 Mio. m<sup>3</sup> lebendiges Holz dar. Die Holzernte beträgt zwischen 4,5 und 5,5 Mio. m<sup>3</sup> pro Jahr.

Die Energiegewinnung aus Holz wird im Jahr 2015 auf 4,6 Mio. m<sup>3</sup> geschätzt, wovon etwa die Hälfte aus Waldholz stammt (der Rest aus Landschaftspflegeholz, Altholz und Holzabfällen). Im Jahr 2016 wurden 13,5 TWh Primärenergie aus der Ressource Energieholz gewonnen und daraus 8,9 TWh Wärme und 0,5 TWh Elektrizität erzeugt [24].

Das Schweizer Waldvorkommen verzeichnet insgesamt einen positiven Nettozuwachs (+ 1,5 Millionen m<sup>3</sup> zwischen 2006 und 2013). Diese Unterbewirtschaftung des nationalen Waldpotenzials hat den Bund dazu veranlasst, Ziele für eine intensivere Nutzung der Ressource Holz zu definieren, die auf eine Ernte von 8,2 Mio. m<sup>3</sup> pro Jahr abzielen, wobei die Produktion maximiert werden soll, ohne aber die Nachhaltigkeit der Schweizer Wälder zu gefährden [23].

Dieses Ziel basiert auf Analysen des BAFU, das zudem das Potenzial von Energieholz in der Schweiz auf 6,3 Mio. m<sup>3</sup>/Jahr bzw. 16 TWh Primärenergie<sup>19</sup> schätzt, mit einem zusätzlichen Potenzial von 1 Mio. m<sup>3</sup>/Jahr aus Waldholz und 1 Mio. m<sup>3</sup>/Jahr aus Flurholz (Landschaftspflegeholz, Altholz und Holzabfälle) [23].

**Fazit:**

Das BAFU [23] schätzt das Primärpotenzial von Energieholz auf 16 TWh (wovon 13,5 TWh bereits genutzt werden). Dieses könnte ohne Einschränkung der Nachhaltigkeit für die Schweizer Waldbiomasse voll ausgeschöpft werden.

**4.2.2 Produktionspotenzial von erneuerbarem Gas**

Im Jahr 2016 wurden 13,5 TWh der Primärressource Energieholz genutzt [24]. Folglich werden 2,5 TWh der Primärressource noch nicht genutzt.

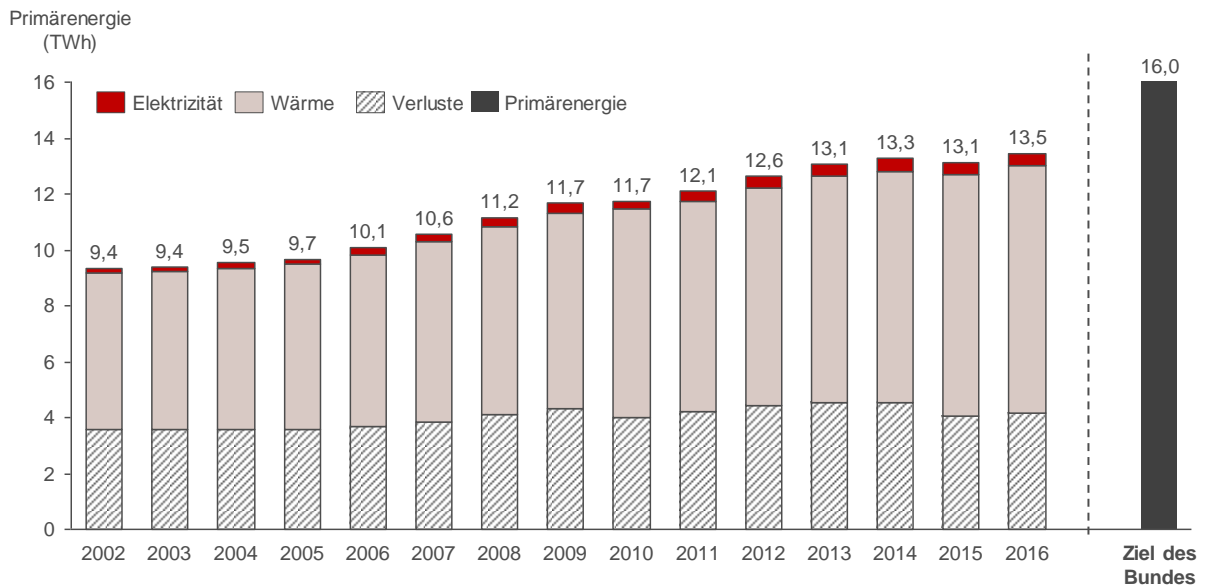


Abbildung 15: Verlauf und Ziel der energetischen Bewirtschaftung der Ressource Holz (Primär TWh) [23][24]

Heute wird Energieholz ausschliesslich für Wärme (8,9 TWh) und Elektrizität (0,5 TWh) genutzt, mit einem aktuellen Energieertrag von ~69%, der stetig steigt [24]

<sup>19</sup> Die WSL-Studie «Biomassenpotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung» [3] schätzt das Primärenergiepotenzial unter Berücksichtigung der ökologischen, technischen und ökonomischen Einschränkungen auf 13,8 TWh.

- Mit Ausnahme von Pelletheizungen werden Heizungen mit kleiner Leistung (Einzelheizungen, Zentralheizungen) tendenziell durch automatische Heizanlagen mit mehr als 50 kW ersetzt, mit potenziell niedrigeren Kosten und höherer Verbrennungseffizienz;
- 2016 werden in der Schweiz 11 holzbetriebene Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen betrieben, also doppelt so viele wie noch 2014;
- In rund hundert Heizungsanlagen (einschliesslich der 30 Kehrichtverbrennungsanlagen) wird Altholz verwertet.

In seiner Ressourcenpolitik Holz [23] verdeutlicht der Bund seine Absicht «Energieholz so effizient wie möglich» zu nutzen und «räumt der effizienten und sauberen Wärmeproduktion sowie der Wärme- und Stromproduktion mit einem hohen Gesamtwirkungsgrad respektive Jahresnutzungsgrad eine hohe Priorität ein».

Gemäss der ADEME [15] weist die Holzvergasung – die einzige Verwertungskette, die aus Holz Gas erzeugen kann – einen Wirkungsgrad von ~60% auf (ohne Berücksichtigung der Endumwandlung in Wärme oder Elektrizität). Zum Vergleich: Die neuen Generationen von Holz-Heizkesseln (einschliesslich jener mit kleiner Leistung) haben einen Wirkungsgrad von über 90% für die Wärmeerzeugung. Ein Übergang von bestehenden Anlagen zur Holzvergasung würde demnach der Zielsetzung des Bundes, die Effizienz zu maximieren, nicht gerecht werden.

Von den 2,5 TWh der noch nicht verwerteten Primärressource Energieholz könnte die Holzvergasung technisch von Bedeutung sein, wenn die Produktionsstandorte von Energieholz weit entfernt von Wärmeverbrauch-Standorten sind, die Verbrauchsstandorte noch mit einer umweltbelastenden Heizungsanlage (Ölheizung) ausgestattet sind oder über keine Kapazität zur Holzlagerung verfügen. Zudem sollte sich das Gasnetz in der Nähe der Holzvergasungsanlage befinden, damit die Anschlusskosten begrenzt werden können. In diesem Fall würde die Produktion und Einspeisung von Gas aus Holz die Erschliessung der Ressource über das Erdgasnetz möglich machen. Die Holzvergasung müsste allerdings noch vier bedeutende und nach wie vor bestehende Hürden überwinden:

1. Die Energieeffizienz dieser Verwertungskette ist niedriger als bei den alternativen Verwertungsketten von Energieholz;
2. Das durch Holzvergasung gewonnene Gas verursacht hohe Kosten, insbesondere aufgrund der komplexen thermochemischen Bedingungen und der Unausgereiftheit der Technologie;
3. Die Holzvergasungstechnologie ist noch neu und weltweit wird nur eine einzige Holzvergasungsanlage betrieben, auf die sich die ADEME im 2018 bezieht [15]: Die Unausgereiftheit der Technologie wird die Anpassungsfähigkeit der Technologie an unterschiedliche lokale Gegebenheiten bis 2030 einschränken.
4. Da das Gas ins Netz eingespeist werden muss, müssen sich die Holzvergasungsanlagen in der Nähe des Gasnetzes befinden: Ob solche Standorte vorhanden sind und ob diese mit Energieholz-Produktionsstandorten verbunden werden können, gilt es noch zu prüfen.

Von den 2,5 TWh Energieholz, die theoretisch als erneuerbares Gas verwertet werden können, dürfte bis 2030 nur ein geringer Teil tatsächlich zu Gas verarbeitet worden sein. Diese Schlussfolgerung wird auch vom VSG geteilt [14].



**Fazit:**

Von den vom BAFU [23] geschätzten 16 TWh Primärpotenzial an Energieholz werden bereits 13,5 TWh für die Wärme- und Elektrizitätsproduktion genutzt, mit einem aktuellen Wirkungsgrad von 69%, Tendenz dank neuer hocheffizienter Anlagen steigend (>90%). Der Wunsch des Bundes nach einer möglichst energieeffizienten Nutzung der Holzressourcen spricht gegen eine Begünstigung der Holzvergasung, da es sich dabei um eine sehr junge Technologie handelt, die kostenintensiv ist und nur einen begrenzten Wirkungsgrad aufweist (63%). Die Produktion von erneuerbarem Gas aus Holz wird daher bis 2030 im marginalen Bereich bleiben.

### 4.3 Erneuerbare Abfälle

**Synthese: Potenzial der Erzeugung und Einspeisung von erneuerbarem Gas aus Biomasseabfällen**

- Das BAFU [25][26][28] geht davon aus, dass in der Schweiz jährlich 1,8 Mio. t TS biogene Abfälle (davon 1,7 Mio. t TS biogene Siedlungsabfälle und 0,1 Mio. t TS nicht vermeidbare biogene Industrieabfälle) sowie 0,2 Mio. t TS Klärschlamm produziert werden, was einem geschätzten Primärenergievorkommen von 7,9 TWh (7,0 TWh aus biogenem Abfall und 0,9 TWh aus Klärschlamm) entspricht.
- Von den 1,7 Mio. t TS biogenen Siedlungsabfällen werden derzeit 0,7 Mio. t TS gesammelt, der Rest (1,0 Mio. t TS entsprechend 3,9 TWh) wird bereits durch Verbrennung energetisch verwertet.
- Das verfügbare Primärpotenzial für die Produktion erneuerbarer Gase wird daher auf 4,0 TWh geschätzt, davon 3,1 TWh aus biogenen Abfällen und 0,9 TWh aus Klärschlamm. Die Methanisierung dieses Primärpotenzials würde zur Produktion von 2,2 TWh erneuerbarem Gas führen (1,8 TWh Energie würde bei der Methanisierung verloren gehen).
- Heute werden in der Schweiz 1,0 TWh erneuerbares Gas aus biogenen Abfällen und Klärschlamm erzeugt, wovon 0,7 TWh vor Ort für Wärme und Elektrizität verwertet werden[5]. Das Potenzial für die Einspeisung von erneuerbarem Gas aus Biomasse-Abfällen wird daher auf das derzeit ungenutzte Potenzial (1,2 TWh) und das bereits gewonnene und eingespeiste Potenzial (0,3 TWh) geschätzt.

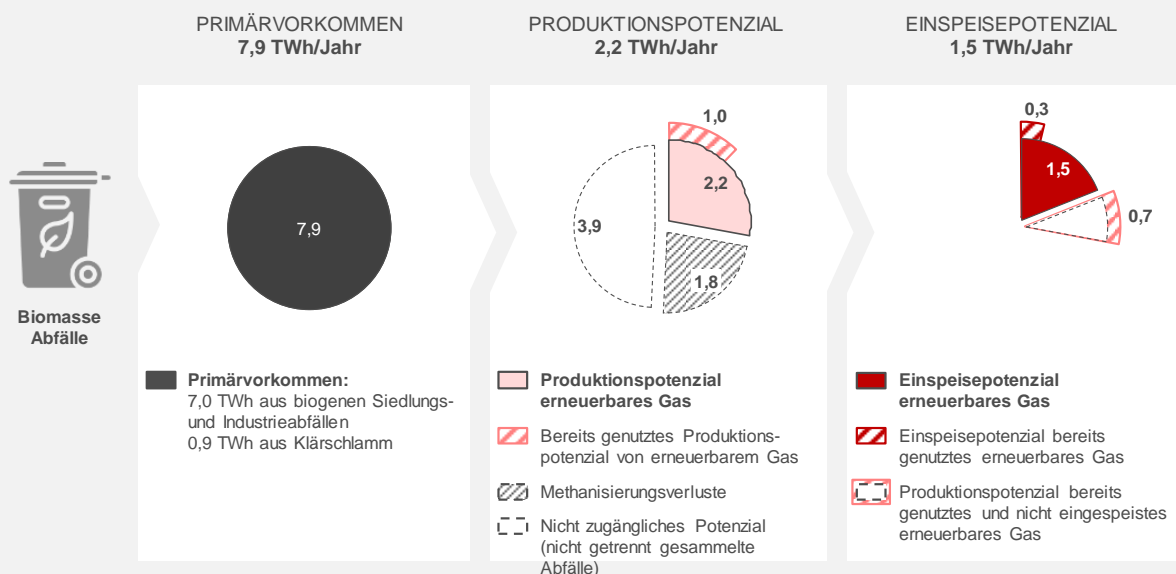


Abbildung 16: Potenzial für die Einspeisung von erneuerbarem Gas aus Biomasse-Abfall (TWh)

Zu den erneuerbaren Abfällen zählen alle organischen Abfälle aus Industrie, Gewerbe und Haushalten:

- Biogene Siedlungsabfälle (Haushalte und Unternehmen) sowie biogene Abfälle aus der Nahrungsmittelindustrie;
- Klärschlamm aus Kläranlagen und Industrieabwässer.

#### 4.3.1 Primärenergievorkommen

##### **Biogene Abfälle**

Gemäss BAFU [25] fallen in der Schweiz jährlich 2,3 Mio. t TS an Nahrungsmittelabfällen an, wovon 74% (1,7 Mio. t TS) von den Gemeinden (Siedlungsabfälle) gesammelt werden und 26% (0,6 Mio. t TS) von der Lebensmittelindustrie und den Grossverteilern (Industrieabfälle) stammen.

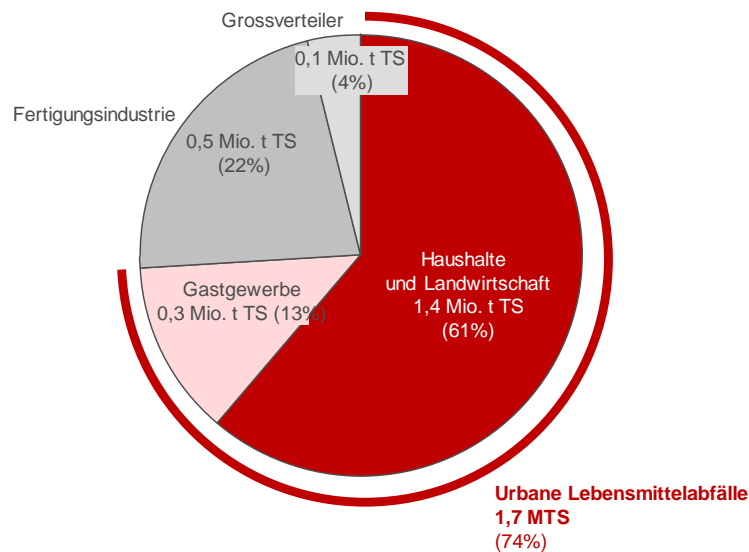


Abbildung 17: Aufteilung der Nahrungsmittelabfälle in der Schweiz (Mio. t TS, 2016) [25]

Bei den Industrieabfällen schätzt das BAFU, dass 0,5 Mio. t TS vermeidbar<sup>20</sup> sind und möglicherweise nicht mehr existieren, wenn die Politik zur Bekämpfung der Verschwendung Wirkung zeigt.

<sup>20</sup> Gemäss BAFU sind 395'000 t TS der Industrieabfälle und 95'000 t TS der Abfälle aus Vertrieb verwertbar und könnten somit vermieden werden.

Mit einem vom BFE [1] auf 3,89 MWh/t TS (bzw. 4,19 MWh/t TS) geschätzten unteren Heizwert für biogenen Siedlungsabfall (bzw. biogene Industrieabfälle) stellen biogene Abfälle somit ein Primärenergievorkommen von 7,0 TWh dar.

### **Klärschlamm**

Klärschlamm entsteht bei der Behandlung von Abwasser in den Kläranlagen. Gemäss technischer Verordnung über Abfälle müssen diese entsorgt oder entsprechend der technischen Verordnung über Abfälle (TVA) verwertet werden. Laut Statistik über die im Jahr 2016 erzeugten und rezyklierten Abfälle [26] werden jährlich 0,21 Mio. t TS an Klärschlamm behandelt<sup>21</sup>.

Mit einem vom BFE [1] auf 4,17 MWh/t TS geschätzten unteren Heizwert stellt Klärschlamm somit ein Primärenergievorkommen von 0,9 TWh [26] dar.

### **Fazit:**

Das Primärenergiepotenzial aus erneuerbarem Abfall (biogener Abfall und Klärschlamm) wird auf 7,9 TWh (7,0 TWh aus biogenen Abfällen und 0,9 TWh aus Klärschlamm) geschätzt.

### **4.3.2 Produktionspotenzial von erneuerbarem Gas**

Gemäss der Biomassestrategie des Bundes sind biogene Abfälle stofflich wie auch energetisch optimal zu verwerten. Das BAFU stellt nach Erhebung der Kompostier- und Vergärungsanlagen [27] fest, dass «die gesamthaft in der Schweiz anfallende Menge an biogenen Abfällen grösser ist als die Menge, die gegenwärtig in den Kompostier- und Vergärungsanlagen verwertet wird. Im Vergleich zum Aufkommen zeigt sich, dass ein beachtlicher Teil der biogenen Abfälle noch nicht optimal genutzt wird. Mit einer Optimierung der Verwertung können Nährstoffe, Bodenverbesserer und erneuerbare Energie gewonnen werden. Dadurch können die Umweltbelastungen, wie Eintrag von Schadstoffen oder Fremdstoffen durch Dünger, sowie der Einsatz von fossilen Energieträgern reduziert werden.»

### **Biogene Abfälle**

Siedlungsabfälle: Gemäss Erhebung des BAFU [27] werden jährlich 0,7 Mio. t TS organische Siedlungsabfälle gesammelt, was einer Sammelquote von ~45% entspricht, die auch durch die Erhebung des BAFU bei den Schweizer Gemeinden bestätigt wurde [29]<sup>22</sup>. Die übrigen Siedlungsabfälle, entsprechend 1,0 Mio. t TS oder 3,9 TWh Primärvorkommen, werden energetisch durch Verbrennung verwertet. Mit einem Methanbildungspotenzial von 1,8 MWh/t

<sup>21</sup> Obwohl die Klärschlammbehandlung mehrere Stufen umfasst (Methanisierung oder Faulung, Entwässerung und danach Trocknung [28]), gehen wir davon aus, dass jede Schlammmenge nur einmal verwertet wird (keine Kombination aus Methanisierung + Verbrennung).

<sup>22</sup> Die leistungsfähigsten Gemeinden wie Dübendorf und Morges (Gewinner des Green Award 2012 und 2015 von Biomasse Suisse) sammeln bis zu 120 kg biogene Abfälle pro Einwohner mit einer Sammelquote von rund 60% [30]. Diese Gemeinden haben erhebliche Anstrengungen unternommen, um solche Sammelquoten zu erreichen (wöchentliche oder noch häufigere Abholung, grosse Sensibilisierungskampagnen, kostenlose Verteilung von Kompost aus der Verwertung von biogenem Abfall usw.).

TS<sup>23</sup> stellt der separat gesammelte biogene Siedlungsabfall (entsprechend 2,7 TWh Primärenergie) somit ein erneuerbares Gasproduktionspotenzial von 1,3 TWh<sup>24</sup> dar (1,4 TWh gehen bei der Methanisierung verloren).

Industrieabfälle: Bei einem Methanbildungspotenzial von 1,8 MWh/t TS würde die Methanisierung der 0,1 Mio. t TS nicht vermeidbarer biogener Industrieabfälle (entsprechend 0,4 TWh Primärenergie) zu einem Produktionspotenzial an erneuerbarem Gas von 0,2 TWh<sup>25</sup> führen (0,2 TWh gehen bei der Methanisierung verloren).

Insgesamt wird das Potenzial für die Erzeugung von erneuerbarem Gas aus biogenem Siedlungs- und Industrieabfall auf 1,5 TWh geschätzt. Effektiv wurden im Jahr 2016 0,3 TWh erneuerbares Gas aus biogenen Abfällen erzeugt.

Der Vergärungsprozess ermöglicht eine umfassende Verwertung von organischen Abfällen<sup>26</sup>:

- Die Methanisierung ergänzt die Kompostierung, da das Gärgut aus dem Methanisierungsprozess als Kompost verwertet werden kann;
- Der Methanisierungsprozess ermöglicht die Verwertung von organischen Abfällen und begrenzt dabei die negativen externen Effekte der Kompostierung von Frischabfällen, insbesondere im Hinblick auf Umweltverschmutzung (unkontrollierte Treibhausgasemissionen) und Belästigungen (Gerüche);
- Feuchte organische Abfälle weisen bei der Methanisierung (bessere Rückgewinnung des unteren Heizwerts) einen höheren Nutzen auf als bei der Verbrennung<sup>27</sup> und begrenzen die Menge der zu behandelnden Verbrennungsabgase.

Gegenwärtig rechtfertigen mehrere Hindernisse die ungenügende Nutzung von biogenen Abfällen in energetischer Hinsicht in der Schweiz. Zunächst einmal wird zwar in 97% der Schweizer Gemeinden die Sammlung von organischen Abfällen angeboten, die begrenzte Sammelquote (durchschnittlich ~45% bei Siedlungsabfällen) ist jedoch auf die noch immer weitgehend freiwillige Sammlung (Bring-System) zurückzuführen, wobei das Hol-System teurer ist (228 CHF pro Tonne gegenüber 180 CHF pro Tonne beim Bring-System ) [29]. Darüber

---

<sup>23</sup> Schätzung basierend auf dem Methanbildungspotenzial von biogenem Abfall aus Haushalten (194 m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>/t TS gemäss CAIRN [46]), dem unteren Heizwert von Methan (9,94 kWh/m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>) und dem Standard-Wirkungsgrad von Methan in der Höhe von 94% gemäss ADEME [15].

<sup>24</sup> Die WSL-Studie «Biomassenpotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung» [3] schätzt unter Berücksichtigung ökologischer, technischer, ökonomischer und gesetzlicher Einschränkungen das Potenzial für die Erzeugung von erneuerbarem Gas aus Hauskehricht und organischen Abfällen auf 1,4 TWh, wobei insbesondere davon ausgegangen wird, dass bis zu 80% der Bio-Abfälle getrennt gesammelt werden könnten.

<sup>25</sup> Basierend auf einem erweiterten industriellen Perimeter und ohne Berücksichtigung der Menge an Lebensmittelabfällen schätzt die Studie der WSL «Biomassenpotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung» [3] das Produktionspotenzial von erneuerbarem Gas aus biogenen Industrieabfällen auf 0,6 TWh, unter Berücksichtigung der ökologischen, technischen, ökonomischen und gesetzlichen Auflagen.

<sup>26</sup> Es gilt zu beachten, dass sich die Methanisierung nicht immer für die Verwertung von organischem Abfall eignet, wie zum Beispiel bei trockenem Abfall, der sich nur wenig entwickelt (lange Zersetzungszeit).

<sup>27</sup> Der Vergärungsprozess weist einen Wirkungsgrad von 60 bis 90% des unteren Heizwerts von Abfällen auf. Zum Vergleich: Die Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energie 2016 [5] schätzt, dass aus den 6,6 TWh Primärenergie, die in Kehrichtverbrennungsanlagen verwertet werden, 1,8 TWh Wärme und 1,2 TWh Elektrizität erzeugt werden, was einer Energieeffizienz von 45% entspricht.

hinaus begünstigt der politische Wille zur Nutzungsmaximierung der Ressourcen in Bezug auf die gleichzeitig stoffliche und energetische Verwertung nicht explizit die Energieerzeugung gegenüber der Kompostproduktion: Heute wird der überwiegende Teil der gesammelten biogenen Siedlungsabfälle ohne vorgängige Methanisierung zu Kompost verwertet.

### **Klärschlamm**

Im Jahr 2016 wurden durch die Methanisierung von Klärschlamm 0,7 TWh<sup>28</sup> Gas erzeugt [5], also fast das gesamte verwertbare Vorkommen.

#### **4.3.3 Einspeisepotenzial von erneuerbarem Gas**

Im Jahr 2016 [5] wurden 0,3 TWh aus Abfall gewonnenes erneuerbares Gas ins Netz eingespeist - der Rest (0,7 TWh) des erzeugten erneuerbaren Gases wurde direkt vor Ort verwertet. Zieht man die derzeit nicht eingespeiste Produktion ab, geht man von einem Einspeisepotenzial von 1,5 TWh aus.

#### **Fazit:**

Das Produktionspotenzial für erneuerbares Gas aus Abfall (organischer Abfall und Klärschlamm) wird auf 2,2 TWh geschätzt, von denen bereits ~1 TWh genutzt wird:

- Gegenwärtig wird der grösste Teil der Siedlungsabfälle (3,9 TWh Primärenergie) bereits durch Verbrennung energetisch verwertet - der gesammelte biogene Abfall könnte allerdings methanisiert werden, wodurch 1,3 TWh erneuerbares Gas produziert werden könnte. Ein Grossteil des biogenen Industrieabfalls (2,0 TWh Primärenergie) könnte vermieden werden – mit der Methanisierung des verbleibenden Vorkommens könnte 0,2 TWh erneuerbares Gas produziert werden;
- Der Klärschlamm wird bereits vollständig zur Erzeugung von 0,7 TWh erneuerbarem Gas genutzt.

Die Verwertung von Abfall und Klärschlamm ermöglichte 2016 die Produktion von 1 TWh erneuerbarem Gas, wovon 0,3 TWh eingespeist werden – der Rest wird vor Ort zur Erzeugung von Wärme und Elektrizität verbraucht.

Von den 2,2 TWh Produktionspotenzial an erneuerbarem Gas aus Biomasseabfällen werden bereits 0,7 TWh produziert und vor Ort für Wärme und Elektrizität verwertet: Das Einspeisepotenzial beträgt somit 1,5 TWh, von denen 0,3 TWh bereits eingespeist werden.

## **4.4 Erneuerbare Elektrizität**

### **4.4.1 Primärenergievorkommen**

Auf Grundlage des EnG (Artikel 2) wird in der Energiestrategie 2050 ein Ziel von 11,4 TWh für die Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2035 festgelegt und diese Produktion gilt bis 2030 als Primärenergievorkommen aus erneuerbarer Elektrizität.

### **4.4.2 Produktionspotenzial an erneuerbarer Energie**

<sup>28</sup> Die WSL-Studie «Biomassenpotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung» [3] schätzt das Potenzial für die Erzeugung von erneuerbarem Gas aus Klärschlamm auf 0,7 TWh.

Die Erzeugung von Gas aus Elektrizität kann relevant sein für die Umwandlung von überschüssiger Elektrizität, die anderweitig nicht verbraucht oder gespeichert werden kann. Diese Situation könnte bei elektrischen Systemen auftreten, bei denen intermittierende Produktionskapazitäten (Photovoltaik oder Wind) verstärkt zum Einsatz kommen und die nicht über Anlagen verfügen, die eine ausreichende Produktions- oder Verbrauchsflexibilität bieten, um mögliche Produktionsspitzen aufzufangen.

Die Schweiz zielt darauf ab, ihren erneuerbaren Kraftwerkpark insbesondere auf Basis von Photovoltaik (~7 GW) und Windkraft (~1 GW) zu entwickeln, die beide intermittierende und nicht programmierbare Produktionseigenschaften aufweisen. Der hohe Anteil an flexiblen Anlagen im schweizerischen Stromnetz (insbesondere dank Pumpspeicherkraftwerken und Wasserkraftwerken mit hoher Kapazität), verbunden mit dem wahrscheinlichen Einsatz von privaten Speicheranlagen (0,1 bis 1 GW je nach Einsatzszenario bis 2030), sollte jedoch den Flexibilitätsbedarf decken können. Zudem verfügt die Schweiz aufgrund ihrer zentralen Lage im Herzen Europas über bedeutende Verbindungskapazitäten zu benachbarten Stromnetzen.

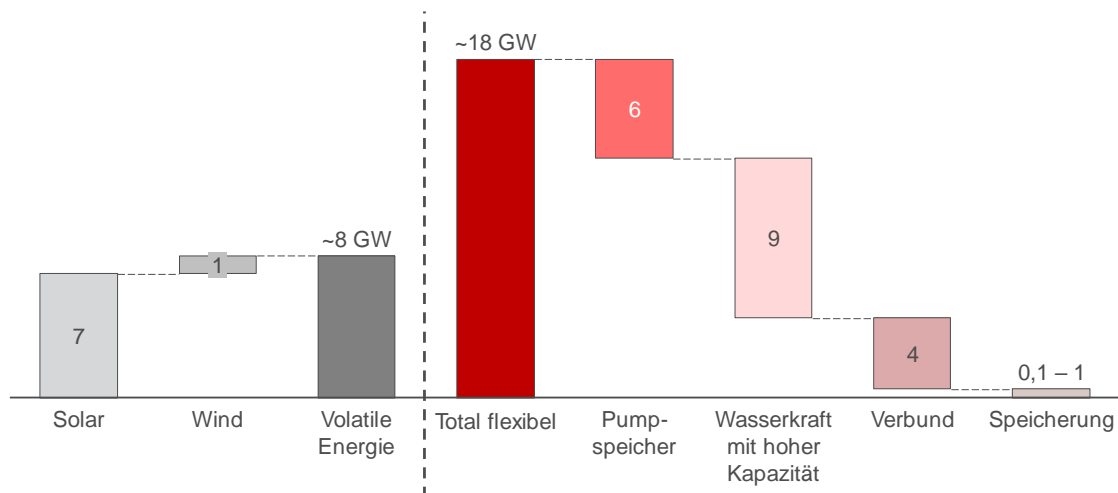


Abbildung 18: Analyse der volatilen Kapazitäten (ohne Laufwasserkraft) und der flexiblen Kapazitäten in der Schweiz bis 2035 (installierte GW) [10]

**Auch wenn diese Bilanz ein erstes Ergebnis in der Grössenordnung ermöglicht, ist ein detailliertes Modell des schweizerischen und europäischen Stromsystems notwendig, um den tatsächlichen Flexibilitätsbedarf auf längere Sicht (2050) abschätzen zu können.**

- Diese Analyse würde darin bestehen, die Stundenbilanzen zwischen Stromerzeugung und -verbrauch auf der Grundlage von Lastkurven zu modellieren, die nach volatilen (Photovoltaik, Wind, Kernenergie, Laufwasserkraft, nicht programmierbarer Verbrauch) und flexiblen (Wärmespeicher, Thermik, unterbrechbarer Verbrauch) Verwertungsketten unterschieden werden, wobei die Auswirkungen der Zuströme auf die Verbundsleitungen einbezogen werden.
- Diese erste Modellierung würde es ermöglichen, den Bedarf an Stromspeichern auf kurze (stündlich), mittlere (wöchentlich) und lange (saisonal) Frist abzuschätzen. Dieser Bedarf würde dann mit den Einsatzszenarien für Batteriespeicher verglichen.
- Die Analyse in zwei Stufen würde einen Rückschluss auf die potenzielle Unterstützung von Power-to-Gas für das Stromnetz ermöglichen.

**Fazit:**

Die Verfügbarkeit flexibler Anlagen im Elektrizitätssystem und der Einsatz von Heimspeichern in Form von Batterien scheinen das Gleichgewicht des Netzes bis 2030 sicherstellen zu können, ohne dass auf Power-to-Gas zurückgegriffen werden muss. Ein Modell der Stundenbilanzen des Elektrizitätssystems wäre jedoch notwendig, um diese Hypothese für einen späteren Zeithorizont bestätigen zu können.

## 4.5 Gegenüberstellung der Ergebnisse mit den Referenzen des Bundes und der Branche

Die in diesem Kapitel vorgenommenen Schätzungen können mit mehreren Referenzdokumenten verglichen werden:

- Das BFE [1] und die wissenschaftliche Akademie [2] haben nacheinander das nachhaltige Primärenergievorkommen, welches die Biomasse darstellt, auf 22,4 – 34,9 TWh (ohne Elektrizität) respektive auf 22,7 TWh geschätzt. In jüngster Zeit wurde dieses Vorkommen von der WSL [3] auf 26,9 TWh geschätzt (ohne erneuerbare Elektrizität);
- Unter Berücksichtigung ökologischer, ökonomischer und gesetzlicher Einschränkungen schätzt das WSL [3] das nachhaltige Potenzial für die Produktion von erneuerbarem Gas auf 5,7 TWh, wovon 3,0 TWh aus landwirtschaftlicher Biomasse und 2,7 TWh aus erneuerbaren Abfällen stammen. Die Verwertungskette Holzvergasung aus der Ressource Energieholz wird zwar in der Studie berücksichtigt aber nicht quantifiziert;
- Das PSI<sup>29</sup> [4] stützt insbesondere auf die Ergebnisse der WSL-Studie ab und geht von einem theoretischen Biomethan-Produktionspotenzial aus Biomasse-Ressourcen, die nicht bereits anderweitig verwertet werden, von 6,4 TWh aus. In der Hypothese, in der die alternativen Verwertungsketten für die Umwandlung von Biomasse zugunsten der Produktion von Biomethan aufgegeben werden, schätzt das PSI dieses Potenzial auf 14,9 TWh. Das PSI stellt insbesondere eine Hypothese auf, bei der auf die Holzvergasung zurückgegriffen wird.
- Die Prognos-Perspektiven auf denen die Energiestrategie 2050 [10] abstützt, schätzen den Beitrag von erneuerbarem Gas auf 1,1 TWh in Form von Endenergie und auf 1,4 TWh in Form von Elektrizität ein. Gemäss Prognos-Perspektiven, auf denen die Energiestrategie 2050 basiert, beträgt das geschätzte Ziel für die Produktion von erneuerbarem Gas unter Berücksichtigung der Umwandlungsverluste ~3,0 TWh;
- Die Schweizer Gasindustrie hat über den VSG [13] ihr Ziel bekannt gegeben: «Bis 2030 soll die einheimische Produktion und der Import von erneuerbarem Gas einen Anteil von 30% am Wärmemarkt erobern». Dieses Ziel wird von der Branche[14] regelmässig

<sup>29</sup> Das PSI verwendet andere Definitionen der Potenziale als jene, die in der vorliegenden Studie verwendet werden.

als 4,5 TWh oder 30% des für die Erzeugung von Wohnraumwärme verwendeten Gases interpretiert;

- Der VSG [14] hat eine eigene Analyse des Einspeisepotenzials von erneuerbarem Gas ins Netz vorgenommen und schätzt, dass 4,5 bis 4,7 TWh erreicht werden könnten (davon 0,1 bis 0,3 TWh durch Holzvergasung). Der VSG beabsichtigt zur Erreichung dieses Ziels allenfalls auch auf den Import von ausländischem erneuerbarem Gas zurückzugreifen – diese Alternative wirft jedoch die Frage nach dem Aufbau eines europäischen Registers für Herkunftsnachweise für erneuerbares Gas nach Vorbild des Strommarkts auf. Gegenwärtig gibt es kein Register, das als solches von der Schweiz anerkannt wird.

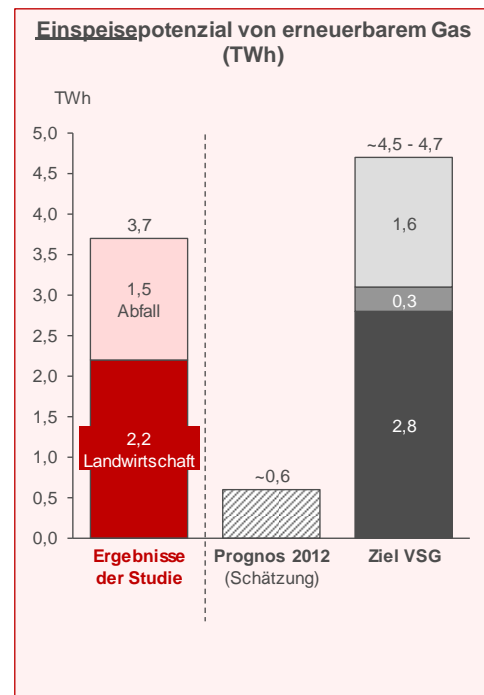
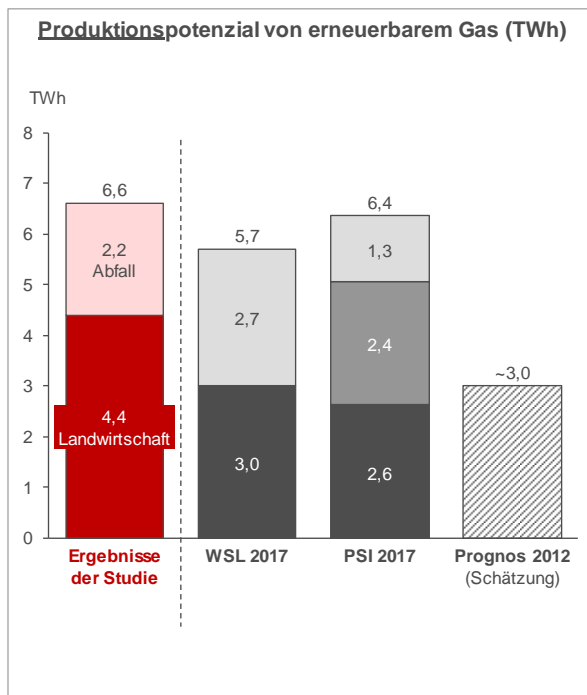
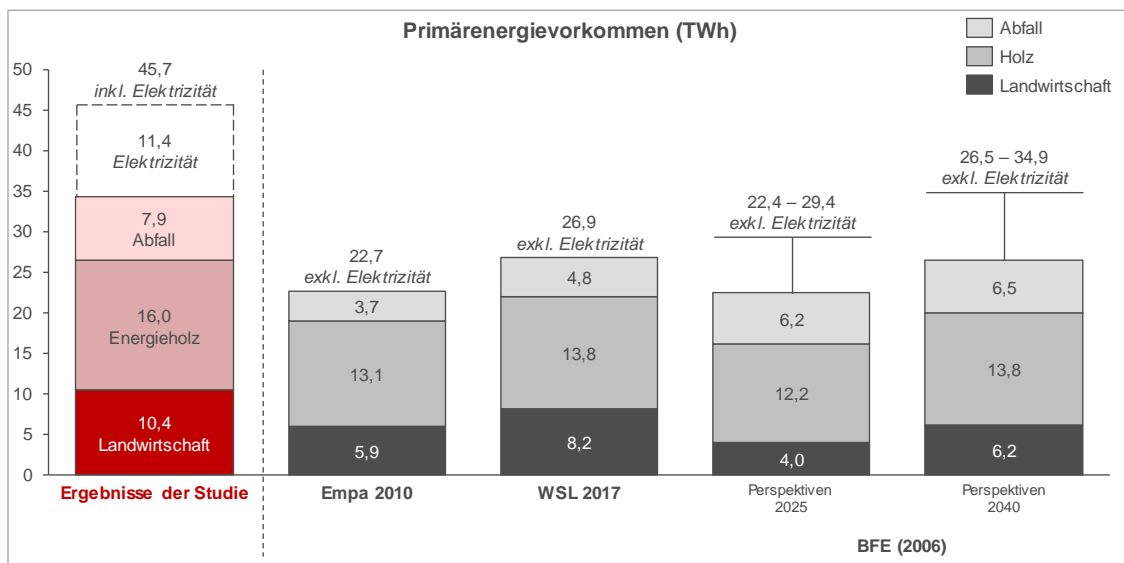


Abbildung 19: Vergleich der Analysen





## 5 Wirtschaftliche Auswirkungen, wenn das Ziel von 30% erneuerbarem Gas für Wärme bis 2030 erreicht wird

### Synthese

Die Gasindustrie verfolgt das Ziel, dass bis 2030 30% des für die Erzeugung von Wohnraumwärme verwendeten eingespeisten Gases aus erneuerbaren Energiequellen<sup>30</sup> stammen soll, was gemäss Einschätzung des VSG[14] 4,5 TWh entspricht, das mit dem in der vorliegenden Studie geschätzten Einspeisepotenzial von 3,7 TWh vergleichbar ist.

Je nachdem, welcher Mix für die Erreichung dieses Ziels ausgewählt wird, würde das angestrebte Ziel der Gasindustrie zu den aktuellen Marktbedingungen Kosten in der Grössenordnung von 0,1 (ausschliesslich Gasimport mit Herkunftsnachweisen) bis 0,9 Milliarden Franken (ausschliesslich lokale Produktion inkl. Einsatz neuer Technologien) bedeuten. Insbesondere die volle Ausschöpfung des geschätzten Potenzials würde rund eine halbe Milliarde Franken kosten.

Die Gasindustrie hat sich zum Ziel gesetzt, dass bis 2030 30% des für die Wärmeerzeugung verwendeten Gases aus erneuerbaren Energiequellen stammt [13], ein Ziel, das regelmässig als 30% des ausschliesslich für die Erzeugung von Wohnraumwärme verwendeten Gases interpretiert wird [14]: Insgesamt rechnet der VSG damit, dass bis 2030 ~4,5 TWh lokal eingespeist oder importiert werden.

In diesem Kapitel sollen die Auswirkungen bewertet werden, falls dieses Ziel erreicht wird, namentlich im Hinblick auf die Gesamtkosten pro Verwertungskette und die Verteilung dieser Kosten auf die Schweizer Wirtschaft, insbesondere durch lokale Arbeitsplätze.

Es werden fünf Szenarien verglichen:

- **"0% erneuerbares Gas" (Referenzszenario):** Das Ziel der Gasindustrie wird nicht erreicht, da die Herkunft des für die Wärmeerzeugung verbrauchten Gases nicht verbürgt ist;
- **"Prognos 2012 (Schätzung)":** Die Perspektive für die Einspeisung von erneuerbarem Gas, auf der die Energiestrategie abstützt, (geschätzt auf 0,6 TWh – siehe Kapitel 3) wird erreicht, wobei die zur Erreichung des Ziels der Gasindustrie erforderliche Restmenge an erneuerbarem Gas (3,9 TWh) in Form von Herkunftsnachweisen importiert wird;
- **"Volle Ausschöpfung des Potenzials":** Das in dieser Studie geschätzte volle Potenzial für die Einspeisung von erneuerbarem Gas (3,7 TWh) wird realisiert, wobei die zur Erreichung des Ziels der Gasindustrie erforderliche Restmenge (0,8 TWh) in Form von Herkunftsnachweisen importiert wird;

<sup>30</sup> Die Schweizer Gaswirtschaft kommuniziert zudem das Ziel, «den Anteil erneuerbarer Gase im Netz deutlich zu erhöhen und mittelfristig einen Anteil von 30% oder mehr zu erreichen», und präzisiert, dass «die einheimische Produktion und der Import erneuerbarer Gase einen Anteil von 30% am Wärmemarkt bis 2030 ermöglichen werden». **Erreur! Source du renvoi introuvable..**

- **"Ziel des VSG"**: Das vom VSG geschätzte volle Potenzial für die Einspeisung von erneuerbarem Gas (4.5 TWh, davon 0,1 TWh durch Holzvergasung) wird realisiert, weshalb ein Import in Form von Herkunftsnachweisen entfällt;
- **"100% importiertes erneuerbares Gas"**: Das Ziel der Gasindustrie wird ausschliesslich durch den Import von Herkunftsnachweisen (4,5 TWh) erreicht.

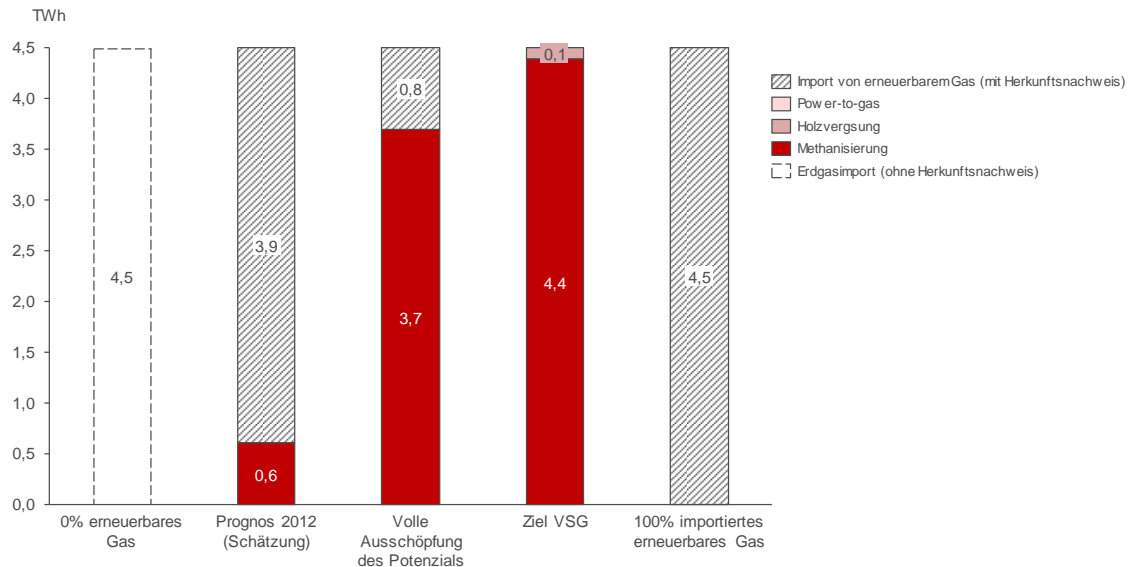


Abbildung 20: Herkunft des als Wärme verwerteten Gases je nach Szenario (TWh)

Es gilt zu beachten, dass alle Szenarien, die auf die Einfuhr europäischer Herkunftsnachweise abstützen, einen erheblichen regulatorischen Fortschritt bis 2030 voraussetzen, damit bis zu diesem Zeitpunkt ein einheitliches, von der Schweiz anerkanntes europäisches Register der Herkunftsnachweise geschaffen worden sein wird.

## 5.1 Kosten bei Erreichen des Ziels

Um das Ziel zu erreichen, dass bis 2030 30% des zur Erzeugung von Wohnraumwärme eingespeisten Gases nachweislich aus erneuerbaren Quellen stammt, fallen je nach Szenario Mehrkosten zwischen 0,1 und 0,9 Milliarden Franken<sup>31</sup> pro Jahr an:

- Die Erreichung des Ziels der Gasindustrie unter Beachtung der Perspektiven auf welche die Energiestrategie 2050 abstützt (es werden höchstens 0,6 TWh einheimisches erneuerbares Gas eingespeist), würde zusätzliche Kosten von 0,1 bis 0,2 Milliarden Franken pro Jahr verursachen, hauptsächlich für die Errichtung von Biogasanlagen.
- Das Szenario, bei dem das in dieser Studie geschätzte theoretische Potenzial voll ausgeschöpft und dabei nur marginal oder gar nicht auf die neuen Verwertungsketten zurückgegriffen wird, jedoch teilweise auf den Import von Herkunftsnachweisen

<sup>31</sup> Die berechneten Mehrkosten decken insbesondere die Kosten für den Einsatz von Biogasanlagen: Diese Kosten würden auch dann entstehen, wenn die Anlagen für die lokale Erzeugung von Strom und Wärme über Wärme-Kraft-Koppelungen eingesetzt würden.

abstützt, würde zusätzliche Kosten zwischen 0,3 und 0,7 Milliarden Franken pro Jahr verursachen.

- Das Szenario «VSG-Ziel», bei dem ein Teil der Produktion durch die neuen Verwertungsketten (Holzvergasung) gedeckt und auf den Import von Herkunftsnachweisen verzichtet wird, verursacht Mehrkosten zwischen 0,4 und 0,9 Milliarden Franken pro Jahr.

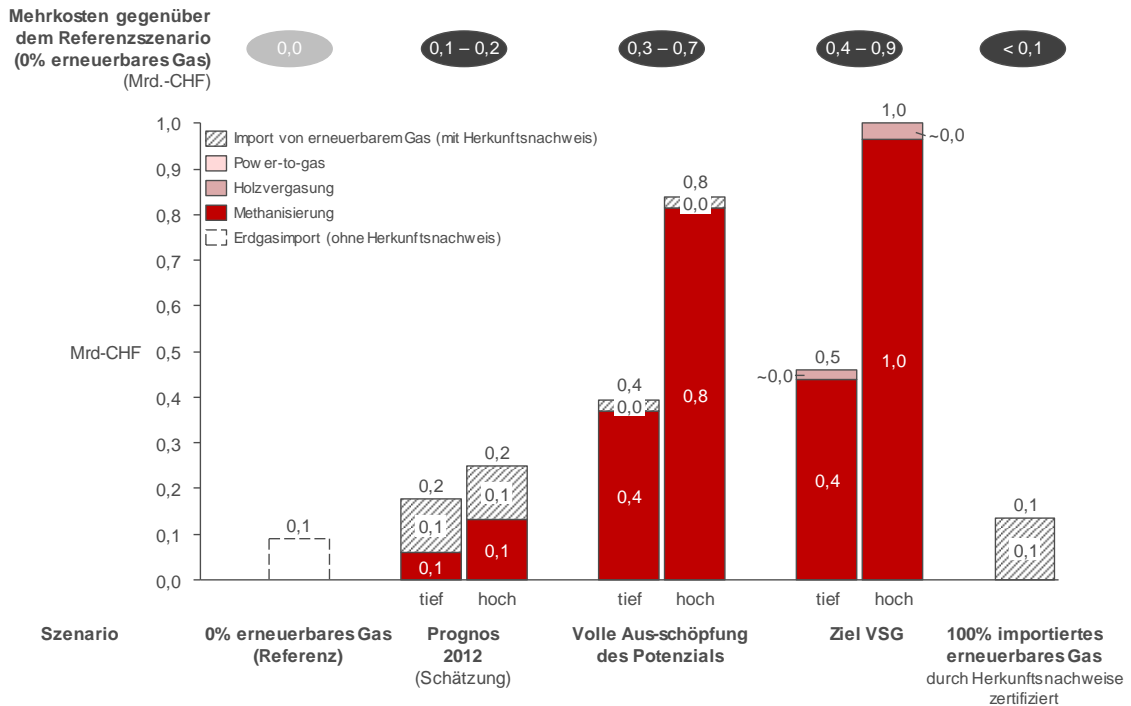


Abbildung 21: Die bei Erreichen des Ziels der Gasindustrie anfallenden Kosten für jedes Szenario (Mrd.-CHF)

**Methodik:**

Die bei Erreichen des Ziels der Gasindustrie anfallenden Kosten werden basierend auf dem für jede Verwertungskette berücksichtigten Volumen und den Gesamtkosten für die Einspeisung von erneuerbarem Gas je nach Verwertungskette berechnet:

- Die Kosten der einheimischen Produktion pro Wertschöpfungskette werden aus den in dieser Studie berechneten Schätzungen abgeleitet und in Kapitel 6 präsentiert;
- Die Kosten des importierten Erdgases werden aus den Marktdaten abgeleitet. Nicht enthalten sind darin die Kosten des Schweizer Netzes, unabhängig vom verwendeten Gas;
- Die Kosten für die Herkunftsnachweise für erneuerbares Gas werden auf der Grundlage der auf dem Grosshandelsmarkt beobachteten Werte geschätzt (interne Daten, 2017).

	Produktionskosten
Importiertes Erdgas	2 Rp./kWh
Importiertes erneuerbares Gas	3 Rp./kWh
Methanisierung	10 – 22 Rp./kWh
Holzvergasung	19 – 31 Rp./kWh

Power-to-Gas (nicht in den Szenarien berücksichtigt)	24 – 70 Rp./kWh
--	-----------------

Diese Ergebnisse basieren jedoch auf konservativen Annahmen hinsichtlich der Kosten für den Import von Erdgas und erneuerbarem Gas, die anhand der Situation auf dem Gasmarkt 2018 getroffen wurden. Für beide Annahmen wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt.

## 5.2 Auswirkungen einer Erhöhung des Erdgaspreises

In der Referenzanalyse wird davon ausgegangen, dass das Erdgas zum Preis von 2 Rp./kWh importiert wird. Darin nicht enthalten sind die Kosten des Schweizer Gasnetzes. Diese Annahme ist im Zusammenhang mit der Situation im Jahr 2018 zu sehen, als der Gaspreis auf den europäischen Märkten im Schnitt unter 20 €/MWh lag (BFE: Marktentwicklung fossiler Energieträger 3 / 2017 [9]: Referenzpreis TTF bei 14 €/MWh; Marktdaten Calendar +3 auf PEG Nord im Juni 2018: 18 – 18,5 €/MWh und Netzanschlusskosten in Oltingen zwischen PEG Nord und der Schweiz bei ~1 €/MWh im Juni 2018). Angesichts des Überangebots an LNG auf den europäischen Märkten ist mittelfristig nicht mit einem deutlichen Anstieg der Erdgaspreise zu rechnen.

Ein erheblicher Anstieg der Preise für importiertes Erdgas könnte jedoch zumindest teilweise die Strategie rechtfertigen, in einheimische Gasförder- und Einspeiseanlagen zu investieren. Deshalb wurde eine Sensitivitätsanalyse unter der Annahme eines Preises für importiertes Erdgas von 5 Rp./kWh (hohe Markteinschätzung bis 2035) durchgeführt.

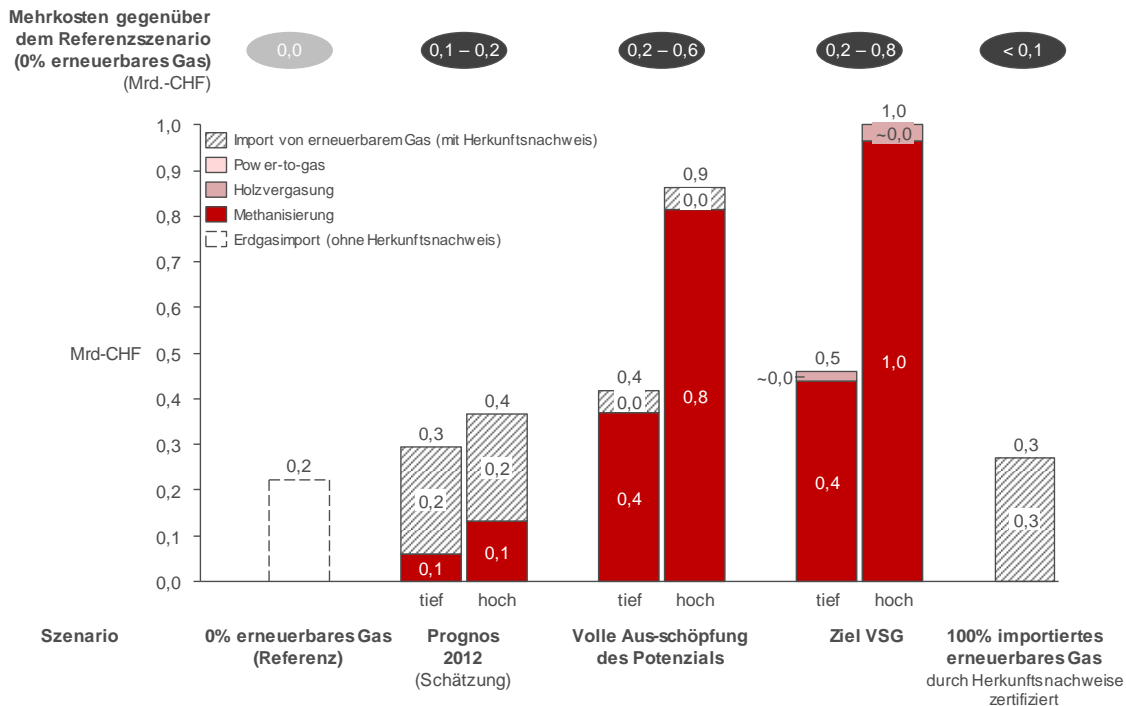


Abbildung 22: Die bei Erreichen des Ziels der Gasindustrie anfallenden Kosten – Preisannahme von 5 Rp./kWh für importiertes Erdgas

Obwohl sich die Diskrepanz zwischen den Szenarien, bei denen der Import von Erdgas (oder erneuerbarem Gas) bevorzugt wird, und den Szenarien, die der Einspeisung von einheimischem erneuerbarem Gas den Vorzug geben, leicht verringert, erreicht die einheimische Produktion immer noch nicht die Schwelle der Wettbewerbsfähigkeit (Mehrkosten von 0,1 bis 0,6 Mrd. Franken pro Jahr zwischen dem Szenario "ES 2050" und dem Szenario "Ziel des VSG").

### 5.3 Auswirkungen einer Erhöhung des Preises für importierte Herkunftsnachweise

In der Referenzanalyse wird davon ausgegangen, dass das importierte erneuerbare Gas 3 Rp./kWh bzw. der Herkunftsnachweis 1 Rp./kWh auf dem europäischen Markt kostet. Diese Annahme basiert auf einer Überprüfung der Kosten der Herkunftsnachweise im Jahr 2018.

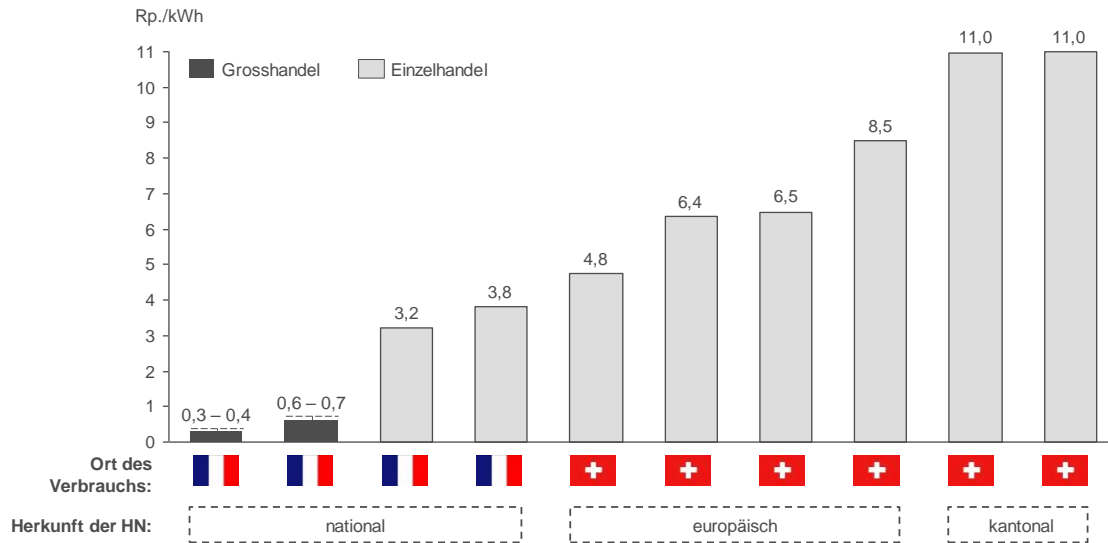


Abbildung 23: Preis der Herkunftsnachweise für eingespeistes erneuerbares Gas (Quellen: Angaben der Versorger und interne Datenbank)

Die Preise auf dem Grosshandelsmarkt spiegeln jedoch nicht die tatsächlichen Kosten für die Produktion und die Einspeisung von erneuerbarem Gas wider. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass in einigen Ländern wie z.B. Frankreich subventionierte Biomethananlagen ihre Herkunftsnachweise auf dem Markt verkaufen dürfen: Der Preis des Herkunftsnachweises berücksichtigt deshalb nicht die vollständigen Kosten für Produktion und Einspeisung. Überdies ist der internationale Markt für erneuerbares Gas nach wie vor stark unterentwickelt, insbesondere existieren mehrere europäische Register für die Herkunftsnachweise, die nicht aufeinander abgestimmt sind. So schätzte der Bundesrat im Dezember 2015, dass «die erste Voraussetzung für einen internationalen Handel mit Biogas die Harmonisierung, respektive die gegenseitige Anerkennung der Herkunftsnachweise innerhalb der Biogasregister wäre» [50] – die europäischen Herkunftsnachweise, auf die sich die Schweizer Gasindustrie stützt, werden übrigens gegenwärtig in den amtlichen Statistiken nicht als solche ausgewiesen.

Eine Harmonisierung auf europäischer Ebene, eine Änderung der Rechtsvorschriften in den wichtigsten Exportländern – darunter Frankreich – oder eine erhebliche Zunahme der Nachfrage in Europa könnten somit zu einem Anstieg der Preise für importierte Herkunftsnachweise führen. Die Analyse wird unter Annahme eines Preises von 10 Rp./kWh für die importierten Herkunftsnachweise durchgeführt, was den typischen Kosten für die Produktion von in Europa eingespeistem Biomethan entspricht.

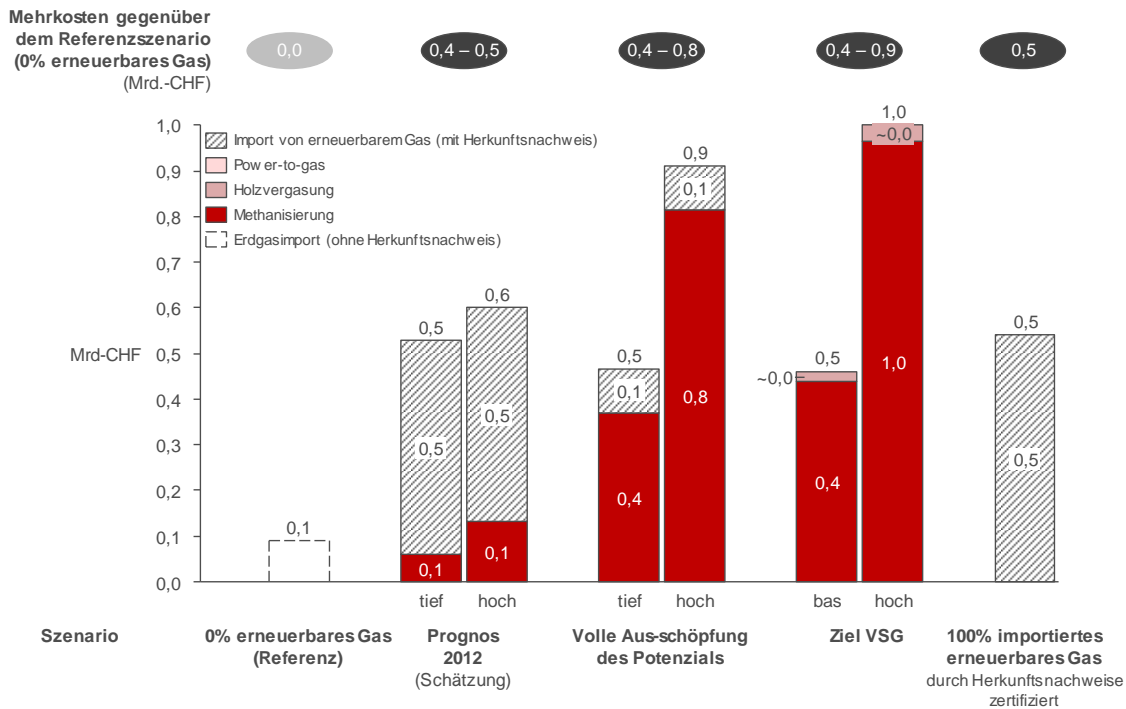


Abbildung 24: Die bei Erreichen des Ziels der Gasindustrie anfallenden Kosten – Preisannahme von 10 Rp./kWh für importierte Herkunftsnachweise

Im Falle einer Erhöhung des Preises der importierten Herkunftsnachweise auf 10 Rp./kWh sind sämtliche Szenarien, bei denen das Ziel der Gasindustrie erreicht wird (30% des für die Wärmeerzeugung verwendeten eingespeisten Gases stammen nachweislich aus erneuerbaren Quellen) und die sich auf die Methanisierung oder auf den Import stützen, miteinander vergleichbar, zumindest bei den tiefen Hypothesen: Bei der Produktion und der Einspeisung von einheimischem erneuerbarem Gas, das durch Methanisierung erzeugt wird, kann die europäische Schwelle für die Wettbewerbsfähigkeit erreicht werden. In sämtlichen Szenarien liegen die Kosten für die Erreichung der Ziele der Gasindustrie in der Grössenordnung von einer halben Milliarde Franken pro Jahr (tiefe Kostenhypothese) bis zu einer Milliarde Franken pro Jahr (hohe Kostenhypothese).

Die Nutzung der aufstrebenden Verwertungsketten Holzvergasung und Power-to-Gas ist jedoch nach wie vor nicht wettbewerbsfähig und ihr Einsatz wird daher marginal bleiben.



## **6 Technisch-wirtschaftliche Analyse der Produktions- und Verwertungsketten von erneuerbarem Gas**

### 6.1 Die Produktionstechnologien von erneuerbarem Gas

#### 6.1.1 Methanisierung

## Verfahren

Bei der Methanisierung werden alle Arten von organischem Abfall (mit einem ausreichenden Wassergehalt) in Gas umgewandelt. Dabei wird gleichzeitig Gärgut produziert, das als Kompost verwertet werden kann. Durch Methanisierung werden hauptsächlich biogene Abfälle (Siedlungs- und Industrieabfall), Klärschlamm, Energiepflanzen (in der Schweiz inexistent) und Hofdünger (Gülle, Mist), insbesondere aus tierischen Ausscheidungen, verwertet.

Es sind drei Schritte notwendig, um aus organischem Zufuhrmaterial Methan zu produzieren, das ins Netz eingespeist werden kann:

- Entgegennahme des Zufuhrmaterials: Das Zufuhrmaterial wird in einer geschlossenen Halle gesammelt, die mit einem Filter und einem Luftreiniger ausgestattet ist, um Geruchsbelästigungen zu vermeiden.
- Anaerobe Abbau: Das Zufuhrmaterial wird dem Fermenter zugeführt, wo es vermischt und je nach Art der Gärung für rund zwanzig Tage in sauerstofffreier Umgebung auf ~38°C oder 50°C erhitzt wird. Die anaerobe Abbau basiert auf dem biologischen Prozess des Abbaus organischer Substanzen durch mikrobielle Mikroorganismen. Durch den Abbau der organischen Stoffe entsteht einerseits Biogas aus ~50-60% Methan und ~40% CO<sub>2</sub> und andererseits Gärgut, das als Kompost verwertet werden kann.
- Aufbereitung: Das aus der anaeroben Vergärung gewonnene Biogas kann zwar vor Ort (z.B. in einer Wärme-Kraft-Kopplungsanlage) genutzt werden, sein Methangehalt ist jedoch für eine Einspeisung ins Netz unzureichend. Es muss daher aufbereitet bzw. die Inertgase (hauptsächlich Kohlendioxid, Wasserdampf und Schwefel) aus dem Biogas entfernt werden, um den Methangehalt auf über 90% (normalerweise 96%) zu erhöhen. Das aufbereitete Methan wird ausserdem mit Geruchsstoffen versehen.

Das bei der anaeroben Vergärung anfallende Gärgut wird im Rahmen eines Kompostierungsprozesses – hauptsächlich durch Entwässerung – als Kompost wiederverwertet.

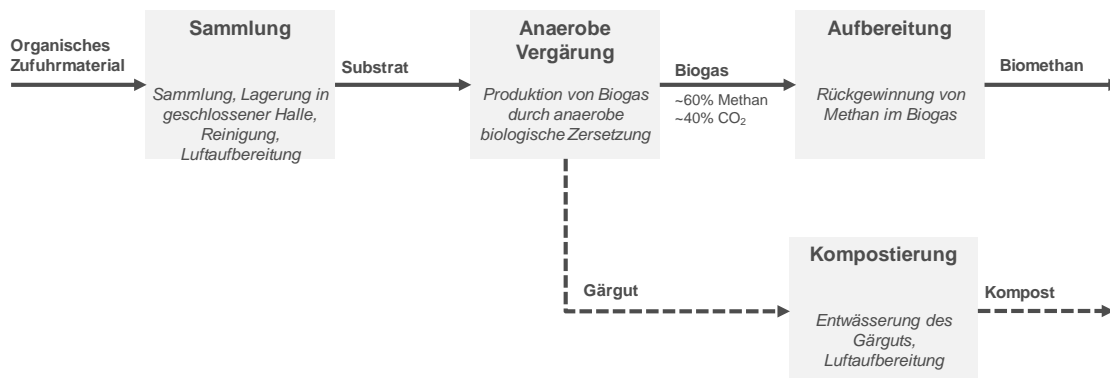


Abbildung 25: Methanisierungsprozess

## Entwicklung der Technologie

In der Schweiz werden derzeit 426 Biogasanlagen betrieben, die den wesentlichen Teil des einheimischen Biogases produzieren.

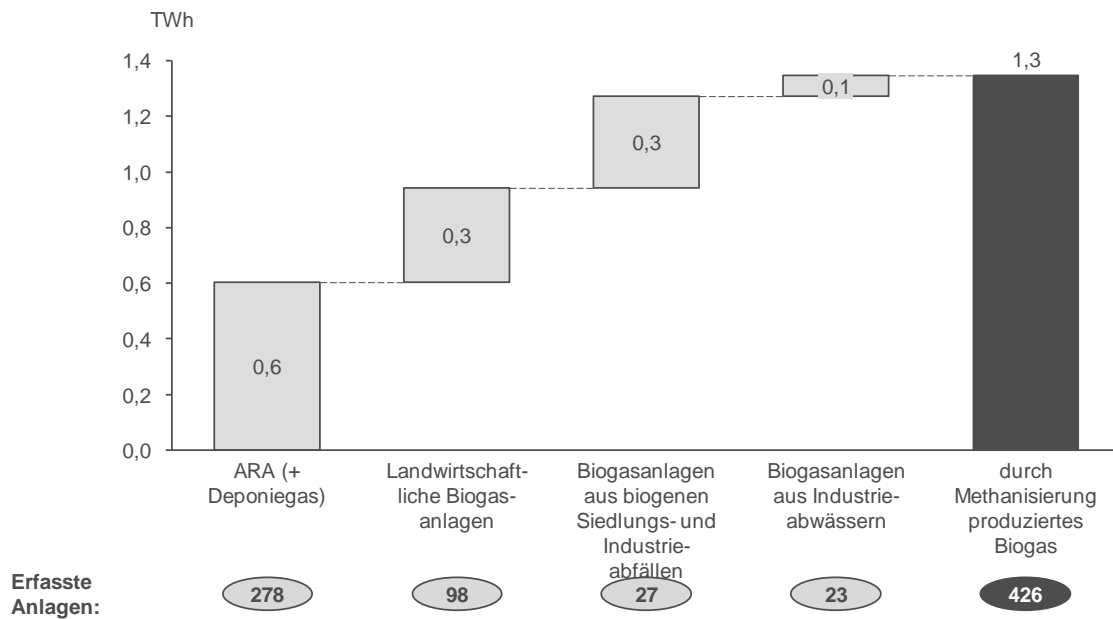


Abbildung 26: Verteilung der Biogas-Produktion in der Schweiz (TWh, 2016) [5]

Trotz des Baus von immer kleineren vom BFE geförderten Anlagen [16] produziert die Mehrheit der Biogasanlagen in der Schweiz und in Europa über 10 GWh<sub>CH<sub>4</sub></sub>/Jahr, indem sie Abfälle aus mehreren Quellen sammeln (Landwirtschafts- und Siedlungsabfälle) [15].

### Energieeffizienz

Laut der ADEME [15] sind die Biogasanlagen in der Lage, 94% des Methanbildungspotenzials des Zufuhrmaterials zu sammeln (einschliesslich Verluste bei der Aufbereitung und der Einspeisung). Dieser Wert darf jedoch nicht mit dem unteren Heizwert (Hu) verwechselt werden, der als Referenz für die Berechnung der Primärenergie dient. Die Energieeffizienz des Methanisierungsverfahrens ist sowohl unter Berücksichtigung der Leistung der Biogasanlagen von 94% als auch des Anteils der Primärenergie, der in Form von Methan genutzt werden kann (Verhältnis methanbildendes Potenzial / unterer Heizwert), zu bewerten.

	Hu MWh <sub>primär</sub> /t TS	Methan- bildungs- potenzial MWh <sub>CH<sub>4</sub></sub> /t TS	Offensichtliche Leistung der Biogasanlage %	Energieeffizienz der Methanisie- rung % CH <sub>4</sub> /Hu
Zwischenfrüchte	4,83 [1]	0,53 [16]	94% [15]	10%
Spreu		1,96 [16]		38%
Tierexkremente	4,19 [1]	1,69 [15]		38%
Biogene Siedlungsabfälle	3,89 [1]	1,93 [46]		47%
Biogene Industrieabfälle	4,19 [1]			43%
Klärschlamm	4,17 [1]	3,74 [44]		84%

Tabelle 1: Hu, Methanbildungspotenzial und Energieeffizienz der Methanisierung einer Auswahl von Zufuhrmaterial – angegebene Quellen für jeden Wert

## **Gesamtkosten der Gasproduktion**

Die Kosten für die Produktion von Biogas durch Methanisierung hängen unter anderem von der Grösse der Anlagen ab:

- Gemäss den Angaben von Biomasse Suisse [43] liegen die aktualisierten Kosten für landwirtschaftliches Biogas in typischen Schweizer Anlagen bei einer jährlichen Biogasproduktion von ~1 – 4 GWh (als Elektrizität oder Wärme verwertet) zwischen 13 und 20 Rp./kWh<sup>32</sup> exkl. Aufbereitungskosten. Der aktualisierte Preis der von einer typischen Mini-Biogasanlage gemäss BFE [16] mit einer jährlichen Produktionskapazität von 0,7 GWh wird auf ~16,5 Rp./kWh<sup>33</sup> exkl. Aufbereitungskosten geschätzt. Hinzu kommen die Kosten für die Aufbereitung (1 - 3 Rp./kWh), damit das Gas in das Netz eingespeist werden kann.
- Diese Kosten sind bis zu doppelt so hoch wie die durchschnittlichen aktualisierten Kosten der Energie, die von einer von der ADEME [15] ausgewählten Stichprobe von landwirtschaftlichen Biogasanlagen mit einer Kläranlage produziert wird. Diese liegen bei einer jährlichen Produktion von ~10 – 60 GWh bei ~9 – 12 Rp./kWh. Es sei darauf hingewiesen, dass gemäss der vom BFE [16] durchgeführten Studie die Investitionskosten für landwirtschaftliche Biogasanlagen in der Schweiz deutlich höher sind als in Resteuropa.

---

<sup>32</sup> Schätzung basierend auf den Daten von Biomasse Suisse [43], unter der Berücksichtigung (entsprechend der Informationen des BFE [16]), dass 10% der angegebenen Kosten auf die Wärme-Kraft-Kopplung zurückzuführen sind.

<sup>33</sup> Schätzung auf der Grundlage der Daten des BFE [16], unter der Berücksichtigung, dass 10% der angegebenen Kosten auf die Wärme-Kraft-Kopplung zurückzuführen sind.

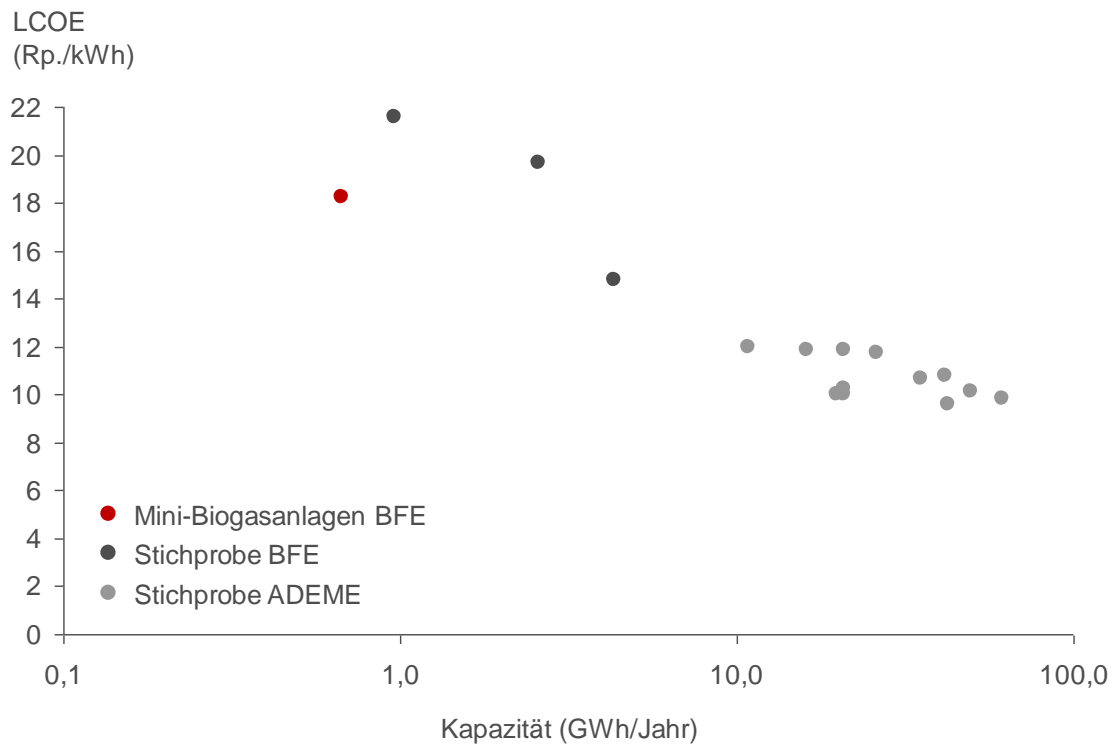


Abbildung 27: Vergleich der Gesamtkosten einer Stichprobe von Biogasanlagen in Europa und in der Schweiz [15][16][43]

Gemäss der Schweizerischen Statistik der erneuerbaren Energien [5] wurden 2016 nur ~2% des landwirtschaftlichen Biogases tatsächlich in das Schweizer Gasnetz eingespeist. Die restlichen landwirtschaftlichen Anlagen verwenden eine Wärme-Kraft-Koppelung, um lokal verbrauchte Elektrizität und Wärme zu erzeugen: Die ADEME [19] schätzt, dass ~70% der Wärme, die von einer Biogasanlage mit WKK erzeugt wird, vor Ort oder in der Nähe des Betriebsstandorts genutzt werden, davon werden ~60% für Trocknungstätigkeiten (Gärgut, Heu, Holz usw.) und ~10% für die Beheizung der Ställe und der umliegenden Wohnhäuser (des Landwirtschaftsbetriebs und der umliegenden Dörfer) verwendet. Das BFE [16] schätzt zudem, dass bei einer Mini-Biogasanlage der Eigenverbrauch an Elektrizität durch den landwirtschaftlichen Betrieb etwa bei 15% der Produktion und der Eigenverbrauch an Wärme etwa bei 70% der Produktion liegt. Somit wird die Verwertung des Biogases aus landwirtschaftlichen Betrieben in Wärme und Elektrizität, die von einer WKK erzeugt werden, direkt vor Ort häufig bevorzugt, insbesondere auch deshalb, weil dadurch ein lokaler Energiebedarf gedeckt werden kann und die Kosten für die Aufbereitung und die Einspeisung ins Netz entfallen. Durch die Kopplung mit einer WKK am Produktionsstandort kann zudem ein Ausbau des Stromversorgungsnetzes vermieden werden, insbesondere in Situationen, in denen die Aufbereitungsprozesse mehr Elektrizität verbrauchen als der von der WKK erzeugte Überschuss.

## 6.1.2 Holzvergasung

### Verfahren

Bei der Holzvergasung wird in einem thermochemischen Prozess bei hoher Temperatur durch Synthese Gas aus Holz hergestellt. Da das im Holz enthaltene Lignin von den bei der Methanisierung aktiven Mikroorganismen nicht vergärt werden kann, muss das Holz in einer sauerstoffarmen Atmosphäre auf Temperaturen von bis zu 1.000°C erhitzt werden, damit es vergast werden kann.

Das gewonnene Synthesegas besteht hauptsächlich aus Methan (CH<sub>4</sub>), Wasserstoff (H<sub>2</sub>), Kohlenmonoxid (CO) und Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>). Eine Methanierungsstufe (umgekehrtes Reforming-Verfahren) ermöglicht die Synthese von Methan aus den im Synthesegas enthaltenen Gasen:

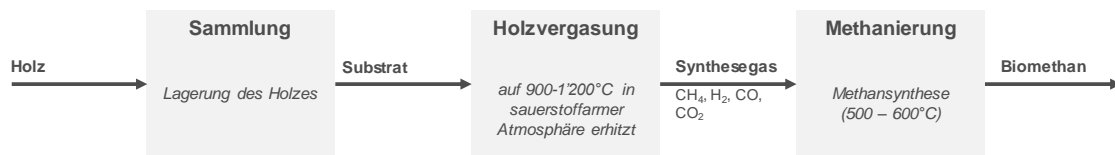
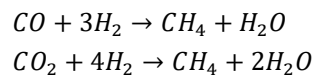


Abbildung 28: Verfahren der Holzvergasung

### Entwicklung der Technologie

Das Verfahren der Holzvergasung steht noch am Anfang seiner kommerziellen Entwicklung: Die einzige industrielle Anlage, das Projekt Gobigas in Göteborg (Schweden), hat im April 2018 den Betrieb eingestellt.

### Energieeffizienz

Die Energieeffizienz des Verfahrens, Gas aus Holz zu erzeugen, ist auf 57% begrenzt [15], hauptsächlich aufgrund der Methanierungsstufe (die Vergasung von Holz wird bereits sehr effizient in kommerziellen Heizkesseln betrieben). In ihrem Ausblick bis ins Jahr 2050 geht die ADEME nicht davon aus, dass sich die Energieeffizienz der Holzvergasung verbessern wird.

### Gesamtkosten der Gasproduktion

Die Kosten für die Produktion von Methan aus Holz durch Holzvergasung und Methanierung werden je nach Investitionshypothese (Hypothese der ADEME von 3'500 €/kW<sub>H<sub>0</sub></sub> als unterer Grenzwert und tatsächliche Investitionen des Projekts Gobigas von 7'565 €/kW<sub>H<sub>0</sub></sub> [15]) auf ~20 Rp./kWh bis ~30 Rp./kWh<sup>34</sup> geschätzt.

## 6.1.3 Power-to-Gas

<sup>34</sup> Preisannahme des Holzes: 5 Rp./kWh

Beim Verfahren Power-to-Gas (P2G) wird Elektrizität in Form von Gas verwertet. Die Erneuerbarkeit des dabei erzeugten Gases ist von der Herkunft des verwendeten Stroms abhängig. Power-to-Gas wird häufig als eine Lösung angesehen, um etwaige Überschüsse in der Stromproduktion – insbesondere aus nicht ständig verfügbaren Quellen wie Photovoltaik und Windenergie – speichern zu können.

## Verfahren

Die Umwandlung von Elektrizität in Methan erfolgt in zwei Schritten:

- Die Wasserelektrolyse (umgekehrtes Verfahren der Brennstoffzelle), bei der die Wassermoleküle mittels eines elektrischen Stromes gespalten werden, um Wasserstoff  $H_2$  herzustellen.
- Die Methanierung (gleiches Verfahren wie bei der Holzvergasung), bei der aus dem erzeugten Wasserstoff und aus Kohlenmonoxid oder Kohlendioxid durch Synthese Methan  $CH_4$  hergestellt wird.

Der durch Wasserelektrolyse hergestellte Wasserstoff kann zwar direkt verwertet werden, jedoch nur in begrenzten Mengen in das Netz eingespeist werden: Um ein grosses Volumen zu erreichen, ist die Methanierungsstufe auch heute noch unabdingbar.

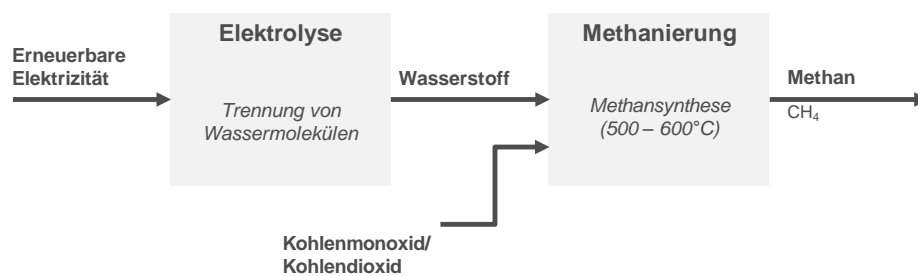


Abbildung 29: Verfahren *Power-to-Gas*

## Entwicklung der Technologie

Aufgrund der hohen Kosten wird Power-to-Gas industriell nach wie vor wenig genutzt, sondern vor allem für Demonstrationsprojekte zur Erzeugung von Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen verwendet. Es laufen derzeit mehrere Pilotprojekte zur Herstellung von Wasserstoff für die Mobilität (Projekte in der Schweiz an der Fachhochschule Rapperswil, an der Empa in Dübendorf).

Derzeit werden drei Elektrolisetchnologien entwickelt: die AFC-Technologie (*Alkaline Fuel Cell*) weist eine relativ geringe Energieeffizienz auf, ist heute jedoch am ausgereiftesten. Die PEM-Technologie (*Proton Exchange Membrane*), die hauptsächlich für die Brennstoffzellen entwickelt wurde (insbesondere in der Automobilindustrie aufgrund ihrer schnellen Ladefähigkeit), findet zunehmend Beachtung für die Elektrolyse. Die SOEC-Technologie (*Solid Oxide Electrolyse Cells*), bei der die Betriebstemperaturen über 600°C liegen, befindet sich noch in der Entwicklung und weist insbesondere eine begrenzte Lebensdauer auf.

## Energieeffizienz

Aufgrund der beiden Umwandlungsschritte, die beide potenziell hohe Temperaturen erfordern (insbesondere bei der PEM- oder SOEC-Elektrolyse), bleibt die Energieeffizienz des Power-to-

Gas-Verfahrens mit 50 bis 70% begrenzt [15]. Ein Teil der Wärmeverluste kann anderweitig zurückgewonnen werden.

### **Gesamtkosten der Gasproduktion**

Die Kosten für eine komplette Power-to-Gas-Anlage (Elektrolyse und Methanierung) sind je nach Technologie sehr unterschiedlich. Wir gehen hier von einem Gesamtinvestitionsaufwand von 3'000 CHF pro kW<sub>Austritt</sub> aus – diese Annahme entspricht denjenigen der ADEME [15].

Die Gesamtkosten der Gasproduktion hängen sodann insbesondere von der Nutzung der Anlage ab:

- Eine ganzjährige Nutzung (Hypothese: 7'500 Stunden pro Jahr) der Anlage mit am gleichen Standort wie das Elektrolysesystem erzeugten photovoltaischer Energie hätte einen Gaspreis in der Grössenordnung von 20 – 25 Rp./kWh<sup>35</sup> zur Folge;
- Eine punktuelle Nutzung zur Umwandlung des Produktionsüberschusses an intermittierender Energie (Hypothese: 500 Stunden pro Jahr, keine Elektrizitätskosten abgesehen von allfälligen Übertragungskosten durch das Stromnetz) – eine Nutzung, welche die Branche heute aufgrund ihrer Rolle beim Ausgleich des Stromversorgungssystems anstrebt – hätte je nach gewählter Technologie einen Gaspreis in der Grössenordnung von 80 Rp./kWh<sup>36</sup> oder mehr zur Folge.

## **6.2 Technisch-wirtschaftlicher Vergleich der Verwertung von Ressourcen in Wärme und Elektrizität**

Ziel dieses Kapitels ist es, die Möglichkeiten für die Verwertung der wichtigsten Vorkommen an Primärenergie zu vergleichen: Biogas (aus der Methanisierung von Abfällen und Hofdünger), Energieholz und erneuerbare Elektrizität. Der Vergleich erfolgt anhand von zwei Indikatoren: der Gestehungspreis der Endenergie (Wärme) und die Energieeffizienz entlang des Verwertungsprozesses.

### **6.2.1 Erfassung der in Betracht kommenden Verwertungsketten**

Zur Verwertung der berücksichtigten Primärenergievorkommen (Biogas, Energieholz, erneuerbare Elektrizität) eignen sich zahlreiche Verwertungsketten, die je nach vorhandenen Optionen oder allfälligen Hürden zum Einsatz gelangen:

- Wird nur Wärme oder gleichzeitig Wärme und Elektrizität erzeugt?
- Gibt es in der Nähe der Umwandlung des Primärvorkommens Standorte, an denen die verwertete Energie verbraucht wird?
- Kann der Ort der Umwandlung an das Gasnetz angeschlossen werden?
- Wird der Energieeffizienz oder dem wirtschaftlichen Ertrag der Vorzug gegeben?

---

<sup>35</sup> Grössenordnung stimmt mit den vom Kanton Thurgau [48] veröffentlichten Ergebnissen überein, der Methanpreis liegt bei einer Nutzung der Anlage von 5'500 Stunden pro Jahr bei 15 – 29 Rp./kWh.

<sup>36</sup> Grössenordnung stimmt mit den vom Kanton Thurgau [48] veröffentlichten Ergebnissen überein, der Methanpreis liegt bei einer Nutzung der Anlage von 1'500 Stunden pro Jahr bei 50 – 70 Rp./kWh.



Vor dem Wertschöpfungsprozess der Primärenergie werden die konventionellen Optionen für die Verwertung in Wärme und/oder in Elektrizität vor Ort mit alternativen Lösungen für die Gaserzeugung verglichen (Biogasaufbereitung, Holzvergasung von Energieholz, Elektrolyse mit anschliessender Methanierung für erneuerbare Elektrizität).

Die Nutzung vor Ort des Gases wird mit den bestehenden Transportoptionen verglichen bzw. seine Einspeisung in das Netz und gegebenenfalls (typischerweise der Fall, wenn sich der Produktionsstandort weit weg vom Netz befindet) sein Transport per Lastwagen<sup>37</sup>.

Nach dem Wertschöpfungsprozess der Primärenergie werden sämtliche bestehenden Optionen für die endgültige Umwandlung in Betracht gezogen: konventionelle Heizsysteme (Holz oder Gas), Wärmepumpenanlagen, Wärme-Kraft-Kupplungen (Holz oder Gas).

---

<sup>37</sup> Der Lastwagentransport, der die Verflüssigung des zuvor aufbereiteten Methans bedingt, wird heute ausschliesslich von landwirtschaftlichen Biogasanlagen aus als Alternative in Betracht gezogen und kommt nur selten zur Anwendung.

"Einspeisepotenzial von erneuerbarem Gas in das Schweizer Netz bis 2030", Juni 2018

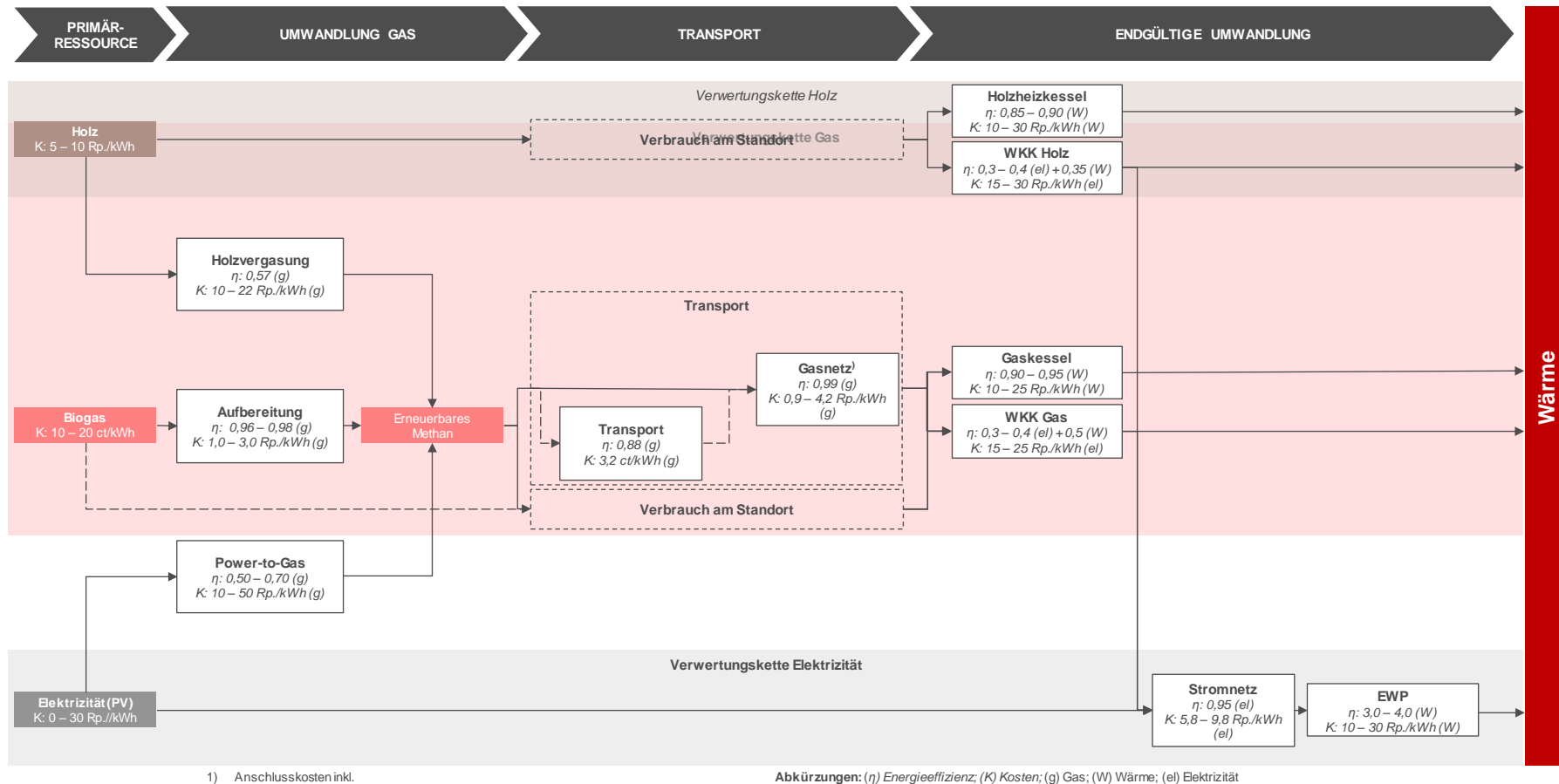


Abbildung 30: Erfassung der Verwertungsketten der Primärvorkommen und Beschreibung der technisch-wirtschaftlichen Hypothesen

### Methodik: Berechnung der Gesamtkosten (kumulierte Kosten) und der Energieeffizienz einer Verwertungskette

Die Hypothesen bezüglich der Kosten und der Energieeffizienz basieren auf einer Sichtung der Literatur, insbesondere der schweizerischen und europäischen öffentlichen Institutionen (hauptsächlich BFE, ADEME, DENA), der Konstrukteure und der Daten des AfE des Kantons Freiburg für die Konzeption des Webtools für den Vergleich der durchschnittlichen Heizkosten. Die hohen bzw. tiefen Hypothesen spiegeln die beobachteten Extremfälle wider. Die Differenz zwischen dem oberen und dem unteren Wert kann namentlich auf die Wahl unterschiedlicher Technologien, auf unterschiedliche Grössen der Anlagen oder auf einen unterschiedlichen Kontext (neues Projekt / Sanierung) zurückgeführt werden. Es ist möglich, dass reale Fallbeispiele Kosten in der Nähe des oberen Wertes und eine Energieeffizienz in der Nähe des unteren Wertes aufweisen und umgekehrt. Wir haben uns dafür entschieden, bei der Definition des oberen und des unteren Wertes beide zu dekorrelieren, um das gesamte Spektrum der Möglichkeiten abzudecken.

Die Kosten des Zufuhrmaterials wurden nicht nach hoher oder tiefer Hypothese differenziert, um den Vergleichsperimeter ausschliesslich auf die technischen Verwertungsoptionen zu begrenzen:

- Die Kosten des Biogases wurden auf 15 Rp./kWh festgelegt (durchschnittliche Kosten für Biogasanlagen);
- Die Kosten des Holzes wurden auf 5 Rp./kWh festgelegt: je nach Art des Holzes (Pellets, Schnitzel, Scheite) und der Qualität des Zufuhrmaterials können diese Kosten zwischen 3 und 8 Rp./kWh variieren;
- Die Kosten der Elektrizität wurden auf 10 Rp./kWh festgelegt, diese Kosten sind repräsentativ für eine leistungsfähige Photovoltaikanlage an dem Ort, an dem die erzeugte Elektrizität verwertet wird (keine Übertragung durch das Stromnetz).

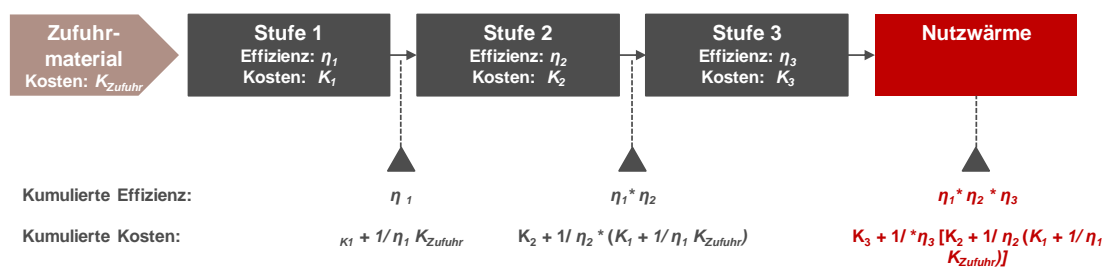


Abbildung 31: Schema der Methodik für die Berechnung der Gesamtkosten und der gesamten Energieeffizienz der Verwertungsketten

### 6.2.2 Verwertung von Biogas

Es wurden vier Verwertungsketten von Biogas<sup>38</sup> als sinnvolle Alternativen ausgewählt und unter einem technisch-wirtschaftlichen Gesichtspunkt miteinander verglichen:

- (1) Das Biogas wird direkt durch Verbrennung in einem Kondensationskessel verwertet;
- (2) Das Biogas wird erst aufbereitet, damit es einen Methangehalt von über 96% erreicht. Das gewonnene Biomethan wird in das Gasnetz eingespeist<sup>39</sup> und anschliessend durch Verbrennung in einem Kondensationskessel verwertet;

<sup>38</sup> Im Sinne der Definition in diesem Dokument: Gas direkt aus der Biogasanlage, mit einem Methangehalt in der Grössenordnung von 50 – 65%.

<sup>39</sup> Hohe Hypothese: Bevor das Biomethan eingespeist wird, wird es verflüssigt und anschliessend im Tankwagen bis zum Einspeisepunkt am Netz transportiert.

- (3) Das Biogas wird direkt durch Verbrennung in einer Wärme-Kraft-Kopplungsanlage verwertet. Die durch die Wärme-Kraft-Kopplung gewonnene Elektrizität wird ins Stromnetz eingespeist und anschliessend durch eine Wärmepumpe in Form von Wärme verwertet. Das kumulierte Wärmeevolumen, das direkt aus der Wärme-Kraft-Kopplung und aus der Wärmepumpe gewonnen wird, entspricht dem Endwärmeevolumen;
- (4) Das Biogas wird zuerst aufbereitet, damit es einen Methangehalt von über 96 % erreicht. Das gewonnene Biomethan wird in das Gasnetz eingespeist<sup>40</sup> und anschliessend durch Verbrennung in einer Wärme-Kraft-Kopplungsanlage verwertet. Die durch die Wärme-Kraft-Kopplung gewonnene Elektrizität wird ins Stromnetz eingespeist und anschliessend durch eine Wärmepumpe in Form von Wärme verwertet. Das kumulierte Wärmeevolumen, das direkt aus der Wärme-Kraft-Kopplung und aus der Wärmepumpe gewonnen wird, entspricht dem Endwärmeevolumen.

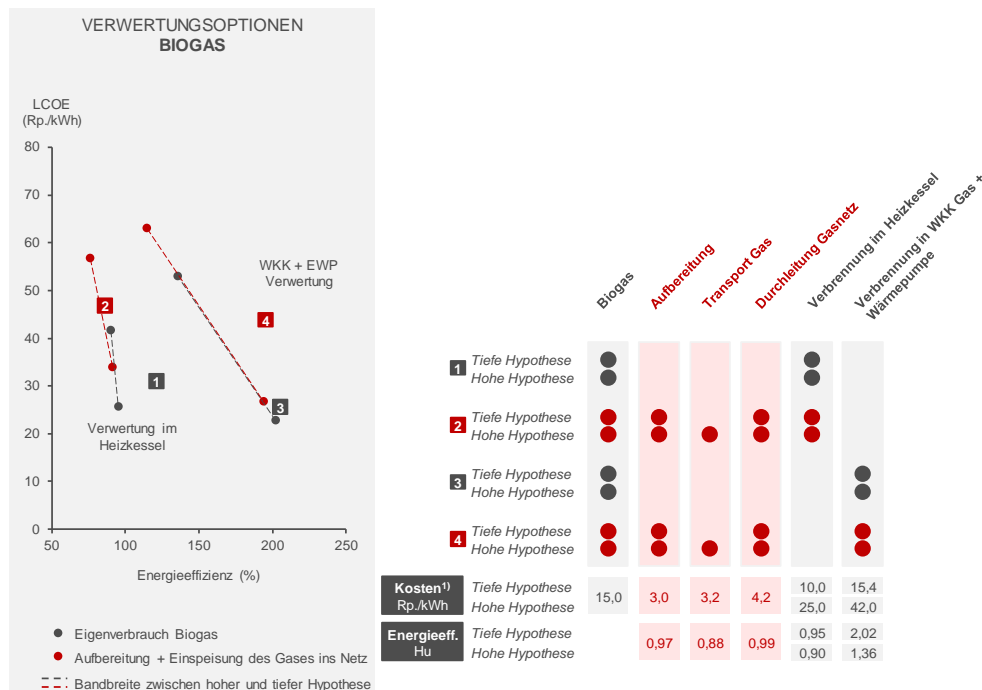


Abbildung 32: Vergleich der Verwertungsketten von Biogas

Die Verwertungsketten unter Verwendung einer Wärmepumpe weisen eine hervorragende Energieeffizienz auf und ermöglichen eine höhere Effizienz bei vergleichbaren Kosten.

Die Durchleitung des Gases durch das Gasnetz – sofern die geografischen Einschränkungen überwunden werden und ein Verbrauch der Endwärme an vom Produktionsort des Gases entfernten Standorten möglich ist – bewirkt einen leichten Effizienzverlust und eine Erhöhung der Gesamtkosten der Wärme.

<sup>40</sup> Hohe Hypothese: Bevor das Biomethan eingespeist wird, wird es verflüssigt und anschliessend im Tankwagen bis zum Einspeisepunkt am Netz transportiert.

### 6.2.3 Verwertung von Energieholz

Es wurden vier Verwertungsketten von Energieholz als sinnvolle Alternativen ausgewählt und unter einem technisch-wirtschaftlichen Gesichtspunkt miteinander verglichen:

- (1) Das Holz wird direkt durch Verbrennung in einem Holz-Heizkessel der neusten Generation verwertet;
- (2) Das Holz wird durch Verbrennung direkt in einer Wärme-Kraft-Kopplung verwertet. Die durch die Wärme-Kraft-Koppelung gewonnene Elektrizität wird ins Stromnetz eingespeist und anschliessend durch eine Wärmepumpe in Form von Wärme verwertet. Das kumulierte Wärmeevolumen, das direkt aus der Wärme-Kraft-Koppelung und aus der Wärmepumpe gewonnen wird, entspricht dem Endwärmeevolumen;
- (3) Das Holz wird durch Holzvergasung in Biomethan umgewandelt. Das gewonnene Biomethan wird in Gasnetz eingespeist<sup>41</sup> und anschliessend durch Verbrennung in einem Holz-Heizkessel der neusten Generation verwertet;
- (4) Das Holz wird durch Holzvergasung in Biomethan umgewandelt. Das gewonnene Biomethan wird ins Gasnetz eingespeist<sup>42</sup> und anschliessend durch Verbrennung in einer Wärme-Kraft-Kopplung verwertet. Die durch die Wärme-Kraft-Koppelung gewonnene Elektrizität wird ins Stromnetz eingespeist und anschliessend durch eine Wärmepumpe in Form von Wärme verwertet. Das kumulierte Wärmeevolumen, das direkt aus der Wärme-Kraft-Koppelung und aus der Wärmepumpe gewonnen wird, entspricht dem Endwärmeevolumen.

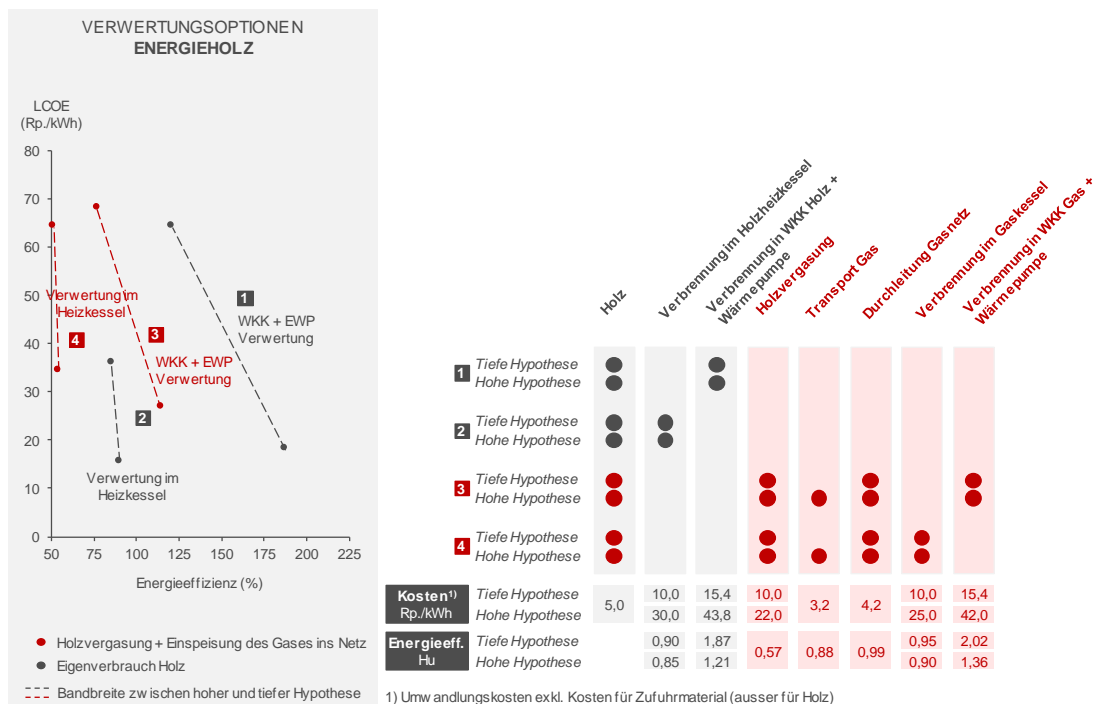


Abbildung 33: Vergleich der Verwertungsketten von Energieholz

<sup>41</sup> Hohe Hypothese: Bevor das Biomethan eingespeist wird, wird es verflüssigt und anschliessend im Tankwagen bis zum Einspeisepunkt am Netz transportiert.

<sup>42</sup> Hohe Hypothese: Bevor das Biomethan eingespeist wird, wird es verflüssigt und anschliessend im Tankwagen bis zum Einspeisepunkt am Netz transportiert.

Die vom energetischen Standpunkt aus effizienteste Verwertungskette scheint die direkte Verbrennung des Holzes in einer Wärme-Kraft-Kuppelung zu sein – diese Verwertungskette weist zudem eine wirtschaftliche Leistung auf, die mit der konventionellen Verwertungskette der Verbrennung in einem Holz-Heizkessel vergleichbar ist.

Bei den Verwertungsketten, bei denen die Durchleitung in Form von eingespeistem Gas erforderlich ist, entstehen hohe Kosten und es ist mit der begrenzten Energieeffizienz der Technologie der Holzvergasung zu rechnen.

#### 6.2.4 **Erneuerbare Elektrizität**

Es wurden drei Verwertungsketten von erneuerbarer Elektrizität als sinnvolle Alternativen ausgewählt und unter einem technisch-wirtschaftlichen Gesichtspunkt miteinander verglichen:

- (1) Die erneuerbare Elektrizität wird direkt thermisch durch eine Wärmepumpe verwertet;
- (2) Die erneuerbare Elektrizität wird durch Elektrolyse und anschliessend durch Methanierung in einspeisbares Methan umgewandelt (Power-to-Gas). Das gewonnene Methan wird in das Gasnetz eingespeist<sup>43</sup> und anschliessend durch Verbrennung in einem Holz-Heizkessel der neusten Generation verwertet;
- (3) Die erneuerbare Elektrizität wird durch Elektrolyse und anschliessend durch Methanierung in einspeisbares Methan umgewandelt (Power-to-Gas). Das gewonnene Methan wird in das Gasnetz eingespeist<sup>44</sup> und anschliessend durch Verbrennung in einer Wärme-Kraft-Koppelung verwertet. Die durch die Wärme-Kraft-Koppelung gewonnene Elektrizität wird ins Stromnetz eingespeist und anschliessend durch eine Wärmepumpe in Form von Wärme verwertet. Das kumulierte Wärmeevolumen, das direkt aus der Wärme-Kraft-Koppelung und aus der Wärmepumpe gewonnen wird, entspricht dem Endwärmeevolumen.

---

<sup>43</sup> Hohe Hypothese: Bevor das Biomethan eingespeist wird, wird es verflüssigt und anschliessend im Tankwagen bis zum Einspeisepunkt am Netz transportiert.

<sup>44</sup> Hohe Hypothese: Bevor das Biomethan eingespeist wird, wird es verflüssigt und anschliessend im Tankwagen bis zum Einspeisepunkt am Netz transportiert.

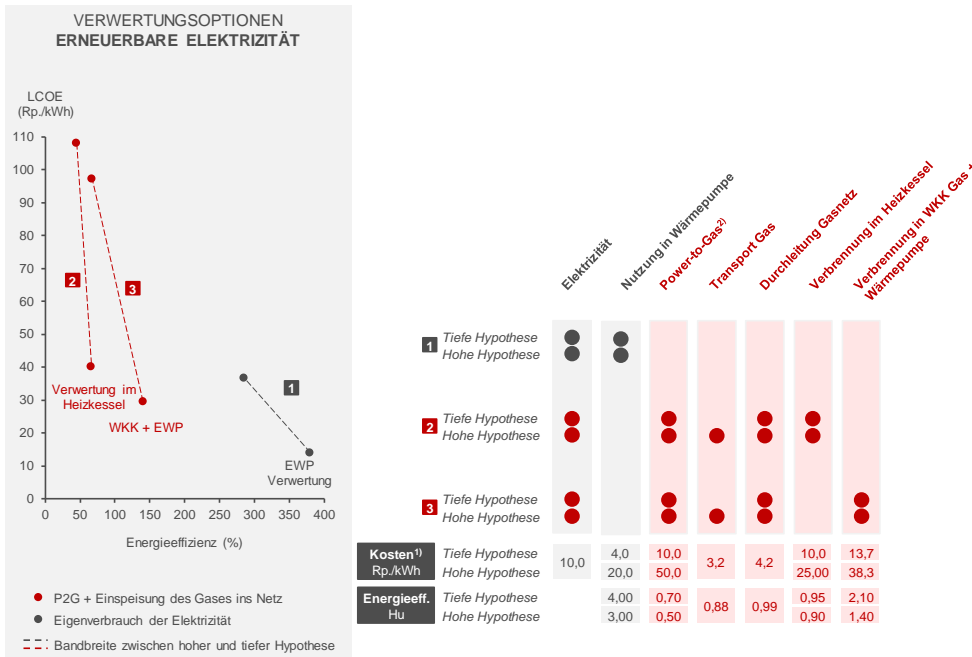


Abbildung 34: Vergleich der Verwertungsketten von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen

Die direkte Verwertungskette von Elektrizität durch eine Wärmepumpe scheint mit einer sehr hohen Energieeffizienz (3 bis 4, gegenüber weniger als 1,5 für Verwertungsketten, die P2G verwenden) und in allen Fällen niedrigeren Gesamtkosten als die Perspektiven der P2G-Verwertungsketten bedeutend attraktiver zu sein.

## 7 Literaturverzeichnis

### Potenzialabschätzungen

- [1] BFE, «Potentiale zur energetischen Nutzung von Biomasse in der Schweiz », 2004
- [2] Empa, «Bioenergy in Switzerland: Assessing the domestic sustainable biomass potential», 2010
- [3] SCCER, WSL, «Biomassenpotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung», 2017
- [4] BFE, PSI, «Potentials, costs and environmental assessment of electricity generation technologies», 2017

### Statistiken des Bundes und der Branche

- [5] BFE, «Schweizerische Statistik der Erneuerbaren Energien 2016», 2017
- [6] BFE, «Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2016», 2017
- [7] BFE, «Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2016», 2017
- [8] VSG, «Erdgas / Biogas in der Schweiz, Ausgabe 2017 – VSG-Jahresstatistik», 2017
- [9] BFE, «Marktentwicklung fossiler Energieträger 3 / 2017», 2017

### Energieperspektiven

- [10] Bundesrat, «Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050», 2013
- [11] BFE (Prognos), «Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050», 2012
- [12] BFE, «Le rôle du gaz dans la Stratégie énergétique 2050», 2014
- [13] VSG, «Erdgas Positionspapier: Gas spielt eine wichtige Rolle in der Energieversorgung von morgen», 2018
- [14] VSG (6. Bioenergie-Forum), «So wird die Schweizer Gasversorgung erneuerbar», 2018
- [15] ADEME, «Un mix de gaz 100% renouvelable en 2050 ? Etude de faisabilité technico-économique», 2018

### Potenzialabschätzung in der Landwirtschaft

- [16] BFE, «Mini Biogaz : Développement de petites unités de biogaz en agriculture», 2014
- [17] BFS, «872-1700 Landwirtschaft und Ernährung», 2017
- [18] BAFU / BLW, «Biogasanlagen in der Landwirtschaft», 2016
- [19] ADEME, «Chaleur issue de la méthanisation : de réelles opportunités», 2016
- [20] Le Temps, «La Suisse ne parvient plus à nourrir ses vaches», 20. Dezember 2013
- [21] WBF, «Schweizer Gasmarkt und Kosten des Netzzugangs», 2011
- [22] BFE, «Ökobilanz von Energieprodukten: ökologische Bewertung von Biotreibstoffen», 2007

### Potenzialabschätzung der Ressource Holz

- [23] BFE / BAFU / SECO, «Ressourcenpolitik Holz: Strategie, Ziele und Aktionsplan Holz», 2017
- [24] BAFU, «Jahrbuch Wald und Holz 2017», 2017



### **Potenzialabschätzung von erneuerbaren Abfällen**

- [25]BAFU, «Organische Verluste aus der Lebensmittelindustrie in der Schweiz», 2016
- [26]BAFU, «Abfallmengen und Recycling 2016 im Überblick», 2016
- [27]BAFU, «Kompostier- und Vergärungsanlagen: Erhebung in der Schweiz und in Liechtenstein», 2016
- [28]BAFU, «Klärschlamm Entsorgung in der Schweiz: Klärschlammhebung 2012», 2013
- [29]BAFU, «Gesamtschweizerische Erhebung über biogene Abfälle aus kommunalen Quellen: Umfrage bei den Gemeinden», 2017
- [30]Biomasse Suisse, «Wenn Zwiebelschalen Vollgas geben», 2015

### **Kantonale Daten für die Romandie**

- [31]Amt für Wasser und Abfall des Kantons Bern, «Phosphorrecycling im Kanton Bern», 2015
- [32]EnergieSchweiz, «Klärgas: Energie der A-Klasse», 2006
- [33]AfE Freiburg, «Sachplan Energie», 2017
- [34]ScanE Genève, «Plan directeur cantonal de l'énergie 2005 – 2009», 2005
- [35]SIG, «Assainissement des eaux usées», 2016
- [36]Agridea «Production et Consommation d'énergie en agriculture», 2016
- [37]Conseil d'Etat de Neuchâtel, «Conception directrice de l'énergie», 2016
- [38]Etat de Vaud, «Plan cantonal de gestion des déchets 2004 – révision 2010», 2010
- [39]Canton de Vaud, «Etat des lieux et perspectives énergétiques des STEP vaudoises», 2018
- [40]Dienststelle für Energie und Wasserkraft des Kantons Wallis, «Effizienz und Energieversorgung – Teilstrategie Gas», 2017

### **Einschätzung der sozialen und wirtschaftlichen Auswirkungen**

- [41]RegioSuisse, ARE / BFE / BLW, «Regionalökonomische Potenziale und Erfolgsfaktoren für den Aufbau und Betrieb von Energieregionen», 2012
- [42]ATEE (Club Biogaz), «L'emploi dans la filière biogaz française de 2005 à 2020», 2014
- [43]Biomasse Suisse, «Production d'énergie à partir de biomasse : principes et conditions-cadres», 2016

### **Weitere Referenzen**

- [44]SIAAP (Revue de l'Eau, l'Industrie, les Nuisances), «Le pouvoir méthanogène des boues urbaines – Cartographie des boues de STEP et réduction du temps de mesure par un couplage 'expérimentation en réacteur / modélisation'», 2016
- [45]SVT NYHETER, «Investerade nästan två miljarder i Gobigas – nu läggs projektet ner», 3. April 2018
- [46]CAIRN, «Les collectivités : une source de déchets organiques et une voie de valorisation de la chaleur pour la méthanisation agricole ?», 2013
- [47]Valbiom, «Biométhanisation : Utilisation du digestat comme fertilisant», 2009
- [48]Departement für Inneres und Volkswirtschaft, Energie (Kanton Thurgau), «Speicherung von Strom aus erneuerbaren Energien im Kanton Thurgau», 2018

- [49]GRDF, «Réduction des coûts de raccordement au réseau de gaz naturel : une décision majeure pour le développement de la filière biométhane», 2017
- [50]Bundesrat, «Internationaler Biogasmarkt im Brennstoffbereich: Bericht in Erfüllung des Postulats 13.3004 der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrats (UREK-N) vom 8. Januar 2013», 2015
- [51]GRTgaz, Swissgaz, Gaznat, «Marketing of a backhaul capacity at Jura Interconnection point for Winter 2016 – 2017», 2016
- [52]VSG, «Verzeichnis der mit Erdgas versorgten Gemeinden in der Schweiz», 2011





LAUSANNE — PARIS — BRUXELLES — MUNICH — SAN FRANCISCO

TUNIS — CHENNAI — HONG KONG

**Schweiz — Erneuerbares Gas:**

**Einspeisepotenzial von erneuerbarem Gas in das  
Schweizer Netz bis 2030**

Studie im Auftrag der Conférence Romande des

Délégués à l'Énergie (CRDE) - Deutsche

Übersetzung im Auftrag von der

Energiefachstellenkonferenz (EnFK)

Juni 2018

Copyright © E-CUBE Strategy Consultants SA

[www.e-cube.com](http://www.e-cube.com)