

Kurzbericht zum Forschungsvorhaben

Machbarkeitsstudie für eine dezentrale Holzhackschnitzel-Vergasungsanlage mit Kraft-Wärme-Kopplung in der Bioenergie Region Achantal

FKZ-Nr.: 03KB031

GEFÖRDERT DURCH

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

im Rahmen des Förderprogramms „BMU-Klimaschutzinitiative – Vorhaben zur Optimierung der energetischen Biomassenutzung“

ERSTELLT DURCH

ATZ Entwicklungszentrum
Sulzbach-Rosenberg

Mai 2012

Projektlaufzeit

01.10.2009 bis 31.12.2010

Projektdurchführung:

ATZ Entwicklungszentrum

An der Maxhütte 1

92237 Sulzbach-Rosenberg

Tel.: 09661 908-400

Fax: 09661 908-469

E-Mail: info@atz.de

Web: <http://www.atz.de>

Vorstand

Prof. Dr.-Ing. Martin Faulstich

Dipl.-Ing. Gerold Dimaczek

Unter Mitwirkung von

Dr.-Ing. Rolf Börner

Dipl.-Ing. Samir Binder

Dipl.-Ing Robert Daschner

Der vorliegende Kurzbericht stellt eine komprimierte Zusammenfassung der wesentlichen Inhalte und Ergebnisse der „Machbarkeitsstudie für eine dezentrale Holzhackschnitzel-Vergasungsanlage mit Kraft-Wärme-Kopplung in der Bioenergie Region Achantal“ dar. Das Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit unter dem Förderkennzeichen 03KB031 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt liegt beim Autor.

Inhaltsverzeichnis

Abstract	4
1 Zielstellung	4
2 Regionale Biomassebereitstellung	6
3 Technologische Konzeption der Vergasungsanlage	8
4 Regionales Wärmeversorgungskonzept	12
5 Wirtschaftlichkeitsabschätzung	15
6 Einsparpotenzial für Treibhausgas-Emissionen	18
7 Zusammenfassung	19
Literatur	21
Abbildungsverzeichnis	22

Abstract

Die europäischen und deutschen Klimaschutzziele beinhalten einen verstärkten Einsatz von biogenen Roh- und Reststoffen in der zukünftigen Energieversorgung. Neben einer energieeffizienten Nutzung der Ressourcen sind unter anderem die Einbettung in regionale Strukturen unter Berücksichtigung der standortspezifischen Randbedingungen sowie Demonstrationsanlagen zur Markteinführung der Vergasungstechnik mit entsprechendem Nachweis der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit wesentliche Kriterien für die Qualität von Bioenergieprojekten.

Für die in der Bioenergieregion Achantal geplante Demonstrationsanlage einer dezentralen Holzhackschnitzel-Vergasungsanlage mit Kraft-Wärme-Kopplung erfolgte deshalb im Rahmen einer unter Federführung des ATZ Entwicklungszentrums erarbeiteten Machbarkeitsstudie ausgehend von einer Analyse der standortspezifischen Rahmenbedingungen hinsichtlich Wärmebedarfsstruktur und regionaler Biomassepotenziale sowie der technischen Konzeption der Vergasungsanlage eine systematische Untersuchung der Realisierbarkeit unter Einbeziehung technischer, wirtschaftlicher und ökologischer Gesichtspunkte. Die wesentlichen Ergebnisse der Studie werden im Folgenden vorgestellt.

1 Zielstellung

Die Bioenergieregion Achantal, im südlichen Chiemgau gelegen, hat sich zum Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2020 den eigenen Energiebedarf vollständig aus regionalen, regenerativen Quellen zu decken. Der Ansatz eines ausschließlich regionalen und energieeffizienten Ressourceneinsatzes, minimierten CO₂-Emissionen bei der Biomassenutzung sowie der optimalen Einordnung der Bioenergieprojekte in die wirtschaftlichen und kulturellen Strukturen des Gebietes führte zur Anerkennung des Achantals als Muster-Bioenergieregion. Die Achantalgemeinden haben gemeinsam den Biomassehof Achantal geschaffen, der die regionalen Biomassepotenziale erfasst, veredelt und der Energieversorgung zuführt sowie als Informationszentrum für den Aufbau der Bioenergieregion fungiert.

Als weiterer Meilenstein der Bioenergieregion ist eine Demonstrationsanlage zur Holzvergasung auf dem Gelände des Biomassehofs geplant. Die Demonstrationsanlage dient zunächst der Weiterentwicklung und Erprobung der vorab durch die Achantalgemeinden favorisierten Vergasungstechnologie der agnion Technologies GmbH. Nach dieser Übergangsphase soll das produzierte Synthesegas in einem Blockheizkraftwerk verstromt, der erzeugte Strom nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz eingespeist und die in Kraft-Wärme-Kopplung anfallende Abwärme in ein Nahwärmenetz eingebunden werden.

Die Vergasung von kohlenstoffhaltigen Biomassen ringt schon seit Jahren um ihren technologischen Durchbruch. Wenn dieser gelingt, eröffnen sich eine Vielzahl von neuen Märkten für die Produkte Wärme, Strom und Treibstoff aus Biomasse. Wesentliche Hemmnisse zur Marktreife stellen bisher eingeschränkte Standzeiten der Vergaser, der Aufwand für die erforderliche Produktgasaufbereitung und die Anforderungen an die Produktgasqualität hinsichtlich der Optionen für die Gasnutzung sowie die ungenügende Wirtschaftlichkeit der Anlagen dar.

Die systematische Entwicklung und Demonstration innovativer Ansätze zur Biomassevergasung kann die Markteinführung der Vergasungstechnik entscheidend befördern. Wesentlich ist dabei neben der technischen Realisierung und Betriebssicherheit der Nachweis der wirtschaftlichen Machbarkeit, die stark von den standortspezifischen Randbedingungen abhängt. Deshalb erfolgte im Rahmen der durch das ATZ Entwicklungszentrum erarbeiteten und aus dem BMU-Förderprogramm „Optimierung der energetischen Biomassenutzung“ geförderten Machbarkeitsstudie für die geplante Holzhackschnitzel-Vergasungsanlage am Biomassehof Achantal die wissenschaftliche Untersuchung des Gesamtkomplexes unter Einbeziehung von Standort, Technik und Wirtschaftlichkeit.

Arbeitsschwerpunkte hinsichtlich der standortspezifischen Randbedingungen waren hierbei die Erfassung der regionalen Biomassepotenziale zur Absicherung der Brennstoffversorgung, die Darstellung der Bereitstellungskette für den Brennstoffbedarf der Vergasungsanlage unter Beachtung der sonstigen Tätigkeitsfelder des Biomassehofs Achantal sowie eine konkrete Analyse des Wärmebedarfs. Des Weiteren stellte die technologische Konzeption der Vergasungsanlage und deren Einordnung in das Wärmeversorgungskonzept entsprechend der Wärmeverbrauchsstruktur die Grundlage für eine technische und wirtschaftliche Bewertung der Demonstrationsanlage dar.

Die Berechnungen zur Wirtschaftlichkeit erfolgten hinsichtlich Stromgestehungskosten und Amortisationsdauer in Anlehnung an die VDI-Richtlinie 2067 und wurden durch eine Sensitivitätsanalyse bezüglich der die Wirtschaftlichkeit wesentlich bestimmenden Faktoren Investitionskosten, Brennstoffkosten und Benutzungsstundenzahl ergänzt. Weiterhin wurde das mit der Energiegewinnung aus Holzhackschnitzeln verbundene Minderungspotenzial für Treibhausgasemissionen gegenüber fossilen Brennstoffen ermittelt.

Mit den durchgeführten systematischen Untersuchungen der standortspezifischen Rahmenbedingungen und Projektparameter sollten eine gesicherte Datenbasis zur Beurteilung der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit erarbeitet und entsprechende Handlungsempfehlungen zur Umsetzung der geplanten Demonstrationsanlage abgeleitet werden.

2 Regionale Biomassebereitstellung

Für Bioenergieanlagen ist schon in der Projektvorbereitung eine Absicherung der zukünftigen Brennstoffversorgung hinsichtlich Verfügbarkeit, Qualität und Preis unabdingbar. Dabei sind bei dem sich verstärkenden Trend zu dezentralen Anlagen vor allem die regionalen Gegebenheiten unter Berücksichtigung der Nutzungskonkurrenzen zu beurteilen.

Bei der Potenzialerhebung für die Biomasse kann in theoretische, technische und wirtschaftlich nutzbare Potenziale unterschieden werden. Zur Beurteilung der Verfügbarkeit wird im Allgemeinen der Anteil des theoretischen Potenzials, das unter Berücksichtigung der derzeitigen technischen Möglichkeiten, Standortbedingungen, Verwertungskonkurrenz sowie ökologischer Beschränkungen nutzbar ist, das heißt des technische Potenzial herangezogen. Das wirtschaftliche Potenzial berücksichtigt darüber hinaus Restriktionen hinsichtlich Bereitstellungsaufwand und Preisniveau konkurrierender Energieträger.

Das energetisch nutzbare Potenzial an holzartiger Biomasse setzt sich im Wesentlichen aus den Sortimenten Waldrestholz, Industrierestholz, Sägenebenprodukte, Altholz, Landschaftspflegeholz (Flur- und Schwemholz) und Holz aus Kurzumtriebsplantagen (Feldholz) zusammen. Zur Bereitstellung des für den Betrieb der Holzvergasungsanlage erforderlichen Brennstoffes kommen hauptsächlich die in der Region verfügbaren Holzpotenziale an Waldrestholz, Landschaftspflegematerial und Sägerestholz in Betracht. Der Biomassehof Achantal (Abbildung 1) erzeugt und liefert den Brennstoff gemäß Spezifikation der Vergasungsanlage.



Abbildung 1: Biomassehof Achantal

Es kann davon ausgegangen werden, dass der Brennstoffbedarf der Holzvergasungsanlage (ca. 2.500 t/a bei einem Wassergehalt von 20 %) aus den regionalen, technisch nutzbaren Energieholzpotenzialen aus Waldenergieholz, Landschaftspflegeholz und Sägerestholz gedeckt werden kann. Die größte Ressource stellt dabei das Waldrestholz dar. In der Region Achantal ist mehr als die Hälfte der Fläche mit Wald bestanden. Unter Berücksichtigung des statistischen jährlichen Einschlages für die stoffliche Nutzung, der Aktivierung bisher ungenutzter Potenziale, von wirtschaftlichen Restriktionen sowie von Naturschutz- und Nachhaltigkeitsanforderungen kann konservativ von einem spezifischen Energieholz-

potenzial aus dem Wald von ca. 1 Fm/ha*a ausgegangen werden [Haschke 1993, Bemann 1996].

Regionale Wertschöpfung bezüglich der Nutzung einheimischer Biomasseressourcen zur Energieerzeugung bedeutet unter anderem eine weitestgehende Beschränkung des Einzugsgebietes für die Brennstoffe. Auch vor dem Hintergrund der Vermeidung von Treibhausgasemissionen bei der Bereitstellung regionaler Biomasse sollten deshalb die Transportentfernungen möglichst unter 20 km, maximal 50 km betragen. Damit beträgt das regional nutzbare Potenzial an Waldenergieholz abhängig vom Einzugsradius ca. 31.500 t (atro)/a (Radius 20 km) bis ca. 196.250 t (atro)/a (Radius 50 km). Dies entspricht einem Energiepotenzial von ca. 162.000 MWh/a bis ca. 1.008.500 MWh/a. Mit dem Ansatz für das gesamte technisch nutzbare Waldenergieholzpotenzial ist hierbei jedoch die konkurrierende Nutzung für die Sortimente Holzhackschnitzel, Scheitholz und Industrieholz noch nicht berücksichtigt.

Das anteilmäßig wesentlich geringere Potenzial an Landschaftspflegematerial ist sehr heterogen, so dass zur energetischen Nutzung von Landschaftspflegeholz der notwendige Aufbereitungsaufwand zur Einhaltung der Qualitätsanforderungen an den Brennstoff für die Vergasungsanlage zu beachten ist. Derzeit wird das Landschaftspflegematerial zum überwiegenden Teil kompostiert oder im Bestand belassen, könnte jedoch aus ökonomischer und ökologischer Sicht für eine energetische Verwertung genutzt werden.

Qualitativ hochwertige Holzhackschnitzel aus Sägewerken werden gegenwärtig vorwiegend stofflich genutzt. Auch zukünftig ist für Sägerestholz hinsichtlich der Verfügbarkeit zur energetischen Nutzung von einer starken Nutzungskonkurrenz auszugehen. Außerdem gelten Säge- und Hobelspäne nicht als nachwachsende Rohstoffe hinsichtlich des NaWaRo-Bonus für die Stromeinspeisevergütung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG).

Die Brennstoffpreise stellen einen wesentlichen Kostenfaktor für die Wirtschaftlichkeit von Energieerzeugungsanlagen auf Basis von Biomasse dar. Unter Berücksichtigung der Anforderungen der Holzvergasungsanlage sollen deshalb neben dem Waldenergieholz auch kostengünstigere Sortimente, wie beispielsweise Landschaftspflegematerial, entsprechend aufbereitet und hinsichtlich ihrer Eignung für die anlagenspezifischen Anforderungen erprobt werden. Weiterhin ist es empfehlenswert, die Brennstoffversorgung der Holzvergasungsanlage perspektivisch durch möglichst längerfristige Lieferverträge abzusichern. Da sich neben einer deutlichen Steigerung des Brennstoffbedarfs für dezentrale Pelletheizungsanlagen auch die Entwicklung im Ausbau biomassegefeuerter Heizwerke und kommunaler Fernwärmenetze fortsetzen wird, ist zukünftig mit einem steigenden Konkurrenz- und Preisdruck am Biobrennstoffmarkt zu rechnen.

3 Technologische Konzeption der Vergasungsanlage

Im Ergebnis einer vorab durch den Biomassehof Achtental durchgeführten Recherche zu einsetzbaren Vergasungstechnologien soll in der Demonstrationsanlage der an der TU München entwickelte, patentierte und 2006 mit dem Bayerischen Energiepreis ausgezeichnete Heatpipe-Reformer eingesetzt werden. Diese Vergasungstechnik wird seit November 2008 bei der agnion Technologies GmbH in einer 500 kW-Pilotanlage in Pfaffenhofen mit dem Ziel der Markteinführung erprobt und weiterentwickelt.

Der agnion Heatpipe-Reformer ist ein allothermer, druckaufgeladener Wirbelschichtvergaser, der mit Wasserdampf als Vergasungsmittel arbeitet. Durch den externen Wärmeeintrag bei der allothermen Vergasung sind relativ hohe Heizwerte des erzeugten Produktgases realisierbar, da im Gegensatz zur autothermen Vergasung keine Rauchgaskomponenten aus der unterstöchiometrischen Verbrennung und kein Stickstoff aus der Verbrennungsluft enthalten sind, die eine Absenkung der Heizwertes bewirken.

Der eigentliche Vergasungsvorgang im Reformer und die Brennkammer zur Wärmebereitstellung sind in einem Reaktorgefäß räumlich getrennt angeordnet. Beide Komponenten arbeiten mit Wirbelschichten aus Sand, der in der Brennkammer mit Luft und im Reformer mit Wasserdampf fluidisiert wird.

Die wesentliche Innovation des Heatpipe-Reformer-Konzeptes besteht darin, dass die für den Vergasungsprozess notwendige thermische Energie aus einer externen Wärmequelle (Brennkammer) über so genannte Heatpipes in den Vergasungsreaktor (Reformer) eingebracht wird. Für den Energietransport wird in den Heatpipes ein Medium eingesetzt, dass bei der Wärmezufuhr in der Brennkammer verdampft und unter Wärmeabgabe im Vergaser wieder kondensiert. Durch die Nutzung der Verdampfungsenthalpie ist es möglich, die erforderlichen Wärmeströme bei relativ geringem Temperaturgefälle und hoher spezifischer Leistung zwischen Brennkammer und Reformer zu übertragen und damit den Vergaser besonders kompakt zu realisieren.

Abbildung 2 zeigt das Verfahrensprinzip des Heatpipe-Reformers und ein Einbaubeispiel für die Wärmeübertragerrohre (Heatpipes) im Reaktor.

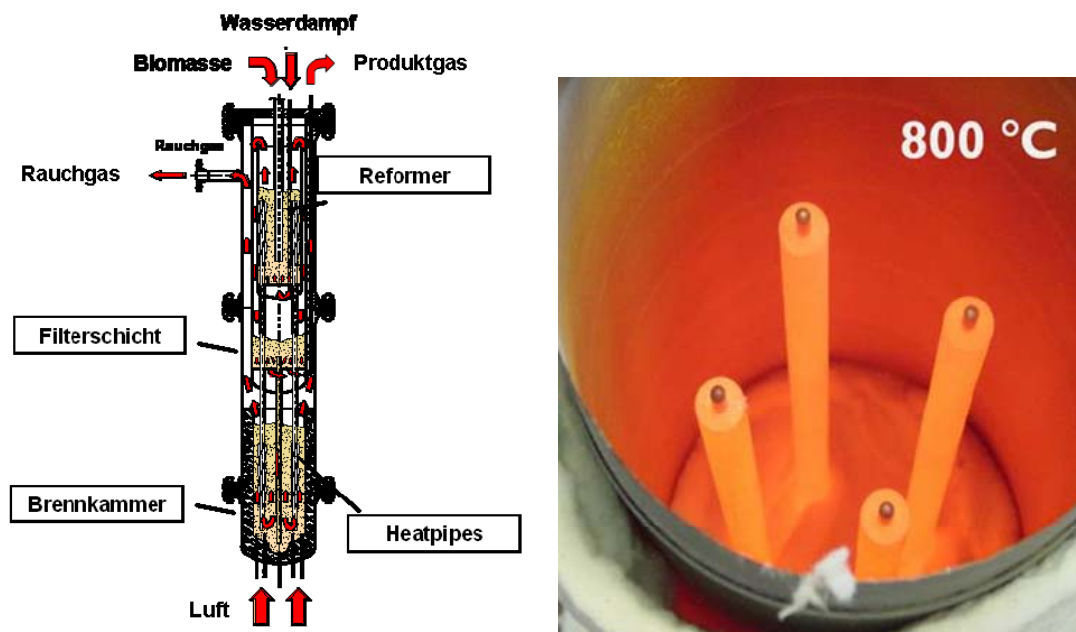


Abbildung 2: Verfahrensprinzip des Heatpipe-Reformers (links) und Beispiel für eingebaute Wärmeübertragerrohre (rechts) [Karl 2002, Karl 2007]

Ein weiteres Merkmal des Heatpipe-Reformers ist die Reformierung unter Druck, der beispielsweise für die weitere Verwertung des Produktgases zur Produktion von synthetischem Erdgas (SNG) von Vorteil sein kann. Mit Wasserdampf als Vergasungsmittel kann, abhängig von der Brennstoffqualität und den Vergasungsparametern, ein relativ hochkalorisches Produktgas mit ca. 40 Vol.-% Wasserstoff, ca. 20 Vol.-% Kohlenstoffmonoxid und ca. 8 Vol.-% Methan als brennbare Komponenten erzeugt werden.

Der für die Reformierung benötigte Dampf wird in einem Dampferzeuger mit Naturumlauf erzeugt, der sowohl das druckaufgeladene Produktgas aus dem Vergaser als auch das atmosphärische Rauchgas aus der Brennkammer als Wärmequellen nutzen soll. Mit der daraus resultierenden Kombination der verschiedenen Economiser-, Verdampfer- und Überhitzerheizflächen stellt der Dampferzeuger ein relativ komplexes System dar, dessen Beurteilung der Funktionsfähigkeit, auch unter Berücksichtigung der Beaufschlagung mit staub- und teerbeladenem Rauch- bzw. Produktgas, aufgrund des zur Verfügung stehenden Informationsstandes nicht Bestandteil der Studie zur Verfügung war.

Die Qualität des Produktgases hat einen wesentlichen Einfluss auf die Standzeiten, den Aufwand für Wartung und Instandhaltung sowie die Leistungen der nachgeschalteten Aggregate. Das mit Feststoffpartikeln (Sand, Restkoks) beladene Produktgas aus dem Vergaser soll nach Abkühlung im nachgeschalteten Dampferzeuger in einem Kerzenfilter gereinigt werden. Der abgeschiedene Restkoks wird in die Brennkammer zurückgeführt. Im Produktgasstrom nach dem Kerzenfilter sind ein Plattenwärmetauscher, der einen Teil der Wärme auskoppelt, und ein Gaswäscher, in dem das Gas weiter abgekühlt und von Teeren gereinigt wird, angeordnet. Als Lösungsmittel wird im Gaswäscher Rapsmethylester (RME bzw. Biodiesel) eingesetzt. Das teerbeladene RME wird danach in einem Absetzbecken abgeschieden, zur Brennkammer zurückgeführt und dort verbrannt. Für einen stabilen

Gasmotorbetrieb sollen nach der Gaswäsche Teergehalte von unter $30 \text{ mg/m}^3_{\text{N}}$ eingehalten werden.

Das Rauchgas aus der Brennkammer wird zunächst über einen Rauchgaszyklon geleitet, um größtenteils Sandpartikel abzutrennen. Nach dem Dampferzeuger wird es in einem Schlauchfilter von noch enthaltener Asche gereinigt, in einem weiteren Wärmeübertrager, der in den Kühlwasserkreislauf eingebunden ist, gekühlt und anschließend über Kamin an die Umgebung abgegeben.

Das gereinigte, unter Druck stehende Produktgas wird in einem Gasmotor, der speziell für die Verwertung von druckaufgeladenem Holzgas angepasst und optimiert wurde, zur gekoppelten Erzeugung von Elektroenergie und Wärme genutzt. Ist der Gasmotor nicht in Betrieb, wird das Produktgas direkt in einer Fackel verbrannt. Restteergehalte im Motorabgas sollen katalytisch nachoxidiert werden. Die bei der Motor- und Abgaskühlung anfallende Abwärme wird zusammen mit der Wärme aus der Produktgas- und Rauchgaskühlung in einer Wärmeübergabestation an das Nahwärmenetz übertragen.

Die Heatpipe-Reformer-Technologie soll in Standardleistungsgrößen entwickelt und umgesetzt werden [Karl 2009a, Karl 2009b]. Für die Demonstrationsanlage am Biomassehof Achantal ist entsprechend des zur Bearbeitung der Studie vorliegenden Planungsstandes seitens agnion eine Holzvergasungsanlage mit einer Feuerungswärmeleistung von ca. 1.285 kW vorgesehen. Die elektrische Nennleistung des Gasmotors beträgt ca. 360 kW und die Gesamtwärmeleistung der Anlage ca. 670 kW . Die Hauptkomponenten und Leistungsparameter zur Energiebilanz der Holzvergasungsanlage mit Kraft-Wärme-Kopplung zeigt das in Abbildung 3 dargestellte Anlagenschema. Mit den zugrunde gelegten Auslegungsdaten ergeben sich ein elektrischer Wirkungsgrad von ca. 28% und ein Gesamtwirkungsgrad (Brutto) von ca. 80% .

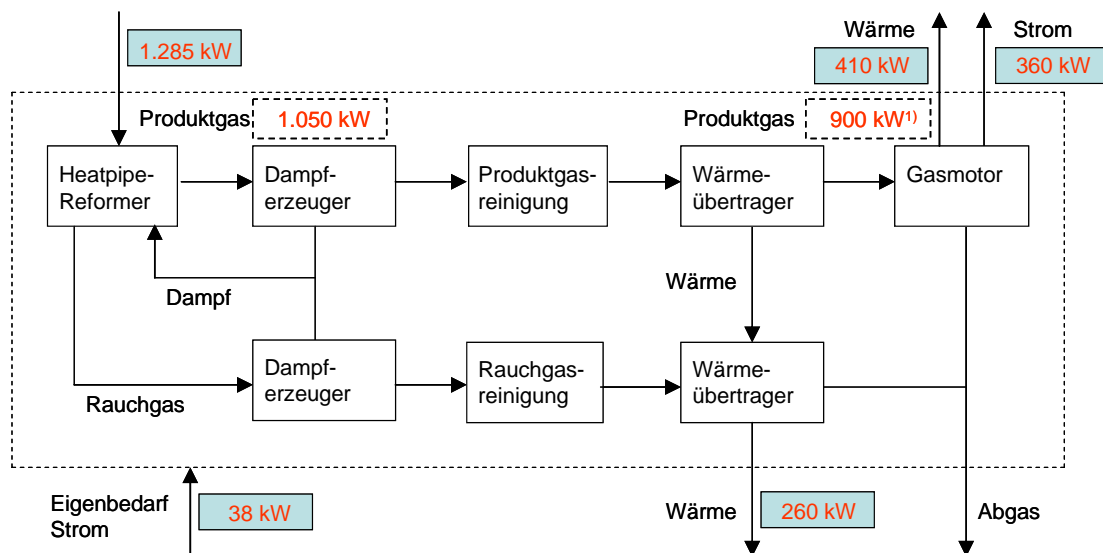


Abbildung 3: Hauptkomponenten und Energiebilanz der Holzvergasungsanlage mit Kraft-Wärme-Kopplung

Die Demonstrationsanlage am Biomassehof Achtental soll zunächst in einer Übergangsphase zur weiteren Erprobung und Entwicklung der Vergasungstechnologie einschließlich der Produktgasverwertung genutzt werden. Mit dem Nachweis der Funktionsfähigkeit und Verfügbarkeit sind danach die Übergabe an den Betreiber und der kommerzielle Betrieb geplant.

Die für den Dauerbetrieb der Demonstrationsanlage angesetzten Jahresbenutzungsstunden von 7.500 h/a sind unter Berücksichtigung des Neuheitsgrades der Technologie ein sehr ambitioniertes Ziel. Wie prinzipiell auch für andere Vergasungstechnologien zutreffend, steht der Nachweis der Langzeitverfügbarkeit, die unter anderem eine wesentliche Voraussetzung für einen wirtschaftlichen Betrieb ist, noch aus. Aufgrund der gegebenen Datenlage sowie unter Berücksichtigung des Standes der Technik und von Betriebserfahrungen aus bisher realisierten Biomassevergasungsanlagen stellen vor allem die Produktgasbehandlung und die Anforderungen an die Gasnutzung ein nicht unerhebliches technisches Risiko dar. Detailliertere Unterlagen zur technischen Untersetzung der Funktionseinheiten oder bisherige Probetriebsergebnisse der agnion-Pilotanlage in Pfaffenhofen lagen im Rahmen der Studie nicht vor, so dass eine fundierte wissenschaftliche Bewertung der Demonstrationsanlage nur eingeschränkt möglich war.

Wasserstoffreiche Produktgase aus der allothermen Vergasung von Biomasse bieten prinzipiell auch die Möglichkeit zur Erzeugung von Bioerdgas (SNG). Für die perspektivisch am Standort der Demonstrationsanlage geplante SNG-Produktion besteht jedoch noch erheblicher Forschungs- und Entwicklungsbedarf. Für kommerzielle Anlagen zur SNG-Produktion aus Biomasse wird zudem in der Fachliteratur der Leistungsbereich von 20 MW bis 100 MW, wobei die obere Grenze aus der Biomasseverfügbarkeit resultiert, als technisch und wirtschaftlich realisierbar angesehen [Bajohr 2006, Stucki 2006, UMSICHT 2009, Graf 2009, Adelt 2010].

4 Regionales Wärmeversorgungskonzept

Die Wärmebedarfsstruktur und die daraus abgeleiteten Ganglinien des Wärmebedarfs stellen die Grundlage für die Konzeption zur Wärmeversorgung einschließlich der Einordnung und Fahrweise der jeweiligen Erzeugereinheiten dar. Ausgehend von Erhebungen zu möglichen Versorgungsgebieten, potenziellen Wärmeabnehmern sowie Interessenbekundungen wurde durch den Biomassehof Achantal der perspektivisch zu deckenden Wärmebedarfs abgeschätzt. Entsprechend des Planungsstandes wird dabei beispielsweise für 2012 von einem Jahreswärmebedarf von ca. 14.000 MWh/a, im Wesentlichen Heizungswärme einschließlich Warmwasser, ausgegangen. Über ein im Aufbau befindliches Nahwärmenetz sollen Privathaushalte, Gewerbebetriebe und touristische Liegenschaften in der Gemeinde Grassau mit Wärme versorgt werden.

Da in der Planungsphase eines Wärmeversorgungssystems im Allgemeinen keine tatsächlichen Lastgänge der Wärmeabnahme zur Verfügung stehen, muss bei der Auslegung auf vergleichbare Praxisdaten bzw. theoretische Ansätze zurückgegriffen werden. Die abzudeckende Spitzenleistung ergibt sich aus den Vollbenutzungsstunden, die für Heizungswärme von den klimatischen Verhältnissen des jeweiligen Standortes abhängen. Überschlägig können in Anlehnung an die VDI-Richtlinie 2067 (Blatt 2) für den dort aufgelisteten Standort Rosenheim (mittlere Außentemperatur 5,1 °C) und mit der Annahme einer gemischten Wohnbebauung Vollbenutzungsstunden von ca. 2.300 h/a abgeschätzt werden.

Mit diesen Annahmen und der daraus abgeleiteten Ganglinie des Wärmebedarfs müsste durch die Erzeugereinheiten eine maximale Wärmeleistung von ca. 6,1 MW abgedeckt werden. Für den geplanten Standort der Demonstrationsanlage am Biomassehof Achantal sind dabei neben der Wärmeauskopplung aus der Holzvergasungsanlage (670 kW) ein neu errichtetes Biomasseheizwerk mit einem Holzgefeuerten Wärmeerzeuger (3 MW) und einem ölgefeuerten Spitzenlastkessel (4,2 MW) zu berücksichtigen.

Die Holzvergasungsanlage sollte mit dem Ziel einer maximalen Stromerzeugung und entsprechender Einspeisevergütung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) so weit wie möglich im Dauerbetrieb mit konstanter Volllast betrieben werden. Dabei hat die Einspeisung der Abwärme aus der Vergasungsanlage in das Nahwärmenetz hinsichtlich der Nutzung des KWK-Bonus Vorrang. Die Holzvergasungsanlage wird deshalb die Grundlast der jeweils erforderlichen Wärmeleistung abdecken. Der Biomassekessel übernimmt in den Grenzen seines Regelbereichs den über diese Grundlast hinausgehenden Wärmebedarf. Der ölgefeuerte Spitzenlastkessel sollte nur eingesetzt werden, wenn Lastspitzen oder Minimallast abzudecken sind bzw. als Reserve bei Ausfall oder Revision des Biomassekessels. Außerdem wird durch die Redundanz des Biomasse- bzw. Spitzenlastkessels die Wärmelieferung gesichert, auch wenn die Holzvergasungsanlage zum Beispiel bei Wartungsarbeiten nicht zur Verfügung steht.

Die aus den genannten Prämissen abgeleitete Einordnung der Wärmeerzeugereinheiten in die geordnete Jahresganglinie des Heizungswärmebedarfs ist in Abbildung 4 dargestellt. Die farbigen Flächen unter der Ganglinie kennzeichnen die jeweiligen Anteile an der Jahresarbeit für die Holzvergasungsanlage, den Biomassekessel und den Spitzenlastkessel.

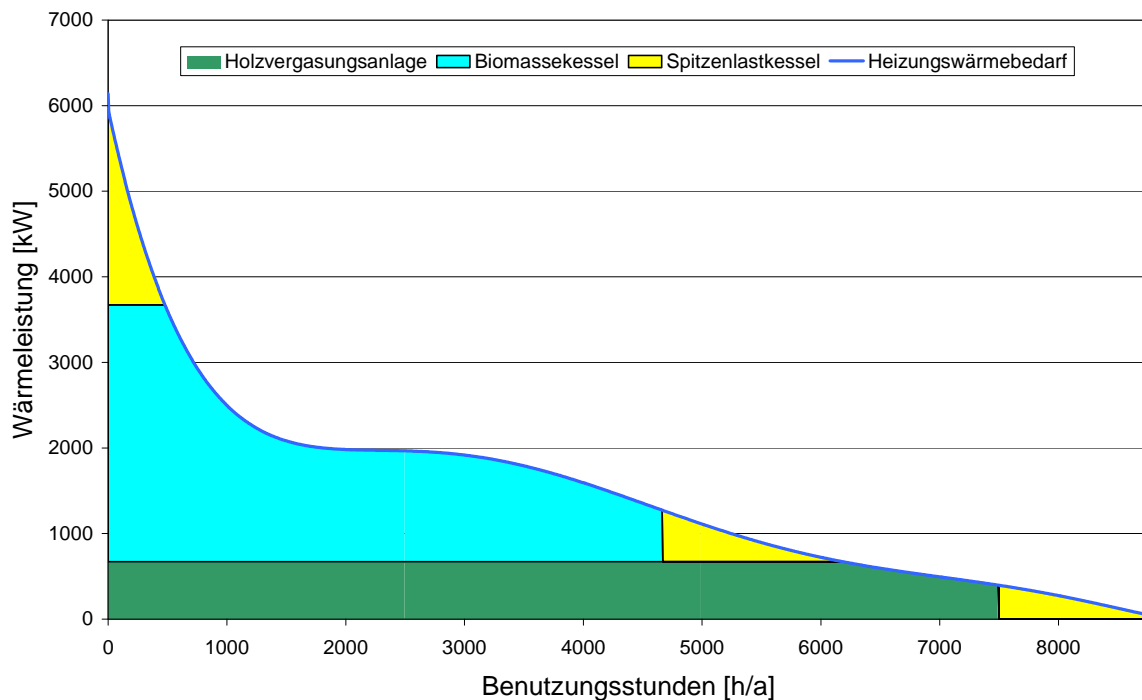


Abbildung 4: Einordnung der Holzvergasungsanlage mit 7.500 h/a in die Jahresganglinie Heizungswärmebedarf (Basisjahr 2012)

Es ist zu erkennen, dass auch mit den angestrebten Jahresbenutzungsstunden von ca. 7.500 h/a die Abwärme aus der Holzvergasungsanlage fast vollständig in das Nahwärmenetz eingespeist und abgenommen werden kann (ca. 4.840 MWh/a). Stromgeführt könnten bis zu 2.700 MWh/a Elektroenergie erzeugt werden. Für den Anteil mit geringerem Heizungswärmebedarf (im Diagramm zwischen ca. 6.200 h/a bis 7.500 h/a) könnte die Vergasungsanlage wärmegeführt in Teillast gefahren oder stromgeführt bei Volllast die nicht benötigte Wärme über die Rückkühlanlage an die Umgebung abgeführt werden. Unter technischen Gesichtspunkten sind beide Fahrweisen für die Vergasungsanlage möglich, hinsichtlich der Stromeinspeisung nach EEG würde bei stromgeführter Fahrweise kein KWK-Bonus vergütet.

Der Bedarf an Heizungswärme weist die aufgrund des Nutzerverhaltens typischen Schwankungsbreiten und eine ausgeprägte Senke in den Sommermonaten auf, die vor allem die Auslastung des Biomasseheizwerkes relativ stark einschränken. Die Wirtschaftlichkeit der Anlagen könnte mit einer Erhöhung der Grundlast durch relativ konstanten Wärmebedarf technologischer Wärmeverbraucher wesentlich verbessert werden. Hier bietet sich insbesondere die zur Erzeugung hochwertiger Holzsortimente am Biomassehof installierte Scheitholz- und Hackschnitzeltrocknung an, die hinsichtlich der Wärmeabnahme relativ flexibel betrieben werden kann. Damit könnte der Wärmebedarf hauptsächlich in Teil- und Schwachlastzeiten des Heizungswärmebedarfs, wie in der modifizierten Jahresganglinie in Abbildung 5 dargestellt, angehoben werden.

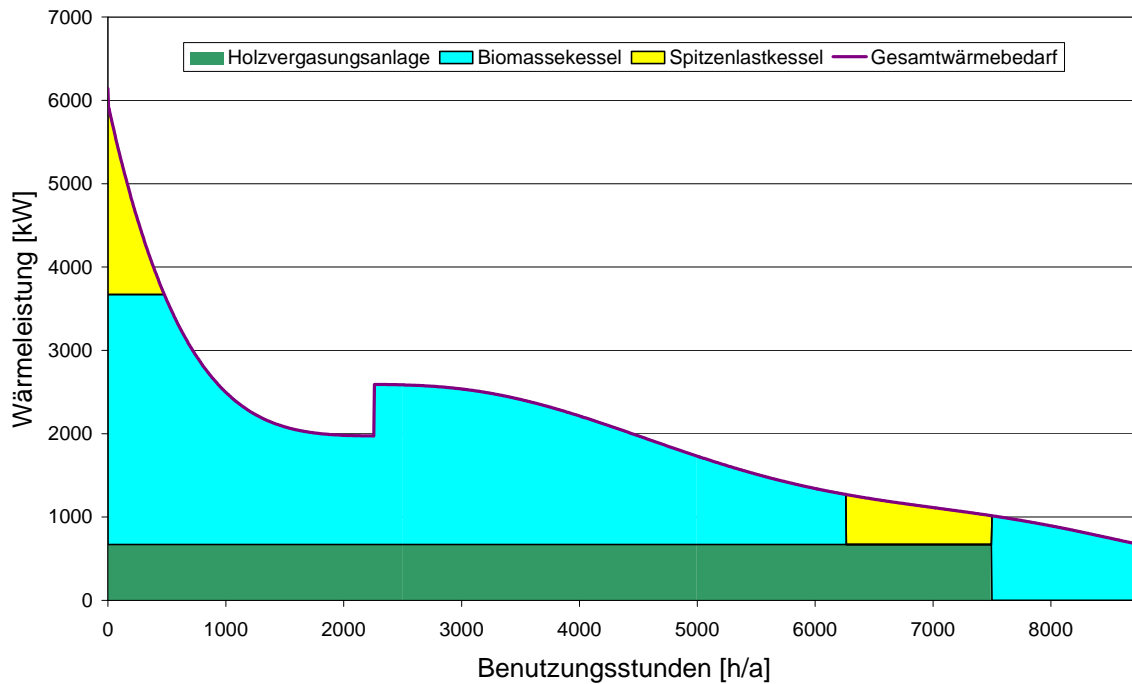


Abbildung 5: Einordnung der Holzvergasungsanlage mit 7.500 h/a in die Jahreganglinie Heizungswärmebedarf einschließlich technologischer Wärmeabnahme (Basisjahr 2012)

Die Holzvergasungsanlage mit einer Wärmeleistung von 670 kW kann unter Berücksichtigung der technologischen Wärmeverbraucher über die gesamte geplante Betriebszeit von 7.500 h/a die Grundlast abdecken und mit dem Ziel einer maximalen Stromerzeugung und entsprechender Einspeisevergütung nach EEG im Dauerbetrieb mit konstanter Vollast und in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben werden. Die Auslastung des Biomassekessels kann außerdem gegenüber reinem Heizungswärmebedarf verbessert werden, allerdings in einem längeren Teillastbetrieb. Der ölgefeuerte Spitzenlastkessel muss neben den Bedarfsspitzen, die über die Auslegungsleistung des Biomassekessels von 3 MW hinausgehen, auch bei Unterschreitung einer Minimallast die Wärmebedarfsdeckung übernehmen.

5 Wirtschaftlichkeitsabschätzung

Ein wesentlicher Bestandteil zur Markteinführung der Vergasungstechnik ist der praktische Nachweis der wirtschaftlichen Machbarkeit. Mit der folgenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtung sollen deshalb grundsätzliche Aussagen zur wirtschaftlichen Realisierbarkeit der geplanten Demonstrationsanlage mit Heatpipe-Reformer-Technologie getroffen werden. Dabei werden in Anlehnung an die VDI-Richtlinie 2067 und gemäß Methodenharmonisierung für Vorhaben im Rahmen des BMU-Förderprogrammes „Energetische Biomassenutzung“ [DBFZ 2010] variierende Annahmen und Randbedingungen zugrunde gelegt, um den Einfluss einzelner Kostenfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit aufzuzeigen. Die Randbedingungen für die durch das ATZ Entwicklungszentrum durchgeführte Wirtschaftlichkeitsabschätzung basieren auf Parametern, die für Demonstrationsanlagen unter Berücksichtigung des Entwicklungs- und Planungsstandes üblicherweise nach der VDI-Richtlinie 2067 angesetzt werden. Als Zielgrößen wurden jeweils die spezifischen Stromgestehungskosten und die Amortisationszeiten berechnet.

In Abbildung 6 sind am Beispiel der Stromgestehungskosten einschließlich der Kostenanteile die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsabschätzung für einzelne Varianten grafisch dargestellt. Der Variante 1 liegen die theoretischen Annahmen nach der VDI-Richtlinie 2067 zugrunde, die hinsichtlich eines teilweise wärmegeführten Betriebes der Holzvergasungsanlage in Schwachlastzeiten des Heizungswärmebedarfs (Variante 3), eines eingeschränkten KWK-Betriebes (Variante 4) sowie eines möglicherweise reduzierten Wärmepreises für den Nahwärmenetzbetreiber (Variante 5) variiert wurden. In Variante 2 wurden die Randbedingungen gemäß Methodenhandbuch für die BMU-Fördervorhaben [DBFZ 2010] angesetzt, die sich gegenüber Variante 1 im Wesentlichen in den Ansätzen für den Zinssatz, die Kosten für Wartung und Instandhaltung sowie den spezifischen Wärmeerlös unterscheiden.

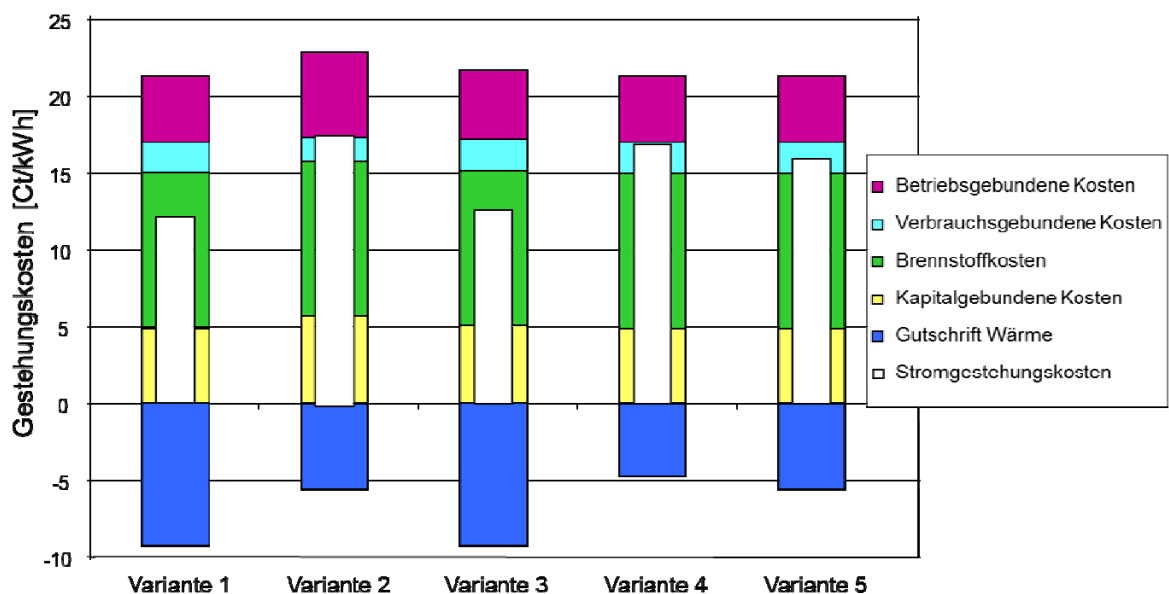


Abbildung 6: Kostenanteile an den Stromgestehungskosten der Holzhackschnitzel-Vergasungsanlage mit Kraft-Wärme-Kopplung

Die berechneten Stromgestehungskosten, die unterhalb der EEG-Einspeisevergütung liegen, zeigen, dass prinzipiell ein wirtschaftlicher Betrieb der Demonstrationsanlage möglich ist. Die wirtschaftliche Realisierbarkeit kann jedoch bereits von einzelnen Kostenfaktoren relativ stark beeinflusst werden, wie die dargestellten Varianten belegen. So steigen beispielsweise die Stromgestehungskosten für die Variante 2 mit den Rahmenbedingungen des Methodenhandbuches, die sich in höheren kapital- und betriebsgebundenen Kosten sowie einer geringeren Wärmegutschrift niederschlagen, gegenüber der Variante 1 bereits um ca. 44 %. Weiterhin verdeutlicht das Beispiel in Variante 4 mit ebenfalls höheren Stromgestehungskosten die negativen wirtschaftlichen Auswirkungen, die ein eingeschränkter Anlagenbetrieb mit Kraft-Wärme-Kopplung haben würde.

Die kapitalgebundenen Kosten und die Brennstoffkosten sind wesentliche Faktoren für die Wirtschaftlichkeit von Energieerzeugungsanlagen. Außerdem haben für biomassegefeuerte Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen die Erlöse aus der Stromeinspeisung nach EEG und damit die jährlichen Benutzungsstunden einen erheblichen Einfluss. Deshalb sollen die Grenzen für einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlage in Abhängigkeit von den Investitionskosten, den Brennstoffkosten und den Jahresbetriebsstunden mit einer weitergehenden Sensitivitätsanalyse für die Variante 1 („best case“) und die Variante 2 aufgezeigt werden. Die Ergebnisse dieser Analyse sind in den Abbildungen 7 und 8 dargestellt. Die Diagramme zeigen die Abhängigkeit der Stromgestehungskosten von den jeweiligen Kostenfaktoren im Variationsbereich von -50 % bis +50 %. Die gestrichelte Linie bei 0 % gekennzeichnet dabei die Bezugsparameter entsprechend der in Abbildung 6 dargestellten Ergebnisse.

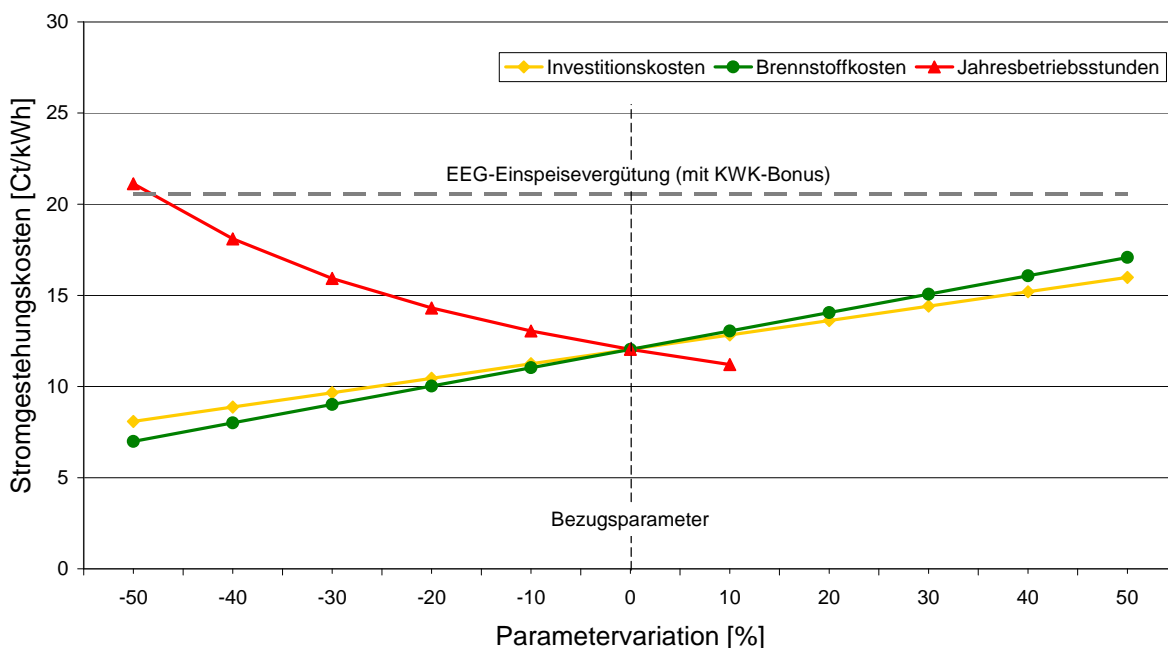


Abbildung 6: Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten für die Variante 1 („best case“-Variante)

Für die in Abbildung 7 dargestellte Variante 1, die als „best case“-Variante angesehen werden kann, ist auch bei einer Abweichung von den angesetzten Bezugsparametern noch ein Spielraum für eine wirtschaftliche Umsetzung der Holzvergasungsanlage mit BHKW zu erkennen, wobei neben der Differenz der Stromgestehungskosten zur EEG-Einspeisevergütung als weiteres Kriterium eine für den Betreiber vertretbare Amortisationszeit in die wirtschaftliche Beurteilung einbezogen werden sollte. Die prozentuale Parametervariation hat für die Brennstoff- und Investitionskosten nahezu gleich große Auswirkungen. Den größten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit hat eine Verringerung der angestrebten Jahresbetriebsstunden von 7.500 h/a.

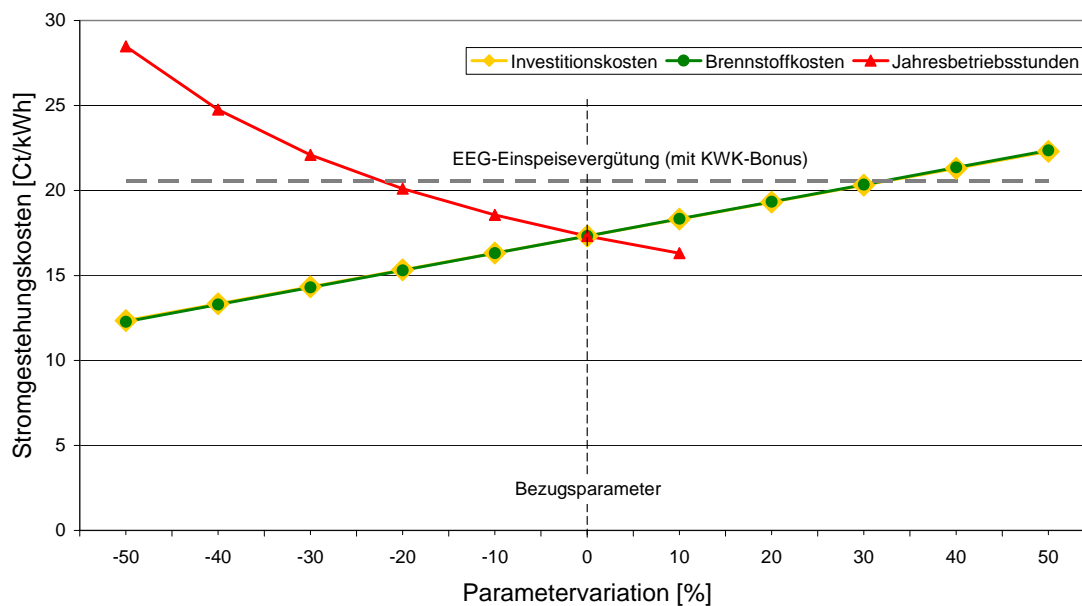


Abbildung 7: Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten für die Variante 2 (Parameter entsprechend Methodenhandbuch [DBFZ 2010])

Bei der Variante 2 (Abbildung 8), die Kostenansätze entsprechend des allgemeinen Entwicklungsstandes der Vergasungstechnik berücksichtigt, sind gegenüber der Grundvariante 1 bereits wesentlich geringere Abweichungen von den Bezugsparametern, das heißt sowohl etwas höhere Investitionskosten und Brennstoffkosten als auch ein Nichterreichen der geplanten Jahresbetriebsstundenzahl, mit einem erheblich größeren wirtschaftlichen Risiko verbunden. Die geringe Differenz der Stromgestehungskosten zur EEG-Einspeisevergütung bzw. höhere Gestehungskosten verdeutlicht dies.

Für die innovative Technologie der geplanten Demonstrationsanlage könnte deshalb eine anteilmäßige Förderung der Investitionskosten zu einer Reduzierung des wirtschaftlichen Risikos beitragen. Hinsichtlich des Brennstoffeinsatzes sollte auch die Machbarkeit kostengünstigerer Sortimente als die qualitativ hochwertigen Premiumhackschnitzel in die Untersuchungen einbezogen werden. Beispielsweise würde die Nutzung von Landschaftspflegematerial mit einem Brennstoffpreis von ca. 75 €/t, dies entspricht einer Reduzierung der Brennstoffkosten um ca. 30 % vom angesetzten Bezugsparameter, die Stromgestehungskosten um ca. 3 Ct/kWh reduzieren. Hierbei sind jedoch die Auswirkungen

veränderter Brennstoffqualitäten auf den Vergasungsprozess und die Produktgasnutzung, beispielsweise hinsichtlich der BHKW-Motorleistung, zu beachten.

Mit der Demonstrationsanlage soll neben der technischen auch die wirtschaftliche Machbarkeit nachgewiesen und die entsprechend des Entwicklungsstandes in Anlehnung an die VDI-Richtlinie 2067 angesetzten Rahmendaten validiert werden.

6 Einsparpotenzial für Treibhausgas-Emissionen

Die Treibhausgasbilanzierung der Holzhackschnitzel-Vergasungsanlage Achantal ist an die DIN ISO 14040 angelehnt. Es werden alle Prozessschritte von der Bereitstellung des Brennstoffes, dem Anlagenbetrieb bis hin zur Nutzung der anfallenden Wärme sowie des Produktgases betrachtet. Bei der Nutzung des Produktgases werden dabei die Varianten motorische Nutzung und Verwertung zur Produktion von einspeisefähigem Bioerdgas (Synthetic bzw. Substitute Natural Gas, SNG) unterschieden. Die Klimarelevanz einzelner Treibhausgase (THG) wird als relatives Global Warming Potenzial (GWP) auf das THG-Potenzial von CO₂ bezogen (CO_{2,äqu}).

Bei der Umsetzung des Produktgases in einem Blockheizkraftwerk (BHKW) werden in Kraft-Wärme-Kopplung Strom und Wärme erzeugt, deren THG-Emissionen durch den Eigenenergieverbrauch der Prozesskette jeweils einem konventionellen Referenzsystem gegenübergestellt werden. Im Referenzszenario werden dabei brennstoffbezogene Emissionen für den deutschen Strom- und Wärmemix angesetzt, die sich im vorliegenden Fall auf 47,4 Mg CO_{2,äqu}/TJ_{BS} für Strom und 40,2 Mg CO_{2,äqu}/TJ_{BS} für Wärme belaufen. Die THG-Emissionen bei der Holzvergasung bezogen auf den eingesetzten Brennstoff (TJ_{BS}) betragen demgegenüber ca. 7 Mg CO_{2,äqu}/TJ_{BS}. Mögliche Leckageverluste des Produktgases in der Anlage sind dabei nicht berücksichtigt.

Als Alternative zur motorischen Produktgasnutzung wird die perspektivisch geplante Produktion von SNG betrachtet, das ins Erdgasnetz eingespeist und als Kraftstoff, in einem BHKW oder als Heizgas genutzt werden kann. Die Produktgaserzeugung erfolgt bei gleichem Brennstoffinput wie bei der Variante mit motorischer Nutzung. Durch die nachfolgende Aufbereitung des Produktgases auf Erdgasqualität ist allerdings ein höherer Eigenenergiebedarf nötig. Die Nutzung des SNG im jeweiligen Verwertungsweg spart Treibhausgasemissionen, die im Referenzszenario Kraftstoff 55,3 Mg CO_{2,äqu}/TJ_{BS}, zur Strom- und Wärmeerzeugung in einem BHKW 70,3 Mg CO_{2,äqu}/TJ_{BS} oder als Heizgas 42,2 Mg CO_{2,äqu}/TJ_{BS} betragen.

Die bei der Bereitstellung des Brennstoffes und infolge des energetischen Eigenbedarfes der Holzvergasungsanlage anfallenden THG-Emissionen sind im Vergleich zu den fossilen Referenzsystemen relativ gering. Das in Abbildung 9 dargestellte Potenzial zur jährlichen Einsparung an THG-Emissionen berechnet sich aus der Differenz der Emissionen der Holzvergasungsanlage und denen des jeweiligen Referenzsystems. Die Jahresbenutzungsdauern der Anlage wurden für die Berechnung der absoluten Einsparungen mit 7.500 h/a angenommen.

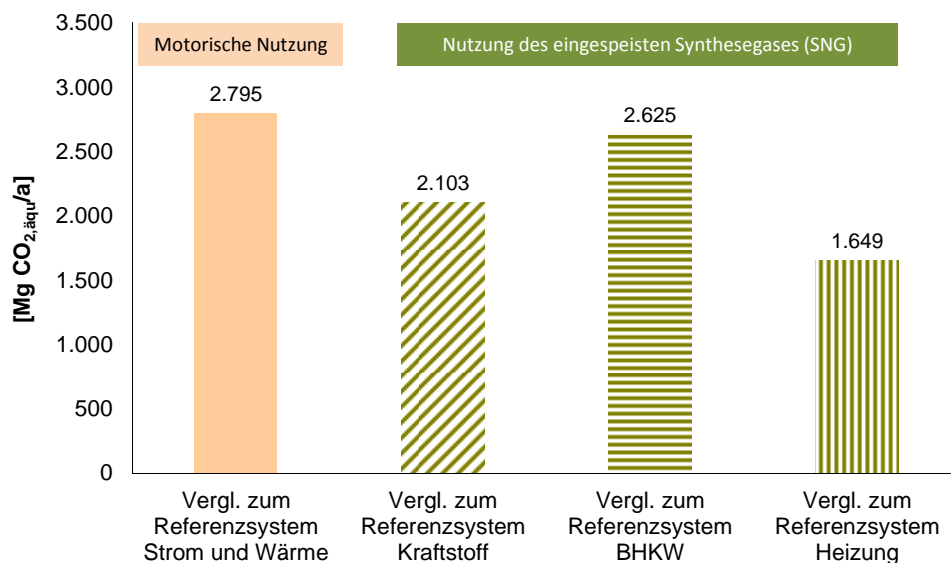


Abbildung 8: Jährliches Treibhausgas-Einsparpotenzial für die Holzvergasungsanlage in Abhängigkeit von der jeweiligen Produktgasnutzung [nach GEMIS 2008]

Für die direkte Nutzung des Produktgases in einem BHKW und der damit verbundenen Erzeugung von Strom und Wärme ergibt sich damit eine THG-Einsparung von ca. 2.800 Mg CO_{2,äqu}/a. Beim aufbereiteten und ins Erdgasnetz eingespeisten SNG erzielt ebenfalls der Einsatz des Synthesegases in einem BHKW die höchsten THG-Einsparungen (ca. 2.620 Mg CO_{2,äqu}/a). Darauf folgt die Nutzung des SNG als Kraftstoff (ca. 2.100 Mg CO_{2,äqu}/a) sowie die Nutzung als Heizgas (ca. 1.650 Mg CO_{2,äqu}/a).

Die Ergebnisse der THG-Bilanzierung zeigen die ökologischen Vorteile der Biomassenutzung in einer Vergasungsanlage, wobei als Verwertungsweg für das Produkt- bzw. Synthesegas deren Einsatz zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung in einem BHKW mit dem höchsten Einsparpotenzial an THG-Emissionen verbunden ist, sowohl für die zentrale Verwertung des Produktgases am Anlagenstandort als auch bei der dezentralen Verwertung des ins Erdgasnetz eingespeisten Synthesegases (SNG). Entscheidend ist dabei die gleichzeitige Nutzung der anfallenden Wärme, da nur auf diesem Weg der hohe Wirkungsgrad und somit die relativ hohen Treibhausgaseinsparungen erreicht werden können.

7 Zusammenfassung

Mit dem Ziel, den Energiebedarf in der Bioenergieregion Achantal perspektivisch vollständig aus regenerativen Quellen zu decken, soll als ein weiterer Meilenstein eine dezentrale Holzhackschnitzel-Vergasungsanlage mit gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung realisiert werden. In der vorliegenden Machbarkeitsstudie wurde dazu vorab, unter Einbeziehung der standortspezifischen Randbedingungen hinsichtlich regionaler Brennstoffverfügbarkeit und Wärmeversorgung, die technische und wirtschaftliche Realisierbarkeit der geplanten Demonstrationsanlage untersucht. Die dargestellten Ergebnisse entsprechen dem Erkenntnisstand bei Projektende im Dezember 2010.

Die Recherche zu den Biomassepotenzialen in der Region Achantal zeigt, dass der Brennstoffbedarf der Holzvergasungsanlage aus den regionalen, technisch nutzbaren Energieholzpotenzialen, auch unter Berücksichtigung der Qualitätsanforderungen an den Brennstoff hauptsächlich aus dem Waldrestholz, gedeckt werden kann. Da die Brennstoffpreise einen wesentlichen Kostenfaktor für die Wirtschaftlichkeit darstellen, sollen ebenfalls kostengünstigere Holzsortimente, beispielsweise Landschaftspflegematerial, entsprechend aufbereitet und deren Nutzbarkeit in der Vergasungsanlage getestet werden.

Die aus der Vergasungsanlage mit Nutzung des Produktgases in einem Gasmotor ausgekoppelte Abwärme wird in ein Nahwärmenetz, das im Wesentlichen angeschlossene Verbraucher mit Heizungswärme versorgt, eingespeist. Unter Berücksichtigung möglicher technologischer Wärmeabnehmer, insbesondere bei flexiblem Einsatz der am Biomassehof installierten Scheitholz- und Hackschnitzeltrocknung in Schwachlastzeiten des Heizungswärmebedarfs, kann die Holzvergasungsanlage die Grundlast des Nahwärmenetzes abdecken und mit der angestrebten Benutzungsstundenzahl von 7.500 h/a mit konstanter Volllast betrieben werden. Damit sollte auch eine maximale Stromerzeugung und entsprechende Einspeisevergütung nach EEG einschließlich KWK-Bonus prinzipiell realisierbar sein.

Mit der Demonstrationsanlage soll zunächst in einer Übergangsphase die innovative Heatpipe-Reformer-Technologie einschließlich Produktgasbehandlung und -nutzung weiterentwickelt und praktisch erprobt werden. Wie prinzipiell für die Biomassevergasung zutreffend, steht gegenwärtig der Nachweis der Langzeitverfügbarkeit, die auch eine wesentliche Voraussetzung für einen wirtschaftlichen Betrieb ist, noch aus. Unter Berücksichtigung des Standes der Technik stellen vor allem die Standzeiten der Vergaser, die Produktgasaufbereitung und die Anforderungen an die Produktgasqualität für die Gasnutzung ein nicht unerhebliches technisches Risiko dar. Aufgrund von zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Studie noch nicht verfügbaren Detailinformationen zum Gesamtkonzept des agnion Heatpipe-Reformers konnte eine fundierte wissenschaftlich-technische Bewertung der Demonstrationsanlage nicht Bestandteil der Studie sein.

Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsabschätzung einschließlich der Sensitivitätsanalyse hinsichtlich der Investitionskosten, der Brennstoffkosten und der Jahresbenutzungsstunden zeigen, dass ein wirtschaftlicher Betrieb der Holzvergasungsanlage mit Kraft-Wärme-Kopplung prinzipiell möglich ist. Die wirtschaftliche Realisierbarkeit kann jedoch bereits bei geringen Abweichungen einzelner Kostenabsätze relativ stark beeinflusst werden. Die wirtschaftlichen Risiken liegen vor allem in den erreichbaren jährlichen Benutzungsstunden, dem Aufwand für Wartung und Instandhaltung sowie dem erzielbaren Wärmepreis. Für die innovative Technologie der Demonstrationsanlage würde ein aus entsprechenden Förderprogrammen finanzierter Anteil an den Investitionskosten beziehungsweise für die geplante Erprobungsphase zu einer Reduzierung des wirtschaftlichen Risikos beitragen.

Mit der Holzhackschnitzel-Vergasungsanlage und Nutzung des Produktgases zur gekoppelten Strom- und Wärmeenergieerzeugung können bei voller Auslastung von 7.500 h/a im Vergleich zum fossilen Referenzsystem Treibhausgasemissionen von ca. 2.800 t CO_{2,aqu}/a vermieden werden.

Die Biomassevergasung besitzt das Potenzial für eine effiziente Nutzung von biogenen Roh- und Reststoffen zur Erzeugung von Strom, Wärme und Treibstoffen. Zur Markteinführung der Vergasungstechnik ist ein entsprechender Nachweis der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit in praxisrelevanten Demonstrationsanlagen erforderlich. Die im Rahmen des Förderprojektes erfolgte wissenschaftlichen Untersuchung unter Einbeziehung von Standort, technischer Konzeption und Wirtschaftlichkeit sowie die Integration einer Demonstrationsanlage mit Holzvergasung in die Bioenergieregion Achenal soll dazu einen Beitrag leisten. Unter Berücksichtigung standortspezifischer Rahmenbedingungen sind die Methodik der Analyse und die Ergebnisse der Studie prinzipiell auch auf andere Regionen übertragbar.

Literatur

- Adelt 2010 Adelt, M.; Vogel, A.: Bio-SNG – zukünftiger regenerativer Energieträger im E.ON Gasnetz. DGMK-Fachbereichstagung „Konversion von Biomassen“, Gelsenkirchen, 10.-12. Mai 2010
- Bajohr 2006 Bajohr, S.; Köppel, W.; Graf, F.; Stehle, H.-G.; Reimert, R.: SNG-Erzeugung auf Basis thermischer Vergasung von trockener Biomasse. DGMK-Tagung „Energetische Nutzung von Biomasse“, Velen, 24.-26. April 2006
- Bemann 1996 Bemann, A.; Große, W.; Köcher, R.; Kunis, R.; Ißleib, M.: Naturnahe Flächenbewirtschaftung zur energetischen Nutzung von Biomasse aus dem Forst- und Agrarbereich. Professur für Forst- und Holzwirtschaft Osteuropas der TU Dresden, Abschlussbericht, 1996
- DBFZ 2010 Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH: Methoden zur stoffstromorientierten Beurteilung für Vorhaben im Rahmen des BMU-Förderprogrammes „Energetische Biomassenutzung“. Leipzig, Oktober 2010
- GEMIS 2008 Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme. Version 4.5, Institut für angewandte Ökologie (Öko-Institut), Darmstadt, 2008
- Graf 2009 Graf, F.; Bajohr, S.: Erzeugung von SNG aus ligninreicher Biomasse. Energie Wasser-Praxis, 4/2009
- Haschke 1993 Haschke, P.; Plath, H.J.; Storkan, O.; Stüber, H.; Bleske, W.: Nachwachsende Rohstoffe - eine regenerative Energiequelle für Brandenburg? LASA-Studie Nr.9, Teil A, Ökologisches Berufsförderungs-, Bildungs- und Forschungswerk, Eberswalde, 1993
- Karl 2002 Karl, J.: Kraft-Wärme-Kopplung mit Vergasungsanlagen. OTTI-Fachseminar „Kraft-Wärme-Kopplung mit Biobrennstoffen“, Kloster Banz, 20. Nov. 2002

- Karl 2007 Karl. J.: Stand der Technik der Vergasung von Biomasse. Seminar „Energie aus Festbrennstoffen“, Bayreuth, 14.02.2007
- Karl 2009a Karl. J.: Bioerdgas aus fester Biomasse. 17. CARMEN-Symposium, Straubing, 06./07. Juli 2009
- Karl 2009b Karl, J.; Gallmetzer, G.; Hochleitner, T.; Kienberger, T.; Schweiger, A.; Kröner, M.: Small-scale generation of Substitute Natural Gas. ICPS 09 – International Conference on Polygeneration Strategies. Vienna, Austria, 1.-4.09.2009
- Stucki 2006 Stucki, S.; Waser, A.; Biollaz, S.; Schaub, M.: Treibstoff der Zukunft: Methan aus Holz – ein Projekt mit zwei KMU. 7. Thurgauer Technologietag, Dez. 2006
- UMSICHT 2009 Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT: Abschlussbericht für das BMBF-Verbundprojekt „Biogaseinspeisung“, Band 3: Synthesegasmethanisierung. Verfahrenstechnische und ökonomische Analyse thermochemischer Gaserzeugungs- und Aufbereitungsverfahren. Oberhausen, Juni 2009

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Biomassehof Achantal	6
Abbildung 2: Verfahrensprinzip des Heatpipe-Reformers (links) und Beispiel für eingebaute Wärmeübertragerrohre (rechts) [Karl 2002, Karl 2007].....	9
Abbildung 3: Hauptkomponenten und Energiebilanz der Holzvergasungsanlage mit Kraft-Wärme-Kopplung	10
Abbildung 4: Einordnung der Holzvergasungsanlage mit 7.500 h/a in die Jahresganglinie Heizungswärmebedarf (Basisjahr 2012).....	13
Abbildung 5: Einordnung der Holzvergasungsanlage mit 7.500 h/a in die Jahresganglinie Heizungswärmebedarf einschließlich technologischer Wärmeabnahme (Basisjahr 2012)	14
Abbildung 6: Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten für die Variante 1 („best case“-Variante)	16
Abbildung 7: Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten für die Variante 2 (Parameter entsprechend Methodenhandbuch [DBFZ 2010])	17
Abbildung 8: Jährliches Treibhausgas-Einsparpotenzial für die Holzvergasungsanlage in Abhängigkeit von der jeweiligen Produktgasnutzung [nach GEMIS 2008]	19