Klima- und Energie-Modellregionen

HansBergLand

B068981

Endbericht

Elisabeth Pichler
Gerald Mayrhofer, PMSc
DI Dr. Horst Steinmüller
MMag. Martin J. Luger, MA BEd
Joachim Streit-Maier, BSc

Oktober 2012

ENERGIE INSTITUT
an der Johannes Kepler Universität Linz
JKU
JOHANNES KEPLER UNIVERSITÄT LINZ

Inhalt

1. Einleitung 1

1.1. Klima- und Energie-Modellregion HansBergLand 1
1.2. Projektziele 1
1.3. Der Endbericht 1

2. Theoretische Rahmenbedingungen von Kraft-Wärme-Kopplungen 2

2.1. Definition 2
2.2. Carnot-Wirkungsgrad 3
2.3. Primärenergieeinsparung bei KWK-Prozessen 3
2.4. Anlagen-Auslegungsarten 5
2.4.1. Stromorientierter Anlagenbetrieb 5
2.4.2. Wärmeorientierte Anlagenbetrieb 5
2.4.3. Wechsel zwischen Strom- und Wärmeorientierung 6
2.4.4. Jahresdauerlinie 6
2.4.5. Stromgestehungskosten 7
2.4.6. Wärmegestehungskosten 8
2.5. Berechnungsgrundlage Gestehungskosten 8

3. Übersicht der KWK-Anlagentypen 11

3.1. KWK-Anlagen auf Basis von Verbrennungsmotoren (BHKW) 12
3.2. KWK-Anlagen auf Basis von Gasturbinen 14
3.2.1. Gasturbinenprozess mit Wärmerückgewinnung 14
3.2.2. Cheng-Cycle (Steam Injected Gas Turbine, STIG) 15
3.2.3. Mikrogasturbine 16
3.3. KWK-Anlagen auf Basis des Dampfturbinenprozesses 17
3.3.1. Dampfprozess mit Gegendruckturbine 18
3.3.2. Dampfprozess mit Entnahme-Kondensationsturbine 19
3.4. KWK-Anlagen auf Basis des Gas- und Dampfturbinen-Prozesses 20
3.5. KWK-Anlagen auf Basis alternativer Prozesse 21
3.5.1. KWK mit Dampfkolbenmotoren 21
3.5.2. KWK-Anlagen auf Basis des ORC-Prozesses 22
3.5.3. Inverser Gasturbinenprozess 23
3.5.4. Heißluftturbinenprozess 24
3.5.5. Dampfschraubenmotor 25
3.5.6. KWK-Prozess des Stirlingmotors 26
3.6. Vergasung von Biomasse 27
3.6.1. Synthesevergasung 28

3.6.2. Biogaserzeugung 29
3.6.3. Direkt-Verölungsanlagen 29
3.7. Zusammenfassende Darstellung zu KWK-Technologien 29
3.8. Effizienzsteigerung bestehender und neuer KWK-Anlagen 31
3.8.1. Pufferspeicher 31
3.8.2. Absorptionskältemaschinen 31
3.8.3. Adsorptionskältemaschinen 32

4. Einbindung der KWK-Technologie in der LAG Hans-BergLand 33

4.1. Ziele 33
4.2. Einspeisetarife für Ökostrom aus Biomasse 33
4.3. Fördersituation in Österreich 34
4.4. Auswertung des Kennzahlen-Monitorings der LAG HansBergLand 35
4.5. Energieverbrauch der LAG HansBergLand 35
4.5.1. Energieverbräuche der Gemeinden 35
4.5.2. Business-as-usual Szenario 36
4.5.3. Gesamtenergieverbräuche der Klima- und Energiemodellregion HansBergLand 37
4.6. Energieerzeugungsanlagen in der LAG HansBergLand 38
4.6.1. Klärschlamm 38
4.6.2. Biogasanlagen 39
4.6.3. Abfallwirtschaft 39
4.6.4. Photovoltaik-Anlagen zur Stromerzeugung in der Region HansBergLand 40
4.6.5. Solarthermie 41
4.6.6. Von den Gemeinden betriebene Anlagen zur Wärmeerzeugung 41
4.7. Anlagenleistung und Wärmeerzeugung LAG-HansBergLand 42
4.8. Vergleich von Bevölkerungsverteilung zu erzeugter Wärme 44
4.9. Landwirtschaftliche Struktur der LAG HansBergLand 44
4.10. Waldflächen und Biomassepotentiale in der Klima- und Energie-Modellregion HansBergLand 45
4.11. Biomasseaufbringung in Österreich 46
4.12. Preisanstieg von Biomasse-Hackschnitzeln 47
4.13. KWK-Einbindung und Anlagenauswahl 48
4.14. Brennstoffmehraufwand bei der KWK-Einbindung 49

5. Biomasse-Nahwärmeanlagen in der LAG HansBergLand 53

5.1. Nahwärmeanlage Gemeinde Auberg 53
5.1.1. Anlagendetails 53
5.1.2. Potentialabschätzung Auberg 54
5.2. Nahwärmeanlage Gemeinde Helfenberg 58
5.2.1. Anlagendetails 58

5.2.2. Potentialabschätzung Helfenberg 59
5.3. Nahwärmeanlage Niederwaldkirchen 63
5.3.1. Anlagendetails 63
5.3.2. Potentialabschätzung Niederwaldkirchen 64
5.4. Nahwärmeanlage St. Johann am Wimberg 70
5.4.1. Anlagendetails 70
5.4.2. Potentialabschätzung St. Johann am Wimberg 71
5.5. Nahwärmeanlage St. Peter am Wimberg 73
5.5.1. Anlagendetails 73
5.5.2. Potentialabschätzung St. Peter am Wimberg 73
5.6. Nahwärmeanlage St. Stefan am Walde 74
5.6.1. Anlagendetails 74
5.6.2. Potentialabschätzung St. Stefan am Walde 75
5.7. Nahwärmeanlage St. Ulrich im Mühlkreis 77
5.7.1. Anlagendetails 77
5.7.2. Potentialabschätzung St. Ulrich im Mühlkreis 77
5.8. Nahwärmeanlage St. Veit im Mühlkreis 81
5.8.1. Anlagendetails 81
5.8.2. Potentialabschätzung St. Veit im Mühlkreis 81
5.9. Nahwärmeanlage Herzogsdorf 84
5.9.1. Anlagendetails 84
5.9.2. Potentialabschätzung Herzogsdorf 84
5.10. Exkurs: Kraftwärmekopplungen für Gewerbe- und Privatbereiche 87
5.10.1. Private und gewerbliche KWK-Anlagen in der Energieregion HansBergLand 87
5.10.2. Potentialabschätzung für private und gewerbliche KWK-Anlagen 90
5.11. Ergebnis der Regionalanalyse 92
5.12. Exkurs: Flash-Pyrolyseanlagen 96
5.13. Vergleich mit der PV-Technologie 100
5.13.1. Allgemein 100
5.13.2. Berechnung der Stromgestehungskosten 101

6. Zusammenfassung und Weiterarbeit 104

7. Literaturverzeichnis 109

Anhang 111

A. Fragen über KWK Einbindung im Zuge der Präsentationen 112
B. Fragebogen HansBergLand zu Biomasse HKW 113
C. Ausgewertete Daten der Biomasse Nahwärmeanlagen der LAG-HansBergLand 118
D. Partizipation und Öffentlichkeitsarbeit 122

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Vereinfachte Darstellung einer Nah- bzw. Fernwärmeanlage 2
Abbildung 2-2: Vereinfachte Darstellung eines Heizkraftwerk (KWK-Anlage) 3
Abbildung 2-3: Jahresdauerlinie von öffentlichen und privaten Gebäuden..... 6
Abbildung 2-4: Optimierung der Auslastung durch mehrere BHKW 7
Abbildung 3-1: Funktionsschema BHKW 12
Abbildung 3-2: Schema BHKW (Otto- oder Dieselmotor).....12
Abbildung 3-3: KWK- Prozess mit Gasturbine 14
Abbildung 3-4: Gasturbinenprozess mit Wärmerückgewinnung.....14
Abbildung 3-5: Schematische Darstellung des Cheng-Cycles 15
Abbildung 3-6: Schematische Darstellung der Mikrogasturbine 16
Abbildung 3-7 Schematische Darstellung des Dampfturbinenprozesses 17
Abbildung 3-8: Schematische Darstellung des Dampf-Gegendruckturbinenprozesses.....18
Abbildung 3-9: Schematische Darstellung der Dampf-Kondensationsturbine 19
Abbildung 3-10: Schematische Darstellung GuD Prozess 20
Abbildung 3-11: Schematische Darstellung Dampfkolbenprozess 21
Abbildung 3-12: Schematische Darstellung des ORC-Prozesses 22
Abbildung 3-13: Schematische Darstellung des Inversen Gasturbinenprozesses.....23
Abbildung 3-14: Schematische Darstellung des Heißluftturbinenprozesses.....24
Abbildung 3-15: Schematische Darstellung des Dampfschraubenprozesses.....25
Abbildung 3-16: Schematische Darstellung des Stirling-Prozesses 26
Abbildung 3-17: Schematische Darstellung einer Holzvergasungsanlage.....28
Abbildung 4-1: Darstellung der Energieverteilung in den Leader-Gemeinden.....36
Abbildung 4-2: Leistungen der Nahwärmeanlagen in der LAG HansBergLand.....43
Abbildung 4-3: Erzeugte Wärmemenge LAG HansBergLand 43
Abbildung 4-4 Vergleich Bevölkerung/Wärmeproduktion (LAG HansBergLand/Bezirk Rohrbach) 44
Abbildung 4-5 Haupt- und Nebenerwerbslandwirtschaften 45
Abbildung 4-6: Aufteilung von Acker- und Waldfläche sowie Grünland in der LAG HansBergLand 46
Abbildung 4-7: Preisverlauf Energieholz gehackt von 2005-2011 48
Abbildung 5-1 Stromgestehungskosten und Break-Even-Point.....59
Abbildung 5-2: Jahresdauerlinie Nahwärme Niederwaldkirchen (Jänner bis Juli 2010).....63
Abbildung 5-3: Jahresdauerlinie Nahwärme Niederwaldkirchen (Juli bis Dezember 2010) ...63

Abbildung 5-4: Nächtigungen in der LAG Region 75
Abbildung 5-5: Gestehungskosten Bazi Holzvergaser 76
Abbildung 5-6: Anlage Bison Powerblock 89
Abbildung 5-7: Vergrößertes Detail Gestehungskosten 93
Abbildung 5-8: Flash Pyrolyseanlagen 96
Abbildung 5-9: BHKW Mercedes 440 Aggregat 97
Abbildung 5-10: Prozess der Bioölausbeute 98
Abbildung 5-11: Gestehungskosten BtL Kraftstoffe 99
Abbildung 5-12: Funktionsweise und Schaltbild einer PV-Zelle 101
Abbildung 5-13: Kostenaufteilung PV-Großanlage 102

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Referenzwirkungsgrad Stromproduktion 4

Tabelle 2-2: Referenzwirkungsgrad Wärmeproduktion 5

Tabelle 2-3 Schema zur Berechnung der Stromgestehungskosten 10

Tabelle 3-1: Vor- und Nachteile der Technologie Blockheizkraftwerk 13

Tabelle 3-2: Vor- und Nachteile des Gasturbinenprozesses 15

Tabelle 3-3: Vor- und Nachteile des Cheng Cycles 16

Tabelle 3-4: Vor- und Nachteile der Mikrogasturbine 17

Tabelle 3-5: Vor- Nachteile des Dampfturbinenprozesses 18

Tabelle 3-6: Vor- und Nachteile des GuD Prozesses.....20

Tabelle 3-7 Vor- und Nachteile des Dampfkolbenprozesses.....22

Tabelle 3-8: Vor- und Nachteile des ORC-Prozesses 23

Tabelle 3-9: Vor- und Nachteile des inversen Gasturbinenprozesses.....24

Tabelle 3-10: Vor- und Nachteile des Heißluftturbinenprozesses 25

Tabelle 3-11: Vor-und Nachteile des Dampfschraubenmotorprozesses 26

Tabelle 3-12: Vor- und Nachteile des Stirling-Prozesses 27

Tabelle 3-13: Integrationsmöglichkeiten verschiedener KWK-Technologien.....29

Tabelle 3-14: Zusammenfassung der KWK-Technologien.....30

Tabelle 4-1 Einspeisetarife für Strom aus fester Biomasse 2010/2011 33

Tabelle 4-2 Förderungsübersicht der Kommunalkredit Public Consulting 34

Tabelle 4-3 Energieverbräuche im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor der LAG HansBergLand 35

Tabelle 4-4: BAU-Energieverbrauchsprognose 2020.....37

Tabelle 4-5: Gesamtenergieverbräuche des Mühlviertels und der Klima und Energiemodellregion HansBergLand 37

Tabelle 4-6: Übersicht der kommunalen Klärschlammmengen, die 2007 aerob in den Kläranlagen in Rohrbach und in Urfahr-Umgebung verwertet wurden 38

Tabelle 4-7:Kommunale Klärschlammmengen 2007 in der LAG HansBergland 39

Tabelle 4-8: Müll-Abfallmengen von 2008 gesamt bzw. energetisch verwertbar.....39

Tabelle 4-9: Öffentliche PV-Anlagen in der Klima- und Energie-Modellregion 40

Tabelle 4-10: Thermisch erzeugte Energiemenge in der LAG HansBergLand.....41

Tabelle 4-11: Öffentliche Wärmeerzeugung in MWh/a.....41

Tabelle 4-12: Kumulierte Leistung, Wärmemenge und Hackgutverbrauch in der LAG HansBergLand 42

Tabelle 4-13: Biomasse-Nahwärmeanlagen in der LAG HansBergLand.....49

Tabelle 4-14 : Gegenüberstellung des Brennstoffmehraufwandes in SRM bei Ist-Auslastung nach Technologien/Anlagen gegliedert....51

Tabelle 4-15: Kosten des Brennstoffmehraufwandes bei jährlicher Ist-Auslastung nach Technologien/Anlagen gegliedert....51

Tabelle 4-16: Kosten des Brennstoffmehraufwandes pro Stunde bei Ist-Auslastung nach Technologien/Anlagen gegliedert....52

Tabelle 4-17: Erzeugte Strommenge pro Jahr und KWK-Technologie bei jährlicher Ist-Auslastung nach Technologien/Anlagen gegliedert....52

Tabelle 5-1: Nahwärmeanlage Gemeinde Auberg....53

Tabelle 5-2: Daten Stirlingmotor....54

Tabelle 5-3: Daten Talbott Heißluftturbine....55

Tabelle 5-4 Stromgestehungskosten Stirlingmotor....56

Tabelle 5-5: Stromgestehungskosten Talbott Heißluftturbine....57

Tabelle 5-6 Nahwärmeanlage Gemeinde Helfenberg....58

Tabelle 5-7: Daten URBAS Holzvergasungsanlage....60

Tabelle 5-8: Stromgestehungskosten Holzvergasungsanlage....61

Tabelle 5-9:Nahwärmeanlage Gemeinde Niederwaldkirchen....64

Tabelle 5-10 Gestehungskosten URBAS Holzvergasungsanlage....65

Tabelle 5-11 Daten ORC Anlage Fa. Maxxtec....66

Tabelle 5-12: Gestehungskosten ORC Anlage (Fa.Maxxtec)....67

Tabelle 5-13 Stromgestehungskosten Erweiterung (Fa. Maxxtec)....68

Tabelle 5-14: Nahwärmeanlage St. Johann am Wimberg....70

Tabelle 5-15: Gestehungskosten URBAS Holzvergasungsanlage....71

Tabelle 5-16: Nahwärmeanlage St. Peter am Wimberg....73

Tabelle 5-17: Nahwärmeanlage Gemeinde St. Stefan....74

Tabelle 5-18: Nahwärmeanlage St. Ulrich....77

Tabelle 5-19: Gestehungskosten Stirlingmotor....78

Tabelle 5-20: Gestehungskosten URBAS-Holzvergaser....79

Tabelle 5-21: Nahwärmeanlage Gemeinde St. Veit....81

Tabelle 5-22: Gestehungskosten Urbas-Holzvergasungsanlage....82

Tabelle 5-23: Nahwärmeanlage Gemeinde Herzogsdorf....84

Tabelle 5-24: Gestehungskosten URBAS- Holzvergaser....85

Tabelle 5-25 Stromgestehungskosten „BAZI“ Holzvergaseranlage (Fa. Spanner)....88

Tabelle 5-26: Einsatz der Primärenergieträger für Raumwärme und Warmwasser....90

Tabelle 5-27: CO_2-Vermeidung durch Einsatz von Biomasse-Nahwärmeanlagen....91

Tabelle 5-28: Gestehungskosten der Anlagen bei 6.000 h/a....92

Tabelle 5-29: Optimale Technologien für die jeweiligen Anlagen 92
Tabelle 5-30: Stoffeigenschaften des Pyrolyseöls 97
Tabelle 5-31: Ökonomische Kenngrößen 50 MW Schnellpyrolyseanlage für Waldrestholz ..99
Tabelle 5-32: Stromgestehungskosten PV Großanlagen (Ertrag 960 MWh/a) 102
Tabelle C-1: Daten der Biomassebetreiber 118

1. Einleitung

1.1. Klima- und Energie-Modellregion HansBergLand

Die Region HansBergLand liegt im oberen Mühlviertel und besteht aus 11 Mitgliedsgemeinden, wovon zehn Gemeinden zum Bezirk Rohrbach gehören und die elfte Gemeinde (Herzogsdorf) dem Bezirk Urfahr-Umgebung zuzuordnen ist. Die Region liegt sehr zentral und ist über die Anbindung B127 und die Mühlkreisbahn gut erreichbar. Weitere Zentren wie Rohrbach, Wels, Linz, Freistadt, Passau und Budweis liegen im Nahbereich der Region. Das Gebiet der Region wird vor allem von Streusiedlungen und eher kleineren Hauptorten mit Dorfcharakter dominiert und ist eher landwirtschaftlich strukturiert. Eingebundene Gemeinden sind Ahorn, Auberg, Haslach, Helfenberg, Herzogsdorf, Niederwaldkirchen, St. Johann am Wimberg, St. Peter am Wimberg, St. Stefan am Walde, St. Ulrich im Mühlkreis und St. Veit im Mühlkreis. Die Einwohnerzahl der Region beträgt ca. 14.500 Personen.

1.2. Projektziele

Das Projekt zielt darauf ab, die Leaderregion HansBergLand als Klima- und Energie-Modellregion zu etablieren. Die Erstellung des regionalen Umsetzungskonzeptes fokussiert auf ungenutzte Potentiale der thermischen Verwertung. Es sollen die Möglichkeiten zur Einbindung von Kraft-Wärme-Kopplungen in die regionalen Nahwärmeanlagen sowie der privaten Heizungsanlagen geprüft werden. Das Energiemanagement soll dabei die Realisierung von mehreren konkreten Umsetzungsprojekten unterstützen. Zur nachhaltigen Sicherung der Projektergebnisse wird der Prozess von Vernetzungs- und Bewusstseinsbildungsmaßnahmen begleitet.

1.3. Der Endbericht

Mit Schreiben vom 29. Mai 2012 wurden die Rahmenbedingungen für den vorliegenden Endbericht mit dem Fördergeber Kommunalkredit Public Consulting GmbH abgesprochen. Das Umsetzungskonzept (und damit die Phase 1) der Klima- und Energie-Modellregion wird hiermit fertiggestellt. Das Umsetzungskonzept hat in diesem Fall auch den Charakter eines Abschlussberichtes und zeigt einerseits Möglichkeiten und Maßnahmen auf, andererseits werden aber auch die Bereiche, die nicht durchführbar sind, angeführt, und es wird erläutert, wo die Gründe von Nichterfolgen liegen, und was für Schlussfolgerungen und Konsequenzen gezogen werden. Insbesondere werden die auf andere Regionen, die sich mit Nahwärmeanlagen und KWK-Technologie beschäftigen, übertragbaren Erkenntnisse detailliert beschrieben.

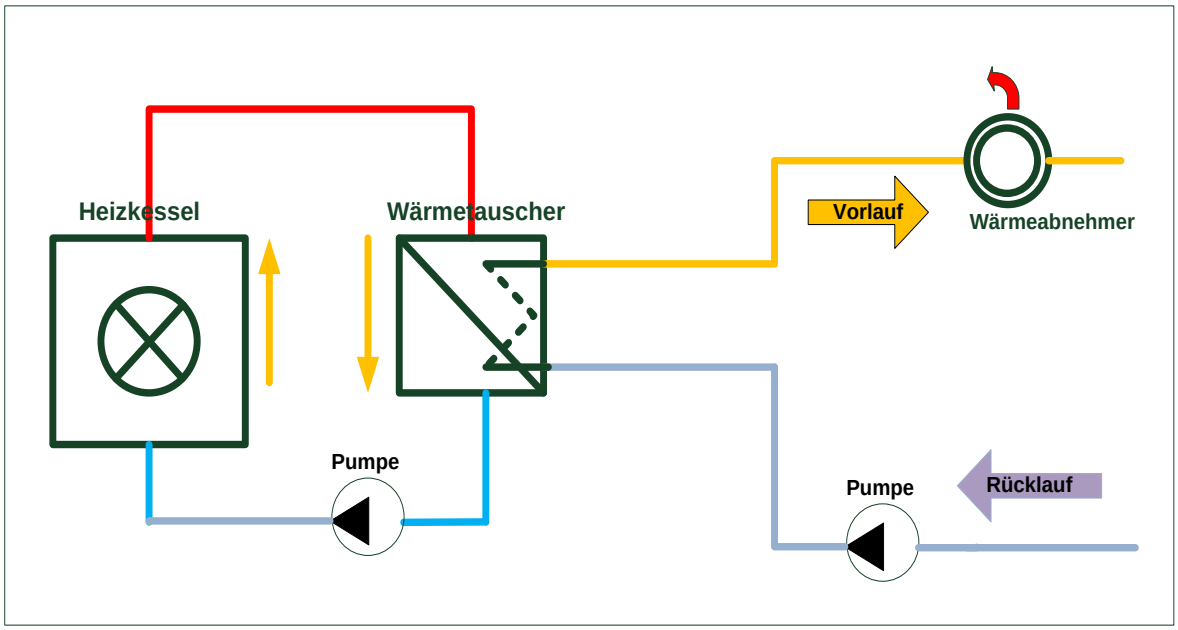
2. Theoretische Rahmenbedingungen von Kraft-Wärme-Kopplungen

2.1. Definition

Unter einem KWK (Kraft-Wärme-Kopplungs)-Prozess wird die gleichzeitige Nutzung der thermischen und mechanischen (elektrischen) Energie in einer technischen Anlage verstanden[1].

In Abbildung 2-1 und in Abbildung 2-2 ist der Unterschied zwischen einem konventionellen Heizwerk (ohne KWK-Einbindung) und einem Heizkraftwerk (KWK-Anlage) vereinfacht dargestellt. Bei einer KWK-Anlage wird neben der Wärmeproduktion auch Strom produziert und kann zur Deckung des Eigenverbrauches oder zur Netzeinspeisung genutzt werden. Die Einbindung der KWK-Anlage ist hier nur schematisch dargestellt und differiert je nach verwendeter KWK-Technologie.

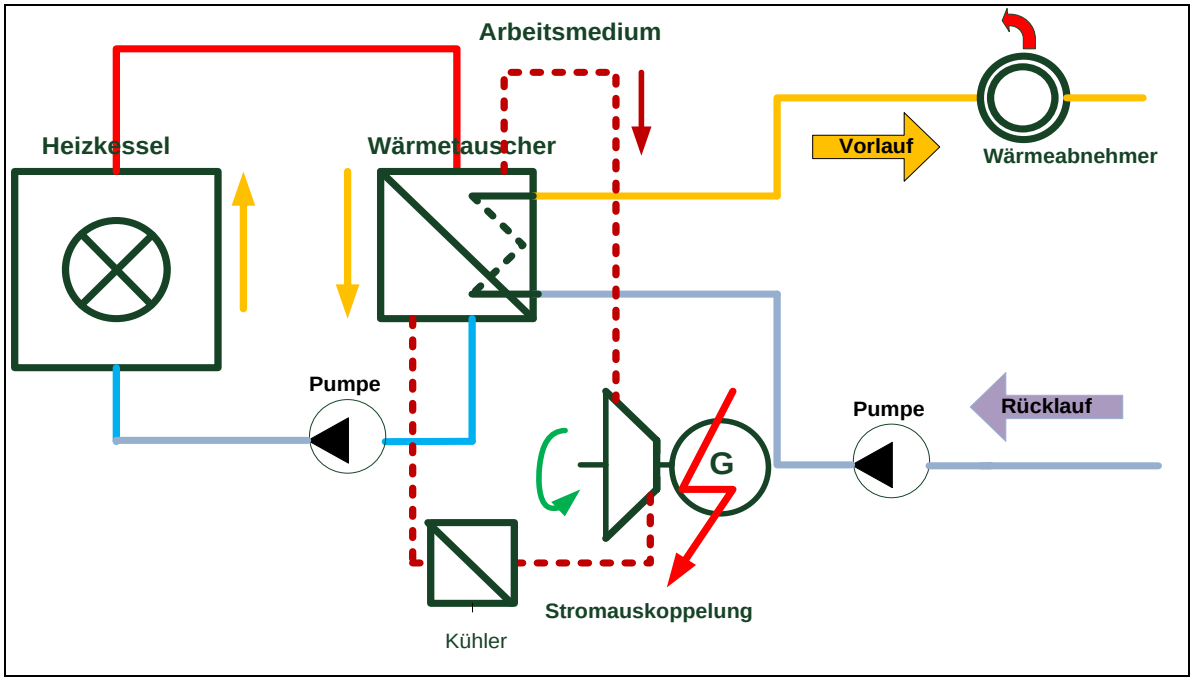
Abbildung 2-1: Vereinfachte Darstellung einer Nah- bzw. Fernwärmeanlage



Quelle: Eigene Erstellung

[1] Vgl. G.Schaumann K.W. Schmitz, 2009

Abbildung 2-2: Vereinfachte Darstellung eines Heizkraftwerk (KWK-Anlage)



Quelle: Eigene Erstellung

2.2. Carnot-Wirkungsgrad

Der Carnot-Wirkungsgrad $\eta_{therm.}$ gilt als die Obergrenze für jeden thermischen Wirkungsgrad und kann nicht überschritten werden. Dieser Faktor ist wichtig für alle thermodynamischen Berechnungen und kann niemals ≥ 1 sein.

$$\eta_{therm.} = 1 - \frac{T2}{T1}$$

T1: Temperatur am Prozessbeginn
T2: Temperatur am Prozessende

Der Carnot-Wirkungsgrad hängt also unmittelbar mit der Temperatur am Prozessbeginn und am Prozessende zusammen. Für die in diesem Konzept durchgeführten Berechnungen wird jedoch nicht mit dem Carnot-Wirkungsgrad gearbeitet, da dieser einen eher theoretischen Wert darstellt, sondern nur mit Referenzwirkungsgraden, welche von Kesselherstellern beziehungsweise in der technischen Literatur angegeben wurden.

2.3. Primärenergieeinsparung bei KWK-Prozessen

Der Umstieg auf neue Anlagen zur Strom- bzw. Wärmeerzeugung im Vergleich zu der vormals eingesetzten Erzeugungsart birgt durch technologischen Fortschritt eine Verminderung der eigesetzten Energie. In Bezug auf die Primärenergieeinsparung wird nicht betrachtet, wie viel an Endenergie eingespart wird, sondern mit welchem Primärenergieeinsatz die benötigte gleiche Energiemenge erzeugt werden kann, im

Vergleich zu einer ungekoppelten Erzeugung. Es wird also die gesamte Prozesskette bei der Betrachtung berücksichtigt.
Die Primärenergieeinsparung in % wird anhand folgender Formel berechnet[2]:

$$PEE = \left(1 - \frac{1}{\frac{\eta KWKw}{\eta Ref.W} + \frac{\eta KWK\ e}{\eta Ref.E}}\right) * 100\%$$

Erklärung der Formelzeichen:

PEE: *Primärenergieeinsparung durch KWK-Einsatz*
ηKWK_w: *Wärmewirkungsgrad der KWK-Anlage*
ηKWK_e: *elektrischer Wirkungsgrad der KWK-Anlage*
ηRef. W: *Referenzwirkungsgrad bei ungekoppelter Wärmeerzeugung*
ηRef. E: *Referenzwirkungsgrad bei ungekoppelter Stromerzeugung*

Die Referenzwirkungsgrade für die Stromproduktion und die Wärmeproduktion sind in Tabelle 2-1 und in Tabelle 2-2 angeführt. Jene Werte entsprechen dem aktuellen Stand der Technik und werden bei Bedarf dem technischen Fortschritt angepasst. (Der Wirkungsgrad für Erdgas-GuD-Anlagen hat sich in den letzten Jahren von ca. 48 % auf über 60 % (2011) gesteigert). Die Werte entsprechen der Technologie mit dem effektivsten Erzeugungsprozess. Das bedeutet, dass bei Erdgas die Gas- und Dampf-Technologie als Referenz herangezogen wird, da dies im Moment eine standardmäßig eingesetzte Technologie ist, bei der der Energieträger Erdgas energetisch am Optimalsten ausgenutzt wird.

Tabelle 2-1: Referenzwirkungsgrad Stromproduktion

Primärenergieträger	Referenz-wirkungsgrad
Erdgas	55%
Kohle	42%
Erdöl	42%
Mittelwert fossil	46%
Erneuerbare Energiequellen	22-35%

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf EU-Richtlinie 2004/8/EG

[2] Richtlinie 2004/8/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Februar 2004 über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Energiebinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 92/42/EWG

Tabelle 2-2: Referenzwirkungsgrad Wärmeproduktion

Primärenergieträger	Referenz-wirkungsgrad
Erdgas	85%
Kohle	85%
Erdöl	85%
Erneuerbare Energiequellen	80%

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf EU-Richtlinie 2004/8/EG

Beim Beispiel einer Holzvergaseranlage mit KWK-Technologie mit einem thermischen Wirkungsgrad von 58% und einem elektrischen Wirkungsgrad von 23,5% beträgt die Primärenergieeinsparung im Vergleich zu einer erdgasbetriebenen Anlage ohne KWK-Nutzung laut der oben angeführten Formel 9,9%. Zu beachten ist, welche Primärenergieträger miteinander verglichen werden, da sich auf Grund der unterschiedlichen Referenzwirkungsgrade (siehe Tabelle 2-1) nicht unwesentliche Differenzen ergeben.

2.4. Anlagen-Auslegungsarten

2.4.1. Stromorientierter Anlagenbetrieb

Hier erfolgen die Auswahl, die Auslegung und der Betrieb der KWK-Anlagen auf Grund des elektrischen Bedarfes. Die thermische Spitzenlastsicherung zur Wärmeversorgung wird mittels einer separaten Kesselanlage bereitgestellt. Wärmeüberschüsse sind zu vermeiden, außer es wird ein Pufferspeicher damit beschickt, weil die überschüssigen Energiemengen nicht genutzt werden können[3]. Diese Anlagenkonzeptionierung findet vor allem im Großkraftwerksbereich zur Stromerzeugung die Hauptanwendung, wenn die thermische Energie nur zur Generierung von Prozesswärme verwendet wird oder ins Fernwärmenetz gespeist wird und ohnehin nicht im vollen Ausmaß genutzt werden kann.

2.4.2. Wärmeorientierte Anlagenbetrieb

Im Gegensatz zu oben erfolgen die Auswahl, die Auslegung und der Betrieb der KWK-Anlagen nun auf Grund der erforderlichen thermischen Leistungen. Diese Anlagen dienen vor allem der Grundlastversorgung und werden meist so ausgelegt dass diese ca. 70-80% des thermischen Jahresbedarfes abdecken. Als Spitzenlastabdeckung dient ebenfalls eine sekundäre Anlage (z.B. 2. Kessel). Die zu hohe bzw. zu geringe Stromeinspeisung durch die KWK-Anlage wird durch einen Strom-Netzbezug oder die Strom-Netzeinspeisung ausgeglichen. Eine Anhebung des Wärmebedarfs in den Zeiten mit geringerer Auslastung kann durch die Versorgung von Adsorptions- oder Absorptionskältemaschinen erfolgen.

[3] Vgl. G. Schaumann, K. Schmitz, 2010

Damit wird erreicht, dass der Wärmebedarf vor allem in den wärmeren Monaten gegeben ist, während deren normalerweise nur ein geringer Wärmebedarf besteht. Als Richtwert kann angenommen werden, dass die Betriebsstundenanzahl pro Jahr um etwa 1.000 Stunden erhöht werden kann.[4]

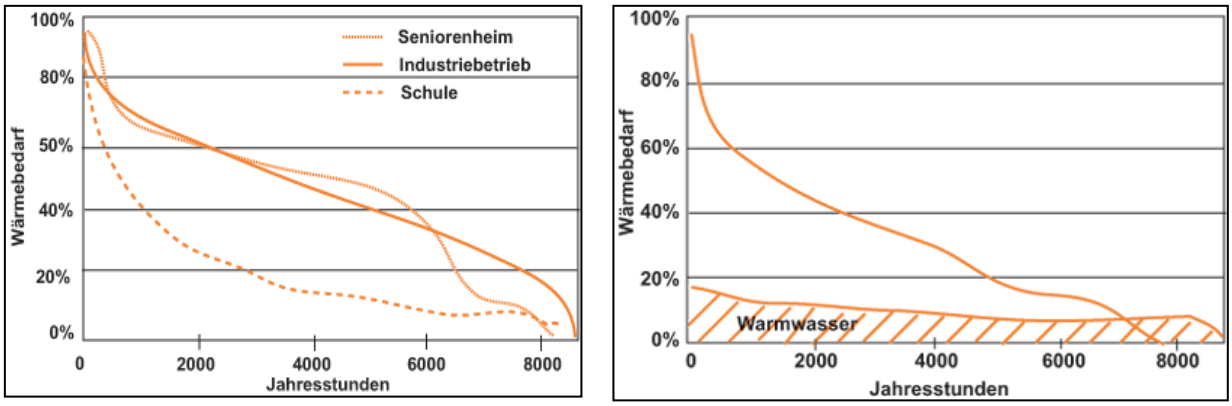
2.4.3. Wechsel zwischen Strom- und Wärmeorientierung

Auf Grund der eingeschränkten Regelung sind solche Anlagen bislang eher nur in Sonderfällen anzutreffen. Diese Technologie ist bei starken Schwankungen zwischen Strom- und Wärmebedarf notwendig. Die Auslegung ist je nach Priorität zu optimieren, wobei ein schnelles Wechseln zwischen strom- bzw. wärmegeführter Anlage wichtig ist. Diese Auslegung hat den Vorteil, dass Regel- und Ersatzenergie bei einer Leistungsknappheit auch von mehreren kleineren dezentralen Anlagen aus eingespeist werden können[5].

2.4.4. Jahresdauerlinie

Die Jahresdauerlinie zeigt den prozentuellen Auslastungsverlauf des Heizkraftwerkes über den Zeitraum von einem Jahr. Aus der Jahresdauerlinie kann die Auslastung in Prozent über den Jahresstunden (8.760 h/a) abgelesen werden. Aus diesen Daten können dann Rückschlüsse über die Anlagenauslastung und eventuelle Optimierungsmaßnahmen gewonnen werden. Je nach Nutzungsart ergeben sich unterschiedliche Jahresdauerlinien im Betrieb der Anlagen. Wie in Abbildung 2-3 ersichtlich liegt der Wärmebedarf über das Jahr gesehen bei öffentlichen Anlagen (Hallenbad, Krankenhaus, soziale Wohnheime) deutlich über dem Wärmebedarf einer Wohnsiedlung. Im linken Graphen und im rechten Graphen kann der Unterschied in der Jahresdauerlinie zwischen öffentlichen Gebäuden und Wohngebäuden abgelesen werden.

Abbildung 2-3: Jahresdauerlinie von öffentlichen und privaten Gebäuden



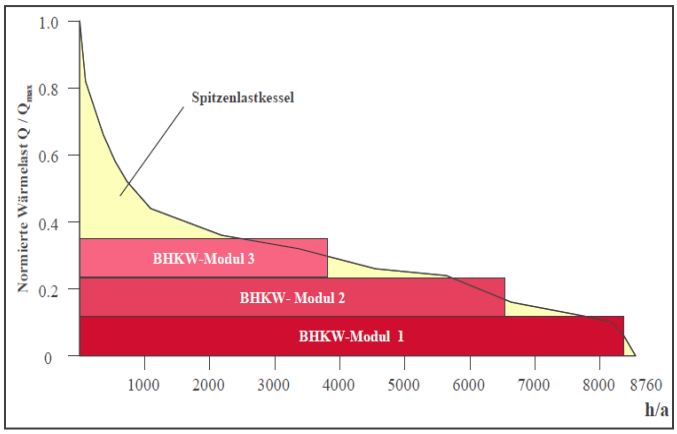
Quelle: Fraunhofer Institut für Umwelt-, Sicherheits,- Energietechnik

[4] Vgl. G. Schaumann, K. Schmitz, 2010
[5] Vgl. G. Schaumann, K. Schmitz, 2010

Da die Leistung zur Deckung der Spitzenlasten nur für wenige Tage im Jahr benötigt wird, wird diese mit einem konventionellen Heizkessel bereitgestellt. Dieser Heizkessel wird meist mit fossilen Brennstoffen betrieben, da er nur wenige Tage im Jahr im Einsatz ist und eine Anlage auf Basis fossiler Brennstoffe meist geringere Investitionskosten aufweist. Der Spitzenlastkessel wird aus wirtschaftlichen Gründen in der Regel nicht in die KWK-Anlage eingebunden. Abbildung 2-4 zeigt eine gute Möglichkeit zur Erhöhung der Volllaststunden durch den Einsatz mehrerer BHKW-Module (Blockheizkraftwerke) auf. Es kann abgelesen werden, dass BHKW-Modul 1 eine jährliche Vollauslastung von ca. 8.500 Stunden hat und ungefähr 15% der Gesamtleistung abdecken kann. Modul 2 deckt die geforderte Leistung ca. 6.500 Stunden pro Jahr und Aggregat 3 wird ca. 4.000 Stunden betrieben.

Als Spitzenlastdeckung wird ein Spitzenlastkessel (Öl-, Gas-, Biomassekessel) eingesetzt. Durch die Verwendung der unterschiedlich großen KWK-Anlagen können diese je nach Anforderungen der Abnehmerseite gestaffelt eingesetzt werden. Dadurch kann der Wärmebedarf bzw. der Strombedarf wesentlich genauer geregelt werden und jedes Aggregat kann im optimalen Leistungsbereich betrieben werden. Des Weiteren reduziert der Einsatz mehrerer KWK-Aggregate den Teillastbetrieb einzelner Anlagen, der sich auf Grund thermischer Verluste und Kondenswasserbildung negativ auf die Anlagenlebensdauer auswirken kann. Es gibt verschiedene Schaltanordnungen, meist werden mehrere Aggregate jedoch parallel verschalten, d.h. die Gesamtleistung der Anlagen wird durch die addierten Einzelleistungen je BHKW bestimmt.

Abbildung 2-4: Optimierung der Auslastung durch mehrere BHKW



Quelle: Panos, Konstantin, 2009

2.4.5. Stromgestehungskosten

Einen wichtigen Kalkulationswert zur Entscheidung über die Auswahl des Anlagenbautyps stellen die Stromgestehungskosten dar. Diese Gestehungskosten berechnen an Hand aller relevanten Investitionswerte den Preis einer Kilowattstunde Strom, wobei Investitions-, Wartungs-, Betriebs- und Personalkosten sowie der für eine Wirtschaftlichkeit geforderte Zinssatz berücksichtigt werden. Diese Methode ist somit eine dynamische

Berechnungsmethode. Anhand der Stromgestehungskosten kann verglichen werden, ob und ab welcher Auslastung (meist Jahresstunden), die Anlage überhaupt kostendeckend betrieben werden kann.

2.4.6. Wärmegestehungskosten

Die Wärmegestehungskosten sind ebenfalls ein wichtiger Kalkulationswert, da sie Auskunft über den Gestehungspreis der vom Heizkraftwerk erzeugten Wärme geben. Diese Kosten errechnen sich analog zu den Stromgestehungskosten. Bei KWK-Anlagen in Modulbauweise ist es oft nicht möglich, Investitionen genau nach Wärme und Strom zu unterteilen. In folgenden Berechnungen wurden der erzeugte Strom und die erzeugte Wärme als Ertrag je kWh bewertet und dann nach dem Wirkungsgrad entsprechend anteilsmäßig den erzielbaren Netztarifen zugerechnet. In den Auswertungen der Gestehungskosten der verschiedenen Anlagentypen (siehe Kapitel 6) wird noch einmal gesondert darauf hingewiesen.

2.5. Berechnungsgrundlage Gestehungskosten

Das Berechnungsmodell zur Errechnung der Gestehungskosten wurde in Anlehnung an die ***VDI Richtlinie 2067*** erstellt. Sämtliche technische Anlagendaten wurden den Herstellerangaben entnommen bzw. aus den Daten der Anlagenbetreiber entnommen oder berechnet. In einer EXCEL-Tabelle wurden die jährlichen Investitionen wie kapitalgebundene, verbrauchsgebundene und betriebsgebundene Kosten aufgeschlüsselt. Wichtige kapitalgebundene Kosten sind die Investitionskosten, der für eine Berechnung zu Grunde liegende Zinsfuß und die Abschreibdauer der Anlage.

Beispiele für Investitionskosten sind:

- *Investitionskosten der heizungstechnischen Einbindung*
- *Investitionskosten der Rauchreinigungsanlage*
- *Investitionskosten des Pufferspeichers (optional)*
- *Investitionskosten für sonstige bauliche Maßnahmen (z.B. Fundamente)*
- *Investitionskosten des Spitzenkessels (optional)*
- *Investitionskosten des Stromanschlusses*
- *Kosten des Heizhauses / Lagers*
- *Nebenkosten wie Planung, Genehmigung , Versicherung, etc.*
- *Investitionskosten für Nahwärmenetz mit:*
  - *Übergabestationen*
  - *Verteilanlagen*

Die Verbrauchsgebundenen Kosten setzen sich aus allen für den Betrieb der Anlage erforderlichen Kosten zusammen. Der Hauptanteil jener Kosten besteht aus den Brennstoffkosten und eventuell aufzuwendenden Kosten für zum Beispiel Chemikalien zur Entstickung des Rauchgases. Die Brennstoffkosten wurden mit 76 € je Tonne Waldhackgut

angenommen, die Kosten je SRM (Schüttraummeter) wurde mit 25 € in die Berechnung übernommen.

Die Betriebsgebundenen Kosten setzen sich aus den Kosten für einen ordentlichen Betrieb der Anlage zusammen. Hauptbestandteile dieser Kosten sind Personal- und Instandhaltungskosten. Der Personalstundensatz wurde in den Berechnungen mit 22 € pro Arbeitsstunde angenommen und die jährlichen Personalstunden je nach Anlage dem Wartungsaufwand angepasst. Bei den Instandhaltungskosten, den Versicherungs- und den Verwaltungskosten wurden in der Praxis verwendete Prozentsätze angenommen:

- Betriebsmittelanteil (0,3% der Investition)
- Instandhaltungskosten (1,5 % der Investition) und
- Versicherungs- und Verwaltungskostenanteil (0,5 % der Investition)

Der Annuitätenfaktor wurde anhand folgender Formel[6] berechnet:

$$Annuitätenfaktor = \frac{q^n(q-1)}{q^n-1}$$

Bei der in Tabelle 2-3 dargestellten Berechnungsmethode ist ersichtlich, dass für die Berechnung der Gestehungskosten die Strom- und die Wärmegestehungskosten separat berechnet wurden. Auf Grund der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme können diese Gestehungskosten nämlich nur kollektiv berechnet werden. Die Gesamtkosten der Anlage wurden anschließend durch die gesamte Jahreserzeugung von Strom und Wärme dividiert, um auf die spezifischen Erzeugungskosten je Energieform zu kommen. Im Anschluss wurden die spezifischen Erzeugungskosten mit den am Markt üblichen Preisen (Einspeisetarife Strom und Nahwärmetarif) verglichen und die Kilowattstunde, die verkauft werden könnte, auf die Strom- und Wärmeanteile umgelegt.

Zu beachten ist, dass bei allen Berechnungen im Kapitel 4 nur die KWK-Anlage ohne Zusatzkomponenten (Rohrleitungen, Stromanschluss, Bauplatz, etc.) in den Gestehungskosten berücksichtigt ist. Der Grund hierfür liegt in den lokalen Gegebenheiten (Grundstückskosten, Anschlusskosten, Gebühren, etc.) und dem unterschiedlichen Anteil an von den Biomasseanlagenbetreibern eingebrachter Arbeitsleistung bei der Anlagenerrichtung, den Verrohrungen, den Anschlüssen und der Wartung.

Nicht berücksichtigt wurde weiters der Aspekt, dass die Biomasseanlagenbetreiber den erzeugten Strom auch zur Deckung des eigenen Strombedarfs verwenden können. Speziell für Betreiber, welche einen hohen Stromverbrauch pro Jahr aufweisen, birgt dies den Vorteil, dass der selbst erzeugte Strom preislich niedriger liegt als die vom Stromanbieter zugekaufte Energie. Darüber hinaus sind für den Eigenstromanteil keine Netztarife zu bezahlen. Da sich die rechtlichen und gewerberechtlichen Rahmenbedingungen für eine Stromeinspeisung für

[6] Vgl. Köpl, 2010

juristische und natürliche Personen stark unterscheiden, wird für genauere Informationen auf die jeweiligen Gesetzestexte verwiesen.

Tabelle 2-3 Schema zur Berechnung der Stromgestehungskosten

Jahreskosten	Einheit	Wert Strom	Wert gesamt	Wert Wärme
Realzinssatz	%/a			
Nutzungsdauer KWK-Anlage	a			
Annuität	[-]			
Kapitalgebundene Kosten	€/a	€/a	€/a	€/a
spez. kapitalgebundene Kosten	€/kWh			
Brennstoffkosten	€/a			
Anteil sonstiger Betriebsmittel	% von I/a			
sonstige Betriebsmittelkosten	€/a			
Verbrauchsgebundene Kosten	€/a	€/a	€/a	€/a
spez. verbrauchsgebundene Kosten	€/kWh			
Personalstundensatz	€/h			
Arbeitsstunden pro Jahr	h/a			
Personalkosten	€/a			
Instandhaltungskosten	% von I/a			
Instandhaltungskosten	€/a			
Betriebsgebundene Kosten	€/a	€/a	€/a	€/a
spez. betriebsgebundene Kosten	€/kWh			
Anteile Versicherung, Verwaltung	% von I/a			
Versicherung / Verwaltung	€/a			
Sonstige Kosten	€/a	€/a	€/a	€/a
spezifische sonstige Kosten	€/kWh			
Gesamtkosten	€/a			
spezifische Erzeugungskosten	€/kWh			
jährlich erzeugte kWh	kWh/a			
erzielbarer Strompreis		€/kWh	€/kWh	
erzielbarer Wärmepreis		€/kWh	€/kWh	
Summe Wärme- und Strompreis		€/kWh	€/kWh	

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an VDI RL 2067

3. Übersicht der KWK-Anlagentypen

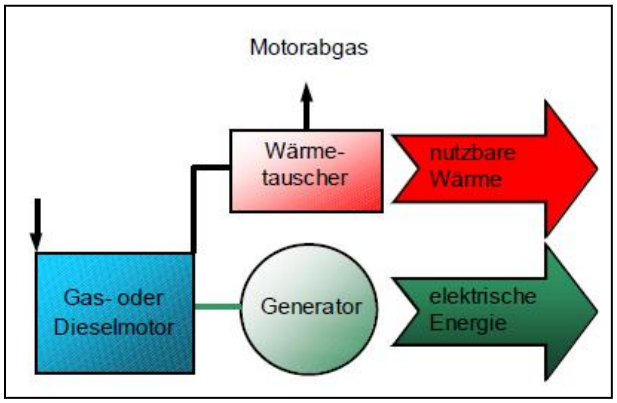
Die Kraft-Wärme-Kopplungen werden meist mit den nachfolgend beschriebenen Technologien umgesetzt. Zum besseren Überblick werden im Folgenden diese Anlagentypen beschrieben. Eine kurze Gegenüberstellung der Investitionskosten und des elektrischen Wirkungsgrades sowie der Leistungsbereiche und der Freiheitsgrade ist in Tabelle 3-14 angeführt.

Anlagentypen:

- **KWK-Anlagen mit Verbrennungsmotoren (BHKW)**
  - Blockheizkraftwerke (BHKW) Dieselmotor
  - Blockheizkraftwerk (BHKW) Ottomotor
- **KWK-Anlagen auf Basis von Gasturbinen**
  - mit Wärmerückgewinnung
  - mit Cheng Cycle
  - mit Mikroturbine
- **KWK-Anlagen mit Dampfturbinenprozess**
  - mit Gegendruckturbine
  - mit Entnahme-Kondensationsturbine
- **KWK auf Basis von Gas- und Dampfturbinenprozess (GuD)**
  - mit Gegendruckturbine
  - mit Entnahme-Kondensation
- **Alternative Prozesse**
  - Dampfkolbenmotorprozess
  - ORC-Prozess
  - Dampfschraubenmotor
  - Heißluftturbinenprozess
  - inverser Gasturbinenprozess
  - Stirling-Motor
- **Vergasungsanlagen**
  - Flash-Pyrolyseanlagen

3.1. KWK-Anlagen auf Basis von Verbrennungsmotoren (BHKW)

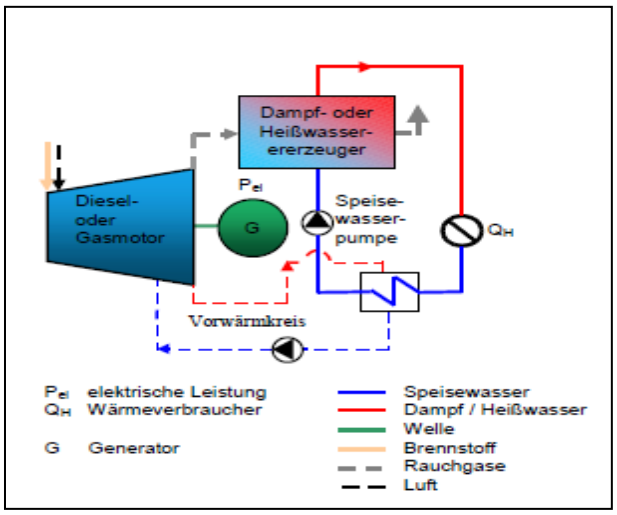
Abbildung 3-1: Funktionsschema BHKW



Quelle: TU Graz, 2010

KWK-Anlagen mit Verbrennungsmotoren sind meist stationäre Motoren, sind entweder diesel-, gas- oder benzinbetrieben und arbeiten meist nach dem Viertaktprinzip. Der Verbrennungsmotor treibt über seine Kurbelwelle ein Getriebe oder direkt den Generator zur Stromerzeugung an. Die Energie aus der Verbrennung des Treibstoffes und der Reibung wird als Abwärme frei. Diese thermische Energie aus dem Kühlsystem, dem Ölkreislauf und dem ausgestoßenen Abgas wird in Wärmetauschern auf ein anderes Medium übertragen und kann so für Heiz- und Prozesswärme verwendet werden.

Abbildung 3-2: Schema BHKW (Otto- oder Dieselmotor)



Quelle: TU Graz, 2010

Technologie:

Als Verbrennungsmotoren werden meist Viertaktmotoren für kleine bis mittlere Leistungsbereiche verwendet, da sie meist nach dem Diesel-Prinzip arbeiten. Der Vorteil im Vergleich zu Benzin- und Gasmotoren ist der etwas geringere Kraftstoffverbrauch und der daraus resultierende höhere mechanische Wirkungsgrad. Als Treibstoff dient neben fossilem

Diesel auch Pflanzenöl oder Biodiesel. Für größere Leistungen werden auch langsam laufende Diesel-Zweitaktmotoren verwendet. Die Regelung erfolgt bei Dieselmotoren über die eingespritzte Brennstoffmenge; bei Motoren, die nach dem Otto Prinzip arbeiten (Benzin- und Gasmotoren), erfolgt eine Regelung über die Luftzufuhr. Gasmotoren arbeiten prinzipiell wie gewöhnliche Ottomotoren; einzig bei der Gemischaufbereitung ergeben sich geringe Unterschiede. Ein wesentlicher Unterschied zu den gasbetriebenen BHKW besteht in den höheren Anforderungen an die eingesetzten Schmierstoffe, da Biogas Siloxane enthalten, welche die Motorbauteile schädigen können. Dies ist auch der Grund für die verringerten Serviceintervalle bei diesen Anlagen.

Verwendung:

BHKW werden zur dezentralen Strom- und Wärmeerzeugung für kleine bis mittlere Leistungen verwendet. Der Leistungsbereich liegt bei den meisten Anlagen zwischen 15kW und ca. 1 MW elektrische Leistung. Der elektrische Wirkungsgrad solcher Anlagen liegt je nach Betriebsart (Otto- oder Dieselmotor) zwischen 25-45%.

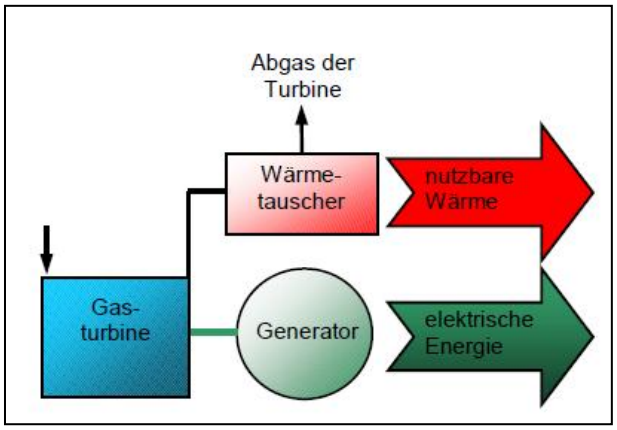
Tabelle 3-1: Vor- und Nachteile der Technologie Blockheizkraftwerk

Vorteile	Nachteile
• kompakte Bauweise	• nur flüssige und gasförmige Brennstoffe verwendbar
• relativ günstig, da viele Anbieter vorhanden	• Wärmeauskopplung mit Standard-Aggregaten nur bis ca. 100° C möglich
• hoher Wirkungsgrad	• Abgasnachbehandlung erforderlich
• schnelle Anpassung an Laständerungen	
• geringer elektrischer Eigenbedarf	
• Übertragungsverluste entfallen	

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von TU Graz, 2010

3.2. KWK-Anlagen auf Basis von Gasturbinen

Abbildung 3-3: KWK- Prozess mit Gasturbine



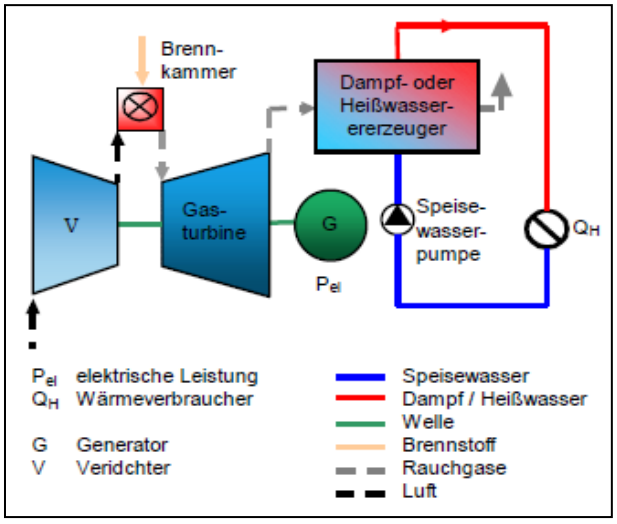
Quelle: TU Graz, 2010

Technologie:

Die Hauptbauteile der Gasturbine sind der Verdichter, die Brennkammer und die Turbine. Im Verdichter wird die angesaugte Luft verdichtet und anschließend in die Brennkammer gedrückt. Hier wird das Gas (meist Erdgas) eingedost und verbrannt. Die Rauchgase entspannen in der Turbine. Da die Turbine mit dem Generator und dem Verdichter meist auf einer gemeinsamen Welle angeordnet ist, treibt die Turbine neben dem Generator auch den Verdichter an. Die heißen Abgase der Gasturbine werden durch Wärmetauscher geführt, ihre thermische Energie wird an ein Fluid abgegeben. Nach der Energieabgabe strömen die abgekühlten Restgase über den Kamin ins Freie.

3.2.1. Gasturbinenprozess mit Wärmerückgewinnung

Abbildung 3-4: Gasturbinenprozess mit Wärmerückgewinnung



Quelle: TU Graz, 2010

Technologie:
Wie in der oben stehenden Grafik ersichtlich ist, wird bei diesem Prozess die thermische Energie der heißen Turbinenabgase zur Dampf- bzw. Heißwassergenerierung verwendet.

Verwendung:
Dieser Anlagentyp wird hauptsächlich für Anlagen verwendet, bei denen eine konstante Wärmeabfuhr gegeben ist (z.B. Prozesswärme in Industrie). Der Leistungsbereich liegt zwischen 30 kW (Mikrogasturbine) bis zu mehreren 100 MW (Gaskraftwerke). Die Regelung erfolgt durch die Dosierung der eingespritzten Brennstoffmenge.

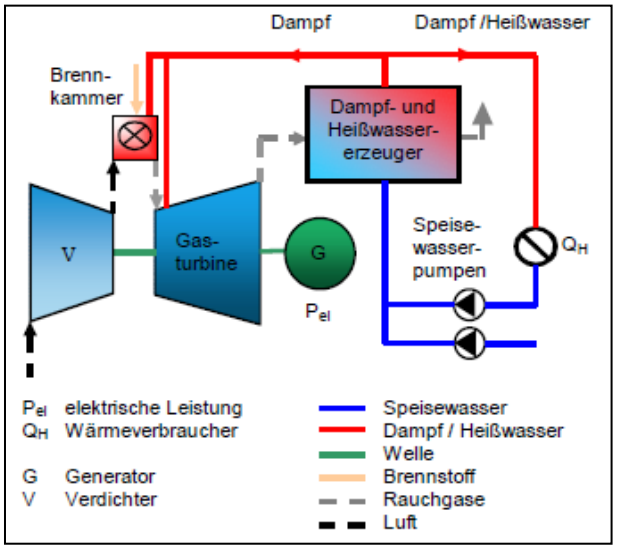
Tabelle 3-2: Vor- und Nachteile des Gasturbinenprozesses

Vorteile	Nachteile
• viele Brennstoffe verwendbar	• keine festen Brennstoffe
• ausgereifte Technologie	• Gasqualität
• große Stückzahlen am Markt	• niedrigerer Wirkungsgrad als BHKW
• schnelle Anpassung bei Laständerungen	
• geringer Platzbedarf	

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von TU Graz, 2010

3.2.2. Cheng-Cycle (Steam Injected Gas Turbine, STIG)

Abbildung 3-5: Schematische Darstellung des Cheng-Cycles



Quelle: TU Graz, 2010

Technologie:

Bei dieser Variante des Gasturbinenprozesses wird bei Bedarf ein Teil des erzeugten Dampfes in die Brennkammer und in die Gasturbine eingedüst. Dadurch steigen die Leistung und der elektrische Wirkungsgrad des Aggregates stark an. Durch diese Einrichtung kann die Leistung und der Wärmebedarf gut an die erforderliche Belastung angepasst werden. Dies ist auch der große Vorteil im Vergleich zum herkömmlichen Gasturbinenprozess. Die Regelung der elektrischen Leistung erfolgt durch die Dosierung der eingespritzten Brennstoffmenge und durch die Variation der eingespritzten Dampfmenge in die Turbine. Die abgegebene Wärmemenge wird durch die Einrüstung des Dampfes in die Turbine geregelt.[7]

Verwendung:

Diese Bauart wird hauptsächlich bei Leistungen über 20 MW elektrisch und bei variablem Strom- und Wärmebedarf eingesetzt.

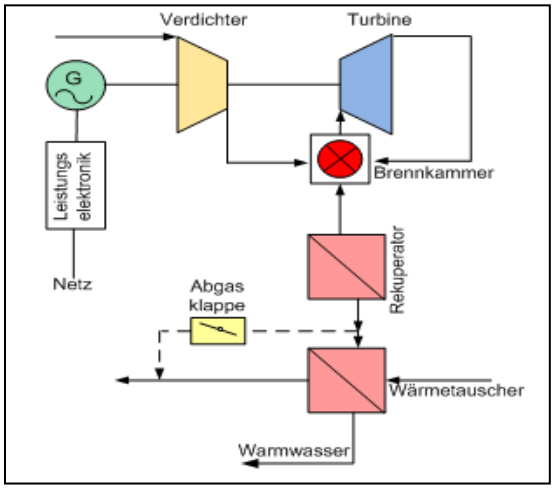
Tabelle 3-3: Vor- und Nachteile des Cheng Cycles

Vorteile	Nachteile
• viele Brennstoffe verwendbar	• aufwändige Dampfaufbereitung
• variable Regelung	
• Steigerung der Gasturbinenleistung und des el. Wirkungsgrades	
• technisch sehr ausgereift	

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von TU Graz, 2010

3.2.3. Mikrogasturbine

Abbildung 3-6: Schematische Darstellung der Mikrogasturbine



Quelle: Eigene Darstellung

[7] Vgl. TU Graz, 2010

Technologie:

Die Funktionsweise dieser Bauart ist gleich wie im Gasturbinenprozess. Die Brennstoffenergie wird in der Turbine in mechanische Energie umgewandelt und anschließend im Generator in elektrische Energie konvertiert. Die Turbinenabgase wärmen in dem Rekuperator die verdichtete Luft vor und geben die restliche thermische Energie im Wärmetauscher an das zu erwärmende Medium ab.

Verwendung:

Die Mikrogasturbine wird hauptsächlich für kleinere Leistungen im Bereich von 30 kW bis 300 kW eingesetzt. Durch den sehr kompakten Aufbau ist eine Blockbauweise möglich. Daher zählt die Mikrogasturbine zur Gattung der Blockheizkraftwerke[8].

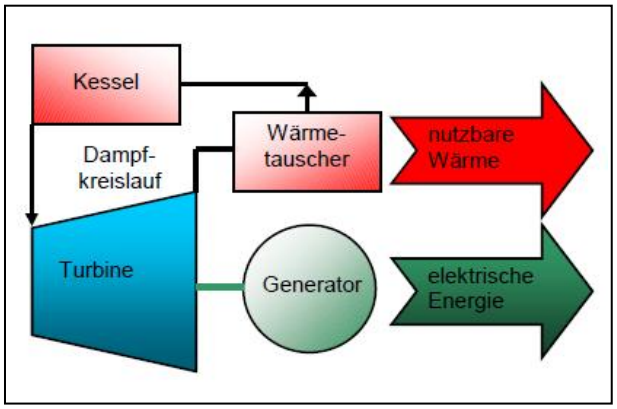
Tabelle 3-4: Vor- und Nachteile der Mikrogasturbine

Vorteile	Nachteile
• gasförmige und flüssige Brennstoffe verwendbar	• relativ schlechter elektrischer Wirkungsgrad
• geringe Wartungskosten, da ölfreier Betrieb (mind. 8.000Bh)	• Wärme- und Strombedarf mindestens 5000h/a
• kompakt	• für Zivilanwendungen relativ neue Technologie
• technisch ausgereift	• relativ neu am europäischen Markt
• durch Rekuperator-Überbrückung gute Regelbarkeit	

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von TU Graz, 2010

3.3. KWK-Anlagen auf Basis des Dampfturbinenprozesses

Abbildung 3-7 Schematische Darstellung des Dampfturbinenprozesses



Quelle: TU Graz, 2010

[8] Vgl. G. Schaumann K.W. Schmitz, 2009

Technologie:

Im Vorwärmer wird das Wasser im Primärkreis im Economiser vorgewärmt, im Verdampfer verdampft und im Überhitzer auf das gewünschte Temperatur-Druckniveau gebracht. Der überhitzte Dampf wird in der Turbine entspannt, treibt dadurch den Generator an und verwandelt dabei mechanische in elektrische Energie. Die thermische Energie am Turbinenaustritt wird dazu genutzt, um im Wärmetauscher die thermische Energie an ein Fluid im Sekundärkreis zu übertragen. Nach der Turbine wird der Wasserdampf in den Kondensator geleitet, wo als Kühlmedium meist Luft oder Wasser verwendet wird. Im Kondensator wird der entspannte und auf Grund der geringeren Temperatur wieder flüssige Wasserdampf mittels einer Speisewasserpumpe wieder zum Vorwärmer gepumpt, sodass der Kreislauf wieder geschlossen ist.

Brennstoffe/Befeuerung:

Jeder Brennstoff, der in einem Kessel verfeuert werden kann, ist im Prinzip für solche Anlagen möglich. Einschränkungen in Hinblick auf Schadstoffemissionen und Sonstiges sind natürlich zu beachten.

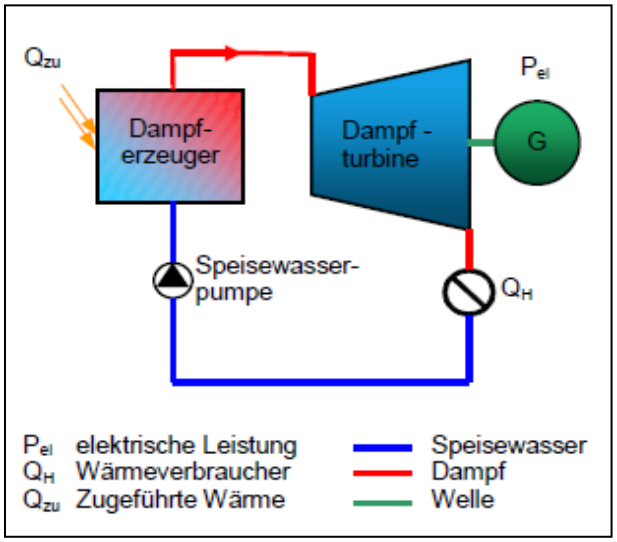
Tabelle 3-5: Vor- Nachteile des Dampfturbinenprozesses

Vorteile	Nachteile
• Jeder Brennstoff verwendbar	• schlechter Anlagenwirkungsgrad
• ausgereifte Technologie	• schlechtes Teillastverhalten
• Anlagengröße nach oben variabel	• teurer Betrieb
	• Dampfkesselwärter erforderlich

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von TU Graz, 2010

3.3.1. Dampfprozess mit Gegendruckturbine

Abbildung 3-8: Schematische Darstellung des Dampf-Gegendruckturbinenprozesses



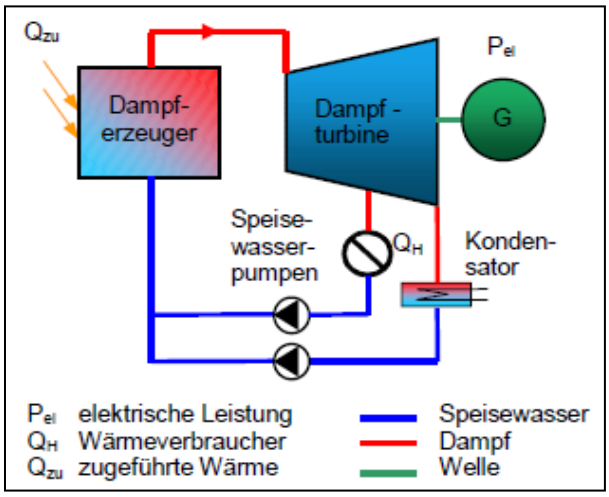
Quelle: TU Graz, 2010

Technologie:

Diese Technologie ist besonders für Industrie-, Fern- und Nahwärmeanlagen mit relativ konstanter und ständiger Wärmeabgabe geeignet. Sie wird in einem Leistungsbereich zwischen 500kW und 30.MW eingesetzt. Dieser Anlagentyp ist günstiger als die Entnahme-Kondensationsturbinen, allerdings sind die Regelungsmöglichkeiten stark eingeschränkt.[9] Der Heißdampf wird bis zu jenem Gegendruck entspannt, welcher sich durch die geforderten Ausgangsparameter einstellt. Die Regelung erfolgt über Ventile vor der Dampfturbine.

3.3.2. Dampfprozess mit Entnahme-Kondensationsturbine

Abbildung 3-9: Schematische Darstellung der Dampf-Kondensationsturbine



Quelle: TU Graz, 2010

Verwendung:

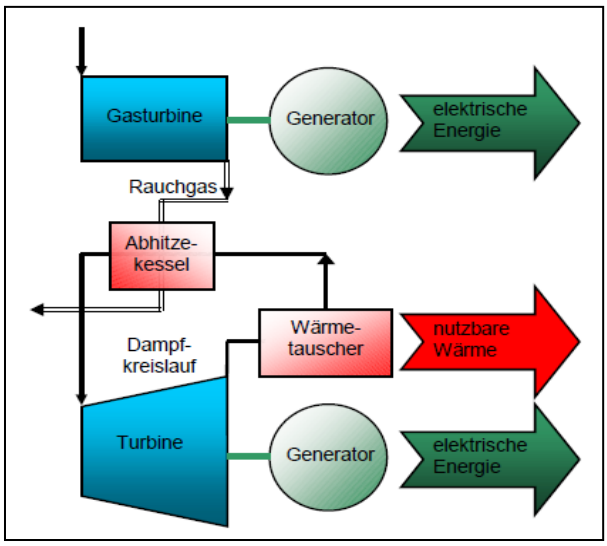
Die wird für Leistungsbereiche von 500 kW bis ca. 10 MW verwendet. Im Gegensatz zur Gegendruckturbine wird bei dieser Bauart der Heißdampf nicht am Ende der Turbine abgeführt, sondern über mehrere hintereinanderliegende Anzapfpunkte (je nach Turbine). Der Vorteil hierbei besteht darin, dass die Wärme- bzw. Stromproduktion den jeweiligen Bedürfnissen angepasst werden kann. Daher können auch im Teillastbereich die gewünschten Parameter eingehalten werden Im Vollastbetrieb wird die gesamte Heißdampfmenge zur Wärmeerzeugung bereitgestellt.[10]

[9] TU Graz, 2010

[10] Vgl. TU Graz, 2010

3.4. KWK-Anlagen auf Basis des Gas- und Dampfturbinen-Prozesses

Abbildung 3-10: Schematische Darstellung GuD Prozess



Quelle: TU Graz, 2010

Der Gas- und Dampfturbinenprozess (GuD) stellt eine Kombination dieser beiden Prozesse dar. Das Abgas der vorgeschalteten Gasturbine dient zur Hochdruckdampferzeugung, bevor diese dann in einer Dampfturbine entspannt werden. Die elektrische Energie wird von der Gasturbine und der Dampfturbine jeweils separat erzeugt. Die Abwärme aus dem Dampfprozess kann zur Wärmeversorgung verwendet werden. Der GuD-Prozess wird genauso wie der Dampfturbinenprozess in folgende Unterkategorien gegliedert:

- Entnahme-Kondensationsturbine
- Gegendruckturbine

Verwendung:
Die Anwendungen der verschiedenen Technologien sind analog zu den in Kapitel 3.3 beschriebenen Dampfprozessen.

Tabelle 3-6: Vor- und Nachteile des GuD Prozesses

Vorteile	Nachteile
• hohe Brennstoffausnutzung	• ungünstiger Wirkungsgrad bei Teil Last
• geringe Wartungskosten, da ölfreier Betrieb	• feste Brennstoffe nur im Kessel-Dampfturbinenteil nutzbar
• geringer spez. Platzbedarf	
• feste, flüssig und gasförmige Brennstoffe	

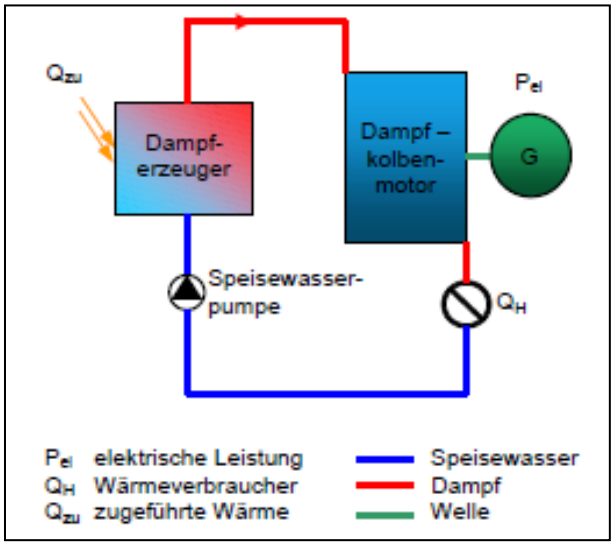
• Zweistoffbetrieb (Öl, Gas) in der Turbine möglich	
• hoher elektrischer Wirkungsgrad	

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von TU Graz, 2010

3.5. KWK-Anlagen auf Basis alternativer Prozesse

3.5.1. KWK mit Dampfkolbenmotoren

Abbildung 3-11: Schematische Darstellung Dampfkolbenprozess



Quelle: TU Graz, 2010

Technologie:

Durch die Verbrennung des Brennstoffes wird im Dampferzeuger Frischdampf erzeugt. Dieser Dampf wird in den Dampfkolbenmotor geleitet, wo er sich entspannt und mechanische Arbeit verrichtet. Die Abtriebswelle des Dampfkolbenmotors ist mit dem Generator verbunden, welcher die mechanische Energie in elektrische Energie umwandelt. Der Dampf strömt aus dem Dampfkolbenmotor in den Kondensator, kondensiert dort und gibt seine Wärmeenergie ab. Mittels einer Speisewasserpumpe wird der Kreislauf wieder geschlossen.

Verwendung:

Dampfkolbenmotoren werden zur dezentralen Strom- und Wärmeproduktion für kleine bis mittlere Leistungen verwendet. Der übliche elektrische Leistungsbereich liegt zwischen 20 kW und 2 MW. Die Dampfmenge wird über den Hub des Reglerkolbens reguliert. Der Betrieb dieser Anlagen erfolgt mit Sattdampf und auch überhitztem Dampf.

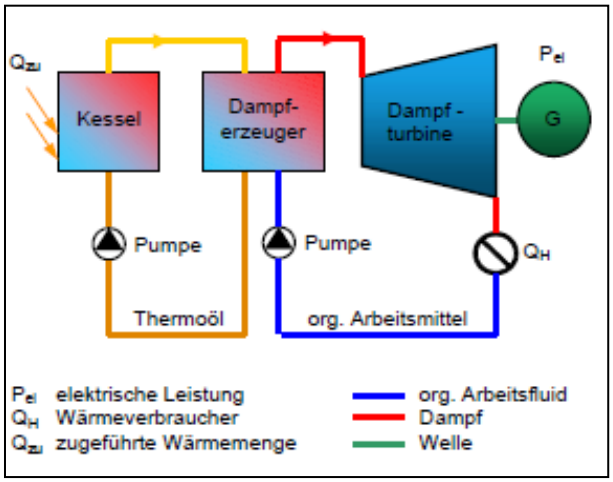
Tabelle 3-7 Vor- und Nachteile des Dampfkolbenprozesses

Vorteile	Nachteile
• alle Brennstoffe möglich	• geringer el. Wirkungsgrad
• sehr gutes Teillastverhalten	• relativ wartungsintensiv
• Technologiereife	• hohe Lärmemissionen

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von TU Graz, 2010

3.5.2. KWK-Anlagen auf Basis des ORC-Prozesses

Abbildung 3-12: Schematische Darstellung des ORC-Prozesses



Quelle: TU Graz, 2010

Technologie:

Die Funktionsweise ähnelt derer des Dampfturbinenprozesses, außer dass beim Organic Rancine Cycle (ORC) anstelle von Wasser ein organisches Arbeitsfluid (Kohlenwasserstoffe, Silikonöle) eingesetzt werden. Da der Verdampfungspunkt des Mediums geringer als der von Wasser ist, kann dieser Prozess besser an einen Biomassekessel und dessen geringere Temperaturen angepasst werden. Die zulässigen Wandfilmtemperaturen dürfen nicht überschritten werden da sonst der Alterungsprozess des Mediums stark beschleunigt wird. Durch einen Thermoöl-Zwischenkreislauf kann der Kessel bei hohen Temperaturen drucklos gefahren werden; ein Dampfkesselwärter ist also nicht nötig. Allerdings besteht Gefahr durch die Brennbarkeit des Öles.

Verwendung:

ORC-Module werden als komplette Module angeliefert. Die Leistungsbereiche liegen zwischen 200 kW und 1,5 MW elektrisch. Die Regelung erfolgt mittels der Brennstoffzufuhr in den Kessel.

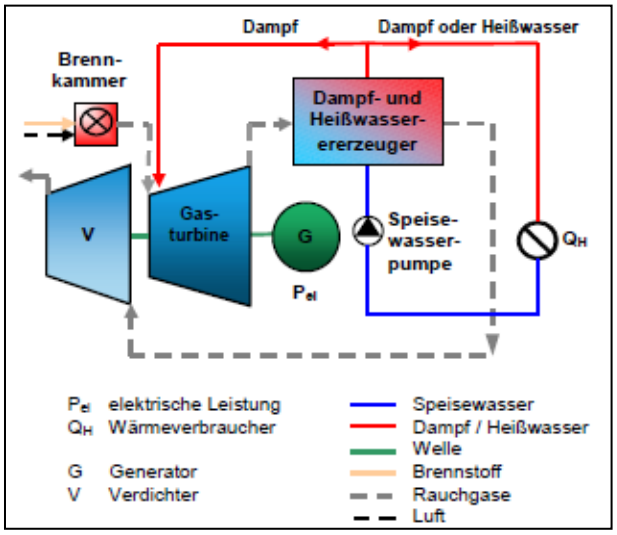
Tabelle 3-8: Vor- und Nachteile des ORC-Prozesses

Vorteile	Nachteile
• geringe Wartung	• niedrige Prozesstemperatur
• kein Dampfkesselwärter nötig	• noch im Versuchsstadium
• lange Lebensdauer	

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von TU Graz, 2010

3.5.3. Inverser Gasturbinenprozess

Abbildung 3-13: Schematische Darstellung des Inversen Gasturbinenprozesses



Quelle: TU Graz, 2010

Technologie:

Im Vergleich zum konventionellen Gasturbinenprozess wird das Verbrennungsgas nicht von Hochdruck auf Umgebungsdruck sondern von Umgebungsdruck auf Unterdruck entspannt. Nach der Verbrennung wird das Abgas im Zyklonabscheider gereinigt, abgekühlt und in der Gasturbine auf Unterdruckniveau entspannt. Dabei wird mechanische Arbeit geleistet und vom Generator in elektrische Energie umgewandelt. Die thermische Energie wird in einen Wärmetauscher eingeleitet und dort an das Medium abgegeben. Das abgekühlte Abgas wird wieder auf Umgebungsdruck verdichtet und die dabei freiwerdende Wärme zur Brennstoffvorwärmung verwendet[11].

Verwendung:

Dieser Anlagentyp eignet sich zur Leistungserzeugung über 1 MW elektrisch. Als Brennstoff ist Biomasse vorgesehen, da die aufwändige Brennstoffzufuhr in einen Druckkessel nicht notwendig ist. Durch die Möglichkeit einer Dampfeindüsung in die Turbine ergibt sich die Möglichkeit, je nach Bedarf die ausgekoppelte Leistung elektrisch oder thermisch

[11] Vgl. Kaltschmitt, Hartmann, Hofbauer, 2009

bereitstellen zu können. Eine weitere Regelungsmöglichkeit besteht durch den Brennstoffeintrag in die Brennkammer.[12]

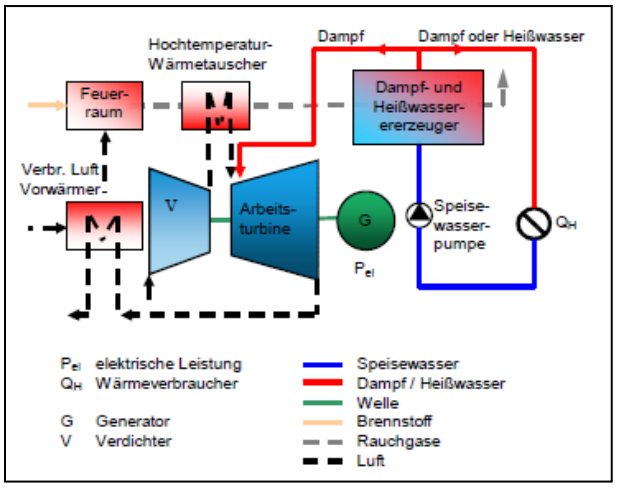
Tabelle 3-9: Vor- und Nachteile des inversen Gasturbinenprozesses

Vorteile	Nachteile
• feste Biomasse	• keine Technologiereife
• guter el. Wirkungsgrad	• komplexer Aufbau
• keine Überdrucke daher Standardkomponenten verwendbar	• hohes spezifisches Investment auf Grund von Vakuumbetrieb
• auch feuchte Biomasse verwendbar	• evtl. Rauchgasreinigung notwendig

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von TU Graz, 2010

3.5.4. Heißluftturbinenprozess

Abbildung 3-14: Schematische Darstellung des Heißluftturbinenprozesses



Quelle TU Graz, 2010

Technologie:

Beim indirekten Gasturbinen- oder Heißluftturbinenprozess wird im Gegensatz zum konventionellen Gasturbinenprozess anstatt des Rauchgases Luft in der Turbine entspannt. Die thermische Energie wird in einem Wärmetauscher vom Rauchgas an die Luft übertragen. Die heiße Abluft wird durch einen Wärmetauscher geführt und erwärmt ein Medium.

Verwendung:

Dieser Anlagentyp wird bei elektrischen Leistungen von über 400 kW eingesetzt. Es kann grundsätzlich jeder Brennstoff verwendet werden. Die Regelung erfolgt durch

[12] Vgl. TU Graz, 2010

Dampfeindüsung in die Turbine, wobei der elektrische Wirkungsgrad auf Kosten des thermischen Wirkungsgrades gesteigert werden kann. Eine weitere Regelungsmöglichkeit besteht durch den Brennstoffeintrag in die Brennkammer.[13]

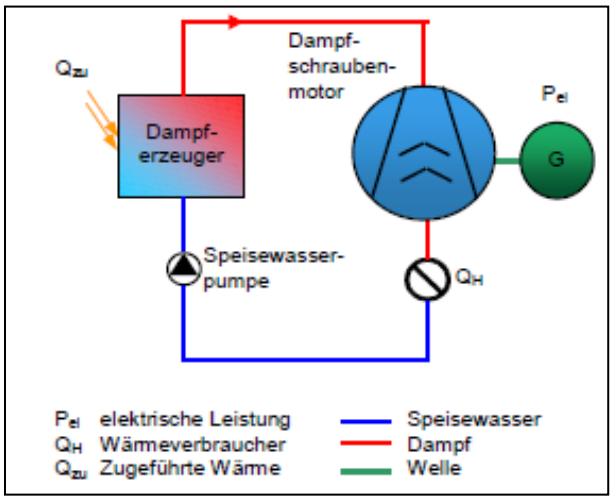
Tabelle 3-10: Vor- und Nachteile des Heißluftturbinenprozesses

Vorteile	Nachteile
• alle Brennstoffe	• teuer
• guter el. Wirkungsgrad durch zusätzliche Dampfeindüsung	• komplexer Aufbau
	• hohe Temperaturspannungen im Wärmetauscher (daher teure Wärmetauscher)
	• Rauchgasreinigung notwendig

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von TU Graz, 2010

3.5.5. Dampfschraubenmotor

Abbildung 3-15: Schematische Darstellung des Dampfschraubenprozesses



Quelle: TU Graz, 2010

Technologie:

Beim Dampfschraubenmotor wird wie beim Dampfkolbenmotor der Dampfdruck als Antrieb des Generators verwendet. Der Dampf aus dem Dampfschraubenmotor wird im Kondensator kondensiert und gibt dort seine thermische Energie ab. Die Speisewasserpumpe bringt das Wasser auf den notwendigen Betriebsdruck und schließt den Kreislauf.

Verwendung:

Der Dampfschraubenmotor eignet sich für eine dezentrale Strom- und Wärmeversorgung für kleine bis mittlere elektrische Leistungen. Der Einsatzbereich liegt zwischen 20 kW und

[13] Vgl. TU Graz, 2010

2 MW elektrisch. Alle Brennstoffe sind grundsätzlich zur Feuerung möglich. Die Regelung dieses Turbinentyps erfolgt durch die Drosselung des Arbeitsdampfstromes. Dadurch sinken der Druck und die abgegebene elektrische Leistung.

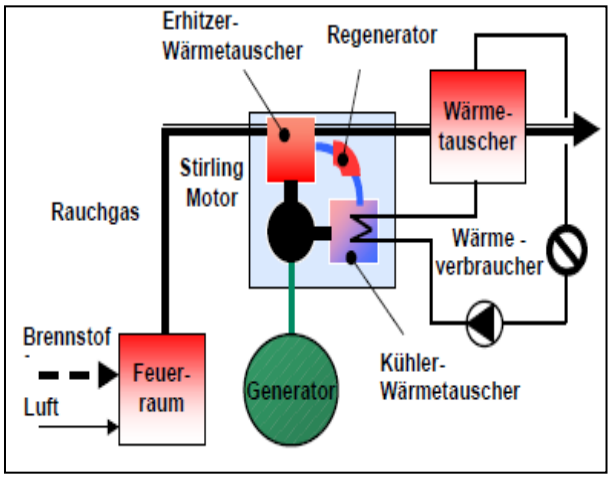
Tabelle 3-11: Vor-und Nachteile des Dampfschraubenmotorprozesses

Vorteile	Nachteile
• alle Brennstoffe	• wenig Betriebserfahrung
• gutes Teillastverhalten	• Dampfdruck ist begrenzt
• Einsatz von Nassdampf	
• geringer Instandhaltungsaufwand	

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von TU Graz, 2010

3.5.6. KWK-Prozess des Stirlingmotors

Abbildung 3-16: Schematische Darstellung des Stirling-Prozesses



Quelle: TU Graz, 2010

Technologie:

Das Rauchgas aus der Verbrennung im Brennraum strömt über die Erhitzer-Wärmetauscherflächen des Stirlingmotors und gibt dort seine thermische Energie ab. Ein Stirlingmotor stellt ein geschlossenes System mit zwei oder mehreren Zylindern dar. Während im Erhitzer-Wärmetauscher Energie zugeführt wird, wird im Kühler Wärmetauscher die Wärme des Kompressionszylinders abgeführt. Auf Grund der Temperaturdifferenz wird der Kolben im Motor nach unten gedrückt und gibt seine mechanische Arbeit an den Generator ab, der diese in elektrische Energie umwandelt. Durch den zusätzlichen Wärmetauscher wird die Restwärme aus dem Prozess zur Wärmebereitstellung genutzt.

Als Arbeitsmedium im Stirlingmotor wird meist Stickstoff, Helium, Luft oder Wasserstoff verwendet. Beim Verschieben des Arbeitsmediums vom Arbeits- zum Kompressionszylinder

wird die Restwärme im Regenerator gespeichert, beim Rücktransport des verdichteten Mediums in den Arbeitszylinder kann diese gespeicherte Wärme wieder genutzt werden.[14]

Verwendung:
Derzeit findet der Stirlingmotor nur für geringe elektrische Leistungen von 10-140 kW seine Anwendung. Die Beheizung des Kessels kann grundsätzlich durch jeden Brennstoff erfolgen. Eine Regelung des Stirlingmotors erfolgt durch die Temperaturdifferenz ΔT zwischen Erhitzer-Wärmetauscher und Kühler-Wärmetauscher.

Tabelle 3-12: Vor- und Nachteile des Stirling-Prozesses

Vorteile	Nachteile
• Wartungsarme Technik	• Abdichtung oft problematisch
• verschleißarm	• schlechtes Teillastverhalten
• geräuscharm	• derzeit relativ geringe Anlagengröße
• bereits am Markt verfügbar	• Erhitzer-Wärmetauscher anfällig auf Grund hoher Temperaturen

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von TU Graz, 2010

3.6. Vergasung von Biomasse

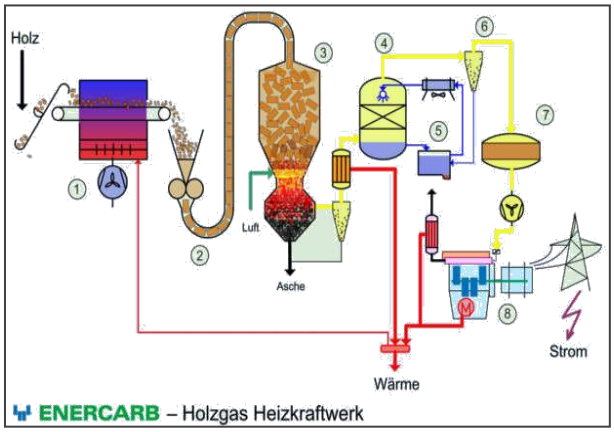
Neben den Technologien, bei denen durch Verbrennen von Biomasse Strom und Wärme produziert wird, gibt es auch noch die Vergasung von Biomasse für KWK-Prozesse. Um BHKW mit festen Brennstoffen anzutreiben, muss zuerst die feste Biomasse in einen flüssigen oder gasförmigen Zustand überführt werden. Dies kann durch folgende Vorgänge erreicht werden:

- **Synthesevergasung**
  - Holzvergasung
  - Kohlevergasung
- **Biogaserzeugung**
  - Vergärungsanlagen
- **Direkt-Verölungsanlagen**
  - Flash-Pyrolyse

[14] Vgl. TU Graz, 2010

3.6.1. Synthesevergasung

Abbildung 3-17: Schematische Darstellung einer Holzvergasungsanlage



Quelle schmitt-enertec.de

Technologie:

Mit Vergasungsanlagen und einem nachgeschalteten Blockheizkraftwerk lässt sich mit dem heutigen Stand der Technik ein elektrischer Gesamtwirkungsgrad von 23-28% erreichen (Vergasungswirkungsgrad 70-78%; Wirkungsgrad BHKW 22-40%).[15] Im Vergleich dazu liefern vergleichbare Anlagen im Leistungsbereich < 10 MW, die mittels ORC oder Dampfprozessen betrieben werden ,einen elektrischen Wirkungsgrad von 9-18%. Als Vergasungsstoff dient Waldholz (Kronenholz), Grünschnitt, Miscanthus oder Ähnliches. Die Holzqualität ist entscheidend für die Gasausbeute. Die relative Feuchte darf nicht mehr als 15-30 % betragen und die Korngröße darf nicht zu fein sein (kein Sägemehl und keine Rinde). Oft müssen mehr als 50% der Abwärme zur Vortrocknung der Biomasse aufgewendet werden.[16] Es dürfen keine metallischen Bestandteile und mineralischen Verschmutzungen in den Hackschnitzeln sein. Auf Grund der Begleitstoffe (Siloxane) des Holzgases muss das Motorenöl im BHKW-Gasmotor alle 500 bis 800 Betriebsstunden gewechselt werden.

Verwendung:

Für kleine Leistungen (bis 1 MW thermische Leistung) werden meist Festbettreaktoren verwendet. Solche Anlagen werden meist mittels Modulbauweise errichtet. Für größere Anlagen wird überwiegend ein Kessel nach dem Wirbelschichtverfahren eingesetzt. Hierbei ist zwischen einem stationären und einem zirkulierenden Ein- oder Zweibett-Wirbelschichtkessel (Anlage in Güssing) zu unterscheiden.

[15] Vgl. G.Schaumann K.W. Schmitz, 2009
[16] Vgl. G.Schaumann K.W. Schmitz, 2009

3.6.2. Biogaserzeugung

Biomasse wird im Fermenter vergärt und das anfallende Biogas in Gasmotoren auf Verbrennungsbasis oder in Mikrogasturbinen mittels eines Generators verstromt. Ein Teil der Abwärme wird zur Beheizung des Fermenters genutzt. Die restliche Abwärme kann in Nah- bzw. Fernwärmenetze eingespeist werden.

3.6.3. Direkt-Verölungsanlagen

Bei diesen Anlagen wird aus Biomasse Pyrolyseöl gewonnen, welches in Stationärmotoren verstromt werden kann. Details dazu sind in Kapitel 5.12 beschrieben.

3.7. Zusammenfassende Darstellung zu KWK-Technologien

In Tabelle 3-13 ist dargestellt, welche Technologien sich für eine nachträgliche Erweiterung bzw. Integration in eine bereits bestehende Biomasse-Nahwärmeanlage eignen. Auf Grund der eher kleineren Leistungsbereiche werden die hier angeführten Anlagen meist in Modulbauweise errichtet. Auf große Anlagen (Dampf, Gas, GuD, etc.) wird in diesem Zusammenhang jedoch nicht näher eingegangen.

Tabelle 3-13: Integrationsmöglichkeiten verschiedener KWK-Technologien

Technologie	Erweiterung	Modulbauweise
ORC	X	X
Stirling-Technologie	X	X
Biomasse-Vergasungsanlage (Fa. Urbas)		X
Heißluftturbinenanlage (Fa Talbott)		X
Biomasse-Verölungsanlage		X

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der jeweiligen Herstellerangaben

Tabelle 3-14 vermittelt schließlich anhand unterschiedlicher Kategorien einen allgemeinen Überblick über die vorherrschenden KWK-Technologien.

Tabelle 3-14: Zusammenfassung der KWK-Technologien[17]

	Dampf-turbinen-prozess	IGCC	Gas-turbinen-prozess	Cheng-Cycle	GuD-Prozess	ORC	Hubkolben-motor	Mikrogas-turbine	Stirling-motor	Brennstoff-zelle	Holz-vergaser
Primärenergie-träger	fossil	Kohle	Erdgas	fossil	Erdgas/Öl	fossil, biogen	fossil, biogen	Erdgas/Öl	fossil, biogen	Wasser-stoff	Wald-hackgut
Verstromungs-grad	42%	k.A.	40%	40%	34-40%	10-20%	27-30%	22-30%	21-28%	35-40%	27%
Stromkenn-ziffer	15-30%	k.A.	72%	57-72%	68-90%	13-30%	39-66%	41-44%	24-33%	63-80%	58%
Gesamt-nutzungsgrad	70-85%	k.A.	85%	70-85%	84%	85%	80-89%	72-89%	63-86%	bis 90%	85%
spez. Invest-Kosten [€/kW_{el}]	1.022	1.124	614	k.A.	562	k.A.	13.500-91.000	850-2.410	24.900	1.278-1.534	3800.-
Betriebskosten fix [€/kW_{el}]	51	54	31	k.A.	28	k.A.	1,7 – 2,0	0,01 – 0,02	k.A.	71,6 - 22	0,03
Betriebskosten var. [€/kW_{el}]	2,6	3,0	1,5	k.A.	1,5	k.A.	3,1 – 3,5	k.A.	1 - 1,5	9,2 – 15,3	k.A.
Freiheitsgrade	2	2	1	1	2	1	1	1	1	1	1
Entwicklungs-stand	Marktreife	Marktreife	Marktreife	Marktreife	Marktreife	Marktreife	Marktreife	Marktreife	Marktreif	Marktreif	Markreife
Leistung [MW]	~0,5-30	ab 30	ab 5	ab 20	ab 20	0,2 - 1,5	0,05 -1	0,03-300	0,01-0,2	bis 0,5	0,15 je Modul

[17] Eigene Darstellung basierend auf Daten des Österreichischen Instituts für Wirtschaftsforschung

3.8. Effizienzsteigerung bestehender und neuer KWK-Anlagen

Durch den Einsatz von den hier angeführten zusätzlichen Anlagenbauteilen ist es unter bestimmten Voraussetzungen möglich, speziell in Zeiten mit vermindertem Wärmebedarf oder in Schwachlastzeiten die Auslastung der KWK-Anlage entscheidend zu verbessern. Eine bessere Auslastung der Anlage bringt einen höheren Ertrag an Wärme- und Stromproduktion und trägt dadurch entscheidend zur Wirtschaftlichkeit bei. Es wäre vor allem bei dezentralen Anlagen möglich, zu Schwachlastzeiten thermische Energie für Heiz- bzw. Kühlbedarf für eine gewisse Zeit zu speichern, um im Bedarfsfall schnell auf diese Reserven zugreifen zu können. Der daraus resultierende Vorteil wäre, dass der Kessel nicht dauernd auf die verschiedenen Lastanforderungen reagieren muss, sondern seine thermische Energie gleichmäßig und dauerhaft abgeben kann. Einem dauernden Takten des Kessels und der daraus entstehenden höheren Belastung der dafür benötigten Bauteile kann entgegengewirkt werden, d.h. die Wartungsanfälligkeit sinkt erheblich. An diese Technologien werden auch in Zukunft einige interessante Aufgaben gestellt werden. Denkbar wäre zum Beispiel eine Einbindung in eine intelligente Netzstruktur (Smart Grid), in der dezentrale KWK-Anlagen mit dem Netzbetreiber vernetzt sind, um verbraucherseitige Schwankungen rasch, intelligent und vor allem effizient auszugleichen. Obgleich diese Smart-Grid-Technologien noch im Entwicklungsstadium sind, könnte dies in Zukunft eine entscheidende Rolle für den vermehrten Einsatz von dezentralen KWK-Anlagen spielen.

3.8.1. Pufferspeicher

In Pufferspeichern (Heißwasserspeicher) wird die thermische Energie der KWK-Anlage zwischengespeichert. In thermischen Schwachlastzeiten kann trotzdem Strom erzeugt und ins elektrische Verbrauchernetz eingespeist werden. Die Ein- und Ausschaltimpulse der Anlagen können auf ein Minimum reduziert werden. Außerdem kann im Bedarfsfall rasch thermische Leistung abgegeben werden, beziehungsweise bei kürzerem Stillstand der Anlage (Wartungsarbeiten, etc.) die Wärmeversorgung aufrechterhalten werden. Pufferspeicher sind in verschiedenen Größen planbar; es ist nur auf eine genaue Auslegung und die geforderten Rahmenbedingungen (Druckgegebenheiten, thermische Belastbarkeit, Größe des Speichers, Sicherheitsmaßnahmen, etc.) zu achten. Generell ist zu sagen, dass je größer ein thermischer Speicher ist, desto wirtschaftlicher kann dieser eingesetzt werden.

3.8.2. Absorptionskältemaschinen

Im Vergleich zur KWK-Technologie ist es ebenfalls möglich eine KWK-Anlage (Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung) einzusetzen. Dies wird durch den Einsatz von Absorptions-Kältemaschinen erreicht. Diese Maschinen erzeugen mit Hilfe thermischer Wärmeenergie Kälte. Auf Grund dessen wird kein mechanischer Kompressor zur Verdichtung des Kältemittels benötigt. Dadurch ist es möglich, bei einem geforderten Kühlbedarf der Abnehmer (z.B. für

Prozesskühlung, Klimatisierung, etc.) die Wärme und die Stromerzeugung aufrecht zu erhalten. Zusätzlich wird der Nutzungsgrad der Anlage gesteigert und schließlich ergibt sich wegen des geringeren Wärme- als Strompreises ein wirtschaftlicher Vorteil. Derzeit sind solche Kältemaschinen für kleinere Leistungen bis 1.000 kW Kälteleistung auf Grund der hohen Mehrkosten in der Investition noch nicht wirtschaftlich.

3.8.3. Adsorptionskältemaschinen

Die Funktionsweise gestaltet sich wie bei den unter Kapitel 3.8.2 beschriebenen Absorptionskältemaschinen, nur dass das Kältemittel an einem Feststoff adsorbiert (Silica-Gel, Zeolith). Derzeit entstehen bei dieser Technologie noch höhere Investitionskosten als bei den Absorptionsanlagen, weshalb diese Anlagen zurzeit ebenfalls nicht wirtschaftlich einsetzbar sind.

4. Einbindung der KWK-Technologie in der LAG Hans-BergLand

4.1. Ziele

Neben der Untersuchung der verschiedenen technologischen Optionen für KWK ist ein weiterer Punkt dieser Studie die Beurteilung der Möglichkeiten zur Implementierung von Kraft-Wärme-Kopplungen in die energetische Infrastruktur der Region HansBergLand. Die Leaderregion HansBergLand besteht aus 11 Gemeinden, wovon 10 Gemeinden dem Bezirk Rohrbach und 1 Gemeinde (Herzogsdorf) dem Bezirk Urfahr-Umgebung angehören. Zur einfacheren Darstellung des Umsetzungskonzeptes wurde die Gemeinde Herzogsdorf dem Bezirk Rohrbach zugeordnet, dabei wurden die energetischen Erträge als auch die demografischen Werte übernommen. Das Ziel dieser Studie soll sein, ein regionales Umsetzungskonzept zu erstellen und Anlagen, bei denen es sinnvoll erscheint, auf mögliche KWK-Auf- bzw. Umrüstungen zu untersuchen. In den 11 Gemeinden werden von verschiedenen Betreibern bereits 9 Biomasse-Nahwärmeanlagen mit thermischen Leistungen im Bereich von 150 kW bis 1.350 kW zur nachhaltigen Wärmeversorgung verwendet.

4.2. Einspeisetarife für Ökostrom aus Biomasse

Laut der österreichischen Stromregulierungsbehörde E-Control gelten die in Tabelle 4-1 angeführten Einspeisetarife für die Stromerzeugung aus fester Biomasse (Waldhackgut bzw. Stroh) bis 2 MW mit einer garantierten Laufzeit von 15 Jahren. Wie eine Einspeisung nach Ende dieser Laufzeit abgegolten wird, ist nicht geregelt. Auf Grund der in der LAG HansBergLand verbauten Anlagengröße (150 kW thermisch bis 1.350 kW thermisch) wurde die Tabelle nur bis zu einer elektrischer Leistung von 2 MW fortgeführt. Für detaillierte Informationen wird auf die Ökostromverordnung 2011[18] verwiesen.

Tabelle 4-1 Einspeisetarife für Strom aus fester Biomasse 2010/2011

Feste Biomasse (Hackgut/Stroh)	< 500 kW	14,89 Cent/kWh
	0,5-1 MW	13,54 Cent/kWh
	1-1,5 MW	13,10 Cent/kWh
	1,5-2 MW	12,97 Cent/kWh

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von E-Control.at, 2011

[18] Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend, mit der Preise für die Abnahme elektrischer Energie aus Ökostromanlagen auf Grund von Verträgen festgesetzt werden, zu deren Abschluss die Ökostromabwicklungsstelle im Jahr 2011 verpflichtet ist (Ökostromverordnung 2011 – ÖSVO 2011), BGBl. II Nr. 25/2011 idgF

4.3. Fördersituation in Österreich

Es gibt seitens der Kommunalkredit Public Consulting (KPC) verschiedene Förderungen für Biomasse- und KWK-Anlagen:

- für Wärmeverteilnetze
- für Biomasse Kraft-Wärme Kopplungen
- für Biomasse Nahwärmeanlagen
- für Biomasse-Einzelanlagen mit
    - einer Leistung bis zu 400 kW thermisch
    - einer Leistung über 400 kW thermisch

Diese Förderungen sind sogenannte de-minimis[19]-Förderungen. Diese werden in Form von Investitionszuschüssen gewährt. Für genauere Förderungsinformationen oder Anfragen ist die Kommunalkredit Public Consulting Österreich zuständig. Nahwärmeanlagen werden nach der Summe der Gesamtinvestition in Nahwärme- und Mikronetze unterteilt, wobei die Grenze für Mikronetze bei Anlagengesamtinvestitionen von 200.000 € liegt.

Tabelle 4-2 gibt einen Überblick über die aktuelle Fördersituation von KWK- und Nahwärmeanlagen in Österreich. Durch die Verwendung von regionalem Waldhackgut und den Einsatz von Rauchgasreinigungsanlagen können die Investitionsförderbeträge um jeweils 5% erhöht werden. Speziell im grenznahen Gebiet zu Tschechien muss besonderes Augenmerk auf den Einsatz von in der Region aufgebrachten Waldhackguts gelegt werden, um die Wertschöpfung in der Region zu halten.

Tabelle 4-2 Förderungsübersicht der Kommunalkredit Public Consulting

Fördersparte	Förderanteil in Prozent
Förderung Wärmeverteilung (Leitungen, Wärmetauscher,...)	25% (+10% max.)*
Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplung (Energiezentrale, Kessel, Dampferzeuger,...)	10% (+10% max.)*
Biomasse-Nahwärme (Heizzentrale, Kessel, Kosten für Umsetzung,...)	25% (+10% max.)*
Biomasse-Mikronetze (Heizzentrale, Kessel, Kosten für Umsetzung,...)	25% (+10% max.)*

** Werte in Klammern bei Einsatz von Rauchgasreinigungsanlagen und Einsatz von regionalem Waldhackgut*

Bei den in Kapitel 5 berechneten Stromgestehungskosten sind auf Grund der besseren Vergleichbarkeit der Anlagen keine Förderungen (Investitionsförderungen) berücksichtigt.

[19] Definition „de-minimis“-Förderung: Sämtliche als „de-minimis“-Förderung gewährten Förderungen zugunsten eines Unternehmens bis zu einem maximalen Ausmaß von 200.000 € innerhalb von drei Steuerjahren.

4.4. Auswertung des Kennzahlen-Monitorings der LAG HansBergLand

Das Kennzahlen-Monitoring dient der Erhebung von Kennzahlen zur kontrollierten Realisierung der Klimaschutzmaßnahmen in der jeweiligen Klima- und Energie-Modellregion. Im Frühjahr 2012 wurde seitens der verantwortlichen Regionalmanager mit der Erhebung der Gemeindedaten und dem Monitoring in den jeweiligen Gemeinden begonnen. Es fand eine quantitative Erfassung der Wirkungen auf die regionale Energieaufbringung und die regionale CO_2-Bilanz statt. Die Datenerhebung erfolgte durch die Erhebung statistischer Daten, durch eigene Umfragen in der Region, durch Schätzungen oder durch die Verwertung bereits bestehender Ergebnisse von Bevölkerungsbefragungen.

Durch dieses Kennzahlen-Monitoring sollen dem Klima- und Energiefonds umfangreiche Daten betreffend die geplanten Maßnahmen und deren Auswirkung auf die Region zur Verfügung gestellt werden. Beim Auswerten der Kennzahlen konnte dank der Unterstützung der Verantwortlichen in der Region auf eine fundierte Datenqualität zurückgegriffen werden. Die Qualität der erhobenen Daten soll eine Maßnahme sein, um die Akzeptanz für die Umsetzungsmaßnahmen in der Leaderregion HansBergLand zu erhöhen und die Nachahmungseffekte zu verstärken. Für den Klima- und Energiefonds stellen diese Kennzahlen ebenfalls einen hohen Mehrwert dar, da sie eine wesentliche Grundlage für die erfolgreiche Weiterentwicklung der Region darstellen und das öffentliche Interesse an den Klima- und Energie-Modellregionen erwecken.

4.5. Energieverbrauch der LAG HansBergLand

4.5.1. Energieverbräuche der Gemeinden

In Tabelle 4-3 sind die Gesamtenergieverbräuche der unter der Verwaltung der jeweiligen Gemeinde stehenden Objekte, Anlagen und Fahrzeuge für die gesamte Leaderregion HansBergLand dargestellt.

Tabelle 4-3 Energieverbräuche im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor der LAG HansBergLand

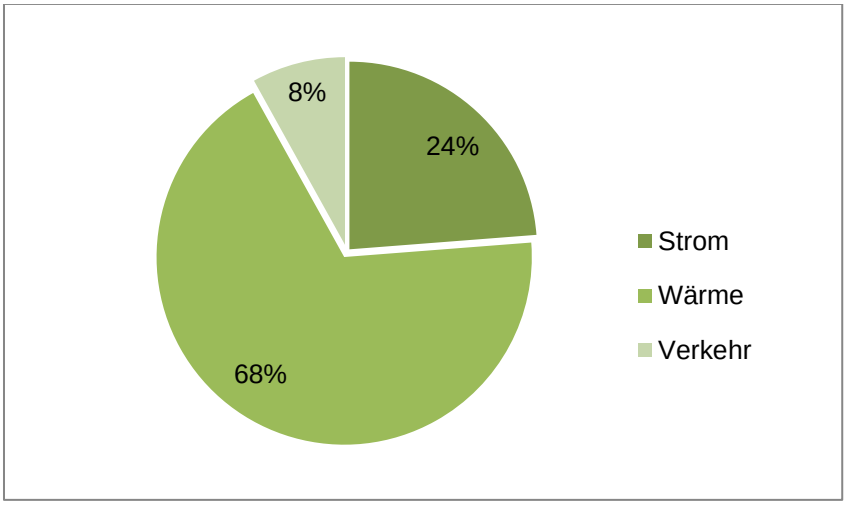
Gesamtenergieverbrauch				
Bezirk	**Gemeinde**	**Strom *[MWh/a]***	**Wärme *[MWh/a]***	**Verkehr *[MWh/a]***
Rohrbach	Ahorn	29	20	39
Rohrbach	Auberg	16	46	41
Rohrbach	Haslach	452	1.561	20
Rohrbach	Helfenberg	147	441	41
Urfahr Umgebung	Herzogsdorf	144	217	k. Angaben
Rohrbach	Niederwaldkirchen	331	649	104
Rohrbach	St. Peter	164	581	91

Rohrbach	St. Johann	60	261	97
Rohrbach	St. Stefan	56	147	9
Rohrbach	St. Ulrich	65	148	k. Angaben
Rohrbach	St. Veit	34	225	66
	Durchschnitt	**136**	**391**	**56**
	Gesamt	**1.498**	**4.296**	**508**

Quelle: Eigene Erstellung basierend auf Daten des Kennzahlenmonitorings

Bei der Auswertung der Daten war auffällig, dass in der Gemeinde Haslach ein immenser Wärmebedarf gegeben ist, der um ein Vielfaches über jenem der anderen Gemeindewerten liegt. Als Hauptverursacher konnte das öffentliche Hallenbad Haslach ausfindig gemacht werden. In Abbildung 4-1 sind die Verteilungen der in Gemeindeverwaltung stehenden Einflussbereiche prozentuell nach Sektoren aufgeteilt. Dabei wird ersichtlich, dass der Wärmebedarf der Gemeinden mit 68% am Gesamtanteil den weitaus größten Bereich darstellt. Beim Mobilitätssektor mit einem gemittelten Anteil von 8% war aufgrund der unterschiedlichen Fuhrparks in den Gemeinden sowie den unterschiedlichen Kraftstoffverbräuchen und Kilometerleistungen die Schwankung am größten. Der Stromverbrauch nimmt schließlich 24% des Gesamtverbrauches ein.

Abbildung 4-1: Darstellung der Energieverteilung in den Leader-Gemeinden



Quelle: Eigene Erstellung basierend auf Daten des Kennzahlenmonitorings

4.5.2. Business-as-usual Szenario

Für eine Abschätzung über realistische Energieverbräuche in der Klima- und Energiemodellregion HansBergLand wurden mehrere Datenquellen herangezogen. Aus dem Entwurf der Energieeffizienzrichtlinie der europäischen Union wurde das Ziel, im Strombereich eine jährliche Einsparung von 1,5% durch Effizienzsteigerungsmaßnahmen zu generieren, angenommen. Aus den vom Institut für Betriebliche und Regionale Umweltwirtschaft der Johannes Kepler Universität Linz im Projekt Mühlviertler

Ressourcenplan (FFG-Projektnummer 821845) erhobenen Daten wurden unterschiedliche Szenarien für eine Potentialabschätzung über die Energieverbräuche im Wärmesektor und im Bereich der Mobilität für das Jahr 2020 abgeleitet, um ebenfalls eine realistische Abschätzung der energetischen Verbräuche in der LAG HansBergLand abgeben zu können. Daher ergeben sich für das Jahr 2020 folgende kumulierte Energieverbräuche der Leaderregion.

Tabelle 4-4: BAU-Energieverbrauchsprognose 2020

Energieverbrauch im Jahr 2020 in MWh/a	
Sektor Strom	1.330
Sektor Wärme	4.296
Sektor Mobilität	5.08

Quelle: eigene Erstellung basierend auf den Daten des Mühlviertler Ressourcenplans und der Energieeffizienzrichtlinie der EU

In Tabelle 4-4 sind die Abschätzungen der Entwicklung der energetischen Verbräuche im Jahr 2020 dargestellt. Da im Bereich Wärme und Mobilität im Business-as-usual-Szenario (BAU) eine Verbrauchsreduktion mit einem gleichzeitigen Anstieg der Anlage bzw. Fahrzeuge einhergeht werden die Werte aus 2012 als konstant angenommen.

4.5.3. Gesamtenergieverbräuche der Klima- und Energiemodellregion HansBergLand

In Tabelle 4-5 sind die Gesamtenergieverbräuche des Mühlviertels und der LAG HansBergLand dargestellt. Die Annahme der Verbrauchzuwächse bzw. Verbrauchs-minderungen sind analog zu jenen, die von den Gemeinden verwaltet werden.

Tabelle 4-5: Gesamtenergieverbräuche des Mühlviertels und der Klima und Energiemodellregion HansBergLand

Energieverbrauch Gesamtes Mühlviertel in MWh/a					
	2012	2015	2017	2020	Änderung in %
Strom	1.434.498	1.371.835	1.331.588	1.273.420	-11%
Wärme	3.228.793	3.228.793	3.228.793	3.228.793	±0%
Mobilität	3.163.048	3.163.048	3.163.048	3.163.048	±0%
Einwohner	268.158	268.158	268.158	268.158	±0%
Gesamt	**7.826.339**	**7.763.676**	**7.723.429**	**7.665.261**	**-2%**

Energieverbrauch LAG HansBergLand in MWh/a					
	2012	2015	2017	2020	Änderung in %
Strom	75.962	72.644	70.513	67.432	-11%
Wärme	170.977	170.977	170.977	170.977	±0%
Mobilität	167.496	167.496	167.496	167.496	±0%
Einwohner	14.200	14.200	14.200	14.200	±0%
Gesamt	**414.435**	**411.117**	**408.985**	**405.905**	**-2%**

Quelle: eigene Erstellung basierend auf den Daten des Mühlviertler Ressourcenplans und der Energieeffizienzrichtlinie der EU

Die in Tabelle 4-5 angegebenen Abschätzungen wurden für den Zeitraum von 2012 bis 2020 angesetzt. Damit diese Ziele realistisch erreichbar sind und ein besserer Fokus auf die angepeilten Ergebnisse möglich wird, wurde diese Periode in kürzere Abschnitte geteilt. Maßnahmen, die zur Erreichung dieser Ziele führen, können neben den Effizienzsteigerungsmaßnahmen auch die Forcierung thermischer Sanierungen, der Einsatz von Carsharing und bewusstseinsbildende Maßnahmen in der Bevölkerung sein.

Zur Einhaltung der Vorgaben im thermischen Bereich könnte der Umstieg von fossilen auf erneuerbare Energieträger forciert werden. Des Weiteren sind Ausbau- bzw. Effizienzsteigerungsmaßnahmen der Biomasse-KWK- Nahwärmeanlagen geplant. Im Mobilitätssektor bieten z.B. der Einsatz von elektrisch betriebenen Kommunalfahrzeugen und der Einsatz von E-Bikes für dienstliche Besorgungen von GemeindemitarbeiterInnen, ein Potential zur Einsparung von fossilen Energieträgern.

4.6. Energieerzeugungsanlagen in der LAG HansBergLand

4.6.1. Klärschlamm

In der Klima- und Energie-Modellregion HansBergLand fällt derzeit kein anaerober Klärschlamm an. Eine Übersicht über die aerobe Verwertung der kommunalen Klärschlammverwertung ist in Tabelle 4-6 dargestellt.

Tabelle 4-6: Übersicht der kommunalen Klärschlammmengen, die 2007 aerob in den Kläranlagen in Rohrbach und in Urfahr-Umgebung verwertet wurden

Bezirk	Gesamt TM in t	Landwirtschaft TM in t	Verbrennung TM in t	Kompost TM in t	Sonstige TM in t
Rohrbach	92,7	237,5	0	149,7	5,5
Urfahr-Umgebung	185	146	0	39	0

Quelle: eigene Darstellung basierend auf Daten des Mühlviertler Ressourcenplans

Umgerechnet aus den Einwohnerdichten der Bezirke ergeben sich für die Klima- und Energie-Modellregion HansBergLand folgende in Tabelle 4-7 dargestellte kommunale Klärschlammmengen.

Tabelle 4-7:Kommunale Klärschlammmengen 2007 in der LAG HansBergland

Bezirk	Gesamt TM in t	Landwirtschaft TM in t	Verbrennung TM in t	Kompost TM in t	sonstige TM in t
RO	19,0	48,6	0	30,6	1,1
UU	5,6	4,4	0	1,2	0
LAG	24,6	53	0	31,8	1,1

Quelle: eigene Darstellung basierend auf Daten des Mühlviertler Ressourcenplanes

4.6.2. Biogasanlagen

Derzeit wird keine Anlage zur energetischen Nutzung von Biogas aus pflanzlichen oder tierischen Reststoffen in der LAG HansBergLand betrieben.

4.6.3. Abfallwirtschaft

Im Bereich der Abfallwirtschaft stehen Daten nur auf Bezirksebene zur Verfügung, daher wurden die in Tabelle 4-8 angeführten Werte nach Einwohneranzahl in der Leaderregion HansBergLand aufgeteilt. Derzeit wird der Abfall nicht in Biogasanlagen der Region energetisch genutzt, sondern in den Müllverbrennungsanlagen der Umgebung Linz und Wels thermisch verwertet.

Tabelle 4-8: Müll-Abfallmengen von 2008 gesamt bzw. energetisch verwertbar

Gesamtabfälle aus Haushalten – Bezirkssammelmengen OÖ, 2008					
Bezirk	Hausabfälle t	Sperrige Abfälle in t	Problemstoffe	weitere Abfälle	Summe
RO	845,8	308,0	39,9	10,2	1204,0
UU	239,7	44,3	7,0	2,0	293,0
LAG	1085,5	352,3	46,9	12,2	1497

Bezirk	Altstoffe	davon Verpackungen	Biogene Abfälle		Summe
RO	2230,5	697,4	938,2	0,0	3168,7
UU	450,5	157,5	186,8	0,0	637,3
LAG	2681,0	854,9	1125,0	0,0	3806,0

Altholz Bezirkssammelmengen OÖ, 2008 in t					
Bezirk	aus ASZ	Sonstige Sammlung			Summe
RO	354,9	13,5			368,4
UU	59,5	1,4			60,9
LAG	414,4	14,9			429,3

Speisefette/öle Bezirkssammelmengen OÖ, 2008 in t					
Bezirk	Gesamtmenge Speiseöle/-fette aus ASZ	aus Haushalten	aus Betrieben		Summe
RO	10,6	5,7	4,9		10,6
UU	1,6	0,9	0,7		1,6
LAG	12,2	6,6	5,6		12,2

Quelle: Amt der oö. Landesregierung, Direktion Umwelt- und Wasserwirtschaft

Da analog zu den Biogasanlagen keine weitere energetische Nutzung in der Region erfolgt, stellt dies eventuell ein zukünftiges Potential zum Erhalt der regionalen Wertschöpfung dar.

4.6.4. Photovoltaik-Anlagen zur Stromerzeugung in der Region HansBergLand

In Tabelle 4-9 sind die PV-Anlagen der LAG Region HansBergLand angeführt. Da für die Region keine spezifizierten Daten vorliegen bzw. bis auf die Gemeinde Herzogsdorf noch keine andere Gemeinde zum Stand der Erhebungen ein Photovoltaikanlage in Betreib hatte, wurden an Hand der Plattform „Solarbundesliga der österreichischen Kommunen“ die jeweiligen jährlichen Erträge je Gemeinde erhoben. Der jährliche Ertrag berechnet sich aus den Anlagendimensionierungen und den geschätzten jährlichen Erträgen von ca. 1.000 kWh/a.

Tabelle 4-9: Öffentliche PV-Anlagen in der Klima- und Energie-Modellregion

Stromerzeugung in der LAG HansBergLand in MWh/a		
	Produktion je Gemeinde [MWh/a]	**Produktion je Einwohner [kWh/a]**
Ahorn	keine Daten	keine Daten
Auberg	37	69
Haslach	56	22
Helfenberg	2	2
Herzogsdorf	35	14
Niederwaldkirchen	34	20
St. Peter	15	48
St. Johann	18	18
St. Stefan	2	2
St. Ulrich	10	17
St. Veit	19	16
Summe	**324**	18
oö Durchschnitt		14

Quelle: Eigene Erstellung basierend auf Daten von http://www.solarbundesliga.at/

4.6.5. Solarthermie

Bei der Ermittlung der solaren Erträge in der Leaderregion HansBergLand wurde auf den durchschnittlichen oberösterreichischen Wert von 0,7 m² solarthermischer Fläche je Einwohner zurückgegriffen, da ebenfalls keine validierten Daten seitens der Gemeinden erhoben werden konnten. In Tabelle 4-10 sind die erzeugten Energiemengen dargestellt.

Tabelle 4-10: Thermisch erzeugte Energiemenge in der LAG HansBergLand

Thermische Solaranlagen	Erzeugung [MWh/a]
Ahorn	118
Auberg	128
Haslach	607
Helfenberg	232
Herzogsdorf	598
Niederwaldkirchen	429
St. Peter	419
St. Johann	243
St. Stefan	202
St. Ulrich	144
St. Veit	275
Summe LAG	**3.394**

4.6.6. Von den Gemeinden betriebene Anlagen zur Wärmeerzeugung

Da aus den Ergebnissen des Kennzahlen-Monitorings nicht hervorgeht, wie viele bzw. ob Anlagen von den Gemeinden betrieben werden, wurden die Anlagen aus anderen Klima- und Energie-Modellregionen gemittelt und auf die Bevölkerung der LAG aufgeteilt. Hieraus ergeben sich die Werte wie in Tabelle 4-11 dargestellt.

Tabelle 4-11: Öffentliche Wärmeerzeugung in MWh/a

Öffentliche Wärmeerzeugung in MWh/a								
	Biomasse-Kessel	Wärme-pumpen	thermische Solaranlage	Biomasse-KWK	Geothermie	Abwärme-nutzung	Wärme aus anderen EE	Summe
Ahorn	7,8	1,0	1,6	0,0	0,0	0,4	0,0	10,6
Auberg	8,4	1,1	1,7	0,0	0,0	0,4	0,0	11,6

Haslach	40,0	5,0	8,1	0,0	0,0	1,9	0,0	54,9
Helfenberg	15,2	1,9	3,1	0,0	0,0	0,7	0,0	20,9
Herzogsdorf	39,4	4,9	8,0	0,0	0,0	1,8	0,0	54,1
Niederwaldkirchen	28,2	3,5	5,7	0,0	0,0	1,3	0,0	38,7
St. Peter	27,6	3,4	5,6	0,0	0,0	1,3	0,0	37,9
St. Johann	16,0	2,0	3,2	0,0	0,0	0,7	0,0	22,0
St. Stefan	13,3	1,7	2,7	0,0	0,0	0,6	0,0	18,2
St. Ulrich	9,5	1,2	1,9	0,0	0,0	0,4	0,0	13,0
St. Veit	18,1	2,3	3,7	0,0	0,0	0,8	0,0	24,8
Durchschnitt	22,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	30,0
Summe	**312,2**	**38,9**	**63,2**	**0,0**	**0,0**	**14,6**	**0,0**	**429**

Quelle: Eigene Erstellung basierend auf Daten des Kennzahlenmonitorings der LAG HansBergLand

Eine weitaus wichtigere Rolle in der thermischen Energieversorgung spielen die von meist bäuerlichen Genossenschaften betriebenen Biomasse-Nahwärmeanlagen in der Region, auf welche nun in Kapitel 4.7 detailliert eingegangen wird.

4.7. Anlagenleistung und Wärmeerzeugung LAG-HansBergLand

Die gesamte installierte Anlagenleistung, die Wärmemenge und der Hackgutverbrauch der Biomasse-Nahwärmeanlagen in der Leaderregion HansBergLand sind basierend auf Daten des Jahres 2008 in Tabelle 4-12 im Vergleich zum Bezirk Rohrbach und dem restlichen Mühlviertel dargestellt.

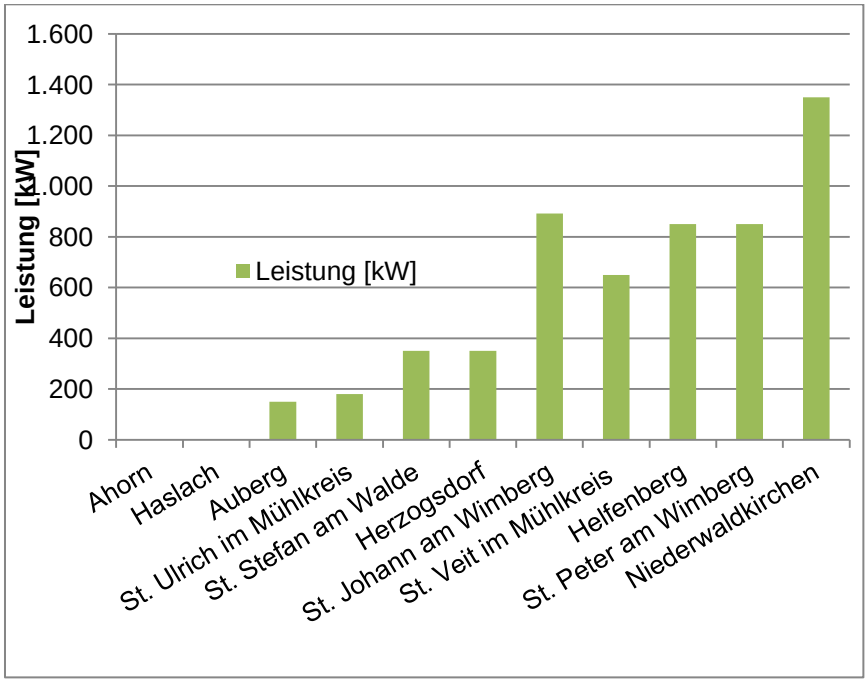
Tabelle 4-12: Kumulierte Leistung, Wärmemenge und Hackgutverbrauch in der LAG HansBergLand

Region	Leistung [kW]	Gesamte Wärme-[kWh/a]	Hackgut [SRM]
LAG Hans-Berg-Land	5.602	9.094.176	16.116
Gesamt Rohrbach	17.848	32.126.400	53.544
Gesamtes Mühlviertel	73.257	131.912.600	219.854

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten des Mühlviertler Ressourcenplans, Institut für Betriebliche und Regionale Umweltwirtschaft, 2010

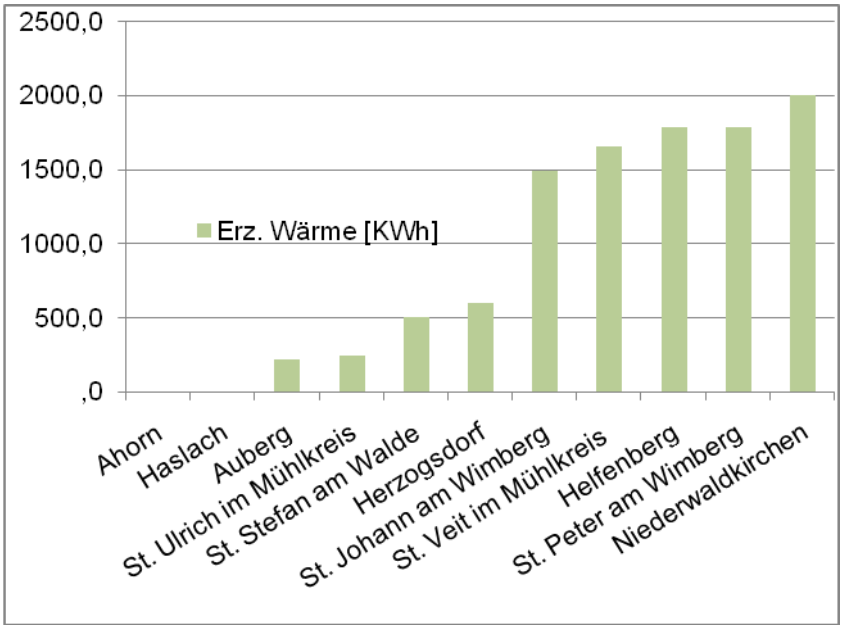
In Abbildung 4-2 und Abbildung 4-3 sind die Leistungen der jeweiligen Biomasse-Nahwärmeanlagen und deren jährliche Wärmeproduktion dargestellt. Die Gemeinden Ahorn und Haslach sind jene Kommunen, welche keine Nahwärmeanlagen in Betrieb haben. Auf Grund der besseren Übersicht wurden diese Gemeinden trotzdem in den folgenden Diagrammen angeführt.

Abbildung 4-2: Leistungen der Nahwärmeanlagen in der LAG HansBergLand



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten des Mühlviertler Ressourcenplans, Institut für Betriebliche und Regionale Umweltwirtschaft, 2010

Abbildung 4-3: Erzeugte Wärmemenge LAG HansBergLand

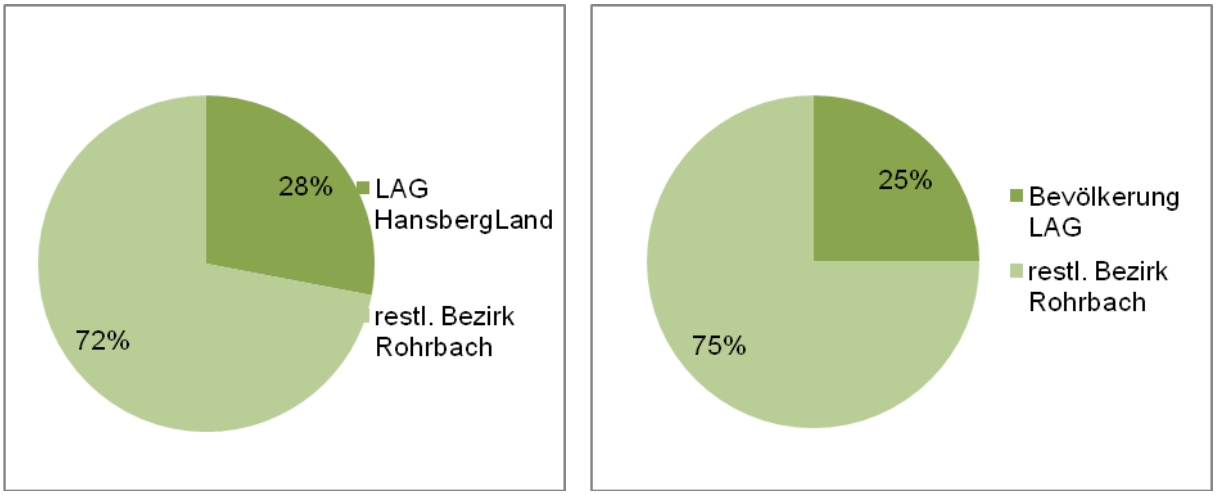


Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten des Mühlviertler Ressourcenplans, Institut für Betriebliche und Regionale Umweltwirtschaft, 2010

4.8. Vergleich von Bevölkerungsverteilung zu erzeugter Wärme

Derzeit leben in der LAG HansBergLand ca. 14.220 Personen. Im Verhältnis zum Bezirk Rohrbach mit 57.073 Personen ergibt das einen Bevölkerungsanteil von 25%. Im Vergleich dazu erzeugt die Leaderregion HansBergLand ca. 9 GWh an Wärme und stellt damit 28% der im gesamten Bezirk gelieferten Nahwärme zur Verfügung.

Abbildung 4-4 Vergleich Bevölkerung/Wärmeproduktion (LAG HansBergLand/Bezirk Rohrbach)

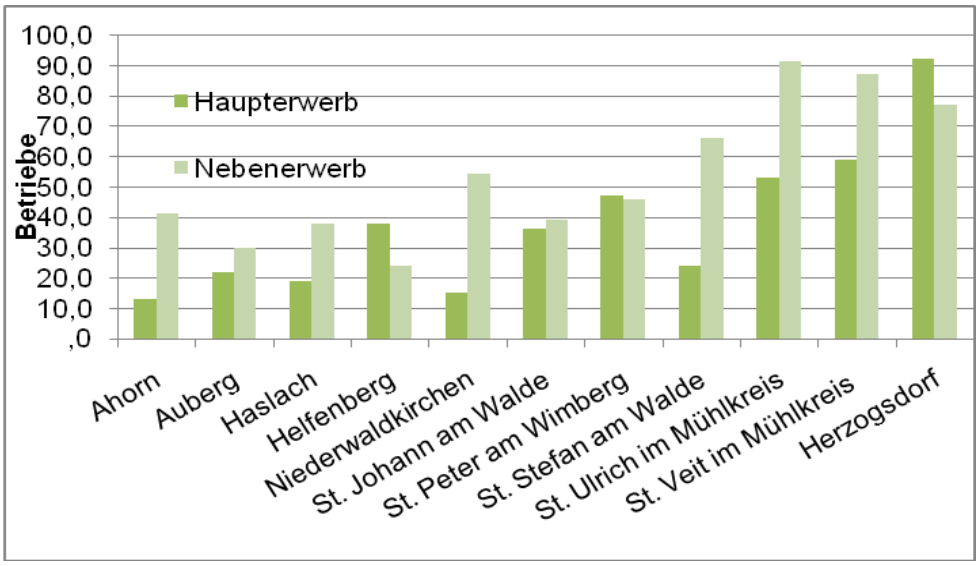


Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten des Mühlviertler Ressourcenplans, Institut für Betriebliche und Regionale Umweltwirtschaft, 2010

4.9. Landwirtschaftliche Struktur der LAG HansBergLand

Die Region HansBergLand besteht aus den Gemeinden Ahorn, Auberg, Haslach, Helfenberg, Herzogsdorf, Niederwaldkirchen, St. Johann am Wimberg, St, Peter am Wimberg, St. Stefan am Walde, St. Ulrich im Mühlkreis und St. Veit im Mühlkreis. In der Region gibt es insgesamt 1.025 landwirtschaftliche Betriebe, wovon ca. 40% Haupterwerbsbetriebe sind. Wie in Abbildung 4-5 dargestellt, ist in fast allen Gemeinden der Anteil der Nebenerwerbslandwirtschaften höher als der der Haupterwerbslandwirtschaften.

Abbildung 4-5 Haupt- und Nebenerwerbslandwirtschaften



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten des Mühlviertler Ressourcenplans, Institut für Betriebliche und Regionale Umweltwirtschaft, 2010

Generell ist anzumerken, dass die Anzahl der bäuerlichen Betriebe im Vergleichszeitraum von 1991 bis 1999 im Bezirk Rohrbach um 24 % (von 4.834 auf 3.678 landwirtschaftliche Betriebe) abgenommen hat. Auch in den Gemeinden der Leaderregion HansBergLand setzt sich dieser Trend fort.

Für das Umsetzungskonzept sind die landwirtschaftlichen Strukturen aus Gründen der Verfügbarkeit von Biomasse besonders wichtig. Auch bei einem Ausbau bzw. einer Neuerrichtung von Nahwärmeanlagen ist die regionale Verfügbarkeit von größtem Interesse, um die regionale Wertschöpfung zu stärken und die Ressourcen in der Region ökonomisch und ökologisch zu nutzen.

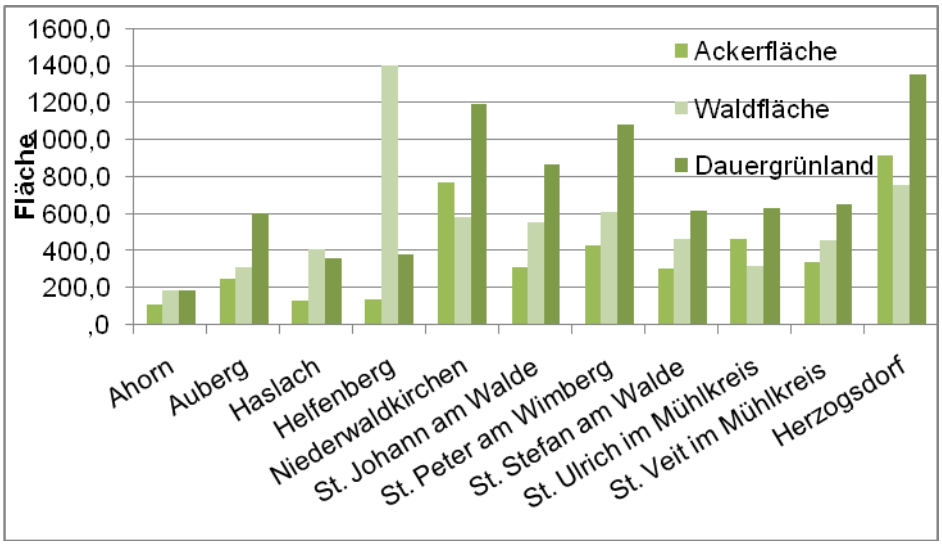
4.10. Waldflächen und Biomassepotentiale in der Klima- und Energie-Modellregion HansBergLand

In Abbildung 4-6 ist die Aufteilung der landwirtschaftlichen Flächen der Leaderregion HansBergLand in Acker- und Waldfläche sowie Dauergrünland je nach Gemeinde dargestellt. Es ist ersichtlich, dass der Dauergrünlandanteil in der Region stark unterschiedlich (23-73%) ist. Gemittelt für die LAG ergibt sich ein Waldanteil von 35 %. (6.049 ha in der LAG Region). Dieser Wert liegt um 4%-Punkte unter dem durchschnittlichen Waldanteil des Bezirkes Rohrbach und des Mühlviertels (Waldanteil jeweils 39%)[20]. Der Waldanteil im Vergleichszeitraum von 1990 bis 1999 ist im Bezirk Rohrbach auf relativ

[20] Vgl. Institut für Energie und Umwelt, 2010

konstantem Niveau, im Jahr 1990 betrug die Waldfläche 27.557 ha, im Jahr 1999 war diese Fläche 27.257 ha groß. Dies entspricht einem Rückgang von weniger als 1 %.

Abbildung 4-6: Aufteilung von Acker- und Waldfläche sowie Grünland in der LAG HansBergLand



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten des Mühlviertler Ressourcenplans, Institut für Betriebliche und Regionale Umweltwirtschaft, 2010

Eine gültige Faustformel, die in der Praxis angewendet wird, gibt als gute Berechnungsgrundlage ein Potential von 6 Schüttraummeter (SRM) Hackgut je Hektar Waldfläche an, welches neben der normalen Nutzung noch anfällt und für eine energetische Nutzung verwendet werden kann. Umgelegt auf die Klima- und Energie-Modellregion HansBergLand ergibt dies multipliziert mit der Waldfläche von 6.049 ha einen Hackschnitzelertrag von ca. 36.294 Schüttraummeter. Dies ist in etwa die doppelte Menge (*16.166 SRM)* des in den Nahwärmeanlagen aktuell verbrauchten Hackgutes in der LAG Region (Tabelle 4.7). Diese Werte zeigen auf, dass in der Leaderregion HansBergLand ein großes Potential an regionaler Biomasse vorliegt, welches zur Wärme- und Strombereitstellung genutzt werden kann. Von den in der Leaderregion HansBergLand eingesetzten Biomasse-Nahwärmeanlagen verfügen bislang noch keine Anlagen über eine Kraft-Wärme-Kopplung. Mit dieser Technologie kann neben der bereitgestellten Wärme auch Strom zur Deckung des Eigenverbrauches der Anlagen samt ihrer Komponenten erzeugt und der selbst nicht benötigte Stromanteil ins elektrische Versorgungsnetz eingespeist werden. Wichtig hierfür ist allerdings, die geeigneten Anlagentypen einzusetzen.

4.11. Biomasseaufbringung in Österreich

Der Waldzuwachs in Österreich beträgt im Zeitraum 1961 bis 2007 laut der österreichischen Waldinventur bei Nadelhölzern 3% und bei Laubhölzern 8%. Derzeit hat Österreich einen

Waldanteil von ca. 47,6%.[21] Den meisten Zuwachs weisen Regionen in einer Seehöhe von 1.800m auf, einerseits aufgrund der Auswirkungen des Klimawandels, andererseits wegen eines starken Rückgangs der Almbewirtschaftung.

Dem gegenüber steht eine massiv gestiegene Nutzung bei Betrieben und den Bundesforsten auf Grund des attraktiven Holzpreis und der vermehrten energetischen Nutzung des Energieträgers Holz. Auch große Sturmschäden wie z.B. durch die Wirbelstürme Emma und Kyrill fließen in diese Berechnung mit ein.

Der Bruttoinlandsholzabfallverbrauch von Österreich ist im Zeitraum 2005 bis 2009 von 44 auf 66 PJ angestiegen. Im Verbrauchsjahr 2010 ist der Energieertrag aus Waldhackgut erneut auf 74 PJ angestiegen.[22] Dies ergibt einen Zuwachs von ca. 68% im Zeitraum von 2005 bis 2011. Diese 74 PJ an energetischer Verwertung von Holzabfall entsprechen mehr als der Menge, welche in den Haushalten als Brenn- bzw. Scheitholz zur Raumwärme- und Warmwasserbereitung verwendet wird.[23]

Aus dem Energieflussdiagramm der Holzströme in Österreich für das Jahr 2005 geht hervor, dass ca. 2,4 Millionen Festmeter von den ca. 39 Millionen Festmetern als Waldhackgut deklariert und verwendet werden. Dies entspricht einem Anteil von ca. 16% am Gesamtanteil. Aus der Bilanz geht ebenfalls hervor, dass im Jahr 2005 ca. 26% am gesamten Holzaufkommen importiert wurden. Rückgerechnet aus dem Energiegehalt eines SRM Hackgut ergibt sich für das Jahr 2005 ein Hackschnitzelverbrauch von 6.000.000 SRM für ganz Österreich. Wird mit einem durchschnittlichen Energieinhalt von 800 kWh/SRM rückgerechnet, ergibt sich ein Energieaufkommen an Waldhackgut von ca. 17 PJ. Dies entspricht einem Anteil von ca. 38% am gesamten Bruttoinlandsverbrauch 2005. Dies zeigt, dass Biomasse auf Basis von Waldhackgut als Energiequelle in Österreich einen großen Stellenwert besitzt.

4.12. Preisanstieg von Biomasse-Hackschnitzeln

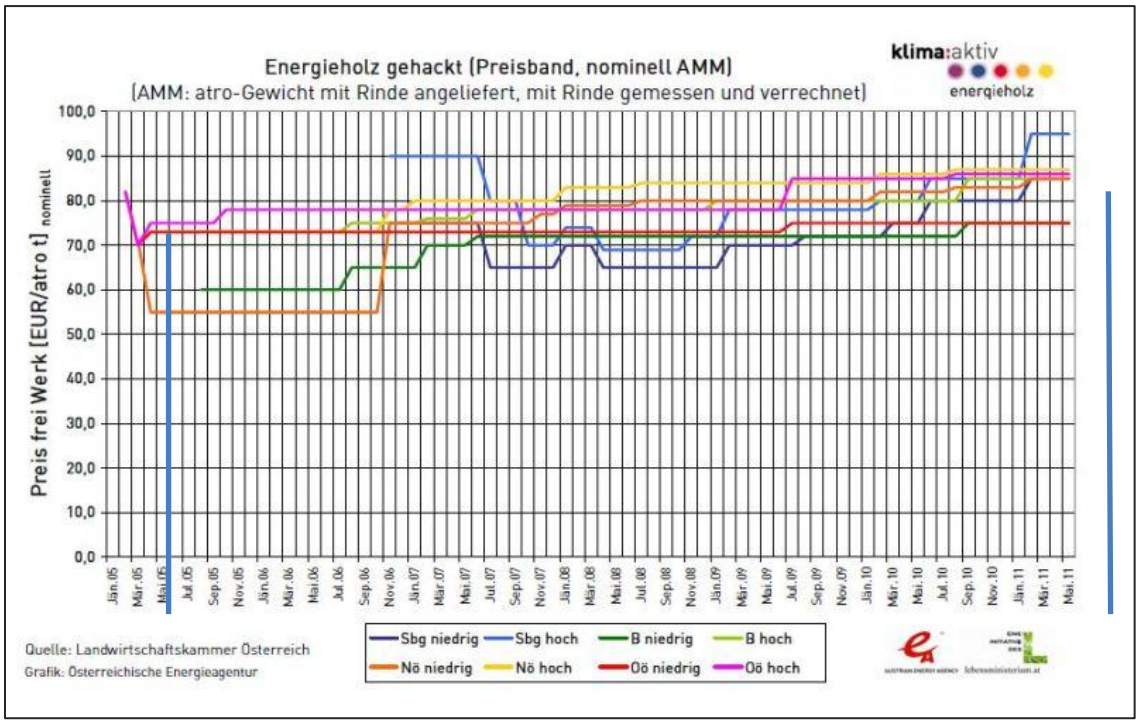
Wie in Kapitel 4.11 bereits angeführt, ist der Bruttoinlandsholzverbrauch seit 2005 stark angestiegen. Daraus folgten eine Verknappung der Biomasse und eine Preiserhöhung am österreichischen Hackschnitzelmarkt. Aus Abbildung 4-7 kann abgelesen werden, dass bei gehacktem Energieholz eine Preissteigerung von ca. 15% im Zeitraum von 2005 bis 2011 stattgefunden hat.

[21] Vgl. Klima-Aktiv Waldinventur 2007/09, 2011

[22] Vgl. BMVIT, Innovative Energietechnologien in Österreich Marktentwicklung 2010

[23] Vgl. Klima-Aktiv Waldinventur 2007/09, 2011

Abbildung 4-7: Preisverlauf Energieholz gehackt von 2005-2011



Quelle: Darstellung von Energieagentur Österreich basierend auf Daten der Landwirtschaftskammer Österreich

Während im Mai 2005 eine Tonne Hackgut in Oberösterreich im Durchschnitt mit ca.74 € gehandelt wurde, lag der Preis einer Tonne Hackschnitzel im Jahr 2010/11 bei ca. 85 €. Es wird somit für die Betreiber von neu errichteten Biomasse-Nahwärmeanlagen ohne einer Eigenversorgung mit Waldhackgut immer schwieriger, unter rentablen Bedingungen an Biomasse zu kommen.[24]

4.13. KWK-Einbindung und Anlagenauswahl

Im Folgenden werden die bereits eingesetzten Nahwärmeanlagen der LAG-Region HansBergLand einzeln aufgeführt und kurz beschrieben. Alle dafür erhobenen Daten wurden aus dem im Zuge dieses Umsetzungskonzepts erstelltem Fragebogen, (siehe Anhang B) entnommen. Wie aus Tabelle 4-12 ersichtlich ist, erzeugen die Biomasse-Nahwärmeanlagen in der Leaderregion HansBergLand ca. 9.100 MWh thermische Energie pro Jahr.

Diese Wärmeleistung teilt sich auf insgesamt 9 Anlagen auf, die alle in einem ausgelegten Leistungsbereich von 130 bis 1.350 kW thermisch liegen. In Tabelle 4-13 werden die technischen Daten der einzelnen Nahwärmeanlagen dargestellt. Diese Werte wurden mit Hilfe des ausgesendeten Fragebogens erhoben. Da nicht alle Daten von den Anlagen bekannt sind, wurde bei fehlenden Werten – wenn möglich – durch Rückrechnen aus der

[24] Vgl. Klima-Aktiv Waldinventur 2007/09, 2011

Brennstoffmenge (die thermische Leistung von einem SRM Hackgut wurde durchschnittlich mit ca. 700 kWh angenommen) und Einrechnen eines durchschnittlichen Wirkungsgrades der Anlagen von 85 % die erzeugte Wärmemenge ungefähr angepasst. Die rückgerechneten Werte sind in Tabelle 4-13 grün dargestellt und wurden wie folgt ermittelt:

$$Erz.Wärme * \frac{700kWh}{SRM} * \eta_{thermisch}$$

Tabelle 4-13: Biomasse-Nahwärmeanlagen in der LAG HansBergLand

Gemeinde	Leistung [kW]	Erz. Wärme [KWh]	Hackgut [SRM]
Auberg	130	220.000	400
Helfenberg	850	1.785.000	3.000
Niederwaldkirchen	1.350	2.000.000	2.500
St. Johann am Wimberg	892	1.490.000	2.500
St. Peter am Wimberg	850	1.785.000	3.000
St. Stefan am Walde	350	500.000	850
St. Ulrich im Mühlkreis	180	238.000	400
St. Veit im Mühlkreis	650	1.650.000	2.700
Herzogsdorf	350	600.000	1.000
LAG HansBergLand	5.602	10.268.000	16.350
Gesamt Rohrbach	17.848	32.126.400	53.544

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten des eigenen Fragebogens und des Mühlviertler Ressourcenplans, Institut für Betriebliche und Regionale Umweltwirtschaft, 2010

4.14. Brennstoffmehraufwand bei der KWK-Einbindung

Der Brennstoffmehraufwand ist die Differenz an Brennstoff, die bei einer gekoppelten KWK-Anlage als Mehraufwand verwendet werden muss, um die gleiche Wärme- oder Strommenge wie bei einer getrennten Erzeugung aus der Primärenergie des Brennstoffes umwandeln zu können. Dieser Mehraufwand kann berechnet werden, wenn die Wirkungsgrade der Wärme- und Stromprozesse der gekoppelten sowie der ungekoppelten Anlage bekannt sind. Eine Rückrechnung aus dem verbrauchten Brennstoff ist ebenfalls möglich. Wichtig ist diese Berechnung für Förderungen und Investitionszuschüsse. Für genauere Informationen wird auf das KWK-Gesetz (BGBL I 111/2008 idgF.) verwiesen.

Basierend auf den thermischen Wärmeerträgen der Anlagen in der Klima- und Energie-Modellregion HansBergLand wurde der Brennstoffmehraufwand der Anlagen getrennt nach den verschiedenen Technologien berechnet. Es wurde angenommen, dass ein SRM Hackschnitzel den Energieinhalt von 700 kWh birgt. Dies ist ein in der Praxis verwendeter Wert, welcher je nach Biomassequalität, Art und Feuchtegehalt differiert. Bei der Berechnung

wurde der jährliche Hackschnitzelverbrauch der Nahwärmeanlagen unter Berücksichtigung der jeweiligen Wirkungsgrade kalkuliert und der Mehraufwand dargestellt. Der Brennstoffmehraufwand in Tonnen pro Jahr berechnet sich anhand folgender Formel:

$$\text{Brennstoffmehraufwand} = \frac{\text{Wärmemenge}}{\eta_{\text{thermisch}} * 700} - \text{Brennstoffaufwand}_{\text{ungekoppelt}}$$

Aus den Brennstoffmehrverbräuchen kann durch Multiplikation mit dem Preis je SRM auf die finanziellen Mehrbelastungen durch den gesteigerten Verbrauch an Brennstoff geschlossen werden. Durch Einrechnen der Betriebsstunden (Annahme: Betriebsstunden=Vollaststunden) kann der Mehraufwand in € je Betriebsstunde errechnet werden. Zu beachten ist allerdings, dass nicht bei allen Anlagen jede Technologie eingesetzt werden kann und daher die in Tabelle 4-14 bis Tabelle 4-17 dargestellten Brennstoff-Mehraufwendungen nur grobe Richtwerte darstellen sollen. Der jährliche Brennstoffmehraufwand ist anlagen- und technologiespezifisch dargestellt bzw. können die zusätzlichen Brennstoffkosten pro Jahr und Stunde ebenfalls abgelesen werden.

Tabelle 4-14 : Gegenüberstellung des Brennstoffmehraufwandes in SRM bei Ist-Auslastung nach Technologien/Anlagen gegliedert

Brennstoffmehraufwand [SRM/a]	Auberg	Helfenberg	Nieder-waldkirchen	St. Johann am W.	St. Peter am Wimbg.	St. Stefan am Walde	St. Ulrich im Mkr.	St. Veit im Mkr.	Herzogs-dorf
Jahres-Volllaststunden	6.000	3.500	8.760	6.000	1.000	1.655	6.500	2.000	6.000
KWK-Anlage STIRLING	36	537	1.463	452	537	151	72	569	189
KWK-Anlage TALBOTT	161	1554	2.602	1.301	1554	438	207	1.509	531
KWK-Anlage URBAS	142	1.397	2.426	1.170	1.397	394	186	1.364	478
ORC-KWK-Anlage	19	400	1310	338	400	112	53	443	143

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten des Fragebogens zur Erhebung der Biomasse-Nahwärmeanlagen

Tabelle 4-15: Kosten des Brennstoffmehraufwandes bei jährlicher Ist-Auslastung nach Technologien/Anlagen gegliedert

Brennstoffmehraufwand [€/Jahr]	Auberg	Helfenberg	Nieder-waldkirchen	St. Johann am W.	St. Peter am Wimbg.	St. Stefan am Walde	St. Ulrich im Mkr.	St. Veit im Mkr.	Herzogs-dorf
Jahres-Volllaststunden	6.000	3.500	8.760	6.000	1.000	1.655	6.500	2.000	6.000
Brennstoffmehraufwand STIRLING-KWK	1.257	18.786	51.196	15.829	18.786	5.271	2.505	19.924	6.609
Brennstoffmehraufwand TALBOTT-KWK	5.643	5..4375	91.071	45.536	54.375	15.339	7.250	52.821	18.571
Brennstoffmehraufwand URBAS-KWK	4.966	48.879	84.914	40.948	48.879	13.784	6.517	47.741	16.724
Brennstoffmehraufwand ORC-KWK	667	14.000	45.833	11.833	14.000	3.917	1.867	15.500	5.000

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten des Fragebogens zur Erhebung der Biomasse-Nahwärmeanlagen

Tabelle 4-16: Kosten des Brennstoffmehraufwandes pro Stunde bei Ist-Auslastung nach Technologien/Anlagen gegliedert

Brennstoffmehraufwand [€/h]	Auberg	Helfenberg	Nieder-waldkirchen	St. Johann am W.	St. Peter am Wimbg.	St. Stefan am Walde	St. Ulrich im Mkr.	St. Veit im Mkr.	Herzogs-dorf
Jahres-Volllaststunden	6.000	3.500	8.760	6.000	1.000	1.655	6.500	2.000	6.000
Brennstoffmehraufwand STIRLING-KWK	0,21	5,37	5,84	2,64	18,79	3,18	0,39	9,96	1,10
Brennstoffmehraufwand TALBOTT-KWK	0,94	15,54	10,40	7,5	54,38	9,27	1,12	26,41	3,10
Brennstoffmehraufwand -URBAS-KWK	0,83	13,97	9,69	6,82	48,88	8,33	1,00	23,87	2,79
Brennstoffmehraufwand ORC-KWK	0,11	4,00 €/h	5,23	1,97	14,00	2,37	0,29	7,75	0,83

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten des Fragebogens zur Erhebung der Biomasse-Nahwärmeanlagen

Tabelle 4-17: Erzeugte Strommenge pro Jahr und KWK-Technologie bei jährlicher Ist- Auslastung nach Technologien/Anlagen gegliedert

Erzeugte Strommenge [MWh/a]	Auberg	Helfenberg	Nieder-waldkirchen	St. Johann am W.	St. Peter am Wimbg.	St. Stefan am Walde	St. Ulrich im Mkr.	St. Veit im Mkr.	Herzogs-dorf
Jahres-Volllaststunden	6.000	3.500	8.760	6.000	1.000	1.655	6.500	2.000	6.000
Σ STIRLING-KWK	210	122,5	306,3	210	35	57,9	227,5	420	210
Σ TALBOTT-KWK	150	87,5	219	150	25	41,38	162,5	300	150
Σ URBAS KWK	900	525	1.314	900	150	248,3	975	1800	900
Σ ORC-KWK	1.518	885,5	2.216,3	1.518	253	418,7	1.644,5	3.036	1.518

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten des Fragebogens zur Erhebung der Biomasse Nahwärmeanlagen

5. Biomasse-Nahwärmeanlagen in der LAG HansBergLand

Im folgenden Teil wird zuerst auf die einzelnen Anlagen der LAG HansBergLand näher eingegangen. In der Potentialanalyse werden die Anlagen auf eine Erweiterung mit KWK-Anlagen überprüft und für die jeweilige Anlage eine oder mehrere Technologien zur KWK-Einbindung überprüft und eine Berechnung hinsichtlich der Stromgestehungskosten durchgeführt.

Da bei einigen Anlagen entweder nur im Bereich des Heizhauses Erweiterungsmaßnahmen durchgeführt werden, während bei anderen eventuell das Fernwärmenetz erweitert wird, ist bei der Investitionsrechnung nur die KWK-Anlage an sich in die Berechnung mit eingeflossen.

5.1. Nahwärmeanlage Gemeinde Auberg

5.1.1. Anlagendetails

In Tabelle 5-1 sind die technischen Daten der Nahwärmeanlage Auberg angeführt. Die Anlage wurde 2003 in Betrieb genommen und wird das ganze Jahr über zur Wärmedeckung verwendet. Mit einer Leistung von 150 kW und einem Wärmenetz von 300 m gehört diese Anlage zu den kleineren Nahwärmeanlagen der LAG HansBergLand. Der Anlagenbetreiber hat nach eigenen Angaben nicht vor, die Anlage zu erweitern und ist an einer KWK-Einbindung vorerst nicht interessiert.

Tabelle 5-1: Nahwärmeanlage Gemeinde Auberg

thermische Leistung min. [kW]	k. A	Aufteilung	[%]
thermische Leistung max.[kW]	150	Privathaushalte	70%
Betriebsstunden pro Jahr[h/a]	8650	öffentliche Gebäude	30%
Leistungsreserven in [%]	20%	Industrie	
Regelungsmöglichkeit	nein	Sonstige	
angeschlossene Verbraucher		Summe	100%
Industrie [kW]	0	Erweiterungszeitraum	
Öffentliche Gebäude [kW]	38	Verbrauch Hackgut [SRM]	400
Gasthäuser [kW]	0	thermische Wärmemenge[MWh/a]	220
Wohnungen und Private [kW]	111	Qualität Biomasse	
Summe Verbraucher [kW]	149	Größe/ Wassergehalt	G30/W30

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von eigenem Fragebogen und des Mühlviertler Ressourcenplans, Institut für Betriebliche und Regionale Umweltwirtschaft, 2010

5.1.2. Potentialabschätzung Auberg

1. gute Auslastung
2. kleine Anlagengröße
3. 20 % Leistungsreserven
4. 60 % gewerbliche/öffentliche Verbraucher
5. aber keine Erweiterung vorgesehen
6. mehrere Anlagen zur besseren Regelbarkeit notwendig

Die meisten heute verwendeten KWK-Anlagen beginnen erst ab einem thermischen Leistungsbereich von 150 kW und 200-300 kW elektrisch. Unterhalb dieses Bereiches gibt es nur wenige Hersteller, die solche Module anbieten, daher wird die Anlagenauswahl auf Grund der wenigen kostendeckend arbeitenden Anlagen am Markt etwas vereinfacht. Als Auswahlkriterium für die Anlagen wurde die jetzt bereitgestellte thermische Leistung herangezogen, da eine KWK-Einbindung nur in diesem Bereich sinnvoll wäre, wobei folgende Technologien in Frage kommen:

- Stirling-Modulanlage (Denmark-Stirling-Einzylinderanlage)
- BHKW-Heißluftturbine (Talbott BG 35 mit 20.000 l Pufferspeicher)

Tabelle 5-2: Daten Stirlingmotor

Daten Stirlingmotor	
Elektrische Leistung in kW	35
Thermische Leistung in kW	140
Investitionskosten in €	350.000
Stunden mit Nennleistung	6.000
Kosten Hackschnitzel je Tonne in €	76
Heizwert Hackschnitzel in kWh/kg	4
Brennstoffverbrauch ungefähr in kg/h (W50)	70
Primärenergieeinsparung bei KWK-Biomasseeinsatz in %	14

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten der Fa. Stirling DK

Angenommen wurde eine Komplettanlage in Modulbauweise der Firma Stirling DK. Diese Anlage funktioniert auf Basis von Biomassevergasung. Der Hauptbestandteil der Anlage ist ein Stirlingmotor, der je nach Leistung mit bis zu vier Zylindern ausgerüstet ist. Diese Anlagen sind mit Leistungen von 35-140 kW elektrisch und 140-560 kW thermisch, je nach Zylinderanzahl, erhältlich.

Tabelle 5-3: Daten Talbott Heißluftturbine

Daten Talbott Heißluftturbine	
Elektrische Leistung in kW	25
Thermische Leistung in kW	50
Investitionskosten in €	350.000
Stunden mit Nennleistung	6.000
Kosten Hackschnitzel je Tonne in €	76
Heizwert Hackschnitzel in kWh/kg	4
Brennstoffverbrauch ungefähr in kg/h (W50)	25
Primärenergieeinsparung bei KWK- Biomasseeinsatz in %	2

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten der Fa. TALBOTT

Das BG 25 ist ein mit Biomasse befeuertes BHKW mit 25 kW elektrischer und 50 kW thermischer Leistung. Wichtig zu erwähnen ist noch, dass für die Funktion der Anlage noch ein Pufferspeicher mit ca. 20.000 l zu errichten ist, da die Anlage im Dauerbetrieb läuft. Diese Pufferspeicher-Errichtungskosten sind in der Berechnung nicht inkludiert. In der Tabelle 5-4 und der Tabelle 5-5 sind die Gestehungskosten für Strom, für Wärme und für gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung angeführt. Es ist ebenfalls ersichtlich, dass die Stirling-Anlage zwar etwas geringere Gesamtgestehungskosten, aber auch geringere Erträge aufweist als das Talbott BG 25 Blockheizkraftwerk.

Obwohl für die Auslastung eine jährliche Betriebszeit von 6.000 Stunden angenommen wurde, welche von vielen Anlagen nicht erreicht werden kann, sind beide Anlagen mit den in Österreich geltenden Einspeisetarifen (siehe Abschnitt 4.2) mit diesem Zinssatz und der angenommenen Lebensdauer nicht kostendeckend zu betreiben.

Tabelle 5-4 Stromgestehungskosten Stirlingmotor

Jahreskosten	Einheit	Wert Strom	Wert gesamt	Wert Wärme
Realzinssatz	%/a	6%	6%	6%
Nutzungsdauer KWK-Anlage	a	15	15	15
Annuität	[-]	0,103	0,103	0,103
Kapitalgebundene Kosten	€/a	36.036,96	36.036,97	36.036,97
spezifische Kapitalkosten	€/kWh	0,17	0,03	0,04
Brennstoffkosten	€/a	30.000,00	30.000,00	30.000,00
Anteil sonstiger Betriebsmittel	% von I/a	0,3%	0,3%	0,3%
sonstige Betriebsmittelkosten	€/a	1.050,00	1.050,00	1.050,00
Verbrauchsgebundene Kosten	€/a	31.050,00	31.050,00	31.050,00
spez. verbrauchsgebundene Kosten	€/kWh	0,15	0,03	0,04
Personalstundensatz [siehe Kap.2.5]	€/h	22,00	22,00	22,00
Arbeitsstunden pro Jahr	h/a	100,00	100,00	100,00
Personalkosten [siehe Kap.2.5]	€/a	2.200,00	2.200,00	2.200,00
Instandhaltungskosten	% von I/a	1,5%	1,5%	1,5%
Instandhaltungskosten	€/a	5.250,00	5.250,00	5.250,00
Betriebsgebundene Kosten	€/a	7.450,00	7.450,00	7.450,00
spez. betriebsgebundene Kosten	€/kWh	0,03	0,01	0,01
Anteil Versicherung , Verwaltung	% von I/a	0,5%	0,5%	0,5%
Versicherung/ Verwaltung	€/a	1.750,00	1.750,00	1.750,00
Sonstige Kosten	€/a	1.750,000	1.750,00	1.750,00
spezifische sonstige Kosten	€/kWh	0,008	0,001667	0,002083
Gesamtkosten	€/a	76.286,96	76.286,97	76.286,97
spezifische Erzeugungskosten	€/kWh	0,3633	0,0727	0,0908
erzielbarer Strompreis	€/kWh	0,1498	0,030	
erzielbarer Wärmepreis	€/kWh	0,05	0,040	
Summe Wärme und Strompreis			0,0700	

Quelle: Eigene Erstellung und Berechnung basierend auf VDI RL 2067

Aus Tabelle 5-4 geht hervor, dass bei der Stirling KWK-Anlage die spezifischen Erzeugungskosten um ca. 0,27 Cent über den derzeit erzielbaren Wärme- und Stromerlösen liegen. Ein kostendeckender Betrieb bzw. eine Amortisation dieser Anlage ist ohne Investitionsförderung und mit den für alle Anlagen gleich definierten Parametern (Betriebsstundenanzahl, Zinssatz, etc.) nicht möglich.

Tabelle 5-5: Stromgestehungskosten Talbott Heißluftturbine

Jahreskosten	Einheit	Wert Strom	Wert gesamt	Wert Wärme
Realzinssatz	%/a	6%	6%	6%
Nutzungsdauer KWK-Anlage	a	15	15	15
Annuität	[-]	0,103	0,103	0,103
Kapitalgebundene Kosten	€/a	21.622,18	21.622,18	21.622,18
spezifische Kapitalkosten	€/kWh	0,14	0,048	0,07
Brennstoffkosten	€/a	11.400,00	11.400,00	11.400,00
Anteil sonstiger Betriebsmittel	% von I/a	0,3%	0,3%	0,3%
sonstige Betriebsmittelkosten	€/a	630,00	630,00	630,00
Verbrauchsgebundene Kosten	€/a	12.030,00	12.030,00	12.030,00
spez. verbrauchsgebundene Kosten	€/kWh	0,08	0,03	0,04
Personalstundensatz	€/h	22,00	22,00	22,00
Arbeitsstunden pro Jahr	h/a	200,00	200,00	200,00
Personalkosten	€/a	4.400,00	4.400,00	4.400,00
Instandhaltungskosten	% von I/a	1,5%	1,5%	1,5%
Instandhaltungskosten	€/a	3.150,00	3.150,00	3.150,00
Betriebsgebundene Kosten	€/a	7.550,00	7.550,00	7.550,00
spez. betriebsgebundene Kosten	€/kWh	0,05	0,02	0,03
Anteil Versicherung, Verwaltung	% von I/a	0,5%	0,5%	0,5%
Versicherung/ Verwaltung	€/a	1.050,00	1.050,00	1.050,00
Sonstige Kosten	€/a	1.050,00	1.050,00	1.050,00
spezifische sonstige Kosten	€/kWh	0,01	0,002333	0,003500
Gesamtkosten	€/a	42.252,18	42.252,18	42.252,18
spezifische Erzeugungskosten	€/kWh	0,2817	0,0939	0,1408
erzielbarer Strompreis	€/kWh	0,15	0,05	
erzielbarer Wärmepreis	€/kWh	0,05	0,033	
Summe Wärme und Strompreis	€/kWh		0,0824	

Quelle: Eigene Erstellung und Berechnung basierend auf VDI RL 2067

Aus Tabelle 5-5 geht hervor, dass bei der Talbott Heißluftturbinen-KWK-Anlage die spezifischen Erzeugungskosten um ca. 1,10 Cent über den erzielbaren Wärme- und Stromerlösen liegen. Ein kostendeckender Betrieb bzw. eine Amortisation dieser Anlage ist ohne Investitionsförderung und mit den für alle Anlagen gleich definierten Parametern (Betriebsstundenanzahl, Zinssatz, etc.) ebenfalls nicht möglich.

5.2. Nahwärmeanlage Gemeinde Helfenberg

5.2.1. Anlagendetails

In Tabelle 5-6 sind die technischen Daten der Nahwärmeanlage Helfenberg angeführt. Die Anlage wurde 2004 in Betrieb genommen und hat eine Auslastung zwischen 3.000 und 4.000 Betriebsstunden pro Jahr. Bei dieser Anlage werden zwei Kessel zur besseren Anpassung an den Lastverlauf genutzt. Der erste Kessel hat eine Nennleistung von 800 kW, der zweite eine Nennleistung von 550 kW. Die Länge des Verteilnetzes beträgt ca. 2000 m und auch in den kalten Monaten ist noch eine Leistungsreserve von 20% vorhanden. Die jährliche abgegebene Wärmemenge beträgt ca.1.800 MWh pro Jahr

Die Hauptabnehmer in Helfenberg sind Schulen, öffentliche Gebäude und Industriebetriebe. Der Anteil von Privathaushalten beträgt nur ca. 15%. Ungefähr 85% der Abnehmer sind Industrie und öffentliche Gebäude. Daher kann mit einem konstanteren Wärmeabnahmeprofil im Vergleich zu Privathaushalten gerechnet werden. Die Anlage soll laut den Betreibern in nächster Zeit nicht erweitert oder umgebaut werden, es besteht aber Interesse an einer KWK-Einbindung. Außerdem weist Helfenberg, wie in Abbildung 4-6 dargestellt wird, mit einem Anteil von ca. 1.400 ha das weitaus größte Potential an Biomasse auf. Mit der in Kapitel 4.10 verwendeten Faustformel ergibt sich ein Ertrag an Biomasse von ca. 8.400 SRM allein für die Waldfläche der Gemeinde Helfenberg.

Tabelle 5-6 Nahwärmeanlage Gemeinde Helfenberg

thermische Leistung min. [kW]	80	Aufteilung	[%]
thermische Leistung max.[kW]	850	Privathaushalte	15%
Betriebsstunden pro Jahr [h/a]	3.500	öffentliche Gebäude	40%
Leistungsreserven in [%]	30%	Industrie	45%
Regelungsmöglichkeit	ja	Sonstige	
angeschlossene Verbraucher		Summe	100%
Industrie [kW]	575	Erweiterungszeitraum	
Öffentliche Gebäude [kW]	38	Verbrauch Hackgut [SRM]	2.500,00
Gasthäuser [kW]	90	Thermische Wärmemenge [MWh/a]	1.785
Wohnungen und Private [kW]	0	Qualität Biomasse	
Summe Verbraucher [kW]	703	Größe/ Wassergehalt	G100/W50

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von eigenem Fragebogen und des Mühlviertler Ressourcenplans, Institut für Betriebliche und Regionale Umweltwirtschaft, 2010

5.2.2. Potentialabschätzung Helfenberg

1. mittelmäßige Auslastung
2. große Anlagengröße
3. 30 % Leistungsreserven
4. 45% Industrie, 40% öffentliche Abnehmer
5. demnächst keine Erweiterung vorgesehen

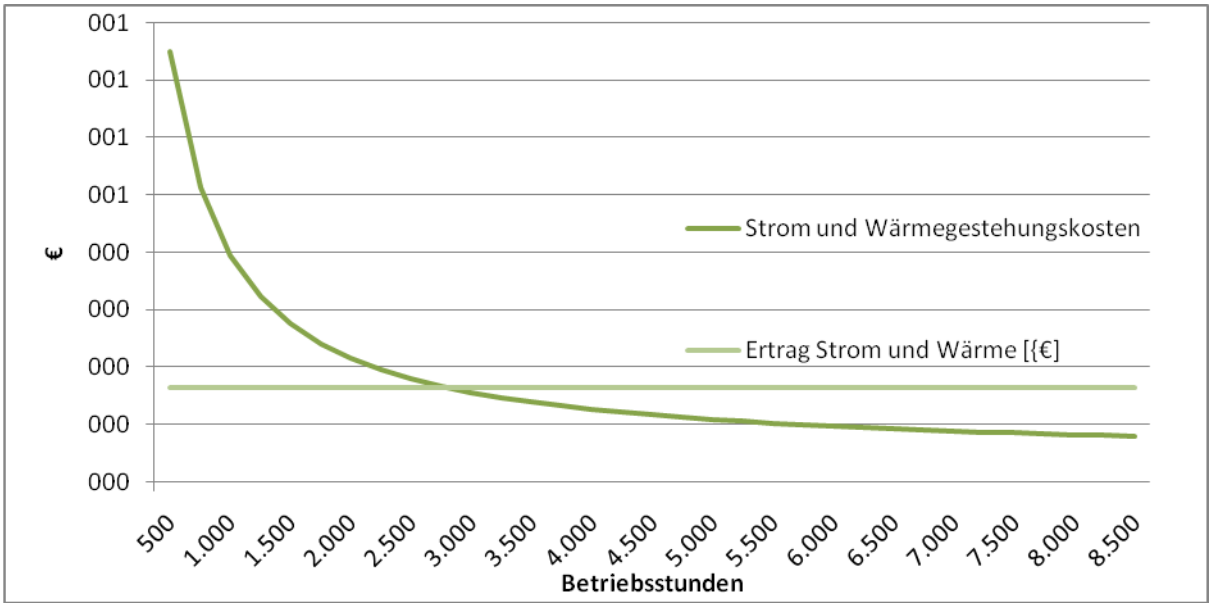
In Frage kommende Technologien:

- URBAS Holzvergasungsanlage
- evtl. Stirling-Anlage
- kleine ORC-Anlage mit 200 kW elektrischer Leistung

Dampfbetriebene Anlagen (Dampfmotor, Dampfturbine, GuD-Prozess) scheiden auf Grund der hohen Investitionskosten und dem hohen Personaleinsatz aus.

Generell stehen die Strom- und Wärmegestehungskosten vor allem mit der Auslastung der Anlage und den Jahresbetriebsstunden in Zusammenhang. Es gilt, dass der Einsatz von KWK-Anlagen unter einer Vollaststundenanzahl von mindestens 4.000 Stunden nicht rentabel für den Anlagenbetreiber ist. In Abbildung 5-1 ist ersichtlich, dass die Holzvergaser-Technologie der URBAS-Anlage erst bei einer Vollaststundenanzahl von 3.230 h/a den Break-Even-Punkt überschreitet.

Abbildung 5-1 Stromgestehungskosten und Break-Even-Point



Quelle: Eigene Erstellung und Berechnung basierend auf VDI RL 2067

Da diese Anlage nur ca. 3.500 Betriebsstunden pro Jahr aufweist und eine Erweiterung momentan nicht geplant ist, wurde angenommen, durch eine Integration einer zusätzlichen kleinen KWK-Anlage die Grundlastversorgung zu decken und dadurch eine Auslastung über das gesamte Jahr (mehr als 6.000h/a) sicherzustellen.

Bei dieser Nahwärmeanlage könnte versucht werden, eine kleine Anlage mit 150 kW elektrisch und 300 kW thermisch zur Grundlastversorgung einzusetzen und im Bedarfsfall mit den größeren Anlagen im Parallelbetrieb die Spitzenlasten zu decken. Da in Helfenberg mehr als 85 % der Abnehmer aus Industrie und öffentliche Gebäude sind, wird von einem über das Jahr konstanteren Wärme- und Warmwasserbedarf ausgegangen als dies im privaten Bereich der Fall wäre.

Tabelle 5-7: Daten URBAS Holzvergasungsanlage

URBAS Holzvergasungsanlage	
Elektrische Leistung in kW	150
Thermische Leistung in kW	300
Investitionskosten in €	570.000
Stunden mit Nennleistung	6.000
Kosten Hackschnitzel je Tonne in €	76
Heizwert Hackschnitzel in kWh/kg	4
Brennstoffverbrauch ungefähr in kg/h (W50)in kg/h	130
Primärenergieeinsp. bei KWK- Biomasseeinsatz in %	8

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von Fa. URBAS

Tabelle 5-8: Stromgestehungskosten Holzvergasungsanlage

Jahreskosten	Einheit	Wert Strom	Wert gesamt	Wert Wärme
Realzinssatz	%/a	6%	6%	6%
Nutzungsdauer KWK-Anlage	a	15	15	15
Annuität	[-]	0,103	0,103	0,103
Kapitalgebundene Kosten	€/a	58.688,78	58.688,78	58.688,78
spezifische Kapitalkosten	€/kWh	0,07	0,022	0,03
Brennstoffkosten	€/a	59.280,00	59.280,00	59.280,00
Anteil sonstiger Betriebsmittel	% von I/a	0,3%	0,3%	0,3%
sonstige Betriebsmittelkosten	€/a	1.710,00	1.710,00	1.710,00
Verbrauchsgebundene Kosten	€/a	60.990,00	60.990,00	60.990,00
spez. verbrauchsgebundene Kosten	€/kWh	0,068	0,023	0,03
Personalstundensatz	€/h	22,00	22,00	22,00
Arbeitsstunden pro Jahr	h/a	750,00	750,00	750,00
Personalkosten	€/a	16.500,00	16.500,00	16.500,00
Instandhaltungskosten	% von I/a	1,5%	1,5%	1,5%
Instandhaltungskosten	€/a	8.550,00	8.550,00	8.550,00
Betriebsgebundene Kosten	€/a	25.050,00	25.050,00	25.050,00
spez. betriebsgebundene Kosten	€/kWh	0,028	0,01	0,01
Anteile Versicherung, Verwaltung	% von I/a	0,5%	0,5%	0,5%
Versicherung/ Verwaltung	€/a	2.850,000	2.850,00	2.850,00
Sonstige Kosten	€/a	2.850,00	2.850,00	2.850,00
spezifische sonstige Kosten	€/kWh	0,003	0,001056	0,001583
Gesamtkosten	€/a	147.578,775	147.578,78	147.578,78
spezifische Erzeugungskosten	€/kWh	0,164	0,0547	0,0820
erzielbarer Strompreis	€/kWh	0,15	0,05	
erzielbarer Wärmepreis	€/kWh	0,05	0,03	
Summe Wärme und Strompreis			0,0824	

Quelle: Eigene Erstellung und Berechnung basierend auf VDI RL 2067

Bei dieser Anlage ist mit Strom- und Wärmegestehungskosten von ca. 5,5 Cent/kWh zu rechnen. Dem gegenüber steht ein den Abnehmern berechenbarer Preis von ca. 8,2 Cent/kWh. Es müssen noch ca. 10% der erzeugten Strommenge für den elektrischen Eigenbedarf der Anlage aufgewendet werden und je nach Feuchte des Hackgutes bis zu maximal 50% der erzeugten Wärme zur Biomassetrocknung herangezogen werden.
Ein weiteres Kriterium für den reibungslosen Betrieb der Holzvergaseranlage ist die Qualität der angelieferten Biomasse.

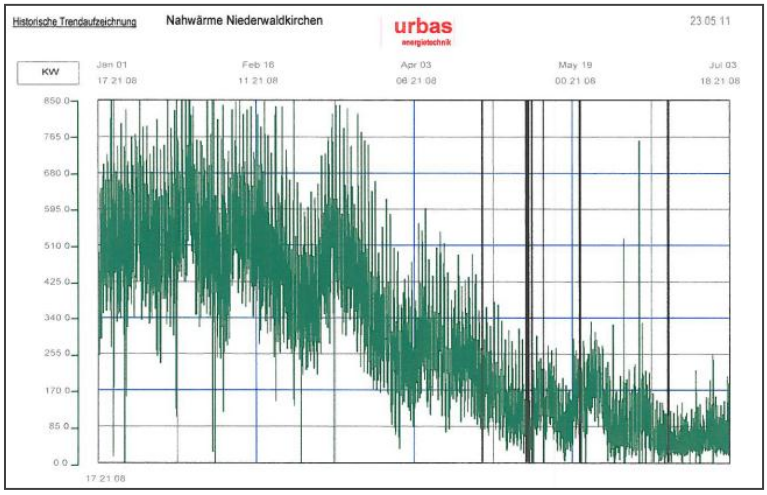
Derzeit wird in Helfenberg die Größe G100 und der Feuchtegehalt W50 verwendet. Diese Biomassequalität reicht bezüglich des Wassergehaltes laut Herstellerangaben nicht für einen Betrieb mit Holzvergasung (W<15%). Es ist daher zu prüfen, ob die geforderte Qualität für die Anlage regional und zu den bisherigen Beschaffungskosten bereitstellbar ist bzw. die Mehraufwände dafür getroffen werden können. Für genauere Informationen muss in jedem Fall mit dem Kesselhersteller (Fa. URBAS) Rücksprache gehalten werden.

5.3. Nahwärmeanlage Niederwaldkirchen

5.3.1. Anlagendetails

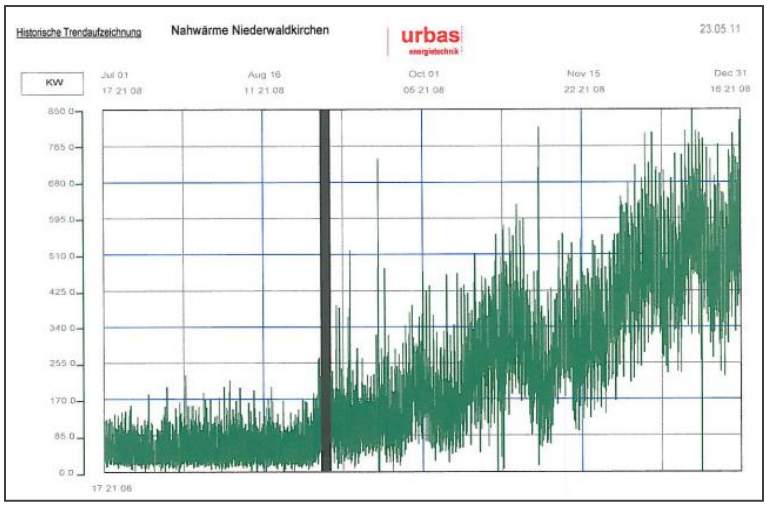
In Tabelle 5-9 sind die technischen Daten der Nahwärmeanlage Niederwaldkirchen angeführt. Die Anlage wurde 2004 in Betrieb genommen und wird das ganze Jahr hindurch betrieben. Bei dieser Anlage werden ebenfalls zwei Kessel zur besseren Anpassung an den Lastverlauf genutzt. In Abbildung 5-2 und Abbildung 5-3 sind die Jahresdauerlinien des Jahres 2010 im ersten und im zweiten Halbjahr dargestellt.

Abbildung 5-2: Jahresdauerlinie Nahwärme Niederwaldkirchen (Jänner bis Juli 2010)



Quelle: Nahwärme Niederwaldkirchen

Abbildung 5-3: Jahresdauerlinie Nahwärme Niederwaldkirchen (Juli bis Dezember 2010)



Quelle: Nahwärme Niederwaldkirchen

Da eine Auswertung der Jahresdauerlinien mittels MS Excel auf Grund der Inkompatibilität der aufgezeichneten Daten nicht möglich war, wurde vom Heizwerkbetreiber ein Ausdruck der Jahresdauerlinie übermittelt. Es ist ersichtlich, dass die Leistung, welche ans Nahwärmenetz abgegeben wird, im ersten Quartal zwischen 850 und 350 kW schwankt, sich aber im zweiten Quartal ab Mai nur mehr in Leistungsbereichen um die 100 kW bewegt.

Bevor die Nahwärmeanlage im Juli 2010 mit einem zweiten Kessel (Fröhling 500 kW) für den Sommerbetrieb ausgerüstet wurde, war die Anlage von Juni bis August außer Betrieb. Um auch in den Sommermonaten den Betrieb zu gewährleisten und den 850 kW Kessel auf Grund von Regelungsproblemen im Teillastbereich nicht zu versotten (Schlacke und Teerablagerungen im Kessel auf Grund zu niedriger Brennraumtemperatur), wurde dieser Kessel über die Sommermonate außer Betrieb genommen und mit dem kleineren Kessel die benötigte Wärme in den lastschwachen Monaten generiert.

Die schwarzen vertikalen Linien deuten auf einen Stromausfall der Aufzeichnungsgeräte hin. Die Länge des Verteilnetzes beträgt ca. 1.910 m und von Dezember bis Februar sind noch Leistungsreserven von 30% vorhanden.

Die jährliche abgegebene Wärmemenge beträgt ca. 2.000 MWh pro Jahr, die Hauptabnehmer in Niederwaldkirchen sind Industrie, Wohnungen und Privathäuser, öffentliche Gebäude und Gasthäuser. Der Anteil von Privathaushalten beträgt ca. 33%, ungefähr 40% der Abnehmer sind industrielle Nutzer. Die Anlage soll laut den Betreibern in nächster Zeit nicht erweitert oder umgebaut werden; es besteht aber grundsätzlich Interesse an einer KWK-Einbindung, aber da ein 2. Kessel zur Sommerversorgung erst im Sommer 2010 in Betrieb genommen wurde, ist eine KWK-Einbindung derzeit eher unwahrscheinlich.

Tabelle 5-9:Nahwärmeanlage Gemeinde Niederwaldkirchen

thermische Leistung min. [kW]	40	Aufteilung	[%]
thermische Leistung max.[kW]	1350	Privathaushalte	33%
Betriebsstunden pro Jahr[h/a]	8.760	öffentliche Gebäude	16%
Leistungsreserven in [%]	30%	Industrie	40%
Regelungsmöglichkeit	ja	Sonstige	11%
angeschlossene Verbraucher		Summe	100%
Industrie [kW]	500	Erweiterungszeitraum	
Öffentliche Gebäude [kW]	198	Verbrauch Hackgut [SRM]	2.800
Gasthäuser [kW]	150	Thermische Wärmemenge [MWh/a]	2.000
Wohnungen und Private [kW]	434	Qualität Biomasse	
Summe Verbraucher [kW]	1.282	Größe/ Wassergehalt	G50/W50

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von eigenem Fragebogen und des Mühlviertler Ressourcenplans, Institut für Betriebliche und Regionale Umweltwirtschaft, 2010

5.3.2. Potentialabschätzung Niederwaldkirchen

Wie aus Tabelle 5-9 ersichtlich ist, weist diese Anlage mehr als 8.000 Betriebsstunden pro Jahr auf. Durch den Einsatz von mehreren Kesseln können die Leistungsanforderungen etwas an die Verbrauchssituation angepasst werden. Da laut den Betreibern in den

Sommermonaten der Wärmebedarf gering ist, empfiehlt sich als KWK-Einbindung eine kleinere Anlage zur Grundlastdeckung. Hierbei ist wieder die Holzvergasungsanlage der Fa. URBAS mit 150 kW elektrisch und 300 kW thermischer Leistung eine Alternative. Im Vergleich zur Anlage in Helfenberg wird aber angenommen, dass die Auslastung ca. 8.000 Stunden pro Jahr beträgt, um für diese Auslastung den Vergleich in den Stromgestehungskosten aufzeigen zu können.

Tabelle 5-10 Gestehungskosten URBAS Holzvergasungsanlage

Jahreskosten	Einheit	Wert Strom	Wert gesamt	Wert Wärme
Realzinssatz	%/a	6%	6%	6%
Nutzungsdauer KWK-Anlage	a	15	15	15
Annuität	[-]	0,103	0,103	0,103
Kapitalgebundene Kosten	€/a	58.688,78	58.688,78	58.688,78
spezifische Kapitalkosten	€/kWh	0,049	0,016	0,02
Brennstoffkosten	€/a	79.040,00	79.040,00	79.040,00
Anteil sonstiger Betriebsmittel	% von I/a	0,3%	0,3%	0,3%
sonstige Betriebsmittelkosten	€/a	1.710,00	1.710,00	1.710,00
Verbrauchsgebundene Kosten	€/a	80.750,00	80.750,00	80.750,00
spez. verbrauchsgebundene Kosten	€/kWh	0,07	0,022	0,03
Personalstundensatz	€/h	22,00	22,00	22,00
Arbeitsstunden pro Jahr	h/a	750,00	750,00	750,00
Personalkosten	€/a	16.500,00	16.500,00	16.500,00
Instandhaltungskosten	% von I/a	1,5%	1,5%	1,5%
Instandhaltungskosten	€/a	8.550,00	8.550,00	8.550,00
Betriebsgebundene Kosten	€/a	25.050,00	25.050,00	25.050,00
spez. betriebsgebundene Kosten	€/kWh	0,02	0,01	0,01
Anteile Versicherung, Verwaltung	% von I/a	0,5%	0,5%	0,5%
Versicherung/ Verwaltung	€/a	2.850,00	2.850,00	2.850,00
Sonstige Kosten	€/a	2.850,00	2.850,00	2.850,00
spezifische sonstige Kosten	€/kWh	0,002	0,0008	0,0012
Gesamtkosten	€/a	167.338,78	167.338,78	167.338,78
spezifische Erzeugungskosten	€/kWh	0,1394	0,0465	0,0697
erzielbarer Strompreis	€/kWh	0,15	0,05	
erzielbarer Wärmepreis	€/kWh	0,05	0,03	
Summe Wärme und Strompreis			0,0824	

Quelle: Eigene Erstellung und Berechnung basierend auf VDI RL 2067

In Tabelle 5-8 ist im Vergleich zu Tabelle 5-10 ersichtlich, dass durch eine Erhöhung der Betriebsstundenanzahl um 2.000 Stunden pro Jahr die Strom- bzw. Wärmegestehungskosten von 5,47 Cent/kWh auf 4,65 Cent/kWh reduziert werden können.

Derzeit wird in Niederwaldkirchen die Größe G50 und der Feuchtegehalt W50 verwendet. Diese Biomassequalität reicht bezüglich des Wassergehaltes laut Herstellerangaben nicht für einen Betrieb mit Holzvergasung aus (W<15%). Es ist daher zu prüfen, ob die geforderte Qualität für die Anlage regional und zu den bisherigen Beschaffungskosten bereitstellbar ist, bzw. die Mehraufwände dafür getroffen werden können. Für genauere Informationen muss in jedem Fall mit dem Kesselhersteller (Fa. URBAS) Rücksprache gehalten werden.

Alternativ möglich wäre der Einsatz von ORC-Anlagen. Diese Anlagen werden ab einer Größe von 200 kW bereits für Biomasse-Nahwärmeanlagen verbaut. Die Investitionskosten für so eine Anlage und der größere Brennstoffverbrauch (Spezifikation W50) sind allerdings im Vergleich zu den zuvor dargestellten Anlagentypen um ein Vielfaches höher. Dafür sind die elektrischen und die thermischen Erträge über dem Niveau der zuvor dargestellten Anlagen.

Beim Personalbedarf und bei den Wartungen sind ORC-Anlagen allerdings etwas im Vorteil. Diese Anlagen eignen sich nur für konstante Wärme- und Stromabfuhr, da sie sonst nicht rentabel eingesetzt werden können. Außerdem muss für die hohe thermische Leistung ein dauernder Abnahmebedarf vorherrschen.

Tabelle 5-11 Daten ORC Anlage Fa. Maxxtec

Daten ORC- Komplettanlage	
Elektrische Leistung in kW	253
Thermische Leistung in kW	1.215
Investitionskosten in €	2.360.000
Stunden mit Nennleistung	6.000
Kosten Hackschnitzel je Tonne in €	76
Heizwert Hackschnitzel in kWh/kg	4
Brennstoffverbrauch ungefähr in kg/h (W50)	831
Primärenergieeinsparung. bei KWK- Biomasseeinsatz in %	7

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten der Fa. Maxxtec

Da eine Auslastung der Anlage erst ab 8.000 Vollaststunden im Jahr gegeben ist, wurde für die Berechnung der Gestehungskosten in Tabelle 5-12 die Betriebsstundenanzahl von **6.000 h/a** auf **8.000 h/a** erhöht.

Tabelle 5-12: Gestehungskosten ORC Anlage (Fa.Maxxtec)

Jahreskosten	Einheit	Wert Strom	Wert gesamt	Wert Wärme
Realzinssatz	%/a	6%	6%	6%
Nutzungsdauer KWK-Anlage	a	15	15	15
Annuität	[-]	0,103	0,103	0,103
Kapitalgebundene Kosten	€/a	242.992,12	242.992,12	242.992,12
spezifische Kapitalkosten	€/kWh	0,12	0,021	0,02
Brennstoffkosten	€/a	378.480,00	378.480,00	378.480,00
Anteil sonstiger Betriebsmittel	% von I/a	0,3%	0,3%	0,3%
sonstige Betriebsmittelkosten	€/a	7.080,00	7.080,00	7.080,00
Verbrauchsgebundene Kosten	€/a	385.560,00	385.560,00	385.560,00
spez. verbrauchsgebundene Kosten	€/kWh	0,19	0,033	0,04
Personalstundensatz	€/h	22,00	22,00	22,00
Arbeitsstunden pro Jahr	h/a	800,00	800,00	800,00
Personalkosten	€/a	17.600,00	17.600,00	17.600,00
Instandhaltungskosten	% von I/a	1,5%	1,5%	1,5%
Instandhaltungskosten	€/a	35.400,00	35.400,00	35.400,00
Betriebsgebundene Kosten	€/a	53.000,00	53.000,00	53.000,00
spez. betriebsgebundene Kosten	€/kWh	0,026	0,00	0,01
Anteile Versicherung, Verwaltung	% von I/a	0,5%	0,5%	0,5%
Versicherung/ Verwaltung	€/a	11.800,00	11.800,00	11.800,00
Sonstige Kosten	€/a	11.800,00	11.800,00	11.800,00
spezifische sonstige Kosten	€/kWh	0,006	0,001	0,001
Gesamtkosten	€/a	693.352,12	693.352,12	693.352,12
spezifische Erzeugungskosten	€/kWh	0,3426	0,0590	0,0713
erzielbarer Strompreis	€/kWh	0,15	0,03	
erzielbarer Wärmepreis	€/kWh	0,05	0,040	
Summe Wärme und Strompreis			0,0672	

Quelle: Eigene Erstellung und Berechnung basierend auf VDI RL 2067

Bei dieser Anlage stehen die Gestehungskosten von 5,90 Cent/kWh den Erträgen von 6,72 Cent/kWh gegenüber. Bei einer Anlagenauslastung von nur 6.000 Stunden erhöhen sich die spezifischen Erzeugungskosten auf 7,87 Cent. Für diese Anlagentypen wird deutlich, dass eine möglichst gute Anpassung an die jeweilige Verbrauchssituation und eine ganzjährige Vollauslastung für einen kostendeckenden Betrieb unbedingt erforderlich sind.

Eine weitere Option wäre der Einsatz einer ORC-Anlage mit einer thermischen Leistung von ca. 1.200 kW und einer elektrischen Leistung von ca.200 kW. Eventuell wäre es möglich, ein

ORC-Modul mit Thermoölkreislauf in die bereits bestehende Anlage zu integrieren. Der große Vorteil hierbei wäre, dass die Kosten für den Kessel und die Wärmebereitstellungsanlage wegfallen. Durch Nachfrage bei ORC-Anlagenhersteller konnten Richtpreise für eine ORC Anlage mit ca. 200 kW elektrischer Leistung ermittelt werden. Die technischen Daten des ORC Moduls ähneln jenen aus Tabelle 5-11.

Tabelle 5-13 Stromgestehungskosten Erweiterung (Fa. Maxxtec)

Jahreskosten	Einheit	Wert Strom
Realzinssatz	%/a	6%
Nutzungsdauer KWK-Anlage	a	15
Annuität	[-]	0,10
Kapitalgebundene Kosten	€/a	184.303,35
spezifische Kapitalkosten	€/kWh	0,12
Brennstoffkosten	€/a	46.237,06
Anteil sonstiger Betriebsmittel	% von I/a	0,3%
sonstige Betriebsmittelkosten	€/a	5.370,00
Verbrauchsgebundene Kosten	€/a	51.607,06
spez. Verbrauchsgebundene Kosten	€/kWh	0,03
Personalstundensatz	€/h	22,00
Arbeitsstunden pro Jahr	h/a	200,00
Personalkosten	€/a	4.400,00
Instandhaltungskosten	% von I/a	1,5%
Instandhaltungskosten	€/a	26.850,00
Betriebsgebundene Kosten	€/a	31.250,00
spez. betriebsgebundene Kosten	€/kWh	0,02
Anteile Versicherung, Verwaltung	% von I/a	0,5%
Versicherung/ Verwaltung	€/a	8.950,00
Sonstige Kosten	€/a	8.950,00
spezifische sonstige Kosten	€/kWh	0,01
Gesamtkosten	€/a	276.110,41
Spezifische Stromgestehungskosten	[€/kWh]	0,182

Quelle: Eigene Erstellung und Berechnung basierend auf VDI RL 2067

Da hier nur die Erweiterungskosten in der Berechnung berücksichtigt wurden und die Gestehungskosten anhand des Brennstoffmehraufwandes berechnet wurden, sind hier die tatsächlichen Stromgestehungskosten dargestellt.

Die Berücksichtigung von Förderungen bzw. Kosten für Aufschließung, Anschluss etc. wurden in dieser Berechnung nicht berücksichtigt. Mit Gestehungskosten von 18 Cent/kWh

ergibt sich eine negative Differenz zu den gesetzlich festgelegten Einspeisetarifen von 3,22 Cent/kWh. Im Vergleich zu den durchschnittlichen Kosten von einer kWh Strom, die mit 20 Cent im Mittel angenommen wurden, ergibt sich eine positive Differenz von ca. 1,8 Cent. Diese Berechnung zeigt erneut, dass ORC-Anlagen hauptsächlich für Anlagenbetreiber mit großem Strombedarf eine interessante Alternative darstellen kann.

5.4. Nahwärmeanlage St. Johann am Wimberg

5.4.1. Anlagendetails

In Tabelle 5-14 sind die technischen Daten der Nahwärmeanlage St. Johann am Wimberg angeführt. Die Anlage wurde 2004 in Betrieb genommen und wird 6.000 Stunden im Jahr betrieben. Bei dieser Anlage werden ebenfalls zwei Kessel zur besseren Anpassung an den Lastverlauf genutzt. Der erste Kessel hat eine Nennleistung von 700 kW, der zweite eine Nennleistung von 220 kW. Die Länge des Verteilnetzes beträgt ca. 2.700 m. In den Wintermonaten sind noch 30% und in den Sommermonaten noch 70% Leistungsreserven vorhanden.

Die jährliche abgegebene Wärmemenge beträgt ca. 1.490 MWh pro Jahr. Die Hauptabnehmer in St Johann am Walde sind Industrie, Wohnungen und Privathäuser, öffentliche Gebäude und Gasthäuser. Der Anteil von Privathaushalten beträgt ca. 70%, ungefähr 30% der Abnehmer sind öffentliche Gebäude. Die Anlage soll laut den Betreibern in nächster Zeit nicht erweitert oder umgebaut werden; es besteht kein Interesse an einer KWK-Einbindung.

Tabelle 5-14: Nahwärmeanlage St. Johann am Wimberg

thermische Leistung min. [kW]	220	Aufteilung	[%]
thermische Leistung max.[kW]	700	Privathaushalte	70%
Betriebsstunden pro Jahr [h/a]	6.000	öffentliche Gebäude	30%
Leistungsreserven in [%]	30-70%	Industrie	0%
Regelungsmöglichkeit	ja	Sonstige	0%
angeschlossene Verbraucher		Summe	100%
Industrie [kW]	0	Erweiterungszeitraum	
Öffentliche Gebäude [kW]	0	Verbrauch Hackgut [SRM]	2.500
Gasthäuser [kW]	0	Thermische Wärmemenge [MWh/a]	1.490
Wohnungen und Private [kW]	0	Qualität Biomasse	
Summe Verbraucher [kW]	0	Größe/ Wassergehalt	

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von eigenem Fragebogen und des Mühlviertler Ressourcenplans, Institut für Betriebliche und Regionale Umweltwirtschaft, 2010

5.4.2. Potentialabschätzung St. Johann am Wimberg

Wie in Tabelle 5-14 ersichtlich ist, weist diese Anlage mehr als 6.000 Betriebsstunden pro Jahr auf. Durch den Einsatz von mehreren Kesseln wird die Leistung schon jetzt an die Verbrauchssituation angepasst. Da laut Betreibern in den Sommermonaten noch 70 % an freier Kapazitäten vorliegen, wäre es denkbar, in den Sommermonaten mit nur einer kleinen KWK-Anlage die Grundlast abzudecken. Hier empfiehlt sich der Einsatz der Holzvergasertechnologie der Firma URBAS. Die technischen Daten sind in Tabelle 5-7 angeführt.

Tabelle 5-15: Gestehungskosten URBAS Holzvergasungsanlage

Jahreskosten	Einheit	Wert Strom	Wert gesamt	Wert Wärme
Realzinssatz	%/a	6%	6%	6%
Nutzungsdauer KWK-Anlage	a	15	15	15
Annuität	[-]	0,103	0,103	0,103
Kapitalgebundene Kosten	€/a	58.688,78	58.688,78	58.688,78
spezifische Kapitalkosten	€/kWh	0,07	0,022	0,03
Brennstoffkosten	€/a	59.280,00	59.280,00	59.280,00
Anteil sonstiger Betriebsmittel	% von I/a	0,3%	0,3%	0,3%
sonstige Betriebsmittelkosten	€/a	1.710,00	1.710,00	1.710,00
Verbrauchsgebundene Kosten	€/a	60.990,00	60.990,00	60.990,00
spez. verbrauchsgebundene Kosten	€/kWh	0,068	0,023	0,03
Personalstundensatz	€/h	22,00	22,00	22,00
Arbeitsstunden pro Jahr	h/a	750,00	750,00	750,00
Personalkosten	€/a	16.500,00	16.500,00	16.500,00
Instandhaltungskosten	% von I/a	1,5%	1,5%	1,5%
Instandhaltungskosten	€/a	8.550,00	8.550,00	8.550,00
Betriebsgebundene Kosten	€/a	25.050,00	25.050,00	25.050,00
spez. betriebsgebundene Kosten	€/kWh	0,028	0,01	0,01
Anteile Versicherung, Verwaltung	% von I/a	0,5%	0,5%	0,5%
Versicherung/ Verwaltung	€/a	2.850,000	2.850,00	2.850,00
Sonstige Kosten	€/a	2.850,00	2.850,00	2.850,00
spezifische sonstige Kosten	€/kWh	0,003	0,001056	0,001583
Gesamtkosten	€/a	147.578,775	147.578,78	147.578,78
spezifische Erzeugungskosten	€/kWh	0,164	0,0547	0,0820
erzielbarer Strompreis	€/kWh	0,15	0,05	
erzielbarer Wärmepreis	€/kWh	0,05	0,03	
Summe Wärme und Strompreis			0,0824	

Quelle: Eigene Erstellung und Berechnung basierend auf VDI RL 2067

Bei dieser Anlage ist mit Strom- und Wärmegestehungskosten von ca. 5,5 Cent/kWh zu rechnen. Dem gegenüber steht ein den Abnehmern berechenbarer Preis von ca. 8,2 Cent/kWh. Es müssen noch ca. 10% der erzeugten Strommenge für den elektrischen Eigenbedarf der Anlage aufgewendet werden, und je nach Feuchte des Hackgutes sind bis zu maximal 50% der erzeugten Wärme zur Biomassetrocknung heranzuziehen.

Zur bisher verwendeten Biomassequalität liegen keine Angaben vor. Da die Holzvergasungsanlage bestimmte Qualitätsanforderungen an die Biomasse bezüglich Feuchte und Größe stellt, ist zu prüfen ob die geforderte Qualität für die Anlage regional und zu den bisherigen Beschaffungskosten bereitstellbar ist. Für genauere Informationen muss in jedem Fall mit dem Kesselhersteller (Fa. URBAS) Rücksprache gehalten werden.

5.5. Nahwärmeanlage St. Peter am Wimberg

5.5.1. Anlagendetails

In Tabelle 5-16 sind die technischen Daten der Nahwärmeanlage St. Peter angeführt. Die Anlage wurde 2006 in Betrieb genommen und wird ca. 1.000 Stunden pro Jahr betrieben. Bei dieser Anlage wird nur ein Kessel mit einer thermischen Leistung von 850 kW verwendet. Die Länge des Verteilnetzes beträgt ca. 3.000 m. Die Anlage hat laut Betreibern im Winter keine Leistungsreserven mehr, im Sommer hingegen ist der Kessel überdimensioniert, da nur geringe Wärmemengen abgenommen werden. Die jährliche abgegebene Wärmemenge beträgt ca. 1.785 MWh. Die Hauptabnehmer in St. Peter sind Privathaushalte, öffentliche Gebäude und Industriebetriebe. Eine Erweiterung (zweiter Kessel) ist 2011/2012 in Planung, auch wenn eine KWK-Einbindung in das Nahwärmenetz laut den Anlagenbetreibern nicht vorgesehen ist.

Tabelle 5-16: Nahwärmeanlage St. Peter am Wimberg

thermische Leistung min. [kW]	100	Aufteilung	[%]
thermische Leistung max.[kW]	850	Privathaushalte	40%
Betriebsstunden pro Jahr [h/a]	1.000	öffentliche Gebäude	40%
Leistungsreserven in [%]	0%	Industrie	20%
Regelungsmöglichkeit	nein	Sonstige	0%
angeschlossene Verbraucher		Summe	100%
Industrie [kW]	0	Erweiterungszeitraum	2011/12
Öffentliche Gebäude [kW]	0	Verbrauch Hackgut [SRM]	3.000
Gasthäuser [kW]	0	Thermische Wärmemenge [MWh/a]	1.785
Wohnungen und Private [kW]	0	Qualität Biomasse	
Summe Verbraucher [kW]	0	Größe/ Wassergehalt	G20-60/W30

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von eigenem Fragebogen und des Mühlviertler Ressourcenplans, Institut für Betriebliche und Regionale Umweltwirtschaft, 2010

5.5.2. Potentialabschätzung St. Peter am Wimberg

Zum Zeitpunkt der Erstellung war es nicht möglich, eine genaue Volllaststundenanzahl der Anlage zu eruieren. Daher ist eine Abschätzung schwer zu treffen. Einen KWK-Anbindung macht allerdings generell erst bei einer Volllaststundenanzahl von mehr als 4.500 h/a Sinn. Eventuell kann durch den Einsatz mehrerer kleinerer Anlagen (z.B. 2 URBAS- Holzvergaser) die Auslastung auf über 6.000 Volllaststunden gebracht werden.

5.6. Nahwärmeanlage St. Stefan am Walde

5.6.1. Anlagendetails

In Tabelle 5-17 sind die technischen Daten der Nahwärmeanlage St. Stefan angeführt. Die Anlage wurde 2001 in Betrieb genommen und hat eine jährliche Auslastung von 1.655 Betriebsstunden. Bei dieser Anlage wird ein Kessel mit einer Nennleistung von 350 kW genutzt. Die Länge des Verteilnetzes beträgt ca. 720 m und es sind in Spitzenlastzeiten Leistungsreserven von 20% vorhanden. Die jährliche abgegebene Wärmemenge beträgt ca. 500 MWh pro Jahr, rückgerechnet aus dem Hackschnitzelverbrauch.

Die Hauptabnehmer in St. Stefan sind Schulen, private Wohnhäuser, eine Mehrfamilien Wohnanlage und öffentliche Gebäude. Der Anteil von Privathaushalten beträgt ca. 43%. Weitere 5% der Abnehmer sind öffentliche Gebäude sowie 12% Gaststätten. Die Anlage soll laut den Betreibern 2012 bis 2013 erweitert werden. Eine KWK-Einbindung wird eventuell angestrebt und das Interesse an dieser Technologie ist laut den Betreibern vorhanden.

Tabelle 5-17: Nahwärmeanlage Gemeinde St. Stefan

thermische Leistung min. [kW]	40	Aufteilung	[%]
thermische Leistung max.[kW]	350	Privathaushalte	43%
Betriebsstunden pro Jahr [h/a]	1.655	öffentliche Gebäude	45%
Leistungsreserven in [%]	20%	Industrie	0%
Regelungsmöglichkeit	nein	Sonstige	12%
angeschlossene Verbraucher		Summe	100%
Industrie [kW]	0	Erweiterungszeitraum	2012/13
Öffentliche Gebäude [kW]	162	Verbrauch Hackgut [SRM]	850
Gasthäuser [kW]	44	Thermische Wärmemenge [MWh/a]	500
Wohnungen und Private [kW]	153	Qualität Biomasse	
Summe Verbraucher [kW]	359	Größe/ Wassergehalt	G50/W30

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von eigenem Fragebogen und des Mühlviertler Ressourcenplans, Institut für Betriebliche und Regionale Umweltwirtschaft, 2010

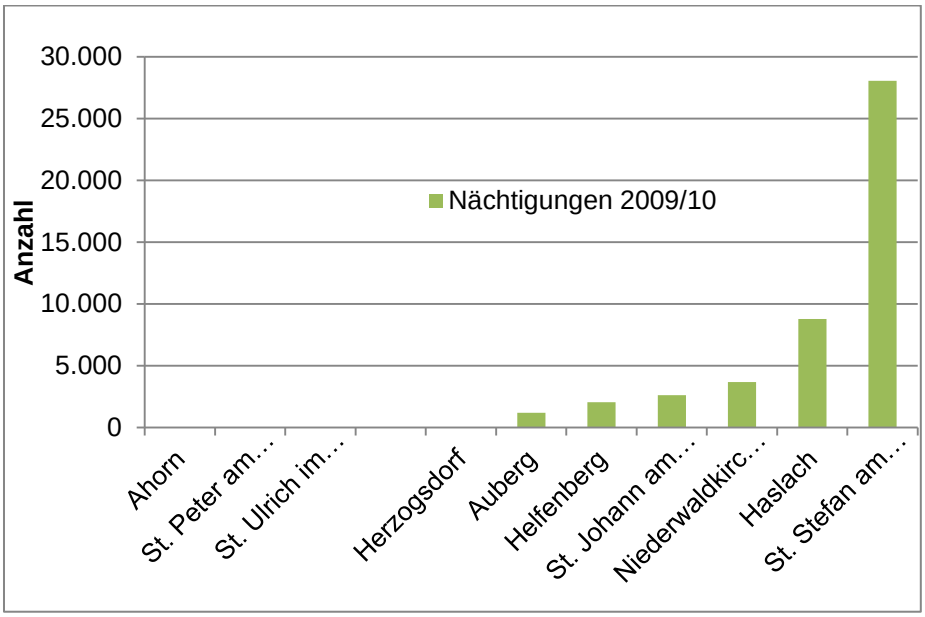
5.6.2. Potentialabschätzung St. Stefan am Walde

- Leistungsbereich mittel
- Auslastung gering
- nur wenige Betriebsstunden pro Jahr

Das Hauptproblem dieser Anlage besteht in der geringen Betriebsstundenanzahl pro Jahr. Wie schon vorher erwähnt sollte die Auslastung bei mindestens 5.000 bis 6.000 Stunden pro Jahr liegen, da sonst eine Amortisierung nicht gegeben ist. Für ein genaueres Abschätzen der Situation ist mit den Betreibern Rücksprache zu halten.

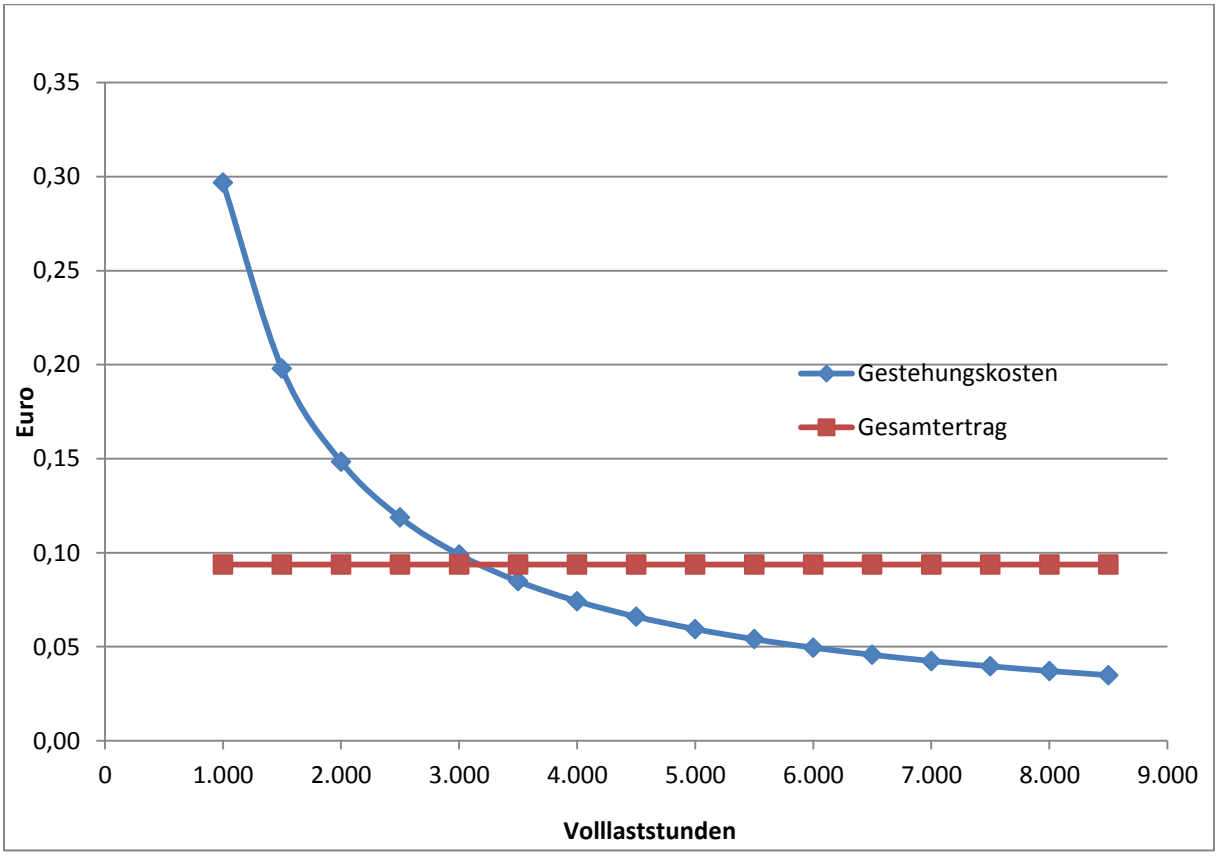
Die Gemeinde St. Stefan am Walde weist im Vergleich zu den anderen LAG Gemeinden eine hohe Zahl an Nächtigungen auf und hat mit 61% Gesamtanteil aller Nächtigungen in der LAG HansBergLand ein großes touristisches Aufkommen. Daher besteht ein hohes Potential an thermischem Energiebedarf, und es wäre für die Biomasse-Nahwärmeanlagenbetreiber von großem Interesse, solche Wärme-Verbraucher mit thermischer Energie versorgen zu können.

Abbildung 5-4: Nächtigungen in der LAG Region



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten Regionaldatenbank OB

Abbildung 5-5: Gestehungskosten Bazi Holzvergaser



Quelle: Eigene Erstellung auf Basis des Fragebogens

5.7. Nahwärmeanlage St. Ulrich im Mühlkreis

5.7.1. Anlagendetails

In Tabelle 5-18 sind die technischen Daten der Nahwärmeanlage St. Ulrich angeführt. Die Anlage wurde 2002 in Betrieb genommen und hat eine jährliche Auslastung von mehr als 6.000 Betriebsstunden. Bei dieser Anlage wird ein Kessel mit einer Nennleistung von 150 kW genutzt. Die Länge des Verteilnetzes beträgt ca. 130 m und es sind keine Leistungsreserven mehr vorhanden. Die jährliche abgegebene Wärmemenge beträgt ca. 200 MWh pro Jahr (rückgerechnet aus dem Hackschnitzelverbrauch). Die Hauptabnehmer in St. Ulrich sind Schulen, private Wohnhäuser, eine Wohnanlage und öffentliche Gebäude. Der Anteil an Privathaushalten beträgt ca. 50%, 22% der Abnehmer sind öffentliche Gebäude und 28% sind Gaststättenbetreiber. Die Anlage soll laut den Betreibern 2011 bis 2012 erweitert werden, wobei eine KWK-Einbindung nicht geplant ist.

Tabelle 5-18: Nahwärmeanlage St. Ulrich

thermische Leistung min. [kW]	0	Aufteilung	[%]
thermische Leistung max.[kW]	150	Privathaushalte	50%
Betriebsstunden pro Jahr [h/a]	>6.000	öffentliche Gebäude	22%
Leistungsreserven in [%]	0%	Industrie	0%
Regelungsmöglichkeit	nein	Sonstige	28%
angeschlossene Verbraucher		Summe	100%
Industrie [kW]	0	Erweiterungszeitraum	2011
Öffentliche Gebäude [kW]	40	Verbrauch Hackgut [SRM]	400
Gasthäuser [kW]	50	Thermische Wärmemenge [MWh/a]	238
Wohnungen und Private [kW]	91	Qualität Biomasse	
Summe Verbraucher [kW]	181	Größe/ Wassergehalt	G50/W30

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von eigenem Fragebogen und des Mühlviertler Ressourcenplans, Institut für Betriebliche und Regionale Umweltwirtschaft, 2010

5.7.2. Potentialabschätzung St. Ulrich im Mühlkreis

1. gute Auslastung
2. kleine Anlagengröße
3. 50 % Gewerbliche/ Öffentliche Verbraucher
4. Erweiterung vorgesehen, aber keine KWK-Einbindung

Die meisten heute verwendeten KWK-Anlagen beginnen erst bei einem Leistungsbereich ab 150 kW elektrisch und ca. 200-300 kW thermisch. Unterhalb dieses Bereiches gibt es nur wenige Hersteller, die entsprechende Module anbieten, daher wird die Anlagenauswahl auf Grund der wenigen kostendeckend arbeitenden Anlagen am Markt etwas begrenzt. Als

Auswahlkriterium für die Anlagen wurde die aktuell bereitgestellte thermische Leistung herangezogen, da eine KWK-Einbindung nur in diesem Bereich sinnvoll wäre. Folgende Technologien würden sich für eine KWK-Einbindung eignen:

- Stirlingmotor
- Holzvergasungsanlage (Fa. URBAS)

Für die Auslegung der KWK-Stirlinganlage wurde, wie schon bei der Nahwärmeanlage in der Gemeinde Auberg, die baugleiche Komplettanlage in Modulbauweise der Firma Stirling DK verwendet (siehe 5.1.2).

Tabelle 5-19: Gestehungskosten Stirlingmotor

Jahreskosten	Einheit	Wert Strom	Wert gesamt	Wert Wärme
Realzinssatz	%/a	6%	6%	6%
Nutzungsdauer KWK-Anlage	a	15	15	15
Annuität	[-]	0,103	0,103	0,103
Kapitalgebundene Kosten	€/a	36.036,97	36.036,97	36.036,97
spezifische Kapitalkosten	€/kWh	0,16	0,03	0,04
Brennstoffkosten	€/a	34.580,00	34.580,00	34.580,00
Anteil sonstiger Betriebsmittel	% von I/a	0,3%	0,3%	0,3%
sonstige Betriebsmittelkosten	€/a	1.050,00	1.050,00	1.050,00
Verbrauchsgebundene Kosten	€/a	35.630,00	35.630,00	35.630,00
spez. verbrauchsgebundene Kosten	€/kWh	0,16	0,03	0,04
Personalstundensatz	€/h	22,00	22,00	22,00
Arbeitsstunden pro Jahr	h/a	100,00	100,00	100,00
Personalkosten	€/a	2.200,00	2.200,00	2.200,00
Instandhaltungskosten	% von I/a	1,5%	1,5%	1,5%
Instandhaltungskosten	€/a	5.250,00	5.250,00	5.250,00
Betriebsgebundene Kosten	€/a	7.450,00	7.450,00	7.450,00
spez. betriebsgebundene Kosten	€/kWh	0,03	0,01	0,01
Anteile Versicherung, Verwaltung	% von I/a	0,5%	0,5%	0,5%
Versicherung/ Verwaltung	€/a	1.750,00	1.750,00	1.750,00
Sonstige Kosten	€/a	1.750,00	1.750,00	1.750,00
spezifische sonstige Kosten	€/kWh	0,008	0,001538	0,001923
Gesamtkosten	€/a	80.866,97	80.866,97	80.866,97
spezifische Erzeugungskosten	€/kWh	0,355	0,071	0,089
erzielbarer Strompreis	€/kWh	0,15	0,030	
erzielbarer Wärmepreis	€/kWh	0,05	0,040	
Summe Wärme und Strompreis			0,0700	

Quelle: Eigene Erstellung und Berechnung basierend auf VDI RL 2067

Aus Tabelle 5-19 geht hervor, dass bei der Stirling KWK-Anlage die spezifischen Erzeugungskosten um ca. 0,27 Cent über den erzielbaren Wärme- und Stromerlösen liegen. Ein kostendeckender Betrieb bzw. eine Amortisation dieser Anlage ist ohne Investitionsförderung und mit den für alle Anlagen gleich definierten Parametern (Betriebsstundenanzahl, Zinssatz, etc.) nicht möglich.

Ebenfalls realisierbar ist der Einsatz eines Holzvergasers. Der hierfür eingesetzte Holzvergaser entspricht jenem Typ, wie er schon in 0 beschrieben wurde. Die technischen Daten sind ebenfalls in diesem Kapitel nachzulesen.

Tabelle 5-20: Gestehungskosten URBAS-Holzvergaser

Jahreskosten	Einheit	Wert Strom	Wert gesamt	Wert Wärme
Realzinssatz	%/a	6%	6%	6%
Nutzungsdauer KWK-Anlage	a	15	15	15
Annuität	[-]	0,103	0,103	0,103
Kapitalgebundene Kosten	€/a	58.688,78	58.688,78	58.688,78
spezifische Kapitalkosten	€/kWh	0,06	0,02	0,03
Brennstoffkosten	€/a	64.220,00	64.220,00	64.220,00
Anteil sonstiger Betriebsmittel	% von I/a	0,3%	0,3%	0,3%
sonstige Betriebsmittelkosten	€/a	1.710,00	1.710,00	1.710,00
Verbrauchsgebundene Kosten	€/a	65.930,00	65.930,00	65.930,00
spez. verbrauchsgebundene Kosten	€/kWh	0,07	0,02	0,03
Personalstundensatz	€/h	22,00	22,00	22,00
Arbeitsstunden pro Jahr	h/a	750,00	750,00	750,00
Personalkosten	€/a	16.500,00	16.500,00	16.500,00
Instandhaltungskosten	% von I/a	1,5%	1,5%	1,5%
Instandhaltungskosten	€/a	8.550,00	8.550,00	8.550,00
Betriebsgebundene Kosten	€/a	25.050,00	25.050,00	25.050,00
spez. betriebsgebundene Kosten	€/kWh	0,03	0,01	0,01
Anteile Versicherung, Verwaltung	% von I/a	0,5%	0,5%	0,5%
Versicherung/ Verwaltung	€/a	2.850,00	2.850,00	2.850,00
Sonstige Kosten	€/a	2.850,00	2.850,00	2.850,00
spezifische sonstige Kosten	€/kWh	0,0030	0,00097	0,00146
Gesamtkosten	€/a	152.518,78	152.518,78	152.518,78
spezifische Erzeugungskosten	€/kWh	0,1564	0,0521	0,0782
erzielbarer Strompreis	€/kWh	0,15	0,05	
erzielbarer Wärmepreis	€/kWh	0,05	0,03	
Summe Wärme und Strompreis			0,0824	

Quelle: Eigene Erstellung und Berechnung basierend auf VDI RL 2067

Bei dieser Anlage ist mit Strom- und Wärmegestehungskosten von ca. 5,5 Cent/kWh zu rechnen. Dem gegenüber steht ein den Abnehmern berechenbarer Preis von ca. 8,2 Cent/kWh. Es müssen noch ca. 10% der erzeugten Strommenge für den elektrischen Eigenbedarf der Anlage aufgewendet werden und je nach Feuchte des Hackgutes bis zu maximal 50% der erzeugten Wärme zur Biomassetrocknung herangezogen werden.

Ein weiteres Kriterium für den reibungslosen Betrieb der Holzvergaseranlage ist die Qualität der angelieferten Biomasse. Derzeit wird in St. Ulrich Biomasse mit den Spezifikationen G 100 und W 50 verwendet. Diese Biomassequalität reicht bezüglich des Wassergehaltes laut Herstellerangaben nicht für einen Betrieb mit Holzvergasung (W<15%). Es ist daher zu prüfen, ob die geforderte Qualität für die Anlage regional und zu den bisherigen Beschaffungskosten bereitstellbar ist bzw. die Mehraufwände dafür getroffen werden können. Für genauere Informationen muss in jedem Fall mit dem Kesselhersteller (Fa. URBAS) Rücksprache gehalten werden.

5.8. Nahwärmeanlage St. Veit im Mühlkreis

5.8.1. Anlagendetails

In Tabelle 5-21 sind die technischen Daten der Nahwärmeanlage St. Veit angeführt. Die Anlage wurde 2006 in Betrieb genommen und hat eine jährliche Auslastung von ca. 2.000 Betriebsstunden. Bei dieser Anlage wird ein Kessel mit einer Nennleistung von 850 kW genutzt. Die Länge des Verteilnetzes beträgt ca. 2.400 m und es sind ca. 20% an Leistungsreserven in den Monaten Oktober, November, März und April vorhanden. Die jährliche abgegebene Wärmemenge beträgt ca. 1.650 MWh pro Jahr. Die Hauptabnehmer in St. Veit sind private Wohnhäuser und Wohnungen mit einem Anteil von ca. 70%. Der Anteil der öffentlichen Gebäude beträgt rund 30%. Die Anlage soll laut den Betreibern zwischen 2011 und 2012 erweitert werden; eine KWK-Einbindung und Interesse an dieser Technologie sind laut den Betreibern vorhanden.

Tabelle 5-21: Nahwärmeanlage Gemeinde St. Veit

Thermische Leistung min. [kW]	60	Aufteilung	[%]
Thermische Leistung max.[kW]	600	Privathaushalte	70%
Betriebsstunden pro Jahr [h/a]	2.000	öffentliche Gebäude	30%
Leistungsreserven in [%]	20%	Industrie	0%
Regelungsmöglichkeit	nein	Sonstige	0%
Angeschlossene Verbraucher		Summe	100%
Industrie [kW]	0	Erweiterungszeitraum	2011-2012
Öffentliche Gebäude [kW]	0	Verbrauch Hackgut [SRM]	2.700
Gasthäuser [kW]	0	Thermische Wärmemenge [MWh/a]	1.650
Wohnungen und Private [kW]	0	Qualität Biomasse	
Summe Verbraucher [kW]	n. A.	Größe/ Wassergehalt	G30/W30

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von eigenem Fragebogen und des Mühlviertler Ressourcenplans, Institut für Betriebliche und Regionale Umweltwirtschaft, 2010

5.8.2. Potentialabschätzung St. Veit im Mühlkreis

Auf Grund der großen Anzahl an Privatabnehmern von 70% ist bei dieser Anlage die Betriebsstundenanzahl mit 2.000 Betriebsstunden pro Jahr eher gering und der Kessel eher überdimensioniert. Da hier nur ein Kessel verbaut ist, welcher mit ca. 850 kW Leistung in den Monaten Oktober, November, März und April noch Leistungsreserven von 20% verfügbar hat, ist zu überlegen, ob nicht in diesen schwachlastigen Zeiträumen ein kleinerer Kessel effizienter einzusetzen ist als eine große Anlage. Der Vorteil wäre eine bessere Regelbarkeit und ein daraus resultierender wirtschaftlicherer Betrieb. Daher wurde folgende Anlage für eine mögliche KWK- Einbindung ausgewählt:

- Holzvergasungsanlage (Fa. URBAS)

Der hier eingesetzte Holzvergaser entspricht dem Typ, wie er schon in 0 beschrieben ist; die technischen Daten sind ebenfalls in diesem Kapitel nachzulesen.

Der Vorteil bei einer kleineren Anlage liegt darin, dass durch die Grundlastversorgung der Nahwärmeanlage die Betriebsstunden relativ einfach erhöht werden können. Da die Wirtschaftlichkeit unter einer jährlichen Vollaststundenanzahl von 3.230 Stunden nicht gegeben ist (siehe Kapitel 0), muss auch bei dieser Anlage das Ziel sein, die Auslastung auf 6.000 Volllaststunden zu erhöhen.

Tabelle 5-22: Gestehungskosten Urbas-Holzvergasungsanlage

Jahreskosten	Einheit	Wert Strom	Wert gesamt	Wert Wärme
Realzinssatz	%/a	6%	6%	6%
Nutzungsdauer KWK-Anlage	a	15	15	15
Annuität	[-]	0,103	0,103	0,103
Kapitalgebundene Kosten	€/a	58.688,78	58.688,78	58.688,78
spezifische Kapitalkosten	€/kWh	0,065	0,022	0,03
Brennstoffkosten	€/a	59.280,00	59.280,00	59.280,00
Anteil sonstiger Betriebsmittel	% von I/a	0,3%	0,3%	0,3%
sonstige Betriebsmittelkosten	€/a	1.710,00	1.710,00	1.710,00
verbrauchsgebundene Kosten	€/a	60.990,000	60.990,00	60.990,00
spez. verbrauchsgebundene Kosten	€/kWh	0,07	0,02	0,03
Personalstundensatz	€/h	22,00	22,00	22,00
Arbeitsstunden pro Jahr	h/a	750,00	750,00	750,00
Personalkosten	€/a	16.500,00	16.500,00	16.500,00
Instandhaltungskosten	% von I/a	1,5%	1,5%	1,5%
Instandhaltungskosten	€/a	8.550,00	8.550,00	8.550,00
betriebsgebundene Kosten	€/a	25.050,00	25.050,00	25.050,00
spez. betriebsgebundene Kosten	€/kWh	0,03	0,01	0,01
Anteile Versicherung, Verwaltung	% von I/a	0,5%	0,5%	0,5%
Versicherung/ Verwaltung	€/a	2.850,00	2.850,00	2.850,00
Sonstige Kosten	€/a	2.850,00	2.850,00	2.850,00
spezifische sonstige Kosten	€/kWh	0,003	0,00106	0,0016
Gesamtkosten	€/a	147.578,78	147.578,78	147.578,78
spezifische Erzeugungskosten	€/kWh	0,164	0,0547	0,0820
erzielbarer Strompreis	€/kWh	0,15	0,05	
erzielbarer Wärmepreis	€/kWh	0,05	0,03	
Summe Wärme und Strompreis			0,0824	

Quelle: Eigene Erstellung und Berechnung basierend auf VDI RL 2067

Bei dieser Anlage ist mit Strom- und Wärmegestehungskosten von ca. 5,5 Cent/kWh zu rechnen. Dem gegenüber steht ein den Abnehmern berechenbarer Preis von ca. 8,2 Cent/kWh. Es müssen noch ca. 10% der erzeugten Strommenge für den elektrischen Eigenbedarf der Anlage aufgewendet werden und je nach Feuchte des Hackgutes bis zu maximal 50% der erzeugten Wärme zur Biomassetrocknung herangezogen werden.

Ein weiteres Kriterium für den reibungslosen Betrieb der Holzvergaseranlage ist die Qualität der angelieferten Biomasse. Derzeit wird in St. Veit Biomasse mit den Spezifikationen G 30 und W 30 verwendet. Diese Biomassequalität reicht bezüglich des Wassergehaltes laut Herstellerangaben nicht für einen Betrieb mit Holzvergasung (W<15%). Es ist daher zu prüfen, ob die geforderte Qualität für die Anlage regional und zu den bisherigen Beschaffungskosten bereitstellbar ist bzw. ob die Mehraufwände dafür getroffen werden können. Für genauere Informationen muss in jedem Fall mit dem Kesselhersteller (Fa. URBAS) Rücksprache gehalten werden.

5.9. Nahwärmeanlage Herzogsdorf

5.9.1. Anlagendetails

In Tabelle 5-23 sind die technischen Daten der Nahwärmeanlage Herzogsdorf angeführt. Die Anlage wurde 2005 in Betrieb genommen und hat eine jährliche Auslastung von mehr als 6.000 Betriebsstunden. Bei dieser Anlage wird ein Kessel mit einer Nennleistung von 350 kW genutzt. Die Länge des Verteilnetzes beträgt ca. 800 m und es sind ca. 20 % an Leistungsreserven vorhanden. Die jährlich abgegebene Wärmemenge beträgt ca. 600 MWh pro Jahr. Die Hauptabnehmer in Herzogsdorf sind private Wohnhäuser, Gasthäuser und öffentliche Gebäude. Die Anlage soll laut den Betreibern nicht erweitert werden und auch eine KWK-Einbindung ist auf Grund der Anlagenbauweise und des Platzbedarfes nicht möglich.

Tabelle 5-23: Nahwärmeanlage Gemeinde Herzogsdorf

Thermische Leistung min. [kW]	0	Aufteilung	[%]
Thermische Leistung max.[kW]	350	Privathaushalte	40%
Betriebsstunden pro Jahr[h/a]	6.000	öffentliche Gebäude	25%
Leistungsreserven in [%]	20%	Industrie	0%
Regelungsmöglichkeit	nein	Sonstige	35%
Angeschlossene Verbraucher		Summe	100%
Industrie [kW]	0	Erweiterungszeitraum	
Öffentliche Gebäude [kW]	80	Verbrauch Hackgut [SRM]	1.000
Gasthäuser [kW]	110	Thermische Wärmemenge [MWh/a]	600
Wohnungen und Private [kW]	160	Qualität Biomasse	
Summe Verbraucher [kW]	350	Größe/ Wassergehalt	G60/W30

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von eigenem Fragebogen und des Mühlviertler Ressourcenplans, Institut für Betriebliche und Regionale Umweltwirtschaft, 2010

5.9.2. Potentialabschätzung Herzogsdorf

- Anlagengröße ähnlich wie St. Stefan am Walde
- Auslastung aber ca. 6.000 Betriebsstunden
- keine Erweiterung geplant

Auf Grund der thermischen Leistung dieser Anlage würde sich dieses System ideal für eine Substitution durch die Holzvergasertechnologie eignen. Bei einer Erweiterung des bestehenden Netzes wäre auch eine zusätzliche Holzvergasungsanlage eine Möglichkeit, die Kesselleistung optimaler an das geforderte Wärmeprofil anzupassen. Der hier eingesetzte Holzvergaser entspricht jenem Typ, wie er schon unter Kapitel 0 beschrieben

wurde. Die technischen Daten sind ebenfalls in diesem Kapitel nachzulesen. Bei der Besichtigung der Anlage wurde festgestellt, dass auf Grund der Beschaffenheit des Kesselraumes und der Platzverhältnisse eine Erweiterung an diesem Standort nur schwer durchzuführen ist.

Tabelle 5-24: Gestehungskosten URBAS- Holzvergaser

Jahreskosten	Einheit	Wert Strom	Wert gesamt	Wert Wärme
Realzinssatz	%/a	6%	6%	6%
Nutzungsdauer KWK-Anlage	a	15	15	15
Annuität	[-]	0,10	0,103	0,103
Kapitalgebundene Kosten	€/a	58.688,78	58.688,78	58.688,78
spezifische Kapitalkosten	€/kWh	0,07	0,022	0,03
Brennstoffkosten	€/a	59.280,00	59.280,00	59.280,00
Anteil sonstiger Betriebsmittel	% von I/a	0,3%	0,3%	0,3%
sonstige Betriebsmittelkosten	€/a	1.710,00	1.710,00	1.710,00
Verbrauchsgebundene Kosten	€/a	60.990,00	60.990,00	60.990,00
spez. verbrauchsgebundene Kosten	€/kWh	0,07	0,023	0,03
Personalstundensatz	€/h	22,00	22,00	22,00
Arbeitsstunden pro Jahr	h/a	750,00	750,00	750,00
Personalkosten	€/a	16.500,00	16.500,00	16.500,00
Instandhaltungskosten	% von I/a	1,5%	1,5%	1,5%
Instandhaltungskosten	€/a	8.550,00	8.550,00	8.550,00
Betriebsgebundene Kosten	€/a	25.050,00	25.050,00	25.050,00
spez. betriebsgebundene Kosten	€/kWh	0,03	0,01	0,01
Anteile Versicherung, Verwaltung	% von I/a	0,5%	0,5%	0,5%
Versicherung/ Verwaltung	€/a	2.850,000	2.850,00	2.850,00
Sonstige Kosten	€/a	2.850,00	2.850,00	2.850,00
spezifische sonstige Kosten	€/kWh	0,003	0,001056	0,001583
Gesamtkosten	€/a	147.578,76	147.578,78	147.578,78
spezifische Erzeugungskosten	€/kWh	0,164	0,0547	0,0820
erzielbarer Strompreis	€/kWh	0,149	0,049	
erzielbarer Wärmepreis	€/kWh	0,050	0,033	
Summe Wärme und Strompreis			0,0824	

Quelle: Eigene Erstellung und Berechnung basierend auf VDI RL 2067

Bei dieser Anlage ist mit Strom- und Wärmegestehungskosten von ca. 5,5 Cent/kWh zu rechnen. Dem gegenüber steht ein den Abnehmern berechenbarer Preis von ca. 8,2 Cent/kWh. Es müssen noch ca. 10% der erzeugten Strommenge für den elektrischen

Eigenbedarf der Anlage aufgewendet werden und je nach Feuchte des Hackgutes bis zu maximal 50% der erzeugten Wärme zur Biomassetrocknung herangezogen werden.

Ein weiteres Kriterium für den reibungslosen Betrieb der Holzvergaseranlage ist die Qualität der angelieferten Biomasse. Derzeit wird in Herzogsdorf Biomasse mit den Spezifikationen G60 und W30 verwendet. Diese Biomassequalität reicht bezüglich des Wassergehaltes laut Herstellerangaben nicht für einen Betrieb mit Holzvergasung (W<15%). Es ist daher zu prüfen, ob die geforderte Qualität für die Anlage regional und zu den bisherigen Beschaffungskosten bereitstellbar ist bzw. ob die Mehraufwände dafür getroffen werden können. Für genauere Informationen muss in jedem Fall mit dem Kesselhersteller (Fa. URBAS) Rücksprache gehalten werden.

5.10. Exkurs: Kraftwärmekopplungen für Gewerbe- und Privatbereiche

5.10.1. Private und gewerbliche KWK-Anlagen in der Energieregion HansBergLand

Im privaten und gewerblichen Bereich gibt es derzeit nur sehr wenige ausgereifte und vor allem erschwingliche Produkte am Markt, die mit Hilfe von Biomasse Strom und Wärme erzeugen können. Einige Anbieter haben zwar schon durch Pellets beheizte KWK-Kleinanlagen mit einem Leistungsbereich von ca. 3 kW elektrisch und ca. 15 kW thermisch, jedoch haben sich diese Anlagen am Markt wegen diverser Probleme in der Anlagenkonfigurierung noch nicht durchgesetzt. Diese Technologien werden aber weiterentwickelt und es ist zu erwarten, dass in nächster Zeit Anlagen mit ausgereifter Technologie verfügbar sein werden.

Im Zuge der Fertigstellung der Regionalanalyse wurde ein weiterer Hersteller von Holzvergasungsanlage mit KWK-Einbindung im Leistungsbereich von ca. 30 kW elektrisch und 70 kW thermisch ausfindig gemacht. Die Firma Spanner in Deutschland bietet mit dem Modell Spanner „Bazi“ eine Holzvergasertechnologie an, die mit relativ geringen Investitionskosten von ca. 85.000 € aufwarten kann.

Der Brennstoffverbrauch beträgt ca. 30-40 kg Waldhackgut je Betriebsstunde unter Nennleistung und der Wartungsaufwand hält sich mit ca. 15 Stunden im Monat in akzeptablen Grenzen. Auf eine computergesteuerte Regelung wird verzichtet. Die Anforderungen an das Waldhackgut sind gleich den Spezifikationen der Holzvergasungsanlagen der Firma Urbas.

Für Verbraucher mit größerem thermischem Eigenbedarf (Gewerbe, Landwirte, Hotels, etc.) bietet sich die KWK-Heißluftturbine der Fa. Talbott mit einer thermischen Leistung von 50 kW und einer elektrischen Leistung von 25 kW an. Allerdings sind diese Anlagen derzeit relativ teuer und bei den in Österreich geltenden Einspeisetarifen nur unter gewissen Umständen wirtschaftlich betreibbar. Einer dieser Umstände wäre gegeben, wenn neben dem thermischen auch ein großer elektrischer Eigenbedarf besteht und eine Differenz zwischen den eigenen Stromgestehungskosten und dem bezogenem Strompreis vom Netz vorherrscht.

In Tabelle 5-25 sind die Strom-, Wärme- und Gesamtgestehungskosten der Spanner BAZI Anlage dargestellt.

Tabelle 5-25 Stromgestehungskosten „BAZI“ Holzvergaseranlage (Fa. Spanner)

Jahreskosten	Einheit	Wert Strom	Wert gesamt	Wert Wärme
Realzinssatz	%/a	6%	6%	6%
Nutzungsdauer KWK-Anlage	a	15	15	15
Annuität	[-]	0,103	0,103	0,103
Kapitalgebundene Kosten	€/a	8.751,83	8.751,83	8.751,83
spezifische Kapitalkosten	€/kWh	0,083	0,025	0,04
Brennstoffkosten	€/a	10.700,00	10.700,00	10.700,00
Anteil sonstiger Betriebsmittel	% von I/a	0,3%	0,3%	0,3%
sonstige Betriebsmittelkosten	€/a	255,00	255,00	255,00
Verbrauchsgebundene Kosten	€/a	10.955,00	10.955,00	10.955,00
spez. verbrauchsgebundene Kosten	€/kWh	0,10	0,031	0,04
Personalstundensatz	€/h	22,00	22,00	22,00
Arbeitsstunden pro Jahr	h/a	150,00	150,00	150,00
Personalkosten	€/a	3.300,00	3.300,00	3.300,00
Instandhaltungskosten	% von I/a	2,0%	2,0%	2,0%
Instandhaltungskosten	€/a	1.700,00	1.700,00	1.700,00
Betriebsgebundene Kosten	€/a	5.000,00	5.000,00	5.000,00
spez. betriebsgebundene Kosten	€/kWh	0,05	0,01	0,02
Anteile Versicherung, Verwaltung	% von I/a	0,5%	0,5%	0,5%
Versicherung/ Verwaltung	€/a	425,00	425,00	425,00
Sonstige Kosten	€/a	425,00	425,00	425,00
spezifische sonstige Kosten	€/kWh	0,00	0,00	0,00
Gesamtkosten	€/a	25.131,83	25.131,83	25.131,83
spezifische Erzeugungskosten	€/kWh	0,2394	0,0718	0,1026

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis der Anlagen Herstellerangaben

Diese Anlage weist Stromgestehungskosten von ca. 0,24€/ kWh auf. Dem gegenüber stehen Wärmegestehungskosten von ca. 0,10 €/ kWh. Die gesamten Gestehungskosten belaufen sich auf ca. 0,07 € je kWh. Diese Anlage bietet sich vor allem für landwirtschaftliche Betriebe oder kleinere Gewerbebetriebe (z.B. Gaststätten) an, die neben dem thermischen Energieverbrauch auch einen größeren elektrischen Eigenbedarf abzudecken haben.

Im Zuge der Literaturrecherche für das vorliegende Umsetzungskonzept wurde eine innovative Technologie zur Strom- und Wärmegenerierung mit kleinen Biomasse Kraft-Wärmekopplungsanlagen ausfindig gemacht. Die Anlage der Firma Button Energy heißt *Bison Powerblock*® und wird mittels Pellets oder auch Biomasse Hackgut betrieben. Feldtests werden seit 2008 durchgeführt und verlaufen laut Hersteller zufriedenstellend; es sind bereits Geräte mit über 8.000 Betriebsstunden noch immer dauerhaft im Einsatz.

Die folgenden Daten sind von der Internetpräsenz des Herstellers auszugsweise übernommen worden:

Das Herzstück der Anlage bildet die Arbeitsmaschine – der linator®. Dabei handelt es sich um eine oszillierend arbeitende prozessdampfbetriebene 2-Zylinder-2-Takt-Dampfmaschine. Die Maschine verzichtet dabei vollständig auf rotierende Teile, wodurch sich auch der Name linator® (Lineargenerator) erklärt. Damit dieser mit Dampf versorgt wird, wird ein von Button Energy entwickelter Biomassebrenner, der direkt mit dem Dampfkessel vereint ist, eingesetzt. Das Eigengewicht von Brenner und Kessel liegt unter 20 kg. Ein sehr breiter Modulationsbereich und die rasche Reaktionszeit sind laut Hersteller ein großer Vorteil dieser Anlage. Ab der Zündung des Brennstoffes ist bereits innerhalb weniger Sekunden eine Temperatur von 55°C im Vorlauf erreicht. Kurz danach wird der linator® gestartet, dieser speist in das Stromnetz und erzeugt im Verhältnis von ca. 1:9 Strom und Wärme.

Abbildung 5-6: Anlage Bison Powerblock

Quelle: Button Energy, 2011

Technische Daten Kraftwandler Lineator	
Bauart	Freikolbendampfmaschine mit integriertem Lineargenerator
Brennstoffe	Holzpellets (Feinhackgut und andere Brennstoffe auf Anfrage)
Betriebsspannung	230 V AC, 50 Hz
Leistung elektrisch	0,3-2 kW
Leistung thermisch	3- 16,0 kW
Geräusch	48- 54 dB (A)
Abmessungen (HxBxT)	126x62x83 cm
Gesamtgewicht	ca. 195 kg
Richtpreis in €	22.200,- inkl. MwSt.

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von der Internetpräsenz der Firma Button Energy, 2011

Diese Anlage stellt auf Grund des relativ geringen Preises eine echte Alternative zu herkömmlichen Heizungen dar. Die thermische Energie wird über einen Plattenwärmetauscher in den Heizkreis überführt und die Anlage kann laut Hersteller auch ohne Stromgenerierung genutzt werden. Der Biomasse- bzw. Pelletsverbrauch bei Vollastbetrieb konnte aus der im Internet beschriebenen technischen Daten nicht eruiert werden; es konnte daher auch keine Wirtschaftlichkeitsberechnung durchgeführt werden.

Generell ist zu sagen, dass auf Grund der derzeitigen Energiediskussion der Einsatz solcher Anlagen in Zukunft einen immer wichtigeren Stellenwert bekommen wird und gerade im privaten EFH-Bereich immer mehr Hersteller mit innovativen Technologien auf den Markt kommen werden. Daher ist in Zukunft mit einer Preissenkung infolge der Stückzahlerhöhung zu rechnen.

5.10.2. Potentialabschätzung für private und gewerbliche KWK-Anlagen

Laut der Regionaldatenbank des Landes Oberösterreich (Bezugsjahr 2001) erfolgt in Oberösterreich die Raumbeheizung vorwiegend auf fossiler Basis. Ca. 26,9% der Wohnungen werden mit Öl, 30,8% mit Erdgas und 18,6% mit Holz beheizt. Diese Werte sind aus dem Jahr 2001, da derzeit noch keine aktuelleren Daten vorliegen. Als Abschätzung wurden jedoch anhand der *Gesamtenergiestatistik der Haushalte*[25] der Statistik Austria die oberösterreichischen Werte hochgerechnet. Aus diesen Daten ergeben sich die in Tabelle 5-26 dargestellten Werte. Es ist ersichtlich, dass der Biomasseanteil ansteigt, während der Anteil an fossilen Energieträger langsam sinkt.

Tabelle 5-26: Einsatz der Primärenergieträger für Raumwärme und Warmwasser

Holz, Hackschnitzel, Pellets, Holzbriketts	24%
Kohle, Koks, Briketts	1%
Heizöl, Flüssiggas	26%
Elektr. Strom	5%
Erdgas	19%
Solar, Wärmepumpen	2%
Fernwärme	24%

Quelle: Eigene Darstellung, Daten basierend auf Statistik Austria, 2005-2008, Gesamtenergie der Haushalte in OÖ.

[25] Statistik Austria (09.05.2011): Statistik Heizungen Zeitraum 2003 bis 2008 nach Bundesländern, verwendetem Energieträger und Art der Heizung

Laut der oberösterreichischen Regionaldatenbank[26] war der Bezirk Rohrbach mit einem Biomasseanteil von 37% im Jahr 2001 weit über dem oberösterreichischen Durchschnitt beim Biomasse-Einsatz. Dies liegt vermutlich an der großen regionalen Verfügbarkeit von Biomasse und an der eher ländlichen Siedlungsstruktur (kein flächendeckendes Erdgasnetz, etc.). Insgesamt ist ein Trend zu erkennen, der langsam von den fossilen Energieträgern (vor allem Heizöl) in Richtung der erneuerbaren Energiequellen umschwenkt.

Derzeit decken die Nahwärmeanlagen in der LAG HansBergLand ca. 6% des Gesamtwärmebedarfs dieser Region. Würde man die thermisch erzeugte Menge auf konventionellem Weg durch Heizöl (Annahme Heizwert 10 kWh/l) bereitstellen, ergäbe dies bei der in der LAG HansBergLand erzeugten Wärmemenge von ca. 10,3 GWh einen Heizöl-Mehrverbrauch von ca.1.027 m³ pro Jahr. Das dadurch eingesparte Treibhausgas CO_2 kann durch Multiplikation mit dem Gesamtemissionsfaktor von Heizöl (3,109kg/l)[27] errechnet werden.

Formeln zur Berechnung des CO_2-Ausstoßes:

$$\frac{10.268.000\ kWh}{10\ \frac{kWh}{l}} = 1.026.800\ l\ Heizöl$$

$$1.026.800\ l * 3{,}109\ kg\ \frac{CO_2 Emission}{l} = 3.192\ t\ CO_2\ Ausstoß$$

Aus Tabelle 5-27 kann entnommen werden, dass der Einsatz der regionalen Nahwärmeanlagen den CO_2-Ausstoß um ca. 3.200 Tonnen pro Jahr verringert, allerdings ist der „*Graue Energieeinsatz*“ (Erzeugung, Transport, etc.) in dieser Berechnung nicht berücksichtigt. *Es wird vorausgesetzt dass die Nutzung von Energie aus Biomasse als CO_2-neutral deklariert ist.*

Tabelle 5-27: CO_2-Vermeidung durch Einsatz von Biomasse-Nahwärmeanlagen

Primärenergiequelle	CO_2-Emissionen
Heizöl extraleicht	3,109 kg/l
1.026.800 l/a	3.192 Tonnen CO_2 Ausstoß pro Jahr

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten des eigenen Fragebogens und des Mühlviertler Ressourcenplans, Institut für Betriebliche und Regionale Umweltwirtschaft, 2010

[26] Regionaldatenbank des Landes Oberösterreich. (09.05.2011)

[27] Vgl. Öko-Institut Institut für angewandte Ökologie e.V.

5.11. Ergebnis der Regionalanalyse

Wie in Tabelle 5-28 ersichtlich ist, liegen die Stromgestehungskosten aller derzeitig am Markt verfügbaren Technologien bei einer Auslastung von 6.000 Stunden zwischen 0,05 und 0,08 Euro je Kilowattstunde Energie (Wärme- und Stromerträge).

Tabelle 5-28: Gestehungskosten der Anlagen bei 6.000 h/a

Anlagentechnik	Gestehungskosten bei 6.000h/a [Cent/kWh]
Holzvergasungsanlage (Fa. URBAS)	5 Cent
Organic-Rancine Anlage (Fa. Maxxtec)	8 Cent
Stirling Anlage (Fa. Stirling-Denmark)	8 Cent
Heißluftturbinenanlage (Fa. Talbott)	9 Cent

Quelle: Eigene Erstellung und Berechnung basierend auf VDI RL 2067

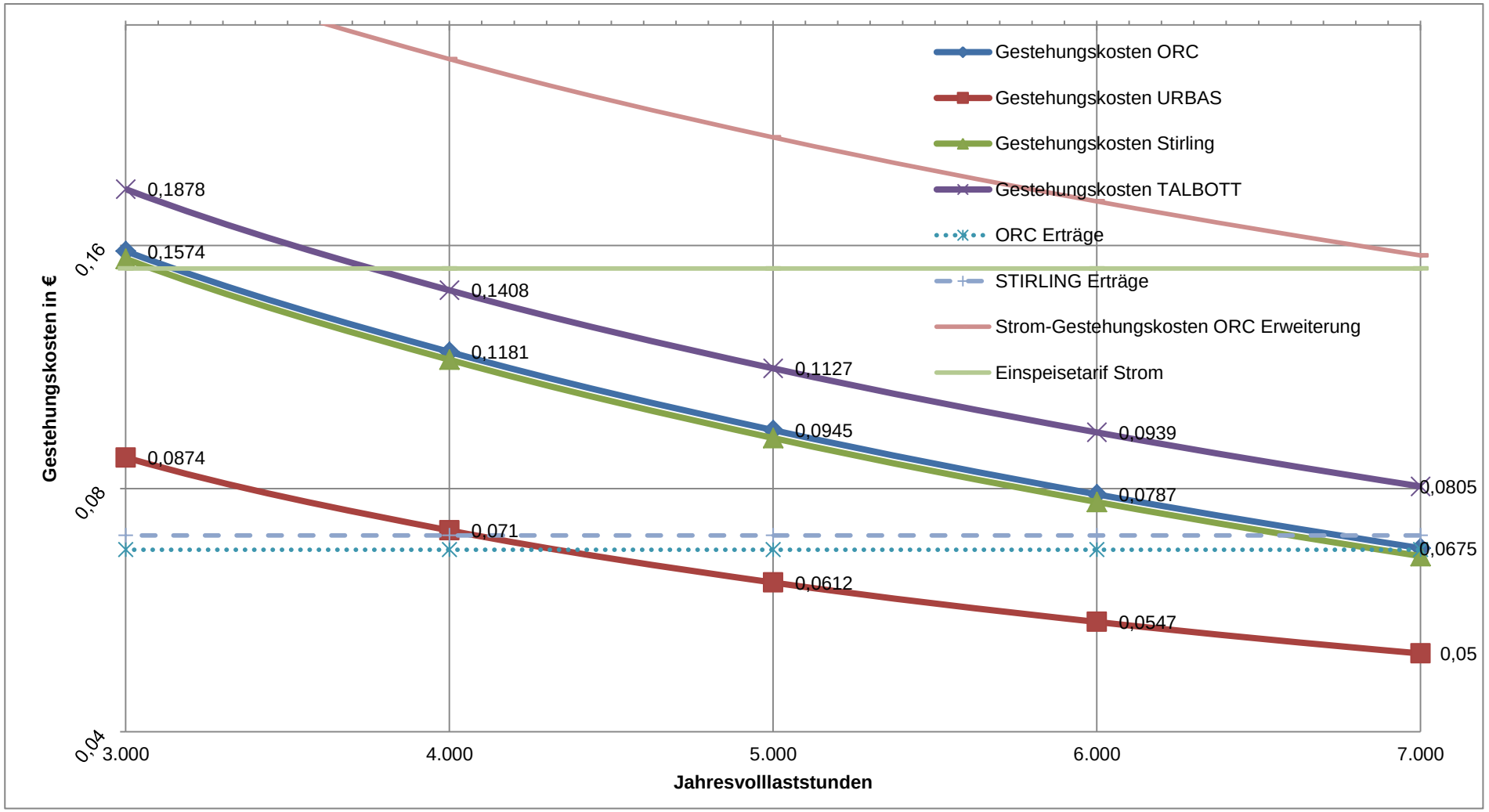
Tabelle 5-29: Optimale Technologien für die jeweiligen Anlagen

Anlage	Stirling-KWK	Heißluftturbine KWK	ORC-KWK-Prozess	Biomasse-vergasung
Auberg	+	+	-	-
Helfenberg	+	-	+	+
Niederwaldkirchen	-	-	+	+
St. Johann am Wimberg	-	-	-	+
St. Peter am Wimberg	-	-	-	+
St. Stefan am Walde	+	+	-	+
St. Ulrich im Mühlkreis	+	-	-	+
St. Veit im Mühlkreis	-	-	-	+
Herzogsdorf	+	+	-	-

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Fragebogen der LAG HansBergLand

In Abbildung 5-7 sind die Gestehungskosten im Bereich zwischen 3.000 h/a bis 7.000 h/a vergrößert und der Bereich mit für im KWK-Einsatz realistischen Werten darstellt.

Abbildung 5-7: Vergrößertes Detail Gestehungskosten



Quelle: Eigene Erstellung und Berechnung in Anlehnung an VDI 2067

Es ist erkennbar dass bei geringeren Auslastungen die Gestehungskosten rapide in die Höhe schnellen und erst ab einer Auslastung von ca. 3.500 Stunden pro Jahr in akzeptable Bereiche sinken.

Während die Gestehungskosten bei der Heißluftturbinen-Anlage Talbott BG 25 erst bei mehr als 7.000 h/a den Break-Even-Punkt erreichen, ist sichtbar, dass die Holzvergasertechnologie (Firma URBAS) mit Abstand die geringsten Gestehungskosten aufweist, während die ORC-Anlage und die Stirling-Anlage bei rund 6.800 h/a den Break-Even-Punkt erreichen. Die waagrechten Linien im Diagramm stellen die erzielbaren Erträge der jeweiligen Technologien bei Nennleistung und der Annahme, dass 100% des erzeugten Stromes und der erzeugten Wärme verkauft werden.

Die Hauptaussage dieser Potentialanalyse ist, dass eine ***kostendeckende*** Anlagennutzung unter den derzeitigen Bedingungen nur schwer zu erreichen ist. Die derzeitige Fördersituation in Österreich macht den Einsatz von KWK-Einbindungen in Nahwärmeanlagen trotz Investitionsförderung und Ökostrom-Einspeisetarif (14,98 Cent/kWh bis 500 kW elektrische Leistung) nur unter gewissen Rahmenbedingungen (hohe Jahres-Vollaststundenanzahl) wirtschaftlich. Besonders im Kleinanlagenbereich für Leistungen im EFH- und MFH-Bereich bis ca. 50 kW thermischer Wärmeleistung ist noch keine preislich interessante Technologie, verglichen mit dem aktuellen Strompreis, am Markt erhältlich.

Nach Gesprächen mit den verantwortlichen Biomassebetreibern vor Ort wurde seitens der Betreiber auf ein weiteres Problem aufmerksam gemacht. Die benötigte Biomasse ist oft nicht in ausreichender Menge und in der geforderten Qualität verfügbar. Der Grund für diesen Engpass ist laut einigen Nahwärmebetreibern der Export der vorhandenen Biomassekapazitäten zu den großen industriellen Anlagen (z.B. Ölmühle Aschach). Diese Abnehmer benötigen erhebliche Mengen an Biomasse zur Generierung von Prozesswärme und auf Grund der großen thermischen Leistungen dieser Anlagen kann auch Biomasse mit geringeren Qualitätsanforderungen in Bezug auf Feuchtegehalt und den Nadel- bzw. Rindenanteil zur thermischen Verwertung eingesetzt werden. Hier wird sich das Regionalmanagement in Zusammenarbeit mit den verantwortlichen Nahwärmebetreibern und Waldhackgutlieferanten aktiv bemühen, Lösungen zur Behebung dieses „Ausverkaufs“ zu erarbeiten und die regionale Wertschöpfungskette zu erhalten.

Effizienzsteigerung durch den Einsatz von Pufferspeichern:
Durch den Einsatz von großvolumigen Pufferspeichern (siehe Kapitel 3.8.1) in der Nähe des Versorgungsnetzes der jeweiligen Anlage könnte die Auslastung und die Effizienz der Nahwärmeanlagen signifikant verbessert werden. Durch den Einsatz dieser Speichertechnologien ist es nicht mehr notwendig, in den Monaten mit relativ geringem Wärmebedarf die Heizanlage durchgehend in Betrieb zu halten, da die thermischen Spitzen abgefedert werden.

Bei einer Pufferspeichergröße von 30m³ und einem Temperaturunterschied von 40 Kelvin (ΔT) kann mit Hilfe folgender Formel die theoretische Entladedauer eines Pufferspeichers berechnet werden:

$$Q = m * cp * \Delta T$$
$$Q = 30.000 * 4{,}19 * 40$$
$$Q = 5.028.000\ KJ$$
$$Q = \frac{5.028.000}{3.600} = 1.397\ kWh$$

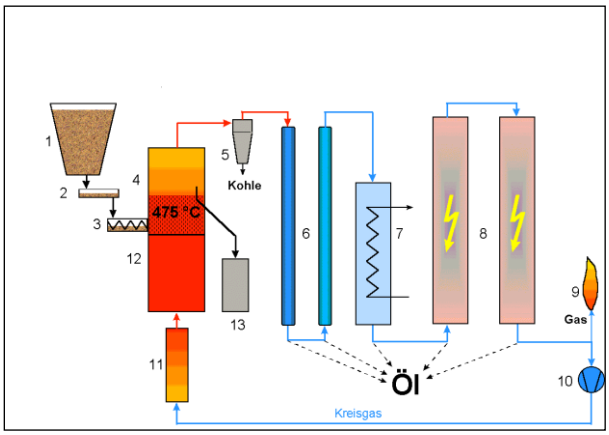
Bei einer Entnahme von 70 kW (Sommerauslastung Anlage St. Peter am Wimberg) könnte mit dieser Speichergröße eine Zeitspanne von ca. 20 Stunden überbrückt werden, wobei dieser Wert nur als grobe Abschätzung dienen kann, da die Entladekurve eines Pufferspeichers nicht linear verläuft bzw. die Wärmeabgabe nicht konstant ist.

Eine weitere Möglichkeit wäre, mittels solarthermischen Kollektoren diesen Pufferspeicher aufheizen zu können, um mittels des thermischen Energieinhalts des Puffers eine vollständige Deckung des Wärmebedarfs in den Monaten mit hoher solarer Einstrahlung (Juni, Juli, August) zu erreichen. Bei einer täglichen Sonnenstundendauer von ca. 5 Stunden und einer durchschnittlichen Einstrahlung von 800 W/m² ergibt sich bei einer Modulfläche von 300 m² eine gesamte thermische Wärmeproduktion von ca. 240 kW/Stunde. Mit einem angenommenen Wirkungsgrad bei solaren Großanlagen von ca. 50% ergibt sich ein Potential von 120 kW/Stunde an thermischem Ertrag pro durchschnittlichen Sommertag. In 5 Stunden wird eine Wärmemenge von 600 kW in den Puffer geladen; das bedeutet, dass in 2 Tagen mit durchschnittlicher Sonneneinstrahlung der Pufferspeicher bei der angenommenen Modulfläche thermisch voll durchgeladen ist. Grundvoraussetzung ist aber eine korrekte Auslegung der Gesamtanlage, um die Schichtung im Speicher nicht zu beeinträchtigen.

Es ist aber nicht Primärziel dieser Studie, eine Wirtschaftlichkeitsberechnung für KWK-Anlagen durchzuführen, sondern vor allem zu überprüfen, ob ein Einsatz in der Energieregion HansBergLand bzw. in ähnlich strukturierten Regionen überhaupt sinnvoll ist. Daher wurde weiter nach Optionen und Lösungsansätzen im Bereich KWK-Anlagen gesucht. Eine weitere Alternative, auf die man im Zuge dieser Potentialanalyse gestoßen ist, ist die Möglichkeit der Verflüssigung von Biomasse (Waldhackgut) und der Erzeugung von Pyrolyseölen. Aus diesen Pyrolyseprodukten kann durch eine chemische Weiterverarbeitung Brennstoff für Verbrennungsmotoren und Mikrogasturbinen erzeugt werden. Diese Technologie wird im folgenden Kapitel 5.12 kurz vorgestellt.

5.12. Exkurs: Flash-Pyrolyseanlagen

Abbildung 5-8: Flash Pyrolyseanlagen



Quelle: Institut für Holzchemie und chemische Technologie des Holzes, 2011

In
Abbildung 5-8 ist der schematische Aufbau einer Flash-Pyrolyse-Anlage dargestellt. Die Flash-Pyrolyse findet auf einem Temperatur-Niveau von ca. 450-500°C statt. In diesem Temperaturbereich wird die Biomasse unter Sauerstoffabschluss (ʎ(Lambda)=0) innerhalb weniger Millisekunden auf die geforderte Prozesstemperatur erhitzt. Die entstehenden Pyrolyse-Reaktionsstoffe werden in einem Wärmetauscher abgekühlt und kondensiert. Dabei entstehen Bioöl, Biogas und Biokoks. Das Hauptaugenmerk liegt dabei nicht in der Produktion von Holzkohle oder Pyrolysegas, sondern in einer Maximierung des flüssigen Pyrolyseöls.

Pyrolyseöle wurden bereits als Zusatz-Brennstoff in Dieselmotoren eingesetzt, wobei eine Weiterverarbeitung durch Raffinieren unter den derzeitigen Rahmenbedingungen, jedoch noch nicht wirtschaftlich durchzuführen ist. Es muss jedoch ein modifizierter Dieselmotor für eine Verwendung mit Pyrolyseölen verwendet werden, da Pyrolyseöle stark korrosiv sind und diverse Motorenkomponenten (Einspritzdüsen, Kraftstoffleitungen etc.) angreifen.

Testversuche zeigten, dass eher großvolumige Motoren mit speziell beschichteten Bauteilen für Pyrolyseölbetrieb im Vergleich zu Motoren mit kleineren Leistungen unempfindlicher sind. Ein Betrieb mit 100% Pyrolyseöl ist allerdings noch nicht möglich, da die Viskosität (Zähigkeit) des unverdünnten Pyrolyseöles zu hoch ist, sodass derzeit Methanol als Verdünnungsmittel eingesetzt wird.

Abbildung 5-9: BHKW Mercedes 440 Aggregat

Quelle: Institut für Holzchemie und chemische Technologie des Holzes, 2011

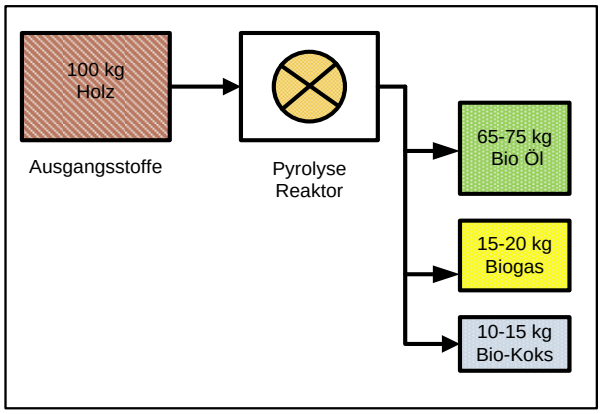
Tabelle 5-30: Stoffeigenschaften des Pyrolyseöls

Spezifikationen Pyrolyseöl	
Wassergehalt	20-35%
Dichte	1,2g/cm³
Kohlenstoffanteil	56%
Wasserstoffanteil	7%
Sauerstoffanteil	37%
Feinpartikel	<0,3 %
Heizwert	16-18 MJ/kg
Besonderheit	stark korrosiv

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von Fa. Pytec, 2011

Der Heizwert des Pyrolyseöls liegt bei ca. 16 MJ/kg; dies sind ca. 40% des Heizwertes von fossilem Heizöl (42 MJ/kg). Wichtige Rahmenbedingungen für eine gute Ölausbeute sind eine sehr hohe Aufheiz- und Wärmeübertragungsgeschwindigkeit und ein anschließendes schnelles Abkühlen der Produkte. Die Bioöl-Ausbeuten sind in Abbildung 5-10 dargestellt. Der größte Vorteil im Vergleich zur Verbrennung und zur Vergasung ist, dass die Erzeugung und die Nutzung zeitlich getrennt stattfinden können. Pyrolyseöl ist ähnlich dem Heizöl gut lager- und transportierbar.

Abbildung 5-10: Prozess der Bioölausbeute



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von Fa. Pytec, 2011

Es bietet sich für die LAG HansBergLand die Alternative an, zentral eine größere Biomasse-Verflüssigungsanlage zu errichten, das Bioöl dort herzustellen und für eine Nutzung in Ölmotoren aufzubereiten und dann in den einzelnen Nahwärmeanlagen in die Gemeinen zur Wärme- und Stromproduktion zu verwenden.

Als Technologien in den Nahwärmeanlagen können handelsübliche Stromgeneratoren mit einer angebauten Wärmeauskoppelung verwendet werden (siehe Kapitel 3.1) Der Vorteil dieser Anlagenkonzipierung ist der Einsatz von, im Vergleich zu den im vorherigen Kapitel behandelten Technologien, günstigeren KWK-Anlagen. Die Kompaktheit, die Einfachheit und die schnellere und einfache Regelbarkeit dieser Aggregate wären weitere Vorteile solcher Anlagen.

Durch eine Zentralisierung der Produktion können Transport- und Lagerkosten gesenkt werden. Ein weiterer Vorteil ist, dass die Qualitätsanforderungen an das Waldhackgut bei einer Verölung der Biomasse nicht so hoch sind, als dies z.B. bei einer Holzvergasungsanlage der Fall ist.

Nachteilig wirkt sich allerdings aus, dass solche Pyrolyse-Großanlagen derzeit noch immer im Entwicklungsstadion sind und daher mit teuren Investitionskosten verbunden sind. Eine Marktreife ist derzeit noch nicht abzusehen.

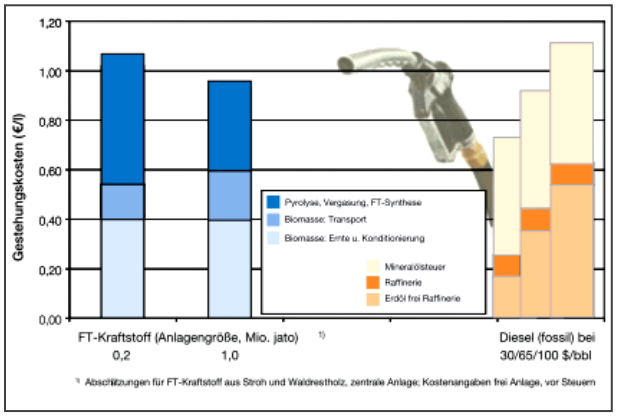
Im Zuge der Literaturrecherche wurde die Kalkulation der Gestehungskosten von Biomass-to-Liquid (BtL) Anlagen aus der Dissertation „**Systemanalytische Untersuchung zur Schnellpyrolyse**“[28]“ als Beispiel herausgegriffen. Die Gestehungskosten der Slurry-Biomasse-Anlage sind in der Tabelle 5-31 dargestellt. Diese gibt Aufschluss über die Gestehungskosten bei einer 50 MW_{input} Pyrolyseanlage. Diese für diese Untersuchung herangezogene BtL-Anlage hat einen Waldhackgutverbrauch von ca. 130.000 Tonnen pro Jahr.

[28] Vgl. Stefan Lange, Systemanalytische Untersuchung zur Schnellpyrolyse, 2008, S 186

Zum Vergleich, alle Biomasse-Nahwärmeanlagen des Bezirks Rohrbach verwerten ca. 53.500 SRM Hackschnitzel (ca. 13.300 Tonnen) pro Jahr. Eine Anlage in dieser Größe könnte der Bezirk Rohrbach trotz seiner großen Waldfläche (27.257ha) unter Berücksichtigung eines Biomassepotentials von 6 SRM je ha Waldfläche (siehe Kapitel 4.10) bei weitem nicht mit regionaler Biomasse (ca. 40.880t/a) versorgen.

Die Slurrymasse wird anschließend in Vergasungsanlagen durch Einsatz der F.T. (Fischer-Tropsch) Technologie zu biologischem Kraftstoff für Verbrennungsmotoren aufbereitet. Wie aus Tabelle 5-31 ersichtlich, ist mit Slurry-Gestehungskosten von ca. 0,043 €/kWh zu rechnen. Die gesamten Gestehungskosten für BtL-Kraftstoffe bewegen sich bei ca. 0,95 bis 1,05 € je Liter Kraftstoff[29] (Stand 2009). Zu beachten ist, dass diese Gestehungskosten noch keine Steuern und Abgaben beinhalten.

Abbildung 5-11: Gestehungskosten BtL Kraftstoffe



Quelle: Leible Ludwig, 2009

Tabelle 5-31: Ökonomische Kenngrößen 50 MW Schnellpyrolyseanlage für Waldrestholz

Bereitstellungskosten Biomasse	Einheit	Menge
Bedarf an Biomasse	t/a	130.350
zusätzlicher Bedarf an Biomasse		18.225
Erfassungsgebiet	km²	2.080
mittlere Transportentfernung	km	26,20
Erfassungskosten Biomasse roh	€/t	48,1
Transportkosten Biomasse roh	€/t	8,90
Bereitstellungskosten Biomasse frei Anlage	€/t	57
Bereitstellungskosten	Mio €/a	8,47

[29] Energiesystemanalyse Tagungsband des Workshops „Energiesystemanalyse“ vom 27. November 2008 am KIT Zentrum Energie, Karlsruhe; D. Möst, W. Fichtner, A. Grunwald

Kapitalgebundene Kosten		
Investitionen	Mio €/a	30,66
Annuität	1/a	0,094
Instandhaltungskosten	Mio €/a	1,12
Kapitalgebundene Kosten	Mio €/a	4
Verbrauchsgebundene Kosten (ohne Biomasse)		0
Sandverbrauch	t/a	1.800
Kosten Sand	€/t	50
Sandkosten	Mio €/a	0,09
Verbrauch el. Energie	MWh/a	16.040
Stromkosten	€/MWh	61
Kosten el. Energie	Mio €/a	0,98
Betriebsgebundene Kosten		
Personalbedarf	AK/a	30
Personalkosten pro Jahr	Mio €/a	1,72
Sonstige Kosten		
Faktor sonst. Kosten Investitionsbezogen	1/a	0,01
Produktionskosten	Mio €/a	15,57
Masse an Slurry	t/a	80.175
Energie an Slurry	GJ/a	1.310.250
Slurrykosten je Tonne	€/t	194
Slurrykosten je MWH	€/MWh	42,8

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten der Dissertation von Stefan Lange, Systemanalytische Untersuchung zur Schnellpyrolyse (2008)

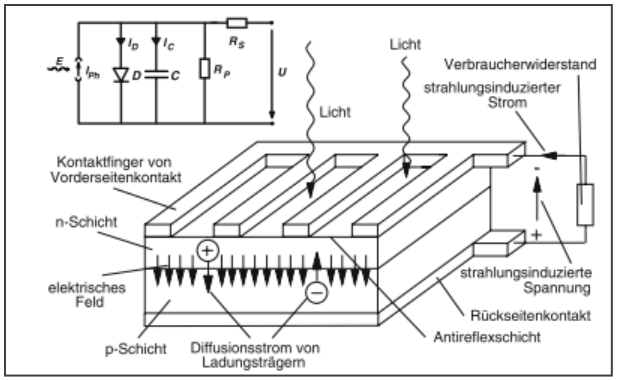
5.13. Vergleich mit der PV-Technologie

5.13.1. Allgemein

Als Vergleichstechnologie zur KWK-Technologie wurde die Photovoltaik (PV) herangezogen. Es wurde berechnet, wie hoch die Gestehungskosten für Strom aus einer PV-Anlage ausfallen, wenn der gleiche Strom-Jahresertrag wie mittels einer KWK-Anlage generiert wird.

Bei der PV-Technologie wird die Energie des Sonnenlichts mit Hilfe einer Solarzelle in elektrischen Strom umgewandelt. Fällt Licht auf die Solarzelle, werden Elektronen aus dem Kristallgitter freigesetzt und es bilden sich Plus- und Minuspol aus. Wird ein elektrischer Verbraucher zwischen die Pole geschaltet, ist der Stromkreis geschlossen und ein Stromfluss zwischen den beiden Polen findet statt.

Abbildung 5-12: Funktionsweise und Schaltbild einer PV-Zelle30



Damit größere Mengen an Strom generiert werden können, werden mehrere solcher Zellen miteinander verbunden. Dieser Verbund an einzelnen Solarzellen wird Modul genannt. Die generierte Gleichspannung wird im Wechselrichter in Wechselspannung umgewandelt, um mit der richtigen Spannung und Frequenz ins Netz eingespeist werden zu können. Durchschnittliche Wirkungsgrade von marktgängigen PV-Modulen liegen je nach verwendeter Technologie (Mono-Multikristallin, Amorph, etc.) derzeit zwischen 6 und 18%. Bei einer Einstrahlung von ca. 1.050 W/m² (ca. 1.000 kWh/m²a) und unter STC (Standardtestbedingungen) ergibt sich bei einem Wirkungsgrad von 13% eine Leistung von 136 Watt/m² Photovoltaikfläche. Die Einstrahlungswerte wurden aus den Geoinformationen des Landes Oberösterreich[31] ermittelt. Da die einzelnen Zellen miteinander über Kontakte an der Zellenoberseite verbunden sind und sich daraus ein geringer Flächenverlust ergibt, ist die Leistung auf Grund der ungenutzten Fläche bei der Modulfläche etwas geringer als bei der reinen Photovoltaikfläche.

5.13.2. Berechnung der Stromgestehungskosten

Bei einer elektrischen Leistung von 150 kW elektrisch und einer Jahresvolllaststundenanzahl von 6.000 h/a ergibt sich eine erzeugte Strommenge von ca. 900.000 kWh pro Jahr. Um diese 900 MWh/a zu erzeugen, ist es notwendig, ca. 6.000 m² PV-Kollektorfläche bereitzustellen. Mit einem Wirkungsgrad von 13% wird die Vorgabe erreicht. Die Stromgestehungskosten werden analog zu den Berechnungen wie in dem Kapitel 4 errechnet.

Bei den Investitionskosten wurde angenommen, dass 6.500 Module (Fa. Kyocera KD 125) mit jeweils 125 W Nennleistung bei STC mit einer Gesamtfläche von ca. 6000 m² mit 13 Wechselrichtern (Fa. Fronius IG 60CL) freistehend aufgeständert und verschaltet werden. Es wird angenommen, die Module sind südlich ausgerichtet und optimal geneigt. Die Kosten für Verkabelung und Montage wurde mit 10% der Investition angenommen. Die Preise für die Komponenten entsprechen den derzeitigen Marktpreisen. Die Gesamtinvestition beläuft sich

[30] Vgl. Kaltschmitt, Streicher, Wiese Erneuerbare Energien (2005)

[31] Vgl. Land Oberösterreich Fachinformation online http://doris.ooe.gv.at Zugriff (09/2012)

auf angenommene 2.750.000 € für die Anlage (ohne Aufschließungs- Grundstückskosten etc.). Als Laufzeit wurden 15 Jahre angenommen, um den Vergleich mit den Stromgestehungskosten der anderen Technologien gegenüberstellen zu können, obwohl bei solchen Anlagen üblicherweise mit einer Lebensdauer von ca. 25 Jahren kalkuliert wird.

Abbildung 5-13: Kostenaufteilung PV-Großanlage

Bauteil	Kosten
PV Module Kyocera KD 125 (6500 Stk.)	2.275.000 €
13* Wechselrichter Fronius IG 60 (13 Stk.)	225.000 €
Aufständerung, Kabel, etc. (10 % von Investition)	250.000 €
Kosten	2.750.000 €

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis marktüblichen Preisen von PV für 2011

Die prozentuellen Kosten für Instandhaltung wurden im Vergleich zu den KWK-Berechnungen von 2% auf 1% gesenkt, da PV-Anlagen im Normalfall weniger Wartung aufweisen als KWK-Anlagen. Die Berechnungen sind in Tabelle 5-32 dargestellt. Die Investitionswerte beruhen auf Annahmen und marktüblichen Preisen. Es wurden keine preismindernden Faktoren eingerechnet (Rabatte, etc.), obgleich diese Faktoren bei Anlagen in diesem Leistungsbereich eine nicht unwesentliche Rolle spielen.

Tabelle 5-32: Stromgestehungskosten PV Großanlagen (Ertrag 960 MWh/a)

Jahreskosten	Einheit	Werte
Realzinssatz	%/a	6%
Nutzungsdauer PV-Anlage	a	15
Annuität	[-]	0,10
Kapitalgebundene Kosten	€/a	283.147,60
spezifische Kapitalkosten	€/kWh	0,29
Anteil sonstiger Betriebsmittel	% von I/a	0,3%
sonstige Betriebsmittelkosten	€/a	8.250,00
Verbrauchsgebundene Kosten	€/a	8.250,00
spez. verbrauchsgebundene Kosten	€/kWh	0,01
Personalstundensatz	€/h	22,00
Arbeitsstunden pro Jahr	h/a	0,00
Personalkosten	€/a	0,00
Instandhaltungskosten	% von I/a	1,0%
Instandhaltungskosten	€/a	27.500,00
Betriebsgebundene Kosten	€/a	27.500,00
spez. betriebsgebundene Kosten	€/kWh	0,029
Anteile Versicherung, Verwaltung	% von I/a	0,5%
Versicherung/ Verwaltung	€/a	13.750,000

Sonstige Kosten	€/a	13.750,00
spezifische sonstige Kosten	€/kWh	0,014
Gesamtkosten	€/a	332.647,60
spezifische Erzeugungskosten	€/kWh	0,348

Quelle: Eigene Berechnung, mit Daten basierend auf eigener Abschätzung anhand von marktüblichen Preisen

Die Stromgestehungskosten von 0,348 € pro kWh stehen aktuell geltenden Einspeisetarifen für freistehende Anlagen mit Leistungen über 20 kW_{peak} von 0,25 € je Kilowattstunde[32] gegenüber. Diese Tarife gelten für 13 Jahre, danach tritt eine prozentuelle Minderung der Einspeisevergütung in Kraft. Details zu diesen Tarifen sind in der **Ökostromverordnung** detailliert angeführt.

[32] gemäß BGBl II Nr 42/2010 und BGBl II Nr 25/2011

6. Zusammenfassung und Weiterarbeit

Generell wurden im Zuge dieses Umsetzungskonzeptes die Möglichkeiten geprüft, zum Zwecke einer besseren Brennstoffnutzung Biomasse-Nahwärmeanlagen auf eine KWK-Einbindung hin zu untersuchen. Es wurde recherchiert, welche verschiedenen Technologien derzeit am Markt erhältlich sind und ob diese Technologien derzeit wirtschaftlich einsetzbar sind. Dabei wurde festgestellt, dass unter den derzeitigen Rahmenbedingungen eine Rentabilität nur bei bestimmten Anlagenkonfigurationen und einer großen Volllast-Stundenauslastung gegeben ist.

Es ist unumstritten, dass durch den Einsatz von Kraft-Wärmekopplungen Brennstoff eingespart wird und bei Anlagen mit gleichzeitiger Strom- und Wärmeauskopplung um mehr als ein Drittel vermindert wird. Daher ist der Einsatz und die Nutzung der KWK-Technologie immer der getrennten Produktion von Strom und Wärme vorzuziehen. Durch Nah- und Fernwärmeauskopplung haben Kraftwerksbetreiber außerdem die Möglichkeit des Wärmeverkaufs.

Bei den Gesprächen mit den Biomasse-Nahwärmebetreibern in der Klima- und Energie-Modellregion HansBergLand wurden vor allem folgende **Defizite** aufgezeigt, die sich so oder in ähnlicher Form auch auf andere Biomasse-Nahwärmeanlagen in anderen Regionen übertragen lassen:

- Es gibt seitens der Biomasse-Nahwärmeanlagen und seitens der Biomasselieferanten keine geregelten Abnahmeverträge.
- Biomasse Anlagenbetreiber, die viel Biomasse zukaufen müssen, können die Anlagen laut einiger Betreiber der Nahwärmeanlagen in der LAG HansBergLand derzeit nur schwer profitabel betreiben.
- Regionale Biomasse wird zum einen aus der Region exportiert, zum anderen aus dem benachbarten Ausland (Tschechien) importiert.
- Private Waldbesitzer nutzen das Energiepotential ihres Waldes nicht, weil sie keine regelmäßige Durchforstung durchführen.
- Sägewerksbetreiber verkaufen an die großen Biomasseabnehmern auf Grund der geregelteren Abnahme und deren geringeren Qualitätsanforderungen an das Waldhackgut.
- Durch das Ausbleiben von großflächigeren Waldschäden (Sturm) sind viele Forstwirte nicht mehr gezwungen, ihre Biomasse zu verkaufen.
- Waldbesitzer wollen erst wieder nach möglichen Sturmschäden aufforsten.

Obgleich bei größeren Anlagenbetreibern eine KWK-Einbindung schon Standard ist, herrscht bei kleineren Anlagen die Skepsis gegenüber der Mehrinvestition bei KWK-Einbindung meist als hemmender Faktor vor. Bei den Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen wurde vor allem sichtbar, dass der finanzielle Mehraufwand für die Errichtung eines Heizkraftwerkes mit KWK-Technologie im Vergleich zu einem ohne KWK-Einbindung noch signifikant ist, vor

allem für kleinere Heizwerkbetreiber. Hier wäre z.B. seitens der Politik anzusetzen, um eventuelle Anreize für eine KWK-Einbindung zu schaffen. Auch seitens der Energieversorger wird das Thema Kraft-Wärme-Kopplung in Zukunft eine immer wichtigere Rolle einnehmen, um die Netzstruktur zu entlasten und mehr Flexibilität durch dezentrale Stromerzeuger zu erreichen.

Ein weiterer Schritt wäre, Denkprozesse seitens der Kommunen und Bezirke anzuregen, da der Einsatz von dezentralen Wärme- und Stromversorgern durch Einsatz von regionaler Biomasse in KWK-Prozessen vor allem der Region den Vorteil bringt, dass der Geldabfluss für Energieaufwendungen aus der Region durch den Einsatz von regional aufgebrachter Energie vermindert werden kann, um langfristig die Energieeigenversorgung zu sichern. Dafür bedarf es auch einer Lösung für die Problematik, dass einerseits regionales Hackgut aus dem Mühlviertel exportiert und andererseits tschechisches Waldhackgut importiert wird. Dieser Denkprozess muss auch in der Bevölkerung ins Rollen gebracht werden, um einen Bewusstseinswandel in Richtung einer nachhaltigen Lebens- und Wirtschaftsweise herbei zu führen.

Ansatzpunkte um den Problemen von Biomasse-Nahwärmeanlagen entgegenzuwirken:

1. Bewusstseinsbildende Maßnahmen
2. Gemeinsamer Einkauf
3. Gemeinsame Spezifikationen
4. Lager/Trockenraum
   - Gemeinsamer Biomasseeinkauf
   - Sicherung der Rohstoffversorgung vor der Errichtung einer Biomasse-Heizanlage

Mehrwert der geleisteten Arbeit in der Klima- und Energiemodellregion HansBergLand

Das Projekt Klima- und Energie-Modellregion HansBergLand zielte darauf ab, die Leaderregion HansBergLand als Klima- und Energie-Modellregion zu etablieren. Die Erstellung des regionalen Umsetzungskonzeptes fokussierte dabei ursprünglich auf ungenutzte Potentiale der thermischen Verwertung. Es sollten die Möglichkeiten einer Kraft-Wärme-Kopplung der regionalen Nahwärmeanlagen sowie der privaten Heizungsanlagen geprüft werden. Das Energiemanagement wäre dafür vorgesehen gewesen, die Realisierung von mindestens zwei konkreten Umsetzungsprojekten zu unterstützen. Zur nachhaltigen Sicherung der Projektergebnisse wurden Vernetzungs- und Bewusstseinsbildungs-maßnahmen gestartet (siehe Dokumentation in Anhang D).

Das Projektteam musste auf Basis der wissenschaftlichen Forschungsergebnisse ernüchtert zur Kenntnis nehmen, dass sich die ursprünglichen Projektziele nicht so wie in der

Beauftragung durch den Klima- und Energiefonds vorgesehen realisieren lassen werden können. Zu Beginn der Projektlaufzeit wurden alle Nahwärmeanlagenbetreiber mithilfe eines Fragebogens befragt, wodurch Grunddaten zu den Anlagen in der Region erfasst wurden. Auf Basis eines umfangreichen Berechnungsmodells wurden Wirtschaftlichkeitsanalysen hinsichtlich der Umstellung bzw. Ergänzung der Nahwärmeanlagen durch KWK erstellt. Dabei ergab sich eine wichtige Erkenntnis, die sicherlich auch für andere Regionen eine wertvolle Information darstellt: Alle Nahwärmeanlagen in der Region HansBergLand sind suboptimal konzipiert worden. Keine Anlage erreicht auch nur annähernd ihre Volllaststunden, da die Kessel mit Bezug auf die Nachfrage zu groß ausgelegt wurden. Dies zieht natürlich auch betriebswirtschaftliche Folgen nach sich. Keiner der Anlagenbetreiber sieht sich derzeit finanziell in der Lage, Zusatzinvestitionen hinsichtlich KWK zu tätigen, da die meisten Anlagen erst wenige Jahre alt sind und sich noch nicht amortisiert haben. Somit lässt sich die Schwerpunktsetzung der Klima- und Energie-Modellregion HansBergLand, die durch den Slogan „Keine Wärmeerzeugung ohne Stromproduktion“ zum Ausdruck gebracht wurde, nicht umsetzen. Das Projekt ist somit seiner Zeit noch um 5-10 Jahre voraus.

Trotzdem ergaben sich aus der Regionalanalyse **relevante Erkenntnisse**, die auch für andere Regionen Gültigkeit besitzen und demnach übertragbar sind, z.B.:

- Beim Einkauf von Biomasse für Nahwärmeanlagen sind regionale Kooperationen der Betreiber anzustreben und langfristige Abnehmerverträge mit den Erzeugern von Biomasse abzuschließen, um die Versorgungssicherheit mit Biomasse zu gewährleisten und auch das Preisschwankungsrisiko zu minimieren. Konkrete Ideen zu dieser Zusammenarbeit sind in den Empfehlungen zur Regionalanalyse erarbeitet worden.
- Zur Optimierung der Wirtschaftlichkeit von Nahwärmeanlagen ist eine zyklische Überprüfung der Betriebsstunden vorzusehen.
- Effizienzstrategien für Nahwärmeanlagen wurden im Rahmen der Regionalanalyse erarbeitet.
- Der Markt für KWK-Anlagen wurde analysiert, sodass andere Nahwärmeanlagen in anderen Regionen unser Berechnungsmodell verwenden können, um herauszufinden, ob sich ihre Anlage für eine Umrüstung auf KWK eignet.
- Auf Grund der Analysen sind wir in der Lage bei Neukonzeptionen von Nahwärmeanlagen optimale Nenngrößen zu ermitteln

Die 11 Gemeinden (14.200 Einwohner) der Leaderregion HansBergLand haben auch erkennen müssen, dass sie zu klein sind, um als eigenständige Klima- und Energie-Modellregion überleben zu können. Angesichts der angespannten Finanzsituation und vor dem Hintergrund, dass alle Gemeinden der Region Abgangsgemeinden sind, müssen wir zur Kenntnis nehmen, dass ein eigenes Energiemanagement – auch mit guten Förderkonditionen – leider nicht finanzierbar ist. Im Laufe der ersten Projektphase wurden zahlreiche Veranstaltungen zum Thema Energie organisiert. Bei mehreren Projekten wurde

mit der Klima- und Energie-Modellregion Donauland-Böhmerwald zusammengearbeitet. In den letzten Wochen wurde die Möglichkeit einer Fusion der Klima- und Energie-Modellregion HansBergLand mit der Region Donau-Böhmerwald eingehend geprüft, jedoch ist aufgrund fehlender Eigenmittel auch dies keine realistische Alternative. Zudem besteht generelle Unsicherheit bezüglich des Weiterbestands der Leaderregion HansBergLand, da im Zuge der Verwaltungsreform eine Integration in andere Regionen ab 2014 wahrscheinlich ist.

Auch wenn keine 2. Projektphase der Klima- und Energie-Modellregion HansBergLand eingeleitet werden kann, wird sich das Leadermanagement – im Rahmen seiner Möglichkeiten – weiterhin mit dem Themenfeld Energie beschäftigen. Es sind beispielsweise weiterhin Bewusstseinsbildungsmaßnahmen durch Veranstaltungen, Zeitungsberichte und Vorträge vorgesehen. Einzelne Projekte mit Schwerpunkt Energie werden über das Leaderbüro HansBergLand abgewickelt. So ist wird es zur Zusammenführung und zum Ausbau der Energiebuchhaltungen für die 11 Mitgliedsgemeinden kommen, indem zur Implementierung eines Benchmarksystems kommen wird. Dies soll den Verantwortlichen auf einfachem Wege Rückschlüsse und Informationen über die eigenen Ausgaben im Rahmenbereich der Energiethematik geben. Dieser Schritt soll laut den Verantwortlichen in den kommenden Monaten abgeschlossen sein. Es ist auch angedacht, diesen Prozess durch eine Bachelor- oder Masterarbeit (z.B. an der JKU Linz oder der FH Wels) begleiten zu lassen. Zudem ist die temporäre Projektzusammenarbeit mit anderen Energieregionen, z.B. beim Tag der Sonne, ein weiterer Schwerpunkt der Bemühungen in der Region HansBergLand.

Im Sommer 2010 hat das Projektteam damit begonnen, sich erste Gedanken zur Klima- und Energie-Modellregion HansBergLand zu machen. Dazu hat Kontakt mit dem Energieinstitut an der JKU aufgenommen. Gemeinsam wurde mit viel Kreativität und Engagement der Antrag formuliert und das Team hat sich über die Beauftragung zur Umsetzung gefreut. Die letzten 18 Monate waren sehr arbeitsintensiv und erkenntnisreich. Gerade die öffentlichen regionalen Veranstaltungen waren hinsichtlich der Bewusstseinsbildung und Vernetzung sehr erfolgreich. Umso schmerzhafter ist nun für das Projektteam die Tatsache, dass die angedachte Vision für die Region HansBergLand nicht verwirklicht werden kann.

Somit wird das Projekt Klima- und Energie-Modellregion HansBergLand mit Ende der Projektphase 1 eingestellt. Die Regionalanalyse stellt dahingehend einen Endbericht samt detaillierten Empfehlungen dar, der somit für andere Regionen, die beabsichtigen, Nahwärmeanlagen um KWK zu ergänzen, eine wertvolle Hilfestellung und Anleitung ist. Zudem ist der Endbericht auch aufgrund der aktuellen europapolitischen Entwicklung von Bedeutung. Am 11. September 2012 und am 4. Oktober 2012 beschlossen das Europäische

Parlament und der Rat der Europäischen Union die neue Energieeffizienz-Richtlinie[33]. Der Artikel 14 dieser Energieeffizienz-Richtlinie widmet sich der Förderung von Effizienz bei der Wärme- und Kälteversorgung. So heißt es in Absatz 1: *„Bis zum 31. Dezember 2015 führen die Mitgliedstaaten eine umfassende* ***Bewertung des Potenzials für den Einsatz der hocheffizienten KWK*** *und der effizienten Fernwärme- und Fernkälteversorgung durch und teilen diese […] der Kommission mit. Wenn sie bereits eine gleichwertige Bewertung durchgeführt haben, teilen sie diese der Kommission mit. Bei der umfassenden Bewertung wird der Analyse des jeweiligen nationalen Potenzials für hocheffiziente KWK gemäß der Richtlinie 2004/8/EG umfassend Rechnung getragen."* In Hinblick auf diese Verpflichtung leistet der vorliegende Endbericht der Klima- und Energie-Modellregion HansBergLand bereits eine wertvolle und aufschlussreiche Vorarbeit.

[33] Der konsolidierte Text des Europäischen Parlaments ist zugänglich unter: http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//TEXT+TA+P7-TA-2012-0306+0+DOC+XML+V0//DE#BKMD-6 (dl: 31.10.2012)

7. Literaturverzeichnis

Button Energy Energiesysteme GmBh, online, abgerufen am 31.10. 2012 von *www.buttonenergy.at*

Denmark Stirling, Biomass CHP plants, abgerufen am 31.10. 2012

Fraunhofer Institut für Umwelt-, Sicherheits,- Energietechnik. (2004).

Institut für Betriebliche und Regionale Umweltwirtschaft. (2010). *Mühlviertler Ressourcenplan.*

Institut für Holzchemie und chemische Technologie des Holzes. (2011). *Holzverflüssigung durch Flash-Pyrolyse*, abgerufen am 31.10. 2012 von *http://www.bfafh.de*

Kaltschmitt, Hartmann, Hofbauer. (2009). Inverser Gasturbinenprozess. In H. H. Kaltschmitt, *Energie aus Biomasse* (S. 573-575). Springer Verlag.

Kaltschmitz, Streicher, Wiese (2005),Erneuerbare Energie (S. 207) Springer Verlag

Kommunal Kredit Public Consulting (KPC) online, abgerufen am 31.10. 2012 von *www.publicconsulting.at*

Land Oberösterreich Fachinformation online, abgerufen am 31.10. 2012 von *http://doris.ooe.gv.at*

Leible Ludwig. 2009**.** Biomass to Liquid. *Energie, Wasser Praxis.* 2009, 04/09.

D. Möst, W. Fichtner, A. Grunwald, , Tagungsband des Workshops „Energiesystemanalyse“, 27. November 2008 am KIT Zentrum Energie, Karlsruhe; abgerufen am 31.10. 2012 von *http://www.itas.fzk.de/deu/lit/2009/kost09a.pdf*

NahwärmeLeitfaden, abgerufen am 31.10. 2012 *von www.nahwaerme-forum.de*

Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung. (06 2005), abgerufen am 31.10. 2012 von *http://www.wifo.ac.at/wwa/download*

Panos, Konstantin. (2009). Kraft-Wärme Kopplung, Technik, Kostenaufteilung. In K. Panos, *Praxisbuch Energiewirtschaft* (S. 347-352). Springer Verlag.

Pytec thermochemische Anlagen (2011), abgerufen am 31.10. 2012 von Pytec: *http://www.pytec.de/bio_oel_1.htm*

G.Schaumann K.W. Schmitz. (2009). Kraft-Wärme Kopplung. Mainz, Ludwigshafen: Springer Verlag.

schmitt-enertec.de. (2011). *schmitt-enertec.de,* abgerufen am 31.10. 2012 von *http://www.schmitt-enertec.de/deutsch/holzvergasung/holzvergasung.htm*

Statistik Austria, Statistik Heizungen im Zeitraum 2003-2008 nach Bundesländern, verwendeter Energieträger und Art der Heizung

Stefan Lange Systemanalytische Untersuchung zur Schnellpyrolyse, 2008, S 186, abgerufen am 18.09 2012 von *http://www.itas.fzk.de/deu/lit/2008/lang08a.pdf*

Talbott Biomass Generators, abgerufen am 31.10. 2012

TU Graz. (2010) *Technologie Portrait Kraft Wärme Kopplung.* Wien: BMVIT.

Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend, Ökostromverordnung 2011 - ÖSVO 2011, StF: BGBl. II Nr. 25/2011

Anhang

Im Anhang sind die notierten Fragend der Biomassebetreiber angeführt, welche bei den Präsentationen seitens der Biomasse-Nahwärmebetreiber und der teilnehmenden Bevölkerung an das LAG-Energiemanagement und das Energieinstitut der JKU Linz gestellt wurden.

Des Weiteren ist der vom Energieinstitut ausgearbeitete Fragebogen mit den jeweiligen Biomasse-Nahwärme-Anlagedaten angefügt. Aus den ausgewerteten Fragebögen wurde ein Microsoft Excel-Dokument erstellt, welches ebenfalls im Anhang angefügt ist.

Die noch fehlenden Daten sind von den Anlagenbetreibern bis jetzt nicht angegeben worden, werden aber bei Bekanntgabe seitens der Betreiber noch in das Datenmaterial eingearbeitet.

A. Fragen über KWK Einbindung im Zuge derPräsentationen

Folgende Frage stellten die Nahwärmebetreiber und interessierten TeilnehmerInnen bei den Präsentationen über die Einbindung von KWK-Anlagen:

1. Warum soll ich da mitmachen?
2. Was bringt mir das?
3. Was kostet mich das?
4. Wie schaut die Förderung aus?
5. Einspeisetarife?
6. Einspeisetarife nach Ende der Laufzeit?
7. Rentiert sich das überhaupt?
8. Wie schaut es mit der Hackschnitzelversorgung aus?
9. Wie viel Mehrarbeitsaufwand?
10. Wartungsintervall/Personalaufwand?
11. Gibt es Referenzen bzw. Firmendaten?
12. Technologien bei KWK-Anlagen
13. Sind KWK-Pilotanlagen möglich?
14. Welche Kriterien bzw. Entscheidung für welche Technologien?
15. Einbindung in bestehende Anlagen?
16. Wie soll ich die Ausnutzung, Auslastung verbessern können?
17. Was hat das Energieinstitut damit zu tun? Wie trägt es zum Projekt bei?
18. Was macht der Leadermanager der LAG HansBergLand?

B. Fragebogen HansBergLand zu Biomasse HKW

Im Rahmen des Projektes **„Klima- und Energie-Modellregion HansBergLand“** erstellt die Leaderregion HansBergLand in Zusammenarbeit mit dem Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität GmbH ein Umsetzungskonzept zur **Einbindung von KWK--Anlagen in bestehende Biomasse-Nahwärmeanlagen**. Um eine ausreichende Datenbasis für die dafür benötigten Berechnungen zu erhalten, ersuchen wir Sie, den folgenden Fragebogen möglichst genau und vollständig auszufüllen. Vielen Dank für Ihre Hilfe!

Allgemeine Daten

Gemeinde:	
Anlage:	
Jahr der Inbetriebnahme:	
Anlagenbetreiber: (Ansprechpartner, Adresse, Telefon, Mail)	

Benötigte Daten zur Erstellung des Umsetzungskonzeptes

- **Welcher Heizwerk-Anlagentyp wird in Ihrer Anlage verwendet? (z.B. Festbettkessel mit Gleichstrom, Rostbauart, Marke,…)**

_____

_____

_____

- Welche thermische Gesamtleistung stellt Ihre Anlage maximal und minimal bereit?

Leistung minimal	kW
Leistung maximal	kW

- **Auslegung der Anlage** (Bei mehreren Kesseln bitte gesondert eintragen.)

Kessel	Leistung in kW
Nr.1	
Nr.2	
Nr.3	

- **Wie viele Stunden (Nennleistung) pro Jahr ist die Anlage in Betrieb?** (Wenn keine genauen Daten vorhanden sind, dann kreuzen Sie bitte den passenden Bereich an)

genaue Stundenanzahl/Jahr

	h/a

☐ unter 1.000 h/a ☐ 1.000-2.000 h/a ☐ 2.000-3.000 h/a ☐ 3.000-4.000 h/a

☐ 4.000-4.500 h/a ☐ 4.500-5.000 h/a ☐ 5.000-5.500 h/a ☐ 5.500-6.000 h/a

☐ über 6.000 h/a

- **Wie sieht die Jahresdauerlinie Ihrer Anlage aus?** Diese Daten werden benötigt, um die Auslastung der Anlage zu optimieren und dienen als Berechnungsgrundlage für die Einbindung einer KWK-. Bitte stellen Sie die Daten so genau wie möglich zur Verfügung (Jahres-, Monats-, Tagesgang). Fassen Sie die Daten in einem Excel-Dokument zusammen und senden Sie diese an das Leader-Management oder das Energieinstitut

- **Bestehen bei Ihren Anlagen auch in der Heizperiode (Wintermonaten) noch Leistungsreserven?**

  ☐ Ja ☐ Nein

Wenn ja, wie viele (in %):

_____

Wenn ja, wann

(Monat)_____

- **Wie lange ist Ihr Nahwärmenetz und wie groß sind die Durchmesser Ihrer Versorgungsleitung (ungefähre Werte)?**

Rohrleitungslänge	m
Durchmesser	mm

- **Verwenden Sie voneinander unabhängige Anlagensysteme um Grundlast- und Spitzenlastversorgung wirtschaftlich abzudecken (Wenn ja, welche , zB. 2. Kessel, etc.)**

_____

_____

- **Welche großen und mittleren Verbraucher sind derzeit angeschlossen? (Altersheim, öffentliche Gebäude, Wohnhäuser, Industrie,…)**

Verbraucher	Anschlussleistung in kW (wenn vorhanden)

- **Wie ist die ungefähre Aufteilung öffentlicher Gebäude, Industrie und privaten Wohnbauten in Ihrem Nahwärmenetz?**

privater Wohnbau	%
öffentliche Gebäude	%
Industrie	%
sonstiges	%
Summe	100%

- **Haben Sie vor die Anlage demnächst zu erweitern?**

☐ Ja ☐ Nein

Wenn ja, wann:_____

- **Wären Sie an einer Erweiterung (KWK-) interessiert, um neben Wärme auch Strom erzeugen/verkaufen zu können?**

  ☐ Ja ☐ Nein
- **Wären Sie an Informationen über die Möglichkeiten einer KWK--Einbindung in Ihre Anlage interessiert?**

  ☐ Ja ☐ Nein
- **Welche Brennstoffart verwenden Sie und welchen Verbrauch pro Jahr weist die Anlage auf?**

Verbrauch [SRM]/a	Thermische Erzeugung [GWh/a]

- **Welche Qualitätsanforderungen werden seitens der Anlage an die verwendete Biomasse gestellt? (Größe der Hackschnitzel, Wassergehalt, Ascheanteil)**

_____

_____

- **Sind Sie mit der Qualität der angelieferten Biomasse zufrieden?**

  ☐ Ja ☐ Nein

Wenn nein, warum:

_____

- **Bitte tragen Sie die ungefähren Kosten für Brennstoff/Jahr und Betriebsmittel ein!**

Brennstoff	€
Wartung und Instandhaltung	€
Personalaufwand	€
Sonstiges	€
Reparatur	€
Summe	€

- **Bestehen Ihrer Meinung nach interessante Standorte für neue Anlagen in der näheren Umgebung?**

  ☐ Ja ☐ Nein

Wenn ja, wo: _____

- **Ist eventuell ein größerer Kältebedarf (Klimaanlagen, Kühlanlagen, Prozesskälte,…) in oder in der näheren Umgebung Ihres Versorgungsgebietes vorhanden?**

  ☐ Ja ☐ Nein

Wenn ja, dann machen sie bitte genauere Angaben zum Betrieb (Art des Gewerbes, Mitarbeitergröße,…): _____

- **Wären Sie an ***innovativen*** Verfahren bzw. Technologien zur Nutzung von KWK-(Kraft-Wärme-Kopplungs) Prozessen und deren Realisierung interessiert?**

  ☐ Ja ☐ Nein

- **Welche positiven und/oder negativen Erfahrungen haben Sie mit dem bestehenden Anlagenkonzept, der Technik, den Leistungen, der Effizienz, dem Brennstoffverbrauch, den Reparaturen,… gemacht?**

Vielen Dank für Ihre Zeit und Ihr Bemühen!
Wenn Sie Fragen oder Anregungen haben, können Sie sich gerne jederzeit an uns wenden!

Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität GmbH
Joachim Streit-Maier
Altenberger Straße 69
4040 Linz
Tel.: +43-732-2468-5656
Fax: +43-732-2468-5651
E-Mail: streit-maier@energieinstitut-linz.at

C. Ausgewertete Daten der Biomasse Nahwärmeanlagen der LAG-HansBergLand

In Tabelle C-1 sind die bislang erhaltenen Daten der Biomasse Nahwärmebetreiber angeführt. Fehlende Daten wurden seitens der Biomasse-Nahwärmebetreiber noch nicht angegeben und werden bei Bekanntgabe noch im Tabellenblatt eingearbeitet.

Tabelle C-1: Daten der Biomassebetreiber

Gemeinde	Herzogsdorf	Auberg	St. Johann am W.	Helfenberg	Niederwaldk.	St. Peter am Wimbg.	St. Stefan am W.	St. Ulrich im Mkr.	St. Veit im Mkr.	Herzogsdorf 2
Betreiber	Höglinger Siegfried	Ökoenergie Auberg	Ehrenmüller Stefan	Martin Nimmervoll	Gillhofer Robert	Manfred Mittermayr	Kitzmüller Dietmar	Bioenergie OÖ	Mayrhofer Joh.	unbekannt
Kontakt	0664/1336778	07282/8063		07216/20547	0664/9437586	0664/3946260	0660/6563254	07282/5037	07217/6114	0699/12474652
Inbetriebnahme	2005	2003	2004	2004	2004/2010	2006	2001	2002	2006	2012
Anlagentypen	KÖB 350 Pytec	Heizomat 150 kW	Mawera	1. Kessel:Urbas 800 kW Stufenrost Gegenstrom 2. Kessel: Gilles 550kW Unterschub	Kessel 1:Urbas 850kW Stufenrost, Gegenstromfeuerung, Kessel 2 Fröling 500 TM500I Unterschub im	Mawera 850 FSB mit Schubrostvorschub	Mawera FU 350 Unterschubfeuerung mit feststehendem Rost	Sommerauer Lindner Drehrostkessel	Urbas 850 kW mit Schubboden Treppenrost	plant evtl. KWK Anlage
Einspeiseentfernung	150				100	200				
thermische Leistung min.	30	0	220	20	40	70	40		60	
thermische Leistung max.	220	150	700	1.350	1350	850	350	150	600	
Netzverluste	25%			20%		25%				
Vollaststunden				4000h < 350 kW						
Betriebsstunden HW.	6.000	8.760	6.000	8.760	8.760	8.760	1.655	6.500	2.000	

Leistungsreserven in %	35	20	30; 70	30	30;80	0-80%	20	0	20	
Leistungsreserven wann	ganzjährig		30s , 70 S		ganzjährig	Winter Vollauslastung			O, N, Mä, Ap	
Durchmesser	DN 60	36/24	50	32-100	DN 50/40	80	25-40	40/25		
Rohrlänge	800	300	2.700	2.000	1.910	3.000	722	130	2.400	
mehrere Systeme?	nein	nein	ja, 2 kessel	ja,2 kessel	ja,2 kessel	nein	nein	nein	nein	
Hausanschlusskosten	2.800-7.000€				2.800-3.000 €	3.000 €				
verrechnete Kosten	50-60 € / MWh				50-60 € / MWh					
größere Verbraucher										
Schule/Fabrik	85		170	575	500	330	90		70	
Kirche			60		74	135	32			
Gemeinde		30	30	38	87	95	40	25		
Gasthäuser	110		150	90	150	240	44	50		
Wohnung	0	89	50		55	75	64	70		
öffentl. Geb.	0	8	0		37	32		15		
Private	190	22	0		379	311	89	21		
Summe	385	149	460	703	1.282	1.218	359	181	600 angenommen	
Aufteilung										
privat	49%	15%	0%	0%	30%	26%	25%	12%	#WERT!	
öffentl. Geb.	22%	0%	37%	82%	39%	27%	25%	0%	#WERT!	

Industrie	0%	0%	13%	0%	6%	11%	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	
Sonstige	29%	0%	33%	13%	12%	20%	12%	28%	#WERT!	
nicht Privat	51%	85%	83%	95%	56%	58%	#DIV/0!	#DIV/0!	#WERT!	
	100%	100%	83%	95%	86%	83%	#DIV/0!	#DIV/0!	#WERT!	
Erweiterung?	nein		nein	nein	nein	ja	ja	ja	ja	
Erweiterungszeitraum						2011	2012-2013	2011	2011-2012	
KWK Einbindung	dzt. nicht möglich		nein	ja	evtl.	nein	ja	nein	ja	
Informationen an KWK	ja		ja	ja	ja	nein	ja	nein	ja	
Verbrauch Hackschnitzel	1.000	400	2.500	3.000	2.800	3.000	850	400	2.700	
Thermische Wärmemenge [MWh]	600	220			2.000		359		1.650	
Qualität Biomasse	verschieden		verschieden		verschieden					
Größe	G60	G30		G100	G50	20-60	G50	G50	G 30 - 50	
Wassergehalt	W30	W30		W50	W50	30	W30	W30	W30	
Kosten										
Brennstoff	18.000		35.000		47.000		20.000	11.000	34.000	
Wartung Instandhaltung	2.000		5.000		5.000		5.000	2.000	2.000	
Personalaufwand	1.100				3.000		0	2.000	3.000	
Sonstiges	7.000		3.000		1.500		0			

Reparatur	1.000		2.000				0			
Summe	29.100		45.000	keine Angaben	56.500	34.900	25.000	15.000	39.000	
Standort interessant	nein		nein	nein	nein	nein	nein	nein		
Kältebedarf	nein		nein	Spar Markt	nein	nein	nein	nein		
Innovative Verfahren	nein		nein	ja	ja	nein	ja	nein	ja	
Sonstiges	schlechter Support, Bedienerunfreundliche Steuerung, kein EDV basiertes System	wichtig: trockene Hackschnitzel, nicht immer ausreichend verfügbar. Hackguttrocknung sinnvoll		Stufenrost stabile Verbrennung, verträgt nassen und groben Brennstoff	Preissteigerung in der Biomasse, Sommer Lastgang zu tief da zu wenig wärmebedarf. Evtl Lackiererei und Adeg Markt	immer schwerer geeignete Biomasselieferanten zu finden,	Lärm und Wärmeprobleme da gebäudeintegriert, Förderschnecke einstellung, großes Netz, viele Verluste		läuft sehr gut, FÖRDERPROBLEMATIK, Keine weiteren Investitionen Stichwort QM www.nahwaerme.eu	

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten aus dem erstellten Fragebogen

D. Partizipation, Öffentlichkeitsarbeit und Dissemination

Die folgende chronologische Auflistung enthält die Aktivitäten der Klima- und Energie-Modellregion HansBergLand hinsichltich Partizipation und Öffentlichkeitsarbeit.

April 2011
Sammlung von Daten der Gemeinden und den Heizwerksbetreibern

12.5.2011
Startveranstaltung für das Projekt „Effizienzsteigerung von Nahwärmeanlagen mittels Kraft-Wärme-Kopplung“. Dr. Hort Steinmüller vom Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz hat das Projekt vorgestellt.
Persönliche Einladungen wurden an alle Gemeinderäte der Region und an alle Heizwerksbetreiber verschickt.
Öffentliche Bewerbung der Veranstaltung über Newsletter, Homepage der Region, Homepages der Gemeinden sowie Aushang der Plakate.

19.05.2011
Information und Besprechung mit allen Betreibern von Nahwärmeheizanlagen in der Region.

30.01.2012
Vorstellung der Forschungsergebnisse bei einer Vorstandssitzung – zusätzlich eingeladen sind alle Betreiber von Nahwärmeheizanlagen sowie die Umweltausschüsse der gesamten Region

28.02.2012
Treffen der Arbeitsgruppe Energie zur Beratung der weiteren Vorgehensweise; Suche nach weiteren Energiethemen, Planung von Veranstaltungen, Besprechung über den Aufbau einer gemeinsamen Energiebuchhaltung der Gemeinden.

27.02.2012
Öffentliche Veranstaltung gemeinsam mit Donau-Böhmerwald zum Thema „Energieeffizienzscheck für Land- und Forstwirtschaft“ mit Informationen zum Mühlviertler Ressourcenplan und den Arbeiten der beiden Klima- und Modellregionen HansBergLand und Donau-Böhmerwald

18.04.2012
Vorstandssitzung – aufgrund aller gesammelten Ideen wird darüber beraten, wie eine Umsetzung der Klima- und Energiemodellregion erfolgen könnte.

06.05.2012
Veranstaltung „Tag der Sonne“ auf Burg Piberstein mit Informationen über alternative Energieformen.

April 2011 – Mai 2012

Öffentlichkeitsarbeit: laufende Beiträge im monatlichen Newsletter; Beiträge in der Regionalzeitung, Homepage und Facebook

Wissenschaftliche Dissemination

Im Rahmen dieses Projektes verfasste Joachim Streit-Maier seine Bachelor-Thesis im Studiengang Öko Energietechnik an der Fachhochschule Oberösterreich (Fakultät für Technik/Umweltwissenschaften Wels).