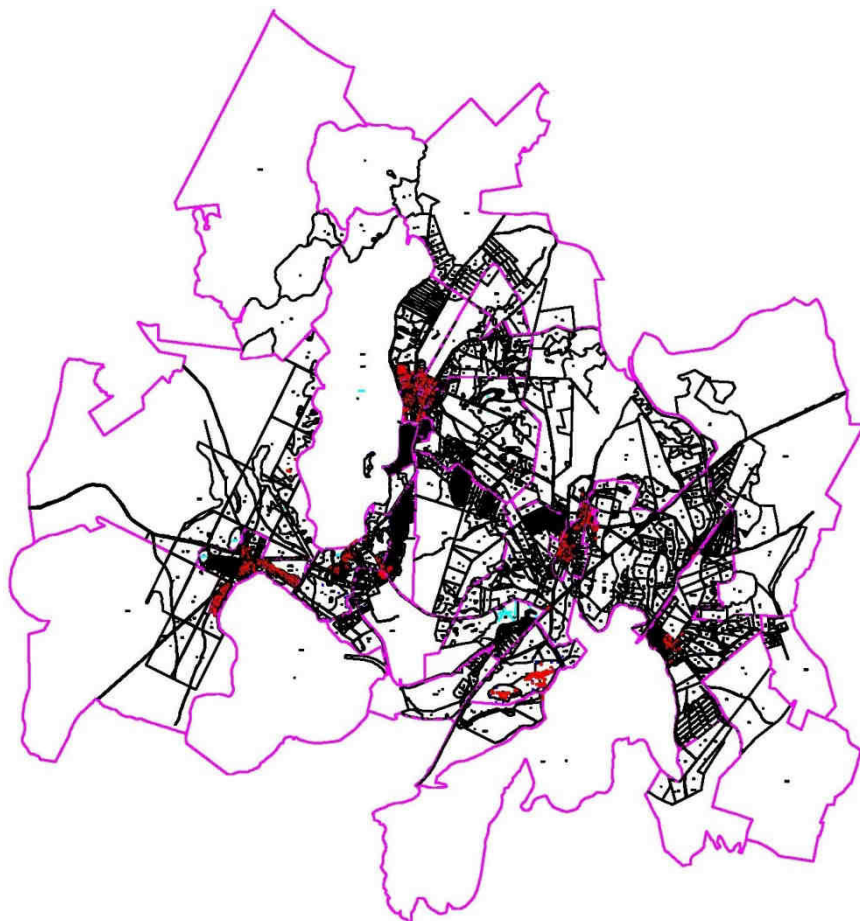


Machbarkeitsstudie

Bioenergiegemeinde Userin



Auftraggeber:

Gemeinde Userin

Bürgermeister Herr Axel Malonek

Erstellt durch:



Benjamin Materne

Trigenius GmbH
Dezentrale Energieversorgung

Lübsche Straße 10
23966 Wismar

Office Phone: +49 (0)3841 2273 117

Office Fax: +49 (0)3841 2273 112

Mobile Phone: +49 (0)174 67 06 78 5

e-mail: b.materne@trigenius-gmbh.de

Stand: September 2013

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Potenzialanalyse	1
2.1	Vorbemerkungen	1
2.2	Energetisches Potenzial forstlicher Flächen	2
2.3	Energetisches Potenzial landwirtschaftlicher Anbauflächen	4
2.3.1	Anbau von Energiepflanzen zur Biogaserzeugung (Szenario 1 – stromoptimiert)	4
2.3.2	Landwirtschaftlicher Anbau von Energieholz (Szenario 2 - wärmeoptimiert)	6
2.4	Energetisches Potenzial von Grünland / Brachland	7
2.4.1	Grünlandschnittnutzung zur Biogaserzeugung (Szenario 1 – stromoptimiert)	7
2.4.2	Grünlandschnittnutzung zur Verfeuerung (Szenario 2 – stromoptimiert)	9
2.5	Energetisches Potenzial „Aufdach-Solaranlagen“	10
2.5.1	Ausbau Photovoltaik (Szenario 1 – stromoptimiert)	10
2.5.2	Kombinierter Ausbau (Szenario 2 – wärmeoptimiert)	10
2.6	Energetisches Potenzial „Freiflächen Solaranlage“	11
2.7	Energetisches Potenzial „Windenergie“	11
2.8	Energetisches Potenzial Wasserkraft	11
2.9	Zusammenfassung	11
3	Bedarfsanalyse	12
3.1	Ortsteil Groß Quassow	14
3.2	Ortsteil Userin	15
3.3	Ortsteil Useriner Mühle	16
3.4	Voßwinkel	17
3.5	Zwenzow	18
3.6	Campingplatz Havelberge	19
3.7	Zusammenfassung	19
4	Aufkommens-Bedarfs-Bilanz	20
5	Technische Lösungsansätze	22
5.1	Nahwärmeversorgung auf Basis nachwachsender Energieträger	22
5.1.1	Konzepte und Auslegungsgrundsätze	22
5.1.2	Nahwärmelösungen Userin	25
5.1.3	Nahwärmelösungen Zwenzow	32
5.1.4	Flächen- und Potenzialverbräuche	38
5.2	Dezentrale Versorgungskonzepte	41
5.2.1	Solarenergie (Aufdach)	41
5.2.2	Wärmepumpenheizung	45
5.3	Einzelanlagen	46
5.3.1	Windenergie	46
5.3.2	Photovoltaik-Freiflächenanlage	49
6	Energieeffizienzmaßnahmen	51
6.1	Energiesparpotenziale im Gebäudebereich	51
6.1.1	Groß Quassow	51
6.1.2	Userin	51
6.1.3	Useriner Mühle	51
6.1.4	Voßwinkel	51
6.1.5	Zwenzow	52
6.2	LED - Straßenbeleuchtung	52
7	Zusammenfassung und Maßnahmenempfehlungen	54

Anhänge

Anhang 1: Ortsteile und Bedarfszonen	
Anhang 2: Nahwärmeversorgung Userin auf Basis einer Holz-Hackschnitzelfeuerung	
Anhang 3: Nahwärmeversorgung Userin auf Basis einer Heu-Feuerung	
Anhang 4: Nahwärmeversorgung Userin auf Basis einer Biogasanlage	
Anhang 5: Nahwärmeversorgung Zwenzow auf Basis einer Holz-Hackschnitzelfeuerung	
Anhang 6: Nahwärmeversorgung Zwenzow auf Basis einer Heu-Feuerung	
Anhang 7: Nahwärmeversorgung Zwenzow auf Basis einer Biogasanlage	
Anhang 8: Windenergienutzung	
Anhang 9: Photovoltaik-Freiflächenanlage	
Anhang 10: Wärmegestehungskosten konventioneller Wärmeerzeuger	

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Potenzielle Forstflächen	3
Abbildung 2: Potenzielle landwirtschaftlicher Anbauflächen (Szenario 1 – stromoptimiert)	5
Abbildung 3: Potenzielle Landwirtschaftlicher Anbauflächen (Szenario 2 - wärmeoptimiert)	7
Abbildung 4: Potenzielle Grün- / Brachland (Szenario 1 - stromoptimiert)	8
Abbildung 5: Potenzielle Grün- / Brachland (Szenario 2 - wärmeoptimiert)	10
Abbildung 6: Bedarfszonen Groß Quassow	14
Abbildung 7: Bedarfszonen Userin	15
Abbildung 8: Bedarfszonen Useriner Mühle	16
Abbildung 9: Bedarfszonen Voßwinkel	17
Abbildung 10: Bedarfszonen Zwenzow	18
Abbildung 11: Vergleich Potenzielle / Bedarfe	20
Abbildung 12: Potenzialraum	21
Abbildung 13: Nahwärme und Biomassefeuerung Userin	25
Abbildung 14: Sensitivität Hackschnitzelpreis (Userin)	27
Abbildung 15: Nahwärme und Heuheizung Userin	28
Abbildung 16: Sensitivität Heupreis (Userin)	28
Abbildung 17: Nahwärme und Biogasanlage Userin	29
Abbildung 18: Mögliche Kostenentwicklung Userin	31
Abbildung 19: Nahwärme und Biomassefeuerung Zwenzow	32
Abbildung 20: Sensitivität Hackschnitzelpreis (Zwenzow)	33
Abbildung 21: Nahwärme und Heuheizung Zwenzow	34
Abbildung 22: Sensitivität Heupreis (Zwenzow)	35
Abbildung 23: Nahwärme und Biogasanlage Zwenzow	35
Abbildung 24: Mögliche Kostenentwicklung Zwenzow	38
Abbildung 25: Flächenverbräuche	39
Abbildung 26: Versorgungsanteile aus nachwachsenden Rohstoffen	40
Abbildung 27: Rechnerische Bedarfspunkte mit Wärmepumpen	46
Abbildung 28: Kriterienanalyse Windenergienutzung	47
Abbildung 29: Raumbedarf Windenergieanlage	48
Abbildung 30: Liquiditätsentwicklung Windenergie	49
Abbildung 31: Flächenbelegung Photovoltaik-Freiflächenanlage	50

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Potenziale Forstflächen	3
Tabelle 2: Potenziale landwirtschaftlicher Anbauflächen (Szenario 1 – stromoptimiert)	5
Tabelle 3: Potenziale Landwirtschaftlicher Anbauflächen (Szenario 2 - wärmeoptimiert)	6
Tabelle 4: Potenziale Grün- / Brachland (Szenario 1 - stromoptimiert)	8
Tabelle 5: Potenziale Grün- / Brachland (Szenario 2 - wärmeoptimiert)	9
Tabelle 6: Potenziale Aufdach-Solaranlagen	10
Tabelle 7: Zusammenfassung Potenziale	11
Tabelle 8: Wärmebedarf Groß Quassow	14
Tabelle 9: Wärmebedarf Userin	15
Tabelle 10: Wärmebedarf Useriner Mühle	16
Tabelle 11: Wärmebedarf Voßwinkel	17
Tabelle 12: Wärmebedarf Zwenzow	18
Tabelle 13: Zusammenfassung Wärmebedarfe	19
Tabelle 14: Zusammenfassung Strombedarfe	19
Tabelle 15: Nahwärme und Holz-Hackschnitzelfeuerung Userin	26
Tabelle 16: Nahwärme und Biogasanlage Userin	30
Tabelle 17: Kenndaten Biogas Userin	30
Tabelle 18: Übersicht Wärmegestehungskosten Userin	31
Tabelle 19: Nahwärme und Holz-Hackschnitzelfeuerung Zwenzow	33
Tabelle 20: Nahwärme und Biogasanlage Zwenzow	36
Tabelle 21: Kenndaten Biogas Zwenzow	37
Tabelle 22: Übersicht Wärmegestehungskosten Zwenzow	37
Tabelle 23: Brennstoffbedarfe Biomassefeuerungen	38
Tabelle 24: Substratbedarfe Biogasanlagen	39
Tabelle 25: Ausbaupotenziale Aufdachanlagen Groß Quassow	42
Tabelle 26: Ausbaupotenziale Aufdachanlagen Userin	43
Tabelle 27: Ausbaupotenziale Aufdachanlagen Useriner Mühle	43
Tabelle 28: Ausbaupotenziale Aufdachanlagen Voßwinkel	44
Tabelle 29: Zwenzow	45
Tabelle 30: Kostenvergleich Leuchtenaustausch	53
Tabelle 31: Einsparungen / Mehrkosten durch Leuchtenaustausch	53

Abkürzungsverzeichnis

BGA	Biogasanlage
BHKW	Blockheizkraftwerk
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnEV	Energieeinsparverordnung
FM	Frischmasse
FNR	Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.
GPS	Ganzpflanzensilage
HQL	Quecksilberdampf-Hochdrucklampen
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KTBL	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V.
KUP	Kurzumtriebsanlage
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
NAV	Natriumdampf-Hochdrucklampen
PV(A)	Photovoltaik(anlage)
ST(A)	Solarthermie(anlage)
TS	Trockensubstanz
W	Wassergehalt

Einheiten

a	Jahr	(Zeit)
fm	Festmeter	(Volumen, Holz ohne Luftzwischenräume)
h	Stunde	(Zeit)
ha	Hektar	(Fläche 1 ha = 10.000 m ²)
kg	Kilogramm	(Masse)
kW	Kilowatt	(Leistung, 1 kW = 1.000 W)
kWh	Kilowattstunde	(Energie)
MWh	Megawattstunde	(Energie, 1 MWh = 1000 kWh)
m	Meter	(Länge)
m ²	Quadratmeter	(Fläche)
m ³	Kubikmeter	(Volumen)
Nm ³	Normkubikmeter	(Volumen, Gase unter Normbedingungen)
sm ³	Schüttkubikmeter	(Schüttgüter inkl. Luftzwischenräume)
t	Tonne	(Masse, 1 t = 1.000 kg)
trm	Trassenmeter	(Länge, einfache Leitungslänge)
W	Watt	(Leistung)

Bei allen genannten Preisen handelt es sich, sofern nicht anders angegeben, um Netto-
Preise ohne Mehrwertsteuer.

1 Einleitung

Die Gemeinde Userin hat beschlossen, die Entwicklungsmöglichkeiten zur Bioenergiegemeinde zu untersuchen. Hintergrund ist die Notwendigkeit, im Rahmen der Daseinsvorsorge Möglichkeiten für eine langfristig kostenstabile, sichere sowie raum- und umweltverträgliche Energieversorgung zu erarbeiten. Hierzu sollen Entwicklungsmöglichkeiten für eine standortangepasste Nutzung erneuerbarer Energien aufgezeigt werden, wovon nicht zuletzt auch wirtschaftliche Impulse erwartet werden können.

Mit dieser Absicht wird zunächst in einer **Potenzialanalyse** das Aufkommen und die grundsätzliche Nutzbarkeit erneuerbarer Energieträger im Gemeindegebiet quantifiziert. Hierzu werden sowohl mögliche Quellen aus Forst- und Landwirtschaft aber auch allgemein verfügbare Energieformen wie Solarenergie, Wind- und Wasserkraft an jeweils geeigneten Standorten untersucht.

Nachfolgend werden in einer **Bedarfsanalyse** die Nutzenergiebedarfe der einzelnen Ortsteile sowie der Gesamtgemeinde ermittelt. Schwerpunktmäßig wird hierbei der Wärmebedarf untersucht, da dieser in der Regel den weitaus größten Anteil am Gesamtbedarf darstellt. Des Weiteren wird in diesem Zusammenhang geprüft, für welche Gebiete grundsätzlich eine Versorgung mittels Wärmenetzen geeignet ist.

Die nutzbaren Potenziale Erneuerbarer Energien sowie bestehende Energiebedarfe werden anschließend in einer **Aufkommens-Bedarfs-Bilanz** gegenübergestellt.

In einem weiteren Teil werden **technische Lösungswege** zur Erschließung der aufgezeigten Potenziale dargestellt. Für geeignete Gebiete werden Nahwärmelösungen inklusive der zugehörigen Wärmeerzeugung konzipiert. Des Weiteren werden die Realisierbarkeit von Photovoltaik-Freiflächenanlagen und Windenergieanlagen erörtert. Zusätzlich finden dezentrale Versorgungsalternativen Darstellung.

Ergänzend hierzu werden Möglichkeiten für eine **Verbesserung der Energieeffizienz** im Bereich des Gebäudewärmeschutzes der Straßenbeleuchtung untersucht.

Abschließend werden die dargestellten Möglichkeiten zusammengefasst und bewertet.

2 Potenzialanalyse

2.1 Vorbemerkungen

Als Potenzial einer Energiequelle wird im Folgenden das jährliche Aufkommen des jeweiligen Energieträgers im Gemeindegebiet bezeichnet. Hierbei wird, soweit sinnvoll, zwischen einem theoretischen und einem nutzbaren Potenzial unterschieden. Das **theoretische Potenzial** stellt hierbei eine Systemobergrenze dar. Hierbei wird zunächst angenommen, dass das gesamte Aufkommen einer energetischen Nutzung zur Verfügung steht. Im Gegensatz hierzu stellt das **nutzbare Potenzial** den real erschließbaren Anteil an Nutzenergie aus dieser Quelle unter Berücksichtigung verschiedener Restriktionen dar. Solche Einschränkungen können beispielsweise technischer, ökologischer, rechtlicher oder wirtschaftlicher Natur sein. Die Potenziale werden jeweils als Jahresnutzenergiemenge angegeben. Unterschieden wird weiterhin zwischen Strom- und Wärmenutzung.

Für einige Quellen sind verschiedene energetische Nutzungswege denkbar. In diesen Fällen auftretender Nutzungskonkurrenzen werden jeweils die auf Strom- bzw. Wärmeertrag optimierten Nutzungswege als relevante Varianten parallel abgebildet. Es ergeben sich somit folgende Grenzfälle:

- **Szenario 1: Maximaler Stromertrag**
- **Szenario 2: Maximaler Wärmeertrag**

In der realen Umsetzung ist eine Mischung beider Grenzfälle wahrscheinlich.

2.2 Energetisches Potenzial forstlicher Flächen

Für eine energetische Nutzung der Forstflächen kommt die Verwendung der aufwachsenden holzartigen Biomasse als Brennstoff in Frage.

Es wird von folgendem relevanten **Nutzungsweg** ausgegangen:

In der Forstwirtschaft anfallende Holzsortimente, die keiner anderen vorrangigen Nutzung unterliegen, werden bis zur Lagerbeständigkeit getrocknet, gehackt und in Holz-Hackschnitzelkesseln verfeuert. Die erzeugte Wärme wird über Nahwärmenetze zu den Verbrauchern transportiert.

Eine kombinierte Erzeugung von Strom und Wärme in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist erst ab größeren Wärmeleistungsbedarfen sinnvoll, als diese bei der vorliegenden Siedlungsstruktur zu erwarten sind. Daher wird eine solche Möglichkeit hier nicht berücksichtigt.

Als **theoretisches Potenzial** wird der Energieinhalt der auf der gesamten Forstfläche im Gemeindegebiet aufwachsenden holzartigen Biomasse angesetzt. Diesem liegen folgende Rahmendaten zugrunde:

- Forstfläche im Gemeindegebiet: 1.556 ha (Statistisches Landesamt)
- Mischung: 60% Nadelholz, 40% Laubholz (regionaltypisch)
- Spezifischer Zuwachs: 8,73 fm/(a*ha) (Mischungstypisch)
- Wassergehalt: W=30% (Sommertrocken)
- Dichte: 676 kg/fm (Mischungstypisch bei gegebenem Wassergehalt)
- Heizwert: 3,1 kWh/kg (Mischungstypisch bei gegebenem Wassergehalt)

Das **nutzbare Potenzial** ergibt sich durch folgende Einschränkungen:

- Schutzgebiete:
66,3% der Forstfläche befinden sich im Nationalpark Müritz. Eine forstwirtschaftliche Nutzung findet nicht statt. Eine Waldbehandlung erfolgt nur in geringen Teilen noch bis 2018. Es kann daher nicht mit einem nutzbaren Biomasseaufkommen von diesen Flächengerechnet werden. (Information Nationalparkverwaltung)
- Ernte:
Aufgrund eingeschränkter Erntemengen und Ernteverlusten stehen ca. 30% des Aufwuchses bewirtschafteter Flächen keiner wirtschaftlichen Nutzung zur Verfügung. (Eigene Erhebungen Trigenius)

- **Stoffliche Nutzung:**
Aufgrund der Marktsituation werden hochwertige Holzsortimente vorrangig der stofflichen Nutzung zugeführt. Hierdurch entfallen ca. 80% der geernteten Holzmenge. Die verbleibenden 20% Waldrest- und Schwachholz stehen grundsätzlich einer energetischen Nutzung zur Verfügung.
- **Bereitstellungsverluste**
Bei Aufbereitung, Transport und Lagerung des Waldrestholzes ist mit Verlusten in Höhe von ca. 5% zu rechnen.
- **Energetische Verluste:**
Bei der Verbrennung ist mit Kesselverlusten in einer Größenordnung von 15% zu rechnen.

Das nutzbare Potenzial stellt somit die maximal bereitstehende Endenergie „Wärme“ ab Kessel dar.

Die Potenziale ergeben sich damit wie folgt:

Theoretisches Potenzial	27.171 MWh/a	100,0%
Nationalpark	-18.014 MWh/a	
Ernte	-2.747 MWh/a	
Stoffl. Nutzung	-5.128 MWh/a	
Bereitstellungsverlust	-64 MWh/a	
Kesselverlust	-183 MWh/a	
Nutzbare Potenzial	1.035 MWh/a	3,8%

Tabelle 1: Potenziale Forstflächen

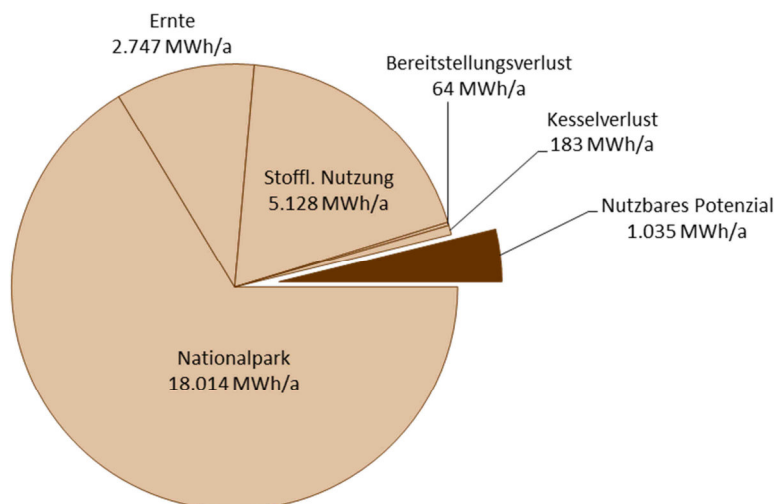


Abbildung 1: Potenziale Forstflächen

2.3 Energetisches Potenzial landwirtschaftlicher Anbauflächen

Für eine energetische Nutzung von Landwirtschaftsflächen kommen der Anbau verschiedener Energiepflanzen und mithin unterschiedliche **Nutzungswege** in Frage.

2.3.1 Anbau von Energiepflanzen zur Biogasproduktion (Szenario 1 – stromoptimiert)

Auf Teilen der landwirtschaftlichen Anbaufläche im Gemeindegebiet werden Mais und Roggen als Energiepflanzen angebaut. Diese werden in Form von Ganzpflanzensilagen (GPS) zur Biogasproduktion genutzt. Das entstehende Gas wird zum Betrieb eines Blockheizkraftwerks (BHKW) auf dem Gelände der Biogasanlage (BGA) eingesetzt. Der hier erzeugte Strom wird in das öffentliche Stromnetz eingespeist. Die anfallende Wärme wird über Nahwärmenetze zu den Verbrauchern transportiert.

Als **theoretisches Potential** wird der Energieinhalt der Biogasmenge angesetzt, die sich bei einem Energiepflanzenanbau auf der gesamten landwirtschaftlichen Anbaufläche im Gemeindegebiete erzeugen ließe.

Dem liegen folgende Rahmendaten zu Grunde:

- Landwirtschaftliche Anbaufläche im Gemeindegebiet: 608 ha
(Statistisches Landesamt)
- Anbaumischung: 55% Mais, 45% Roggen
(energetisch und prozesstechnisch optimiert)
- Jährliche spezifischer Ernteerträge
Mais: 50 t(FM)/ha
Roggen: 40 t(FM)/ha
Jeweils Frischmasse (FM) als Ganzpflanzensilage (GPS)
(Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe - FNR)
- Spezifische Methanausbeute
Mais-GPS (35% TS): 112,3 Nm³/t(FM)
Roggen-GPS (29,4% TS): 94,9Nm³/t(FM)
(Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft – KTBL)
- Heizwert Methan: 9,97 kWh/Nm³ (Tabellenwert)

Das **nutzbare Potential** ergibt sich durch folgende Einschränkungen:

- Begrenzte Anbaufläche
Aus Gründen von Biodiversität, Landschaftsschutz und konkurrierender Nutzungen für den Anbau anderer Feldfrüchte ist der Anbau von Energiepflanzen nur auf Teilen der Anbaufläche möglich. Hierdurch stehen ca. 75% der Anbaufläche einer energetischen Nutzung nicht zur Verfügung.
- Ernte- und Silierverluste
Bereits bei der Ernte fallen geringe Mengenverluste des Materials an. Während des Silierprozesses treten auf Grund biologischer Vorgänge im Material weitere Massenverluste ein. Insgesamt kann hierfür mit einem Verlust von ca. 12% gerechnet werden. (FNR)

- **BHKW-Verluste**
Das BHKW ist, wie jeder Energiewandler, mit Wirkungsgradverlusten behaftet. Typischerweise können ca. 40% des eingesetzten Brennstoffs in Strom und ca. 45% in nutzbare Wärme umgesetzt werden. Die übrigen 15% gehen verloren.
- **Eigenbedarf:**
Ca. 13% des erzeugten Stroms und 15% der erzeugten Wärme werden für den Betrieb der Biogasanlage benötigt und stehen einer weiteren Nutzung damit nicht zur Verfügung.

Das nutzbare Potenzial stellt somit die maximal bereitstehenden Endenergien „Wärme“ und „Strom“ ab Biogasanlage abzüglich des Eigenbedarfs dar.

Die Potenziale ergeben sich damit wie folgt:

Theoretisches Potenzial	28.829 MWh/a	100,0%		
Begrenze Anbaufläche	-21.622 MWh/a			
Ernte- und Siliervverluste	-865 MWh/a			
BHKW-Verluste	-951 MWh/a			
	Gesamt		Strom	Wärme
Ab BHKW	5.391 MWh/a		2.537 MWh/a	2.854 MWh/a
Eigenbedarf	-758 MWh/a		-330 MWh/a	-428 MWh/a
Nutzbare Potenzial	4.633 MWh/a	16,1%	2.207 MWh/a	2.426 MWh/a
			7,7%	8,4%

Tabelle 2: Potenziale landwirtschaftlicher Anbauflächen (Szenario 1 – stromoptimiert)

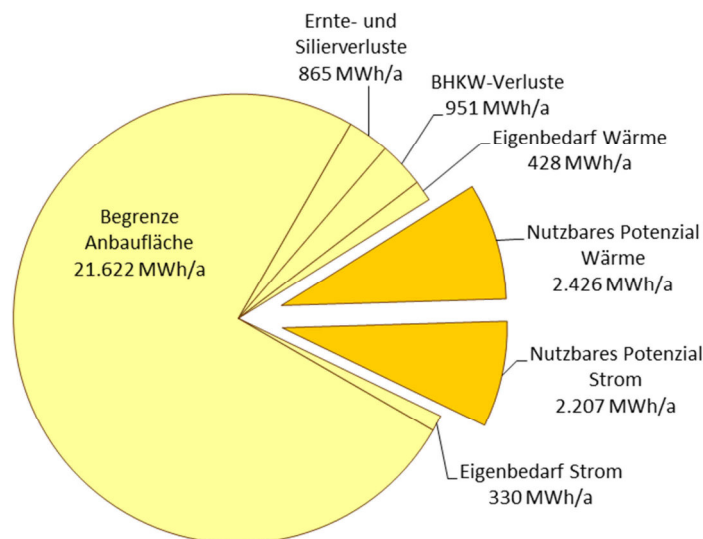


Abbildung 2: Potenziale landwirtschaftlicher Anbauflächen (Szenario 1 – stromoptimiert)

2.3.2 Landwirtschaftlicher Anbau von Energieholz (Szenario 2 - wärmeoptimiert)

Auf Teilen der landwirtschaftlichen Anbaufläche im Gemeindegebiet können schnell wachsende Gehölze wie Pappel oder Weide in sogenannten Kurzumtriebsplantagen (KUP) angebaut. Das Energieholz wird in einem drei- bis fünfjährigen Rhythmus geerntet und in Form von Hackschnitzeln in Holz-Hackschnitzelkesseln verfeuert. Die erzeugte Wärme wird über Nahwärmenetze zu den Verbrauchern transportiert.

Auch hier kommt eine KWK-Nutzung mit zusätzlicher Stromerzeugung auf Grund der zu geringen erwarteten Leistungsbedarfe nicht in Betracht.

Als **theoretisches Potenzial** wird der Energieinhalt der aufwachsenden holzartigen Biomasse angesetzt, wenn auf der gesamten landwirtschaftlichen Anbaufläche KUP angelegt würden.

Dem liegen folgende Rahmendaten zu Grunde:

- Landwirtschaftliche Anbaufläche im Gemeindegebiet: 608 ha (Statistisches Landesamt)
- Spezifischer Ernteertrag: 10 t/(a*ha) (Eigene Erhebungen Trigenius, FNR)
- Wassergehalt: W=15% (Lufttrocken)
- Heizwert: 3,63 kWh/kg (bei gegebenem Wassergehalt)

Das **nutzbare Potenzial** ergibt sich durch folgende Einschränkungen:

- Begrenzte Anbaufläche
Aus Gründen von Biodiversität, Landschaftsschutz und konkurrierender Nutzungen für den Anbau anderer Feldfrüchte ist der Anbau von Energiepflanzen nur auf Teilen der Anbaufläche möglich. Hierdurch stehen ca. 75% der Anbaufläche einer energetischen Nutzung nicht zur Verfügung.
- Anfallende Logistikverluste (Ernte, Transport, Lagerung) sind in den spezifischen Ernteerträgen bereits berücksichtigt und werden daher nicht gesondert ausgewiesen.
- Energetische Verluste:
bei der Verbrennung ist mit Kesselverlusten in einer Größenordnung von 15% zu rechnen.

Das nutzbare Potenzial stellt somit die maximal bereitstehende Endenergie „Wärme“ ab Kessel dar.

Die Potenziale ergeben sich wie folgt:

Theoretisches Potenzial	22.070 MWh/a	100,0%
Begrenzte Anbaufläche	-16.553 MWh/a	
Kesselverluste	-828 MWh/a	
Nutzbare Potenzial	4.690 MWh/a	21,3%

Tabelle 3: Potenziale Landwirtschaftlicher Anbauflächen (Szenario 2 - wärmeoptimiert)

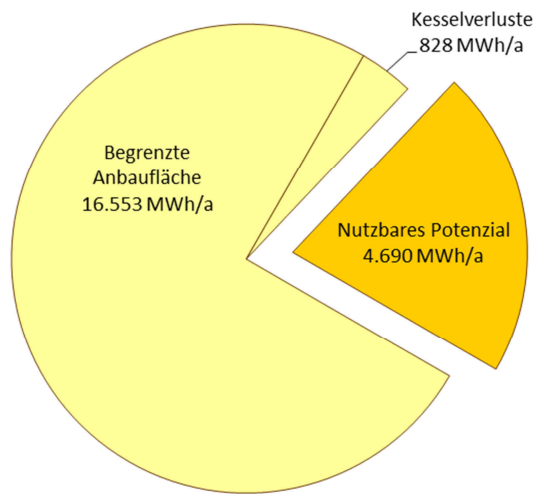


Abbildung 3: Potenzielle Landwirtschaftlicher Anbauflächen (Szenario 2 - wärmeoptimiert)

2.4 Energetisches Potenzial von Grünland / Brachland

Für eine energetische Nutzung der Grünland- und Brachflächen kommt eine Verwendung des Grünlandschnittes je nach Erntezeitpunkt und Aufbereitung als Rohstoff zur Biogasgewinnung oder als Brennstoff in einem Feststoffkessel in Frage.

Es ergeben sich die entsprechenden **Nutzungswege**:

2.4.1 Grünlandschnittnutzung zur Biogasproduktion (Szenario 1 – stromoptimiert)

Die auf den Flächen aufwachsende Biomasse wird grün geerntet und als Grassilage, gegebenenfalls neben weiteren Substraten, zur Biogasproduktion genutzt. Das entstehende Gas wird zum Betrieb eines Blockheizkraftwerks (BHKW) auf dem Gelände der Biogasanlage (BGA) eingesetzt. Der hier erzeugte Strom wird in das öffentliche Stromnetz eingespeist. Die anfallende Wärme wird über Nahwärmenetze zu den Verbrauchern transportiert.

Als **theoretisches Potential** wird der Energieinhalt der Biogasmenge angesetzt, die sich bei Nutzung der gesamten auf den betreffenden Flächen aufwachsenden Biomasse zur Biogasgewinnung ergäbe.

Dem liegen folgende Rahmendaten zu Grunde:

- Grünland / Brachland im Gemeindegebiet: 659 ha (Statistisches Landesamt)
- Substrat: Grassilage (35% TS)
- Jährlicher spezifischer Ernteertrag: 26 t(FM)/ha (FNR)
- Spezifische Methanausbeute 100,2 Nm³/t(FM) (KTBL)
- Heizwert Methan: 9,97 kWh/Nm³ (Tabellenwert)

Das **nutzbare Potenzial** ergibt sich durch folgende Einschränkungen:

- Aus Gründen von Zugänglichkeit, Wirtschaftlichkeit, zu geringer Größe usw. ist damit zu rechnen, dass nur ca. 75% der Teilflächen genutzt werden können.

- **Ernte- und Silierverluste**
Bereits bei der Ernte fallen geringe Mengenverluste des Materials an. Während des Silierprozesses treten auf Grund biologischer Vorgänge im Material weitere Massenverluste ein. Insgesamt kann hierfür mit einem Verlust von ca. 12% gerechnet werden. (FNR)
- **BHKW-Verluste**
Das BHKW ist, wie jeder Energiewandler, mit Wirkungsgradverlusten behaftet. Typischerweise können ca. 40% des eingesetzten Brennstoffs in Strom und ca. 45% in nutzbare Wärme umgesetzt werden. Die übrigen 15% gehen verloren.
- **Eigenbedarf:**
Ca. 13% des erzeugten Stroms und 15% der erzeugten Wärme werden für den Betrieb der Biogasanlage benötigt und stehen einer weiteren Nutzung damit nicht zur Verfügung.

Das nutzbare Potenzial stellt somit die maximal bereitstehenden Endenergien „Wärme“ und „Strom“ ab Biogasanlage abzüglich des Eigenbedarfs dar.

Die Potenziale ergeben sich damit wie folgt:

Theoretisches Potenzial	17.117 MWh/a	100,0%		
Ernteeinschränkungen	-4.279 MWh/a			
Silierverluste	-1.541 MWh/a			
BHKW-Verluste	-1.695 MWh/a			
	Gesamt		Strom	Wärme
Ab BHKW	9.603 MWh/a		4.519 MWh/a	5.084 MWh/a
Eigenbedarf	-1.350 MWh/a		-587 MWh/a	-763 MWh/a
Nutzbare Potenzial	8.253 MWh/a	48,2%	3.931 MWh/a	4.321 MWh/a
			23,0%	25,2%

Tabelle 4: Potenziale Grün- / Brachland (Szenario 1 - stromoptimiert)

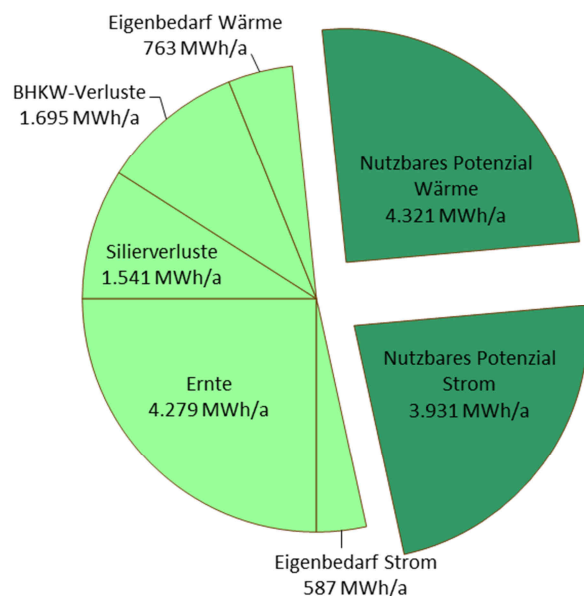


Abbildung 4: Potenziale Grün- / Brachland (Szenario 1 - stromoptimiert)

2.4.2 Grünlandschnittnutzung zur Verfeuerung (Szenario 2 – stromoptimiert)

Von den fraglichen Flächen wird auf konventionellem Wege Ballen-Heu gewonnen. Dieses wird in Halmgutkesseln verfeuert und die erzeugte Wärme über Nahwärmenetze zu den Verbrauchern transportiert.

Als **theoretisches Potenzial** wird der Energieinhalt der auf den gesamten Grünland- und Brachflächen aufwachsenden halmgutartigen Biomasse angesetzt.

Dem liegen folgende Rahmendaten zu Grunde:

- Grünland / Brachland im Gemeindegebiet: 659 ha (Statistisches Landesamt)
- Spezifischer Ernteertrag: 4,5 t/(a*ha) (FNR)
- Wassergehalt: W=15% (FNR)
- Heizwert: 4,0 kWh/kg (FNR)

Das **nutzbare Potenzial** ergibt sich durch folgende Einschränkungen:

- Aus Gründen von Zugänglichkeit, Wirtschaftlichkeit, zu geringer Größe usw. ist damit zu rechnen, dass nur ca. 75% der Teilflächen genutzt werden können.
- Bei Ernte, Aufbereitung, Lagerung, und Transport ist mit Massenverlusten in Höhe von ca. 5% zu rechnen.
- Energetische Verluste:
Bei der Verbrennung ist mit Kesselverlusten in einer Größenordnung von 15% zu rechnen.

Das nutzbare Potenzial stellt somit die maximal bereitstehende Endenergie „Wärme“ ab Kessel dar.

Die Potenziale ergeben sich damit wie folgt:

Theoretisches Potenzial	11.862 MWh/a	100,0%
Ernteeinschränkungen	-2.966 MWh/a	
Logistikverluste	-445 MWh/a	
Kesselverluste	-1.268 MWh/a	
Nutzbare Potenzial	7.184 MWh/a	60,6%

Tabelle 5: Potenziale Grün- / Brachland (Szenario 2 - wärmeoptimiert)

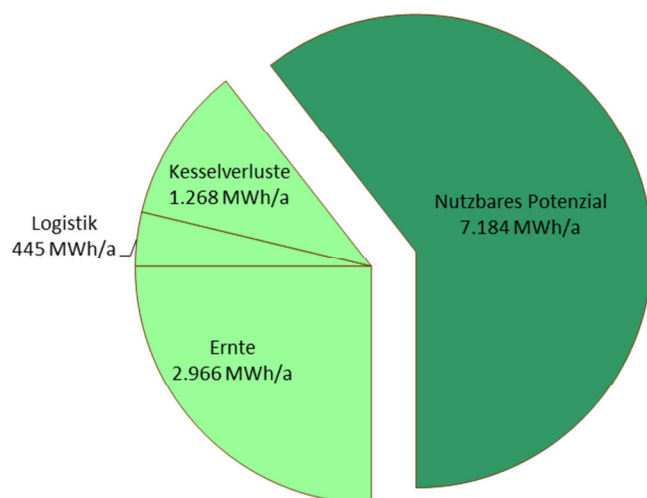


Abbildung 5: Potenziale Grün- / Brachland (Szenario 2 - wärmeoptimiert)

2.5 Energetisches Potenzial „Aufdach-Solaranlagen“

Grundsätzlich ist bei Aufdach-Solaranlage zwischen Anlagen zur Stromerzeugung (Photovoltaikanlagen, PVA) und Anlagen zur Wärmeerzeugung (Solarthermieranlagen, STA) zur direkten Nutzung von Sonnenenergie zu unterscheiden. Es sind bereits Anlagen beider Prinzipien auf diversen Gebäuden im Gemeindegebiet installiert.

Zur Ermittlung des energetischen Potenzials wird davon ausgegangen, dass alle geeigneten Dachflächen mit Solaranlagen bestückt werden. Je nachdem, welche Technologie vorrangig eingesetzt wird, ergeben sich auch hier verschiedene **Nutzungswege**:

2.5.1 Ausbau Photovoltaik (Szenario 1 – stromoptimiert)

Die geeigneten Dachflächen werden mit PVA ausgestattet, soweit sie nicht bereits mit STA belegt sind.

2.5.2 Kombinierte Ausbau (Szenario 2 – wärmeoptimiert)

Die geeigneten Dachflächen werden vorrangig mit STA zur Wärmeversorgung der entsprechenden Gebäude ausgestattet. Prinzip bedingt existieren hier jedoch Obergrenzen, bis zu welchem Anteil eine solare Wärmeversorgung sinnvoll ist. Eventuell überschüssige Dachflächen werden daher nachrangig mit PVA ausgestattet.

Es ergeben sich folgende Potenziale, deren Bestimmung unter 5.5.1 detailliert dargestellt ist:

Ortsteil	Szenario 1: Vorrangiger Ausbau PV			Szenario 2: Kombinierter Ausbau ST und PV		
	Nutzbares Potenzial	Wärme	Strom	Nutzbares Potenzial	Wärme	Strom
Groß Quassow	1.497 MWh/a	6 MWh/a	1.491 MWh/a	1.443 MWh/a	260 MWh/a	1.183 MWh/a
Userin	2.301 MWh/a	14 MWh/a	2.287 MWh/a	2.178 MWh/a	609 MWh/a	1.569 MWh/a
Useriner Mühle	581 MWh/a	0 MWh/a	581 MWh/a	562 MWh/a	98 MWh/a	465 MWh/a
Vosswinkel	357 MWh/a	1 MWh/a	355 MWh/a	343 MWh/a	79 MWh/a	264 MWh/a
Zwenzow	932 MWh/a	17 MWh/a	915 MWh/a	902 MWh/a	388 MWh/a	514 MWh/a
Summe	5.668 MWh/a	38 MWh/a	5.630 MWh/a	5.429 MWh/a	1.435 MWh/a	3.994 MWh/a

Tabelle 6: Potenziale Aufdach-Solaranlagen

2.6 Energetisches Potenzial „Freiflächen Solaranlage“

Auf einem seitens der Gemeinde vorgeschlagen Grundstück (Flurstück 4, Flur 5, Gemarkung Groß Quassow) wurde die Errichtung einer Photovoltaik-Freiflächenanlage, wie unter 5.6.2 detailliert dargestellt, untersucht.

Es ergibt sich ein **nutzbares Potenzial (Strom) von 189 MWh/a.**

2.7 Energetisches Potenzial „Windenergie“

Die Errichtung von Windenergieanlage kann, wie unter 5.6.1 detailliert dargestellt, unter Umständen auf einer ca. 9 ha großen Teilfläche in Betracht kommen.

Es ergibt sich ein **nutzbares Potenzial (Strom) von ca. 8.200 MWh/a.**

2.8 Energetisches Potenzial Wasserkraft

Bereits in der Vergangenheit wurde durch das „Büro für Umweltplanung, Gewässermanagement und Fischerei“ eine Untersuchung zur Nutzung der Wasserkraft am Standort Useriner Mühle durchgeführt. Das Ergebnis zeigt, dass grundsätzlich ein geringes, nicht näher beziffertes energetisches Potenzial besteht. Der Aufwand, um dieses zu erschließen ist jedoch enorm hoch, sodass mit einem wirtschaftlichen Betrieb nicht zu rechnen ist. Daher wird diese Möglichkeit hier nicht weiter betrachtet.

2.9 Zusammenfassung

Zusammenfassend ergeben sich folgende energetischen Potenziale:

Szenario 1 Stromoptimiert

	Theoretisches Potenzial	Summe	Nutzbares Potenzial Wärme	Strom
Forstflächen	27.171 MWh/a 100,0%	1.035 MWh/a 3,8%	1.035 MWh/a 3,8%	---
Landwirtschaftliche Anbauflächen	28.829 MWh/a 100,0%	4.633 MWh/a 16,1%	2.426 MWh/a 8,4%	2.207 MWh/a 7,7%
Grünland / Brachland	17.117 MWh/a 100,0%	8.253 MWh/a 48,2%	4.321 MWh/a 25,2%	3.931 MWh/a 23,0%
Windenergie	(8.200 MWh/a) 100,0%	8.200 MWh/a 100,0%	---	8.200 MWh/a 100,0%
Solarenergie "Freifläche"	(189 MWh/a) 100,0%	189 MWh/a 100,0%	---	189 MWh/a 100,0%
Solarenergie "Aufdach"	(5.668 MWh/a) 100,0%	5.668 MWh/a 100,0%	38 MWh/a 0,7%	5.630 MWh/a 99,3%
Summe	87.173 MWh/a 100,0%	27.978 MWh/a 32,1%	7.820 MWh/a 9,0%	20.157 MWh/a 23,1%

Szenario 2 Wärmeoptimiert

	Theoretisches Potenzial	Summe	Nutzbares Potenzial Wärme	Strom
Forstflächen	27.171 MWh/a 100,0%	1.035 MWh/a 3,8%	1.035 MWh/a 3,8%	---
Landwirtschaftliche Anbauflächen	22.070 MWh/a 100,0%	4.690 MWh/a 21,3%	4.690 MWh/a 21,3%	---
Grünland / Brachland	11.862 MWh/a 100,0%	7.184 MWh/a 60,6%	7.184 MWh/a 60,6%	---
Windenergie	(8.200 MWh/a) 100,0%	8.200 MWh/a 100,0%	---	8.200 MWh/a 100,0%
Solarenergie "Freifläche"	(189 MWh/a) 100,0%	189 MWh/a 100,0%	---	189 MWh/a 100,0%
Solarenergie "Aufdach"	(5.429 MWh/a) 100,0%	5.429 MWh/a 100,0%	1.435 MWh/a 26,4%	3.994 MWh/a 73,6%
Summe	74.921 MWh/a 100,0%	26.727 MWh/a 35,7%	14.344 MWh/a 19,1%	12.383 MWh/a 16,5%

Tabelle 7: Zusammenfassung Potenziale

3 Bedarfsanalyse

Die Untersuchung des Energiebedarfs im Gemeindegebiet bezieht sich sowohl auf den Strom- als auch den Wärmebedarf (Nutzenergie) im häuslichen Bereich einschließlich Tourismus.

Die Bedarfsanalyse erfolgt nach Ortsteilen getrennt.

Zur Feststellung des Strombedarfs werden die Einwohner- und Tourismusstatistik sowie entsprechende typische Pro-Kopf-Verbräuche herangezogen.

Der Wärmebedarf wird gebäudeweise vorrangig mittels Eigentümerbefragung ermittelt. Zu diesem Zweck wurden im Vorfeld der Studie Fragebögen verteilt. Soweit vorliegend werden folgende Parameter berücksichtigt:

- Bisheriger Brennstoffverbrauch
- Beheizte Nutzfläche
- Gebäudealter
- Sanierungsstand
- Nutzungsart und –zeitraum
- Alter der Heizungsanlage
- Klimaaufzeichnungen des Deutschen Wetterdienstes

Hieraus werden für jedes beheizte Gebäude der Jahreswärmebedarf sowie die maximal benötigte Auslegungsleistung ermittelt.

Pro Ortsteil liegt folgende Anzahl von Fragebögen zur Auswertung vor:

- Groß Quassow: 24 von 61 möglichen Objekten (entspricht 39%)
- Userin: 28 von 151 möglichen Objekten (entspricht 19%)
- Useriner Mühle: 0 von 19 möglichen Objekten (entspricht 0%)
- Voßwinkel: 5 von 19 möglichen Objekten (entspricht 26%)
- Zwenzow: 16 von 124 möglichen Objekten (entspricht 13%)
- **Gesamt: 73 von 374 möglichen Objekten (entspricht 20%)**

Sofern die erforderlichen Informationen für einzelne Gebäude fehlen, werden die Bedarfsdaten anhand der Grundfläche laut Liegenschaftskarte aus den Bedarfen der übrigen Gebäude sowie typischen Kennwerten hochgerechnet.

Im Anschluss wird abgeleitet, welcher Anteil des Jahreswärmebedarfs gegebenenfalls aus einem zu errichtenden Nahwärmenetz entnommen werden könnte (zentralisierbarer Wärmebedarf). Hierbei fallen beispielsweise Anteile weg, die aus innovativen Wärmequellen wie Wärmepumpen und Solarthermieranlagen oder auch aus Zuheizung mittels Kaminofen o.ä. stammen.

Zur Identifikation für eine Nahwärmeversorgung geeigneter Gebiete wird im Anschluss der Ortsteil in einzelne Bedarfszonen aufgeteilt. Zur ersten Einschätzung der technischen und wirtschaftlichen Erfolgsaussichten einer zentralen Wärmeversorgung in einem Gebiet ist die sogenannte Wärmebezugsdichte maßgeblich. Diese wird durch Division des

zentralisierbaren Wärmebedarfs in einer Bedarfszone durch deren Grundfläche bestimmt. Es gelten folgende Grenzwerte:

- $\leq 20 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ ungeeignet
- $\leq 30 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ bedingt geeignet
- $\leq 40 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ geeignet
- $> 40 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ besonders geeignet

Im Folgenden werden die Ergebnisse nach Ortsteilen getrennt dargestellt:

3.1 Ortsteil Groß Quassow

Für den Ortsteil Groß Quassow werden entsprechend der Siedlungsstruktur vier Bedarfszonen definiert.

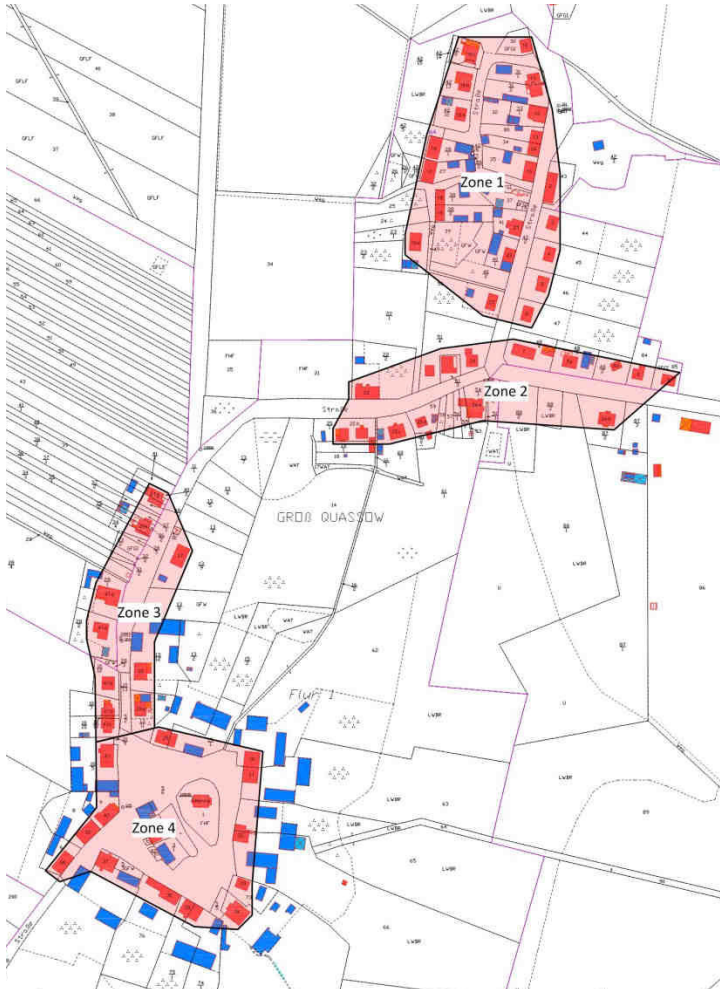


Abbildung 6: Bedarfszonen Groß Quassow

Innerhalb dieser Zonen stellt sich der Wärmebedarf wie folgt dar:

Groß Quassow	Zone 1	Zone 2	Zone 3	Zone 4	nicht zoniert	Summe
Anzahl Versorgungseinheiten	21	14	10	14	2	61
Fläche der Versorgungszone	21.900 m ²	14.900 m ²	10.200 m ²	19.000 m ²		
Jahreswärmebedarf	343 MWh	198 MWh	166 MWh	324 MWh	20 MWh	1.051 MWh
davon zentralisierbar	248 MWh	198 MWh	145 MWh	285 MWh	---	876 MWh
Σ erforderliche Erzeugerleistung	221 kW	136 kW	111 kW	215 kW	13 kW	696 kW
Wärmebezugsdichte	11 kWh/(m ² a)	13 kWh/(m ² a)	14 kWh/(m ² a)	15 kWh/(m ² a)		

Tabelle 8: Wärmebedarf Groß Quassow

Eine Eignung für eine Nahwärmeversorgung ist in Groß Quassow somit nicht gegeben.

3.2 Ortsteil Userin

Für den Ortsteil Userin werden entsprechend der Siedlungsstruktur sechs Bedarfszonen definiert.

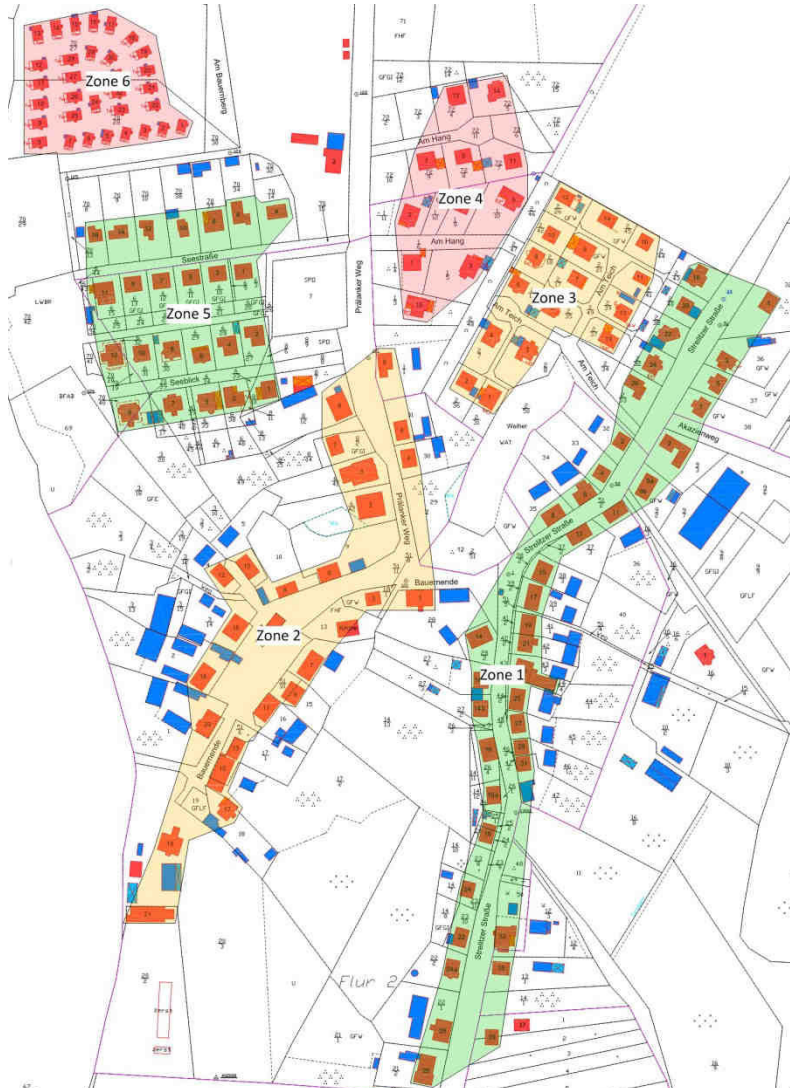


Abbildung 7: Bedarfszonen Userin

Innerhalb dieser Zonen stellt sich der Wärmebedarf wie folgt dar:

Userin	Zone 1	Zone 2	Zone 3	Zone 4	Zone 5	Zone 6	nicht zoniert	Summe
Anzahl Versorgungseinheiten	40	27	16	11	25	31	1	151
Fläche der Versorgungszone	25.300 m²	21.600 m²	9.600 m²	9.500 m²	15.800 m²	8.100 m²		
Jahreswärmebedarf	779 MWh	652 MWh	259 MWh	182 MWh	515 MWh	75 MWh	12 MWh	2.473 MWh
davon zentralisierbar	767 MWh	643 MWh	259 MWh	182 MWh	491 MWh	74 MWh	---	2.414 MWh
Σ erforderliche Erzeugerleistung	573 kW	474 kW	177 kW	150 kW	356 kW	182 kW	9 kW	1.922 kW
Wärmebezugsdichte	30 kWh/(m²·a)	30 kWh/(m²·a)	27 kWh/(m²·a)	19 kWh/(m²·a)	31 kWh/(m²·a)	9 kWh/(m²·a)		

Tabelle 9: Wärmebedarf Userin

Eine Eignung für eine Nahwärmeversorgung ist in Userin somit in den Zonen 1 und 5 sowie bedingt in den Zonen 2 und 3 gegeben.

3.3 Ortsteil Useriner Mühle

Für den Ortsteil Useriner Mühle lassen sich keine potenziell für eine Nahwärmeversorgung geeignete Zonen definieren.



Abbildung 8 Bedarfszonen Useriner Mühle

Der Wärmebedarf des Ortsteils stellt sich wie folgt dar:

Anzahl Versorgungseinheiten	19
Jahreswärmebedarf	391 MWh
davon zentralisierbar	---
Σ erforderliche Erzeugerleistung	286 kW

Tabelle 10: Wärmebedarf Useriner Mühle

Eine Nahwärmeversorgung kommt aufgrund der stark zergliederten Siedlungsstruktur nicht in Betracht.

3.4 Voßwinkel

Für den Ortsteil Voßwinkel wird entsprechend der Siedlungsstruktur eine Bedarfszone definiert.



Abbildung 9: Bedarfszonen Voßwinkel

Innerhalb dieser Zone stellt sich der Wärmebedarf wie folgt dar:

Vosswinkel	Zone 1	nicht zoniert	Summe
Anzahl Versorgungseinheiten	17	2	19
Fläche der Versorgungszone	12.100 m ²		
Jahreswärmebedarf	304 MWh	22 MWh	326 MWh
davon zentralisierbar	304 MWh	---	304 MWh
Σ erforderliche Erzeugerleistung	197 kW	14 kW	210 kW
Wärmebezugsdichte	25 kWh/(m ² *a)		

Tabelle 11: Wärmebedarf Voßwinkel

Eine Eignung für eine Nahwärmeversorgung ist in Voßwinkel nur bedingt gegeben.

3.5 Zwenzow

Für den Ortsteil Zwenzow werden entsprechend der Siedlungsstruktur vier Bedarfszonen definiert.



Abbildung 10: Bedarfszonen Zwenzow

Innerhalb dieser Zonen stellt sich der Wärmebedarf wie folgt dar:

Zwenzow	Zone 1	Zone 2	Zone 3	Zone 4	nicht zonierte	Summe
Anzahl Versorgungseinheiten	38	27	47	10	2	124
Fläche der Versorgungszone	26.700 m ²	25.900 m ²	27.800 m ²	7.100 m ²		
Jahreswärmebedarf	1.072 MWh	301 MWh	220 MWh	217 MWh	36 MWh	1.846 MWh
davon zentralisierbar	947 MWh	289 MWh	216 MWh	217 MWh	---	1.668 MWh
Σ erforderliche Erzeugerleistung	666 kW	297 kW	288 kW	135 kW	23 kW	1.409 kW
Wärmebezugsdichte	35 kWh/(m ² ·a)	11 kWh/(m ² ·a)	8 kWh/(m ² ·a)	31 kWh/(m ² ·a)		

Tabelle 12: Wärmebedarf Zwenzow

Eine Eignung für eine Nahwärmeversorgung ist in Zwenzow somit in den Zonen 1 und 4 gegeben.

3.6 Campingplatz Havelberge

Ein weiterer nennenswerter Wärmeverbraucher ist der Campingplatz Havelberge. Hier werden verschiedene Sanitär-, und Gastronomie- und Betriebsgebäude sowie mehrere Ferienhäuser beheizt und mit Warmwasser versorgt.

Ausgehend von den bisherigen Brennstoffverbräuchen kann hier ein jährlicher Wärmebedarf in der Größenordnung von ca. 700 MWh/a angesetzt werden.

Eine perspektivische Erhöhung des Wärmebedarfs ist auf Grund absehbarer Erweiterungen zu erwarten

Die räumliche Verteilung des Wärmebedarfs kann auf Grundlage der vorliegenden Informationen nicht belastbar beurteilt werden. Ob eine Nahwärmeversorgung für einzelne Teilbereiche sinnvoll sein kann, wäre daher gesondert zu prüfen.

3.7 Zusammenfassung

Zusammengefasst gibt sich folgender **Nutzwärmebedarf**:

Groß Quassow	1.051 MWh/a
Userin	2.473 MWh/a
Useriner Mühle	391 MWh/a
Voßwinkel	326 MWh/a
Zwenzow	1.846 MWh/a
Campingplatz	700 MWh/a
Summe	6.787 MWh/a

Tabelle 13: Zusammenfassung Wärmebedarfe

Der **Strombedarf** wird anhand der Einwohnerzahl, der Anzahl der Übernachtungen sowie der Verbrauchsangabe des Campingplatzes Havelberge wie folgt bestimmt:

Haushalte	892 MWh/a
Campingplatz	540 MWh/a
Sonstiger Tourismus	158 MWh/a
Summe	1.590 MWh/a

Tabelle 14: Zusammenfassung Strombedarfe

Es ergibt sich demnach ein gesamter **Nutzenergiebedarf im Gemeindegebiet in Höhe von 8.377 MWh/a**

4 Aufkommens-Bedarfs-Bilanz

Zur Verdeutlichung der Größenverhältnisse von Energiebedarf einerseits und dem Angebot erneuerbarer Energien andererseits bietet sich eine Gegenüberstellung in einer Aufkommens-Bedarfs-Bilanz an.

Auch hier wird zwischen Strom und Wärme differenziert. In der nachfolgenden Grafik werden zunächst die in der Potenzialanalyse eingeführten Szenarien 1 (stromoptimiert) und 2 (wärmeoptimiert) dem ermittelten Bedarf gegenübergestellt. Zu beachten ist, dass die Potenziale als Endenergie ab Erzeuger, die Bedarfe dagegen als Nutzenergie beim Verbraucher angegeben sind. Die anfallenden Übertragungsverluste sind abhängig von der gewählten Versorgungslösung und daher nicht allgemeingültig ausweisbar.

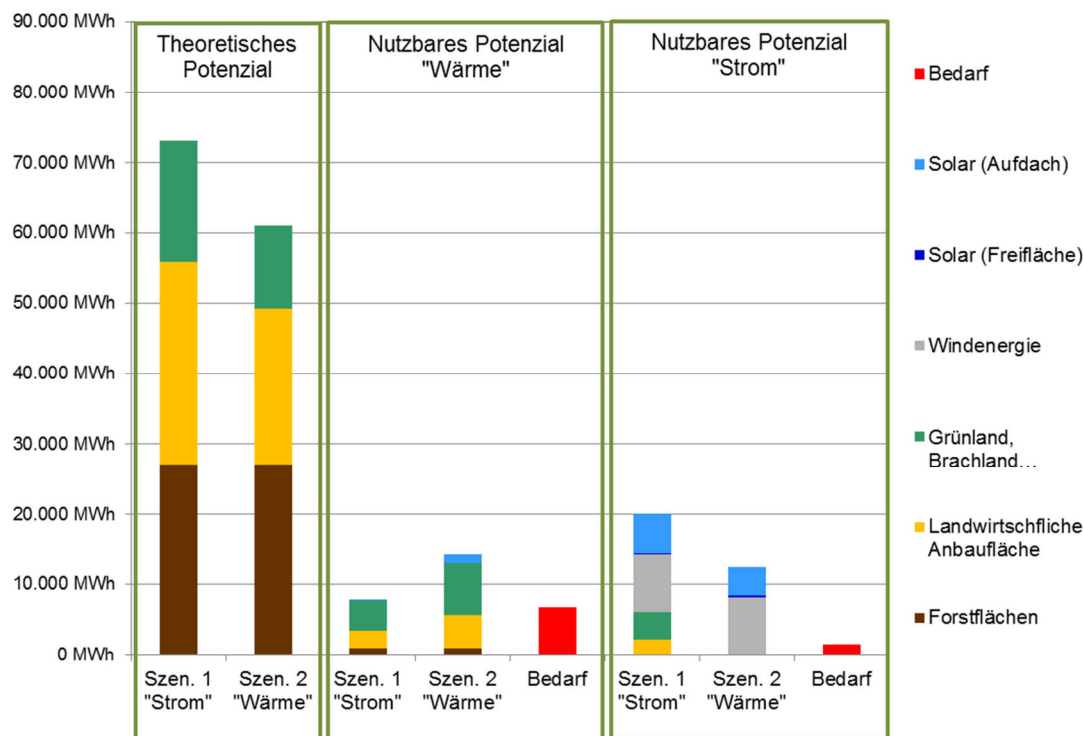


Abbildung 11: Vergleich Potenziale / Bedarfe

Zunächst fällt ins Auge, dass die theoretischen Potenziale an nachwachsenden Energieträgern nur zu ca. 17 bis 18% nutzbar sind. Dies liegt vor allem in der eingeschränkten Flächenverfügbarkeit zur Energierohstoffgewinnung begründet. Besonders signifikant ist diese Differenz bei den Forstflächen aufgrund des Nationalparks.

Im Wärmebereich besitzen Grünland, Brachland und landwirtschaftliche Anbaufläche die größten Potenziale für eine energetische Nutzung. Bei entsprechender Ausgestaltung der Nutzungswege könnte der Bedarf rein bilanziell durch das nutzbare Potenzial gedeckt werden.

Im Strombereich wird deutlich, dass das nutzbare Potenzial den Strombedarf bei weitem übersteigt. Den maßgeblichsten Anteil hieran hat eine mögliche Nutzung der Windenergie. Aber auch der Ausbau der Aufdach-Solaranlagen oder der Einsatz von Energiepflanzen und Grassilage in Biogasanlagen bietet nennenswerte Möglichkeiten. Die Installation einer Freiflächen-Solaranlage auf der vorgeschlagenen Fläche hätte dagegen kaum Effekte.

Die oben abgebildeten Szenarien stellen jeweils die Grenzen des Möglichen bei maximalem Strom- oder Wärmeertrag dar. Realistisch ist eine Mischung aus diesen Fällen. Den hier denkbaren Variationsspielraum zeigt die folgende Grafik:

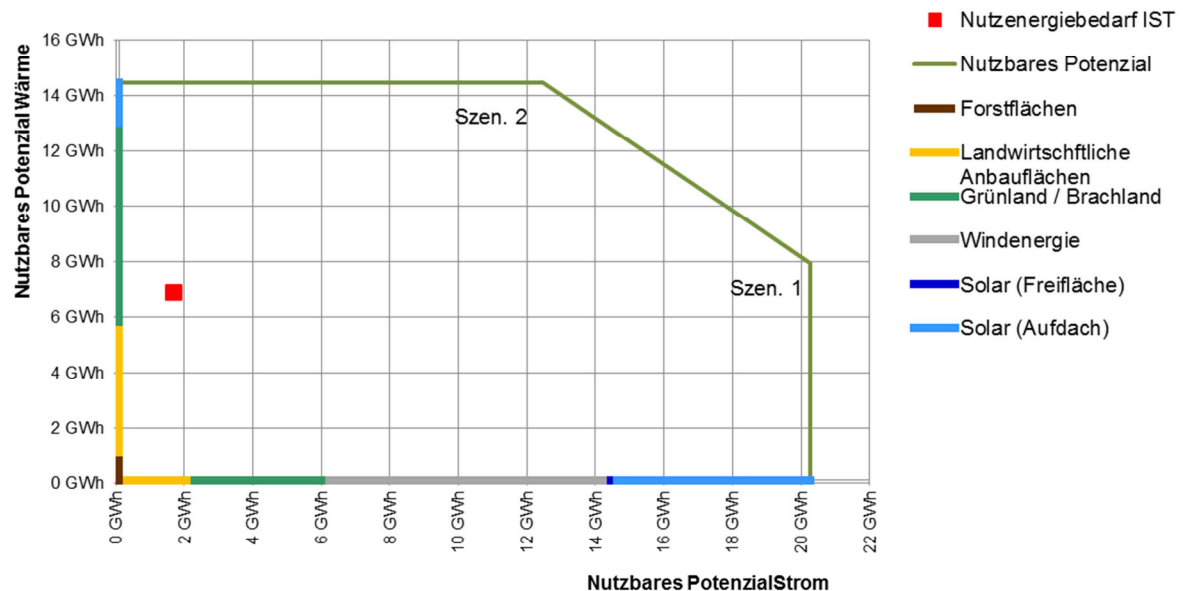


Abbildung 12: Potenzialraum

In horizontaler Richtung sind hierbei jeweils Strompotenzial bzw. -bedarf aufgetragen, während in vertikaler Richtung Wärmepotenzial und -bedarf dargestellt werden. Die jeweiligen Grenzfälle sind auch als Szenarien 1 und 2 gekennzeichnet. Mögliche gemischte Szenarien müssen hinsichtlich ihres Potenzialverbrauchs demnach unterhalb der grünen Linie liegen, um mit den im Gemeindegebiet verfügbaren Potenzialen auszukommen.

Der festgestellte Nutzenergiebedarf befindet sich innerhalb dieses Bereiches und könnte somit zumindest bilanziell gedeckt werden.

5 Technische Lösungsansätze

Inwieweit eine Bedarfsdeckung aus den vorhandenen Potenzialen realistisch umsetzbar ist hängt neben der oben vorgestellten grundsätzlichen Verfügbarkeit entsprechender Potenziale auch und vor allem davon ab, ob für die vorhandene Nutzerstruktur entsprechende technisch und wirtschaftlich machbare Nutzungswege verfügbar sind. Daher sollen nachfolgend verschiedene technologische Konzepte vorgestellt und hinsichtlich ihrer Nutzbarkeit beurteilt werden.

5.1 Nahwärmeversorgung auf Basis nachwachsender Energieträger

Wie bereits in der Bedarfsanalyse festgestellt eignen sich Teile von Userin und Zwenzow aufgrund ihrer Wärmebezugsdichte für eine Versorgung mit Nahwärme. Zur Wärmeerzeugung bietet sich hierbei die Nutzung nachwachsender Energieträger entsprechend an. Entsprechende Nutzungswege wurden bereits in der Potenzialanalyse forst- und landwirtschaftlicher Flächen dargestellt. Im Folgenden werden diese für als geeignet identifizierten Bedarfszonen konkretisiert. Hierbei werden die nachfolgend dargestellten Konzepte und Auslegungsgrundsätze verfolgt.

5.1.1 Konzepte und Auslegungsgrundsätze

5.1.1.1 Wärmegestehungskosten

Um die Kosten verschiedener Wärmeversorgungslösungen objektiv vergleichen zu können bietet sich die Betrachtung der sogenannten Wärmegestehungskosten an. Hierbei werden sämtliche zur Bereitstellung der Wärme beim Endkunden anfallenden Kosten im Sinne einer Vollkostenrechnung summiert. Es werden also nicht nur die reinen Brennstoffkosten, sondern auch die Kosten für Anschaffung und Betrieb der entsprechenden Anlagen berücksichtigt. Für **konventionelle Heizsysteme** liegen diese Kosten derzeit im Bereich von etwa **10 bis 16 ct/kWh**, abhängig vom Baustandard und verwendeten Energieträger. Beispielhafte Berechnungen für typische Fälle sind Anhang 10 zu entnehmen.

Die zur Kalkulation der Wärmegestehungskosten zugrunde gelegten Ansätze entstammen Erfahrungs- und Richtwerten vergleichbarer Objekte.

5.1.1.2 Versorgungsgebiet und Netz

Als **Versorgungsgebiet** werden die in der Bedarfserhebung als „geeignet“ oder „besonders geeignet“ identifizierten Bedarfszonen zusammengefasst. Bedingt geeignete Zonen werden berücksichtigt, sofern sie in engem räumlichen Zusammenhang mit geeigneteren Gebieten stehen. Sofern die Leitungsführung in Einzelfällen durch ungeeignete Gebiete erforderlich ist, werden auch hier eventuelle unmittelbar anliegende Einzelverbraucher berücksichtigt. Da in den meisten Fällen nicht mit einem Anschluss aller in Frage kommenden Abnehmer zu rechnen ist, werden neben der vollständigen Erschließung jeweils auch Varianten mit einer Anschlussrate von 80% und 60% untersucht.

Im Sinne einer hohen Anlagenqualität und –lebensdauer sowie eines möglichst effizienten Betriebs beziehen sich die Kalkulationsansätze auf den Einsatz von sogenanntem Kunststoffmantelrohr in Doppelrohrausführung mit erhöhter Dämmstärke. Die Verlegung wird in Standardtieftbautechnik vorausgesetzt. Aus eigentumsrechtlichen Gründen wird der Verlauf von Hauptleitungen soweit möglich in öffentlichen Flächen, beispielsweise Straßen

und Wegen, vorgesehen. Ob und inwieweit bei einer Realisierung der Vorhaben von diesen Voraussetzungen abgewichen werden kann, bleibt einer detaillierten Planung im Einzelfall vorbehalten.

Als wesentliches Bewertungskriterium des Nahwärmenetzes wird die sogenannte **Wärmebelegung** herangezogen. Diese beschreibt das Verhältnis zwischen dem vorliegenden jährlichen Wärmebedarf der Abnehmer und der Gesamtlänge des erforderlichen Nahwärmenetzes bis zu jedem Abnehmer. Durch die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) wird ein Wert von **500 kWh pro Jahr und Meter Trasse** als förderfähig angesetzt, sodass dieser als Zielwert angestrebt wird.

5.1.1.3 Holz-Hackschnitzelfeuerung

Die Wärmeerzeugung erfolgt in einer Heizzentrale hauptsächlich durch einen mit Holz-Hackschnitzeln befeuerten Biomassekessel. Der Brennstoff kann aus der Forstwirtschaft oder aus Kurzumtriebsplantagen stammen. Um eine sinnvolle Auslastung zu gewährleisten wird dieser Grundlastkessel nicht auf den maximalen Leistungsbedarf des Netzes ausgelegt. Vielmehr wird er an besonders kalten Tagen durch einen Spitzenlastkessel ergänzt. Dieser dient gleichzeitig als Ausfallreserve und wird konventionell je nach Verfügbarkeit mit Erd- oder Flüssiggas beheizt.

Der Biomassekessel wird so ausgelegt, dass er einen Anteil von ca. **90% des gesamten Wärmebedarfs** bereitstellt und hierbei eine Auslastung von ca. **4.000 Volllaststunden pro Jahr** aufweist. Die Biomassefeuerung ist, wie die gesamte Wärmeversorgungsanlage, für einen automatischen Betrieb vorgesehen. Die Brennstoffbeschickung erfolgt von einem im Heizhaus integrierten Hackschnitzelbunker aus. Die anfallende Asche wird in Standard-Container ausgelesen.

Für das Heizhaus wird eine Grundfläche von ca. 300 bis 400 m² benötigt. Sowohl eine Ausführung im Hoch- als auch im Tiefbau ist möglich. Welche Variante gewählt wird hängt neben den örtlichen Gegebenheiten auch von der verfügbaren Fahrzeugen zur Brennstoffbelieferung ab und ist im detaillierten Planungsprozess zu bestimmen. Kalkuliert wird mit einer Errichtung des Heizhauses im Hochbau. Es empfiehlt sich ein Standort möglichst nahe zum Versorgungsgebiet. Erforderlich ist eine für LKW befahrbare Zufahrt. Die im Folgenden vorgeschlagenen Anlagenstandorte sind vorläufig angenommen. Ob diese hinsichtlich Eigentumsverhältnisse, Genehmigungsfähigkeit usw. tatsächlich nutzbar sind, bleibt im Rahmen einer konkretisierten Planung zu prüfen.

5.1.1.4 Heuheizung

Alternativ zum Einsatz von Holzhackschnitzeln als Brennstoff der Biomassefeuerung kommt auch die Verwendung von halmgutartiger Biomasse (Landschaftspflegeheu) in Frage. Dies fällt ohnehin auf den diversen Grünland- und Brachflächen an. Entsprechend hochqualitative Kesseltechnologien, die eine unproblematische und emissionsarme Verbrennung dieses Energieträgers ermöglichen, sind mittlerweile im Markt etabliert. Allerdings ist auf Grund verschiedener Besonderheiten des Brennstoffs mit einem erhöhten Investitions- und Betriebsführungsaufwand gegenüber vergleichbaren Holz-Hackschnitzelfeuerungen zu rechnen. So ist beispielsweise ein deutlich erhöhter Ascheanfall sowie eine aufwändigere Brennstoffzuführung und Abgasbehandlung zu erwarten.

Die Auslegungsgrundsätze für die Kesselanlage und Anforderungen an die Heizzentrale gelten analog zur Holz-Hackschnitzelfeuerung.

5.1.1.5 Biogasanlage

Alternativ zur Nahwärmeversorgung der oben beschriebenen Versorgungsgebiete auf Basis von Biomassefeuerungen kommen auch neu zu errichtende Biogasanlagen als Wärmequellen in Betracht.

Es werden Biogasanlagen zur ausschließlichen Vergärung nachwachsender Rohstoffe in Form von 55% Maissilage, 20% Roggen-Ganzpflanzensilage und 25% Grassilage vorgesehen. Dieser Substartmix berücksichtigt einerseits Anforderungen an die Prozessstabilität und andererseits die vorhandenen Potenziale.

Das erzeugte Biogas wird direkt am Anlagenstandort in einem Blockheizkraftwerk (BHKW) zur gekoppelten Strom- und Wärmeproduktion eingesetzt. Der erzeugte Strom wird in das öffentliche Stromnetz eingespeist und entsprechend den Regelungen des Erneuerbare-Energien Gesetzes (EEG) vergütet. Die anfallende Wärme wird zur Grundlastabdeckung in das jeweilige zu errichtende Nahwärmenetz eingespeist. Da die Biogasanlage jedoch übers Jahr kontinuierlich betrieben wird, kann insbesondere in den wärmebedarfsarmen Sommermonaten nicht die gesamte anfallende Wärmemenge im Netz genutzt werden. Zum Erhalt der Stromvergütung nach EEG ist in der Jahressumme eine **Nutzung von mindestens 60% der erzeugten Wärme** notwendig. Für den Eigenverbrauch der Biogasanlage können hierbei pauschal 25% angerechnet werden. Der reale Bedarf ist in der Regel geringer. Im Nahwärmenetz müssen daher noch mindestens 35% der im BHKW erzeugten Wärme genutzt werden. Demnach wird die Auslegungsleistung der Biogasanlage zum einen durch den Wärmbedarf des Netzes begrenzt. Zum anderen ist die Genehmigung von Biogasanlagen mit BHKW's einer **Feuerungswärmeleistung von maximal 1.000 kW** in einem relativ einfachen Verfahren möglich. Dies stellt eine weitere Auslegungsgrenze dar.

Auch hier wird die Wärmeerzeugung durch einen konventionell befeuerten Reserve- und Spitzenlastkessel ergänzt.

Für die Biogasanlagen werden Flächen von jeweils ca. 1,5 ha benötigt. Die Standorte sollen im Außenbereich, jedoch nicht weiter als ca. 600 m vom Versorgungsgebiet entfernt liegen.

Zur Berechnung der Wärmegestehungskosten wird davon ausgegangen, dass die Biogas-Wärme von einem externen Betreiber der Biogasanlage frei Nahwärmenetz zugekauft wird. Der Verrechnungspreis wird so angesetzt, dass ein wirtschaftlicher Betrieb der Biogasanlage möglich ist. Als Kriterium hierfür gilt eine Gesamtkapitalrentabilität von ca. 8%.

Die Kalkulation der Biogasanlage erfolgt anhand des Berechnungstools des Kuratoriums für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL).

5.1.1.6 Kalkulierte Varianten

Es werden für die geeigneten Bedarfszonen in Userin und Zwenzow jeweils Versorgungslösungen auf Basis der beschriebenen Erzeugertechnologien bei Anschlussraten zwischen 60 und 100% kalkuliert. Hierfür wird folgende Variantenbezeichnung verwendet:

<u>Kürzel Ortsteil</u>	<u>Kürzel Wärmequelle</u>	<u>Kürzel Anschlussrate</u>
U... Userin	HHS... Holzhackschnitzel	100...100%
Z... Zwenzow	HEU... Landschaftspflegeheu	80...80%
	BGA... Biogas	60...60%

U HHS 80

- Anschlussrate: 80 %
- Wärmebelegung: 575 kWh/(trm*a) – KfW-Kriterium eingehalten
- Wärmegestehungskosten: 9,5 ct/kWh

U HHS 60

- Anschlussrate: 60 %
- Wärmebelegung: 490 kWh/(trm*a) – KfW-Kriterium NICHT eingehalten
- Wärmegestehungskosten: 11,1 ct/kWh

Die wesentlichen Ergebnisse sind im Variantenvergleich nachfolgend gegenübergestellt.

Variante	U HHS 100		U HHS 80		U HHS 60	
Anschlussrate	100%		80%		60%	
Abnehmer	113		90		68	
Trassenlänge	3.504 trm		3.129 trm		2.754 trm	
Wärmebelegung	642 kWh/trm		575 kWh/trm		490 kWh/trm	
Nutzwärmebedarf	2.249 MWh/a		1.799 MWh/a		1.349 MWh/a	
Netzverlust	518 MWh/a	18,7%	474 MWh/a	20,9%	430 MWh/a	24,2%
ab Heizzentrale	2.767 MWh/a		2.273 MWh/a		1.779 MWh/a	
davon Biogas		0,0%		0,0%		0,0%
davon Grundlastkessel	2.678 MWh/a	96,8%	2.218 MWh/a	97,6%	1.723 MWh/a	96,8%
davon Spitzenlastkessel	89 MWh/a	3,2%	55 MWh/a	2,4%	57 MWh/a	3,2%
Nennleistung Grundlastkessel	650 kW		550 kW		400 kW	
Nennleistung Spitzenlastkessel	1.000 kW		850 kW		650 kW	
Bedarf Holzhackschnitzel	3.265 MWh/a	3.842 sm ³ /a	2.705 MWh/a	3.183 sm ³ /a	2.101 MWh/a	2.472 sm ³ /a
Bedarf Erdgas	105 MWh/a		65 MWh/a		66 MWh/a	
Bedarf Strom	51.100 kWh/a		42.200 kWh/a		32.900 kWh/a	
Investitionsvolumen	2.001.209 €		1.769.552 €		1.515.664 €	
Mögliche Förderung	800.484 €	40,0%	707.821 €	40,0%	466.699 €	30,8%
Wärmegestehungskosten	89,80 €/MWh		95,22 €/MWh		110,55 €/MWh	

Tabelle 15:Nahwärme und Holz-Hackschnitzelfeuerung Userin

Die ausführlichen Berechnungen sind in Anhang 2 beigelegt.

Der Berechnung der Wärmegestehungskosten liegt ein Preis für die eingesetzten Hackschnitzel von 20 €/MWh zugrunde. Dies entspricht dem Marktpreis, zu dem aktuell für vergleichbare Anlagen die Brennstofflieferung realisiert werden kann. Die nachfolgende Sensitivitätsübersicht zeigt, wie sich Änderungen des Hackschnitzelpreises auf die Wärmegestehungskosten auswirken.

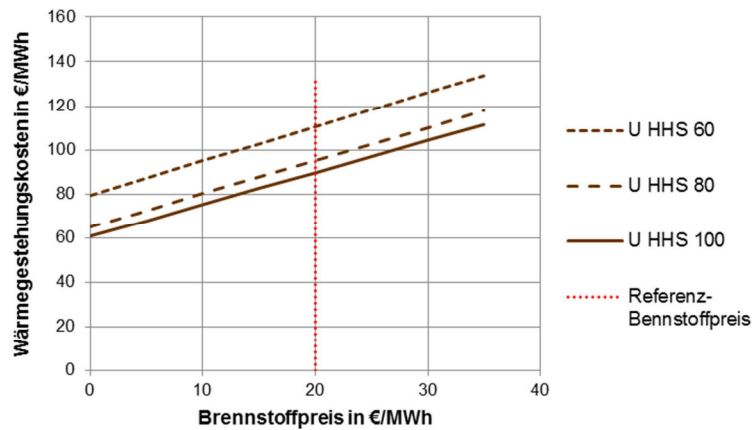


Abbildung 14: Sensitivität Hackschnitzelpreis (Userin)

5.1.2.2 Nahwärmeversorgung auf Basis einer Heufeuerung

Das Versorgungsgebiet sowie der vorgeschlagene Standort der Heizzentrale bleiben gegenüber der Versorgungslösung auf Basis von Holzhackschnitzeln unverändert.

Es werden Szenarien mit Anschlussraten von 60, 80 und 100% kalkuliert.

U HEU 100

- Anschlussrate: 100 %
- Wärmebelegung: 642 kWh/(trm*a) – KfW-Kriterium eingehalten
- Wärmegestehungskosten: 9,0 ct/kWh

U HEU 80

- Anschlussrate: 80 %
- Wärmebelegung: 575 kWh/(trm*a) – KfW-Kriterium eingehalten
- Wärmegestehungskosten: 9,5 ct/kWh

U HEU 60

- Anschlussrate: 60 %
- Wärmebelegung: 490 kWh/(trm*a) – KfW-Kriterium NICHT eingehalten
- Wärmegestehungskosten: 11,1 ct/kWh

Die wesentlichen Ergebnisse sind im Variantenvergleich nachfolgend gegenübergestellt.

Variante	U HEU 100		U HEU 80		U HEU 60	
Anschlussrate	100%		80%		60%	
Abnehmer	113		90		68	
Trassenlänge	3.504 trm		3.129 trm		2.754 trm	
Wärmebelegung	642 kWh/trm		575 kWh/trm		490 kWh/trm	
Nutzwärmebedarf	2.249 MWh/a		1.799 MWh/a		1.349 MWh/a	
Netzverlust	518 MWh/a		474 MWh/a		430 MWh/a	
ab Heizzentrale	2.767 MWh/a		2.273 MWh/a		1.779 MWh/a	
davon Biogas	0,0%		0,0%		0,0%	
davon Grundlastkessel	2.678 MWh/a		2.218 MWh/a		1.723 MWh/a	
davon Spitzenlastkessel	89 MWh/a		55 MWh/a		57 MWh/a	
Nennleistung Grundlastkessel	650 kW		550 kW		400 kW	
Nennleistung Spitzenlastkessel	1.000 kW		850 kW		650 kW	
Bedarf Heu	3.265 MWh/a		2.705 MWh/a		2.101 MWh/a	
Bedarf Erdgas	105 MWh/a		65 MWh/a		66 MWh/a	
Bedarf Strom	51.100 kWh/a		42.200 kWh/a		32.900 kWh/a	
Investitionsvolumen	2.118.209 €		1.877.192 €		1.606.924 €	
Mögliche Förderung	847.284 €		750.877 €		494.077 €	
Wärmegestehungskosten	89,19 €/MWh		95,44 €/MWh		112,35 €/MWh	

Abbildung 15: Nahwärme und Heufeuerung Userin

Die ausführlichen Berechnungen sind in Anhang 3 beigelegt.

Der Kalkulation liegt ein Brennstoffpreis für Heu von 11 €/MWh bzw. 44 €/t zugrunde. Hierbei können in etwa Wärmegestehungskosten realisiert werden, wie sie auch auf Basis von Holzhackschnitzeln erreichbar sind. Die Kosten für den Brennstoff Heu variieren regional sehr stark. Sie sind insbesondere davon abhängig, inwieweit für das regional verfügbare Aufkommen konkurrierende Nutzungs- und Vermarktungswege bestehen. Die nachfolgende Sensitivitätsübersicht zeigt, wie sich Änderungen des Hackschnitzelpreises auf die Wärmegestehungskosten auswirken.

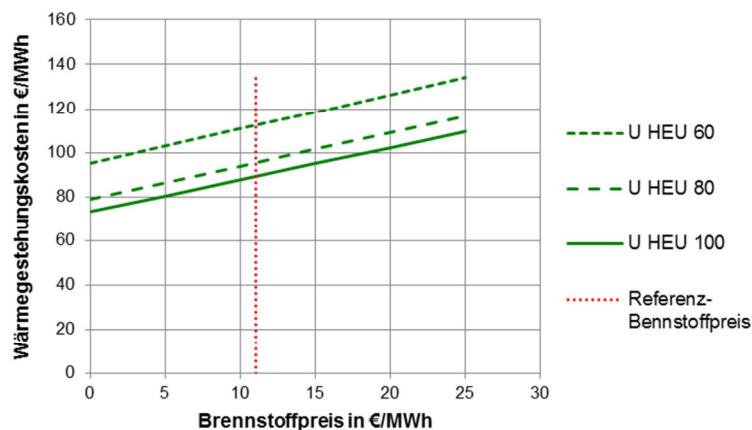


Abbildung 16: Sensitivität Heupreis (Userin)

5.1.2.3 Nahwärmeversorgung auf Basis einer Biogasanlage

Das Versorgungsgebiet bleibt unverändert. Für die Biogasanlage wird ein Standort östlich des Versorgungsgebietes vorgeschlagen. Daher ändert sich der Verlauf des Nahwärmenetzes wie folgt:

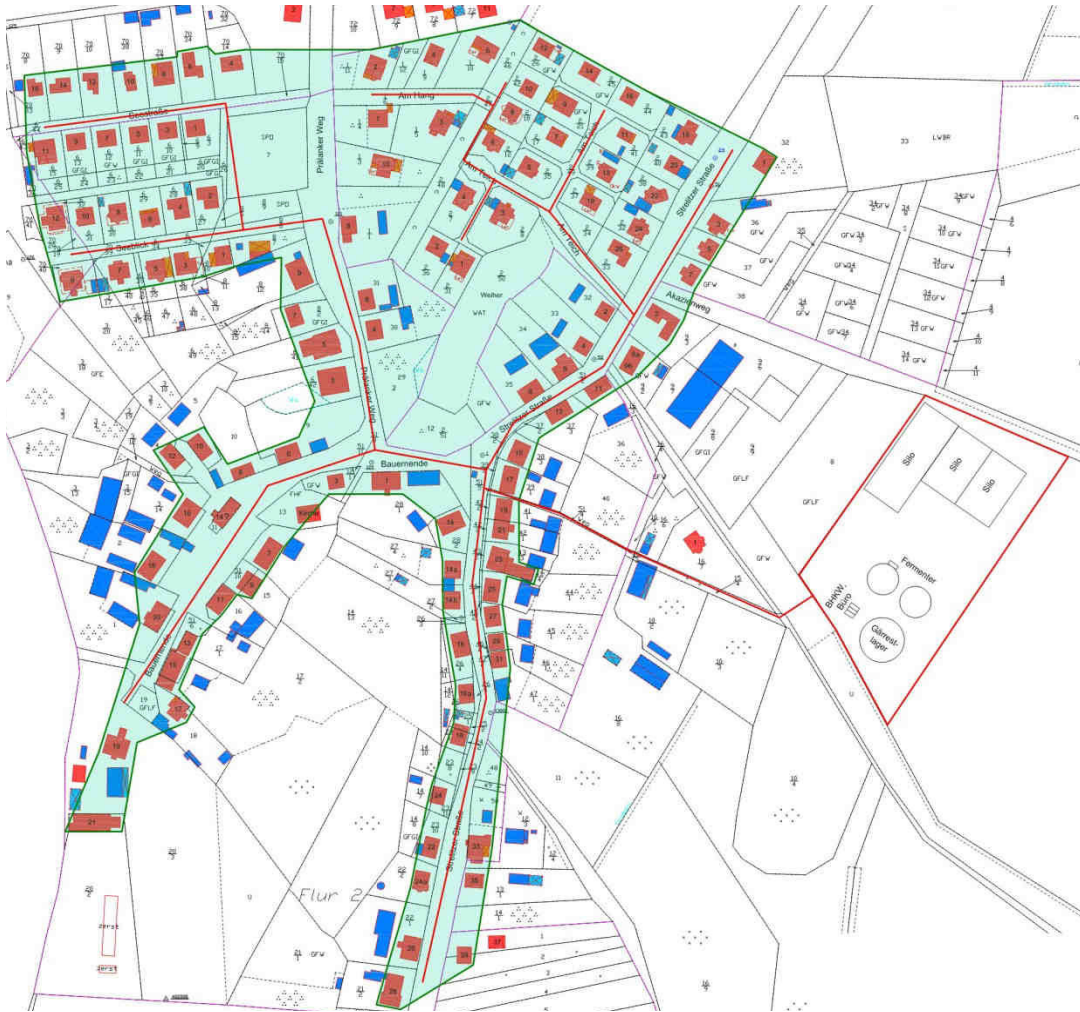


Abbildung 17: Nahwärme und Biogasanlage Userin

Es werden Szenarien mit Anschlussraten von 60, 80 und 100% kalkuliert.

U BGA 100

- Anschlussrate: 100 %
- Wärmebelegung: 631 kWh/(trm*a) – KfW-Kriterium eingehalten
- Wärmegestehungskosten: 8,2 ct/kWh

U BGA 80

- Anschlussrate: 80 %
- Wärmebelegung: 564 kWh/(trm*a) – KfW-Kriterium eingehalten
- Wärmegestehungskosten: 8,1 ct/kWh

U BGA 60

- Anschlussrate: 60 %
- Wärmebelegung: 480 kWh/(trm*a) – KfW-Kriterium NICHT eingehalten
- Wärmegestehungskosten: 9,1 ct/kWh

Die wesentlichen Kenngrößen hinsichtlich der Nahwärmeversorgung sind im Variantenvergleich nachfolgend gegenübergestellt.

Variante	U BGA 100		U BGA 80		U BGA 60	
Anschlussrate	100%		80%		60%	
Abnehmer	113		90		68	
Trassenlänge	3.563 trm		3.187 trm		2.810 trm	
Wärmebelegung	631 kWh/trm		564 kWh/trm		480 kWh/trm	
Nutzwärmebedarf	2.249 MWh/a		1.799 MWh/a		1.349 MWh/a	
Netzverlust	529 MWh/a 19,0%		485 MWh/a 21,2%		441 MWh/a 24,6%	
ab Heizzentrale	2.778 MWh/a		2.284 MWh/a		1.790 MWh/a	
davon Biogaswärme (extern)	1.999 MWh/a 72,0%		1.850 MWh/a 81,0%		1.637 MWh/a 91,5%	
davon Spitzenlastkessel	779 MWh/a 28,0%		434 MWh/a 19,0%		152 MWh/a 8,5%	
Nennleistung Spitzenlastkessel	1.100 kW		950 kW		800 kW	
Bedarf Erdgas	865 MWh/a		482 MWh/a		169 MWh/a	
Bedarf Strom	27.100 kWh/a		20.700 kWh/a		16.000 kWh/a	
Investitionsvolumen	1.680.202 €		1.479.769 €		1.284.016 €	
Mögliche Förderung	672.081 € 40,0%		591.907 € 40,0%		385.205 € 30,0%	
Wärmegestehungskosten	81,95 €/MWh		81,34 €/MWh		90,91 €/MWh	

Tabelle 16: Nahwärme und Biogasanlage Userin

Bezüglich der Biogasanlage ergeben sich folgende wesentliche Kenngrößen:

Variante	U BGA 100		U BGA 80		U BGA 60	
Fermenter 1	1.500 m³		1.500 m³		1.500 m³	
Fermenter 2	1.500 m³		1.500 m³		1.500 m³	
Gärrestlager	3.200 m³		3.200 m³		3.200 m³	
Feuerungswärmeleistung BHKW	1.000 kW	100,0%	1.000 kW	100,0%	1.000 kW	100,0%
Elektrische Leistung BHKW	394 kW	39,4%	394 kW	39,4%	394 kW	39,4%
Thermische Leistung BHKW	443 kW	44,3%	443 kW	44,3%	443 kW	44,3%
Stromerzeugung	3.122 MWh/a		3.122 MWh/a		3.122 MWh/a	
Wärmeerzeugung	3.543 MWh/a	100,0%	3.543 MWh/a	100,0%	3.543 MWh/a	100,0%
davon Eigenbedarf	886 MWh/a	25,0%	886 MWh/a	25,0%	886 MWh/a	25,0%
davon Nahwärme	1.999 MWh/a	56,4%	1.850 MWh/a	52,2%	1.629 MWh/a	46,0%
davon Überschuss	658 MWh/a	18,6%	807 MWh/a	22,8%	1.028 MWh/a	29,0%
Bedarf Maissilage	4.168 t/a	55,0%	4.168 t/a	55,0%	4.168 t/a	55,0%
Bedarf Roggen-GPS	1.516 t/a	20,0%	1.516 t/a	20,0%	1.516 t/a	20,0%
Bedarf Grassilage	1.894 t/a	25,0%	1.894 t/a	25,0%	1.894 t/a	25,0%
Investitionsvolumen	1.421.265 €		1.421.265 €		1.421.265 €	
Verrechnungspreis Wärme	15 €/MWh		15 €/MWh		17 €/MWh	
Gesamtkapitalrentabilität	8,32%		8,00%		7,99%	

Tabelle 17: Kenndaten Biogas Userin

Auch hier sind die zugrundeliegenden Berechnungen Anhang 4 beigefügt.

5.1.2.4 Vergleich der Wärmegestehungskosten

In der nachfolgenden Tabelle sind die kalkulierten Wärmegestehungskosten für die betrachteten Versorgungsvarianten dargestellt. Grün hervorgehoben sind Wärmegestehungskosten unterhalb, gelb innerhalb und rot oberhalb der Bandbreite konventioneller Versorgungslösungen (10 bis 16 ct/kWh).

Holz-Hackschnitzel	U HHS 100	9,0 ct/kWh
	U HHS 80	9,5 ct/kWh
	U HHS 60	11,1 ct/kWh
Heu	U HEU 100	8,9 ct/kWh
	U HEU 80	9,5 ct/kWh
	U HEU 60	11,2 ct/kWh
Biogas	U BGA 100	8,2 ct/kWh
	U BGA 80	8,1 ct/kWh
	U BGA 60	9,1 ct/kWh

Tabelle 18: Übersicht Wärmegestehungskosten Userin

Hierbei wird deutlich, dass alle untersuchten Fälle konkurrenzfähige Wärmegestehungskosten erwarten lassen. Teils liegen diese sogar deutlich unterhalb denen herkömmlicher Lösungen.

Zieht man die mögliche zukünftige Kostenentwicklung mit Erwägung, so zeigt sich ein weiterer Vorteil der untersuchten Varianten. In der Vergangenheit lag die jährliche Preissteigerung konventioneller Energieträger durchschnittlich bei 6,5% für Erdgas und 8,2% für Heizöl. (Daten: Statistisches Bundesamt). Erfahrungen mit Nahwärmeanlagen auf Basis nachwachsender Energieträger haben dagegen gezeigt, dass hier die Preisentwicklung in der Regel in etwa auf den Inflationsausgleich begrenzt werden kann. Dies resultiert aus dem relativ hohen Anteil fixer Kapitalkosten an den Gesamtkosten. Projiziert diese Entwicklung in die Zukunft, so lässt sich folgende mögliche Kostenentwicklung ableiten:

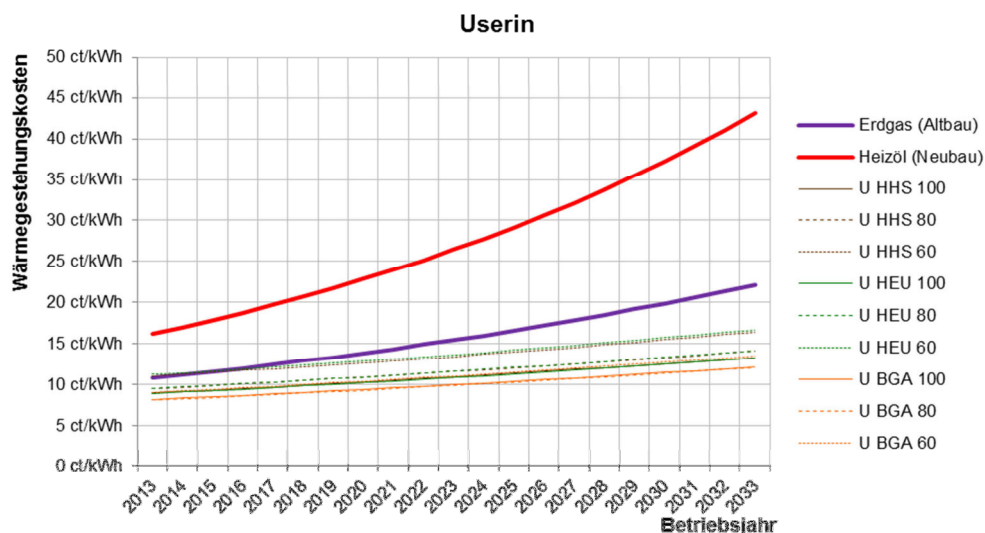


Abbildung 18: Mögliche Kostenentwicklung Userin

Es ist erkennbar, dass selbst die ungünstigste Nahwärme-Variante bereits nach kurzer Zeit günstiger sein kann, als die konventionellen Lösungen. Darüber hinaus lassen die betrachteten Nahwärmelösungen eine deutlich höhere Kostenstabilität und damit Planbarkeit erwarten, als konventionelle Einzellösungen.

5.1.3 Nahwärmelösungen Zwenzow

5.1.3.1 Nahwärmeversorgung auf Basis einer Holz-Hackschnitzelfeuerung

Das Versorgungsgebiet wird anhand der festgestellten Eignungsgebiete wie folgt festgelegt:

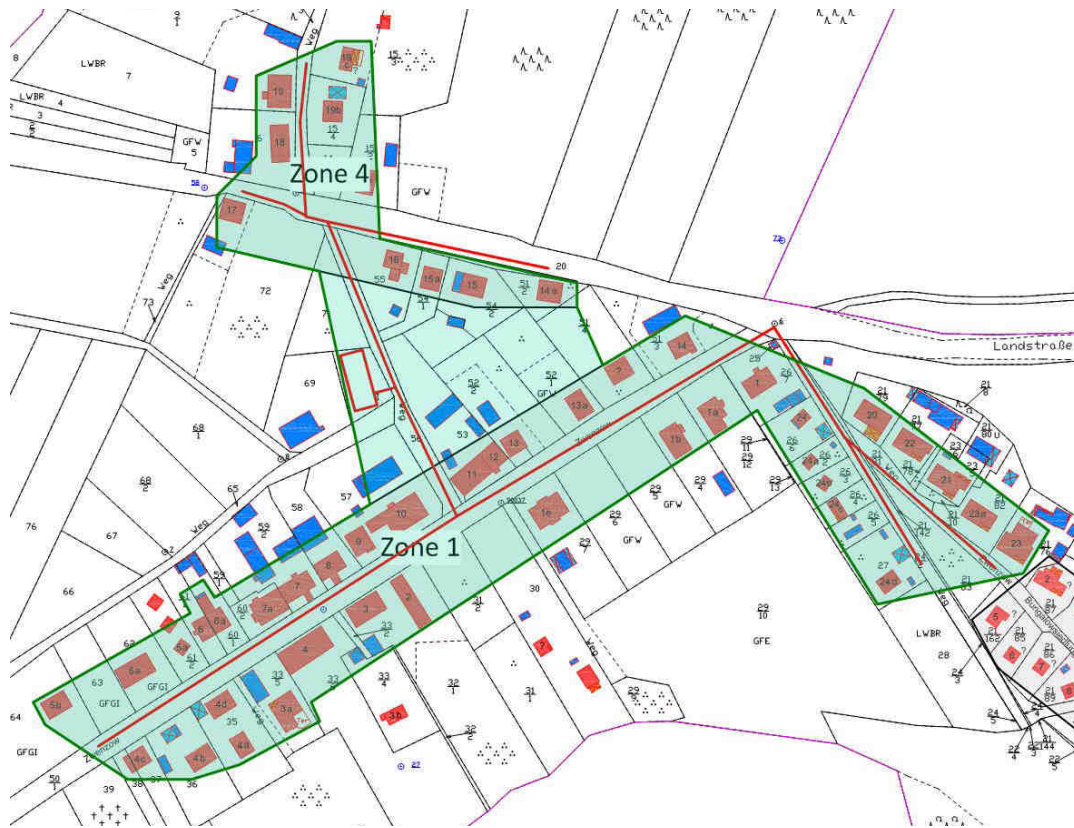


Abbildung 19: Nahwärme und Biomassefeuerung Zwenzow

Für die Errichtung eines Heizhauses wird der eingezeichnete zentrale Standort vorläufig vorgeschlagen. Es werden Szenarien mit Anschlussraten von 60, 80 und 100% kalkuliert.

Z HHS 100

- Anschlussrate: 100 %
- Wärmebelegung: 673 kWh/(trm*a) – KfW-Kriterium eingehalten
- WärmeGESTEHUNGSKOSTEN: 9,1 ct/kWh

Z HHS 80

- Anschlussrate: 80 %
- Wärmebelegung: 602 kWh/(trm*a) – KfW-Kriterium eingehalten
- WärmeGESTEHUNGSKOSTEN: 9,7 ct/kWh

Z HHS 60

- Anschlussrate: 60 %
- Wärmebelegung: 511 kWh/(trm*a) – KfW-Kriterium eingehalten
- WärmeGESTEHUNGSKOSTEN: 10,1 ct/kWh

Die wesentlichen Ergebnisse sind im Variantenvergleich nachfolgend gegenübergestellt.

Variante	Z HHS 100		Z HHS 80		Z HHS 60	
Anschlussrate	100%		80%		60%	
Abnehmer	48		38		29	
Trassenlänge	1.728 trm		1.547 trm		1.365 trm	
Wärmebelegung	673 kWh/trm		602 kWh/trm		511 kWh/trm	
Nutzwärmebedarf	1.164 MWh/a		931 MWh/a		698 MWh/a	
Netzverlust	257 MWh/a		236 MWh/a		197 MWh/a	
	18,1%		20,2%		22,0%	
ab Heizzentrale	1.421 MWh/a		1.167 MWh/a		896 MWh/a	
davon Biogas	0,0%		0,0%		0,0%	
davon Grundlastkessel	1.398 MWh/a		1.124 MWh/a		852 MWh/a	
	98,4%		96,4%		95,2%	
davon Spitzenlastkessel	22 MWh/a		42 MWh/a		43 MWh/a	
	1,6%		3,6%		4,8%	
Nennleistung Grundlastkessel	350 kW		250 kW		180 kW	
Nennleistung Spitzenlastkessel	500 kW		400 kW		300 kW	
Bedarf Holzhackschnitzel	1.705 MWh/a	2.006 sm ³ /a	1.371 MWh/a	1.613 sm ³ /a	1.039 MWh/a	1.223 sm ³ /a
Bedarf Flüssiggas	26 MWh/a	3.799 ltr./a	50 MWh/a	7.130 ltr./a	51 MWh/a	7.326 ltr./a
Bedarf Strom	21.500 kWh/a		17.500 kWh/a		13.400 kWh/a	
Investitionsvolumen	1.088.942 €		941.123 €		721.872 €	
Mögliche Förderung	435.577 €		376.449 €		288.749 €	
	40,0%		40,0%		40,0%	
Wärmegestehungskosten	90,78 €/MWh		97,21 €/MWh		100,91 €/MWh	

Tabelle 19:Nahwärme und Holz-Hackschnitzelfeuerung Zwenzow

Die ausführlichen Berechnungen sind in Anhang 5 beigefügt.

Der Berechnung der Wärmegestehungskosten liegt ein Preis für die eingesetzten Hackschnitzel von 20 €/MWh zugrunde. Dies entspricht dem Marktpreis, zu dem aktuell für vergleichbare Anlagen die Brennstofflieferung realisiert werden kann. Die nachfolgende Sensitivitätsübersicht zeigt, wie sich Änderungen des Hackschnitzelpreises auf die Wärmegestehungskosten auswirken.

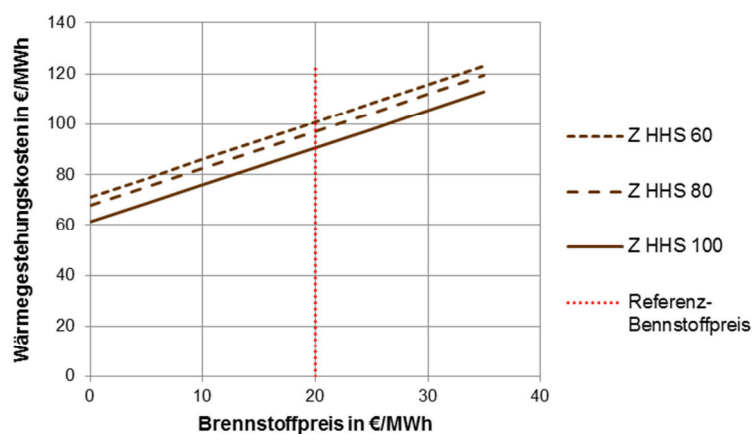


Abbildung 20: Sensitivität Hackschnitzelpreis (Zwenzow)

5.1.3.2 Nahwärmeversorgung auf Basis einer Heufeuerung

Das Versorgungsgebiet sowie der vorgeschlagene Standort der Heizzentrale bleiben gegenüber der Versorgungslösung auf Basis von Holzhackschnitzeln unverändert.

Es werden Szenarien mit Anschlussraten von 60, 80 und 100% kalkuliert.

Z HEU 100

- Anschlussrate: 100 %
- Wärmebelegung: 673 kWh/(trm*a) – KfW-Kriterium eingehalten
- WärmeGESTEHUNGSKOSTEN: 9,1 ct/kWh

Z HEU 80

- Anschlussrate: 80 %
- Wärmebelegung: 602 kWh/(trm*a) – KfW-Kriterium eingehalten
- WärmeGESTEHUNGSKOSTEN: 9,9 ct/kWh

Z HEU 60

- Anschlussrate: 60 %
- Wärmebelegung: 511 kWh/(trm*a) – KfW-Kriterium eingehalten
- WärmeGESTEHUNGSKOSTEN: 11,0 ct/kWh

Die wesentlichen Ergebnisse sind im Variantenvergleich nachfolgend gegenübergestellt.

Variante	Z HEU 100		Z HEU 80		Z HEU 60	
Anschlussrate	100%		80%		60%	
Abnehmer	48		38		29	
Trassenlänge	1.728 trm		1.547 trm		1.365 trm	
Wärmebelegung	673 kWh/trm		602 kWh/trm		511 kWh/trm	
Nutzwärmebedarf	1.164 MWh/a		931 MWh/a		698 MWh/a	
Netzverlust	257 MWh/a	18,1%	236 MWh/a	20,2%	197 MWh/a	22,0%
ab Heizzentrale	1.421 MWh/a		1.167 MWh/a		896 MWh/a	
davon Biogas	0,0%		0,0%		0,0%	
davon Grundlastkessel	1.398 MWh/a	98,4%	1.124 MWh/a	96,4%	852 MWh/a	95,2%
davon Spitzenlastkessel	22 MWh/a	1,6%	42 MWh/a	3,6%	43 MWh/a	4,8%
Nennleistung Grundlastkessel	350 kW		250 kW		180 kW	
Nennleistung Spitzenlastkessel	500 kW		400 kW		300 kW	
Bedarf Heu	1.705 MWh/a	426 t/a	1.371 MWh/a	343 t/a	1.039 MWh/a	260 t/a
Bedarf Flüssiggas	26 MWh/a	3.799 ltr./a	50 MWh/a	7.130 ltr./a	51 MWh/a	7.326 ltr./a
Bedarf Strom	21.500 kWh/a		17.500 kWh/a		13.400 kWh/a	
Investitionsvolumen	1.106.024 €		964.680 €		821.581 €	
Mögliche Förderung	442.410 €	40,0%	385.872 €	40,0%	328.632 €	40,0%
WärmeGESTEHUNGSKOSTEN	90,92 €/MWh		99,09 €/MWh		109,51 €/MWh	

Abbildung 21: Nahwärme und Heufeuerung Zwenzow

Die ausführlichen Berechnungen sind in Anhang 6 beigefügt.

Der Kalkulation liegt ein Brennstoffpreis für Heu von 11 €/MWh bzw. 44 €/t zugrunde. Hierbei können in etwa Wärmegestellungskosten realisiert werden, wie sie auch auf Basis von Holzhackschnitzeln erreichbar sind. Die Kosten für den Brennstoff Heu variieren regional sehr stark. Sie sind insbesondere davon abhängig, inwieweit für das regional verfügbare Aufkommen konkurrierende Nutzungs- und Vermarktungswege bestehen. Die nachfolgende Sensitivitätsübersicht zeigt, wie sich Änderungen des Hackschnitzelpreises auf die Wärmegestellungskosten auswirken.

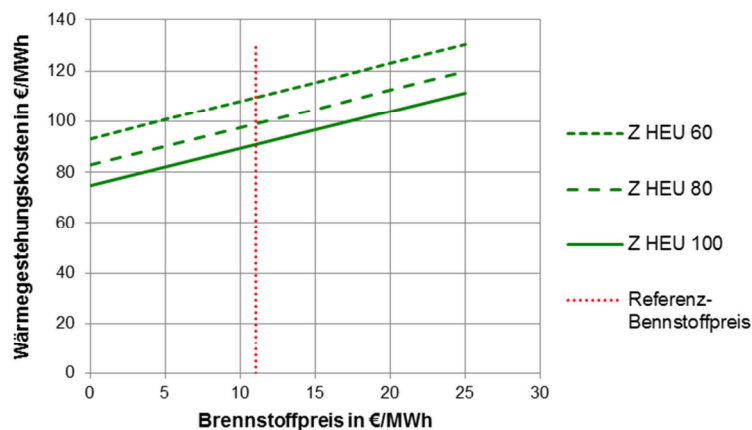


Abbildung 22: Sensitivität Heupreis (Zwenzow)

5.1.3.3 Nahwärmeversorgung auf Basis einer Biogasanlage

Das Versorgungsgebiet bleibt unverändert. Für die Biogasanlage wird ein Standort nordwestlich des Versorgungsgebietes vorgeschlagen. Daher ändert sich der Verlauf des Nahwärmenetzes wie folgt:



Abbildung 23: Nahwärme und Biogasanlage Zwenzow

Es werden Szenarien mit Anschlussraten von 60, 80 und 100% kalkuliert.

Z BGA 100

- Anschlussrate: 100 %
- Wärmebelegung: 544 kWh/(trm*a) – KfW-Kriterium eingehalten
- Wärmegestehungskosten: 8,2 ct/kWh

Z BGA 80

- Anschlussrate: 80 %
- Wärmebelegung: 478 kWh/(trm*a) – KfW-Kriterium NICHT eingehalten
- Wärmegestehungskosten: 12,8 ct/kWh

Z BGA 60

- Anschlussrate: 60 %
- Wärmebelegung: 397 kWh/(trm*a) – KfW-Kriterium NICHT eingehalten
- Wärmegestehungskosten: 19,8 ct/kWh

Die wesentlichen Kenngrößen hinsichtlich der Nahwärmeversorgung sind im Variantenvergleich nachfolgend gegenübergestellt.

Variante	Z BGA 100		Z BGA 80		Z BGA 60	
Anschlussrate	100%		80%		60%	
Abnehmer	48		38		29	
Trassenlänge	2.138 trm		1.948 trm		1.759 trm	
Wärmebelegung	544 kWh/trm		478 kWh/trm		397 kWh/trm	
Nutzwärmebedarf	1.164 MWh/a		931 MWh/a		698 MWh/a	
Netzverlust	332 MWh/a	22,2%	309 MWh/a	24,9%	262 MWh/a	27,3%
ab Heizzentrale	1.496 MWh/a		1.240 MWh/a		960 MWh/a	
davon Biogaswärme (extern)	1.455 MWh/a	97,3%	1.226 MWh/a	98,8%	948 MWh/a	98,8%
davon Spitzenlastkessel	41 MWh/a	2,7%	14 MWh/a	1,2%	12 MWh/a	1,2%
Nennleistung Spitzenlastkessel	700 kW		600 kW		500 kW	
Bedarf Flüssiggas	45 MWh/a	6.511 ltr./a	16 MWh/a	2.294 ltr./a	13 MWh/a	1.870 ltr./a
Bedarf Strom	16.200 kWh/a		13.400 kWh/a		10.400 kWh/a	
Investitionsvolumen	993.763 €		896.636 €		787.809 €	
Mögliche Förderung	397.505 €	40,0%	268.991 €	30,0%	236.343 €	30,0%
Wärmegestehungskosten	81,27 €/MWh		128,06 €/MWh		197,71 €/MWh	

Tabelle 20: Nahwärme und Biogasanlage Zwenzow

Bezüglich der Biogasanlage ergeben sich folgende wesentliche Kenngrößen:

Variante	Z BGA 100		Z BGA 80		Z BGA 60	
Fermenter 1	1.500 m³		1.500 m³		1.200 m³	
Fermenter 2	1.500 m³		1.500 m³		1.200 m³	
Gärrestlager	3.200 m³		3.200 m³		2.500 m³	
Feuerungswärmeleistung BHKW	1.000 kW	100,0%	900 kW	100,0%	655 kW	100,0%
Elektrische Leistung BHKW	394 kW	39,4%	352 kW	39,1%	250 kW	38,2%
Thermische Leistung BHKW	443 kW	44,3%	404 kW	44,9%	305 kW	46,6%
Stromerzeugung	3.122 MWh/a		2.787 MWh/a		1.981 MWh/a	
Wärmeerzeugung	3.543 MWh/a	100,0%	3.228 MWh/a	100,0%	2.436 MWh/a	100,0%
davon Eigenbedarf	886 MWh/a	25,0%	807 MWh/a	25,0%	609 MWh/a	25,0%
davon Nahwärme	1.455 MWh/a	41,1%	1.226 MWh/a	38,0%	948 MWh/a	38,9%
davon Überschuss	1.202 MWh/a	33,9%	1.195 MWh/a	37,0%	879 MWh/a	36,1%
Bedarf Maissilage	4.168 t/a	55,0%	3.751 t/a	55,0%	2.730 t/a	55,0%
Bedarf Roggen-GPS	1.516 t/a	20,0%	1.364 t/a	20,0%	993 t/a	20,0%
Bedarf Grassilage	1.894 t/a	25,0%	1.705 t/a	25,0%	1.241 t/a	25,0%
Investitionsvolumen	1.421.265 €		1.421.265 €		1.245.146 €	
Verrechnungspreis Wärme	20 €/MWh		47 €/MWh		90 €/MWh	
Gesamtkapitalrentabilität	8,19%		8,15%		8,07%	

Tabelle 21: Kenndaten Biogas Zwenzow

Auch hier sind die zugrundeliegenden Berechnungen Anhang 7 beigelegt.

5.1.3.4 Vergleich der Wärmegestehungskosten

In der nachfolgenden Tabelle sind die kalkulierten Wärmegestehungskosten für die betrachteten Versorgungsvarianten dargestellt. Grün hervorgehoben sind Wärmegestehungskosten unterhalb, gelb innerhalb und rot oberhalb der Bandbreite konventioneller Versorgungslösungen (10 bis 16 ct/kWh).

Holz-Hackschnitzel	Z HHS 100	9,1 ct/kWh
	Z HHS 80	9,7 ct/kWh
	Z HHS 60	10,1 ct/kWh
Heu	Z HEU 100	9,1 ct/kWh
	Z HEU 80	9,9 ct/kWh
	Z HEU 60	11,0 ct/kWh
Biogas	Z BGA 100	8,1 ct/kWh
	Z BGA 80	12,8 ct/kWh
	Z BGA 60	19,8 ct/kWh

Tabelle 22: Übersicht Wärmegestehungskosten Zwenzow

In **Zwenzow** stellt sich eine Nahwärmeversorgung auf Basis einer Biomassefeuerung als sinnvoll dar. Eine Biogasanlage als Versorgungsgrundlage wäre nur bei hohen Anschlussraten nahe 100% attraktiv.

Projiziert man die Kostenentwicklung unter Zugrundelegung der unter 5.1.2.4 getroffenen Annahmen in die Zukunft, so lässt sich folgende mögliche Kostenentwicklung ableiten:

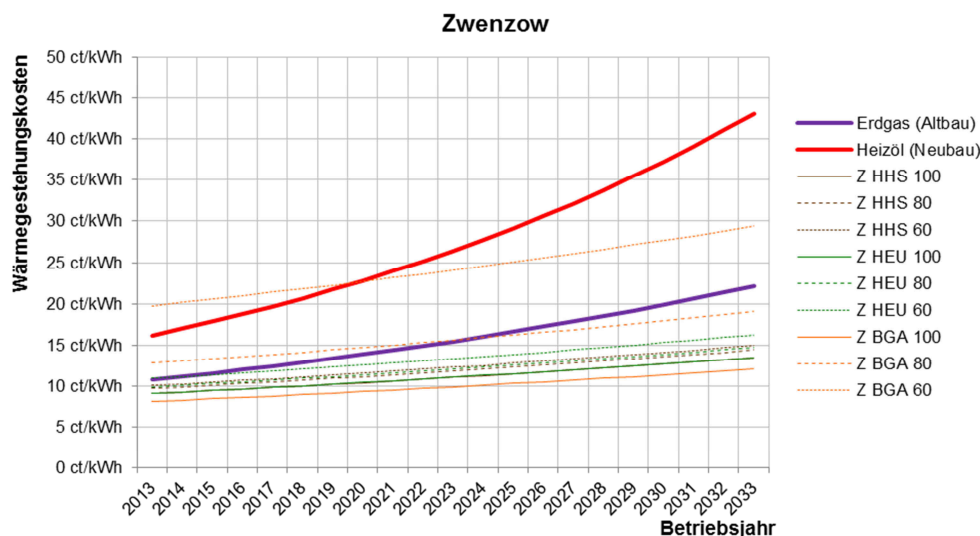


Abbildung 24: Mögliche Kostenentwicklung Zwenzow

Auch hier werden die bereits genannten Einschränkungen beim Einsatz einer Biogasanlage deutlich, sofern nicht ein hoher Anschlussgrad sichergestellt werden kann. Die Übrigen Varianten lassen auch hier langfristig attraktive Wärmegestehungskosten erwarten.

5.1.4 Flächen- und Potenzialverbräuche

Je nach eingesetzter Technologie (Biomassefeuerung oder Biogasanlage), verwendetem Rohstoffsortiment und realisierbarem Anschlussgrad ergeben sich unterschiedliche Bedarfe an Anbauflächen für nachwachsende Energieträger. Nachfolgend wird für die oben untersuchten Versorgungsvarianten der Ortsteile Userin und Zwenzow bei jeweils 100%-iger Anschlussrate der Flächenverbrauch betrachtet.

5.1.4.1 Biomassefeuerung

Laut den durchgeführten Untersuchungen wird mit folgenden Bedarfen an biogenen Brennstoffen gerechnet:

Userin	<i>U HHS 100 bzw U HEU 100</i>	3.150 MWh/a
Zwenzow	<i>Z BMF 100 bzw. U HEU 100</i>	1.645 MWh/a
Summe		4.795 MWh/a

Tabelle 23: Brennstoffbedarfe Biomassefeuerungen

Diese können in Form verschiedener Brennstoffsortimente bereitgestellt werden.

Hackschnitzel aus Waldrestholz und aus Kurzumtriebsplantagen (Variante A)

Es wird zunächst das verfügbare Aufkommen an **Waldrestholz** in Höhe von jährlich 1.218 MWh (Brennstoff) bzw. 1.433 sm³ Hackschnitzel genutzt. Dies entspricht dem Waldrestholzaufkommen von **524 ha bzw. 33,7%** der gesamten Forstfläche.

Da dies jedoch nicht ausreicht, werden auf weiteren **99 ha (16,3%)** landwirtschaftlicher Anbaufläche **Kurzumtriebsplantagen** zur Energieholzgewinnung angelegt. Hierdurch lässt sich die fehlende Brennstoffmenge von jährlich 3.577 MWh bzw. 4.208 sm³ bereitstellen.

Hackschnitzel ausschließlich aus Kurzumtriebsplantagen (Variante B)

Der gesamte Bedarf an Holz-Hackschnitzeln von jährlich 5.641 sm³ wird durch Anbau von **Kurzumtriebsplantagen** auf landwirtschaftlichen Anbauflächen bereitgestellt. Hierfür ist eine Fläche von **132 ha** erforderlich. Dies entspricht **21,7%** der gesamten landwirtschaftlichen Anbaufläche.

Halmgutartige Biomasse (Landschaftspflegeheu) (Variante C)

Es werden Feuerungsanlagen zur Verbrennung halmgutartiger Biomasse installiert. Als Brennstoff werden jährlich 1.199 t Landschaftspflegeheu von **280 ha** eingesetzt. Dies entspricht **42,5%** der **Grünland- und Brachflächen**.

5.1.4.2 Biogasanlage (Variante D)

Laut den durchgeführten Untersuchungen wird mit folgenden Substratbedarfen gerechnet:

		Mais-Silage	Getreide GPS	Grassilage
Userin	U BGA 100	4.168 t(FM)/a	1.516 t(FM)/a	1.894 t(FM)/a
Zwenzow	Z BGA 100	4.168 t(FM)/a	1.516 t(FM)/a	1.894 t(FM)/a
Summe		8.336 t(FM)/a	3.032 t(FM)/a	3.788 t(FM)/a

Tabelle 24: Substratbedarfe Biogasanlagen

Hierfür werden ca. **243 ha** landwirtschaftliche Anbaufläche und **146 ha** Grünland benötigt.

5.1.4.3 Variantenvergleich

Die folgende Grafik zeigt die benötigten Flächen im Vergleich zu den verfügbaren.

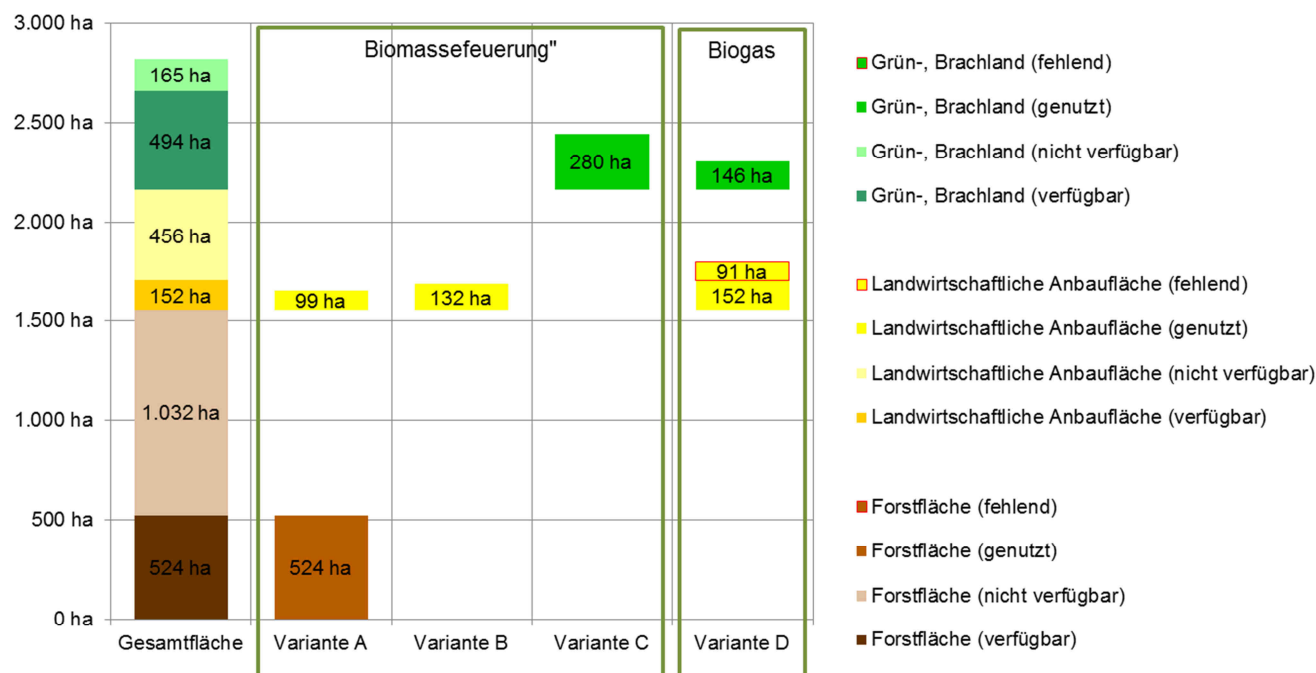


Abbildung 25: Flächenverbräuche

Es wird deutlich, dass das Aufkommen an Waldrestholz für eine alleinige Wärmeversorgung der beiden Versorgungsgebiete nicht ausreicht. Der Bedarf kann jedoch problemlos durch

den Anbau von Energieholz auf landwirtschaftlichen Flächen gedeckt werden. Alternativ kann der Gesamtbedarf der Versorgungsgebiete auch durch den Einsatz von Landschaftspflegeheu in einer entsprechenden Feuerungsanlage gedeckt werden. Hierbei bestehen sogar noch größere Reserven.

Bei einer Versorgung auf Basis von Biogasanlagen dagegen würden beim angesetzten Substratmix die verfügbaren landwirtschaftlichen Anbauflächen im Gemeindegebiet nicht ausreichen. Hier wäre ggf. zu prüfen, ob der Anteil an Grassilage im Substratmix erhöht bzw. weitere Substratmengen von außerhalb des Gemeindegebiets bezogen werden können. Denkbar wäre beispielsweise auch eine Kombination von einer Biogasanlage und einer Heufeuerungsanlage.

Die nachfolgende Grafik verdeutlicht, welcher Anteil am Nutzenergiebedarf der Gemeinde in den jeweiligen Versorgungsvarianten aus nachwachsenden Energieträgern gedeckt werden kann.

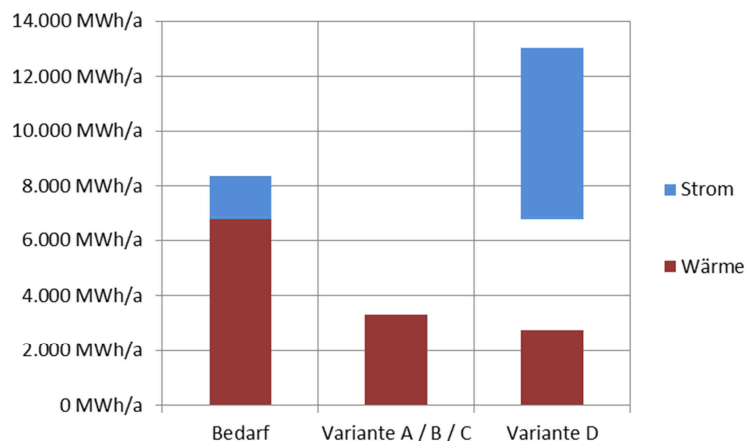


Abbildung 26: Versorgungsanteile aus nachwachsenden Rostoffen

In den Varianten A bis C lassen sich auf Basis von Biomassefeuerungen ca. 49% des gesamten Nutzwärmebedarfs im Gemeindegebiet mit Hilfe nachwachsender Energieträger decken. Im Falle einer Biogasnutzung (Variante D) sind dies nur in etwa 41%. Dafür wird hier zusätzlich in etwa das Vierfache des im Gemeindegebiet bestehenden Elektroenergiebedarfs erzeugt.

5.2 Dezentrale Versorgungskonzepte

5.2.1 Solarenergie (Aufdach)

Grundsätzlich existieren verschiedene Möglichkeiten, mit denen die auf geeignete Dachflächen treffende Sonnenstrahlung energetisch genutzt werden kann. Dies setzt eine entsprechende Ausrichtung der betreffenden Dächer voraus. Ideal sind nach Süden geneigte Flächen. Bei Abweichung in östliche oder westliche Richtung ist mit entsprechend verringerten Energieerträgen zu rechnen. In nördliche Richtungen geneigte Dachflächen eignen sich in der Regel nicht für eine Aufdach-Solaranlage. Auf Flachdächern können Solaranlagen mit entsprechender Neigung aufgeständert installiert werden.

Grundsätzlich bestehen zwei Prinzipien zur Nutzung von Solarenergie.

Bei der **Solarthermie** (ST) wird die Sonnenstrahlung in Wärme umgewandelt, die zum Zweck der Warmwasserbereitung und Heizung genutzt werden kann. Aus technologischen Gründen kann diese Wärme in der Regel jedoch nur ortsnahe verwendet werden. Weiterhin ist es normalerweise technisch nicht möglich bzw. sinnvoll, den gesamten Wärmebedarf von Bestandsgebäuden durch Solarthermie zu decken. Angestrebt wird in der Regel eine sogenannte solare Deckungsrate von ca. 20 bis 25% des Gesamtwärmebedarfs. Ob dies erreichbar ist und welche Dachfläche dafür benötigt wird, ist stark von den konkreten Gegebenheiten (Baustandard, Dachfläche...) abhängig.

Bei der **Photovoltaik** (PV) wird die Sonnenstrahlung unmittelbar zur Erzeugung von Strom genutzt. Dieser kann entweder vor Ort zur Eigenbedarfsdeckung genutzt, oder aber in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden. In diesem Falle wird er nach den Regelungen des EEG vergütet.

Da beide Technologien die gleichen Flächen nutzen, besteht hier eine Nutzungskonkurrenz. Daher werden im Folgenden zwei Szenarien betrachtet.

Beim **ausschließlichen Ausbau der Photovoltaik (Szenario 1 – stromoptimiert)** werden sämtliche geeigneten Flächen mit PV-Anlagen belegt.

Beim **kombinierten Ausbau (Szenario 2 – wärmeoptimiert)** wird davon ausgegangen, dass die geeigneten Dachflächen vorrangig solarthermisch genutzt werden. Flächen, die hierfür nicht benötigt werden können nachrangig mit Photovoltaikanlagen belegt werden.

Auf Grundlage der Fragebögen, der Flurkarte und von Luftaufnahmen werden die geeigneten Dachflächen nach Ortsteilen getrennt ermittelt. Anschließend werden für beide beschriebenen Szenarien die energetisch nutzbaren Potenziale sowie der Ausbaubedarf bestimmt. Hierzu werden die Gebäude unter anderem hinsichtlich Dachausrichtung und Wärmebedarf klassifiziert. Des Weiteren werden spezifische örtliche Gegebenheiten wie beispielsweise Verschattung und Dachform nur pauschaliert berücksichtigt. Für die Umsetzung derartiger Systeme ist eine detaillierte Betrachtung der einzelnen Gebäude daher zwingend notwendig.

Überschlägig wird die mögliche Einspeisevergütung aus der Stromeinspeisung aus den PV-Anlagen ermittelt. Hierbei findet der aktuelle Stand zum Erstellungszeitpunkt der Studie sowie eine gemittelte Anlagengröße Berücksichtigung. Je nach Strompreis kann es im Einzelfall auch attraktiver sein, den erzeugten Strom vorrangig selbst zu verbrauchen. Für die einzelnen Ortsteile ergeben sich folgende Verhältnisse:

5.2.1.1 Groß Quassow

Die geeignete Dachfläche beträgt insgesamt **10.653 m²**. Hiervon sind bereits 33 m³ mit Solarthermie und 720 m² mit Photovoltaik belegt. Bei einem vollständigen Ausbau auf sämtlichen in Frage kommenden Dachflächen ergeben sich folgende Potenziale:

Szenario	Szenario 1 Ausbau PV	Szenario 2 Kombinierter Ausbau
Nutzbare Potenzial	1.751.397 kWh/a	1.442.984 kWh/a
davon Wärme	6.015 kWh/a	260.043 kWh/a
davon Zubau	0 kWh/a	254.027 kWh/a
davon Bestand	6.015 kWh/a	6.015 kWh/a
davon Strom	1.491.354 kWh/a	1.182.941 kWh/a
davon Zubau	1.377.733 kWh/a	113.621 kWh/a
davon Bestand	113.621 kWh/a	113.621 kWh/a
ST gesamt	33 m²	2.193 m²
davon Zubau	0 m ²	2.160 m ²
davon Bestand	33 m ²	33 m ²
PV gesamt	1.699 kWp 10.620 m²	1.354 kWp 8.460 m²
davon Zubau	1.584 kWp 9.900 m ²	1.238 kWp 7.740 m ²
davon Bestand	115 kWp 720 m ²	115 kWp 720 m ²
Erlös Stromeinspeisung	209.386 €/a	166.085 €/a
Anzahl Anlagen	63	63
Mittlere Anlagenleistung	27 kWp	21 kWp
Einspeisevergütung	14,04 ct/kWh	14,04 ct/kWh

Tabelle 25: Ausbaupotenziale Aufdachanlagen Groß Quassow

Die in Szenario 1 erzeugte Strommenge entspricht dem Verbrauch von ca. 426 Durchschnittshaushalten. In Szenario 2 wird in etwa der Strom für 338 Durchschnittshaushalte erzeugt. Zusätzlich können hier ca. 25% der erforderlichen Heizwärme ersetzt werden, was einer Heizölmenge von 26.000 Litern entspricht.

5.2.1.2 Userin

Die geeignete Dachfläche beträgt insgesamt **16.161 m²**. Hiervon sind bereits 78 m² mit Solarthermie und 333 m² mit Photovoltaik belegt. Bei einem vollständigen Ausbau auf sämtlichen in Frage kommenden Dachflächen ergeben sich folgende Potenziale:

Szenario	Szenario 1 Ausbau PV	Szenario 2 Kombinierter Ausbau
Nutzbare Potenzial	2.896.306 kWh/a	2.178.080 kWh/a
davon Wärme	13.923 kWh/a	609.478 kWh/a
davon Zubau	0 kWh/a	595.555 kWh/a
davon Bestand	13.923 kWh/a	13.923 kWh/a
davon Strom	2.286.828 kWh/a	1.568.602 kWh/a
davon Zubau	2.234.840 kWh/a	51.988 kWh/a
davon Bestand	51.988 kWh/a	51.988 kWh/a
ST gesamt	78 m²	5.078 m²
davon Zubau	0 m ²	5.000 m ²
davon Bestand	78 m ²	78 m ²
PV gesamt	2.569 kWp 16.054 m²	1.767 kWp 11.044 m²
davon Zubau	2.515 kWp 15.720 m ²	1.714 kWp 10.711 m ²
davon Bestand	53 kWp 333 m ²	53 kWp 333 m ²
Erlös Stromeinspeisung	321.071 €/a	220.232 €/a
Anzahl Anlagen	154	154
Mittlere Anlagenleistung	17 kWp	11 kWp
Einspeisevergütung	14,04 ct/kWh	14,04 ct/kWh

Tabelle 26: Ausbaupotenziale Aufdachanlagen Userin

Die in Szenario 1 erzeugte Strommenge entspricht dem Verbrauch von ca. 648 Durchschnittshaushalten. In Szenario 2 wird in etwa der Strom für 448 Durchschnittshaushalte erzeugt. Zusätzlich können hier ca. 25% der erforderlichen Heizwärme ersetzt werden, was einer Heizölmenge von 61.000 Litern entspricht.

5.2.1.3 Useriner Mühle

Die geeignete Dachfläche beträgt insgesamt **3.902 m²**. Bei einem vollständigen Ausbau auf sämtlichen in Frage kommenden Dachflächen ergeben sich folgende Potenziale:

Szenario	Szenario 1 Ausbau PV	Szenario 2 Kombinierter Ausbau
Nutzbare Potenzial	678.863 kWh/a	562.449 kWh/a
davon Wärme	0 kWh/a	97.858 kWh/a
davon Zubau	0 kWh/a	97.858 kWh/a
davon Bestand	0 kWh/a	0 kWh/a
davon Strom	581.005 kWh/a	464.591 kWh/a
davon Zubau	581.005 kWh/a	0 kWh/a
davon Bestand	0 kWh/a	0 kWh/a
ST gesamt	0 m²	802 m²
davon Zubau	0 m ²	802 m ²
davon Bestand	0 m ²	0 m ²
PV gesamt	624 kWp 3.902 m²	496 kWp 3.101 m²
davon Zubau	624 kWp 3.902 m ²	496 kWp 3.101 m ²
davon Bestand	0 kWp 0 m ²	0 kWp 0 m ²
Erlös Stromeinspeisung	81.573 €/a	65.229 €/a
Anzahl Anlagen	27	27
Mittlere Anlagenleistung	23 kWp	18 kWp
Einspeisevergütung	14,04 ct/kWh	14,04 ct/kWh

Tabelle 27: Ausbaupotenziale Aufdachanlagen Useriner Mühle

Die in Szenario 1 erzeugte Strommenge entspricht dem Verbrauch von ca. 166 Durchschnittshaushalten. In Szenario 2 wird in etwa der Strom für 133 Durchschnittshaushalte erzeugt. Zusätzlich können hier ca. 25% der erforderlichen Heizwärme ersetzt werden, was einer Heizölmenge von 10.000 Litern entspricht.

5.2.1.4 Voßwinkel

Die geeignete Dachfläche beträgt insgesamt **2.456 m²**. Hiervon sind bereits 10 m³ mit Solarthermie belegt. Bei einem vollständigen Ausbau auf sämtlichen in Frage kommenden Dachflächen ergeben sich folgende Potenziale:

Szenario	Szenario 1 Ausbau PV	Szenario 2 Kombinierter Ausbau
Nutzbares Potenzial	434.739 kWh/a	343.179 kWh/a
davon Wärme	1.264 kWh/a	79.351 kWh/a
davon Zubau	0 kWh/a	78.087 kWh/a
davon Bestand	1.264 kWh/a	1.264 kWh/a
davon Strom	355.387 kWh/a	263.827 kWh/a
davon Zubau	355.387 kWh/a	0 kWh/a
davon Bestand	0 kWh/a	0 kWh/a

ST gesamt	10 m²	643 m²
davon Zubau	0 m ²	633 m ²
davon Bestand	10 m ²	10 m ²

PV gesamt	391 kWp 2.446 m²	290 kWp 1.813 m²
davon Zubau	391 kWp 2.446 m ²	290 kWp 1.813 m ²
davon Bestand	0 kWp 0 m ²	0 kWp 0 m ²

Erlös Stromeinspeisung	49.896 €/a	0 €/a
Anzahl Anlagen	20	20
Mittlere Anlagenleistung	20 kWp	15 kWp
Einspeisevergütung	14,04 ct/kWh	14,04 ct/kWh

Tabelle 28: Ausbaupotenziale Aufdachanlagen Voßwinkel

Die in Szenario 1 erzeugte Strommenge entspricht dem Verbrauch von ca. 101 Durchschnittshaushalten. In Szenario 2 wird in etwa der Strom für 75 Durchschnittshaushalte erzeugt. Zusätzlich können hier ca. 24% der erforderlichen Heizwärme ersetzt werden, was einer Heizölmenge von 8.000 Litern entspricht.

5.2.1.5 Zwenzow

Die geeignete Dachfläche beträgt insgesamt **6.341 m²**. Hiervon sind bereits 102 m² mit Solarthermie belegt. Bei einem vollständigen Ausbau auf sämtlichen in Frage kommenden Dachflächen ergeben sich folgende Potenziale:

Szenario	Szenario 1 Ausbau PV	Szenario 2 Kombinierter Ausbau
Nutzbare Potenzial	1.302.952 kWh/a	901.959 kWh/a
davon Wärme	17.005 kWh/a	387.822 kWh/a
davon Zubau	0 kWh/a	370.817 kWh/a
davon Bestand	17.005 kWh/a	17.005 kWh/a
davon Strom	915.130 kWh/a	514.137 kWh/a
davon Zubau	915.130 kWh/a	0 kWh/a
davon Bestand	0 kWh/a	0 kWh/a
ST gesamt	102 m²	2.842 m²
davon Zubau	0 m ²	2.740 m ²
davon Bestand	102 m ²	102 m ²
PV gesamt	998 kWp 6.239 m²	560 kWp 3.499 m²
davon Zubau	998 kWp 6.239 m ²	560 kWp 3.499 m ²
davon Bestand	0 kWp 0 m ²	0 kWp 0 m ²
Erlös Stromeinspeisung	133.060 €/a	0 €/a
Anzahl Anlagen	124	124
Mittlere Anlagenleistung	8 kWp	5 kWp
Einspeisevergütung	14,54 ct/kWh	14,54 ct/kWh

Tabelle 29: Zwenzow

Die in Szenario 1 erzeugte Strommenge entspricht dem Verbrauch von ca. 261 Durchschnittshaushalten. In Szenario 2 wird in etwa der Strom für 146 Durchschnittshaushalte erzeugt. Zusätzlich können hier ca. 21% der erforderlichen Heizwärme ersetzt werden, was einer Heizölmenge von 39.000 Litern entspricht.

5.2.2 Wärmepumpenheizung

Mit Hilfe von Wärmepumpen ist es möglich, Umweltwärme zum Zweck der Warmwasserbereitung und Heizung zu nutzen. Die Wärmepumpe arbeitet hierbei nach einem umgekehrten Prinzip wie es beispielsweise vom Kühlschrank bekannt ist. Der Umgebung wird Wärme entzogen und diese auf ein höheres Temperaturniveau angehoben. Für diesen Prozess wird Strom benötigt. Als Wärmequelle kann im einfachsten Falle die Umgebungsluft dienen. Aufgrund der niedrigeren Temperaturdifferenz arbeitet die Wärmepumpe jedoch effizienter, wenn die Wärme zum Beispiel über Sonden oder Rohrschleifen dem Erdreich entzogen wird. Dies erfordert jedoch einen deutlich höheren Installationsaufwand.

Die Effizienz einer Wärmepumpenanlage wird durch die sogenannte Jahresarbeitszahl beschrieben. Diese gibt das Verhältnis der übers Jahr abgegebenen Wärmemenge zur aufgenommenen Elektroenergie an. Je nach Wärmepumpe, Wärmequelle und Heizsystem sind Jahresarbeitszahlen von 2 bis 3,5 realistisch. Das heißt, je aufgenommener kWh Strom werden 2 bis 3,5 kWh Wärme abgegeben.

Bei einem Einfamilienhaus von 120 m² mit einem Wärmebedarf je nach Baustandard von 17.400 bis 26.400 kWh pro Jahr ergäbe sich demnach ein Strombedarf von 5.000 bis 13.200 kWh/a für die Wärmepumpe. Die Anschaffungskosten liegen, je nach System, bei ca. 12.000 bis 22.000 €.

Würde der gesamte Wärmebedarf in der Gemeinde von 6.787 MWh pro Jahr durch Wärmepumpen mit einer mittleren Jahresarbeitszahl von 2,75 gedeckt, so ergäbe sich daraus ein Strombedarf von 2.468 MWh pro Jahr. Die bietet vor dem Hintergrund großer nutzbarer Potenziale im Strombereich einen Interessanten Ansatzpunkt, da hierdurch die Verhältnisse zwischen Wärme- und Strombedarf verschoben werden können. Dies lässt sich in der bereits aus Abschnitt 4 bekannten Potenzialübersicht durch eine Verschiebung des Bedarfspunktes veranschaulichen. In der nachfolgenden Grafik ist eingetragen, wie sich rein rechnerisch der Bedarfspunkt durch Einsatz von Wärmepumpen mit Jahresarbeitszahlen zwischen 2 und 3,5 in Richtung Strom verschiebt.

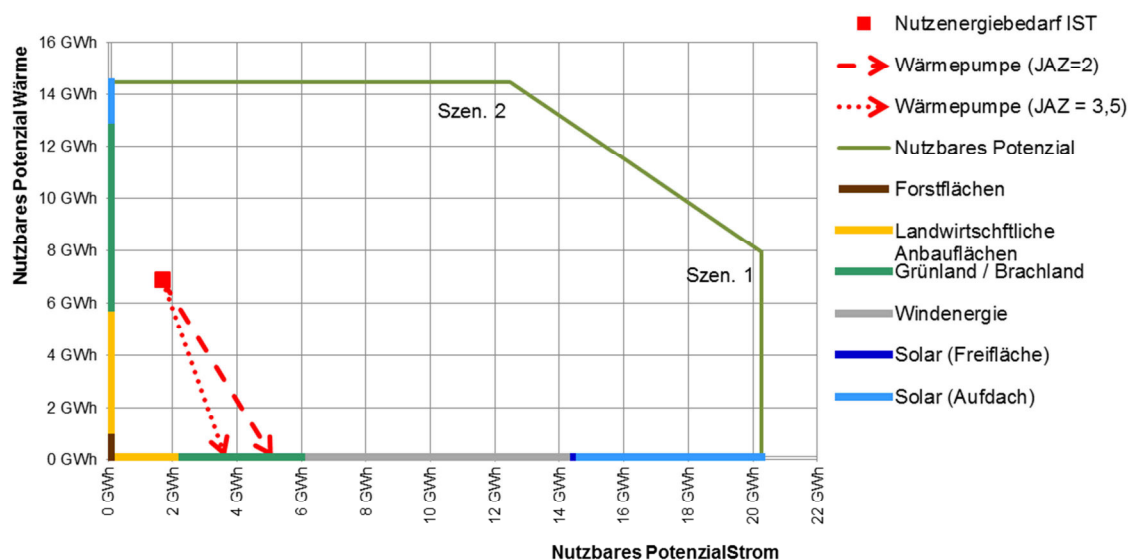


Abbildung 27: Rechnerische Bedarfspunkte mit Wärmepumpen

Konkrete Konzepte, den vor Ort erzeugten Strom zur Wärmeerzeugung zu nutzen sind jedoch komplex und müssen im Einzelfall detailliert entwickelt werden.

5.3 Einzelanlagen

5.3.1 Windenergie

Mit Hilfe von Windkraftanlagen lässt sich die Windenergie zur Elektrizitätserzeugung nutzen. Der erzeugte Strom wird in der Regel in das öffentliche Stromnetz eingespeist und nach den Regelungen des EEG vergütet. Der Energieertrag hängt hierbei von Faktoren wie Anlagengröße, standortspezifischem Windangebot und Anordnung mehrerer Windkraftanlagen untereinander ab.

Die Genehmigungsfähigkeit von Windenergieanlagen an einem Standort wird vor allem durch eine Reihe raumordnungsplanerischer Ausschlussfaktoren eingeschränkt. Diese berücksichtigen verschiedene Aspekte wie Emissions-, Landschafts- und Naturschutz. Je nach Konstellation ist in begründeten Fällen jedoch auch bei Vorliegen einzelner Ausschlusskriterien eine Abweichung vom Raumordnungsplan im Rahmen eines sogenannten Zielabweichungsverfahrens möglich.

Im Gemeindegebiet Userin kommt eine Windenergienutzung am ehesten auf einer ca. 9,1 ha großen Fläche zwischen Groß Quassow und Userin in Betracht. Diese ist lediglich

durch das Ausschlusskriterium „Tourismusschwerpunktraum“ belegt. Allerdings ist auch hier ein Zielabweichungsverfahren notwendig, dessen Ergebnis offen ist. Alle übrigen Flächen sind mit mehreren Ausschlussgründen behaftet.

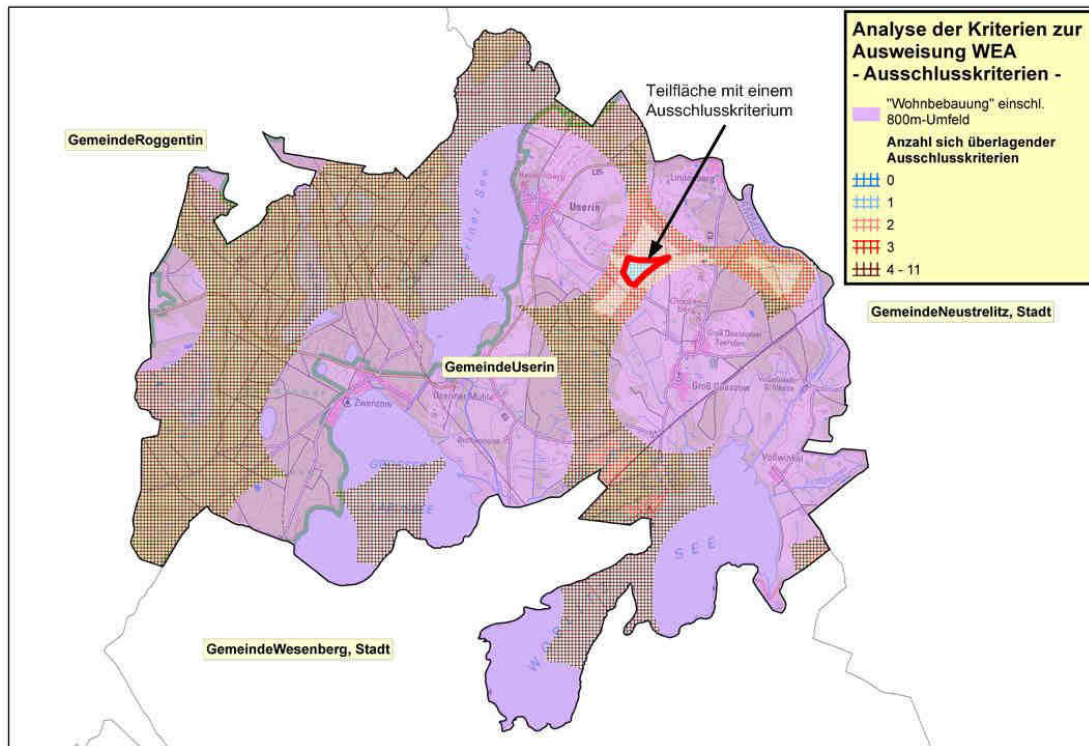


Abbildung 28: Kriterienanalyse Windenergienutzung

An vergleichbar gelegenen Standorten im Binnenland werden aktuell vorwiegend Anlagen der 2,5 MW-Klasse installiert. Die beispielhaft für die Kalkulation angesetzte Anlage ist durch folgende Parameter gekennzeichnet:

- Rotordurchmesser: 115 m
- Nabenhöhe: 149 m
- Elektrischen Nennleistung: 2,5 MW

Bei der Anordnung mehrerer Windenergieanlagen ist auf einen ausreichenden Abstand zwischen den einzelnen Anlagen zu achten. In der Hauptwindrichtung sollte dieser mindestens den 5-fachen und in den Nebenwindrichtungen den 3-fachen Rotordurchmesser betragen. Mit diesen Vorgaben und der Hauptwindrichtung West-Süd-West am Standort kann auf der in Frage kommenden Fläche eine Windenergieanlage der besagten Größe installiert werden.

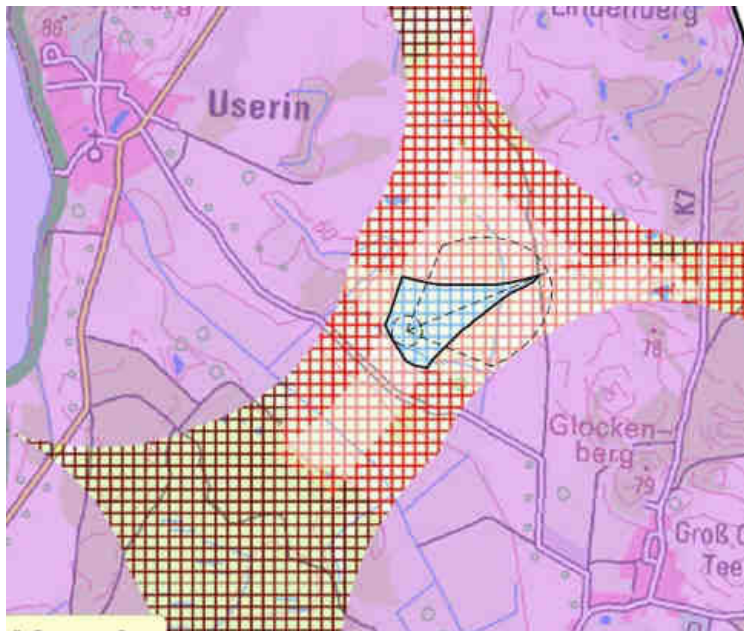


Abbildung 29: Raumbedarf Windenergieanlage

Laut Daten des Deutschen Wetterdienstes ist am vorgesehenen Standort im Jahresmittel mit einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von ca. 5,75 m/s in 80 m Höhe zu rechnen. Umgerechnet auf die Nabenhöhe der Anlage von 150 m ergibt sich unter Zugrundelegung einer Oberflächenrauigkeit der Klasse 2 eine mittlere zu erwartende Windgeschwindigkeit von etwa 6,3 m/s. Unter Annahme einer typischen Windhäufigkeitsverteilung und mit Hilfe der Leistungskennlinie der Anlage wird der zu erwartende jährliche Energieertrag von ca. 8.200 MWh/a ermittelt. Damit entspricht die erzeugte Strommenge rechnerisch dem fünffachen Strombedarf der Gemeinde oder dem Verbrauch von ca. 2.200 Durchschnittshaushalten.

Auf dieser Grundlage wurde die Wirtschaftlichkeit der möglichen Anlage kalkuliert. Es ergeben sich folgende Kennwerte:

- Investitionsvolumen: 5,8 Mio €
- Eigenkapitalquote: 10 %
- Mittlerer Vergütungssatz: 8,66 ct/kWh
(über 20 Jahre bei Inbetriebnahme 2014)
- Jährliche Einspeisevergütung: 710.120 €
- Kumuliertes Betriebsergebnis (vor Steuern): 3.048.000 €
(binnen in 20 Jahren)
- Gesamtkapitalrentabilität (vor Steuern): 8,8 %

Die Liquiditätsentwicklung stellt sich wie folgt dar:

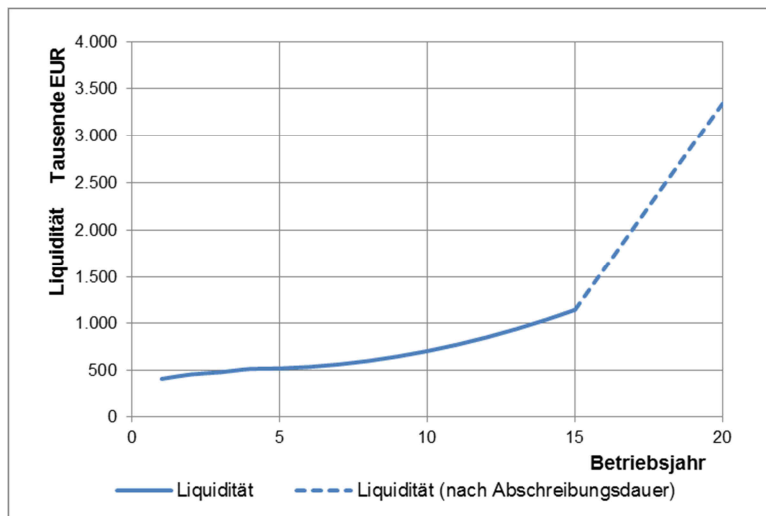


Abbildung 30: Liquiditätsentwicklung Windenergie

Die Kalkulation ist im Detail in Anhang 8 dargestellt.

Diese Berechnung basiert unter anderem auf relativ grob gerasterten Mittelwindgeschwindigkeiten und einer angenommenen Häufigkeitsverteilung. Hier wurden für den Standort plausible Werte ausgewählt, sodass die Kalkulationsergebnisse als durchaus realistisch gelten können. Da jedoch die genannten Parameter entscheidenden Einfluss auf die energetischen Erträge und damit die Anlagenwirtschaftlichkeit haben, sollen diese noch einmal fundiert unterlegt werden. Hierzu ist momentan eine entsprechende Simulation beauftragt. Mit Ergebnisse wird gegen Ende September 2013 gerechnet. Eine entsprechende Aktualisierung der Kalkulation wird zeitnah nachgereicht.

5.3.2 Photovoltaik-Freiflächenanlage

Bei Photovoltaik-Freiflächenanlagen werden Photovoltaikmodule zur Stromerzeugung aus Sonnenstrahlung im freien Gelände installiert. Hierzu werden sie zu größeren Parks zusammengefasst und in Reihen angeordnet mit einer günstigen Ausrichtung auf entsprechende Gestelle montiert. Der erzeugte Strom wird in das öffentliche Stromnetz eingespeist und entsprechend den Regelungen des EEG vergütet.

Für die eventuelle Errichtung einer Photovoltaik-Freiflächenanlage wurde ein Grundstück entlang der Bahnlinie auf der Gemarkung Groß Quassow (Flur 5, Flurstück4) vorgeschlagen. Diese Brachfläche unterliegt momentan keiner konkreten Nutzung. Um diese zur Errichtung einer PV-Anlage nutzen zu können ist in jedem Fall eine entsprechende Bauleitplanung erforderlich.

Es wird eine entsprechende Anlage auf dem Gelände konzipiert. Hierzu findet das Simulationsprogramm PV-SOL Verwendung. Besonders zu berücksichtigen sind die von Wald umgebene Lage des Geländes und die damit verbundene Verschattung. Dem wird unter anderem durch einen Abstand von 20 m zwischen Waldsaum und PV-Anlage Rechnung getragen. Da dennoch insbesondere bei tiefen Sonnenständen im Winter mit Verschattungsverlusten zu rechnen ist, wird für die Module eine relativ flache Neigung der PV-Module von 30° angesetzt. Hierdurch lassen sich die sommerlichen Erträge zu Lasten der ohnehin eingeschränkten Wintererträge erhöhen. Der Reihenabstand wird so gewählt, dass jeweils am 21.11. bzw. 21.01. Mittags keine Reihenverschattung auftritt. Die Flächenbelegung stellt sich damit wie folgt dar

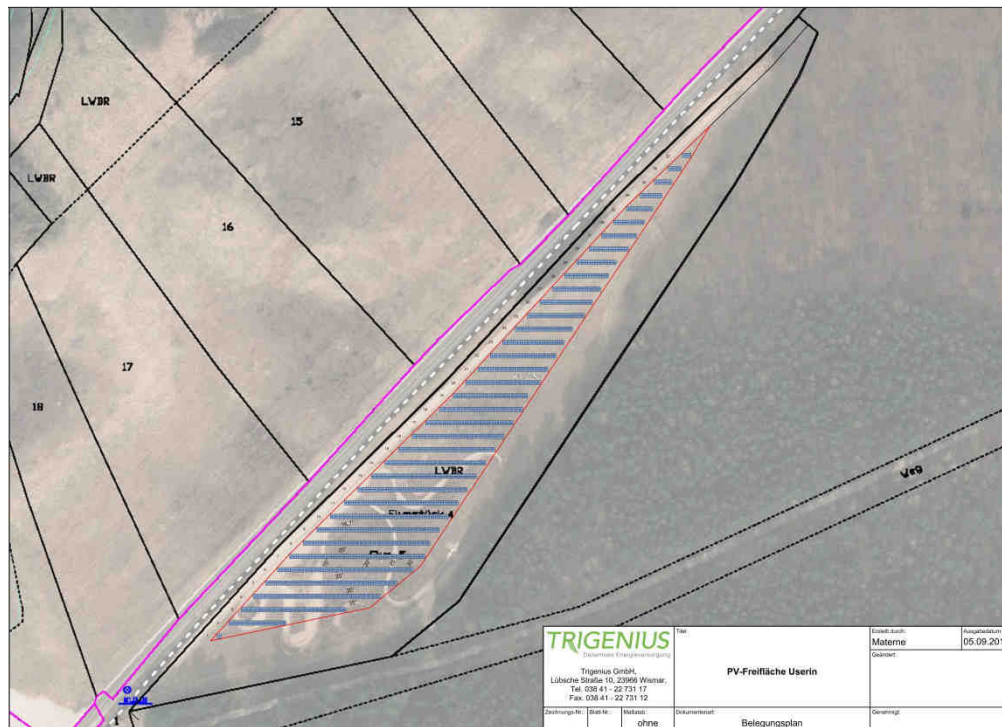


Abbildung 31: Flächenbelegung Photovoltaik-Freiflächenanlage

Die relevanten Kenndaten ergeben sich wie folgt:

- Geländefläche gesamt: 0,57 ha
- Eingesetzte Module: Polykristallin
(1224 x PV*SOL Example poly 200 W 200 W)
- Modulfläche gesamt: 2.050 m²
- Anlagenleistung: 245 kWp
- **Erwarteter Energieertrag: 189 MWh**
- **Investition (geschätzt): 370.000 €**
- **Erwarteter EEG-Erlös: 18.670 €/a**

Im Vergleich dazu würde eine unverschattete Anlage einen Jahresertrag von 224 MWh liefern. Die Ertragseinbuße durch Verschattung beträgt somit ca. 16%.

Der EEG-Erlös wird aufgrund des aktuellen Standes der EEG-Vergütung kalkuliert. Diese wird in regelmäßigen Abständen angepasst.

Die erzeugte Strommenge entspricht in etwa einem Achtel des Strombedarfs der Gemeinde oder dem Verbrauch von ca. 54 Durchschnittshaushalten.

Vor dem Hintergrund, dass im aktuellen Marktumfeld der Ausbau von PV-Freiflächenanlagen nur sehr zögerlich verläuft, kann die Errichtung einer entsprechenden Anlage mit den beschriebenen Ertragseinschränkungen momentan nicht empfohlen werden. Zumal das energetische Potenzial im Vergleich zu den anderen in dieser Studie untersuchten Möglichkeiten sehr gering ist.

6 Energieeffizienzmaßnahmen

6.1 Energiesparpotenziale im Gebäudebereich

Ein großes Energieeinsparpotenzial besteht im Bereich der Gebäudebeheizung sowie der Trink-Warmwasserbereitung. Dies wird besonders durch die hohen Dämmstandards der Energieeinsparverordnung (EnEV) bei Neubauten bzw. nachträglich anzubringende Wärmedämmungen (Dach, Fassade, Fenster u. Ä.) bei Bestandsgebäuden sowie durch moderne Anlagentechnik erreicht.

Ausgehend von den ermittelten Wärmebedarfen, inklusive Trinkwarmwasserbereitung, und den zugehörigen Gebäudenutzungsflächen ergeben sich die spezifischen Wärmebedarfe der Ortsteile. Demgegenüber wird ein durchschnittlicher Wärmebedarf nach EnEV, bzw. für Niedrigenergiehäuser von 100 kWh je Quadratmeter Nutzfläche und Jahr als angestrebter Verbrauchswert angesetzt. Dadurch ergeben sich die nachfolgend aufgeschlüsselten, möglichen Energieeinsparungen für die einzelnen Gemeindeteile.

6.1.1 Groß Quassow

Die Wärmebedarfsanalyse ergibt in Groß Quassow einen spezifischen Wärmebedarf von ca. 150 kWh/(m²·a). Somit könnten bei Anpassung an den angestrebten Wert jährlich **50 kWh/m²** bzw. **33%** eingespart werden. Dies entspricht bei einem Gebäude mit etwa 150 m² Nutzfläche etwa 7.500 kWh oder ca. 750 Litern Heizöl je Jahr. Für den gesamten Ortsteil ergibt sich ein Einsparpotenzial von ca. 350 MWh oder 35.000 Litern Heizöl jährlich.

6.1.2 Userin

Die Wärmebedarfsanalyse ergibt in Userin einen spezifischen Wärmebedarf von ca. 119 kWh/(m²·a). Somit könnten bei Anpassung an den angestrebten Wert jährlich **19 kWh/m²** bzw. **16%** eingespart werden. Dies entspricht bei einem Gebäude mit etwa 150 m² Nutzfläche etwa 2.850 kWh oder ca. 290 Litern Heizöl je Jahr. Für den gesamten Ortsteil ergibt sich ein Einsparpotenzial von ca. 395 MWh oder 40.000 Litern Heizöl jährlich.

6.1.3 Useriner Mühle

Die Wärmebedarfsanalyse ergibt in Useriner Mühle einen spezifischen Wärmebedarf von ca. 130 kWh/(m²·a). Somit könnten bei Anpassung an den angestrebten Wert jährlich **30 kWh/m²** bzw. **23%** eingespart werden. Dies entspricht bei einem Gebäude mit etwa 150 m² Nutzfläche etwa 4.500 kWh oder ca. 450 Litern Heizöl je Jahr. Für den gesamten Ortsteil ergibt sich ein Einsparpotenzial von ca. 90 MWh oder 9.000 Litern Heizöl jährlich.

6.1.4 Voßwinkel

Die Wärmebedarfsanalyse ergibt in Voßwinkel einen spezifischen Wärmebedarf von ca. 146 kWh/(m²·a). Somit könnten bei Anpassung an den angestrebten Wert jährlich **46 kWh/m²** bzw. **32%** eingespart werden. Dies entspricht bei einem Gebäude mit etwa 150 m² Nutzfläche etwa 6.900 kWh oder ca. 690 Litern Heizöl je Jahr. Für den gesamten Ortsteil ergibt sich ein Einsparpotenzial von ca. 103 MWh oder 10.000 Litern Heizöl jährlich.

6.1.5 Zwenzow

Die Wärmebedarfsanalyse ergibt in Zwenzow einen spezifischen Wärmebedarf von ca. 129 kWh/(m²·a). Somit könnten bei Anpassung an den angestrebten Wert jährlich **29 kWh/m²** bzw. **22%** eingespart werden. Dies entspricht bei einem Gebäude mit etwa 150 m² Nutzfläche etwa 4.350 kWh oder ca. 440 Litern Heizöl je Jahr. Für den gesamten Ortsteil ergibt sich ein Einsparpotenzial von ca. 415 MWh oder 42.000 Litern Heizöl jährlich.

6.2 LED - Straßenbeleuchtung

Die Straßenbeleuchtung hat auf kommunaler Ebene einen Anteil von etwa 40 % am gesamten Stromverbrauch. Die eingesetzten Leuchten entsprechen dabei häufig nicht mehr dem Stand der Technik und bieten somit ein erhebliches Energieeinsparpotenzial. Weiterhin wirkt sich ein unzureichendes Beleuchtungsspektrum negativ auf die Straßensicherheit aber auch die Umwelt aus.

Ein Umrüsten bzw. die Neuinstallation ist aber in den kommenden Jahren auch deshalb unausweichlich, da nach der sog. EU-Ökodesign-Richtlinie ab dem Jahr 2015 Quecksilber- und auch ein Großteil der Natriumdampflampen nicht mehr in den Handel gebracht werden dürfen (wie bereits Glühfadenlampen).

Zusätzlich ergeben sich durch eine optimale Reflektortechnik moderner Leuchten geringere Streuverluste, sodass die Lichtleistung insgesamt verringert werden kann.

LED-Lampen besitzen nach dem derzeitigen Stand bereits die Lichtausbeute im Bereich herkömmlicher Natriumdampflampen und weisen durch die stärker werdende Verbreitung sinkende Investitionskosten auf. Die Material- und Installationskosten belaufen sich dabei etwa auf das Doppelte herkömmlicher Beleuchtungsanlagen, wohingegen die Betriebs- und Wartungskosten deutlich geringer ausfallen.

Im Folgenden wird ein Vollkostenvergleich zwischen den in der Gemeinde vorhandenen konventionellen Beleuchtungssystemen und dem Ersatz der Lampen durch LED-Beleuchtungseinheiten aufgezeigt. Bei den Bestandsanlagen werden die Wartungs- und Instandhaltungskosten sowie die Stromverbrauchskosten angesetzt. Die LED-Anlagen werden zusätzlich mit jährlichen Kapitalkosten versehen, die sich aus den Investitionskosten und der Verzinsung mittels Annuitätenmethode ergeben.

Folgende Parameter liegen der Berechnung zu Grunde:

- Investition: geschätzt lt. diversen Richtpreisangeboten
- Förderung: 20% (Stand 2013)
- Zins: 0,5%
- Laufzeit: 10 Jahre
- Strompreis: 22 ct/kWh
- Betriebsstunden (konventionell): 4.000 h/a
- Betriebsstunden (LED): 3.000 h/a

Pro Lampe ergeben sich folgende mögliche Einsparungen bzw. Mehrkosten:

	Bestand	Ersetzt durch	Bestand	Ersetzt durch	Bestand	Ersetzt durch	Bestand	Ersetzt durch
Lampentyp	HQL 125 W	LED 35 W	HQL 80 W	LED 22 W	HQL 50 W	LED 14 W	NAV 70 W	LED 20 W
Investition		790,00 €		730,00 €		700,00 €		720,00 €
Förderung		158,00 €		146,00 €		140,00 €		144,00 €
Jährl. Kapitalkosten		64,95 €		60,02 €		57,55 €		59,20 €
Jährl. Wartungs- Instandhaltungskosten	25,00 €	10,00 €	25,00 €	10,00 €	25,00 €	10,00 €	12,00 €	10,00 €
Jährl. Stromverbrauch	375 kWh	105 kWh	240 kWh	67 kWh	150 kWh	42 kWh	210 kWh	59 kWh
Jährl. Verbrauchskosten	82,50 €	23,10 €	52,80 €	14,78 €	33,00 €	9,24 €	46,20 €	12,94 €
Jährl. Gesamtkosten	107,50 €	98,05 €	77,80 €	84,80 €	58,00 €	76,79 €	58,20 €	82,13 €
Jährl. Einsparung pro Lampe	9,45 € 8,8%		-7,00 € -9,0%		-18,79 € -32,4%		-23,93 € -41,1%	

Tabelle 30: Kostenvergleich Leuchtenaustausch

Auf die Ortsteile aufgeteilt ergeben sich folgende Einsparungen bzw. Mehrkosten:

Ortsteil	Lampentyp	Anzahl	Einsparung pro Lampe	Einsparung gesamt
Groß Quassow	HQL 50 W	53 Stk x	-18,79 € =	-995,95 €
Userin	HQL 80 W	46 Stk x	-7,00 € =	-322,09 €
	NAV 70 W	34 Stk x	-23,93 € =	-813,68 €
Useriner Mühle	HQL 125 W	26 Stk x	9,45 € =	245,67 €
Voßwinkel	HQL 125 W	12 Stk x	9,45 € =	113,39 €
Zwenzow	HQL 80 W	30 Stk x	-7,00 € =	-210,06 €

Tabelle 31: Einsparungen / Mehrkosten durch Leuchtenaustausch

Es zeigt sich, dass sich zunächst lediglich ein Austausch der 125 W HQL – Lampen rechnet. Mit Hinblick auf die o.g. Entwicklung sollte jedoch auch der in Zukunft ohnehin notwendige Austausch der übrigen Lampen frühzeitig angedacht werden.

Das energetische Einsparpotenzial liegt im gesamten Gemeindegebiet bei ca. **50.000 kWh** bzw. **79%**.

7 Zusammenfassung und Maßnahmenempfehlungen

Die in dieser Studie durchgeführte Potenzial- und Bedarfsanalyse zeigt, dass die im Gemeindegebiet grundsätzlich erschließbaren erneuerbaren Energieträger ausreichen würden, um den Energiebedarf vollständig zu decken. Je nach Nutzungsweg der Energieträger betragen die nutzbaren Potenziale im Strom-Bereich das 10 bis 15-fache und im Wärmebereich das 1,2 bis 2-fache des Bedarfs.

Einen wesentlichen Anteil an den Potenzialen haben die Energieträger aus nachwachsenden Rohstoffen.

Trotz des insgesamt hohen Waldanteils im Gemeindegebiet ist hierbei das nutzbare Potenzial an Waldrestholz eher gering. Dies liegt darin begründet, dass der größte Teil der Waldflächen im Mürzt-Nationalpark gelegen ist und von diesen Flächen keinerlei Nutzung möglich ist.

Von den landwirtschaftlichen Anbauflächen kommt unter Berücksichtigung übergeordneter Interessen ein Anteil von 25% für eine Nutzung zur Energiegewinnung in Frage. Hier bieten sich grundsätzlich verschiedene Möglichkeiten. Zum einen könne Energiepflanzen wie Mais und Roggen o.ä. zur Verwendung in Biogasanlagen angebaut werden. Dies bietet den Vorteil, dass hier bewährte und in der Praxis breit bekannte landwirtschaftliche Anbaumethoden zum Einsatz kommen können. Außerdem bietet sich aufgrund der gekoppelten Strom- und Wärmeproduktion ein relativ hohes energetisches Gesamtpotenzial. Alternativ können die Flächen auch zur Anlage von Kurzumtriebsplantagen zur Energieholzgewinnung genutzt werden. Da deren Anbau einen zeitlichen Vorlauf von mindestens drei Jahren benötigt, sind für diesen Zeitraum aber auch für mögliche Ernteaussfälle Alternativlösungen zur Brennstoffversorgung, z. B. aus Nachbargemeinden, nötig. Im direkten Vergleich zum Feldfrüchteanbau, sowohl Marktfrüchte als auch Energiepflanzen, weisen Kurzumtriebsplantagen eine größere Unabhängigkeit gegenüber klimatischen Einflüssen auf und haben somit eine höhere Anbausicherheit. Der Flächenbedarf für Kurzumtriebsplantagen ist in Bezug auf die Wärmeversorgung geringer, da im Gegensatz dazu das Biogas zunächst für die Stromgewinnung genutzt wird und nur die anfallende Abwärme für Heizzwecke in Frage kommt.

Auch die in der Gemeinde vorhandenen Grün- und Brachflächen bilden ein energetisches Potenzial, welches momentan keiner anderen Nutzung unterliegt. Aus diesem Grunde bilden sie das größte nutzbare Potenzial im Bereich der nachwachsenden Rohstoffe. Auch hier kommen verschiedene Nutzungswege in Frage. Zum einen kann der ohnehin anfallende Grünlandschnitt als Landschaftspflegeheu in entsprechenden Feuerungsanlagen zur Wärmegewinnung genutzt werden. Dies ist insbesondere vorteilhaft, da über die ohnehin anfallende Maat hinaus nur wenig zusätzlicher Aufwand zur Brennstoffbereitstellung erforderlich ist. Ein weiterer Nutzungsweg besteht in der Erzeugung von Grassilage zur Biogas- und anschließend gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung. Auch hier bietet die Biogasnutzung das höhere energetische Gesamtpotenzial, während die Heuverbrennung einen geringeren Flächenbedarf bezogen auf die Wärmenutzung aufweist.

Einen wesentlichen Weg zur Erschließung der Potenziale im Wärmebereich stellt die Verlegung von Nahwärmenetzen dar. Dies stellt sich aufgrund der Bebauungs- und Energiebedarfsstruktur in Teilbereichen der Ortsteile Userin und Zwenzow als wirtschaftlich aussichtsreich dar.

In dem geeigneten Versorgungsgebiet in Userin lässt sich die angestrebte Wärmebelegung von 500 kWh/(t_{rm}*a) bis zu einer Anschlussrate von etwa 60 bis 65% erreichen. In Zwenzow ist hierfür, stark abhängig vom Standort der Wärmeerzeugung, eine Anschlussrate von 60 bis deutlich über 80% erforderlich.

Bei einer Wärmeerzeugung auf Basis von Biomassefeuerungsanlagen lassen sich je nach Anschlussgrad in den Versorgungsgebieten voraussichtlich Wärmegestehungskosten zwischen ca. 9 und 11 ct/kWh realisieren. Dies ist gegenüber konventionellen Versorgungslösungen durchaus attraktiv. Aufgrund ihrer Kostenstruktur lassen die untersuchten Nahwärmelösungen eine hohe Preisstabilität erwarten. Angesichts bisheriger Preisentwicklungen bei konventionellen Energieträgern ist daher davon auszugehen, dass sich die Kostenvorteile der Nahwärme perspektivisch noch deutlich verstärken werden. **Vor diesem Hintergrund kann empfohlen werden, die Umsetzung entsprechender Vorhaben zur Nahwärmeversorgung auf Basis von Biomasse-Feuerungsanlagen in den Ortsteilen Userin und Zwenzow voranzutreiben.**

Noch günstigere Wärmegestehungskosten von 8 bis 9 ct/kWh ergeben sich zumindest im Ortsteil Userin bei einer Nahwärmeversorgung auf Basis einer Biogasanlage. In Zwenzow gilt dies jedoch nur bei sehr hohen erzielbaren Anschlussraten. Zu beachten ist hier auch, dass je nach Ausbaugrad und Substratmix gegebenenfalls relativ schnell die Grenzen des Nutzbaren Rohstoffpotenzials im Gemeindegebiet erreicht werden. Dies könnte eventuell durch eine Erhöhung des Anteils an Grassilage im Substratmix kompensiert werden. **Damit kann die Nahwärmeversorgung im Ortsteil Userin auf Basis einer Biogasanlage alternativ zur Biomassefeuerung empfohlen werden.**

Zu klären ist jeweils die tatsächliche Verfügbarkeit der vorläufig angenommenen Standorte der Wärmeerzeugungsanlagen. Weiterhin sollten Betreibermodelle und Brennstoffbereitstellungswege für die Umsetzung entsprechender Maßnahmen geprüft und diskutiert werden. Für eine detaillierte technische Planung werden insbesondere die Wärmebedarfsanalyse und die Aufnahme der Bestandanlagen in den entsprechenden Versorgungsgebieten zu detaillieren sein.

Weitere energetische Potenziale lassen sich durch den Ausbau dezentraler Aufdach-Solaranlagen erschließen. Bei vollständigem Ausbau können ca. 20 bis 25% des Wärmebedarfs aus Solarthermieanlagen bereitgestellt werden. Zusätzlich können Photovoltaikanlagen das ca. 2,5 bis 3,5-fache des Strombedarfs bereitstellen. Allerdings liegen diese Maßnahmen nicht im Aufgabenbereich der Gemeinde sondern der jeweiligen Gebäudeeigentümer. Daher wird sich dieses Potenzial voraussichtlich nur teilweise und nach und nach erschließen lassen. Auch lässt sich aus der Untersuchung im Überblick nicht eins zu eins auf die Gegebenheiten in jedem einzelnen Gebäude schließen, sodass hier in jedem Falle eine Einzelbetrachtung erforderlich wird.

Eine weitere Möglichkeit der dezentralen Wärmeversorgung besteht im Einsatz von Wärmepumpen zur Umgebungswärmenutzung. Auch hier ist die Eignung für jedes Gebäude im Einzelfall zu prüfen. Ein interessanter Ansatzpunkt ist hier, mögliche Überschüsse der erneuerbaren Stromproduktion zum Betrieb der Wärmepumpen zu verwenden. Allerdings sind in der Entwicklung entsprechender Konzepte recht komplexe technische, rechtliche und kaufmännische Fragestellungen zu klären.

Für die Nutzung der Windenergie kommt eine ca. 9 ha große Fläche im Gemeindegebiet bedingt in Betracht. Hier kann eine Windenergieanlage der Leistungsklasse 2,5 MW installiert werden, deren Betrieb sich voraussichtlich durchaus wirtschaftlich darstellen

lassen dürfte. Die so erzeugte Strommenge beträgt ca. das Fünffache des Strombedarfs im Gemeindegebiet. Die Genehmigungsfähigkeit hierzu muss jedoch im Rahmen eines Zielabweichungsverfahrens erreicht werden, da aus raumplanerischer Sicht das Ausschlusskriterium „Tourismusschwerpunktraum“ vorliegt. Dabei ist von Bedeutung darzustellen, dass die Grundzüge des Raumordnungsplanes gewahrt bleiben und die Maßnahme insgesamt raumordnerisch vertretbar ist. Ein wesentlicher Baustein hierzu kann ein angemessenes Bürgerbeteiligungsmodell sein. ***Vorbehaltlich der noch ausstehenden Aktualisierung unter Einbeziehung detaillierter Standortdaten erscheinen weitere Schritte in Richtung einer Windenergienutzung durchaus sinnvoll.***

Die Errichtung einer Photovoltaik-Freiflächenanlage auf dem vorgeschlagenen Gelände an der Bahnlinie kann momentan nicht empfohlen werden. Insbesondere tragen hierzu die lagebedingten Verschattungseffekte bei. Weiterhin ist das energetische Potenzial eher gering.

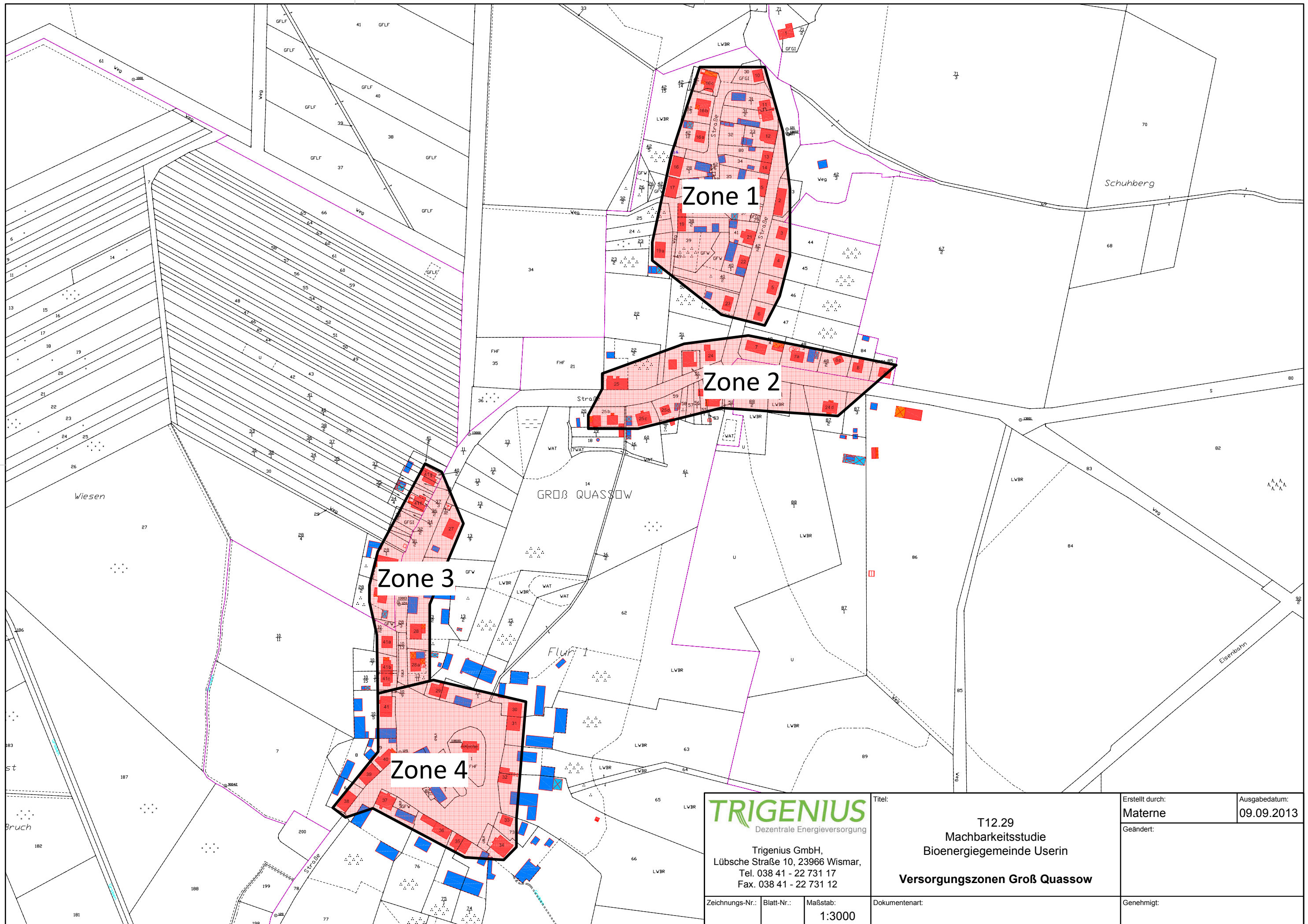
Das durch thermische Gebäudesanierung bestehende Einsparpotenzial beträgt in der Gesamtschau ca. 20% des gesamten Wärmebedarfs. Allerdings liegen auch derartige Maßnahmen im Verantwortungsbereich der Gebäudeeigentümer. Bei der konkreten Planung von Wärmeversorgungslösungen sollten allerdings auch diese perspektivischen Entwicklungsmöglichkeiten frühzeitig berücksichtigt werden.

In Bezug auf die zum Teil veraltete Straßenbeleuchtung und mit dem Hintergrund, dass der Bestand in den kommenden Jahren zum Teil ohnehin saniert werden muss, ist eine baldige Erneuerung empfehlenswert. Diesbezüglich gab es in den vergangenen Jahren eine Förderung von bis zu 20 % durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Die weitere Investition kann bei sehr geringen Tilgungszinsen von derzeit 0,5 % durch die KfW bereitgestellt werden. ***Durch die großen Einspareffekte kann sich die Investition bei den leistungsstärkeren Lampentypen bereits ab dem ersten Betriebsjahr rentieren. Allerdings sollte auch bei den übrigen Lampen ein baldiger Austausch in Betracht gezogen werden, da die herkömmlichen Leuchtmittel in absehbarer Zeit nicht mehr erhältlich sein werden.***

Thema: Machbarkeitsstudie
Projekt: T12.29 Bioenergiegemeinde Userin
Bearbeitungsstand: 09.09.2013



Anhang 1: Ortsteile und Bedarfzonen



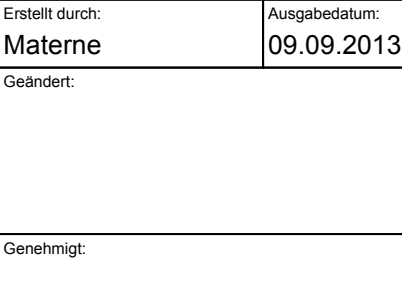
TRIGENIUS
Dezentrale Energieversorgung

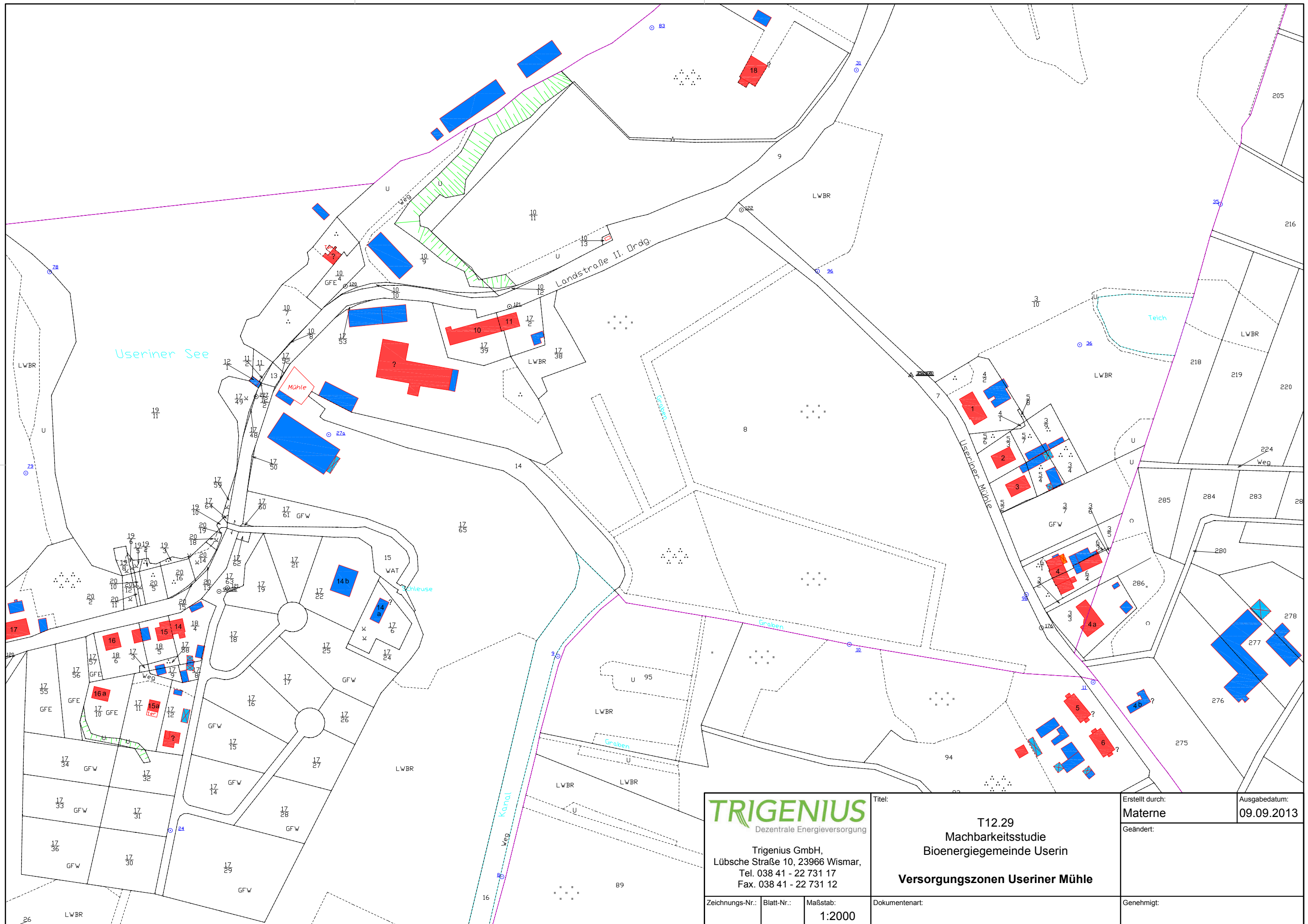
Trigenius GmbH,
Lübsche Straße 10, 23966 Wismar,
Tel. 038 41 - 22 731 17
Fax. 038 41 - 22 731 12

Zeichnungs-Nr.: Blatt-Nr.: Maßstab:
1:3000

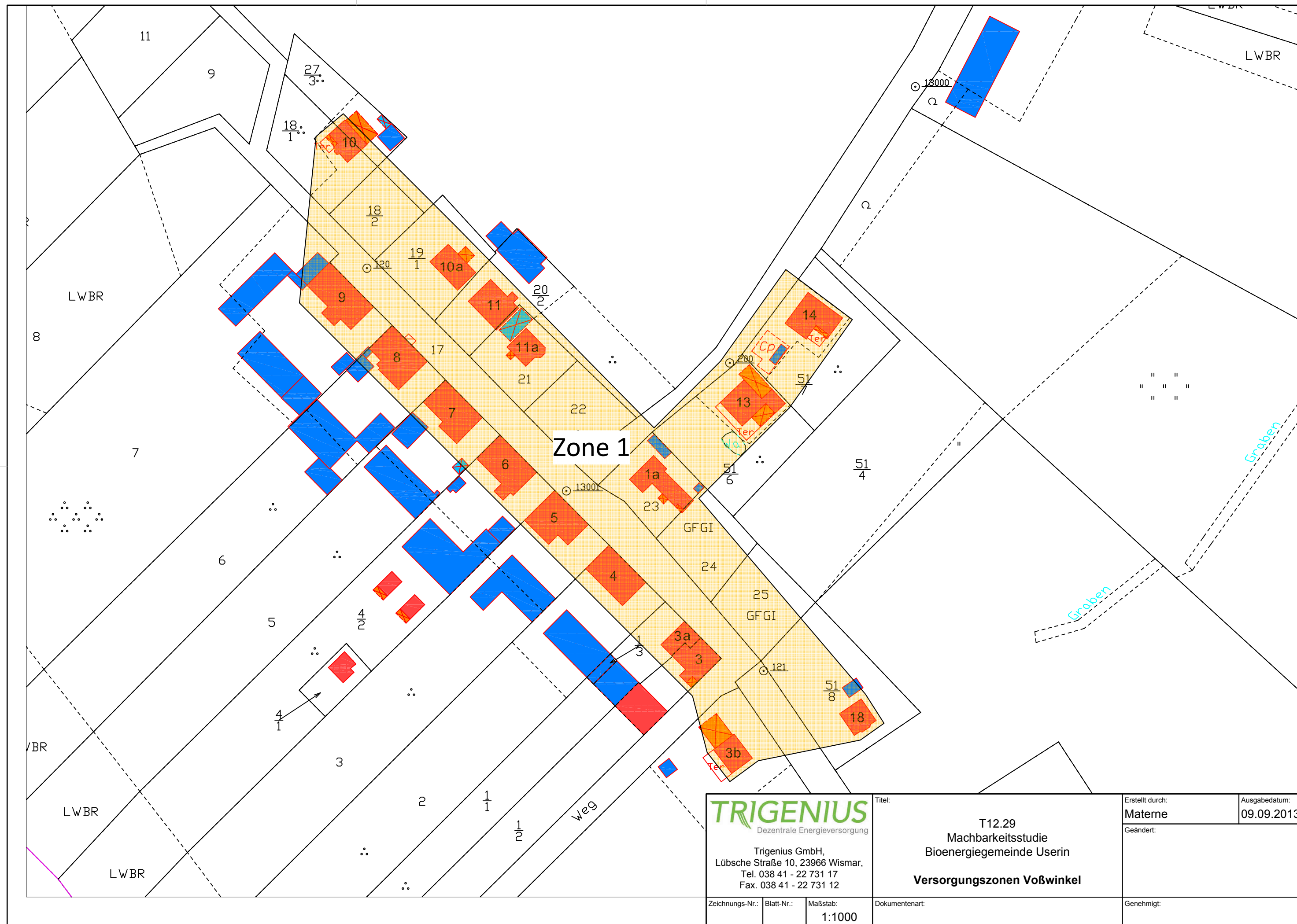
Titel:
**T12.29
Machbarkeitsstudie
Bioenergiegemeinde Userin
Versorgungszonen Groß Quassow**

Erstellt durch: Materne	Ausgabedatum: 09.09.2013
Geändert:	
Genehmigt:	





TRIGENIUS Dezentrale Energieversorgung		Titel: T12.29 Machbarkeitsstudie Bioenergiegemeinde Userin Versorgungszonen Useriner Mühle		Erstellt durch:	Ausgabedatum:
				Materne	09.09.2013
Zeichnungs-Nr.:		Blatt-Nr.:		Geändert:	
Maßstab:		Dokumentenart:		Genehmigt:	
1:2000					



TRIGENIUS
Dezentrale Energieversorgung

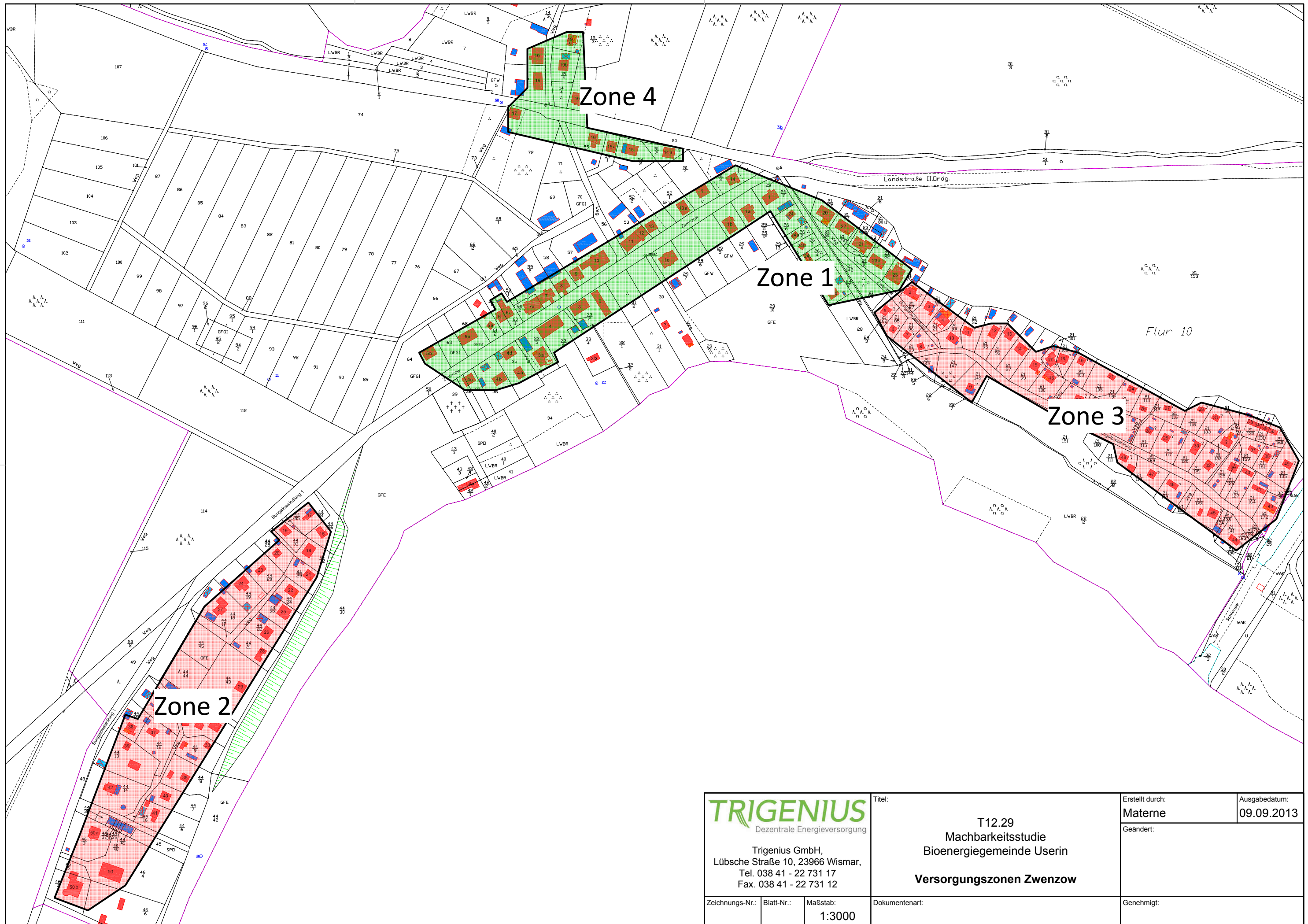
Trigenius GmbH,
Lübsche Straße 10, 23966 Wismar,
Tel. 038 41 - 22 731 17
Fax. 038 41 - 22 731 12

Zeichnungs-Nr.: Blatt-Nr.: Maßstab:
1:1000

Titel:

T12.29
Machbarkeitsstudie
Bioenergiegemeinde Userin
Versorgungszonen Voßwinkel

Erstellt durch:	Ausgabedatum:
Materne	09.09.2013
Geändert:	
Genehmigt:	



TRIGENIUS Dezentrale Energieversorgung Trigenius GmbH, Lübsche Straße 10, 23966 Wismar, Tel. 038 41 - 22 731 17 Fax. 038 41 - 22 731 12		Titel: T12.29 Machbarkeitsstudie Bioenergiegemeinde Userin Versorgungszonen Zwenzow		Erstellt durch:	Ausgabedatum:
				Materne	09.09.2013
Zeichnungs-Nr.:	Blatt-Nr.:	Maßstab:	Dokumentenart:	Genehmigt:	
		1:3000			

Thema: Machbarkeitsstudie
Projekt: T12.29 Bioenergiegemeinde Userin
Bearbeitungsstand: 09.09.2013



Anhang 2:

Nahwärmeversorgung Userin auf Basis einer Holz-Hackschnitzelfeuerung

Datenblatt Nahwärmeversorgung

Variante: U HHS 100

Beschreibung: Versorgung des Eignungsgebietes mit Nahwärme auf Basis einer Holz-Hackschnitzelfeuerung
Anschlussgrad: 100%

Wärmeverteilung

Anzahl Abnehmer	113
-----------------	-----

	Gesamt	Hauptleitung	Hausanschlüsse
Trassenlänge	3.504 trm	1809	1695
Mittl. Querschnitt	DN 50	DN 65	DN 20
Max. Querschnitt	DN 100	---	---

Wärmebelegung	642 kWh/trm
Netzverlust	18,7%

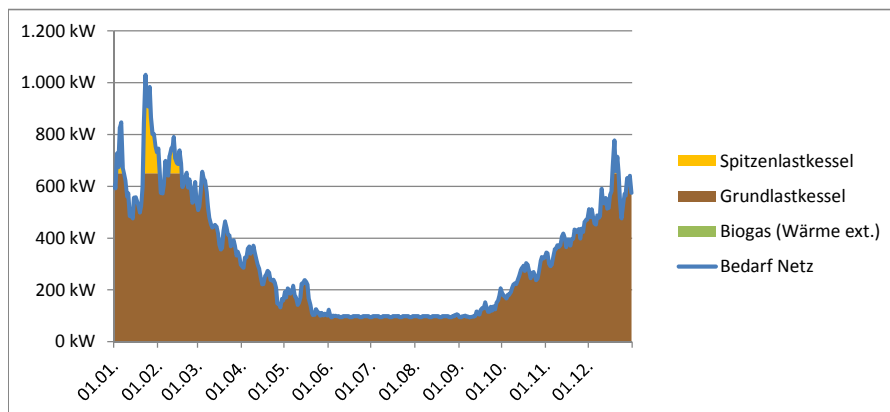
Wärmeerzeugung

	Grundlastkessel	Spitzenlastkessel
Nennleistung	650 kW	1.000 kW
Jahresnutzungsgrad	0,82	0,85

Pufferspeicher	20.000 ltr.
----------------	-------------

Wärmebilanz Bedarf / Erzeugung

	Wärmebedarf / -bereitstellung		Leistungsbedarf / -bereitstellung		Auslastung
Bedarf frei Abnehmer	2.249 MWh/a	81,3%	1.655 kW		
Gleichzeitigkeitsfaktor	---		0,57		
Netzverlust	518 MWh/a	18,7%	104 kW		
Σ Bedarf ab Heizzentrale			1.050 kW	100,0%	
Σ Erzeugung Heizzentrale	2.767 MWh/a	100,0%	1.650 kW	157,1%	
Biogas (Wärme ext.)	0 MWh/a	0,0%			
Grundlastkessel	2.678 MWh/a	96,8%	650 kW	61,9%	4.120 h/a
Spitzenlastkessel	89 MWh/a	3,2%	1.000 kW	95,2%	89 h/a



Brennstoffe

	Grundlastkessel	Spitzenlastkessel
Brennstoff	Holz-Hackschnitzel (W30 G50)	Erdgas
Jahresbedarf	3.265 MWh/a 3.842 sm³/a	105 MWh/a
Energieinhalt	850 kWh/sm³	
Lagerkapazität	100 sm³	
Reichweite bei Volllast	4,5 d	0,0 d
Mittl. Lieferrhythmus	10 d	

Hilfsenergie

Netzpumpe	24.200 kWh/a
Grundlastkessel	26.800 kWh/a
Spitzenlastkessel	100 kWh/a
Summe	51.100 kWh/a

Investitionsschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Investition				KfW-Förderung	Nutzungsdauer
1. Leitungsverlauf					
1.1 Haupttrasse	1.809 trm	265 €/trm	479.385 €	108.540 €	30 a
1.2 Anschlussleitungen	1.695 trm	190 €/trm	322.050 €	101.700 €	30 a
2. Wärmeübergabe					
2.1 Hausanschlüsse inkl. WUS	113 Stk	4.000 €/Stk	452.000 €	203.400 €	20 a
3. Heizzentrale					
3.1 Gebäude			110.000 €		50 a
3.2 Biomassekesselanlage kplt.			160.000 €	19.500 €	20 a
3.3 Spitzenlastkesselanlage kplt.			65.000 €		20 a
3.4 Pufferspeicher			12.000 €		20 a
3.5 Regelungstechnik			15.000 €		20 a
3.6 Peripheriekomponenten			15.000 €		20 a
3.7 Installation			80.000 €		20 a
Zwischensumme			1.710.435 €		
3.1 Reserve	5%		85.522 €		
3.2 Baunebenkosten	12%		205.252 €		
Investitionssumme vor Förderung:			2.001.209 €		
KfW-Förderung:			433.140 €	21,6%	
AKS-Förderung:			367.344 €	18,4%	
Summe Förderung			800.484 €	40,0%	
Investitionssumme nach Förderung:			1.200.725 €		

Betriebskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Techn. und kaufm. Betriebsführung	18.000 €/a
Wartung / Instandhaltung	20.000 €/a
Reinigung / Betrieb	1.500 €/a
Ascheentsorgung	2.300 €/a
Schornsteinfeger	500 €/a
Grundstückskosten	0 €/a
Versicherungen / Abgaben	10.000 €/a
Summe Betriebskosten	52.300 €/a

Verbrauchskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Biogas (ext. Wärme)	0 MWh/a	15,00 €/MWh	0 €/a
Holz-Hachschnitzel (W30 G50)	3.265 MWh/a	20,00 €/MWh	65.310 €/a
Erdgas	105 MWh/a	55,00 €/MWh	5.766 €/a
Hilfsenergie	51.100 kWh/a	22,6 ct/kWh	11.549 €/a
Summe Verbrauchskosten			82.624 €/a

Berechnung Wärmegestehungskosten

(Preise sind Nettopreise)

Jährliche Kapitalkosten (Annuitätenmethode)			66.989 €
Zinssatz	2,37% p.a.		
Laufzeit	20 a		
Annuitätenfaktor	0,0634		
Nutzungsdauer	Investition	Restwert (abgezinst)	
20 a	540.332 €	0 €	
30 a	555.318 €	135.638 €	
50 a	105.076 €	46.197 €	
Summe	1.200.725 €	181.835 €	
Jährliche Betriebskosten (siehe oben)			52.300 €
Jährliche Verbrauchskosten (siehe oben)			82.624 €
Jahreskosten gesamt			201.913 €
Jahresnutzbedarf			2.249 MWh
Wärmegestehungskosten			89,80 €/MWh

Datenblatt Nahwärmeversorgung

Variante: U HHS 80

Beschreibung: Versorgung des Eignungsgebietes mit Nahwärme auf Basis einer Holz-Hackschnitzelfeuerung

Wärmeverteilung

Anzahl Abnehmer	90
-----------------	----

	Gesamt	Hauptleitung	Haus- anschlüsse
Trassenlänge	3.129 trm	1772,82	1356
Mittl. Querschnitt	DN 50	DN 65	DN 20
Max. Querschnitt	DN 100	---	---

Wärmebelegung	575 kWh/trm
Netzverlust	20,9%

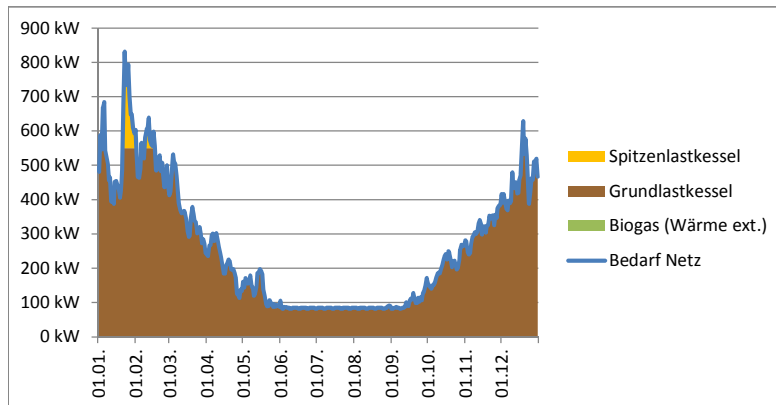
Wärmeerzeugung

	Grundlastkessel	Spitzenlastkessel
Nennleistung	550 kW	850 kW
Jahresnutzungsgrad	0,82	0,85

Pufferspeicher	17.000 ltr.
----------------	-------------

Wärmebilanz Bedarf / Erzeugung

	Wärmebedarf / -bereitstellung		Leistungsbedarf / -bereitstellung		Auslastung
Bedarf frei Abnehmer	1.799 MWh/a	79,1%	1.324 kW		
Gleichzeitigkeitsfaktor	---		0,62		
Netzverlust	474 MWh/a	20,9%	95 kW		
Σ Bedarf ab Heizzentrale			918 kW	100,0%	
Σ Erzeugung Heizzentrale	2.273 MWh/a	100,0%	1.400 kW	152,4%	
Biogas (Wärme ext.)	0 MWh/a	0,0%			
Grundlastkessel	2.218 MWh/a	97,6%	550 kW	59,9%	4.033 h/a
Spitzenlastkessel	55 MWh/a	2,4%	850 kW	92,5%	65 h/a



Brennstoffe

	Grundlastkessel	Spitzenlastkessel
Brennstoff	Holz-Hackschnitzel (W30 G50)	Erdgas
Jahresbedarf	2.705 MWh/a 3.183 sm³/a	65 MWh/a
Energieinhalt	850 kWh/sm³	
Lagerkapazität	100 sm³	
Reichweite bei Vollast	5,3 d	0,0 d
Mittl. Lieferrhythmus	11 d	

Hilfsenergie

Netzpumpe	19.900 kWh/a
Grundlastkessel	22.200 kWh/a
Spitzenlastkessel	100 kWh/a
Summe	42.200 kWh/a

Investitionsschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Investition				KfW-Förderung	Nutzungsdauer
1. Leitungsverlauf					
1.1 Haupttrasse	1.773 trm	265 €/trm	469.797 €	106.369 €	30 a
1.2 Anschlussleitungen	1.356 trm	190 €/trm	257.640 €	81.360 €	30 a
2. Wärmeübergabe					
2.1 Hausanschlüsse inkl. WUS	90 Stk	4.000 €/Stk	360.000 €	162.000 €	20 a
3. Heizzentrale					
3.1 Gebäude			110.000 €		50 a
3.2 Biomassekesselanlage kplt.			145.000 €	16.500 €	20 a
3.3 Spitzenlastkesselanlage kpl.			60.000 €		20 a
3.4 Pufferspeicher			9.000 €		20 a
3.5 Regelungstechnik			14.000 €		20 a
3.6 Peripheriekomponenten			14.000 €		20 a
3.7 Installation			73.000 €		20 a
Zwischensumme			1.512.437 €		
3.1 Reserve				5%	75.622 €
3.2 Baunebenkosten				12%	181.492 €
Investitionssumme vor Förderung:			1.769.552 €		
KfW-Förderung:			366.229 €	20,7%	
AKS-Förderung:			341.591 €	19,3%	
Summe Förderung			707.821 €	40,0%	
Investitionssumme nach Förderung:			1.061.731 €		

Betriebskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Techn. und kaufm. Betriebsführung	14.800 €/a
Wartung / Instandhaltung	17.700 €/a
Reinigung / Betrieb	1.500 €/a
Ascheentsorgung	1.900 €/a
Schornsteinfeger	500 €/a
Grundstückskosten	0 €/a
Versicherungen / Abgaben	8.800 €/a
Summe Betriebskosten	45.200 €/a

Verbrauchskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Biogas (ext. Wärme)	0 MWh/a	15,00 €/MWh	0 €/a
Holz-Hackschnitzel (W30 G50)	2.705 MWh/a	20,00 €/MWh	54.103 €/a
Erdgas	65 MWh/a	55,00 €/MWh	3.550 €/a
Hilfsenergie	42.200 kWh/a	22,6 ct/kWh	9.537 €/a
Summe Verbrauchskosten			67.189 €/a

Berechnung Wärmegestehungskosten

(Preise sind Nettopreise)

Jährliche Kapitalkosten (Annuitätenmethode)			58.895 €
Zinssatz	2,37% p.a.		
Laufzeit	20 a		
Annuitätenfaktor	0,0634		
Nutzungsdauer	Investition	Restwert (abgezinst)	
20 a	458.798 €	0 €	
30 a	499.077 €	121.901 €	
50 a	103.856 €	45.661 €	
Summe	1.061.731 €	167.562 €	
Jährliche Betriebskosten (siehe oben)			45.200 €
Jährliche Verbrauchskosten (siehe oben)			67.189 €
Jahreskosten gesamt			171.285 €
Jahresnutzbedarf			1.799 MWh
Wärmegestehungskosten			95,22 €/MWh

Datenblatt Nahwärmeversorgung

Variante: U HHS 60

Beschreibung: Versorgung des Eignungsgebietes mit Nahwärme auf Basis einer Holz-Hackschnitzelfeuerung

Wärmeverteilung

Anzahl Abnehmer	68
-----------------	----

	Gesamt	Hauptleitung	Haus- anschlüsse
Trassenlänge	2.754 trm	1736,64	1017
Mittl. Querschnitt	DN 50	DN 65	DN 20
Max. Querschnitt	DN 80	---	---

Wärmebelegung	490 kWh/trm
Netzverlust	24,2%

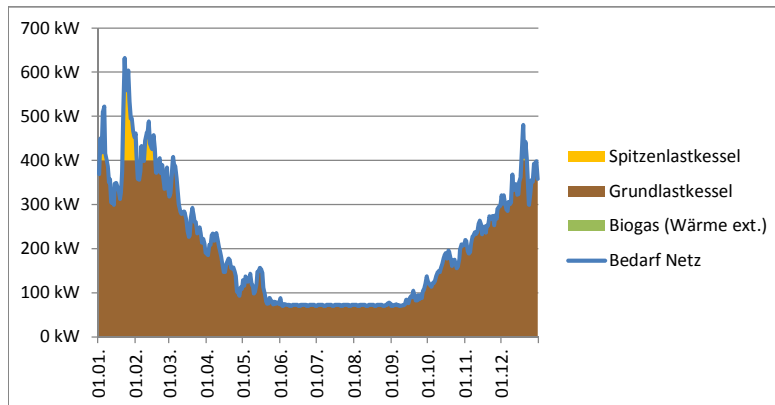
Wärmeerzeugung

	Grundlastkessel	Spitzenlastkessel
Nennleistung	400 kW	650 kW
Jahresnutzungsgrad	0,82	0,85

Pufferspeicher	12.000 ltr.
----------------	-------------

Wärmebilanz Bedarf / Erzeugung

	Wärmebedarf / -bereitstellung		Leistungsbedarf / -bereitstellung		Auslastung
Bedarf frei Abnehmer	1.349 MWh/a	75,8%	993 kW		
Gleichzeitigkeitsfaktor	---		0,69		
Netzverlust	430 MWh/a	24,2%	86 kW		
Σ Bedarf ab Heizzentrale			774 kW	100,0%	
Σ Erzeugung Heizzentrale	1.779 MWh/a	100,0%	1.050 kW	135,7%	
Biogas (Wärme ext.)	0 MWh/a	0,0%			
Grundlastkessel	1.723 MWh/a	96,8%	400 kW	51,7%	4.307 h/a
Spitzenlastkessel	57 MWh/a	3,2%	650 kW	84,0%	87 h/a



Brennstoffe

	Grundlastkessel	Spitzenlastkessel
Brennstoff	Holz-Hackschnitzel (W30 G50)	Erdgas
Jahresbedarf	2.101 MWh/a 2.472 sm³/a	66 MWh/a
Energieinhalt	850 kWh/sm³	
Lagerkapazität	70 sm³	
Reichweite bei Vollast	5,1 d	0,0 d
Mittl. Lieferrhythmus	10 d	

Hilfsenergie

Netzpumpe	15.600 kWh/a
Grundlastkessel	17.200 kWh/a
Spitzenlastkessel	100 kWh/a
Summe	32.900 kWh/a

Investitionsschätzung

(Preise sind Nettopreise)

	Investition		KfW-Förderung	Nutzungsdauer
1. Leitungsverlauf				
1.1 Haupttrasse	1.737 trm	265 €/trm	460.210 €	0 € 30 a
1.2 Anschlussleitungen	1.017 trm	190 €/trm	193.230 €	0 € 30 a
2. Wärmeübergabe				
2.1 Hausanschlüsse inkl. WUS	68 Stk	4.000 €/Stk	272.000 €	0 € 20 a
3. Heizzentrale				
3.1 Gebäude			100.000 €	12.000 € 50 a
3.2 Biomassekesselanlage kplt.			125.000 €	20 a
3.3 Spitzenlastkesselanlage kplt.			50.000 €	20 a
3.4 Pufferspeicher			7.000 €	20 a
3.5 Regelungstechnik			13.000 €	20 a
3.6 Peripheriekomponenten			13.000 €	20 a
3.7 Installation			62.000 €	20 a
Zwischensumme			1.295.440 €	
3.1 Reserve	5%		64.772 €	
3.2 Baunebenkosten	12%		155.453 €	
Investitionssumme vor Förderung:			1.515.664 €	
KfW-Förderung:			12.000 €	0,8%
AKS-Förderung:			454.699 €	30,0%
Summe Förderung			466.699 €	30,8%
Investitionssumme nach Förderung:			1.048.965 €	

Betriebskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Techn. und kaufm. Betriebsführung	11.600 €/a
Wartung / Instandhaltung	15.200 €/a
Reinigung / Betrieb	1.500 €/a
Ascheentsorgung	1.500 €/a
Schornsteinfeger	500 €/a
Grundstückskosten	0 €/a
Versicherungen / Abgaben	7.600 €/a
Summe Betriebskosten	37.900 €/a

Verbrauchskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Biogas (ext. Wärme)	0 MWh/a	15,00 €/MWh	0 €/a
Holz-Hackschnitzel (W30 G50)	2.101 MWh/a	20,00 €/MWh	42.020 €/a
Erdgas	66 MWh/a	55,00 €/MWh	3.656 €/a
Hilfsenergie	32.900 kWh/a	22,6 ct/kWh	7.435 €/a
Summe Verbrauchskosten			53.112 €/a

Berechnung Wärmegestehungskosten

(Preise sind Nettopreise)

Jährliche Kapitalkosten (Annuitätenmethode)		58.128 €
Zinssatz	2,37% p.a.	
Laufzeit	20 a	
Annuitätenfaktor	0,0634	
Nutzungsdauer	Investition	Restwert (abgezinst)
20 a	431.898 €	0 €
30 a	535.167 €	130.716 €
50 a	81.900 €	36.008 €
Summe	1.048.965 €	166.724 €
Jährliche Betriebskosten (siehe oben)		37.900 €
Jährliche Verbrauchskosten (siehe oben)		53.112 €
Jahreskosten gesamt		149.140 €
Jahresnutzbedarf		1.349 MWh
Wärmegestehungskosten		110,55 €/MWh

Thema: Machbarkeitsstudie
Projekt: T12.29 Bioenergiegemeinde Userin
Bearbeitungsstand: 09.09.2013

TRIGENIUS
DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG

Anhang 3:

Nahwärmeversorgung Userin auf Basis einer Heu-Feuerung

Datenblatt Nahwärmeversorgung

Variante: U HEU 100

Beschreibung: Versorgung des Eignungsgebietes mit Nahwärme auf Basis einer Heufeuerungs
Anschlussgrad: 100%

Wärmeverteilung

Anzahl Abnehmer	113
-----------------	-----

	Gesamt	Hauptleitung	Hausanschlüsse
Trassenlänge	3.504 trm	1809	1695
Mittl. Querschnitt	DN 50	DN 65	DN 20
Max. Querschnitt	DN 100	---	---

Wärmebelegung	642 kWh/trm
Netzverlust	18,7%

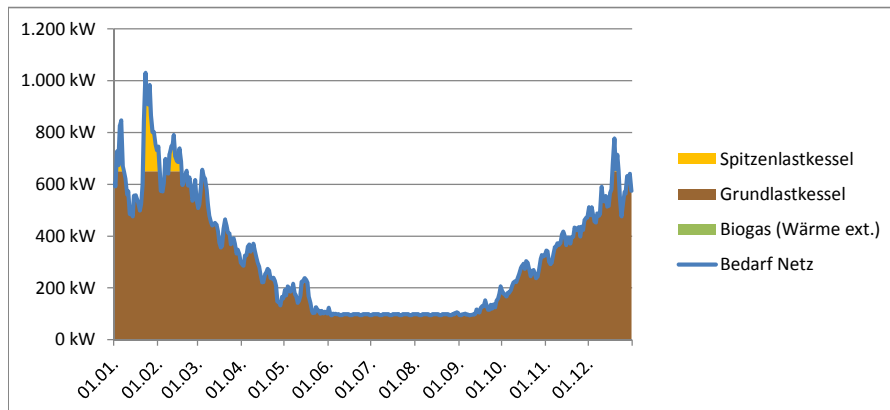
Wärmeerzeugung

	Grundlastkessel	Spitzenlastkessel
Nennleistung	650 kW	1.000 kW
Jahresnutzungsgrad	0,82	0,85

Pufferspeicher	20.000 ltr.
----------------	-------------

Wärmebilanz Bedarf / Erzeugung

	Wärmebedarf / -bereitstellung		Leistungsbedarf / -bereitstellung		Auslastung
Bedarf frei Abnehmer	2.249 MWh/a	81,3%	1.655 kW		
Gleichzeitigkeitsfaktor	---		0,57		
Netzverlust	518 MWh/a	18,7%	104 kW		
Σ Bedarf ab Heizzentrale			1.050 kW	100,0%	
Σ Erzeugung Heizzentrale	2.767 MWh/a	100,0%	1.650 kW	157,1%	
Biogas (Wärme ext.)	0 MWh/a	0,0%			
Grundlastkessel	2.678 MWh/a	96,8%	650 kW	61,9%	4.120 h/a
Spitzenlastkessel	89 MWh/a	3,2%	1.000 kW	95,2%	89 h/a



Brennstoffe

	Grundlastkessel	Spitzenlastkessel
Brennstoff	Landschaftspflegeheu	Erdgas
Jahresbedarf	3.265 MWh/a 816 t/a	105 MWh/a
Energieinhalt	4.000 kWh/t	
Lagerkapazität	20 t	
Reichweite bei Volllast	4,2 d	0,0 d
Mittl. Lieferrhythmus	9 d	

Hilfsenergie

Netzpumpe	24.200 kWh/a
Grundlastkessel	26.800 kWh/a
Spitzenlastkessel	100 kWh/a
Summe	51.100 kWh/a

Investitionsschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Investition				KfW-Förderung	Nutzungsdauer
1. Leitungsverlauf					
1.1 Haupttrasse	1.809 trm	265 €/trm	479.385 €	108.540 €	30 a
1.2 Anschlussleitungen	1.695 trm	190 €/trm	322.050 €	101.700 €	30 a
2. Wärmeübergabe					
2.1 Hausanschlüsse inkl. WUS	113 Stk	4.000 €/Stk	452.000 €	203.400 €	20 a
3. Heizzentrale					
3.1 Gebäude			110.000 €		50 a
3.2 Biomassekesselanlage kplt.			240.000 €	19.500 €	20 a
3.3 Spitzenlastkesselanlage kpl.			65.000 €		20 a
3.4 Pufferspeicher			12.000 €		20 a
3.5 Regelungstechnik			15.000 €		20 a
3.6 Peripheriekomponenten			15.000 €		20 a
3.7 Installation			100.000 €		20 a
Zwischensumme			1.810.435 €		
3.1 Reserve	5%		90.522 €		
3.2 Baunebenkosten	12%		217.252 €		
Investitionssumme vor Förderung:			2.118.209 €		
KfW-Förderung:			433.140 €	20,4%	
AKS-Förderung:			414.144 €	19,6%	
Summe Förderung			847.284 €	40,0%	
Investitionssumme nach Förderung:			1.270.925 €		

Betriebskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Techn. und kaufm. Betriebsführung	18.000 €/a
Wartung / Instandhaltung	21.200 €/a
Reinigung / Betrieb	6.500 €/a
Ascheentsorgung	18.400 €/a
Schornsteinfeger	1.000 €/a
Grundstückskosten	0 €/a
Versicherungen / Abgaben	10.600 €/a
Summe Betriebskosten	75.700 €/a

Verbrauchskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Biogas (ext. Wärme)	0 MWh/a	15,00 €/MWh	0 €/a
Landschaftspflegeheu	3.265 MWh/a	11,00 €/MWh	35.920 €/a
Erdgas	105 MWh/a	55,00 €/MWh	5.766 €/a
Hilfsenergie	51.100 kWh/a	22,6 ct/kWh	11.549 €/a
Summe Verbrauchskosten			53.235 €/a

Berechnung Wärmegestehungskosten

(Preise sind Nettopreise)

Jährliche Kapitalkosten (Annuitätenmethode)			71.607 €
Zinssatz	2,37% p.a.		
Laufzeit	20 a		
Annuitätenfaktor	0,0634		
Nutzungsdauer	Investition	Restwert (abgezinst)	
20 a	623.280 €	0 €	
30 a	544.108 €	132.900 €	
50 a	103.537 €	45.521 €	
Summe	1.270.925 €	178.421 €	
Jährliche Betriebskosten (siehe oben)			75.700 €
Jährliche Verbrauchskosten (siehe oben)			53.235 €
Jahreskosten gesamt			200.543 €
Jahresnutzbedarf	2.249 MWh		
Wärmegestehungskosten			89,19 €/MWh

Datenblatt Nahwärmeversorgung

Variante: U HEU 80

Beschreibung: Versorgung des Eignungsgebietes mit Nahwärme auf Basis einer Heufeuerung
Anschlussgrad: 80%

Wärmeverteilung

Anzahl Abnehmer	90
-----------------	----

	Gesamt	Hauptleitung	Hausanschlüsse
Trassenlänge	3.129 trm	1772,82	1356
Mittl. Querschnitt	DN 50	DN 65	DN 20
Max. Querschnitt	DN 100	---	---

Wärmebelegung	575 kWh/trm
Netzverlust	20,9%

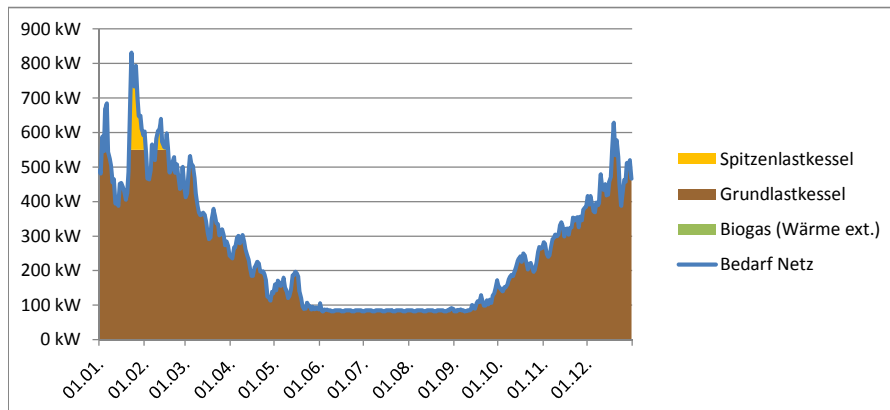
Wärmeerzeugung

	Grundlastkessel	Spitzenlastkessel
Nennleistung	550 kW	850 kW
Jahresnutzungsgrad	0,82	0,85

Pufferspeicher	17.000 ltr.
----------------	-------------

Wärmebilanz Bedarf / Erzeugung

	Wärmebedarf / -bereitstellung		Leistungsbedarf / -bereitstellung		Auslastung
Bedarf frei Abnehmer	1.799 MWh/a	79,1%	1.324 kW		
Gleichzeitigkeitsfaktor	---		0,62		
Netzverlust	474 MWh/a	20,9%	95 kW		
Σ Bedarf ab Heizzentrale			918 kW	100,0%	
Σ Erzeugung Heizzentrale	2.273 MWh/a	100,0%	1.400 kW	152,4%	
Biogas (Wärme ext.)	0 MWh/a	0,0%			
Grundlastkessel	2.218 MWh/a	97,6%	550 kW	59,9%	4.033 h/a
Spitzenlastkessel	55 MWh/a	2,4%	850 kW	92,5%	65 h/a



Brennstoffe

	Grundlastkessel	Spitzenlastkessel
Brennstoff	Landschaftspflegeheu	Erdgas
Jahresbedarf	2.705 MWh/a 676 t/a	65 MWh/a
Energieinhalt	4.000 kWh/t	
Lagerkapazität	20 t	
Reichweite bei Volllast	5,0 d	0,0 d
Mittl. Lieferrhythmus	11 d	

Hilfsenergie

Netzpumpe	19.900 kWh/a
Grundlastkessel	22.200 kWh/a
Spitzenlastkessel	100 kWh/a
Summe	42.200 kWh/a

Investitionsschätzung
(Preise sind Nettopreise)

<u>Investition</u>				<u>KfW-Förderung</u>	<u>Nutzungsdauer</u>
1. Leitungsverlauf					
1.1 Haupttrasse	1.773 trm	265 €/trm	469.797 €	106.369 €	30 a
1.2 Anschlussleitungen	1.356 trm	190 €/trm	257.640 €	81.360 €	30 a
2. Wärmeübergabe					
2.1 Hausanschlüsse inkl. WUS	90 Stk	4.000 €/Stk	360.000 €	162.000 €	20 a
3. Heizzentrale					
3.1 Gebäude			110.000 €		50 a
3.2 Biomassekesselanlage kplt.			220.000 €	16.500 €	20 a
3.3 Spitzenlastkesselanlage kpl.			60.000 €		20 a
3.4 Pufferspeicher			9.000 €		20 a
3.5 Regelungstechnik			14.000 €		20 a
3.6 Peripheriekomponenten			14.000 €		20 a
3.7 Installation			90.000 €		20 a
Zwischensumme			1.604.437 €		
3.1 Reserve	5%		80.222 €		
3.2 Baunebenkosten	12%		192.532 €		
Investitionssumme vor Förderung:			1.877.192 €		
KfW-Förderung:			366.229 €	19,5%	
AKS-Förderung:			384.647 €	20,5%	
Summe Förderung			750.877 €	40,0%	
Investitionssumme nach Förderung:			1.126.315 €		

Betriebskostenschätzung
(Preise sind Nettopreise)

Techn. und kaufm. Betriebsführung	14.800 €/a
Wartung / Instandhaltung	18.800 €/a
Reinigung / Betrieb	6.500 €/a
Ascheentsorgung	15.200 €/a
Schornsteinfeger	1.000 €/a
Grundstückskosten	0 €/a
Versicherungen / Abgaben	9.400 €/a
Summe Betriebskosten	65.700 €/a

Verbrauchskostenschätzung
(Preise sind Nettopreise)

Biogas (ext. Wärme)	0 MWh/a	0,00 €/MWh	0 €/a
Landschaftspflegeheu	2.705 MWh/a	11,00 €/MWh	29.756 €/a
Erdgas	65 MWh/a	55,00 €/MWh	3.550 €/a
Hilfsenergie	42.200 kWh/a	22,6 ct/kWh	9.537 €/a
Summe Verbrauchskosten			42.843 €/a

Berechnung Wärmegestehungskosten
(Preise sind Nettopreise)

Jährliche Kapitalkosten (Annuitätenmethode)			63.144 €
Zinssatz	2,37% p.a.		
Laufzeit	20 a		
Annuitätenfaktor	0,0634		
Nutzungsdauer	Investition	Restwert (abgezinst)	
20 a	535.010 €	0 €	
30 a	488.977 €	119.434 €	
50 a	102.329 €	44.989 €	
Summe	1.126.315 €	164.423 €	
Jährliche Betriebskosten (siehe oben)			65.700 €
Jährliche Verbrauchskosten (siehe oben)			42.843 €
Jahreskosten gesamt			171.688 €
Jahresnutzbedarf			1.799 MWh
Wärmegestehungskosten			95,44 €/MWh

Datenblatt Nahwärmeversorgung

Variante: U HEU 60

Beschreibung: Versorgung des Eignungsgebietes mit Nahwärme auf Basis einer Heufeuerungs
Anschlussgrad: 60%

Wärmeverteilung

Anzahl Abnehmer	68
-----------------	----

	Gesamt	Hauptleitung	Hausanschlüsse
Trassenlänge	2.754 trm	1736,64	1017
Mittl. Querschnitt	DN 50	DN 65	DN 20
Max. Querschnitt	DN 80	---	---

Wärmebelegung	490 kWh/trm
Netzverlust	24,2%

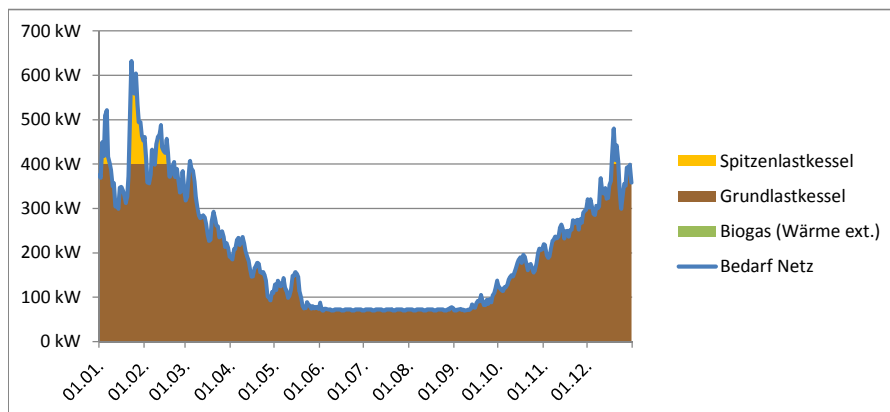
Wärmeerzeugung

	Grundlastkessel	Spitzenlastkessel
Nennleistung	400 kW	650 kW
Jahresnutzungsgrad	0,82	0,85

Pufferspeicher	12.000 ltr.
----------------	-------------

Wärmebilanz Bedarf / Erzeugung

	Wärmebedarf / -bereitstellung		Leistungsbedarf / -bereitstellung		Auslastung
Bedarf frei Abnehmer	1.349 MWh/a	75,8%	993 kW		
Gleichzeitigkeitsfaktor	---		0,69		
Netzverlust	430 MWh/a	24,2%	86 kW		
Σ Bedarf ab Heizzentrale			774 kW	100,0%	
Σ Erzeugung Heizzentrale	1.779 MWh/a	100,0%	1.050 kW	135,7%	
Biogas (Wärme ext.)	0 MWh/a	0,0%			
Grundlastkessel	1.723 MWh/a	96,8%	400 kW	51,7%	4.307 h/a
Spitzenlastkessel	57 MWh/a	3,2%	650 kW	84,0%	87 h/a



Brennstoffe

	Grundlastkessel	Spitzenlastkessel
Brennstoff	Landschaftspflegeheu	Erdgas
Jahresbedarf	2.101 MWh/a 525 t/a	66 MWh/a
Energieinhalt	4.000 kWh/t	
Lagerkapazität	15 t	
Reichweite bei Volllast	5,1 d	0,0 d
Mittl. Lieferrhythmus	10 d	

Hilfsenergie

Netzpumpe	15.600 kWh/a
Grundlastkessel	17.200 kWh/a
Spitzenlastkessel	100 kWh/a
Summe	32.900 kWh/a

Investitionsschätzung
(Preise sind Nettopreise)

Investition				KfW-Förderung	Nutzungsdauer
1. Leitungsverlauf					
1.1 Haupttrasse	1.737 trm	265 €/trm	460.210 €	0 €	30 a
1.2 Anschlussleitungen	1.017 trm	190 €/trm	193.230 €	0 €	30 a
2. Wärmeübergabe					
2.1 Hausanschlüsse inkl. WUS	68 Stk	4.000 €/Stk	272.000 €	0 €	20 a
3. Heizzentrale					
3.1 Gebäude			100.000 €		50 a
3.2 Biomassekesselanlage kplt.			188.000 €	12.000 €	20 a
3.3 Spitzenlastkesselanlage kpl.			50.000 €		20 a
3.4 Pufferspeicher			7.000 €		20 a
3.5 Regelungstechnik			13.000 €		20 a
3.6 Peripheriekomponenten			13.000 €		20 a
3.7 Installation			77.000 €		20 a
Zwischensumme			1.373.440 €		
3.1 Reserve	5%		68.672 €		
3.2 Baunebenkosten	12%		164.813 €		
Investitionssumme vor Förderung:			1.606.924 €		
KfW-Förderung:			12.000 €	0,7%	
AKS-Förderung:			482.077 €	30,0%	
Summe Förderung			494.077 €	30,7%	
Investitionssumme nach Förderung:			1.112.847 €		

Betriebskostenschätzung
(Preise sind Nettopreise)

Techn. und kaufm. Betriebsführung	11.600 €/a
Wartung / Instandhaltung	16.100 €/a
Reinigung / Betrieb	6.500 €/a
Ascheentsorgung	12.000 €/a
Schornsteinfeger	1.000 €/a
Grundstückskosten	0 €/a
Versicherungen / Abgaben	8.000 €/a
Summe Betriebskosten	55.200 €/a

Verbrauchskostenschätzung
(Preise sind Nettopreise)

Biogas (ext. Wärme)	0 MWh/a	15,00 €/MWh	0 €/a
Landschaftspflegeheu	2.101 MWh/a	11,00 €/MWh	23.111 €/a
Erdgas	66 MWh/a	55,00 €/MWh	3.656 €/a
Hilfsenergie	32.900 kWh/a	22,6 ct/kWh	7.435 €/a
Summe Verbrauchskosten			34.203 €/a

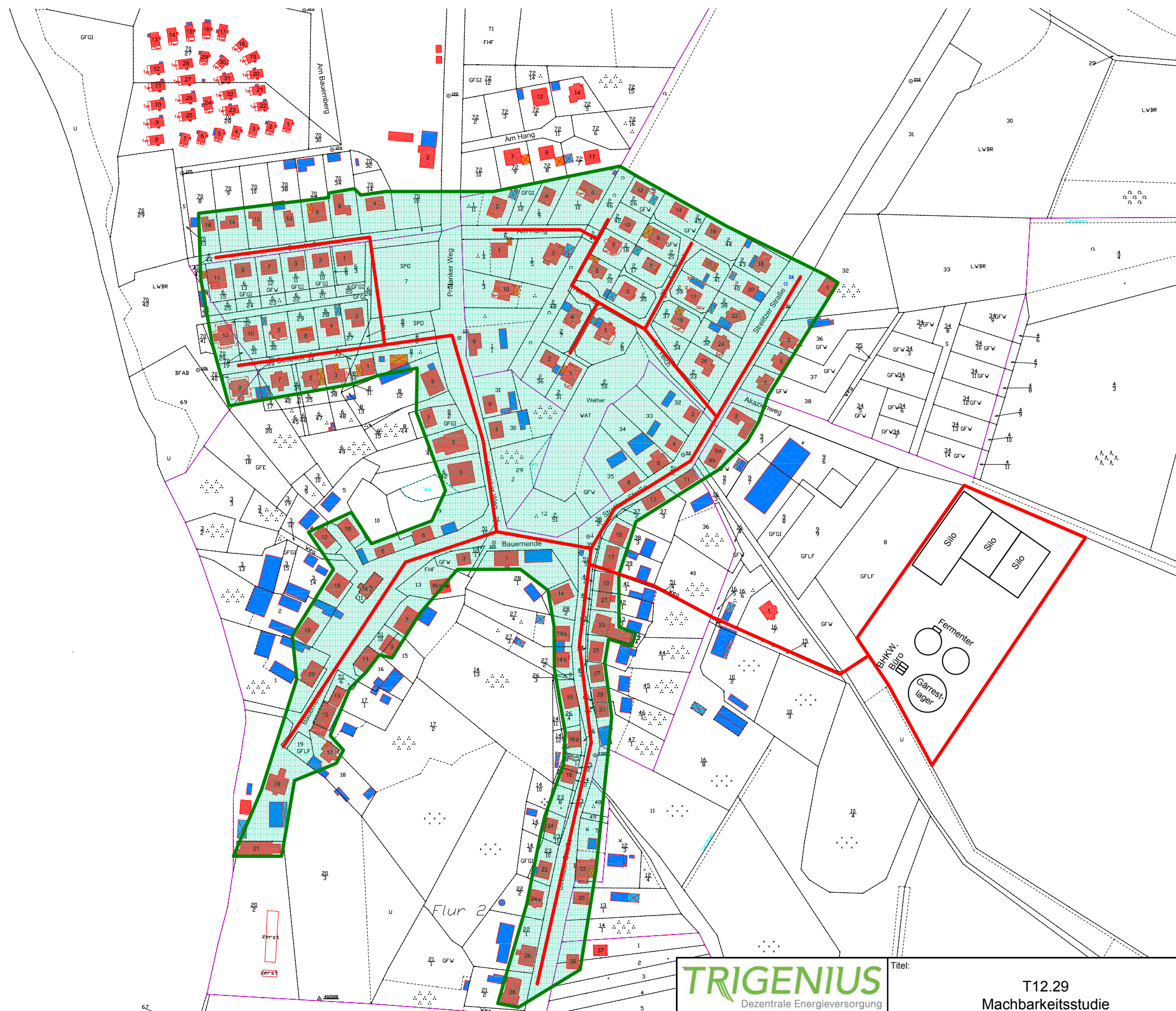
Berechnung Wärmegestehungskosten
(Preise sind Nettopreise)

Jährliche Kapitalkosten (Annuitätenmethode)			62.176 €
Zinssatz	2,37% p.a.		
Laufzeit	20 a		
Annuitätenfaktor	0,0634		
Nutzungsdauer	Investition	Restwert (abgezinst)	
20 a	495.780 €	0 €	
30 a	535.167 €	130.716 €	
50 a	81.900 €	36.008 €	
Summe	1.112.847 €	166.724 €	
Jährliche Betriebskosten (siehe oben)			55.200 €
Jährliche Verbrauchskosten (siehe oben)			34.203 €
Jahreskosten gesamt			151.579 €
Jahresnutzbedarf		1.349 MWh	
Wärmegestehungskosten			112,35 €/MWh

Thema: Machbarkeitsstudie
Projekt: T12.29 Bioenergiegemeinde Userin
Bearbeitungsstand: 09.09.2013

TRIGENIUS
DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG

Anhang 4: Nahwärmeversorgung Userin auf Basis einer Biogasanlage



TRIGENIUS
Dezentrale Energieversorgung

Trigenius GmbH,
Lübsche Straße 10, 23966 Wismar,
Tel. 038 41 - 22 731 17
Fax. 038 41 - 22 731 12

Zeichnungs-Nr.: Blatt-Nr.: Maßstab:
1:3000

Titel:

T12.29
Machbarkeitsstudie
Bioenergiegemeinde Userin

**Versorgungsgebiet Nahwärme &
Biogasanlage Userin**

Dokumentenart:

Erstellt durch:

Materne

Geändert:

Genehmigt:

Ausgabedatum:

09.09.2013

Datenblatt Nahwärmeversorgung

Variante: U BGA 100

Beschreibung: Versorgung des Eignungsgebietes mit Nahwärme auf Basis einer Biogasanlage
Anschlussgrad: 100%

Wärmeverteilung

Anzahl Abnehmer	113
-----------------	-----

	Gesamt	Hauptleitung	Hausanschlüsse
Trassenlänge	3.563 trm	1868	1695
Mittl. Querschnitt	DN 50	DN 65	DN 20
Max. Querschnitt	DN 100	---	---

Wärmebelegung	631 kWh/trm
Netzverlust	19,0%

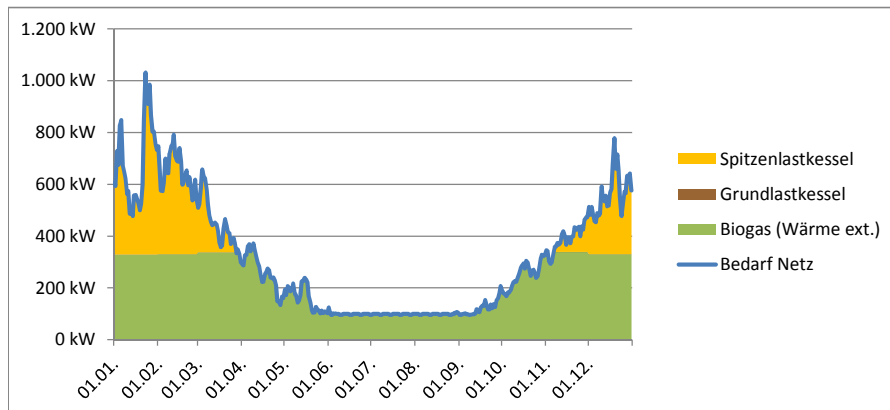
Wärmeerzeugung

	Grundlastkessel	Spitzenlastkessel
Nennleistung		1.100 kW
Jahresnutzungsgrad		0,9

Pufferspeicher	21.000 ltr.
----------------	-------------

Wärmebilanz Bedarf / Erzeugung

	Wärmebedarf / -bereitstellung		Leistungsbedarf / -bereitstellung		Auslastung
Bedarf frei Abnehmer	2.249 MWh/a	81,0%	1.655 kW		
Gleichzeitigkeitsfaktor	---		0,57		
Netzverlust	529 MWh/a	19,0%	106 kW		
Σ Bedarf ab Heizzentrale			1.052 kW	100,0%	
Σ Erzeugung Heizzentrale	2.778 MWh/a	100,0%	1.100 kW	104,5%	
Biogas (Wärme ext.)	1.999 MWh/a	72,0%			
Grundlastkessel	0 MWh/a	0,0%	0 kW	0,0%	
Spitzenlastkessel	779 MWh/a	28,0%	1.100 kW	104,5%	708 h/a



Brennstoffe

	Grundlastkessel	Spitzenlastkessel
Brennstoff		Erdgas
Jahresbedarf		865 MWh/a
Energieinhalt		
Lagerkapazität		
Reichweite bei Volllast		0,0 d
Mittl. Lieferrhythmus		

Hilfsenergie

Netzpumpe	26.000 kWh/a
Grundlastkessel	0 kWh/a
Spitzenlastkessel	1.100 kWh/a
Summe	27.100 kWh/a

Investitionsschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Investition				KfW-Förderung	Nutzungsdauer
1. Leitungsverlauf					
1.1 Haupttrasse	1.868 trm	265 €/trm	495.020 €	112.080 €	30 a
1.2 Anschlussleitungen	1.695 trm	190 €/trm	322.050 €	101.700 €	30 a
2. Wärmeübergabe					
2.1 Hausanschlüsse inkl. WUS	113 Stk	4.000 €/Stk	452.000 €	203.400 €	20 a
3. Heizzentrale					
3.1 Gebäude			30.000 €		50 a
3.2 Biomassekesselanlage kplt.				0 €	20 a
3.3 Spitzenlastkesselanlage kpl.			70.000 €		20 a
3.4 Pufferspeicher			12.000 €		20 a
3.5 Regelungstechnik			10.000 €		20 a
3.6 Peripheriekomponenten			10.000 €		20 a
3.7 Installation			35.000 €		20 a
Zwischensumme			1.436.070 €		
3.1 Reserve	5%		71.804 €		
3.2 Baunebenkosten	12%		172.328 €		
Investitionssumme vor Förderung:			1.680.202 €		
KfW-Förderung:			417.180 €	24,8%	
AKS-Förderung:			254.901 €	15,2%	
Summe Förderung			672.081 €	40,0%	
Investitionssumme nach Förderung:			1.008.121 €		

Betriebskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Techn. und kaufm. Betriebsführung	18.100 €/a
Wartung / Instandhaltung	16.800 €/a
Reinigung / Betrieb	100 €/a
Ascheentsorgung	0 €/a
Schornsteinfeger	250 €/a
Grundstückskosten	1.000 €/a
Versicherungen / Abgaben	8.400 €/a
Summe Betriebskosten	44.650 €/a

Verbrauchskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

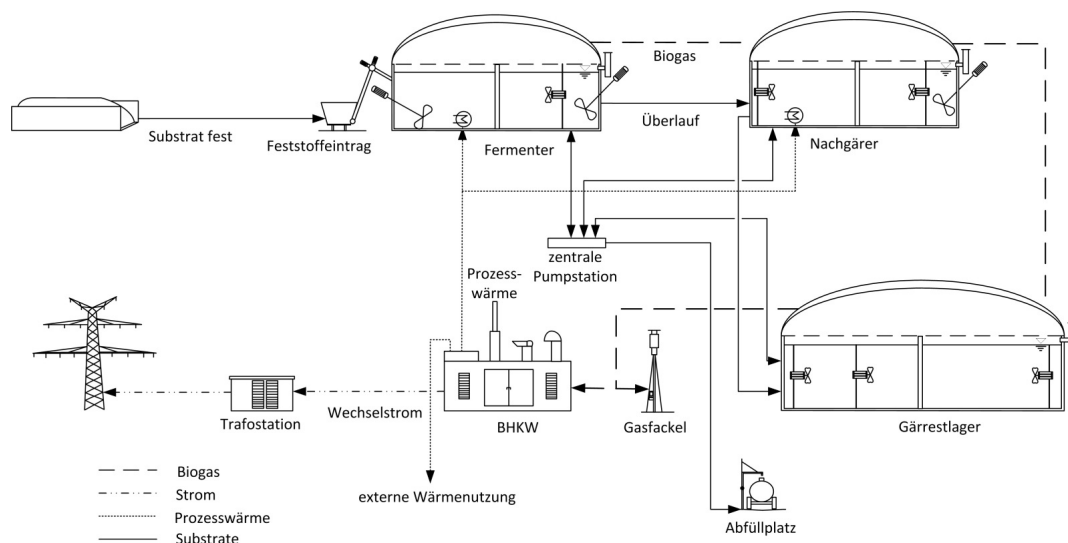
Biogas (ext. Wärme)	1.999 MWh/a	15,00 €/MWh	29.986 €/a
	0	25,00 €/MWh	
Erdgas	865 MWh/a	55,00 €/MWh	47.577 €/a
Hilfsenergie	27.100 kWh/a	22,6 ct/kWh	6.125 €/a
Summe Verbrauchskosten			83.688 €/a

Berechnung Wärmegestehungskosten

(Preise sind Nettopreise)

Jährliche Kapitalkosten (Annuitätenmethode)			55.929 €
Zinssatz	2,37% p.a.		
Laufzeit	20 a		
Annuitätenfaktor	0,0634		
Nutzungsdauer	Investition	Restwert (abgezinst)	
20 a	381.183 €	0 €	
30 a	597.163 €	145.859 €	
50 a	29.775 €	13.091 €	
Summe	1.008.121 €	158.950 €	
Jährliche Betriebskosten (siehe oben)			44.650 €
Jährliche Verbrauchskosten (siehe oben)			83.688 €
Jahreskosten gesamt			184.267 €
Jahresnutzbedarf	2.249 MWh		
Wärmegestehungskosten			81,95 €/MWh

Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas



400 kWel Gas-Otto-Motor, 2 x 1500 m³ Fermentervolumen, 3200 m³ Gärrestlagervolumen

Kennwert	Investition €	Abschreibung €/a	Zinskosten €/a	Reparatur und Wartung €/a	Betriebsstoffe €/a
Feststoffeintrag und Mobiltechnik	161.202	16.991,05	3.224,04	5.306,42	8.414,00
Gärbehälter	411.164	29.351,13	8.223,28	3.428,06	19.779,00
Gärrestlager	241.785	15.184,88	4.835,70	1.742,12	2.023,50
Zentrale Pumpstation	22.800	2.600,00	456,00	720,93	1.732,71
Gas- und Energietechnik	455.108	45.964,18	9.102,16	46.272,14	18.609,75
Summe, ohne Grundstück und Nebenkosten	1.292.059	110.091,25	25.841,18	57.469,67	50.558,96
Zuschlag für Planung, Genehmigung, Sonstiges	10,00 %	6.460,30	2.584,12		
Summe, ohne Grundstück	1.421.265	116.551,54	28.425,30	57.469,67	50.558,96
davon Fördermittel	0	0,00	0,00		
Zinsverbilligter Betrag	0,0				
Zinsverbilligung [Prozentpunkte]	2,00 %		0,00		
Investition und Jahreskosten	1.421.265	116.551,54	28.425,30	57.469,67	50.558,96

Leistungen / Kosten	Einheit	Menge Einheit/a	Preis €/Einheit	Betrag €/a	in % der Leistung
Leistungen					
Stromeinspeisung (EEG- Einspeisvergütung)	kWh _{el}	3.121.813	0,189	589.367,00	95
Wärmeverkauf	kWh _{th}	1.999.055	0,015	29.985,83	5
Gärrestverkauf	t	5.545	0,00	0,00	0
Summe Leistungen				619.352,83	
Variable Kosten					
Substrat					
- Maissilage, 35% TM	t	4.168	35,00	145.880,00	23,55
- Roggen-GPS, 29,4% TM	t	1.516	48,00	72.768,00	11,75
- Grassilage, 35% TM	t	1.894	46,00	87.124,00	14,07

Reparatur und Wartung				57.469,67	9,28
Betriebsstoffe				50.558,96	8,16
Laboranalysen	Anzahl	2	200,00	400,00	0,06
Zinsansatz Umlaufvermögen	€	414.200,63	4,00 %, 6 Monate	8.284,01	1,34
Summe variable Kosten				422.484,64	68,21
Deckungsbeitrag				196.868,19	0,00
Fixe Kosten					
Abschreibung				116.551,54	18,82
Zinskosten				28.425,30	4,59
Versicherung (in % vom Investitionsbedarf)	0,50 %			6.460,30	1,04
Lohnkosten	AKh	1.135,90	15,00	17.038,50	2,75
Summe fixe Kosten				168.475,64	27,20
Einzelkostenfreie Leistung				28.392,55	4,58
Gemeinkosten					
Gemeinkosten, pauschal				6.000,00	0,97
Kalkulatorischer Gewinnbeitrag				22.392,55	3,62
Gesamtkapitalrentabilität				8,32 %	

Substrat	Trockenmasse (TM)		Richtwert Biogasertrag (Normgas)		Methan-gehalt Vol.-%	Jahresmenge		Substrat- preis €/t FM	Substrat- kosten €/a
	% i.d. Frisch- masse (FM)	davon organisch (oTM) % i.d. TM	I _n /kg oTM	m _n ³ /t FM		t FM/a	Gew.-%		
Maissilage, 35% TM	35,0	95,0	650,0	216,1	52,0	4.168	55,0	35,00	145.880,00
Roggen-GPS, 29,4% TM	29,4	92,9	664,0	181,4	52,3	1.516	20,0	48,00	72.768,00
Grassilage, 35% TM	35,0	90,0	600,0	189,0	53,0	1.894	25,0	46,00	87.124,00
Summe						7.578	100		305.772,00
Gewogenes Mittel	33,9	93,3	640,0		52,3				
Wird ein Gas-Otto-Motor verwendet, kann ein Aggregat mit einer Leistung von 394,2 kW _{el} installiert werden.									
Ihre Substratauswahl entspricht einer Biogasanlage nach § 27 EEG 2012.									

Fermentation	
Substrate	7.578 t/a
Substratzufuhr Trockenmasse (TM)	33,9 % der FM
Substratzufuhr Organische Masse (oTM)	93,3 % der TM
Mittlere Verweilzeit im Fermenter	114 d
Erforderlicher Fermenterraum (Nettovolumen)	2.626 m ³
Faulraumbelastung	2,5 kg oTM/(m ³ Fermenterraum · d)
Erträge und Leistungen	
Motorart des BHKW	Gas-Otto-Motor
Rohbiogas	1.533.710 m _n ³ /a
davon Methan	801.934 m _n ³ /a
Bruttoenergie	7.995.278 kWh/a
Energie aus Zündöl	0 kWh/a
Angestrebte Vollbenutzungsstunden	8.000 h/a
Elektrische Leistung	394 kW _{el}
Elektrischer Wirkungsgrad	39,4 %
BHKW- und Trafoverluste	1,0 %
Thermische Leistung	443 kW _{th}
Thermischer Wirkungsgrad	44,3 %
Bemessungsleistung	356 kW _{el}
Eingespeiste Strommenge	3.121.813 kWh _{el} /a
Wärmemenge	3.543.168 kWh _{th} /a
davon extern zu nutzende Wärmemenge	1.240.109 kWh _{th} /a
Wärmenutzung ist sichergestellt	Ja

Gärreste und Gärrestlager	
Gärreste	5.545 t/a
Abbaureate der Gesamtmasse	26,8 % der FM
Abbaureate der organischen Masse	84,8 %
Angestrebte Lagerzeit	6,0 Monate
Gärrestlager (Nettovolumen)	2.772 m³

Zusammensetzung und Abbau des Gärrestes	Substratinput % der FM	Gärreste % der FM
TM-Gehalt in der Frischmasse	33,88	9,64
davon oTM-Gehalt in der Trockenmasse	93,34	68,02
Abbaureate organische Masse	k.A.	84,83
Pflanzennährstoffe	Substratinput % der FM	Gärreste % der FM
Gesamtstickstoff	0,64	0,88
davon Ammonium-Stickstoff	k.A.	0,57
davon organisch gebundener Stickstoff	k.A.	0,31
Phosphat als P ₂ O ₅	0,22	0,30
Kalium als K ₂ O	0,92	1,26

Nährstoffe, Preis und Düngerwert			
Nährstoff	Preis für Reinnährstoff €/kg	berechneter Düngerwert €/t Gärrest	Düngerwert €
Gesamtstickstoff	0,00	0,00	0,00
Phosphat als P ₂ O ₅	0,00	0,00	0,00
Kalium als K ₂ O	0,00	0,00	0,00
Düngerwert vor Ausbringung	-	0,00	0,00
Mehrkosten der Gärrestausbringung	-	0,00	0,00
Düngerwert nach Ausbringung	-	0,00	0,00

Inbetriebnahmejahr und Daten für Direktvermarktung	
Jahr der Inbetriebnahme	2013
Monatsmittelwert EPEX Spot	4,75 ct/kWh _{el}
Installierte Zusatzleistung	0 kW _{el}
Anrechenbare Zusatzleistung	0 kW _{el}
Gesamte installierte Leistung	394 kW _{el}

	Strommenge kWh _{el}	Vergütungssatz/Erlös ct/kWh _{el}	Betrag €/a
Möglichkeit 1: EEG-Einspeisevergütung			
Grundvergütung	3.121.813	12,88	402.058
Einsatzstoffklasse I	3.121.813	6,00	187.309
Einsatzstoffklasse II	0	0,00	0
EEG-Einspeisevergütung	3.121.813	18,88	589.367
Möglichkeit 2: Direktvermarktung			
Marktpremie	3.121.813	14,41	449.697
davon Managementprämie	3.121.813	0,275	8.585
Flexibilitätsprämie	0	0,00	0
Stromverkauf	3.121.813	5,10	159.212
Direktvermarktung gesamt	3.121.813	19,51	608.909

Haftungsausschluss:

Für Schäden, die durch die Benutzung der Internetseiten entstehen, sowie für Entscheidungen, die auf Basis der bereitgestellten Informationen und Datenbanken getroffen werden und deren Folgen daraus, schließt das KTBL jegliche Haftung aus.

Datenblatt Nahwärmeversorgung

Variante: U BGA 80

Beschreibung: Versorgung des Eignungsgebietes mit Nahwärme auf Basis einer Biogasanlage
Anschlussgrad: 80%

Wärmeverteilung

Anzahl Abnehmer	90
-----------------	----

	Gesamt	Hauptleitung	Hausanschlüsse
Trassenlänge	3.187 trm	1830,64	1356
Mittl. Querschnitt	DN 50	DN 65	DN 20
Max. Querschnitt	DN 100	---	---

Wärmebelegung	564 kWh/trm
Netzverlust	21,2%

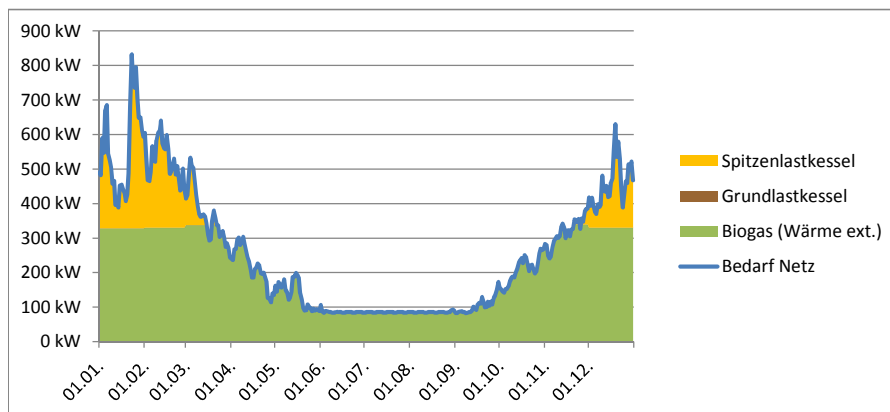
Wärmeerzeugung

	Grundlastkessel	Spitzenlastkessel
Nennleistung		950 kW
Jahresnutzungsgrad		0,9

Pufferspeicher	21.000 ltr.
----------------	-------------

Wärmebilanz Bedarf / Erzeugung

	Wärmebedarf / -bereitstellung		Leistungsbedarf / -bereitstellung		Auslastung
Bedarf frei Abnehmer	1.799 MWh/a	78,8%	1.324 kW		
Gleichzeitigkeitsfaktor	---		0,62		
Netzverlust	485 MWh/a	21,2%	97 kW		
Σ Bedarf ab Heizzentrale			921 kW	100,0%	
Σ Erzeugung Heizzentrale	2.284 MWh/a	100,0%	950 kW	103,2%	
Biogas (Wärme ext.)	1.850 MWh/a	81,0%			
Grundlastkessel	0 MWh/a	0,0%	0 kW	0,0%	
Spitzenlastkessel	434 MWh/a	19,0%	950 kW	103,2%	456 h/a



Brennstoffe

	Grundlastkessel	Spitzenlastkessel
Brennstoff		Erdgas
Jahresbedarf		482 MWh/a
Energieinhalt		
Lagerkapazität		
Reichweite bei Volllast		0,0 d
Mittl. Lieferrhythmus		

Hilfsenergie

Netzpumpe	20.000 kWh/a
Grundlastkessel	0 kWh/a
Spitzenlastkessel	700 kWh/a
Summe	20.700 kWh/a

Investitionsschätzung
(Preise sind Nettopreise)

<u>Investition</u>				<u>KfW-Förderung</u>	<u>Nutzungsdauer</u>
1. Leitungsverlauf					
1.1 Haupttrasse	1.831 trm	265 €/trm	485.120 €	109.838 €	30 a
1.2 Anschlussleitungen	1.356 trm	190 €/trm	257.640 €	81.360 €	30 a
2. Wärmeübergabe					
2.1 Hausanschlüsse inkl. WUS	90 Stk	4.000 €/Stk	360.000 €	162.000 €	20 a
3. Heizzentrale					
3.1 Gebäude			30.000 €		50 a
3.2 Biomassekesselanlage kplt.				0 €	20 a
3.3 Spitzenlastkesselanlage kpl.			65.000 €		20 a
3.4 Pufferspeicher			12.000 €		20 a
3.5 Regelungstechnik			10.000 €		20 a
3.6 Peripheriekomponenten			10.000 €		20 a
3.7 Installation			35.000 €		20 a
Zwischensumme			1.264.760 €		
3.1 Reserve	5%		63.238 €		
3.2 Baunebenkosten	12%		151.771 €		
Investitionssumme vor Förderung:			1.479.769 €		
KfW-Förderung:			353.198 €	23,9%	
AKS-Förderung:			238.709 €	16,1%	
Summe Förderung			591.907 €	40,0%	
Investitionssumme nach Förderung:			887.861 €		

Betriebskostenschätzung
(Preise sind Nettopreise)

Techn. und kaufm. Betriebsführung	14.800 €/a
Wartung / Instandhaltung	14.800 €/a
Reinigung / Betrieb	100 €/a
Ascheentsorgung	0 €/a
Schornsteinfeger	250 €/a
Grundstückskosten	1.000 €/a
Versicherungen / Abgaben	7.400 €/a
Summe Betriebskosten	38.350 €/a

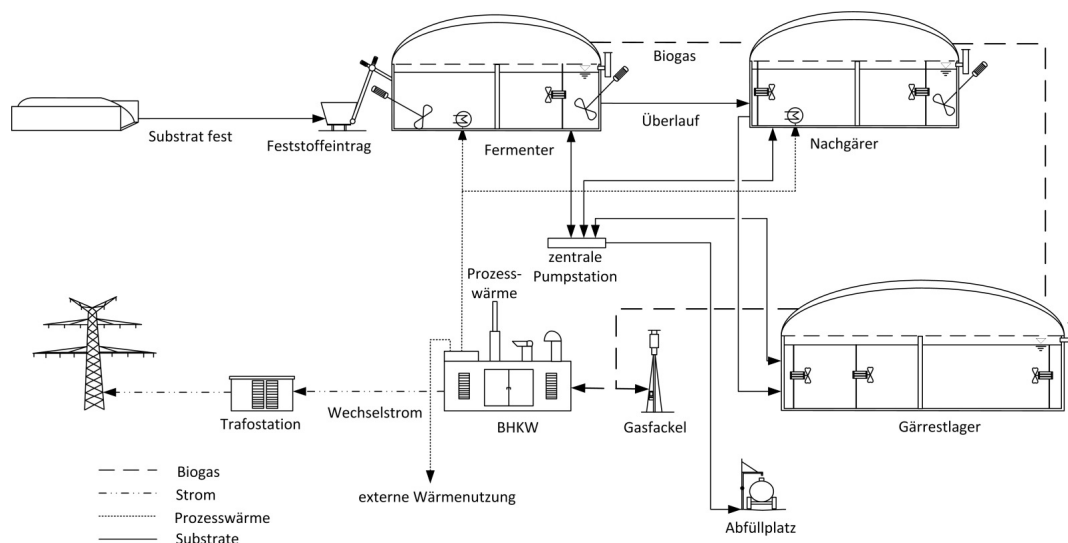
Verbrauchskostenschätzung
(Preise sind Nettopreise)

Biogas (ext. Wärme)	1.850 MWh/a	15,00 €/MWh	27.752 €/a
	0	25,00 €/MWh	
Erdgas	482 MWh/a	55,00 €/MWh	26.493 €/a
Hilfsenergie	20.700 kWh/a	22,6 ct/kWh	4.678 €/a
Summe Verbrauchskosten			58.923 €/a

Berechnung Wärmegestehungskosten
(Preise sind Nettopreise)

Jährliche Kapitalkosten (Annuitätenmethode)			49.044 €
Zinssatz	2,37% p.a.		
Laufzeit	20 a		
Annuitätenfaktor	0,0634		
Nutzungsdauer	Investition	Restwert (abgezinst)	
20 a	320.781 €	0 €	
30 a	537.643 €	131.321 €	
50 a	29.438 €	12.943 €	
Summe	887.861 €	144.263 €	
Jährliche Betriebskosten (siehe oben)			38.350 €
Jährliche Verbrauchskosten (siehe oben)			58.923 €
Jahreskosten gesamt			146.317 €
Jahresnutzbedarf			1.799 MWh
Wärmegestehungskosten			81,34 €/MWh

Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas



400 kWel Gas-Otto-Motor, 2 x 1500 m³ Fermentervolumen, 3200 m³ Gärrestlagervolumen

Kennwert	Investition €	Abschreibung €/a	Zinskosten €/a	Reparatur und Wartung €/a	Betriebsstoffe €/a
Feststoffeintrag und Mobiltechnik	161.202	16.991,05	3.224,04	5.306,42	8.414,00
Gärbehälter	411.164	29.351,13	8.223,28	3.428,06	19.779,00
Gärrestlager	241.785	15.184,88	4.835,70	1.742,12	2.023,50
Zentrale Pumpstation	22.800	2.600,00	456,00	720,93	1.732,71
Gas- und Energietechnik	455.108	45.964,18	9.102,16	46.272,14	18.609,75
Summe, ohne Grundstück und Nebenkosten	1.292.059	110.091,25	25.841,18	57.469,67	50.558,96
Zuschlag für Planung, Genehmigung, Sonstiges	10,00 %	6.460,30	2.584,12		
Summe, ohne Grundstück	1.421.265	116.551,54	28.425,30	57.469,67	50.558,96
davon Fördermittel	0	0,00	0,00		
Zinsverbilligter Betrag	0,0				
Zinsverbilligung [Prozentpunkte]	2,00 %		0,00		
Investition und Jahreskosten	1.421.265	116.551,54	28.425,30	57.469,67	50.558,96

Leistungen / Kosten	Einheit	Menge Einheit/a	Preis €/Einheit	Betrag €/a	in % der Leistung
Leistungen					
Stromeinspeisung (EEG- Einspeisvergütung)	kWh _{el}	3.121.813	0,189	589.367,00	96
Wärmeverkauf	kWh _{th}	1.849.888	0,015	27.748,32	4
Gärrestverkauf	t	5.545	0,00	0,00	0
Summe Leistungen				617.115,32	
Variable Kosten					
Substrat					
- Maissilage, 35% TM	t	4.168	35,00	145.880,00	23,64
- Roggen-GPS, 29,4% TM	t	1.516	48,00	72.768,00	11,79
- Grassilage, 35% TM	t	1.894	46,00	87.124,00	14,12

Reparatur und Wartung				57.469,67	9,31
Betriebsstoffe				50.558,96	8,19
Laboranalysen	Anzahl	2	200,00	400,00	0,06
Zinsansatz Umlaufvermögen	€	414.200,63	4,00 %, 6 Monate	8.284,01	1,34
Summe variable Kosten				422.484,64	68,46
Deckungsbeitrag				194.630,68	0,00
Fixe Kosten					
Abschreibung				116.551,54	18,89
Zinskosten				28.425,30	4,61
Versicherung (in % vom Investitionsbedarf)	0,50 %			6.460,30	1,05
Lohnkosten	AKh	1.135,90	15,00	17.038,50	2,76
Summe fixe Kosten				168.475,64	27,30
Einzelkostenfreie Leistung				26.155,04	4,24
Gemeinkosten					
Gemeinkosten, pauschal				6.000,00	0,97
Kalkulatorischer Gewinnbeitrag				20.155,04	3,27
Gesamtkapitalrentabilität				8,00 %	

Substrat	Trockenmasse (TM)		Richtwert Biogasertrag (Normgas)		Methan-gehalt Vol.-%	Jahresmenge		Substrat- preis €/t FM	Substrat- kosten €/a
	% i.d. Frisch- masse (FM)	davon organisch (oTM) % i.d. TM	I _n /kg oTM	m _n ³ /t FM		t FM/a	Gew.-%		
Maissilage, 35% TM	35,0	95,0	650,0	216,1	52,0	4.168	55,0	35,00	145.880,00
Roggen-GPS, 29,4% TM	29,4	92,9	664,0	181,4	52,3	1.516	20,0	48,00	72.768,00
Grassilage, 35% TM	35,0	90,0	600,0	189,0	53,0	1.894	25,0	46,00	87.124,00
Summe						7.578	100		305.772,00
Gewogenes Mittel	33,9	93,3	640,0		52,3				
Wird ein Gas-Otto-Motor verwendet, kann ein Aggregat mit einer Leistung von 394,2 kW _{el} installiert werden.									
Ihre Substratauswahl entspricht einer Biogasanlage nach § 27 EEG 2012.									

Fermentation	
Substrate	7.578 t/a
Substratzufuhr Trockenmasse (TM)	33,9 % der FM
Substratzufuhr Organische Masse (oTM)	93,3 % der TM
Mittlere Verweilzeit im Fermenter	114 d
Erforderlicher Fermenterraum (Nettovolumen)	2.626 m ³
Faulraumbelastung	2,5 kg oTM/(m ³ Fermenterraum · d)
Erträge und Leistungen	
Motorart des BHKW	Gas-Otto-Motor
Rohbiogas	1.533.710 m _n ³ /a
davon Methan	801.934 m _n ³ /a
Bruttoenergie	7.995.278 kWh/a
Energie aus Zündöl	0 kWh/a
Angestrebte Vollbenutzungsstunden	8.000 h/a
Elektrische Leistung	394 kW _{el}
Elektrischer Wirkungsgrad	39,4 %
BHKW- und Trafoverluste	1,0 %
Thermische Leistung	443 kW _{th}
Thermischer Wirkungsgrad	44,3 %
Bemessungsleistung	356 kW _{el}
Eingespeiste Strommenge	3.121.813 kWh _{el} /a
Wärmemenge	3.543.168 kWh _{th} /a
davon extern zu nutzende Wärmemenge	1.240.109 kWh _{th} /a
Wärmenutzung ist sichergestellt	Ja

Gärreste und Gärrestlager	
Gärreste	5.545 t/a
Abbaureate der Gesamtmasse	26,8 % der FM
Abbaureate der organischen Masse	84,8 %
Angestrebte Lagerzeit	6,0 Monate
Gärrestlager (Nettovolumen)	2.772 m³

Zusammensetzung und Abbau des Gärrestes	Substratinput % der FM	Gärreste % der FM
TM-Gehalt in der Frischmasse	33,88	9,64
davon oTM-Gehalt in der Trockenmasse	93,34	68,02
Abbaureate organische Masse	k.A.	84,83
Pflanzennährstoffe	Substratinput % der FM	Gärreste % der FM
Gesamtstickstoff	0,64	0,88
davon Ammonium-Stickstoff	k.A.	0,57
davon organisch gebundener Stickstoff	k.A.	0,31
Phosphat als P ₂ O ₅	0,22	0,30
Kalium als K ₂ O	0,92	1,26

Nährstoffe, Preis und Düngerwert			
Nährstoff	Preis für Reinnährstoff €/kg	berechneter Düngerwert €/t Gärrest	Düngerwert €
Gesamtstickstoff	0,00	0,00	0,00
Phosphat als P ₂ O ₅	0,00	0,00	0,00
Kalium als K ₂ O	0,00	0,00	0,00
Düngerwert vor Ausbringung	-	0,00	0,00
Mehrkosten der Gärrestausbringung	-	0,00	0,00
Düngerwert nach Ausbringung	-	0,00	0,00

Inbetriebnahmejahr und Daten für Direktvermarktung	
Jahr der Inbetriebnahme	2013
Monatsmittelwert EPEX Spot	4,75 ct/kWh _{el}
Installierte Zusatzleistung	0 kW _{el}
Anrechenbare Zusatzleistung	0 kW _{el}
Gesamte installierte Leistung	394 kW _{el}

	Strommenge kWh _{el}	Vergütungssatz/Erlös ct/kWh _{el}	Betrag €/a
Möglichkeit 1: EEG-Einspeisevergütung			
Grundvergütung	3.121.813	12,88	402.058
Einsatzstoffklasse I	3.121.813	6,00	187.309
Einsatzstoffklasse II	0	0,00	0
EEG-Einspeisevergütung	3.121.813	18,88	589.367
Möglichkeit 2: Direktvermarktung			
Marktpremie	3.121.813	14,41	449.697
davon Managementprämie	3.121.813	0,275	8.585
Flexibilitätsprämie	0	0,00	0
Stromverkauf	3.121.813	5,10	159.212
Direktvermarktung gesamt	3.121.813	19,51	608.909

Haftungsausschluss:

Für Schäden, die durch die Benutzung der Internetseiten entstehen, sowie für Entscheidungen, die auf Basis der bereitgestellten Informationen und Datenbanken getroffen werden und deren Folgen daraus, schließt das KTBL jegliche Haftung aus.

Datenblatt Nahwärmeversorgung

Variante: U BGA 60

Beschreibung: Versorgung des Eignungsgebietes mit Nahwärme auf Basis einer Biogasanlage
Anschlussgrad: 60%

Wärmeverteilung

Anzahl Abnehmer 68

	Gesamt	Hauptleitung	Hausanschlüsse
Trassenlänge	2.810 trm	1793,28	1017
Mittl. Querschnitt	DN 50	DN 65	DN 20
Max. Querschnitt	DN 80	---	---

Wärmebelegung	480 kWh/trm
Netzverlust	24,6%

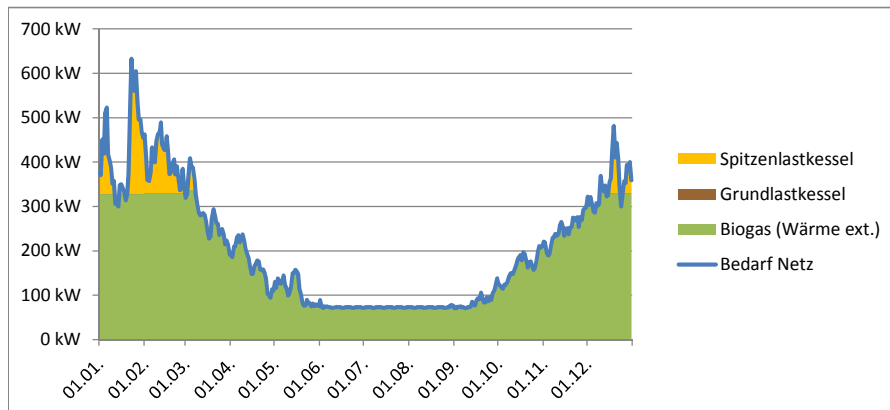
Wärmeerzeugung

	Grundlastkessel	Spitzenlastkessel
Nennleistung		800 kW
Jahresnutzungsgrad		0,9

Pufferspeicher 21.000 ltr.

Wärmebilanz Bedarf / Erzeugung

	Wärmebedarf / -bereitstellung		Leistungsbedarf / -bereitstellung		Auslastung
Bedarf frei Abnehmer	1.349 MWh/a	75,4%	993 kW		
Gleichzeitigkeitsfaktor	---		0,69		
Netzverlust	441 MWh/a	24,6%	88 kW		
Σ Bedarf ab Heizzentrale			776 kW	100,0%	
Σ Erzeugung Heizzentrale	1.790 MWh/a	100,0%	800 kW	103,1%	
Biogas (Wärme ext.)	1.637 MWh/a	91,5%			
Grundlastkessel	0 MWh/a	0,0%	0 kW	0,0%	
Spitzenlastkessel	152 MWh/a	8,5%	800 kW	103,1%	191 h/a



Brennstoffe

	Grundlastkessel	Spitzenlastkessel
Brennstoff		Erdgas
Jahresbedarf		169 MWh/a
Energieinhalt		
Lagerkapazität		
Reichweite bei Volllast		0,0 d
Mittl. Lieferrhythmus		

Hilfsenergie

Netzpumpe	15.700 kWh/a
Grundlastkessel	0 kWh/a
Spitzenlastkessel	300 kWh/a
Summe	16.000 kWh/a

Investitionsschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Investition				KfW-Förderung	Nutzungsdauer
1. Leitungsverlauf					
1.1 Haupttrasse	1.793 trm	265 €/trm	475.219 €	0 €	30 a
1.2 Anschlussleitungen	1.017 trm	190 €/trm	193.230 €	0 €	30 a
2. Wärmeübergabe					
2.1 Hausanschlüsse inkl. WUS	68 Stk	4.000 €/Stk	272.000 €	0 €	20 a
3. Heizzentrale					
3.1 Gebäude			30.000 €		50 a
3.2 Biomassekesselanlage kplt.				0 €	20 a
3.3 Spitzenlastkesselanlage kpl.			60.000 €		20 a
3.4 Pufferspeicher			12.000 €		20 a
3.5 Regelungstechnik			10.000 €		20 a
3.6 Peripheriekomponenten			10.000 €		20 a
3.7 Installation			35.000 €		20 a
Zwischensumme			1.097.449 €		
3.1 Reserve	5%		54.872 €		
3.2 Baunebenkosten	12%		131.694 €		
Investitionssumme vor Förderung:			1.284.016 €		
KfW-Förderung:			0 €	0,0%	
AKS-Förderung:			385.205 €	30,0%	
Summe Förderung			385.205 €	30,0%	
Investitionssumme nach Förderung:			898.811 €		

Betriebskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Techn. und kaufm. Betriebsführung	11.600 €/a
Wartung / Instandhaltung	12.800 €/a
Reinigung / Betrieb	100 €/a
Ascheentsorgung	0 €/a
Schornsteinfeger	250 €/a
Grundstückskosten	1.000 €/a
Versicherungen / Abgaben	6.400 €/a
Summe Betriebskosten	32.150 €/a

Verbrauchskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

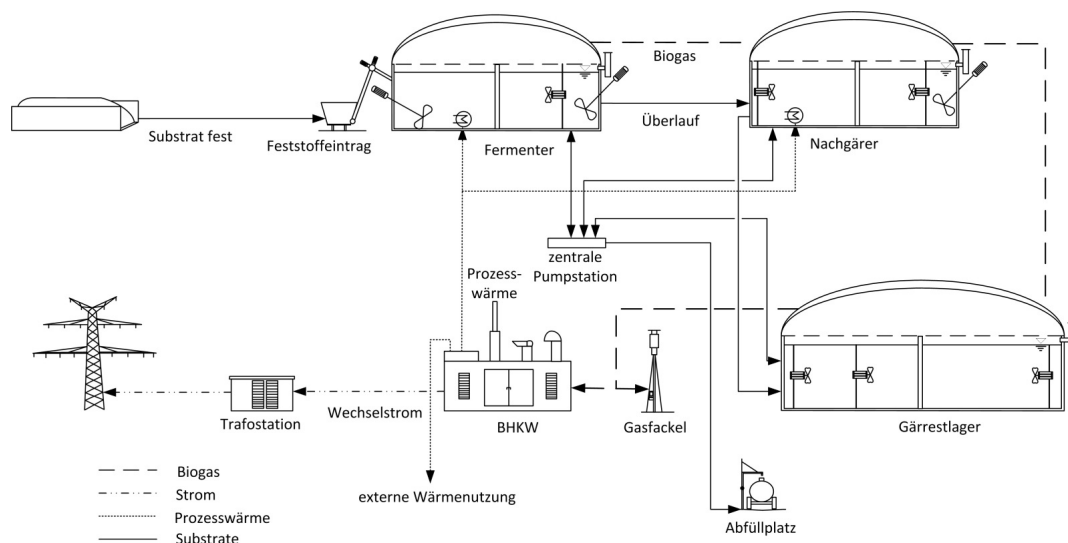
Biogas (ext. Wärme)	1.637 MWh/a	17,00 €/MWh	27.832 €/a
	0	25,00 €/MWh	
Erdgas	169 MWh/a	55,00 €/MWh	9.319 €/a
Hilfsenergie	16.000 kWh/a	22,6 ct/kWh	3.616 €/a
Summe Verbrauchskosten			40.768 €/a

Berechnung Wärmegestehungskosten

(Preise sind Nettopreise)

Jährliche Kapitalkosten (Annuitätenmethode)			49.724 €
Zinssatz	2,37% p.a.		
Laufzeit	20 a		
Annuitätenfaktor	0,0634		
Nutzungsdauer	Investition	Restwert (abgezinst)	
20 a	326.781 €	0 €	
30 a	547.460 €	133.719 €	
50 a	24.570 €	10.802 €	
Summe	898.811 €	144.521 €	
Jährliche Betriebskosten (siehe oben)			32.150 €
Jährliche Verbrauchskosten (siehe oben)			40.768 €
Jahreskosten gesamt			122.642 €
Jahresnutzbedarf			1.349 MWh
Wärmegestehungskosten			90,91 €/MWh

Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas



400 kWel Gas-Otto-Motor, 2 x 1500 m³ Fermentervolumen, 3200 m³ Gärrestlagervolumen

Kennwert	Investition €	Abschreibung €/a	Zinskosten €/a	Reparatur und Wartung €/a	Betriebsstoffe €/a
Feststoffeintrag und Mobiltechnik	161.202	16.991,05	3.224,04	5.306,42	8.414,00
Gärbehälter	411.164	29.351,13	8.223,28	3.428,06	19.779,00
Gärrestlager	241.785	15.184,88	4.835,70	1.742,12	2.023,50
Zentrale Pumpstation	22.800	2.600,00	456,00	720,93	1.732,71
Gas- und Energietechnik	455.108	45.964,18	9.102,16	46.272,14	18.609,75
Summe, ohne Grundstück und Nebenkosten	1.292.059	110.091,25	25.841,18	57.469,67	50.558,96
Zuschlag für Planung, Genehmigung, Sonstiges	10,00 %	6.460,30	2.584,12		
Summe, ohne Grundstück	1.421.265	116.551,54	28.425,30	57.469,67	50.558,96
davon Fördermittel	0	0,00	0,00		
Zinsverbilligter Betrag	0,0				
Zinsverbilligung [Prozentpunkte]	2,00 %		0,00		
Investition und Jahreskosten	1.421.265	116.551,54	28.425,30	57.469,67	50.558,96

Leistungen / Kosten	Einheit	Menge Einheit/a	Preis €/Einheit	Betrag €/a	in % der Leistung
Leistungen					
Stromeinspeisung (EEG- Einspeisvergütung)	kWh _{el}	3.121.813	0,189	589.367,00	96
Wärmeverkauf	kWh _{th}	1.629.149	0,017	27.695,53	4
Gärrestverkauf	t	5.545	0,00	0,00	0
Summe Leistungen				617.062,53	
Variable Kosten					
Substrat					
- Maissilage, 35% TM	t	4.168	35,00	145.880,00	23,64
- Roggen-GPS, 29,4% TM	t	1.516	48,00	72.768,00	11,79
- Grassilage, 35% TM	t	1.894	46,00	87.124,00	14,12

Reparatur und Wartung				57.469,67	9,31
Betriebsstoffe				50.558,96	8,19
Laboranalysen	Anzahl	2	200,00	400,00	0,06
Zinsansatz Umlaufvermögen	€	414.200,63	4,00 %, 6 Monate	8.284,01	1,34
Summe variable Kosten				422.484,64	68,47
Deckungsbeitrag				194.577,89	0,00
Fixe Kosten					
Abschreibung				116.551,54	18,89
Zinskosten				28.425,30	4,61
Versicherung (in % vom Investitionsbedarf)	0,50 %			6.460,30	1,05
Lohnkosten	AKh	1.135,90	15,00	17.038,50	2,76
Summe fixe Kosten				168.475,64	27,30
Einzelkostenfreie Leistung				26.102,25	4,23
Gemeinkosten					
Gemeinkosten, pauschal				6.000,00	0,97
Kalkulatorischer Gewinnbeitrag				20.102,25	3,26
Gesamtkapitalrentabilität				7,99 %	

Substrat	Trockenmasse (TM)		Richtwert Biogasertrag (Normgas)		Methan-gehalt Vol.-%	Jahresmenge		Substrat- preis €/t FM	Substrat- kosten €/a
	% i.d. Frisch- masse (FM)	davon organisch (oTM) % i.d. TM	I _n /kg oTM	m _n ³ /t FM		t FM/a	Gew.-%		
Maissilage, 35% TM	35,0	95,0	650,0	216,1	52,0	4.168	55,0	35,00	145.880,00
Roggen-GPS, 29,4% TM	29,4	92,9	664,0	181,4	52,3	1.516	20,0	48,00	72.768,00
Grassilage, 35% TM	35,0	90,0	600,0	189,0	53,0	1.894	25,0	46,00	87.124,00
Summe						7.578	100		305.772,00
Gewogenes Mittel	33,9	93,3	640,0		52,3				
Wird ein Gas-Otto-Motor verwendet, kann ein Aggregat mit einer Leistung von 394,2 kW _{el} installiert werden.									
Ihre Substratauswahl entspricht einer Biogasanlage nach § 27 EEG 2012.									

Fermentation	
Substrate	7.578 t/a
Substratzufuhr Trockenmasse (TM)	33,9 % der FM
Substratzufuhr Organische Masse (oTM)	93,3 % der TM
Mittlere Verweilzeit im Fermenter	114 d
Erforderlicher Fermenterraum (Nettovolumen)	2.626 m ³
Faulraumbelastung	2,5 kg oTM/(m ³ Fermenterraum · d)
Erträge und Leistungen	
Motorart des BHKW	Gas-Otto-Motor
Rohbiogas	1.533.710 m _n ³ /a
davon Methan	801.934 m _n ³ /a
Bruttoenergie	7.995.278 kWh/a
Energie aus Zündöl	0 kWh/a
Angestrebte Vollbenutzungsstunden	8.000 h/a
Elektrische Leistung	394 kW _{el}
Elektrischer Wirkungsgrad	39,4 %
BHKW- und Trafoverluste	1,0 %
Thermische Leistung	443 kW _{th}
Thermischer Wirkungsgrad	44,3 %
Bemessungsleistung	356 kW _{el}
Eingespeiste Strommenge	3.121.813 kWh _{el} /a
Wärmemenge	3.543.168 kWh _{th} /a
davon extern zu nutzende Wärmemenge	1.240.109 kWh _{th} /a
Wärmenutzung ist sichergestellt	Ja

Gärreste und Gärrestlager	
Gärreste	5.545 t/a
Abbaureate der Gesamtmasse	26,8 % der FM
Abbaureate der organischen Masse	84,8 %
Angestrebte Lagerzeit	6,0 Monate
Gärrestlager (Nettovolumen)	2.772 m³

Zusammensetzung und Abbau des Gärrestes	Substratinput % der FM	Gärreste % der FM
TM-Gehalt in der Frischmasse	33,88	9,64
davon oTM-Gehalt in der Trockenmasse	93,34	68,02
Abbaureate organische Masse	k.A.	84,83
Pflanzennährstoffe	Substratinput % der FM	Gärreste % der FM
Gesamtstickstoff	0,64	0,88
davon Ammonium-Stickstoff	k.A.	0,57
davon organisch gebundener Stickstoff	k.A.	0,31
Phosphat als P ₂ O ₅	0,22	0,30
Kalium als K ₂ O	0,92	1,26

Nährstoffe, Preis und Düngerwert			
Nährstoff	Preis für Reinnährstoff €/kg	berechneter Düngerwert €/t Gärrest	Düngerwert €
Gesamtstickstoff	0,00	0,00	0,00
Phosphat als P ₂ O ₅	0,00	0,00	0,00
Kalium als K ₂ O	0,00	0,00	0,00
Düngerwert vor Ausbringung	-	0,00	0,00
Mehrkosten der Gärrestausbringung	-	0,00	0,00
Düngerwert nach Ausbringung	-	0,00	0,00

Inbetriebnahmejahr und Daten für Direktvermarktung	
Jahr der Inbetriebnahme	2013
Monatsmittelwert EPEX Spot	4,75 ct/kWh _{el}
Installierte Zusatzleistung	0 kW _{el}
Anrechenbare Zusatzleistung	0 kW _{el}
Gesamte installierte Leistung	394 kW _{el}

	Strommenge kWh _{el}	Vergütungssatz/Erlös ct/kWh _{el}	Betrag €/a
Möglichkeit 1: EEG-Einspeisevergütung			
Grundvergütung	3.121.813	12,88	402.058
Einsatzstoffklasse I	3.121.813	6,00	187.309
Einsatzstoffklasse II	0	0,00	0
EEG-Einspeisevergütung	3.121.813	18,88	589.367
Möglichkeit 2: Direktvermarktung			
Marktpremie	3.121.813	14,41	449.697
davon Managementprämie	3.121.813	0,275	8.585
Flexibilitätsprämie	0	0,00	0
Stromverkauf	3.121.813	5,10	159.212
Direktvermarktung gesamt	3.121.813	19,51	608.909

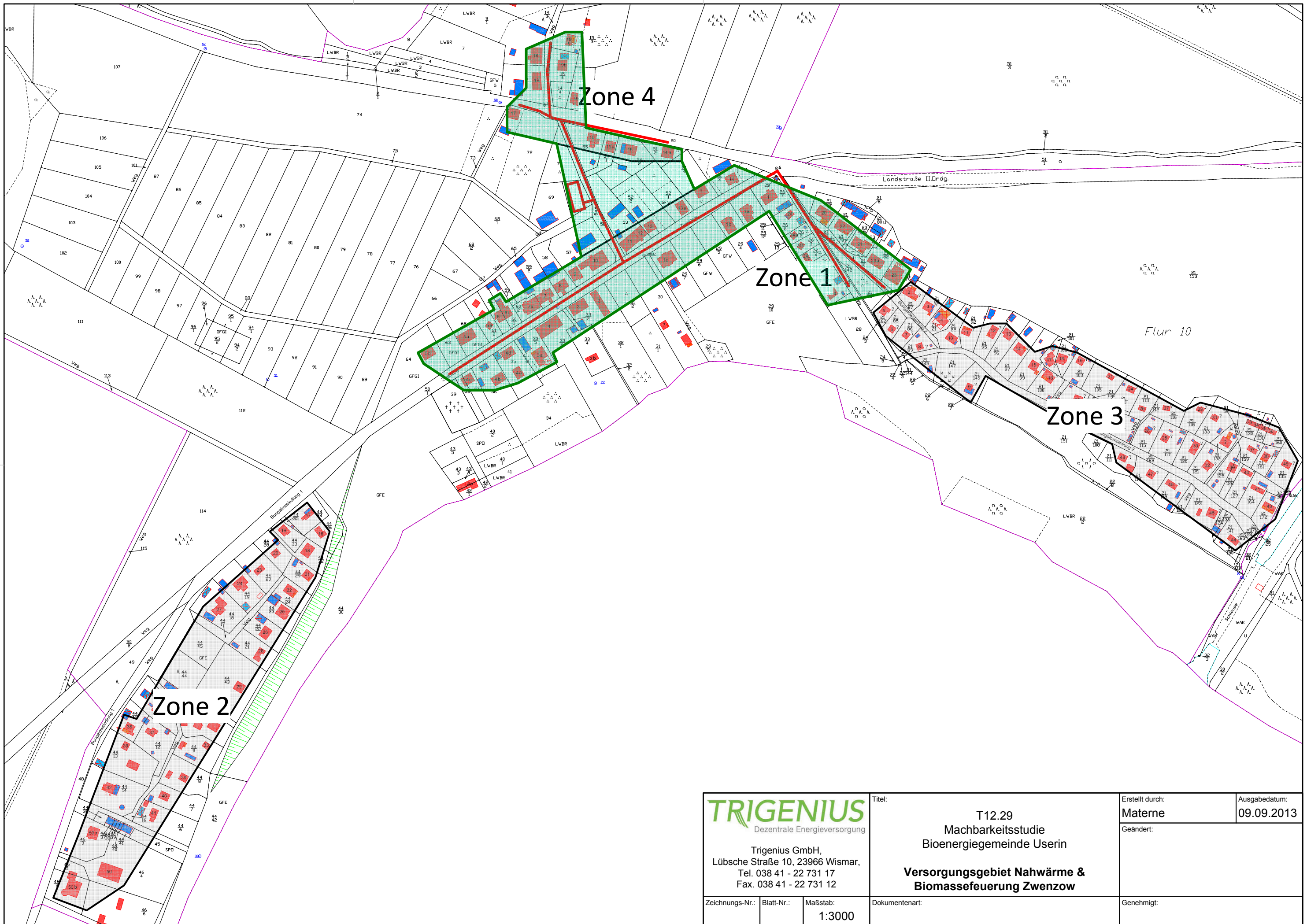
Haftungsausschluss:

Für Schäden, die durch die Benutzung der Internetseiten entstehen, sowie für Entscheidungen, die auf Basis der bereitgestellten Informationen und Datenbanken getroffen werden und deren Folgen daraus, schließt das KTBL jegliche Haftung aus.

Thema: Machbarkeitsstudie
Projekt: T12.29 Bioenergiegemeinde Userin
Bearbeitungsstand: 09.09.2013

TRIGENIUS
DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG

Anhang 5:
Nahwärmeversorgung Zwenzow
auf Basis einer Holz-Hackschnitzelfeuerung



TRIGENIUS
Dezentrale Energieversorgung

Trigenius GmbH,
Lübsche Straße 10, 23966 Wismar,
Tel. 038 41 - 22 731 17
Fax. 038 41 - 22 731 12

Zeichnungs-Nr.: Blatt-Nr.: Maßstab:
1:3000

Titel:
T12.29
Machbarkeitsstudie
Bioenergiegemeinde Userin
**Versorgungsgebiet Nahwärme &
Biomassefeuerung Zwenzow**

Erstellt durch: Materne	Ausgabedatum: 09.09.2013
Geändert:	
Genehmigt:	

Datenblatt Nahwärmeversorgung

Variante: Z HHS 100

Beschreibung: Versorgung des Eignungsgebietes mit Nahwärme auf Basis einer Holz-Hackschnitzelfeuerung
Anschlussgrad: 100%

Wärmeverteilung

Anzahl Abnehmer 48

	Gesamt	Hauptleitung	Hausanschlüsse
Trassenlänge	1.728 trm	912	816
Mittl. Querschnitt	DN 50	DN 65	DN 20
Max. Querschnitt	DN 80	---	---

Wärmebelegung	673 kWh/trm
Netzverlust	18,1%

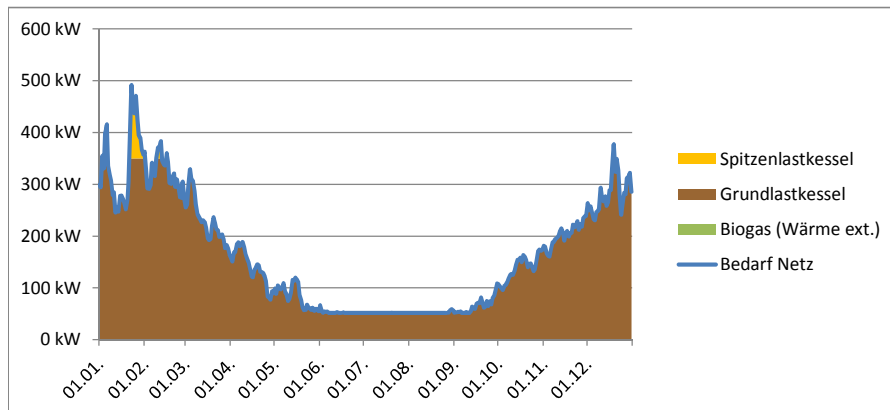
Wärmeerzeugung

	Grundlastkessel	Spitzenlastkessel
Nennleistung	350 kW	500 kW
Jahresnutzungsgrad	0,82	0,85

Pufferspeicher 11.000 ltr.

Wärmebilanz Bedarf / Erzeugung

	Wärmebedarf / -bereitstellung		Leistungsbedarf / -bereitstellung		Auslastung
Bedarf frei Abnehmer	1.164 MWh/a	81,9%	801 kW		
Gleichzeitigkeitsfaktor	---		0,76		
Netzverlust	257 MWh/a	18,1%	51 kW		
Σ Bedarf ab Heizzentrale			661 kW	100,0%	
Σ Erzeugung Heizzentrale	1.421 MWh/a	100,0%	850 kW	128,5%	
Biogas (Wärme ext.)	0 MWh/a	0,0%			
Grundlastkessel	1.398 MWh/a	98,4%	350 kW	52,9%	3.995 h/a
Spitzenlastkessel	22 MWh/a	1,6%	500 kW	75,6%	45 h/a



Brennstoffe

	Grundlastkessel	Spitzenlastkessel
Brennstoff	Holz-Hackschnitzel (W30 G50)	Flüssiggas
Jahresbedarf	1.705 MWh/a	26 MWh/a
	2.006 sm³/a	3.799 ltr./a
Energieinhalt	850 kWh/sm³	6,95 kWh/ltr.
Lagerkapazität	60 sm³	6.400 ltr.
Reichweite bei Volllast	5,0 d	3,2 d
Mittl. Lieferrhythmus	11 d	615 d

Hilfsenergie

Netzpumpe	7.400 kWh/a
Grundlastkessel	14.000 kWh/a
Spitzenlastkessel	100 kWh/a
Summe	21.500 kWh/a

Investitionsschätzung
(Preise sind Nettopreise)

<u>Investition</u>				<u>KfW-Förderung</u>	<u>Nutzungsdauer</u>
1. Leitungsverlauf					
1.1 Haupttrasse	912 trm	265 €/trm	241.680 €	54.720 €	30 a
1.2 Anschlussleitungen	816 trm	190 €/trm	155.040 €	48.960 €	30 a
2. Wärmeübergabe					
2.1 Hausanschlüsse inkl. WUS	48 Stk	4.000 €/Stk	192.000 €	86.400 €	20 a
3. Heizzentrale					
3.1 Gebäude			100.000 €		50 a
3.2 Biomassekesselanlage kplt.			120.000 €	10.500 €	20 a
3.3 Spitzenlastkesselanlage kpl.			40.000 €		20 a
3.4 Pufferspeicher			7.000 €		20 a
3.5 Regelungstechnik			12.000 €		20 a
3.6 Peripheriekomponenten			12.000 €		20 a
3.7 Installation			51.000 €		20 a
Zwischensumme			930.720 €		
3.1 Reserve	5%		46.536 €		
3.2 Baunebenkosten	12%		111.686 €		
Investitionssumme vor Förderung:			1.088.942 €		
KfW-Förderung:			200.580 €	18,4%	
AKS-Förderung:			234.997 €	21,6%	
Summe Förderung			435.577 €	40,0%	
Investitionssumme nach Förderung:			653.365 €		

Betriebskostenschätzung
(Preise sind Nettopreise)

Techn. und kaufm. Betriebsführung	9.200 €/a
Wartung / Instandhaltung	10.900 €/a
Reinigung / Betrieb	1.500 €/a
Ascheentsorgung	1.200 €/a
Schornsteinfeger	500 €/a
Grundstückskosten	0 €/a
Versicherungen / Abgaben	5.400 €/a
Summe Betriebskosten	28.700 €/a

Verbrauchskostenschätzung
(Preise sind Nettopreise)

Biogas (ext. Wärme)	0 MWh/a	15,00 €/MWh	0 €/a
Holz-Hackschnitzel (W30 G50)	1.705 MWh/a	20,00 €/MWh	34.103 €/a
Flüssiggas	26 MWh/a	67,12 €/MWh	1.772 €/a
Hilfsenergie	21.500 kWh/a	22,6 ct/kWh	4.859 €/a
Summe Verbrauchskosten			40.735 €/a

Berechnung Wärmegestehungskosten
(Preise sind Nettopreise)

Jährliche Kapitalkosten (Annuitätenmethode)			36.202 €
Zinssatz	2,37% p.a.		
Laufzeit	20 a		
Annuitätenfaktor	0,0634		
Nutzungsdauer	Investition	Restwert (abgezinst)	
20 a	301.300 €	0 €	
30 a	260.315 €	63.583 €	
50 a	91.751 €	40.339 €	
Summe	653.365 €	103.922 €	
Jährliche Betriebskosten (siehe oben)			28.700 €
Jährliche Verbrauchskosten (siehe oben)			40.735 €
Jahreskosten gesamt			105.637 €
Jahresnutzbedarf			1.164 MWh
Wärmegestehungskosten			90,78 €/MWh

Datenblatt Nahwärmeversorgung

Variante: Z HHS 80

Beschreibung: Versorgung des Eignungsgebietes mit Nahwärme auf Basis einer Holz-Hackschnitzelfeuerung
Anschlussgrad: 80%

Wärmeverteilung

Anzahl Abnehmer 38

	Gesamt	Hauptleitung	Hausanschlüsse
Trassenlänge	1.547 trm	893,76	652,8
Mittl. Querschnitt	DN 50	DN 65	DN 20
Max. Querschnitt	DN 80	---	---

Wärmebelegung	602 kWh/trm
Netzverlust	20,2%

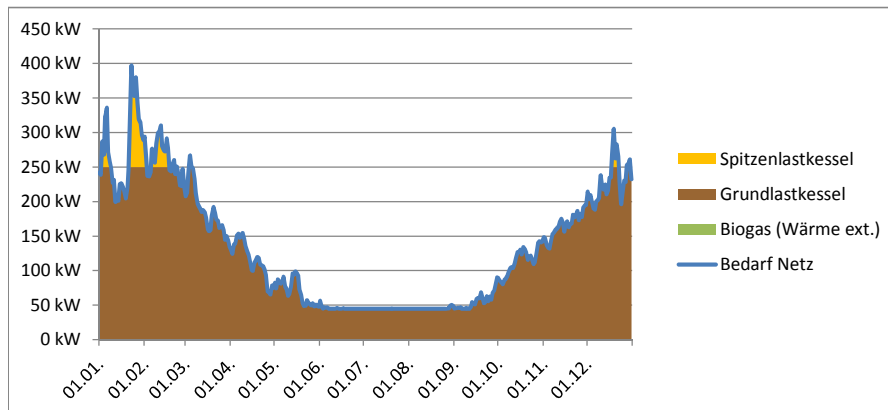
Wärmeerzeugung

	Grundlastkessel	Spitzenlastkessel
Nennleistung	250 kW	400 kW
Jahresnutzungsgrad	0,82	0,85

Pufferspeicher 8.000 ltr.

Wärmebilanz Bedarf / Erzeugung

	Wärmebedarf / -bereitstellung		Leistungsbedarf / -bereitstellung		Auslastung
Bedarf frei Abnehmer	931 MWh/a	79,8%	641 kW		
Gleichzeitigkeitsfaktor	---		0,82		
Netzverlust	236 MWh/a	20,2%	47 kW		
Σ Bedarf ab Heizzentrale			572 kW	100,0%	
Σ Erzeugung Heizzentrale	1.167 MWh/a	100,0%	650 kW	113,6%	
Biogas (Wärme ext.)	0 MWh/a	0,0%			
Grundlastkessel	1.124 MWh/a	96,4%	250 kW	43,7%	4.498 h/a
Spitzenlastkessel	42 MWh/a	3,6%	400 kW	69,9%	105 h/a



Brennstoffe

	Grundlastkessel	Spitzenlastkessel
Brennstoff	Holz-Hackschnitzel (W30 G50)	Flüssiggas
Jahresbedarf	1.371 MWh/a	50 MWh/a
	1.613 sm³/a	7.130 ltr./a
Energieinhalt	850 kWh/sm³	6,95 kWh/ltr.
Lagerkapazität	60 sm³	6.400 ltr.
Reichweite bei Volllast	7,0 d	3,9 d
Mittl. Lieferrhythmus	14 d	328 d

Hilfsenergie

Netzpumpe	6.100 kWh/a
Grundlastkessel	11.200 kWh/a
Spitzenlastkessel	200 kWh/a
Summe	17.500 kWh/a

Investitionsschätzung
(Preise sind Nettopreise)

<u>Investition</u>				<u>KfW-Förderung</u>	<u>Nutzungsdauer</u>
1. Leitungsverlauf					
1.1 Haupttrasse	894 trm	265 €/trm	236.846 €	53.626 €	30 a
1.2 Anschlussleitungen	653 trm	190 €/trm	124.032 €	39.168 €	30 a
2. Wärmeübergabe					
2.1 Hausanschlüsse inkl. WUS	38 Stk	4.000 €/Stk	152.000 €	68.400 €	20 a
3. Heizzentrale					
3.1 Gebäude			90.000 €		50 a
3.2 Biomassekesselanlage kplt.			95.000 €	7.500 €	20 a
3.3 Spitzenlastkesselanlage kpl.			35.000 €		20 a
3.4 Pufferspeicher			4.500 €		20 a
3.5 Regelungstechnik			11.000 €		20 a
3.6 Peripheriekomponenten			11.000 €		20 a
3.7 Installation			45.000 €		20 a
Zwischensumme			804.378 €		
3.1 Reserve	5%		40.219 €		
3.2 Baunebenkosten	12%		96.525 €		
Investitionssumme vor Förderung:			941.123 €		
KfW-Förderung:			168.694 €	17,9%	
AKS-Förderung:			207.755 €	22,1%	
Summe Förderung			376.449 €	40,0%	
Investitionssumme nach Förderung:			564.674 €		

Betriebskostenschätzung
(Preise sind Nettopreise)

Techn. und kaufm. Betriebsführung	7.600 €/a
Wartung / Instandhaltung	9.400 €/a
Reinigung / Betrieb	1.500 €/a
Ascheentsorgung	1.000 €/a
Schornsteinfeger	500 €/a
Grundstückskosten	0 €/a
Versicherungen / Abgaben	4.700 €/a
Summe Betriebskosten	24.700 €/a

Verbrauchskostenschätzung
(Preise sind Nettopreise)

Biogas (ext. Wärme)	0 MWh/a	15,00 €/MWh	0 €/a
Holz-Hackschnitzel (W30 G50)	1.371 MWh/a	20,00 €/MWh	27.426 €/a
Flüssiggas	50 MWh/a	67,12 €/MWh	3.326 €/a
Hilfsenergie	17.500 kWh/a	22,6 ct/kWh	3.955 €/a
Summe Verbrauchskosten			34.707 €/a

Berechnung Wärmegestehungskosten
(Preise sind Nettopreise)

Jährliche Kapitalkosten (Annuitätenmethode)			31.090 €
Zinssatz	2,37% p.a.		
Laufzeit	20 a		
Annuitätenfaktor	0,0634		
Nutzungsdauer	Investition	Restwert (abgezinst)	
20 a	246.393 €	0 €	
30 a	236.226 €	57.699 €	
50 a	82.055 €	36.076 €	
Summe	564.674 €	93.775 €	
Jährliche Betriebskosten (siehe oben)			24.700 €
Jährliche Verbrauchskosten (siehe oben)			34.707 €
Jahreskosten gesamt			90.498 €
Jahresnutzbedarf		931 MWh	
Wärmegestehungskosten			97,21 €/MWh

Datenblatt Nahwärmeversorgung

Variante: Z HHS 60

Beschreibung: Versorgung des Eignungsgebietes mit Nahwärme auf Basis einer Holz-Hackschnitzelfeuerung
Anschlussgrad: 60%

Wärmeverteilung

Anzahl Abnehmer 29

	Gesamt	Hauptleitung	Hausanschlüsse
Trassenlänge	1.365 trm	875,52	489,6
Mittl. Querschnitt	DN 40	DN 50	DN 20
Max. Querschnitt	DN 65	---	---

Wärmebelegung	511 kWh/trm
Netzverlust	22,0%

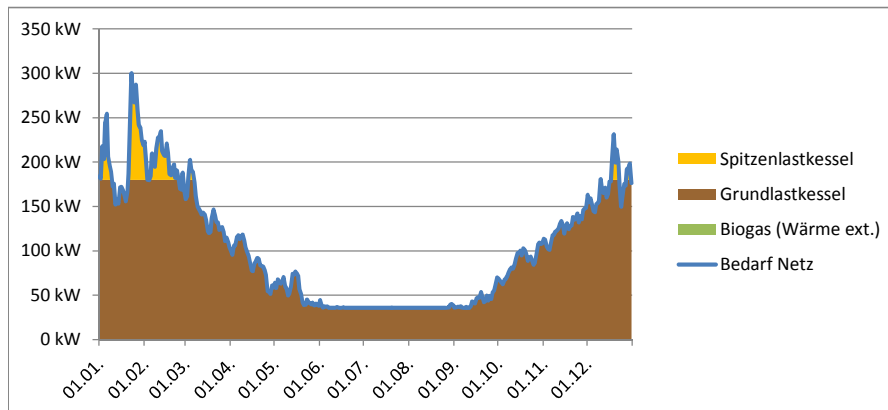
Wärmeerzeugung

	Grundlastkessel	Spitzenlastkessel
Nennleistung	180 kW	300 kW
Jahresnutzungsgrad	0,82	0,85

Pufferspeicher 6.000 ltr.

Wärmebilanz Bedarf / Erzeugung

	Wärmebedarf / -bereitstellung		Leistungsbedarf / -bereitstellung		Auslastung
Bedarf frei Abnehmer	698 MWh/a	78,0%	481 kW		
Gleichzeitigkeitsfaktor	---		0,87		
Netzverlust	197 MWh/a	22,0%	39 kW		
Σ Bedarf ab Heizzentrale			458 kW	100,0%	
Σ Erzeugung Heizzentrale	896 MWh/a	100,0%	480 kW	104,8%	
Biogas (Wärme ext.)	0 MWh/a	0,0%			
Grundlastkessel	852 MWh/a	95,2%	180 kW	39,3%	4.735 h/a
Spitzenlastkessel	43 MWh/a	4,8%	300 kW	65,5%	144 h/a



Brennstoffe

	Grundlastkessel	Spitzenlastkessel
Brennstoff	Holz-Hackschnitzel (W30 G50)	Flüssiggas
Jahresbedarf	1.039 MWh/a	51 MWh/a
	1.223 sm³/a	7.326 ltr./a
Energieinhalt	850 kWh/sm³	6,95 kWh/ltr.
Lagerkapazität	60 sm³	6.400 ltr.
Reichweite bei Volllast	9,7 d	5,3 d
Mittl. Lieferrhythmus	18 d	319 d

Hilfsenergie

Netzpumpe	4.700 kWh/a
Grundlastkessel	8.500 kWh/a
Spitzenlastkessel	200 kWh/a
Summe	13.400 kWh/a

Investitionsschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Investition				KfW-Förderung	Nutzungsdauer
1. Leitungsverlauf					
1.1 Haupttrasse	876 trm	165 €/trm	144.461 €	52.531 €	30 a
1.2 Anschlussleitungen	490 trm	190 €/trm	93.024 €	29.376 €	30 a
2. Wärmeübergabe					
2.1 Hausanschlüsse inkl. WUS	29 Stk	4.000 €/Stk	116.000 €	52.200 €	20 a
3. Heizzentrale					
3.1 Gebäude			90.000 €		50 a
3.2 Biomassekesselanlage kplt.			80.000 €	5.400 €	20 a
3.3 Spitzenlastkesselanlage kpl.			30.000 €		20 a
3.4 Pufferspeicher			3.500 €		20 a
3.5 Regelungstechnik			10.000 €		20 a
3.6 Peripheriekomponenten			10.000 €		20 a
3.7 Installation			40.000 €		20 a
Zwischensumme			616.985 €		
3.1 Reserve	5%		30.849 €		
3.2 Baunebenkosten	12%		74.038 €		
Investitionssumme vor Förderung:			721.872 €		
KfW-Förderung:			139.507 €	19,3%	
AKS-Förderung:			149.242 €	20,7%	
Summe Förderung			288.749 €	40,0%	
Investitionssumme nach Förderung:			433.123 €		

Betriebskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Techn. und kaufm. Betriebsführung	5.800 €/a
Wartung / Instandhaltung	7.200 €/a
Reinigung / Betrieb	1.500 €/a
Ascheentsorgung	700 €/a
Schornsteinfeger	500 €/a
Grundstückskosten	0 €/a
Versicherungen / Abgaben	3.600 €/a
Summe Betriebskosten	19.300 €/a

Verbrauchskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Biogas (ext. Wärme)	0 MWh/a	15,00 €/MWh	0 €/a
Holz-Hackschnitzel (W30 G50)	1.039 MWh/a	20,00 €/MWh	20.789 €/a
Flüssiggas	51 MWh/a	67,12 €/MWh	3.418 €/a
Hilfsenergie	13.400 kWh/a	22,6 ct/kWh	3.028 €/a
Summe Verbrauchskosten			27.235 €/a

Berechnung Wärmegestehungskosten

(Preise sind Nettopreise)

Jährliche Kapitalkosten (Annuitätenmethode)			23.916 €
Zinssatz	2,37% p.a.		
Laufzeit	20 a		
Annuitätenfaktor	0,0634		
Nutzungsdauer	Investition	Restwert (abgezinst)	
20 a	211.088 €	0 €	
30 a	138.505 €	33.830 €	
50 a	83.530 €	36.724 €	
Summe	433.123 €	70.555 €	
Jährliche Betriebskosten (siehe oben)			19.300 €
Jährliche Verbrauchskosten (siehe oben)			27.235 €
Jahreskosten gesamt			70.451 €
Jahresnutzbedarf			698 MWh
Wärmegestehungskosten			100,91 €/MWh

Thema: Machbarkeitsstudie
Projekt: T12.29 Bioenergiegemeinde Userin
Bearbeitungsstand: 09.09.2013



Anhang 6: Nahwärmeversorgung Zwenzow auf Basis einer Heu-Feuerung

Datenblatt Nahwärmeversorgung

Variante: Z HEU 100

Beschreibung: Versorgung des Eignungsgebietes mit Nahwärme auf Basis einer Heufeuerung
Anschlussgrad: 100%

Wärmeverteilung

Anzahl Abnehmer	48
-----------------	----

	Gesamt	Hauptleitung	Hausanschlüsse
Trassenlänge	1.728 trm	912	816
Mittl. Querschnitt	DN 50	DN 65	DN 20
Max. Querschnitt	DN 80	---	---

Wärmebelegung	673 kWh/trm
Netzverlust	18,1%

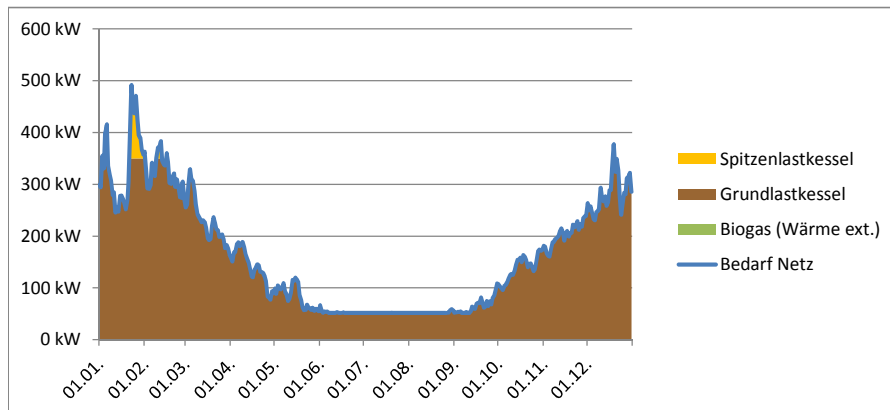
Wärmeerzeugung

	Grundlastkessel	Spitzenlastkessel
Nennleistung	350 kW	500 kW
Jahresnutzungsgrad	0,82	0,85

Pufferspeicher	11.000 ltr.
----------------	-------------

Wärmebilanz Bedarf / Erzeugung

	Wärmebedarf / -bereitstellung		Leistungsbedarf / -bereitstellung		Auslastung
Bedarf frei Abnehmer	1.164 MWh/a	81,9%	801 kW		
Gleichzeitigkeitsfaktor	---		0,76		
Netzverlust	257 MWh/a	18,1%	51 kW		
Σ Bedarf ab Heizzentrale			661 kW	100,0%	
Σ Erzeugung Heizzentrale	1.421 MWh/a	100,0%	850 kW	128,5%	
Biogas (Wärme ext.)	0 MWh/a	0,0%			
Grundlastkessel	1.398 MWh/a	98,4%	350 kW	52,9%	3.995 h/a
Spitzenlastkessel	22 MWh/a	1,6%	500 kW	75,6%	45 h/a



Brennstoffe

	Grundlastkessel	Spitzenlastkessel
Brennstoff	Landschaftspflegeheu	Flüssiggas
Jahresbedarf	1.705 MWh/a	26 MWh/a
	426 t/a	3.799 ltr./a
Energieinhalt	4.000 kWh/t	6,95 kWh/ltr.
Lagerkapazität	10 t	6.400 ltr.
Reichweite bei Volllast	3,9 d	3,2 d
Mittl. Lieferrhythmus	9 d	615 d

Hilfsenergie

Netzpumpe	7.400 kWh/a
Grundlastkessel	14.000 kWh/a
Spitzenlastkessel	100 kWh/a
Summe	21.500 kWh/a

Investitionsschätzung
(Preise sind Nettopreise)

<u>Investition</u>				<u>KfW-Förderung</u>	<u>Nutzungsdauer</u>
1. Leitungsverlauf					
1.1 Haupttrasse	912 trm	230 €/trm	209.760 €	54.720 €	30 a
1.2 Anschlussleitungen	816 trm	160 €/trm	130.560 €	48.960 €	30 a
2. Wärmeübergabe					
2.1 Hausanschlüsse inkl. WUS	48 Stk	4.000 €/Stk	192.000 €	86.400 €	20 a
3. Heizzentrale					
3.1 Gebäude			100.000 €		50 a
3.2 Biomassekesselanlage kplt.			180.000 €	10.500 €	20 a
3.3 Spitzenlastkesselanlage kpl.			40.000 €		20 a
3.4 Pufferspeicher			7.000 €		20 a
3.5 Regelungstechnik			12.000 €		20 a
3.6 Peripheriekomponenten			12.000 €		20 a
3.7 Installation			62.000 €		20 a
Zwischensumme			945.320 €		
3.1 Reserve	5%		47.266 €		
3.2 Baunebenkosten	12%		113.438 €		
Investitionssumme vor Förderung:			1.106.024 €		
KfW-Förderung:			200.580 €	18,1%	
AKS-Förderung:			241.830 €	21,9%	
Summe Förderung			442.410 €	40,0%	
Investitionssumme nach Förderung:			663.615 €		

Betriebskostenschätzung
(Preise sind Nettopreise)

Techn. und kaufm. Betriebsführung	9.200 €/a
Wartung / Instandhaltung	11.100 €/a
Reinigung / Betrieb	6.500 €/a
Ascheentsorgung	9.600 €/a
Schornsteinfeger	1.000 €/a
Grundstückskosten	0 €/a
Versicherungen / Abgaben	5.500 €/a
Summe Betriebskosten	42.900 €/a

Verbrauchskostenschätzung
(Preise sind Nettopreise)

Biogas (ext. Wärme)	0 MWh/a	0,00 €/MWh	0 €/a
Landschaftspflegeheu	1.705 MWh/a	11,00 €/MWh	18.757 €/a
Flüssiggas	26 MWh/a	67,12 €/MWh	1.772 €/a
Hilfsenergie	21.500 kWh/a	22,6 ct/kWh	4.859 €/a
Summe Verbrauchskosten			25.388 €/a

Berechnung Wärmegestehungskosten
(Preise sind Nettopreise)

Jährliche Kapitalkosten (Annuitätenmethode)			37.505 €
Zinssatz	2,37% p.a.		
Laufzeit	20 a		
Annuitätenfaktor	0,0634		
Nutzungsdauer	Investition	Restwert (abgezinst)	
20 a	364.762 €	0 €	
30 a	207.434 €	50.666 €	
50 a	91.418 €	40.193 €	
Summe	663.615 €	90.859 €	
Jährliche Betriebskosten (siehe oben)			42.900 €
Jährliche Verbrauchskosten (siehe oben)			25.388 €
Jahreskosten gesamt			105.793 €
Jahresnutzbedarf			1.164 MWh
Wärmegestehungskosten			90,92 €/MWh

Datenblatt Nahwärmeversorgung

Variante: Z HEU 80

Beschreibung: Versorgung des Eignungsgebietes mit Nahwärme auf Basis einer Heufeuerungs
Anschlussgrad: 80%

Wärmeverteilung

Anzahl Abnehmer 38

	Gesamt	Hauptleitung	Hausanschlüsse
Trassenlänge	1.547 trm	893,76	652,8
Mittl. Querschnitt	DN 50	DN 65	DN 20
Max. Querschnitt	DN 80	---	---

Wärmebelegung	602 kWh/trm
Netzverlust	20,2%

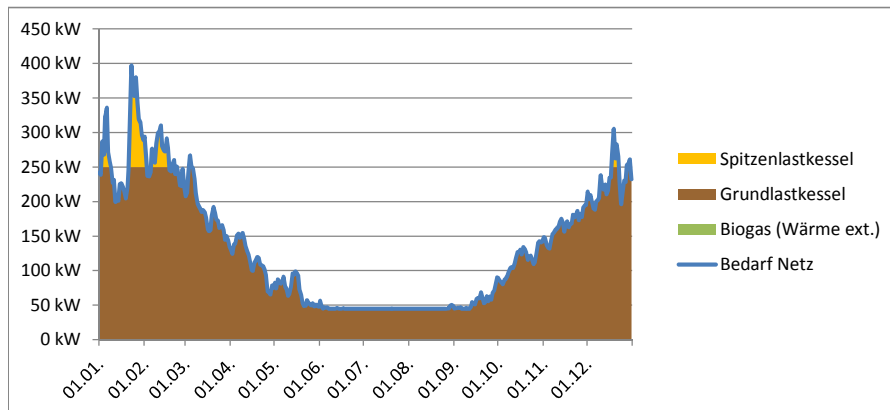
Wärmeerzeugung

	Grundlastkessel	Spitzenlastkessel
Nennleistung	250 kW	400 kW
Jahresnutzungsgrad	0,82	0,85

Pufferspeicher 8.000 ltr.

Wärmebilanz Bedarf / Erzeugung

	Wärmebedarf / -bereitstellung		Leistungsbedarf / -bereitstellung		Auslastung
Bedarf frei Abnehmer	931 MWh/a	79,8%	641 kW		
Gleichzeitigkeitsfaktor	---		0,82		
Netzverlust	236 MWh/a	20,2%	47 kW		
Σ Bedarf ab Heizzentrale			572 kW	100,0%	
Σ Erzeugung Heizzentrale	1.167 MWh/a	100,0%	650 kW	113,6%	
Biogas (Wärme ext.)	0 MWh/a	0,0%			
Grundlastkessel	1.124 MWh/a	96,4%	250 kW	43,7%	4.498 h/a
Spitzenlastkessel	42 MWh/a	3,6%	400 kW	69,9%	105 h/a



Brennstoffe

	Grundlastkessel	Spitzenlastkessel
Brennstoff	Landschaftspflegeheu	Flüssiggas
Jahresbedarf	1.371 MWh/a 343 t/a	50 MWh/a 7.130 ltr./a
Energieinhalt	4.000 kWh/t	6,95 kWh/ltr.
Lagerkapazität	8 t	6.400 ltr.
Reichweite bei Volllast	4,4 d	3,9 d
Mittl. Lieferrhythmus	9 d	328 d

Hilfsenergie

Netzpumpe	6.100 kWh/a
Grundlastkessel	11.200 kWh/a
Spitzenlastkessel	200 kWh/a
Summe	17.500 kWh/a

Investitionsschätzung
(Preise sind Nettopreise)

<u>Investition</u>				<u>KfW-Förderung</u>	<u>Nutzungsdauer</u>
1. Leitungsverlauf					
1.1 Haupttrasse	894 trm	230 €/trm	205.565 €	53.626 €	30 a
1.2 Anschlussleitungen	653 trm	160 €/trm	104.448 €	39.168 €	30 a
2. Wärmeübergabe					
2.1 Hausanschlüsse inkl. WUS	38 Stk	4.000 €/Stk	152.000 €	68.400 €	20 a
3. Heizzentrale					
3.1 Gebäude			100.000 €		50 a
3.2 Biomassekesselanlage kplt.			143.000 €	7.500 €	20 a
3.3 Spitzenlastkesselanlage kpl.			35.000 €		20 a
3.4 Pufferspeicher			4.500 €		20 a
3.5 Regelungstechnik			11.000 €		20 a
3.6 Peripheriekomponenten			11.000 €		20 a
3.7 Installation			58.000 €		20 a
Zwischensumme			824.513 €		
3.1 Reserve	5%		41.226 €		
3.2 Baunebenkosten	12%		98.942 €		
Investitionssumme vor Förderung:			964.680 €		
KfW-Förderung:			168.694 €	17,5%	
AKS-Förderung:			217.178 €	22,5%	
Summe Förderung			385.872 €	40,0%	
Investitionssumme nach Förderung:			578.808 €		

Betriebskostenschätzung
(Preise sind Nettopreise)

Techn. und kaufm. Betriebsführung	7.600 €/a
Wartung / Instandhaltung	9.600 €/a
Reinigung / Betrieb	6.500 €/a
Ascheentsorgung	8.000 €/a
Schornsteinfeger	1.000 €/a
Grundstückskosten	0 €/a
Versicherungen / Abgaben	4.800 €/a
Summe Betriebskosten	37.500 €/a

Verbrauchskostenschätzung
(Preise sind Nettopreise)

Biogas (ext. Wärme)	0 MWh/a	0,00 €/MWh	0 €/a
Landschaftspflegeheu	1.371 MWh/a	11,00 €/MWh	15.084 €/a
Flüssiggas	50 MWh/a	67,12 €/MWh	3.326 €/a
Hilfsenergie	17.500 kWh/a	22,6 ct/kWh	3.955 €/a
Summe Verbrauchskosten			22.366 €/a

Berechnung Wärmegestehungskosten
(Preise sind Nettopreise)

Jährliche Kapitalkosten (Annuitätenmethode)			32.382 €
Zinssatz	2,37% p.a.		
Laufzeit	20 a		
Annuitätenfaktor	0,0634		
Nutzungsdauer	Investition	Restwert (abgezinst)	
20 a	299.885 €	0 €	
30 a	188.263 €	45.984 €	
50 a	90.660 €	39.859 €	
Summe	578.808 €	85.843 €	
Jährliche Betriebskosten (siehe oben)			37.500 €
Jährliche Verbrauchskosten (siehe oben)			22.366 €
Jahreskosten gesamt			92.248 €
Jahresnutzbedarf			931 MWh
Wärmegestehungskosten			99,09 €/MWh

Datenblatt Nahwärmeversorgung

Variante: Z HEU 60

Beschreibung: Versorgung des Eignungsgebietes mit Nahwärme auf Basis einer Heufeuerungs
Anschlussgrad: 60%

Wärmeverteilung

Anzahl Abnehmer 29

	Gesamt	Hauptleitung	Hausanschlüsse
Trassenlänge	1.365 trm	875,52	489,6
Mittl. Querschnitt	DN 40	DN 50	DN 20
Max. Querschnitt	DN 65	---	---

Wärmebelegung	511 kWh/trm
Netzverlust	22,0%

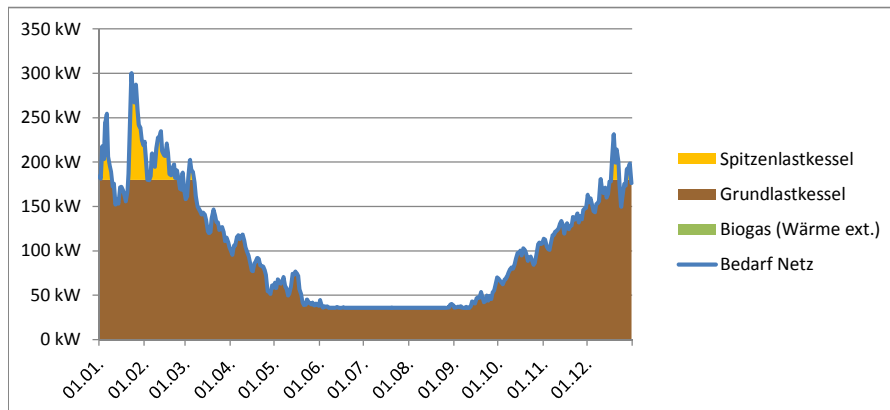
Wärmeerzeugung

	Grundlastkessel	Spitzenlastkessel
Nennleistung	180 kW	300 kW
Jahresnutzungsgrad	0,82	0,85

Pufferspeicher 6.000 ltr.

Wärmebilanz Bedarf / Erzeugung

	Wärmebedarf / -bereitstellung		Leistungsbedarf / -bereitstellung		Auslastung
Bedarf frei Abnehmer	698 MWh/a	78,0%	481 kW		
Gleichzeitigkeitsfaktor	---		0,87		
Netzverlust	197 MWh/a	22,0%	39 kW		
Σ Bedarf ab Heizzentrale			458 kW	100,0%	
Σ Erzeugung Heizzentrale	896 MWh/a	100,0%	480 kW	104,8%	
Biogas (Wärme ext.)	0 MWh/a	0,0%			
Grundlastkessel	852 MWh/a	95,2%	180 kW	39,3%	4.735 h/a
Spitzenlastkessel	43 MWh/a	4,8%	300 kW	65,5%	144 h/a



Brennstoffe

	Grundlastkessel	Spitzenlastkessel
Brennstoff	Landschaftspflegeheu	Flüssiggas
Jahresbedarf	1.039 MWh/a 260 t/a	51 MWh/a 7.326 ltr./a
Energieinhalt	4.000 kWh/t	6,95 kWh/ltr.
Lagerkapazität	6 t	6.400 ltr.
Reichweite bei Volllast	4,6 d	5,3 d
Mittl. Lieferrhythmus	8 d	319 d

Hilfsenergie

Netzpumpe	4.700 kWh/a
Grundlastkessel	8.500 kWh/a
Spitzenlastkessel	200 kWh/a
Summe	13.400 kWh/a

Investitionsschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Investition				KfW-Förderung	Nutzungsdauer
1. Leitungsverlauf					
1.1 Haupttrasse	876 trm	230 €/trm	201.370 €	52.531 €	30 a
1.2 Anschlussleitungen	490 trm	160 €/trm	78.336 €	29.376 €	30 a
2. Wärmeübergabe					
2.1 Hausanschlüsse inkl. WUS	29 Stk	4.000 €/Stk	116.000 €	52.200 €	20 a
3. Heizzentrale					
3.1 Gebäude			90.000 €		50 a
3.2 Biomassekesselanlage kplt.			120.000 €	5.400 €	20 a
3.3 Spitzenlastkesselanlage kpl.			30.000 €		20 a
3.4 Pufferspeicher			3.500 €		20 a
3.5 Regelungstechnik			10.000 €		20 a
3.6 Peripheriekomponenten			10.000 €		20 a
3.7 Installation			43.000 €		20 a
Zwischensumme			702.206 €		
3.1 Reserve	5%		35.110 €		
3.2 Baunebenkosten	12%		84.265 €		
Investitionssumme vor Förderung:			821.581 €		
KfW-Förderung:			139.507 €	17,0%	
AKS-Förderung:			189.125 €	23,0%	
Summe Förderung			328.632 €	40,0%	
Investitionssumme nach Förderung:			492.948 €		

Betriebskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Techn. und kaufm. Betriebsführung	5.800 €/a
Wartung / Instandhaltung	8.200 €/a
Reinigung / Betrieb	6.500 €/a
Ascheentsorgung	5.600 €/a
Schornsteinfeger	1.000 €/a
Grundstückskosten	0 €/a
Versicherungen / Abgaben	4.100 €/a
Summe Betriebskosten	31.200 €/a

Verbrauchskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Biogas (ext. Wärme)	0 MWh/a	0,00 €/MWh	0 €/a
Landschaftspflegeheu	1.039 MWh/a	11,00 €/MWh	11.434 €/a
Flüssiggas	51 MWh/a	67,12 €/MWh	3.418 €/a
Hilfsenergie	13.400 kWh/a	22,6 ct/kWh	3.028 €/a
Summe Verbrauchskosten			17.880 €/a

Berechnung Wärmegestehungskosten

(Preise sind Nettopreise)

Jährliche Kapitalkosten (Annuitätenmethode)			27.376 €
Zinssatz	2,37% p.a.		
Laufzeit	20 a		
Annuitätenfaktor	0,0634		
Nutzungsdauer	Investition	Restwert (abgezinst)	
20 a	241.873 €	0 €	
30 a	170.015 €	41.527 €	
50 a	81.060 €	35.639 €	
Summe	492.948 €	77.165 €	
Jährliche Betriebskosten (siehe oben)			31.200 €
Jährliche Verbrauchskosten (siehe oben)			17.880 €
Jahreskosten gesamt			76.456 €
Jahresnutzbedarf			698 MWh
Wärmegestehungskosten			109,51 €/MWh

Thema: Machbarkeitsstudie
Projekt: T12.29 Bioenergiegemeinde Userin
Bearbeitungsstand: 09.09.2013

TRIGENIUS
DEZENTRALE ENERGIEVERSORGUNG

Anhang 7: Nahwärmeversorgung Zwenzow auf Basis einer Biogasanlage

Datenblatt Nahwärmeversorgung

Variante: Z BGA 100

Beschreibung: Versorgung des Eignungsgebietes mit Nahwärme auf Basis einer Biogasanlage
Anschlussgrad: 100%

Wärmeverteilung

Anzahl Abnehmer	48
-----------------	----

	Gesamt	Hauptleitung	Hausanschlüsse
Trassenlänge	2.138 trm	1322	816
Mittl. Querschnitt	DN 50	DN 65	DN 20
Max. Querschnitt	DN 80	---	---

Wärmebelegung	544 kWh/trm
Netzverlust	22,2%

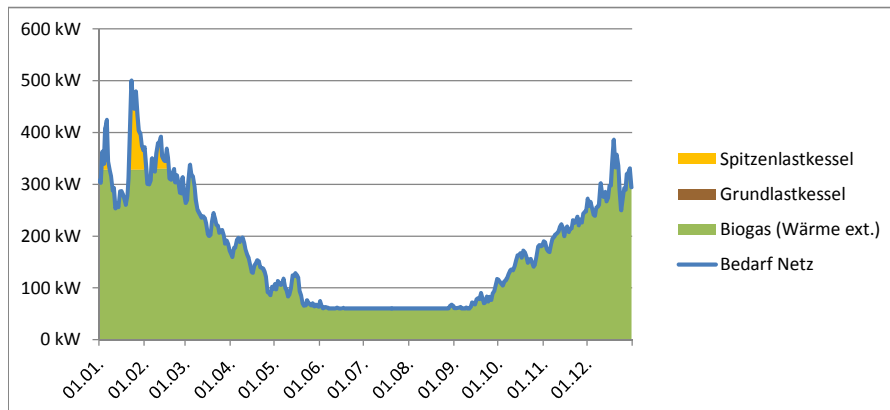
Wärmeerzeugung

	Grundlastkessel	Spitzenlastkessel
Nennleistung		700 kW
Jahresnutzungsgrad		0,9

Pufferspeicher	21.000 ltr.
----------------	-------------

Wärmebilanz Bedarf / Erzeugung

	Wärmebedarf / -bereitstellung		Leistungsbedarf / -bereitstellung		Auslastung
Bedarf frei Abnehmer	1.164 MWh/a	77,8%	801 kW		
Gleichzeitigkeitsfaktor	---		0,76		
Netzverlust	332 MWh/a	22,2%	66 kW		
Σ Bedarf ab Heizzentrale			676 kW	100,0%	
Σ Erzeugung Heizzentrale	1.496 MWh/a	100,0%	700 kW	103,5%	
Biogas (Wärme ext.)	1.455 MWh/a	97,3%			
Grundlastkessel	0 MWh/a	0,0%	0 kW	0,0%	
Spitzenlastkessel	41 MWh/a	2,7%	700 kW	103,5%	58 h/a



Brennstoffe

	Grundlastkessel	Spitzenlastkessel
Brennstoff		Flüssiggas
Jahresbedarf		45 MWh/a
Energieinhalt		6.511 ltr./a
Lagerkapazität		6,95 kWh/ltr.
Reichweite bei Vollast		6.400 ltr.
Mittl. Lieferrhythmus		2,4 d
		359 d

Hilfsenergie

Netzpumpe	16.100 kWh/a
Grundlastkessel	0 kWh/a
Spitzenlastkessel	100 kWh/a
Summe	16.200 kWh/a

Investitionsschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Investition				KfW-Förderung	Nutzungsdauer
1. Leitungsverlauf					
1.1 Haupttrasse	1.322 trm	265 €/trm	350.330 €	79.320 €	30 a
1.2 Anschlussleitungen	816 trm	190 €/trm	155.040 €	48.960 €	30 a
2. Wärmeübergabe					
2.1 Hausanschlüsse inkl. WUS	48 Stk	4.000 €/Stk	192.000 €	86.400 €	20 a
3. Heizzentrale					
3.1 Gebäude			30.000 €		50 a
3.2 Biomassekesselanlage kplt.				0 €	20 a
3.3 Spitzenlastkesselanlage kpl.			55.000 €		20 a
3.4 Pufferspeicher			12.000 €		20 a
3.5 Regelungstechnik			10.000 €		20 a
3.6 Peripheriekomponenten			10.000 €		20 a
3.7 Installation			35.000 €		20 a
Zwischensumme			849.370 €		
3.1 Reserve	5%		42.469 €		
3.2 Baunebenkosten	12%		101.924 €		
Investitionssumme vor Förderung:			993.763 €		
KfW-Förderung:			214.680 €	21,6%	
AKS-Förderung:			182.825 €	18,4%	
Summe Förderung			397.505 €	40,0%	
Investitionssumme nach Förderung:			596.258 €		

Betriebskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Techn. und kaufm. Betriebsführung	9.700 €/a
Wartung / Instandhaltung	9.900 €/a
Reinigung / Betrieb	100 €/a
Ascheentsorgung	0 €/a
Schornsteinfeger	250 €/a
Grundstückskosten	1.000 €/a
Versicherungen / Abgaben	5.000 €/a
Summe Betriebskosten	25.950 €/a

Verbrauchskostenschätzung

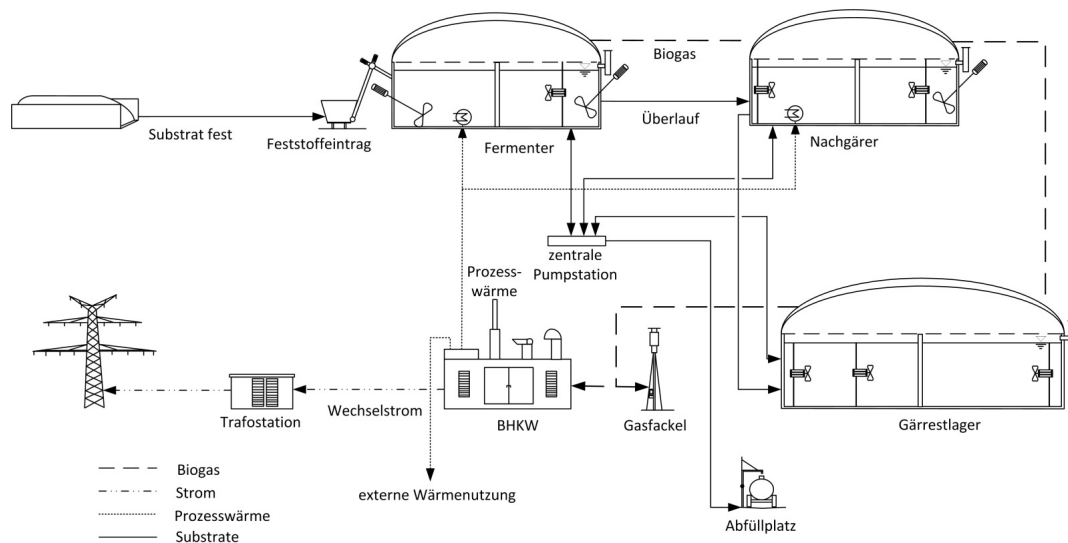
(Preise sind Nettopreise)

Biogas (ext. Wärme)	1.455 MWh/a	15,00 €/MWh	21.825 €/a
	0	25,00 €/MWh	
Flüssiggas	45 MWh/a	67,12 €/MWh	3.037 €/a
Hilfsenergie	16.200 kWh/a	22,6 ct/kWh	3.661 €/a
Summe Verbrauchskosten			28.524 €/a

Berechnung Wärmegestehungskosten

(Preise sind Nettopreise)

Jährliche Kapitalkosten (Annuitätenmethode)			32.824 €
Zinssatz	2,37% p.a.		
Laufzeit	20 a		
Annuitätenfaktor	0,0634		
Nutzungsdauer	Investition	Restwert (abgezinst)	
20 a	213.392 €	0 €	
30 a	354.223 €	86.520 €	
50 a	28.643 €	12.593 €	
Summe	596.258 €	99.113 €	
Jährliche Betriebskosten (siehe oben)			25.950 €
Jährliche Verbrauchskosten (siehe oben)			28.524 €
Jahreskosten gesamt			87.298 €
Jahresnutzbedarf		1.164 MWh	
Wärmegestehungskosten			75,02 €/MWh



Kennwert	Investition	Abschreibung	Zinskosten	Reparatur und Wartung	Betriebsstoffe
	€	€/a	€/a	€/a	€/a
Feststoffeintrag und Mobiltechnik	161.202	16.991,05	3.224,04	5.306,42	8.414,00
Gärbehälter	411.164	29.351,13	8.223,28	3.428,06	19.779,00
Gärrestlager	241.785	15.184,88	4.835,70	1.742,12	2.023,50
Zentrale Pumpstation	22.800	2.600,00	456,00	720,93	1.732,71
Gas- und Energietechnik	455.108	45.964,18	9.102,16	46.272,14	18.609,75
Summe, ohne Grundstück und Nebenkosten	1.292.059	110.091,25	25.841,18	57.469,67	50.558,96
Zuschlag für Planung, Genehmigung, Sonstiges	10,00 %	6.460,30	2.584,12		
Summe, ohne Grundstück	1.421.265	116.551,54	28.425,30	57.469,67	50.558,96
davon Fördermittel	0	0,00	0,00		
Zinsverbilligter Betrag	0,0				
Zinsverbilligung [Prozentpunkte]	2,00 %		0,00		
Investition und Jahreskosten	1.421.265	116.551,54	28.425,30	57.469,67	50.558,96

Leistungen / Kosten	Einheit	Menge Einheit/a	Preis €/Einheit	Betrag €/a	in % der Leistung
Leistungen					
Stromeinspeisung (EEG-Einspeisvergütung)	kWh _{el}	3.121.813	0,189	589.367,00	95
Wärmeverkauf	kWh _{th}	1.454.825	0,02	29.096,49	5
Gärrestverkauf	t	5.545	0,00	0,00	0
Summe Leistungen				618.463,49	
Variable Kosten					
Substrat					
- Maissilage, 35% TM	t	4.168	35,00	145.880,00	23,59
- Roggen-GPS, 29,4% TM	t	1.516	48,00	72.768,00	11,77
- Grassilage, 35% TM	t	1.894	46,00	87.124,00	14,09

Reparatur und Wartung				57.469,67	9,29
Betriebsstoffe				50.558,96	8,17
Laboranalysen	Anzahl	2	200,00	400,00	0,06
Zinsansatz Umlaufvermögen	€	414.200,63	4,00 %, 6 Monate	8.284,01	1,34
Summe variable Kosten				422.484,64	68,31
Deckungsbeitrag				195.978,85	0,00
Fixe Kosten					
Abschreibung				116.551,54	18,85
Zinskosten				28.425,30	4,60
Versicherung (in % vom Investitionsbedarf)	0,50 %			6.460,30	1,04
Lohnkosten	AKh	1.135,90	15,00	17.038,50	2,75
Summe fixe Kosten				168.475,64	27,24
Einzelkostenfreie Leistung				27.503,22	4,45
Gemeinkosten					
Gemeinkosten, pauschal				6.000,00	0,97
Kalkulatorischer Gewinnbeitrag				21.503,22	3,48
Gesamtkapitalrentabilität				8,19 %	

Substrat	Trockenmasse (TM)		Richtwert Biogasertrag (Normgas)		Methan-gehalt Vol.-%	Jahresmenge		Substrat- preis €/t FM	Substrat- kosten €/a
	% i.d. Frisch- masse (FM)	davon organisch (oTM) % i.d. TM	I _n /kg oTM	m _n ³ /t FM		t FM/a	Gew.-%		
Maissilage, 35% TM	35,0	95,0	650,0	216,1	52,0	4.168	55,0	35,00	145.880,00
Roggen-GPS, 29,4% TM	29,4	92,9	664,0	181,4	52,3	1.516	20,0	48,00	72.768,00
Grassilage, 35% TM	35,0	90,0	600,0	189,0	53,0	1.894	25,0	46,00	87.124,00
Summe						7.578	100		305.772,00
Gewogenes Mittel	33,9	93,3	640,0		52,3				
Wird ein Gas-Otto-Motor verwendet, kann ein Aggregat mit einer Leistung von 394,2 kW _{el} installiert werden.									
Ihre Substratauswahl entspricht einer Biogasanlage nach § 27 EEG 2012.									

Fermentation	
Substrate	7.578 t/a
Substratzufuhr Trockenmasse (TM)	33,9 % der FM
Substratzufuhr Organische Masse (oTM)	93,3 % der TM
Mittlere Verweilzeit im Fermenter	114 d
Erforderlicher Fermenterraum (Nettovolumen)	2.626 m ³
Faulraumbelastung	2,5 kg oTM/(m ³ Fermenterraum · d)
Erträge und Leistungen	
Motorart des BHKW	Gas-Otto-Motor
Rohbiogas	1.533.710 m _n ³ /a
davon Methan	801.934 m _n ³ /a
Bruttoenergie	7.995.278 kWh/a
Energie aus Zündöl	0 kWh/a
Angestrebte Vollbenutzungsstunden	8.000 h/a
Elektrische Leistung	394 kW _{el}
Elektrischer Wirkungsgrad	39,4 %
BHKW- und Trafoverluste	1,0 %
Thermische Leistung	443 kW _{th}
Thermischer Wirkungsgrad	44,3 %
Bemessungsleistung	356 kW _{el}
Eingespeiste Strommenge	3.121.813 kWh _{el} /a
Wärmemenge	3.543.168 kWh _{th} /a
davon extern zu nutzende Wärmemenge	1.240.109 kWh _{th} /a
Wärmenutzung ist sichergestellt	Ja

Gärreste und Gärrestlager	
Gärreste	5.545 t/a
Abbaureate der Gesamtmasse	26,8 % der FM
Abbaureate der organischen Masse	84,8 %
Angestrebte Lagerzeit	6,0 Monate
Gärrestlager (Nettovolumen)	2.772 m³

Zusammensetzung und Abbau des Gärrestes	Substratinput % der FM	Gärreste % der FM
TM-Gehalt in der Frischmasse	33,88	9,64
davon oTM-Gehalt in der Trockenmasse	93,34	68,02
Abbaureate organische Masse	k.A.	84,83
Pflanzennährstoffe	Substratinput % der FM	Gärreste % der FM
Gesamtstickstoff	0,64	0,88
davon Ammonium-Stickstoff	k.A.	0,57
davon organisch gebundener Stickstoff	k.A.	0,31
Phosphat als P ₂ O ₅	0,22	0,30
Kalium als K ₂ O	0,92	1,26

Nährstoffe, Preis und Düngerwert			
Nährstoff	Preis für Reinnährstoff €/kg	berechneter Düngerwert €/t Gärrest	Düngerwert €
Gesamtstickstoff	0,00	0,00	0,00
Phosphat als P ₂ O ₅	0,00	0,00	0,00
Kalium als K ₂ O	0,00	0,00	0,00
Düngerwert vor Ausbringung	-	0,00	0,00
Mehrkosten der Gärrestausbringung	-	0,00	0,00
Düngerwert nach Ausbringung	-	0,00	0,00

Inbetriebnahmejahr und Daten für Direktvermarktung	
Jahr der Inbetriebnahme	2013
Monatsmittelwert EPEX Spot	4,75 ct/kWh _{el}
Installierte Zusatzleistung	0 kW _{el}
Anrechenbare Zusatzleistung	0 kW _{el}
Gesamte installierte Leistung	394 kW _{el}

	Strommenge kWh _{el}	Vergütungssatz/Erlös ct/kWh _{el}	Betrag €/a
Möglichkeit 1: EEG-Einspeisevergütung			
Grundvergütung	3.121.813	12,88	402.058
Einsatzstoffklasse I	3.121.813	6,00	187.309
Einsatzstoffklasse II	0	0,00	0
EEG-Einspeisevergütung	3.121.813	18,88	589.367
Möglichkeit 2: Direktvermarktung			
Marktpremie	3.121.813	14,41	449.697
davon Managementprämie	3.121.813	0,275	8.585
Flexibilitätsprämie	0	0,00	0
Stromverkauf	3.121.813	5,10	159.212
Direktvermarktung gesamt	3.121.813	19,51	608.909

Haftungsausschluss:

Für Schäden, die durch die Benutzung der Internetseiten entstehen, sowie für Entscheidungen, die auf Basis der bereitgestellten Informationen und Datenbanken getroffen werden und deren Folgen daraus, schließt das KTBL jegliche Haftung aus.

Datenblatt Nahwärmeversorgung

Variante: Z BGA 80

Beschreibung: Versorgung des Eignungsgebietes mit Nahwärme auf Basis einer Biogasanlage
Anschlussgrad: 80%

Wärmeverteilung

Anzahl Abnehmer 38

	Gesamt	Hauptleitung	Hausanschlüsse
Trassenlänge	1.948 trm	1295,56	652,8
Mittl. Querschnitt	DN 50	DN 65	DN 20
Max. Querschnitt	DN 80	---	---

Wärmebelegung	478 kWh/trm
Netzverlust	24,9%

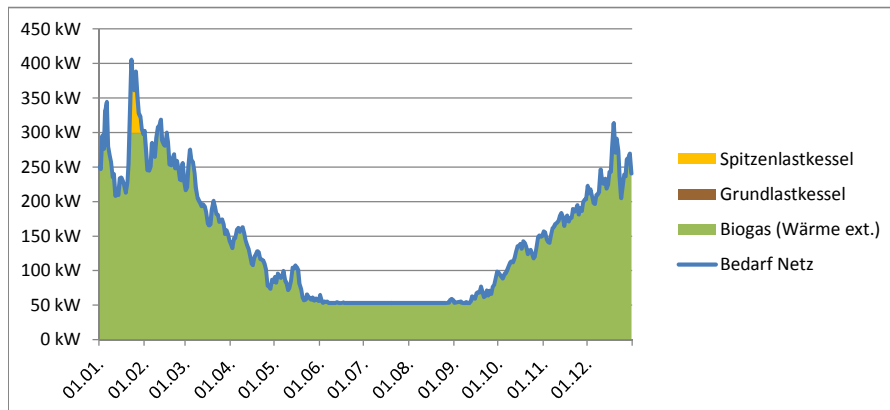
Wärmeerzeugung

	Grundlastkessel	Spitzenlastkessel
Nennleistung		600 kW
Jahresnutzungsgrad		0,9

Pufferspeicher 19.000 ltr.

Wärmebilanz Bedarf / Erzeugung

	Wärmebedarf / -bereitstellung		Leistungsbedarf / -bereitstellung		Auslastung
Bedarf frei Abnehmer	931 MWh/a	75,1%	641 kW		
Gleichzeitigkeitsfaktor	---		0,82		
Netzverlust	309 MWh/a	24,9%	62 kW		
Σ Bedarf ab Heizzentrale			587 kW	100,0%	
Σ Erzeugung Heizzentrale	1.240 MWh/a	100,0%	600 kW	102,3%	
Biogas (Wärme ext.)	1.226 MWh/a	98,8%			
Grundlastkessel	0 MWh/a	0,0%	0 kW	0,0%	
Spitzenlastkessel	14 MWh/a	1,2%	600 kW	102,3%	24 h/a



Brennstoffe

	Grundlastkessel	Spitzenlastkessel
Brennstoff		Flüssiggas
Jahresbedarf		16 MWh/a
Energieinhalt		2.294 ltr./a
Lagerkapazität		6.400 ltr.
Reichweite bei Volllast		2,8 d
Mittl. Lieferrhythmus		1.018 d

Hilfsenergie

Netzpumpe	13.400 kWh/a
Grundlastkessel	0 kWh/a
Spitzenlastkessel	0 kWh/a
Summe	13.400 kWh/a

Investitionsschätzung
(Preise sind Nettopreise)

Investition				KfW-Förderung	Nutzungsdauer
1. Leitungsverlauf					
1.1 Haupttrasse	1.296 trm	265 €/trm	343.323 €	0 €	30 a
1.2 Anschlussleitungen	653 trm	190 €/trm	124.032 €	0 €	30 a
2. Wärmeübergabe					
2.1 Hausanschlüsse inkl. WUS	38 Stk	4.000 €/Stk	152.000 €	0 €	20 a
3. Heizzentrale					
3.1 Gebäude			30.000 €		50 a
3.2 Biomassekesselanlage kplt.				0 €	20 a
3.3 Spitzenlastkesselanlage kpl.			50.000 €		20 a
3.4 Pufferspeicher			12.000 €		20 a
3.5 Regelungstechnik			10.000 €		20 a
3.6 Peripheriekomponenten			10.000 €		20 a
3.7 Installation			35.000 €		20 a
Zwischensumme			766.355 €		
3.1 Reserve	5%		38.318 €		
3.2 Baunebenkosten	12%		91.963 €		
Investitionssumme vor Förderung:			896.636 €		
KfW-Förderung:			0 €	0,0%	
AKS-Förderung:			268.991 €	30,0%	
Summe Förderung			268.991 €	30,0%	
Investitionssumme nach Förderung:			627.645 €		

Betriebskostenschätzung
(Preise sind Nettopreise)

Techn. und kaufm. Betriebsführung	8.100 €/a
Wartung / Instandhaltung	9.000 €/a
Reinigung / Betrieb	100 €/a
Ascheentsorgung	0 €/a
Schornsteinfeger	250 €/a
Grundstückskosten	1.000 €/a
Versicherungen / Abgaben	4.500 €/a
Summe Betriebskosten	22.950 €/a

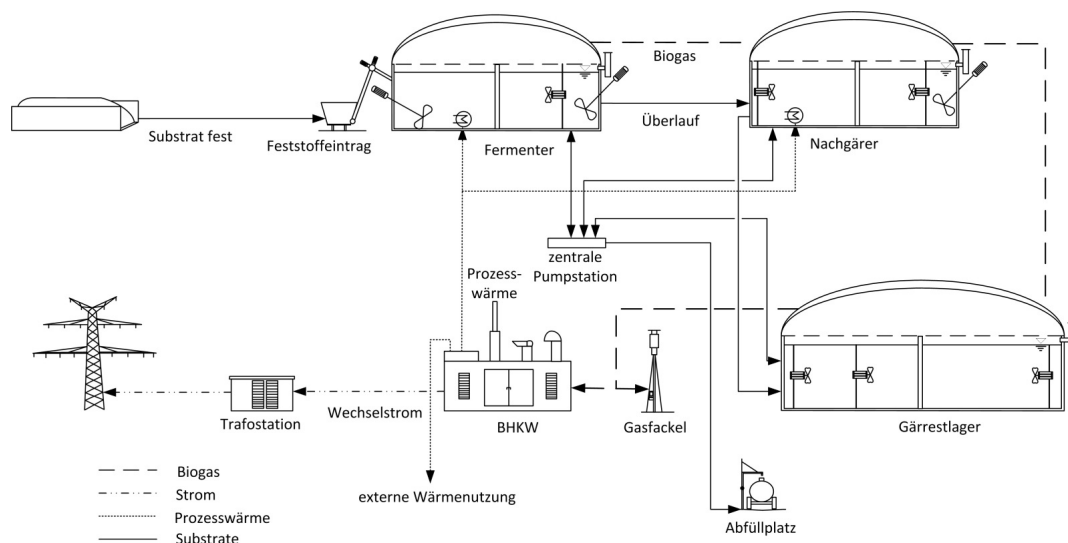
Verbrauchskostenschätzung
(Preise sind Nettopreise)

Biogas (ext. Wärme)	1.226 MWh/a	47,00 €/MWh	57.613 €/a
	0	25,00 €/MWh	
Flüssiggas	16 MWh/a	67,12 €/MWh	1.070 €/a
Hilfsenergie	13.400 kWh/a	22,6 ct/kWh	3.028 €/a
Summe Verbrauchskosten			61.712 €/a

Berechnung Wärmegestehungskosten
(Preise sind Nettopreise)

Jährliche Kapitalkosten (Annuitätenmethode)			34.554 €
Zinssatz	2,37% p.a.		
Laufzeit	20 a		
Annuitätenfaktor	0,0634		
Nutzungsdauer	Investition	Restwert (abgezinst)	
20 a	220.311 €	0 €	
30 a	382.764 €	93.491 €	
50 a	24.570 €	10.802 €	
Summe	627.645 €	104.294 €	
Jährliche Betriebskosten (siehe oben)			22.950 €
Jährliche Verbrauchskosten (siehe oben)			61.712 €
Jahreskosten gesamt			119.216 €
Jahresnutzbedarf			931 MWh
Wärmegestehungskosten			128,06 €/MWh

Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas



400 kWel Gas-Otto-Motor, 2 x 1500 m³ Fermentervolumen, 3200 m³ Gärrestlagervolumen

Kennwert	Investition €	Abschreibung €/a	Zinskosten €/a	Reparatur und Wartung €/a	Betriebsstoffe €/a
Feststoffeintrag und Mobiltechnik	161.202	16.991,05	3.224,04	5.306,42	8.414,00
Gärbehälter	411.164	29.351,13	8.223,28	3.428,06	19.779,00
Gärrestlager	241.785	15.184,88	4.835,70	1.742,12	2.023,50
Zentrale Pumpstation	22.800	2.600,00	456,00	720,93	1.732,71
Gas- und Energietechnik	455.108	45.964,18	9.102,16	46.272,14	18.609,75
Summe, ohne Grundstück und Nebenkosten	1.292.059	110.091,25	25.841,18	57.469,67	50.558,96
Zuschlag für Planung, Genehmigung, Sonstiges	10,00 %	6.460,30	2.584,12		
Summe, ohne Grundstück	1.421.265	116.551,54	28.425,30	57.469,67	50.558,96
davon Fördermittel	0	0,00	0,00		
Zinsverbilligter Betrag	0,0				
Zinsverbilligung [Prozentpunkte]	2,00 %		0,00		
Investition und Jahreskosten	1.421.265	116.551,54	28.425,30	57.469,67	50.558,96

Leistungen / Kosten	Einheit	Menge Einheit/a	Preis €/Einheit	Betrag €/a	in % der Leistung
Leistungen					
Stromeinspeisung (EEG- Einspeisvergütung)	kWh _{el}	2.787.562	0,19	529.021,00	90
Wärmeverkauf	kWh _{th}	1.226.038	0,047	57.623,78	10
Gärrestverkauf	t	4.990	0,00	0,00	0
Summe Leistungen				586.644,78	
Variable Kosten					
Substrat					
- Maissilage, 35% TM	t	3.751	35,00	131.285,00	22,38
- Roggen-GPS, 29,4% TM	t	1.364	48,00	65.472,00	11,16
- Grassilage, 35% TM	t	1.705	46,00	78.430,00	13,37

Reparatur und Wartung				57.469,67	9,80
Betriebsstoffe				50.558,96	8,62
Laboranalysen	Anzahl	2	200,00	400,00	0,07
Zinsansatz Umlaufvermögen	€	383.615,63	4,00 %, 6 Monate	7.672,31	1,31
Summe variable Kosten				391.287,94	66,70
Deckungsbeitrag				195.356,84	0,00
Fixe Kosten					
Abschreibung				116.551,54	19,87
Zinskosten				28.425,30	4,85
Versicherung (in % vom Investitionsbedarf)	0,50 %			6.460,30	1,10
Lohnkosten	AKh	1.072,73	15,00	16.090,95	2,74
Summe fixe Kosten				167.528,09	28,56
Einzelkostenfreie Leistung				27.828,75	4,74
Gemeinkosten					
Gemeinkosten, pauschal				6.000,00	1,02
Kalkulatorischer Gewinnbeitrag				21.828,75	3,72
Gesamtkapitalrentabilität				8,15 %	

Substrat	Trockenmasse (TM)		Richtwert Biogasertrag (Normgas)		Methan-gehalt Vol.-%	Jahresmenge		Substrat- preis €/t FM	Substrat- kosten €/a
	% i.d. Frisch- masse (FM)	davon organisch (oTM) % i.d. TM	I _n /kg oTM	m _n ³ /t FM		t FM/a	Gew.-%		
Maissilage, 35% TM	35,0	95,0	650,0	216,1	52,0	3.751	55,0	35,00	131.285,00
Roggen-GPS, 29,4% TM	29,4	92,9	664,0	181,4	52,3	1.364	20,0	48,00	65.472,00
Grassilage, 35% TM	35,0	90,0	600,0	189,0	53,0	1.705	25,0	46,00	78.430,00
Summe						6.820	100		275.187,00
Gewogenes Mittel	33,9	93,3	640,0		52,3				
Wird ein Gas-Otto-Motor verwendet, kann ein Aggregat mit einer Leistung von 352,0 kW _{el} installiert werden.									
Ihre Substratauswahl entspricht einer Biogasanlage nach § 27 EEG 2012.									

Fermentation	
Substrate	6.820 t/a
Substratzufuhr Trockenmasse (TM)	33,9 % der FM
Substratzufuhr Organische Masse (oTM)	93,3 % der TM
Mittlere Verweilzeit im Fermenter	114 d
Erforderlicher Fermenterraum (Nettovolumen)	2.364 m ³
Faulraumbelastung	2,5 kg oTM/(m ³ Fermenterraum · d)
Erträge und Leistungen	
Motorart des BHKW	Gas-Otto-Motor
Rohbiogas	1.380.299 m _n ³ /a
davon Methan	721.720 m _n ³ /a
Bruttoenergie	7.195.548 kWh/a
Energie aus Zündöl	0 kWh/a
Angestrebte Vollbenutzungsstunden	8.000 h/a
Elektrische Leistung	352 kW _{el}
Elektrischer Wirkungsgrad	39,1 %
BHKW- und Trafoverluste	1,0 %
Thermische Leistung	404 kW _{th}
Thermischer Wirkungsgrad	44,9 %
Bemessungsleistung	318 kW _{el}
Eingespeiste Strommenge	2.787.562 kWh _{el} /a
Wärmemenge	3.228.115 kWh _{th} /a
davon extern zu nutzende Wärmemenge	1.129.840 kWh _{th} /a
Wärmenutzung ist sichergestellt	Ja

Gärreste und Gärrestlager	
Gärreste	4.990 t/a
Abbaureate der Gesamtmasse	26,8 % der FM
Abbaureate der organischen Masse	84,8 %
Angestrebte Lagerzeit	6,0 Monate
Gärrestlager (Nettovolumen)	2.495 m³

Zusammensetzung und Abbau des Gärrestes	Substratinput % der FM	Gärreste % der FM
TM-Gehalt in der Frischmasse	33,88	9,64
davon oTM-Gehalt in der Trockenmasse	93,34	68,02
Abbaureate organische Masse	k.A.	84,83
Pflanzennährstoffe	Substratinput % der FM	Gärreste % der FM
Gesamtstickstoff	0,64	0,88
davon Ammonium-Stickstoff	k.A.	0,57
davon organisch gebundener Stickstoff	k.A.	0,31
Phosphat als P ₂ O ₅	0,22	0,30
Kalium als K ₂ O	0,92	1,26

Nährstoffe, Preis und Düngerwert			
Nährstoff	Preis für Reinnährstoff €/kg	berechneter Düngerwert €/t Gärrest	Düngerwert €
Gesamtstickstoff	0,00	0,00	0,00
Phosphat als P ₂ O ₅	0,00	0,00	0,00
Kalium als K ₂ O	0,00	0,00	0,00
Düngerwert vor Ausbringung	-	0,00	0,00
Mehrkosten der Gärrestausbringung	-	0,00	0,00
Düngerwert nach Ausbringung	-	0,00	0,00

Inbetriebnahmejahr und Daten für Direktvermarktung	
Jahr der Inbetriebnahme	2013
Monatsmittelwert EPEX Spot	4,75 ct/kWh _{el}
Installierte Zusatzleistung	0 kW _{el}
Anrechenbare Zusatzleistung	0 kW _{el}
Gesamte installierte Leistung	352 kW _{el}

	Strommenge kWh _{el}	Vergütungssatz/Erlös ct/kWh _{el}	Betrag €/a
Möglichkeit 1: EEG-Einspeisevergütung			
Grundvergütung	2.787.562	12,98	361.767
Einsatzstoffklasse I	2.787.562	6,00	167.254
Einsatzstoffklasse II	0	0,00	0
EEG-Einspeisevergütung	2.787.562	18,98	529.021
Möglichkeit 2: Direktvermarktung			
Marktpremie	2.787.562	14,51	404.336
davon Managementprämie	2.787.562	0,275	7.666
Flexibilitätsprämie	0	0,00	0
Stromverkauf	2.787.562	5,10	142.166
Direktvermarktung gesamt	2.787.562	19,61	546.502

Haftungsausschluss:

Für Schäden, die durch die Benutzung der Internetseiten entstehen, sowie für Entscheidungen, die auf Basis der bereitgestellten Informationen und Datenbanken getroffen werden und deren Folgen daraus, schließt das KTBL jegliche Haftung aus.

Datenblatt Nahwärmeversorgung

Variante: Z BGA 60

Beschreibung: Versorgung des Eignungsgebietes mit Nahwärme auf Basis einer Biogasanlage
Anschlussgrad: 60%

Wärmeverteilung

Anzahl Abnehmer 29

	Gesamt	Hauptleitung	Hausanschlüsse
Trassenlänge	1.759 trm	1269,12	489,6
Mittl. Querschnitt	DN 50	DN 50	DN 20
Max. Querschnitt	DN 65	---	---

Wärmebelegung	397 kWh/trm
Netzverlust	27,3%

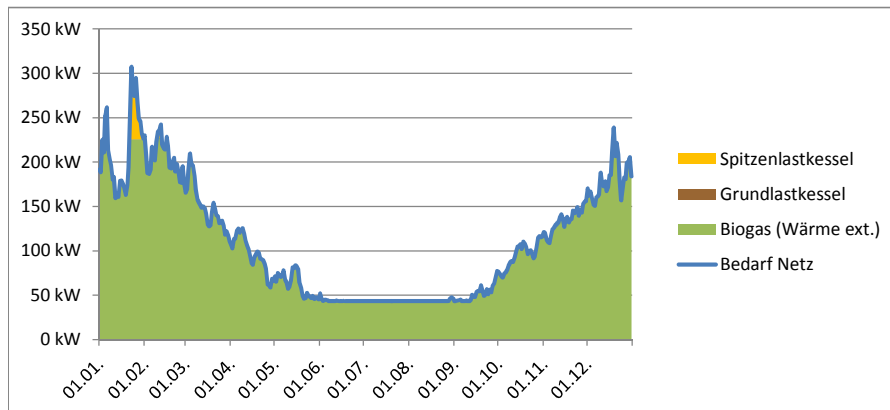
Wärmeerzeugung

	Grundlastkessel	Spitzenlastkessel
Nennleistung		500 kW
Jahresnutzungsgrad		0,9

Pufferspeicher 14.000 ltr.

Wärmebilanz Bedarf / Erzeugung

	Wärmebedarf / -bereitstellung		Leistungsbedarf / -bereitstellung		Auslastung
Bedarf frei Abnehmer	698 MWh/a	72,7%	481 kW		
Gleichzeitigkeitsfaktor	---		0,87		
Netzverlust	262 MWh/a	27,3%	52 kW		
Σ Bedarf ab Heizzentrale			471 kW	100,0%	
Σ Erzeugung Heizzentrale	960 MWh/a	100,0%	500 kW	106,2%	
Biogas (Wärme ext.)	948 MWh/a	98,8%			
Grundlastkessel	0 MWh/a	0,0%	0 kW	0,0%	
Spitzenlastkessel	12 MWh/a	1,2%	500 kW	106,2%	23 h/a



Brennstoffe

	Grundlastkessel	Spitzenlastkessel
Brennstoff		Flüssiggas
Jahresbedarf		13 MWh/a
Energieinhalt		1.870 ltr./a
Lagerkapazität		6,95 kWh/ltr.
Reichweite bei Volllast		6.400 ltr.
Mittl. Lieferrhythmus		3,3 d
		1.249 d

Hilfsenergie

Netzpumpe	10.400 kWh/a
Grundlastkessel	0 kWh/a
Spitzenlastkessel	0 kWh/a
Summe	10.400 kWh/a

Investitionsschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Investition				KfW-Förderung	Nutzungsdauer
1. Leitungsverlauf					
1.1 Haupttrasse	1.269 trm	265 €/trm	336.317 €	0 €	30 a
1.2 Anschlussleitungen	490 trm	190 €/trm	93.024 €	0 €	30 a
2. Wärmeübergabe					
2.1 Hausanschlüsse inkl. WUS	29 Stk	4.000 €/Stk	116.000 €	0 €	20 a
3. Heizzentrale					
3.1 Gebäude			30.000 €		50 a
3.2 Biomassekesselanlage kplt.				0 €	20 a
3.3 Spitzenlastkesselanlage kpl.			45.000 €		20 a
3.4 Pufferspeicher			12.000 €		20 a
3.5 Regelungstechnik			10.000 €		20 a
3.6 Peripheriekomponenten			10.000 €		20 a
3.7 Installation			21.000 €		20 a
Zwischensumme			673.341 €		
3.1 Reserve	5%		33.667 €		
3.2 Baunebenkosten	12%		80.801 €		
Investitionssumme vor Förderung:			787.809 €		
KfW-Förderung:			0 €	0,0%	
AKS-Förderung:			236.343 €	30,0%	
Summe Förderung			236.343 €	30,0%	
Investitionssumme nach Förderung:			551.466 €		

Betriebskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

Techn. und kaufm. Betriebsführung	6.200 €/a
Wartung / Instandhaltung	7.900 €/a
Reinigung / Betrieb	100 €/a
Ascheentsorgung	0 €/a
Schornsteinfeger	250 €/a
Grundstückskosten	1.000 €/a
Versicherungen / Abgaben	3.900 €/a
Summe Betriebskosten	19.350 €/a

Verbrauchskostenschätzung

(Preise sind Nettopreise)

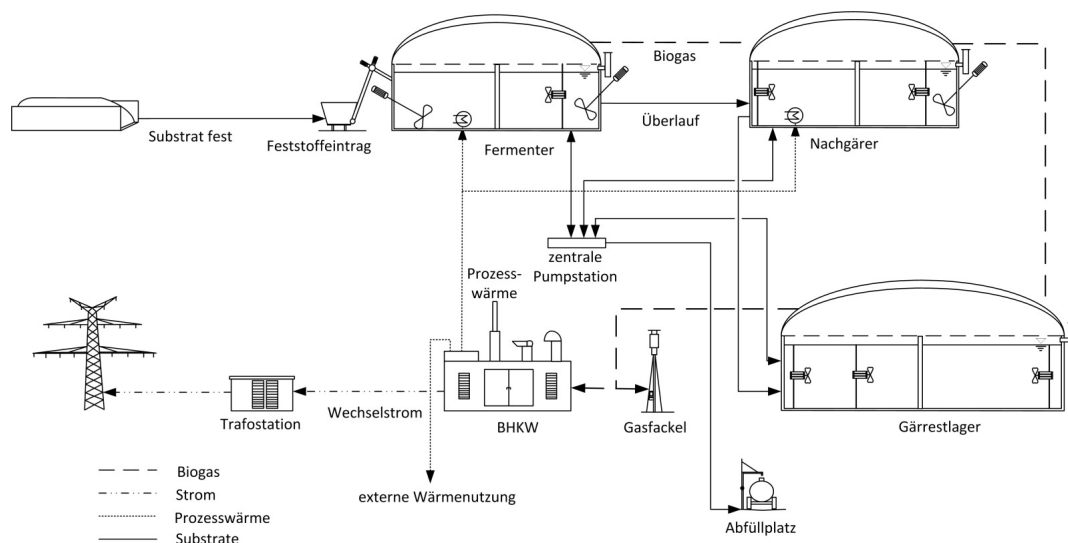
Biogas (ext. Wärme)	948 MWh/a	90,00 €/MWh	85.358 €/a
	0	25,00 €/MWh	
Flüssiggas	13 MWh/a	67,12 €/MWh	872 €/a
Hilfsenergie	10.400 kWh/a	22,6 ct/kWh	2.350 €/a
Summe Verbrauchskosten			88.581 €/a

Berechnung Wärmegestehungskosten

(Preise sind Nettopreise)

Jährliche Kapitalkosten (Annuitätenmethode)			30.108 €
Zinssatz	2,37% p.a.		
Laufzeit	20 a		
Annuitätenfaktor	0,0634		
Nutzungsdauer	Investition	Restwert (abgezinst)	
20 a	175.266 €	0 €	
30 a	351.630 €	85.887 €	
50 a	24.570 €	10.802 €	
Summe	551.466 €	96.689 €	
Jährliche Betriebskosten (siehe oben)			19.350 €
Jährliche Verbrauchskosten (siehe oben)			88.581 €
Jahreskosten gesamt			138.039 €
Jahresnutzbedarf			698 MWh
Wärmegestehungskosten			197,71 €/MWh

Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas



300 kWel Gas-Otto-Motor, 2 x 1200 m³ Fermentervolumen, 2500 m³ Gärrestlagervolumen

Kennwert	Investition €	Abschreibung €/a	Zinskosten €/a	Reparatur und Wartung €/a	Betriebsstoffe €/a
Feststoffeintrag und Mobiltechnik	148.256	15.785,52	2.965,12	4.752,59	7.920,00
Gärbehälter	362.076	25.363,30	7.241,52	3.055,55	15.656,00
Gärrestlager	206.052	13.002,43	4.121,04	1.485,24	1.567,50
Zentrale Pumpstation	22.800	2.600,00	456,00	720,93	1.732,71
Gas- und Energietechnik	392.767	39.071,38	7.855,34	39.874,49	14.035,50
Summe, ohne Grundstück und Nebenkosten	1.131.951	95.822,63	22.639,02	49.888,80	40.911,70
Zuschlag für Planung, Genehmigung, Sonstiges	10,00 %	5.659,76	2.263,90		
Summe, ohne Grundstück	1.245.146	101.482,39	24.902,92	49.888,80	40.911,70
davon Fördermittel	0	0,00	0,00		
Zinsverbilligter Betrag	0,0				
Zinsverbilligung [Prozentpunkte]	2,00 %		0,00		
Investition und Jahreskosten	1.245.146	101.482,39	24.902,92	49.888,80	40.911,70

Leistungen / Kosten	Einheit	Menge Einheit/a	Preis €/Einheit	Betrag €/a	in % der Leistung
Leistungen					
Stromeinspeisung (EEG- Einspeisvergütung)	kWh _{el}	1.980.636	0,194	383.338,00	82
Wärmeverkauf	kWh _{th}	947.862	0,09	85.307,55	18
Gärrestverkauf	t	3.632	0,00	0,00	0
Summe Leistungen				468.645,55	
Variable Kosten					
Substrat					
- Maissilage, 35% TM	t	2.730	35,00	95.550,00	20,39
- Roggen-GPS, 29,4% TM	t	993	48,00	47.664,00	10,17
- Grassilage, 35% TM	t	1.241	46,00	57.086,00	12,18

Reparatur und Wartung				49.888,80	10,65
Betriebsstoffe				40.911,70	8,73
Laboranalysen	Anzahl	2	200,00	400,00	0,09
Zinsansatz Umlaufvermögen	€	291.500,51	4,00 %, 6 Monate	5.830,01	1,24
Summe variable Kosten				297.330,52	63,44
Deckungsbeitrag				171.315,04	0,00
Fixe Kosten					
Abschreibung				101.482,39	21,65
Zinskosten				24.902,92	5,31
Versicherung (in % vom Investitionsbedarf)	0,50 %			5.659,76	1,21
Lohnkosten	AKh	918,07	15,00	13.771,05	2,94
Summe fixe Kosten				145.816,12	31,11
Einzelkostenfreie Leistung				25.498,92	5,44
Gemeinkosten					
Gemeinkosten, pauschal				6.000,00	1,28
Kalkulatorischer Gewinnbeitrag				19.498,92	4,16
Gesamtkapitalrentabilität				8,07 %	

Substrat	Trockenmasse (TM)		Richtwert Biogasertrag (Normgas)		Methan-gehalt Vol.-%	Jahresmenge		Substrat- preis €/t FM	Substrat- kosten €/a
	% i.d. Frisch- masse (FM)	davon organisch (oTM) % i.d. TM	I _n /kg oTM	m _n ³ /t FM		t FM/a	Gew.-%		
Maissilage, 35% TM	35,0	95,0	650,0	216,1	52,0	2.730	55,0	35,00	95.550,00
Roggen-GPS, 29,4% TM	29,4	92,9	664,0	181,4	52,3	993	20,0	48,00	47.664,00
Grassilage, 35% TM	35,0	90,0	600,0	189,0	53,0	1.241	25,0	46,00	57.086,00
Summe						4.964	100		200.300,00
Gewogenes Mittel	33,9	93,3	640,0		52,3				
Wird ein Gas-Otto-Motor verwendet, kann ein Aggregat mit einer Leistung von 250,1 kW _{el} installiert werden.									
Ihre Substratauswahl entspricht einer Biogasanlage nach § 27 EEG 2012.									

Fermentation	
Substrate	4.964 t/a
Substratzufuhr Trockenmasse (TM)	33,9 % der FM
Substratzufuhr Organische Masse (oTM)	93,3 % der TM
Mittlere Verweilzeit im Fermenter	114 d
Erforderlicher Fermenterraum (Nettovolumen)	1.720 m ³
Faulraumbelastung	2,5 kg oTM/(m ³ Fermenterraum · d)
Erträge und Leistungen	
Motorart des BHKW	Gas-Otto-Motor
Rohbiogas	1.004.656 m _n ³ /a
davon Methan	525.307 m _n ³ /a
Bruttoenergie	5.237.312 kWh/a
Energie aus Zündöl	0 kWh/a
Angestrebte Vollbenutzungsstunden	8.000 h/a
Elektrische Leistung	250 kW _{el}
Elektrischer Wirkungsgrad	38,2 %
BHKW- und Trafoverluste	1,0 %
Thermische Leistung	305 kW _{th}
Thermischer Wirkungsgrad	46,5 %
Bemessungsleistung	226 kW _{el}
Eingespeiste Strommenge	1.980.636 kWh _{el} /a
Wärmemenge	2.436.036 kWh _{th} /a
davon extern zu nutzende Wärmemenge	852.613 kWh _{th} /a
Wärmenutzung ist sichergestellt	Ja

Gärreste und Gärrestlager	
Gärreste	3.632 t/a
Abbaureate der Gesamtmasse	26,8 % der FM
Abbaureate der organischen Masse	84,8 %
Angestrebte Lagerzeit	6,0 Monate
Gärrestlager (Nettovolumen)	1.816 m³

Zusammensetzung und Abbau des Gärrestes	Substratinput % der FM	Gärreste % der FM
TM-Gehalt in der Frischmasse	33,88	9,64
davon oTM-Gehalt in der Trockenmasse	93,34	68,02
Abbaureate organische Masse	k.A.	84,83
Pflanzennährstoffe	Substratinput % der FM	Gärreste % der FM
Gesamtstickstoff	0,64	0,88
davon Ammonium-Stickstoff	k.A.	0,57
davon organisch gebundener Stickstoff	k.A.	0,31
Phosphat als P ₂ O ₅	0,22	0,30
Kalium als K ₂ O	0,92	1,26

Nährstoffe, Preis und Düngerwert			
Nährstoff	Preis für Reinnährstoff €/kg	berechneter Düngerwert €/t Gärrest	Düngerwert €
Gesamtstickstoff	0,00	0,00	0,00
Phosphat als P ₂ O ₅	0,00	0,00	0,00
Kalium als K ₂ O	0,00	0,00	0,00
Düngerwert vor Ausbringung	-	0,00	0,00
Mehrkosten der Gärrestausbringung	-	0,00	0,00
Düngerwert nach Ausbringung	-	0,00	0,00

Inbetriebnahmejahr und Daten für Direktvermarktung	
Jahr der Inbetriebnahme	2013
Monatsmittelwert EPEX Spot	4,75 ct/kWh _{el}
Installierte Zusatzleistung	0 kW _{el}
Anrechenbare Zusatzleistung	0 kW _{el}
Gesamte installierte Leistung	250 kW _{el}

	Strommenge kWh _{el}	Vergütungssatz/Erlös ct/kWh _{el}	Betrag €/a
Möglichkeit 1: EEG-Einspeisevergütung			
Grundvergütung	1.980.636	13,35	264.500
Einsatzstoffklasse I	1.980.636	6,00	118.838
Einsatzstoffklasse II	0	0,00	0
EEG-Einspeisevergütung	1.980.636	19,35	383.338
Möglichkeit 2: Direktvermarktung			
Marktpremie	1.980.636	14,88	294.620
davon Managementprämie	1.980.636	0,275	5.447
Flexibilitätsprämie	0	0,00	0
Stromverkauf	1.980.636	5,10	101.012
Direktvermarktung gesamt	1.980.636	19,98	395.632

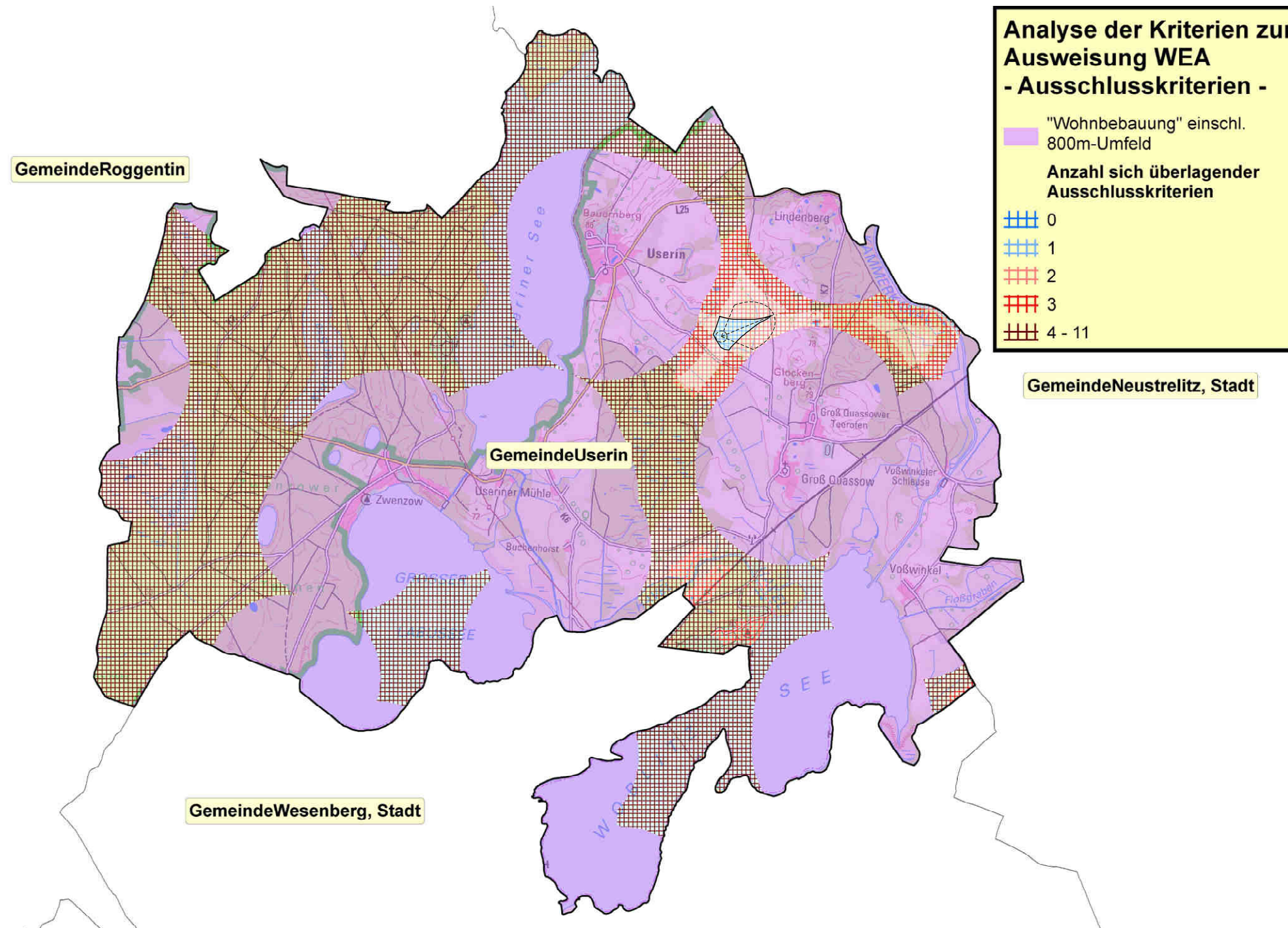
Haftungsausschluss:

Für Schäden, die durch die Benutzung der Internetseiten entstehen, sowie für Entscheidungen, die auf Basis der bereitgestellten Informationen und Datenbanken getroffen werden und deren Folgen daraus, schließt das KTBL jegliche Haftung aus.

Thema: Machbarkeitsstudie
Projekt: T12.29 Bioenergiegemeinde Userin
Bearbeitungsstand: 09.09.2013



Anhang 8: Windenergienutzung



TRIGENIUS Dezentrale Energieversorgung Trigenius GmbH, Lübsche Straße 10, 23966 Wismar, Tel. 038 41 - 22 731 17 Fax. 038 41 - 22 731 12			Titel: T12.29 Machbarkeitsstudie Bioenergiegemeinde Userin Windenergienutzung 2,5-MW-Anlage		Erstellt durch: Materne	Ausgabedatum: 09.09.2013
			Zeichnungs-Nr.: Blatt-Nr.: Maßstab: 1:50.000		Geändert: Genehmigt:	
			Dokumentenart: Übersichtsplan			

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Windenergie

Parameter

Standort	Userin
Inbetriebnahme	2014

Anzahl WEA im Park	1
WEA-Typ	E-115
Leistung pro WEA	2.500 kW
Referenzertrag pro WEA	15.500 MWh/a
Ertrag pro WEA im Park	8.200 MWh/a

Kontingentvergütung	240 Mon.	0,0866 €/kWh
Grundvergütung	0 Mon.	0,0472 €/kWh
20-a-Mittel		0,0866 €/kWh

Investitionssumme	5.800.000 €
Förderung	0 €
Eigenkapital	10% 580.000 €
Fremdkapital	90% 5.220.000 €

Finanzierungszinssatz	4,00% p.a.
Finanzierungslaufzeit	15 a
Tilgungsfrei	1 a

	Ansatz	Betrag	Preisanpassung
Pacht	7% v. EEG-Verg.	49.700 €/a	0,00% p.a.
Verwaltung	5% v. EEG-Verg.	35.500 €/a	3,00% p.a.
Versicherungen, Steuerberatung...		1.000 €/a	3,00% p.a.
Wartung / Instandhaltung		80.000 €/a	3,00% p.a.
	ab Jahr 1 0%		
	ab Jahr 3 50%		
	ab Jahr 5 100%		

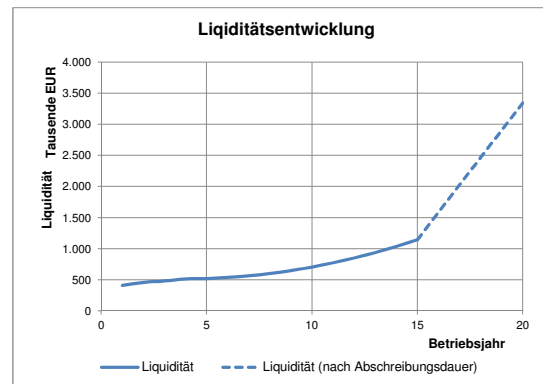
Abschreibungsdauer	15 a
Hebesatz	310%
Guthabensszinsen	1,00% p.a.
Kontokorrentzinsen	5,00% p.a.

Ergebnisse

Mittlere jährliche Einspeisevergütung	710.120 €
---------------------------------------	-----------

Ergebnis vor Steuern in 20 Jahren	3.048.033 €
Ergebnis nach Steuern in 20 Jahren	2.764.045 €

Eigenkapitalrentabilität	26,28%	(EK-gewichtetes Mittel üb 20 a)
Gesamtkapitalrentabilität	8,84%	(GK-gewichtetes Mittel üb 20 a)



20-jähriger Zahlungsplan

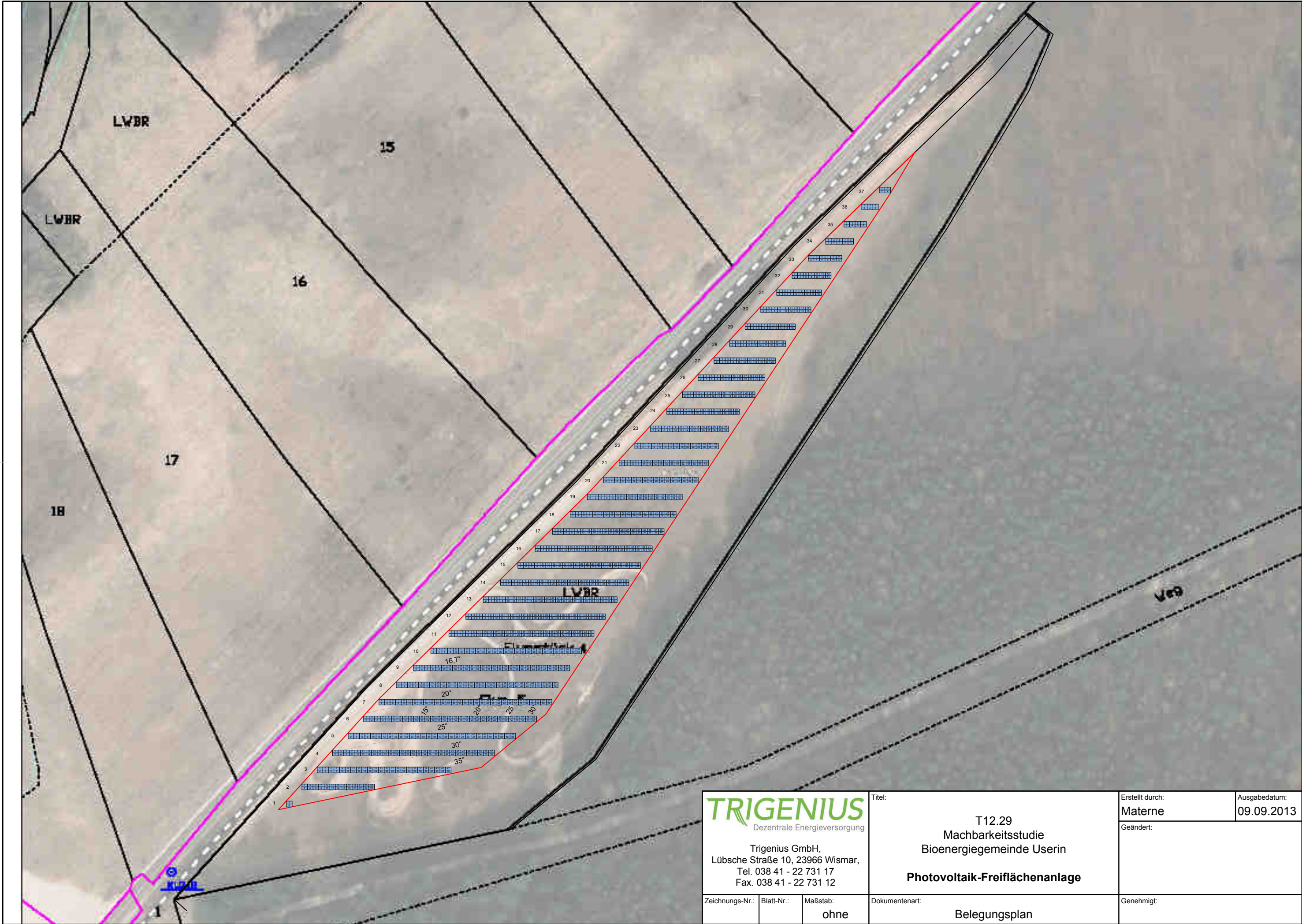
Jahr	Einspeise- vergütung	EEG- Ertrag	Zinsen Guthaben / Kontokorrent	FK-Zins	Pacht	Verwaltung	Versicherungen, Steuerberatung...	Wartung / Instandhaltung	Afa	Ergebnis vor St.	Gewerbe- ertrag	Gewerbe- steuer	Ergebnis nach St.	FK-Tilgung	Aus- schüttung	Cash-Flow	Cash-Flow (kum) (Liquidität)	Mittl. FK	EK	GK	re EK	re GK			
1	0,0866 €/kWh	710.120 €	0 €	208.800 €	49.700 €	35.500 €	1.000 €	0 €	386.667 €	28.453 €	37.300 €	4.047 €	24.406 €	0 €	0	411.073 €	411.073 €	5.220.000 €	580.000 €	5.800.000 €	4,91%	4,09%			
2	0,0866 €/kWh	710.120 €	4.111 €	201.343 €	49.700 €	36.565 €	1.030 €	0 €	386.667 €	38.926 €	45.900 €	4.980 €	33.946 €	372.857 €	0	47.756 €	458.829 €	5.033.571 €	580.000 €	5.613.571 €	6,71%	4,28%			
3	0,0866 €/kWh	710.120 €	4.588 €	186.429 €	49.700 €	37.662 €	1.061 €	42.436 €	386.667 €	10.754 €	14.000 €	1.519 €	9.235 €	372.857 €	0	23.045 €	481.873 €	4.660.714 €	580.000 €	5.240.714 €	1,85%	3,76%			
4	0,0866 €/kWh	710.120 €	4.819 €	171.514 €	49.700 €	38.792 €	1.093 €	43.709 €	386.667 €	23.464 €	23.000 €	2.496 €	20.969 €	372.857 €	0	34.778 €	516.651 €	4.287.857 €	580.000 €	4.867.857 €	4,05%	4,01%			
5	0,0866 €/kWh	710.120 €	5.167 €	156.600 €	49.700 €	39.956 €	1.126 €	90.041 €	386.667 €	-8.802 €	-13.000 €	0 €	-8.802 €	372.857 €	0	5.008 €	521.659 €	3.915.000 €	580.000 €	4.495.000 €	-1,52%	3,29%			
6	0,0866 €/kWh	710.120 €	5.217 €	141.686 €	49.700 €	41.154 €	1.159 €	92.742 €	386.667 €	2.229 €	-5.700 €	0 €	2.229 €	372.857 €	0	16.038 €	537.697 €	3.542.143 €	580.000 €	4.122.143 €	0,38%	3,49%			
7	0,0866 €/kWh	710.120 €	5.377 €	126.771 €	49.700 €	42.389 €	1.194 €	95.524 €	386.667 €	13.252 €	1.600 €	174 €	13.078 €	372.857 €	0	26.888 €	564.585 €	3.169.286 €	580.000 €	3.749.286 €	2,28%	3,73%			
8	0,0866 €/kWh	710.120 €	5.646 €	111.857 €	49.700 €	43.661 €	1.230 €	98.390 €	386.667 €	24.262 €	8.900 €	966 €	23.296 €	372.857 €	0	37.106 €	601.691 €	2.796.429 €	580.000 €	3.376.429 €	4,18%	4,03%			
9	0,0866 €/kWh	710.120 €	6.017 €	96.943 €	49.700 €	44.970 €	1.267 €	101.342 €	386.667 €	35.249 €	16.100 €	1.747 €	33.502 €	372.857 €	0	47.311 €	649.002 €	2.423.571 €	580.000 €	3.003.571 €	6,08%	4,40%			
10	0,0866 €/kWh	710.120 €	6.490 €	82.029 €	49.700 €	46.319 €	1.305 €	104.382 €	386.667 €	46.209 €	23.400 €	2.539 €	43.670 €	372.857 €	0	57.479 €	706.481 €	2.050.714 €	580.000 €	2.630.714 €	7,97%	4,87%			
11	0,0866 €/kWh	710.120 €	7.065 €	67.114 €	49.700 €	47.709 €	1.344 €	107.513 €	386.667 €	57.138 €	30.600 €	3.320 €	53.818 €	372.857 €	0	67.627 €	774.108 €	1.677.857 €	580.000 €	2.257.857 €	9,85%	5,50%			
12	0,0866 €/kWh	710.120 €	7.741 €	52.200 €	49.700 €	49.140 €	1.384 €	110.739 €	386.667 €	68.031 €	37.700 €	4.090 €	63.941 €	372.857 €	0	77.750 €	851.859 €	1.305.000 €	580.000 €	1.885.000 €	11,73%	6,38%			
13	0,0866 €/kWh	710.120 €	8.519 €	37.286 €	49.700 €	50.615 €	1.426 €	114.061 €	386.667 €	78.885 €	44.900 €	4.872 €	74.013 €	372.857 €	0	87.823 €	939.682 €	932.143 €	580.000 €	1.512.143 €	13,60%	7,68%			
14	0,0866 €/kWh	710.120 €	9.397 €	22.371 €	49.700 €	52.133 €	1.469 €	117.483 €	386.667 €	89.695 €	51.900 €	5.631 €	84.063 €	372.857 €	0	97.873 €	1.037.554 €	559.286 €	580.000 €	1.139.286 €	15,46%	9,84%			
15	0,0866 €/kWh	710.120 €	10.376 €	7.457 €	49.700 €	53.697 €	1.513 €	121.007 €	386.667 €	100.455 €	59.000 €	6.402 €	94.054 €	372.857 €	0	107.863 €	1.145.418 €	186.429 €	580.000 €	766.429 €	17,32%	14,08%			
16	0,0866 €/kWh	710.120 €	11.454 €	0 €	49.700 €	55.308 €	1.558 €	124.637 €	0 €	490.371 €	447.000 €	48.500 €	441.871 €	0 €	0	441.871 €	1.587.289 €	0 €	580.000 €	580.000 €	84,55%	84,55%			
17	0,0866 €/kWh	710.120 €	15.873 €	0 €	49.700 €	56.967 €	1.605 €	128.377 €	0 €	489.345 €	446.000 €	48.391 €	440.954 €	0 €	0	440.954 €	2.028.243 €	0 €	580.000 €	580.000 €	84,37%	84,37%			
18	0,0866 €/kWh	710.120 €	20.282 €	0 €	49.700 €	58.676 €	1.653 €	132.228 €	0 €	488.146 €	444.800 €	48.261 €	439.885 €	0 €	0	439.885 €	2.468.127 €	0 €	580.000 €	580.000 €	84,16%	84,16%			
19	0,0866 €/kWh	710.120 €	24.681 €	0 €	49.700 €	60.436 €	1.702 €	136.195 €	0 €	486.768 €	443.400 €	48.109 €	438.659 €	0 €	0	438.659 €	2.906.786 €	0 €	580.000 €	580.000 €	83,93%	83,93%			
20	0,0866 €/kWh	710.120 €	29.068 €	0 €	49.700 €	62.249 €	1.754 €	140.280 €	0 €	485.204 €	441.900 €	47.946 €	437.258 €	0 €	0	437.258 €	3.344.045 €	0 €	580.000 €	580.000 €	83,66%	83,66%			
				1.670.400 €					3.048.033 €					2.764.045 €					3.344.045 €					26,28%	8,84%

Thema: Machbarkeitsstudie
Projekt: T12.29 Bioenergiegemeinde Userin
Bearbeitungsstand: 09.09.2013



Anhang 9:

Photovoltaik-Freiflächenanlage



TRIGENIUS
Dezentrale Energieversorgung

Trigenius GmbH,
Lübsche Straße 10, 23966 Wismar,
Tel. 038 41 - 22 731 17
Fax. 038 41 - 22 731 12

Zeichnungs-Nr.: Blatt-Nr.: Maßstab:
ohne

Titel:

T12.29
Machbarkeitsstudie
Bioenergiegemeinde Userin

Photovoltaik-Freiflächenanlage

Dokumentenart:
Belegungsplan

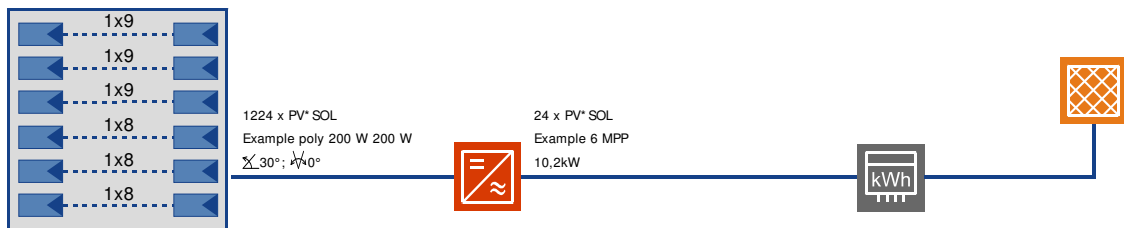
Erstellt durch:
Materne
Ausgabedatum:
09.09.2013

Geändert:

Genehmigt:

Projektname: Freifläche Userin
Variantenbezeichnung: verschattet

21.08.2013



Standort:	Neustrelitz
Klimadatensatz:	Neustrelitz (1981-2010)
PV-Leistung:	244,80 kWp
PV-Brutto-/Bezugsfläche:	2.052,25 / 2.057,98 m²

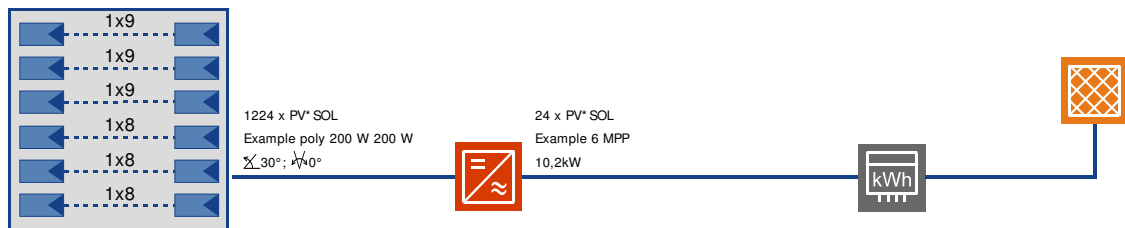
PV-Generator Einstrahlung:	1.967.433 kWh
PV-Gen. erzeugte Energie (wechselstromseitig):	188.967 kWh
Netzeinspeisung:	188.967 kWh

Systemnutzungsgrad:	9,6 %
Performance Ratio (Anlagennutzungsgrad):	80,7 %
Wechselrichter Nutzungsgrad:	91,9 %
PV-Generator Nutzungsgrad:	10,5 %
Spez. Jahresertrag:	771,9 kWh/kWp
Vermiedene CO2-Emissionen:	167.416 kg/a

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Photovoltaikanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichter und anderer Faktoren abweichen. Das obige Anlagenschema ersetzt nicht die fachtechnische Planung der Photovoltaikanlage.

Projektname: Freifläche Userin
Variantenbezeichnung: unverschattet

21.08.2013



Standort:	Neustrelitz
Klimadatensatz:	Neustrelitz (1981-2010)
PV-Leistung:	244,80 kWp
PV-Brutto-/Bezugsfläche:	2.052,25 / 2.057,98 m²

PV-Generator Einstrahlung:	2.303.517 kWh
PV-Gen. erzeugte Energie (wechselstromseitig):	223.673 kWh
Netzeinspeisung:	223.673 kWh

Systemnutzungsgrad:	9,7 %
Performance Ratio (Anlagennutzungsgrad):	81,6 %
Wechselrichter Nutzungsgrad:	92,5 %
PV-Generator Nutzungsgrad:	10,5 %
Spez. Jahresertrag:	913,7 kWh/kWp
Vermiedene CO2-Emissionen:	198.165 kg/a

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Photovoltaikanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichter und anderer Faktoren abweichen. Das obige Anlagenschema ersetzt nicht die fachtechnische Planung der Photovoltaikanlage.

Thema: Machbarkeitsstudie
Projekt: T12.29 Bioenergiegemeinde Userin
Bearbeitungsstand: 09.09.2013



Anhang 10:

Wärmegestehungskosten konventioneller Wärmeerzeuger

Vergleich konventionelle Wärmeerzeugung

<i>Einfamilienhaus 120 m2; Standard bis 1995</i>			
	<i>Heizöl</i>	<i>Erdgas</i>	<i>Flüssiggas</i>
Wärmebedarf [kWh/a]	26.400	26.400	26.400
Jahresnutzungsgrad	0,85	0,86	0,86
Energieverbrauch [kWh/a]	31.059	30.698	30.698
spez. Energiekosten [ct/kWh]	8,24	6,37	8,69
Verbrauchskosten [€/a]	2.559	1.955	2.668
Anschaffungskosten [€]	8.330	5.860	7.360
Nutzungsdauer [a]	15	15	15
Zins [%]	5	5	5
Kapitalkosten [€/a]	803	565	709
Wartung/Instandhaltung [€/a]	100	100	100
Schornsteinfeger [€/a]	125	125	125
Betriebsstrom [€/a]	85	85	85
Versicherung [€/a]	20	20	20
Betriebskosten [€/a]	330	330	330
Wärmegestehungspreis [ct/kWh]	13,98	10,80	14,04

<i>Einfamilienhaus 120 m2; Standard WSchV 1995 und EnEV</i>			
	<i>Heizöl</i>	<i>Erdgas</i>	<i>Flüssiggas</i>
Wärmebedarf [kWh/a]	17.400	17.400	17.400
Jahresnutzungsgrad	0,85	0,92	0,92
Energieverbrauch [kWh/a]	20.471	18.913	18.913
spez. Energiekosten [ct/kWh]	8,24	6,37	8,69
Verbrauchskosten [€/a]	1.687	1.205	1.644
Anschaffungskosten [€]	8.330	5.860	7.360
Nutzungsdauer [a]	15	15	15
Zins [%]	5	5	5
Kapitalkosten [€/a]	803	565	709
Wartung/Instandhaltung [€/a]	100	100	100
Schornsteinfeger [€/a]	125	125	125
Betriebsstrom [€/a]	85	85	85
Versicherung [€/a]	20	20	20
Betriebskosten [€/a]	330	330	330
Wärmegestehungspreis [ct/kWh]	16,20	12,07	15,42