

**Energiekonzeptstudie**  
**Aufbau eines Nahwärmenetzes**  
**in der Stadt Dettelbach**



**Bearbeiter:**

**Alexander Burkel**

**Uwe Täuber**

**Bearbeitungszeitraum: Oktober 2014 bis Januar 2015**

## Inhalt

1	Ausgangslage und Aufgabenstellung.....	3
2	Grundlagenermittlung und Bestandsanalyse.....	5
3	Potzenialanalyse.....	<b>Fehler! Textmarke nicht definiert.</b>
3.1	Biomasse.....	7
3.2	Biogas .....	9
3.3	Solarthermie.....	10
3.4	Geothermie .....	12
4	Maßnahmen und Konzeptentwicklung .....	14
4.1	Standort der Heizzentrale und Ausführung.....	14
4.2	Trassenplanung .....	15
4.3	Wärmebedarf .....	17
5	Machbarkeits- und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung .....	20
5.1	Allgemeine Grundannahmen und Hinweise .....	20
	Variantenuntersuchung.....	22
5.2	Variante A: Zentrale Wärmebereitstellung auf Basis von Hackschnitzel .....	23
5.3	Variante B: Zentrale Wärmebereitstellung mit BHKW.....	25
5.4	Variante C: Dezentrale Wärmebereitstellung in den einzelnen Liegenschaften .....	29
6	Zusammenfassung und Empfehlung .....	31
7	Fazit .....	34
8	Anhang: Wirtschaftlichkeit ohne Förderung .....	36

## **1 Ausgangslage und Aufgabenstellung**

Im Rahmen dieser Machbarkeitsstudie wurde die Umsetzung eines Nahwärmenetzes in der Stadt Dettelbach untersucht. Dabei werden sowohl wirtschaftliche als auch ökologische Aspekte betrachtet. Um hierbei zu aussagekräftigen Ergebnissen zu kommen, wird auch auf die technische Ausführung eingegangen (Kesselgrößen, Leitungsverlauf, Energiemengen). Diese Studie soll eine erste Analyse darstellen und der Stadt am Beginn des Projekts grundlegende Hilfestellung geben. Sie ersetzt keine planerische Projektierung durch ein Ingenieurbüro.

Das Nahwärmenetz soll die bestehenden Heizungen in fünf kommunalen Liegenschaften sowie in zwei Wohnkomplexen der Wohnungsbaugesellschaft ersetzen und zu einer Energiekostensenkung führen. Auch der Anschluss eines Kindergartens wird in Betracht gezogen. Diese Verbraucher stellen zunächst eine gute Ausgangsbasis für ein wirtschaftlich zu betreibendes Nahwärmenetz dar. Im weiteren Betrieb ist es aber durchaus möglich - und aus Sicht der Energieeffizienz auch sinnvoll - umliegende private Liegenschaften mit einzubinden.

Im ersten Schritt erfolgte ein Strategietreffen der Energieagentur mit Vertretern mit der Stadt Dettelbach, und des Landratsamts Kitzingen. Seitens der Stadt war Frau Bürgermeisterin Konrad anwesend. Seitens des Landratsamts Kitzingen war der Sachgebietsleiter Hochbau/Kreisbaumeister Herr Gattenlöhner anwesend, sowie Herr Riedel anwesend. Darüber hinaus auch Herr Frost vom Konversionsmanagement Kitzinger Land, der maßgeblich an der Vorarbeit beteiligt war (u.A. Fragebögen). Im direkten Anschluss wurden die Kommunalen Liegenschaften durch einen Mitarbeiter der Energieagentur Nordbayern begangen und eine Vor-Ort Bestandsanalyse durchgeführt.

In dieser Grundlagen- und Bestandsanalyse werden auch die örtlichen Potenziale Erneuerbarer Energieträger untersucht, die in einem Nahwärmenetz zur Anwendung kommen können. Im Nachgang erfolgt die Konzeptentwicklung, es werden drei Ansätze gewählt und näher betrachtet. Im Zuge der Machbarkeits- und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wird die Ökonomie dieser Ansätze weiter konkretisiert. Basis hierfür sind grobe Investitionskostenschätzung und Finanzierungsmöglichkeiten sowie zu erwartende Fördermittel. In Anlehnung an die VDI 2067 wird über einen Zeitraum von 20 Jahren und unter Berücksichtigung der zu erwartenden Preissteigerungen der einzelnen Energieträger jeweils ein Wärmegestehungspreis ermittelt. Zusammenfassend werden die zentralen Ergebnisse der Studie und konkrete Handlungsempfehlungen sowie die weitere Vorgehensweise dargestellt.

### Energiepreisentwicklung, zentrale Feuerung

Bei der Entscheidung, welche Wärmeversorgungstechnik zukünftig zum Einsatz kommen soll, sollten auch die zukünftig zu erwartenden Kostensteigerungen der Brennstoffe einbezogen werden.

Während Maschinen- und Lohnkosten eher moderate Steigerungen erfahren, sind bei den Brennstoffkosten z.T. deutliche Schwankungen bzw. Steigerungsraten aufgetreten. Wie sich die Brennstoffkosten zukünftig entwickeln werden, kann nicht vorgesagt werden. Fest steht jedoch, dass der Brennstoff Gas, wie Öl eine endliche fossile Energieressource ist und deshalb langfristig wahrscheinlich die größten Steigerungsraten zu erwarten sind. Bestätigung findet diese Annahme durch die Entwicklung der Energiepreise in den letzten Jahren. So hat sich der Heizölpreis in den letzten

10 Jahren mehr als verdoppelt (Auswertungen C.A.R.M.E.N., siehe Abbildung 1). Erdgas hatte in diesem Zeitraum eine Preissteigerung von 70% zu verzeichnen.

Eines der Vorteile eines Nahwärmenetzes ist die zentrale Feuerung des Systems, so können viel effektiver günstige nachwachsende Rohstoffe eingesetzt werden, als das bei vielen kleineren Feuerstellen der Fall ist. Obendrein wird so ein Beitrag zum Umwelt- und Klimaschutz geleistet.

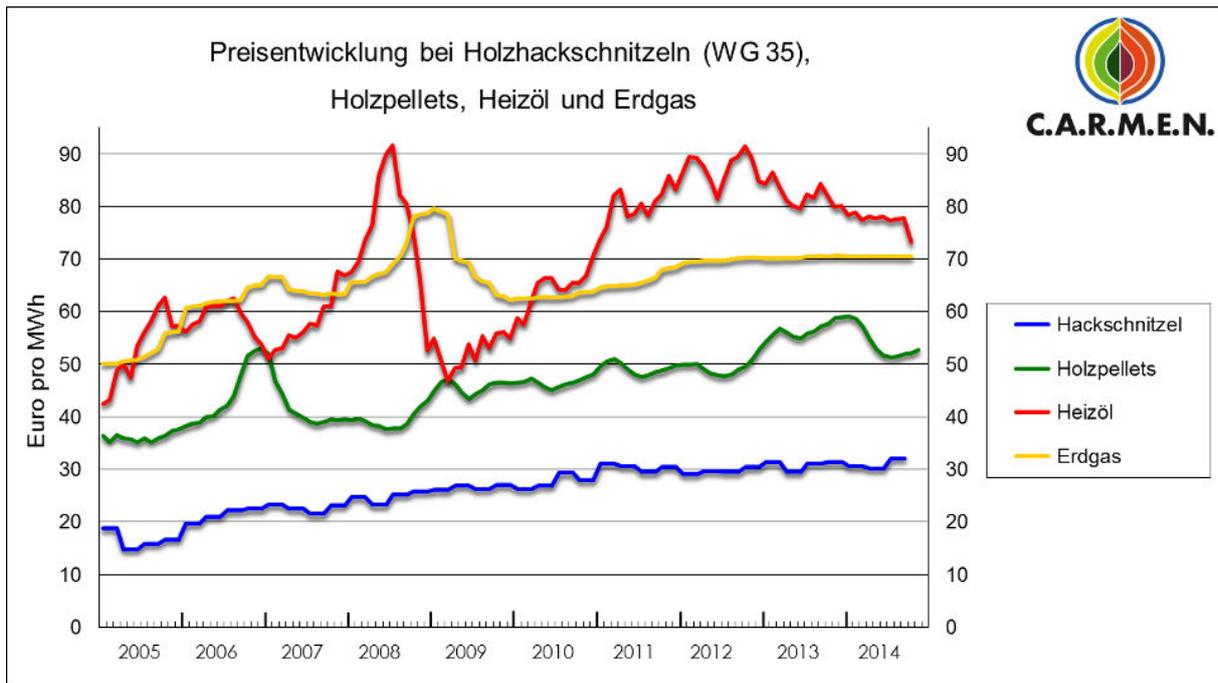


Abbildung 1: Verlauf der Preisentwicklung versch. Energieträger in Euro pro bereitgestellte Megawattstunde (C.A.R.M.E.N. EV)

Zwar stiegen die Kosten für alternative Brennstoffe wie Hackschnitzel und Holzpellets ebenfalls, deren Preis liegt aber weiterhin deutlich unter dem der konventionellen Brennstoffe. Geht man davon aus, dass die künftige Entwicklung nicht wesentlich vom Trend der letzten Jahrzehnte abweichen wird, sollten Brennstoffe aus Biomasse auch langfristig ihren deutlichen Preisvorteil behalten.

## 2 Grundlagenermittlung und Bestandsanalyse

Seitens der Kommune wurden im Voraus in Zusammenarbeit mit dem Konversionsmanagement für acht Liegenschaften ausgewählt, für die eine Nahwärmelösung näher betrachtet werden soll. Sechs der Gebäude werden bislang durch Zentralheizungen beheizt. Das Betrachtungsgebiet verläuft weitestgehend entlang der Luitpold-Baumann-Straße und hat eine Ausdehnung von etwa 950 m (diagonal). Hinter der Ziffer 5 und 6 (vgl. Abbildung 2) verbergen sich Wohnbauten der Baugenossenschaft für den Landkreis Kitzingen eG. Hier wird der Warmwasser- und der Heizbedarf in den einzelnen Wohnungen derzeit durch Gas-Etagenheizungen gedeckt. Für den Anschluss an ein Nahwärmenetz müsste in diesen Liegenschaften ein zentrales Wärmeverteilsystem nachgerüstet werden.

Im Zuge der Bestandsaufnahme wurden darüber hinaus auch mögliche Standorte für eine Heizzentrale des Nahwärmenetzes dokumentiert. In Frage kommt die Fläche nördlich des Verwaltungsgebäudes (1), nord-östlich des Neubaus der Volksschule (4) und südlich der Maintalhalle (7).

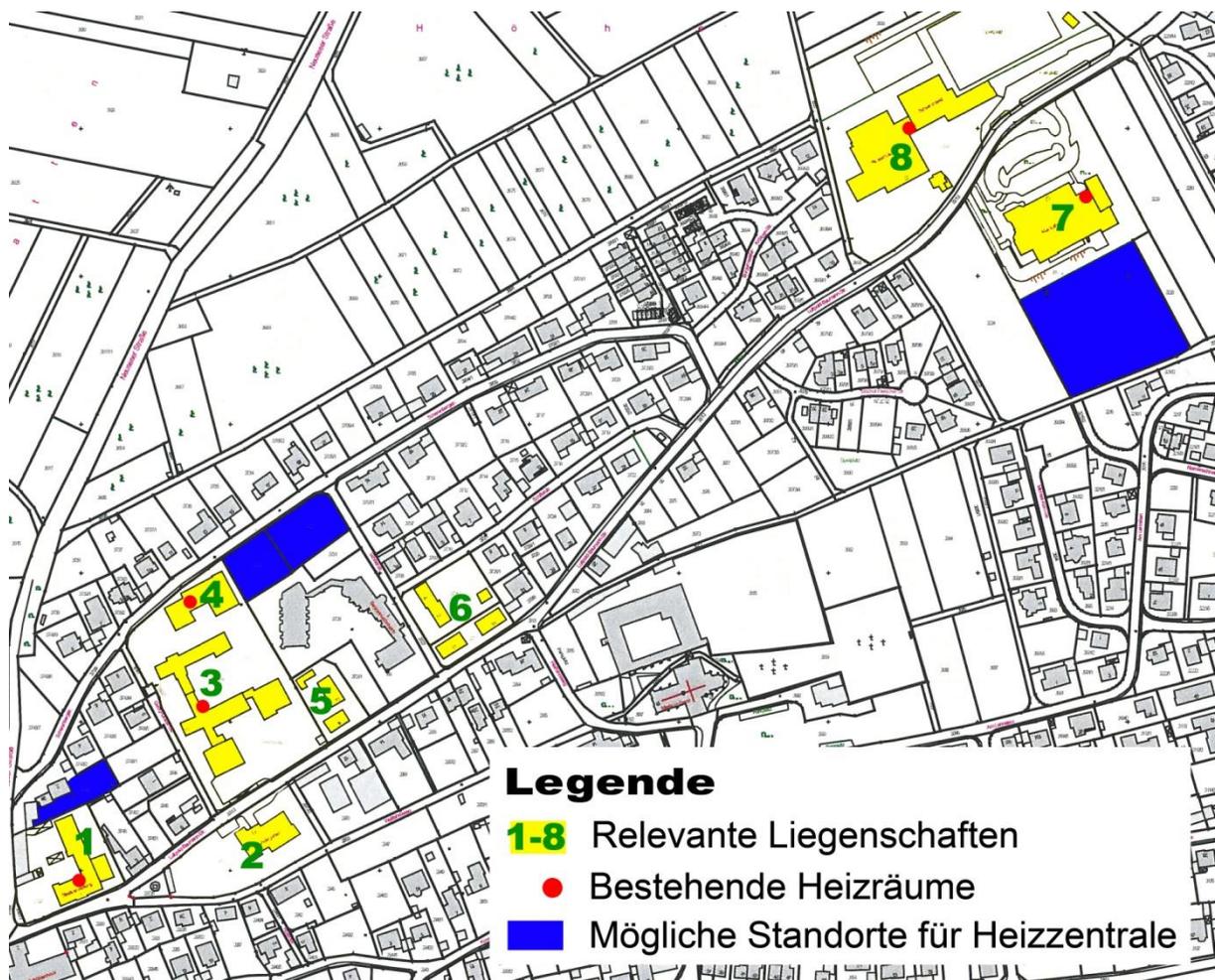


Abbildung 2: Lageplan. Relevante Liegenschaften für eine Nahwärmeversorgung

Im Zuge der Datenermittlung wurde durch Herrn Frost vom Konversionsmanagement Kitzinger Land bereits eine detaillierte Abfrage der einzelnen Liegenschaften mittels Fragebögen vorgenommen.

Diese Daten wurden seitens der Energieagentur ausgewertet. Der Energieverbrauch bezieht sich auf den Energieverbrauch der Feuerstelle(n), d.h. Heizung ggf. mit Warmwasserbereitung. Daten Hierzu wurden für jeweils 3 Jahre abgefragt, dabei wurden alle Werte zunächst witterungsbereinigt und daraus ein Mittel dieser Werte gebildet. Die Witterungsbereinigung des Verbrauchs erfolgte nach VDI 3807, Blatt 1 (2007). Die dafür nötigen Daten stammen direkt vom Deutschen Wetterdienst. Bei den Wohnungsgebäuden gab es zum Teil stark abweichende Jahreswerte. Diese flossen nicht in die Mittelwerts Bildung ein. Ursache kann hier bspw. vorübergehender Leerstand sein. In der folgenden Tabelle werden die maßgeblichen Daten der einzelnen Liegenschaften dargestellt.

NR	Liegenschaft	WE	Stromverbrauch (Durchschnitt)	Energieverbrauch witterungsbedingt (Durchschnitt)	Kesselgesamt- leistung	Kesselbaujahr	WW über Heizung
1	Verwaltungsgebäude d. Stadt		34.700 kWh	96.700 kWh	144 kWh	2002	NEIN
3	Volksschule Altbau + Anbau		45.700 kWh	239.200 kWh	340 kWh	ca. 2011	JA
4	Volksschule Neubau			165.800 kWh	145 kWh	2004	NEIN
5	Luitpold-Baum.-Str. 9	6	8.990 kWh	41.900 kWh	90 kWh	1992 - 1999	JA
5	Luitpold-Baum.-Str. 11	8	8.350 kWh	51.000 kWh	110 kWh	1992 - 1999	JA
6	Luitpold-Baum.-Str. 17	9	14.590 kWh	31.600 kWh	100 kWh	1992	JA
6	Luitpold-Baum.-Str. 19	9	18.190 kWh	53.600 kWh	100 kWh	1992	JA
6	Schillerstraße 2	4	6.460 kWh	18.600 kWh	40 kWh	1992	JA
6	Schillerstraße 4	4	4.950 kWh	36.200 kWh	40 kWh	1992	JA
7	Maintalhalle		95.900 kWh	110.800 kWh	570 kWh	1987	JA
8	Realschule + Hallenbad		206.300 kWh	910.500 kWh	900 kWh	2000	JA
<b>GESAMT:</b>			<b>444.130 kWh</b>	<b>1.755.900 kWh</b>	<b>2.579 kWh</b>		

*(Anm.: WE = Wohneinheiten; WW = Warmwasser. Ausgangsbasis: Fragebogenermittlung bzw. wo möglich Bestandsaufnahme vor Ort. Keine Gewähr auf Vollständigkeit und Richtigkeit der Daten.)*

### 3 Potenzialanalyse

Auch in Dettelbach gibt es eine Reihe an unerschlossenen Potenzialen im Bereich der erneuerbaren Energien. Diese Potenzialanalyse beschränkt sich auf die Möglichkeiten der Wärmebereitstellung durch regenerative Energieträger.

#### 3.1 Biomasse

Die wohl klassischste Form der Wärmeerzeugung ist die Verbrennung von Holz oder holzartigen Stoffen. Die Effizienz heutiger Wärmeerzeuger geht einher mit einem hohen Maß an technologischer Automatisierung und Regelung. Daher muss auch die Verbrennung bzw. die Brennstoffzufuhr gut regelbar sein. Bei erneuerbaren Brennstoffen erfüllen lediglich zwei Brennstoffe diese Kriterien, nämlich Pellets und Hackschnitzel. Darüber hinaus gibt es beispielsweise noch die Möglichkeit von Strohfeuerungsanlagen, hierbei gibt es aber einige Hürden (Ascherückstände, Abgaswerte, Regelbarkeit), weshalb hier nicht weiter darauf eingegangen wird.

##### **Pellets:**

Sie werden aus Holz oder Sägespänen gepresst, besitzen einen Durchmesser von etwa 0,5 cm und eine Länge von bis zu 2,5 cm. Vorteile sind die gute Transportierbarkeit, Lagerbarkeit und relativ hohe Energiedichte (ca. 4,8 kWh/kg). Allerdings sind sie durch die Herstellungskosten auch die teuersten üblichen biogenen Brennstoffträger. Pelletfeuerungen sind tendenziell eher in kleineren Leistungsbereichen üblich. In Verbindung mit Nahwärmenetzen ist es ähnlich wie bei Gas kaum wirtschaftlich, die Hauptwärmelast durch Pellets zu decken. Sie könnten theoretisch als Spitzenlastkessel dienen, jedoch ist aufgrund der geringen Laufzeit und der erhöhten Investitionskosten (Kesselpreis, Lager, Wartung) auch das kaum sinnvoll.

Das Potenzial von Pellets aus der Umgebung bzw. aus eigener Herstellung wird hier nicht weiter betrachtet, da es sich zum Einen um einen überregional erzeugten und gehandelten Brennstoffträger handelt und zum Anderen der Einsatz in einem Nahwärmenetz kaum darstellbar ist.

##### **Hackschnitzel:**

Hackschnitzel bestehen aus geschreddertem Holz. Sie sind relativ einfach herzustellen und damit auch deutlich günstiger als Holzpellets (vgl. Abbildung 1) Ihre Qualität definiert sich vor allem über den Wassergehalt. Hackgut mit 20% Wassergehalt (WG 20) besitzt einen Brennwert von etwa 4,0 kWh/kg, üblich sind Wassergehalte bis 30%. Ein weiteres, aber selten ausgewiesenes Qualitätsmerkmal ist der Rindenanteil. Diese groben Holzspäne werden mit einer Schnecke oder einem Gebläse von der Lagerstätte zum Brenner befördert.

Hackschnitzel könnten im Gegensatz zu Pellets relativ einfach durch die Kommune selbst erzeugt werden. Jedoch besitzt Dettelbach keinen eigenen Wald, der bewirtschaftet werden könnte. Eine Möglichkeit wäre deshalb die Zerkleinerung von holzartigem Landschaftspflegematerial. Die Fläche der städtischen Grünanlagen beträgt etwa 5 ha. Es wird davon ausgegangen, dass etwa 1/3 des

Aufkommens zur energetischen Verwertung hergenommen werden kann (*Quelle: Dr.-Ing. Martin Kaltschmitt, Energiegewinnung aus Biomasse, Heidelberg 2003*). Generell muss einzeln abgewogen werden, wie groß der thermisch verwertbare (feste) Anteil an Landschaftspflegematerial in der Kommune ist. Wegen des erhöhten Aufwands (Häckseln, Trocknung, Lagerung) sollte dieses Material allerdings nur einen Teil des Bedarfs decken.

Möglich und wirtschaftlich sinnvoll ist eine Eigenerzeugung von Hackschnitzeln auf sogenannten Kurzumtriebsplantagen. Hierbei handelt es sich um Energiewälder, die auf Ackerflächen angelegt werden. Als Energiepflanzen werden meist schnell wachsende Baumarten wie **Pappeln** und **Weiden** eingesetzt. Für standortbedingte Sonderfälle sind auch **Aspen** und **Robinien** denkbar.



**Abbildung 3: Kurzumtriebsplantage nach vier Jahren** Quelle: LWF (Bayerische Landesanstalt für Wald und Forstwirtschaft)

#### **Anforderungen:**

Komplett von der Nutzung als KUP ausgeschlossene Flächen sind unter anderem Nationalparks, Kern- und Pufferzonen von Naturschutzgebieten, besonders geschützte Biotope und Totalreservatbereiche von Naturschutzgebieten. All dies ist in Dettelbach nach unserer Recherche nicht anzutreffen. Selbst in Wasserschutzgebieten (größtes nahe Bibergau) wäre eine Kurzumtriebsplantage generell möglich. Auch wegen der klimatischen Bedingungen eignet sich der Standort hervorragend. Ausschlaggebend ist eine Niederschlagsmenge im Bereich von 600 mm/a und eine durchschnittliche Jahrestemperatur von mind. 6,5 °C, letztere wird mit 9,2 °C bei weitem übertroffen. Die Niederschlagsmenge beträgt zwar nur 590 mm/a, jedoch finden sich im Mainingebiet wassergesättigte Böden, welche das Wachstum begünstigen.

Die **Pflanzung** kann händisch oder mit einer Steckmaschine erfolgen, dazu werden Stecklinge in den Boden eingebracht. Die Umtriebszeit kann zwischen 3-7 Jahren liegen. Typischerweise findet die **Ernte** im 3. oder 4. Jahr statt. Bis zu einer Stammstärke von 15 cm kann die Ernte mechanisch mit einem Feldhäcksler erfolgen, alternativ kann auch manuell geerntet und danach zu Hackschnitzeln weiterverarbeitet werden. Die geernteten Stümpfe treiben danach umso stärker, eine Ausdehnung der Ernteintervalle oder ein Ernterückgang ist nicht zu befürchten. Für die **Lagerung** muss keine

Lagerhalle errichtet werden. Die Hackschnitzel können, ähnlich wie Grassilage, zu einem Haufen in Form eines Spitzkegels aufgeschüttet und mit Vlies abgedeckt werden. Vlies lässt den Regen abfließen und die Verdunstung des Wassers zu.

#### **Wirtschaftlichkeit von Hackschnitzeln aus Kurzumtriebsplantagen:**

Im Rahmen einer Projektarbeit der Energieagentur Nordbayern wurde durch eine Studentische Hilfskraft der Energieagentur Nordbayern unter anderem auf Basis von Studien der TU Dresden und Auswertung verschiedener bestehender Projekte und deren Erfahrungswerte eine Wirtschaftlichkeitsanalyse angelehnt an die VDI 2067 angestellt. Es muss mit Jahresgesamtkosten von etwa 1.000 € pro Hektar gerechnet werden.

Die Gestehungskosten für auf KUP selbst angebaute Hackschnitzel betragen aktuell rund 22,73 €/MWh (netto), also bereits deutlich unter dem aktuellen Durchschnittlichen Marktpreis für Hackschnitzel von rund 25,00 €/MWh (Auswertung C.A.R.M.E.N.)

Allerdings müssen langfristig noch die erwarteten Preissteigerungen mit einbezogen werden. Durch die ständig steigende Nachfrage nach Hackschnitzeln beträgt die Preissteigerung 7%. Über einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren zahlt man also durchschnittlich 49,68 € für die Megawattstunde.

Bei selbst erzeugten KUP fallen die Preissteigerungen voraussichtlich moderater aus. Bei Ernte- und Transportkosten liegt die Erwartung bei 4%, bei allen anderen Positionen bei 1,5%. Somit ergibt sich über eine Dauer von 20 Jahren ein durchschnittlicher Preis von 26,30 €/MWh. Langfristig betrachtet lässt sich der Brennstoff durch eine eigene KUP also deutlich wirtschaftlicher erzeugen.

## **3.2 Biogas**

Zur Bestimmung des Biomasse-Potenzials aus Pflanzen werden die derzeit üblichsten Energieträger, nämlich Silo Mais, Grassilage und Getreide-GPS (Ganzpflanzensilage) betrachtet, die auch in Dettelbach als wichtigste Betriebsstoffe für die Biogaserzeugung angesehen werden können.

Zentraler Ausgangspunkt für die Berechnung des Potenzials ist die verfügbare landwirtschaftliche Fläche, die in Dettelbach 4.709 ha beträgt. Das Bayerische Energiekonzept sieht als Zielsetzung für die Energiebereitstellung im Jahr 2021 eine Steigerung des energetisch nutzbaren Flächenanteils der gesamten Landwirtschaftlichen Nutzfläche auf ca. 15 % vor. Dieser Anteil wird auch für das theoretische Gesamtpotenzial der Energiegebreitstellung aus Pflanzen mittels Biogas in Dettelbach angenommen.

Die Änderungen im EEG 2014 erschweren den wirtschaftlichen Betrieb einer neuen Biogasanlage allerdings derart, dass derzeit ein Neubau einer Anlage mit Pflanzenvergärung nicht mehr realistisch erscheint. Dennoch wird das Potenzial hier ausgewiesen.

Hingegen weiterhin attraktiv ist die Güllevergärung, allerdings werden lohnende Vergütungen nur bei Anlagen unter 75 kW<sub>el</sub> gezahlt. Als Ausgangsbasis zur Errechnung des Potenzials wurden das

Aufkommen an Rindern und Schweinen aus dem Jahr 2010 (*Quelle: Bayerische Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung*) zur Grunde gelegt.

Die dargestellten Zahlen sind bereits um die Wirkungsgrade der Kraft-Wärme-Kopplung und des Eigenverbrauchs einer Biogasanlage bereinigt.

T	Erzeugung Elektrisch	Erzeugung Thermisch
Silomais	8.430 MWh	6.830 MWh
Grassilage	940 MWh	760 MWh
Getreide GPS	3.510 MWh	2.850 MWh
Summe	12.880 MWh	10.440 MWh
Biogas Potenzial Gülle	Erzeugung Elektrisch	Erzeugung Thermisch
Rinder	1.450 MWh	1.180 MWh
Schweine	2.340 MWh	1.900 MWh
Summe	3.790 MWh	3.070 MWh
<b>Summe GESAMT</b>	<b>16.670 MWh</b>	<b>13.510 MWh</b>

Bilanziell würde somit bereits die Energie der Gülle aus Schweinemist ausreichen, um die betrachteten Liegenschaften zu beheizen.

In der Praxis wäre eine Biogasanlage in der Größenordnung wie das vorgeschlagene Erdgas BHKW unter Variante B (vergl. 5.3) sinnvoll, um durchgehend die Grundlast zu decken. Die dazu notwendigen Substrate könnten vor Ort gewonnen werden, wobei einen Großteil aus Gülle bestehen könnte.

### 3.3 Solarthermie

Solarthermie sinnvoll in ein Nahwärmenetz zu integrieren ist immer eine Herausforderung. Obgleich sogar sehr große Projekte mit solarem Wärmeanteil von nahezu 50% realisiert (mittels riesiger Saisonaler Warmwasserspeicher) wurden, sind solarthermisch gestützte Nahwärmenetze noch immer die Ausnahme.

Die am meisten verbreitete Lösung ist die direkte Speisung des Nahwärmenetzes mit Solarwärme als Vorwärmestufe vor der eigentlichen Erwärmung durch den Brenner. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass die Solarthermieanlage in direkter räumlicher Nähe zur Heizzentrale stehen muss. Ggf. sind auch größere Freiflächensolarthermieanlagen denkbar, wobei dadurch auch sehr große Pufferspeicher in der Nähe der Heizzentrale nötig werden.

Der Ansatz der dezentralen solarthermischen Einspeisung ist noch wenig verbreitet, wird aber bereits in einigen Projekten verfolgt. Da dezentrale Pufferspeicher bei jedem Anschlussnehmer ohnehin vor allem im Sommer sinnvoll sind, wenn das Nahwärmenetz nur zur Warmwasserbereitung dient, beschränkt sich das solarthermische Potenzial in dieser Analyse auf die Dachflächen der Anschlussnehmer des Nahwärmenetzes.

Von der Betrachtung ausgeschlossen sind der Kindergarten und alle Wohngebäude, außerdem noch der Neubau der Volksschule, da dieser bereits mit Photovoltaik belegt ist. Als relevante Dachflächen wurden alle Flächen in Süd- oder Süd-Ost- bzw. Süd-West-Ausrichtung einbezogen. Flächen für Erker, Giebel und andere Aufbauten wurden dabei abgezogen. Es kann innerhalb dieser Studie allerdings keine Aussage zur Statik gemacht werden, so können die tatsächlich verwendbaren Flächen teilweise erheblich abweichen.

NR	Liegenschaft	Für ST geeignete Dachfläche	Energieertrag
1	Verwaltungsgebäude d. Stadt	176 m <sup>2</sup>	70.400 kWh/a
3	Volksschule Altbau + Anbau	780 m <sup>2</sup>	312.000 kWh/a
7	Maintalhalle	1.100 m <sup>2</sup>	440.000 kWh/a
8	Realschule + Hallenbad	409 m <sup>2</sup>	163.600 kWh/a
<b>GESAMT:</b>			<b>986.000 kWh</b>

Der berechnete Ertrag entspricht dem jeweils maximal möglichen. Der sinnvolle Ansatz für das Nahwärmenetz in Dettelbach lautet nicht, einen möglichst hohen maximalen Wärmeertrag durch Solarthermie zu erzielen, sondern den Feuerungsbetrieb im Sommer so weit wie möglich zu verhindern, um dadurch hohe Verteilverluste zu vermeiden. Generell muss ein solches Vorhaben aber möglichst detailliert geplant werden. Speichergrößen und Standorte, Größe der Solarthermieanlage und Übergabestationen müssen optimal aufeinander abgestimmt werden. Auch die Regelung eines solchen Systems ist nicht trivial und muss aufgrund der vielen Parameter zunächst fast permanent nachgeregelt und optimiert werden.

### 3.4 Geothermie

Erdwärme in eine Nahwärmeversorgung einzubinden, ist konzeptionell und technologisch anspruchsvoll. Generell kann zwischen oberflächennaher und tiefer Geothermie unterschieden werden. Die Abgrenzung erfolgt gewöhnlich bei einer Tiefe (ab Geländeoberkante) von ca. 400 m.

#### **Oberflächennahe Geothermie: Geothermisch gestützte Nahwärme mit Wärmepumpen**

Eine Möglichkeit ist die Errichtung eines „kalten Nahwärmenetzes“ mit einer Vorlauftemperatur von ganzjährig nur ca. 10° C. Diese Temperatur reicht natürlich noch nicht zum Heizen, aber sie ermöglicht es, bei den Anschlussnehmern mit einer günstigen Arbeitszahl energieeffizient Wärmepumpen einzusetzen. Um die Vorlauftemperatur im Nahwärmenetz zu halten, können eine größere Anzahl an Tiefenbohrungen und eine große Wärmepumpe in der Heizzentrale eingesetzt werden. Solche Konzepte sind vor allem dann interessant, wenn der Stromnetzbetreiber mit eingebunden werden kann. Die voraussichtlich immer öfter auftretenden Stromüberschüsse im Netz (bspw. aus Erneuerbaren Energien) könnten so sinnvoll zur Wärmebereitstellung genutzt werden.

Derzeit gibt es einige Wärmeversorgungskonzepte oder gerade fertig gestellte Projekte, die nach diesem Prinzip arbeiten. Im Detail unterscheiden Sie sich zum Teil deutlich, haben aber i.d.R. gemeinsam, dass ein kaltes Nahwärmenetz (in Verbindung mit Geothermie) über Wärmepumpen die Wärme bereitstellt. Da niedrige Vorlauftemperaturen die Energieeffizienz eines solchen Systems sehr positiv beeinflussen, sind solche Vorhaben aus technischer Sicht nur bei Neubaugebieten mit entsprechend hohen energetischen Standards sinnvoll.

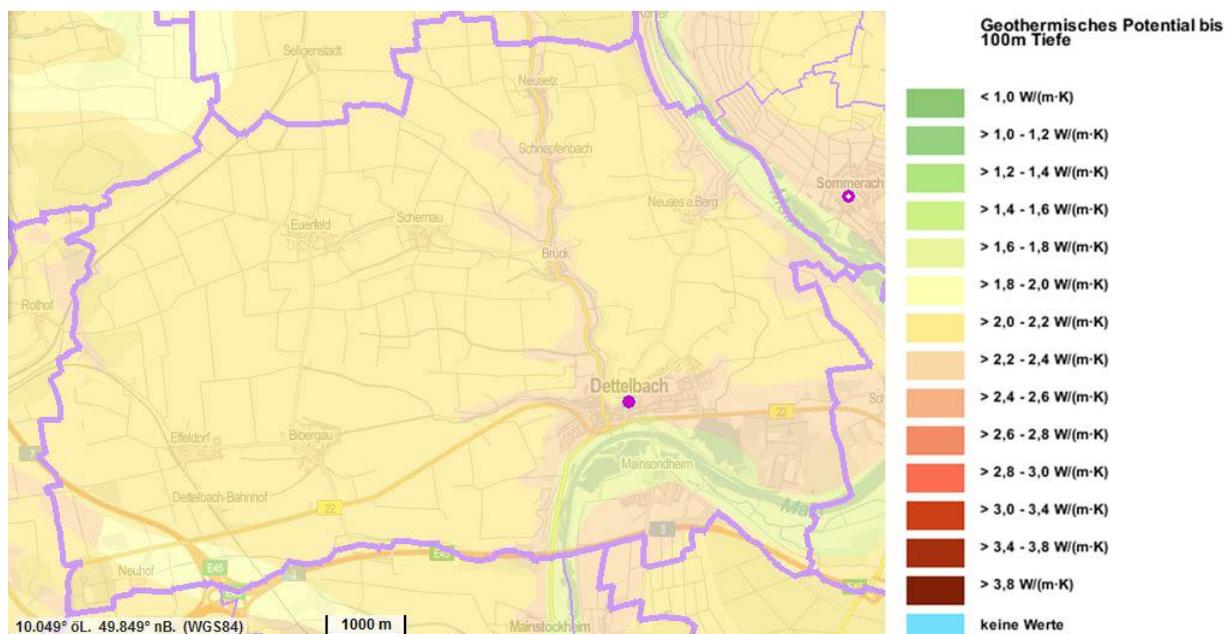


Abbildung 4: Potenzial oberflächennaher Geothermie in Dettelbach (Bayerisches Landesamt für Umwelt)

### **Tiefe Geothermie: Geothermisch gestützte Nahwärme ohne Wärmepumpen**

Eine hingegen sehr effektive Möglichkeit ist die Nutzung tiefer Heißwasservorkommen, zu denen beispielsweise auch Thermalquellen zählen. Wärmequellen mit Temperaturen von bis zu 100°C und mehr können direkt der Speisung eines Nahwärmenetzes dienen. In besonders geologisch aktiven Regionen wie zum Beispiel in Island ist die Nutzung der Erdwärme zur Gebäudebeheizung praktisch Standard. Jedoch sind in Deutschland die Verhältnisse nicht vergleichbar. Es gibt nur einige wenige Regionen, in denen Erdwärme unter Umständen direkt genutzt werden könnte. Aber selbst hierzu sind Bohrtiefen zwischen 1.000 und 5.000m notwendig. Solche Gebiete finden sich nur im südbayerischen Raum.

Laut einer Potenzialstudie der AEE (Agentur für Erneuerbare Energien e.V., 2010) und den Angaben im Geothermieatlas Bayern (Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie, 2012) sind im Raum Dettelbach keine tiefen Heißwasservorkommen zu erwarten. **Die Temperatur in 500 m Tiefe liegt in Dettelbach lediglich im Bereich zwischen 25 und 30°C.** Mit gegenwärtigen Technologien ist eine Nutzung der Tiefen Geothermie und die direkte Einbindung von Erdwärme daher nicht wirtschaftlich darstellbar. Sie wird im Rahmen dieser Studie auch nicht weiter untersucht.

## 4 Maßnahmen und Konzeptentwicklung

Eine Konzeptentwicklung findet auf Basis verschiedener technischer Ansätze und Energieträger statt. Hierbei werden **drei** grundsätzlich unterschiedliche Ansätze betrachtet. Wie aus der Potenzialanalyse hervorgegangen wird die Einbindung von Erdwärme nicht berücksichtigt. Es ergeben sich folgende Ansätze.

1. Zentrale Wärmebereitstellung auf Basis von Hackschnitzel (Spitzenlast fossil)
2. Zentrale Wärmebereitstellung mittels eines BHKW (Spitzenlast fossil)  
(Unter Einbezug des möglichen Strom-Eigenverbrauchs zur Kostenreduktion)
3. Dezentrale Wärmebereitstellung in den betrachteten Liegenschaften

Das Potenzial selbst erzeugter Biomasse mittels Kurzumtriebsplantagen wird für die erste Variante ausgewiesen. In Variante 2 könnte das BHKW theoretisch auch mit Biogas betrieben werden, hierzu müssen jedoch erst Gespräche mit den jeweiligen Betreibern und Zulieferern geführt werden. Im Weiteren müsste ein Angebot für die Errichtung einer passenden Biogasanlage eingeholt werden, und diese Zahlen mit in die Kalkulation einfließen. Hier wird zunächst nur der Betrieb mit Erdgas über das KWKG-Gesetz betrachtet.

Die dritte Variante stellt die Fortführung des Ist-Zustandes dar. Um die Abschreibungen vergleichen zu können, muss nach der VDI 2067 jedoch grundsätzlich eine Neuinvestition angesetzt werden. Am Ende ist der Wärmegestehungspreis (nicht die Investitionssumme) das Kriterium zum Vergleichen der Varianten.

### 4.1 Standort der Heizzentrale und Ausführung

Der Standort der Heizzentrale(n) hängt von mehreren Faktoren ab. In Variante 1 erfolgt die Beheizung mittels Biomasse. Zum Anliefern der Hackschnitzel muss ein frei zugänglicher Ort gewählt werden. Allgemein ist der Platzbedarf hier am größten, da auch die Errichtung eines Hackschnitzelbunkers berücksichtigt werden muss. Wenn möglich sollte ein solcher Kessel nicht unmittelbar in einem Wohngebiet betrieben werden. Auch wenn die Emissionswerte eingehalten werden, tritt vor allem beim Anfahren des Kessels Rauchentwicklung auf, an der sich Anwohner stören könnten. Die Fläche südlich der Maintalhalle erfüllt alle Kriterien und ist daher gut geeignet.

In Variante 2 muss die Heizzentrale in direkter räumlicher Nähe zum größten Stromverbraucher stehen. Der Betrieb eines BHKW wird vor allem dann wirtschaftlich, wenn ein Großteil des erzeugten Stroms selbst abgenommen werden kann. Den aus dieser Sicht besten Abnehmer stellen die Realschule und das Schwimmbad mit einem durchschnittlichen Jahresstromverbrauch von zusammen 206.300 kWh dar. Allerdings müssen beim Eigenstromverbrauch immer Anlagenbetreiber (Betreiber des BHKW) und Verbraucher (Träger Realschule und Schwimmbad) dieselbe juristische Person sein. Da Realschule und Hallenbad durch den Landkreis getragen werden und der Betreiber des

Nahwärmenetzes die Stadt Dettelbach wäre, scheidet diese Lösung zunächst aus. Denkbar wäre aber, dass Stadt und Landkreis eine gemeinsame Betreibergesellschaft gründen, um den Vorteil nutzen zu können. Möglich sind auch andere Lösungen, die jedoch meist erhöhte rechtliche Anforderungen mit sich bringen. Letztlich entscheidet dies aber über die wirtschaftliche Attraktivität von Variante 2. Eine Alternative wäre der größte Stromverbraucher innerhalb der Kommune selbst, nämlich die Maintalhalle mit jährlich etwa 95.600 kWh.

Die Komponenten der Heizzentrale umfassen die Wärmeerzeuger, Pufferspeicher und ein Brennstofflager (Variante 1). Prinzipiell kann die Heizzentrale auch in bestehende Gebäude, also die Maintalhalle, oder die Realschule integriert werden (Variante 2). Hierbei ist neben dem Platzbedarf aber auch der Brandschutz zu berücksichtigen. Ansonsten ist die Errichtung eines neuen Gebäudes unumgänglich, hierbei sind aber auch kostengünstige Alternativen wie Containerlösungen oder die Errichtung aus Betonfertigbauteilen denkbar.

Genau wie bei Heizsystemen in geschlossenen Gebäuden sind Pumpen zur Zirkulation des Heißwassers notwendig. Auf die Dimensionierung sollte großer Wert gelegt werden, da der Stromverbrauch der Pumpen ein weiterer Kostenfaktor ist. Der Einsatz von geregelten Umwälzpumpen hierbei Pflicht. Zudem werden verhältnismäßig große Ausdehnungsgefäße benötigt, um die Volumenunterschiede durch Betriebstemperaturschwankungen auszugleichen. Neben Regeleinheiten und Temperaturfühlern sowie Wärmemengenzählern zur Überwachung ist auch eine Wasseraufbereitungsanlage für das Betriebswasser der Anlage zur Schonung der Komponenten empfehlenswert.

Für Wartungs-, Regelungs- und Maßarbeiten ist eine EDV-gestützte Regelung der Anlage sinnvoll, so kann die Steuerung auch aus der Ferne erfolgen und es können Kosten gespart werden. Für den Fall einer längeren Störung der Heizzentrale sollte der Anschluss für einen mobilen Wärmeerzeuger vorhanden sein.

## **4.2 Trassenplanung**

Prinzipiell gibt es drei Grundarten von möglichen Netzstrukturen, die sich hinsichtlich der benötigten Trassenlänge, Rohrgrößen etc. unterscheiden: Ringnetze, Strahlennetze und eine Kombination beider Varianten. Die Ausführung ist hauptsächlich von der Geografie und der Anordnung der Wärmeverbraucher abhängig. Ringnetze haben beispielsweise eine prinzipiell höhere Versorgungssicherheit, und meist bessere hydraulische Eigenschaften, sind aber bauartbedingt teuer in der Ausführung. Da die Verbraucher hauptsächlich entlang der Luitpold-Baumann-Straße angeordnet sind, empfiehlt sich in diesem Bereich ein strahlenförmiges Netz. Mit einer Hauptleitung und Zuleitungen zu den einzelnen Verbrauchern. Der wohl größte Kostenfaktor im Rahmen von Nahwärmeprojekten sind die Trassen- bzw. Tiefbaukosten. Diese sind nicht nur abhängig vom Material, sondern in besonderem Maße von der Beschaffenheit des Bodens. Auf unbebauten Wiesen ist die Verlegung weitaus kostengünstiger als auf befestigtem Untergrund.

Insgesamt ergab sich für alle Anlussteilnehmer eine gemessene Trassenlänge von ca. 1.290 m. Die Streckenlänge wurde mittels freier Karten des Bayerischen Landesvermessungsamtes ermittelt. Da die Verwendung eines georeferenzierten Geoinformationssystems im vornherein ausgeschlossen wurde

(um den Fokus mehr auf das Konzept legen zu können), wird sich dieser Wert bei der Umsetzung durch einen Fachplaner voraussichtlich noch ändern. Im Weiteren wird mit einer gerundeten Trassenlänge von 1,3 km gerechnet, wovon 365 m auf unbefestigtem Gebiet und 935 m auf befestigtem Gebiet verlaufen. Für Material und Verlegung auf unbefestigtem Grund wird von 250 €/m ausgegangen, bei Verlegung, Material und Straßenarbeiten auf befestigtem Grund werden 400 €/m veranschlagt.

Die Investitionskosten für die Errichtung des Nahwärmenetzes betragen somit **465.250 Euro**.

Bei einer Wärmebelegungsdichte von mehr als 500 kWh pro Meter und Jahr kann ein Tilgungszuschuss der KfW von 60 €/m in Anspruch genommen werden. In diesem Fall würden sich die Investitionskosten um 78.000 Euro auf insgesamt **387.300 Euro** reduzieren.

### **Ein oder zwei Netze?**

Generell sind Nahwärmenetze mit kurzen Wegstrecken wirtschaftlicher zu betreiben, als Netze bei denen wenige Abnehmer die über lange Leitungen verbunden werden müssen. Ausschlaggebend sind Wärmeverluste und Kosten/Aufwand für das Verlegen der Nahwärmetrasse. Im Betrachteten Fall könnte theoretisch eine Wegstrecke von knapp 440 m eingespart werden, was Investitionskosten zum Errichten des Netzes von 176.000 entspricht. Um alle Liegenschaften zu versorgen müssten dann zwei Nahwärmenetze errichtet und betrieben werden.

Jedoch sprechen einige Argumente dafür dennoch ein großes Netz zu errichten.

- Höhe Investitionskosten beim Errichten von zwei Heizzentralen, ggf. auch zwei Brennstofflagern.
- Eine HZ müsste direkt im Ort nahe der Wohnbebauung errichtet werden. (vgl. Abbildung 2)
- Doppelte Logistik (Anlieferung) und Buchhaltung
- Bei Anschluss von Privathaushalten oder bspw. der Wallfahrtskirche „Maria im Sand“ müsste ohnehin wieder das Netz um diese Strecke erweitert werden.
- Doppelte Wartungs- und Kaminkehrerkosten, sowie doppelte Grundgebühr (Gas, Zähler etc.)

### 4.3 Wärmebedarf

Der Wärmebedarf der Liegenschaften kann anhand des Verbrauchs (siehe Kapitel 2: Grundlagenermittlung- und Bestandsanalyse) ermittelt werden. Der Wärmebedarf entspricht der Wärme die die Gebäude tatsächlich benötigen um entsprechend geheizt zu werden. Im Gegensatz zum Verbrauch, dieser beinhaltet auch alle Verluste die bei der Wärmeerzeugung und -verteilung entstehen.

#### Nötige Wärme zur Beheizung der Liegenschaften

Anhand der vorhandenen Heizsysteme kann eine Wirkungsgradkette für die Wärmeerzeugung von 85% als realistisch angesetzt werden. Der bereinigte Wärmebedarf der Liegenschaften liegt damit bei **1.492.500 kWh**. Dieser Wert wird für die weitere Kalkulation als Gesamtbedarf für die Gebäudeheizung zugrunde gelegt.

#### Verteilungsverluste und Wärmebedarfsdichte

Obwohl die Wärmeverluste des Netztes durch moderne, gut gedämmte Wärmeleitungen verringert werden können, geht durch die Verteilung immer noch ein großer Teil der Wärme verloren. Durchschnittlich kann man von einem Verlust von etwa 25 Watt pro Meter ausgehen. Allerdings sind die Verluste auch abhängig von der Wärmemenge, die das Netz durchläuft. Um die Netzverluste genauer bestimmen zu können, muss daher die Wärmebedarfsdichte herangezogen werden.

$$\text{Wärmebedarfsdichte} = \frac{\text{Wärmebedarf der Anschlusssteilnehmer}}{\text{Trassenlänge des Nahwärmenetzes}} = \mathbf{1,148 \text{ MWh}/(\text{m} \cdot \text{a})}$$

Die Förderkriterien der KfW von 500 kWh/(m\*a) sind damit mehr als erfüllt. Es könnte ein Tilgungszuschuss von insgesamt 78.000 Euro beansprucht werden. Mit Hilfe des folgenden Diagramms können die Netzverluste in Prozent ermittelt werden. Es wird deutlich, dass mit steigender Wärmedichte die prozentualen Verluste sinken, weshalb ein hoher Wärmedurchfluss wünschenswert ist. Die Wärmeverluste betragen demnach, ja nach verwendeter Wärmeleitung, im Mittel rund 15,7%.

Um diese Verluste zu kompensieren, muss dem Nahwärmenetz daher **234.182 kWh** an zusätzlicher Wärmeenergie zugeführt werden.

Nach einer Studie des C.A.R.M.E.N. ist es wünschenswert in der Wärmebelegungsdichte langfristig einen Zielwert von rund 1,5 MWh / (m\*a) zu erhalten. So können die Netzverluste unter 10% gedrückt werden. Um diesen Wert zu erreichen müssen weiterer Anschlusssteilnehmer auf dem Weg angeschlossen werden, eine weitere Möglichkeit ist es dezentrale Pufferspeicher einzusetzen, die die Netzverluste für die Warmwasserbereitung im Sommer minimieren, oder eine besser gedämmte Nahwärmeleitung einzusetzen.

Das betrachtete Nahwärmenetz ist dennoch als effektiv und sinnvoll zu erachten. Die errechnete Wärmedichte ist durchaus höher, als die einiger erfolgreich umgesetzter und betriebener Nahwärmeversorgungen.

Generell kann man davon ausgehen das Nahwärmenetze unterhalb von 0,5 MWh/(m<sup>2</sup>a) nicht wirtschaftlich sind und daher eine Umsetzung auch nicht verfolgt werden sollte. Dieser Wert entspricht auch den Mindestanforderungen zur Förderung der KfW, der Errechnete Wert des Nahwärmenetzes Dettelbach ist dabei mehr als Doppelt so hoch!

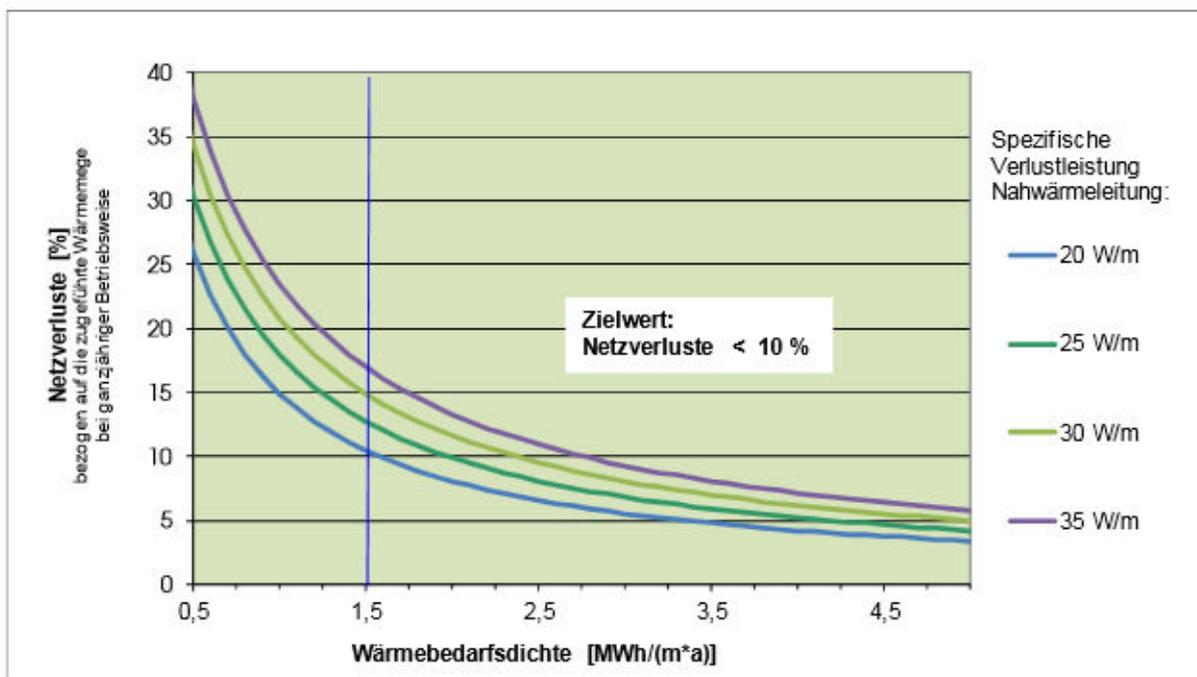


Abbildung 5: Netzverluste in Abhängigkeit von der Wärmebelegungsichte (C.A.R.M.E.N. Merkblatt Nahwärmenetze)

Neben den Netzverlusten müssen auch die Verluste bei der Wärmeübergabe berücksichtigt werden. Diese sind im Verhältnis relativ gering. Da die meisten Wärmeübergabestationen sehr effizient arbeiten, wird ein Wirkungsgrad von 95% angesetzt. Um auch diese Verluste zu kompensieren, müssen dem Netz weitere **74.625 kWh** zugeführt werden.

#### Wärmebedarf ab Heizhaus und Kesselgröße

Unter Einbezug aller Übertragungsverluste muss dem Nahwärmenetz eine jährliche Wärmemenge von **1.801.307 kWh** zugeführt werden.

Heizwärme- und Warmwasserbedarf wurden nach den einzelnen Gebäudetypen berechnet und in das Simulationsprogramm GOMBIS eingegeben. Die maximale Wärmeleistung wurde mit 620 kW berechnet. Aufgrund der relativ geringen Zahl an Anlussteilnehmern entspricht der Gleichzeitigkeitsfaktor nahezu 1. Bei der Auslegung der maximalen Leistung wird dieser daher nicht berücksichtigt. Daher muss im Heizraum eine **Kapazität von mind. 960 kW an Wärmeleistung** vorgehalten werden, um das Nahwärmenetz auch in Kälteperioden zuverlässig heizen zu können.

### Jahresdauerlinie

Die Jahresdauerlinie wurde ebenfalls mit GOMBIS simuliert. Es wurde sowohl der Warmwasserbedarf einem Typischen Tageslastgang zugeführt, als auch Tageslastgänge abhängig vom Gebäudebestand für die verschiedenen Monate gewählt. Die geordnete Jahresdauerlinie stellt hierbei den Leistungsbedarf auf Basis der jeweiligen Nutzungszeit dar. So wird ersichtlich, wie viele Stunden im Jahr eine bestimmte Leistung nachgefragt wird. Die Fläche unter der Linie entspricht dabei der Wärmemenge, die vom Heizhaus bereitgestellt werden muss. Die absolute Grundlast liegt bis zur 8.000. Betriebsstunde bei etwa 50 kW. Der danach folgende Einbruch in der Grundlast bildet die Sommerferien und die Zeit ab, in der das Dettelbacher Hallenbad nicht geöffnet hat.

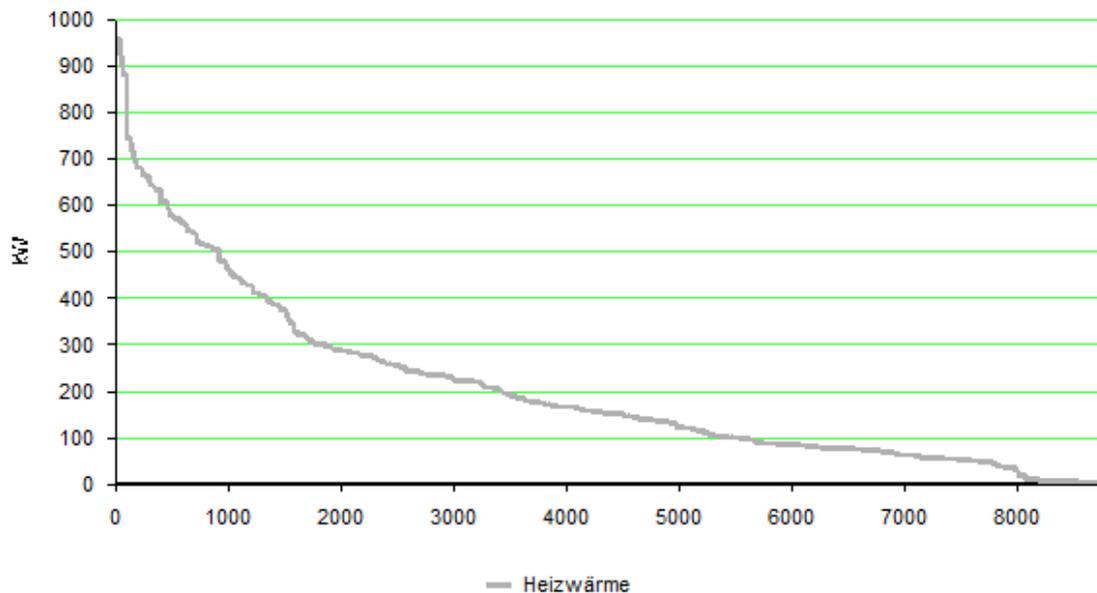


Abbildung 6: Jahresdauerlinie Gesamtwärmebedarf Nahwärmeversorgung Dettelbach (eigene Ermittlung)

## 5 Machbarkeits- und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

### 5.1 Allgemeine Grundannahmen und Hinweise

Der Vergleich geschieht als Vollkostenrechnung nach der Annuitätenmethode in Anlehnung an die VDI-Richtlinie 2067, die Jahresgesamtkosten und Wärmegestehungskosten ermittelt. Ziel der Annuitätenmethode ist es, die Wirtschaftlichkeit der auf den Nutzungszeitraum berechneten Investitionen im Vergleich zu den laufenden Kosten für Energie und Betrieb (Wartung) zu beurteilen. Die Jahresgesamtkosten werden unter Berücksichtigung von Kapitalkosten, Instandhaltungs- und Wartungskosten sowie verbrauchsgebundenen Kosten, und unter Einbeziehung eventueller Einnahmen, zum Beispiel durch Zuschüsse oder Stromverkauf beziehungsweise Eigenverbrauch ermittelt. Daraus ergibt sich ein Wärmepreis je kWh.

**Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung gelten folgende Grundannahmen:**

- Der Betrachtungszeitraum beträgt 20 Jahre
- Alle Preise sind Nettopreise
- Der kalkulatorische Marktzinssatz beträgt konstant 4,0% über 20 Jahre
- Bei möglichen Förderprogrammen wird ein Mischzins ermittelt
- Für die Brennstoffkosten wird die jährliche Preissteigerung der letzten 10 Jahre angesetzt. Für Hackschnitzel wurde der Wert manuell erhöht weil eine größere Preissteigerung in Zukunft prognostiziert wird:
  - Erdgas 4%
  - Hackschnitzel 7,60%
  - Strom (Hilfsenergie) 3%
- Strom aus Erdgas-BHKW-Modulen wird nach dem KWKG-Gesetz vergütet
- Für das eingesetzte Erdgas kann die Energiesteuer rückerstattet werden (0,55 ct/kWh)

**Folgende Kosten bzw. Erlöse werden berücksichtigt:**

- Kapitalgebundene Kosten auf Basis durchschnittlicher Nettomarktpreise für die einzelnen Komponenten
- Betriebsgebundene Kosten für die einzelnen Anlagenkomponenten (Wartung, Instandhaltung)
- Verbrauchsgebundene Kosten (Brennstoff und Hilfsenergie)
- Erlöse aus der Stromeinspeisung

#### **Kapitalgebundene Kosten**

Die kapitalgebundenen Kosten sind nicht als konkrete Angebotspreise, sondern lediglich als durchschnittliche Marktpreise zu verstehen und können in der tatsächlichen Umsetzung nach oben

oder unten abweichen. Spezielle Förderungen, z.B. von der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) oder dem Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (Bafa) wurden berücksichtigt.

Die Baunebenkosten werden standartmäßig mit 12 % des Nettogesamtbetrags (vor Förderung) berücksichtigt. Ca. Richtwerte hierfür geben die VDI 2067 sowie die DIN 276. Der Wert basiert auf Erfahrungswerten der Ingenieure der Energieagentur Nordbayern.

### **Betriebsgebundene Kosten**

Die betriebsgebundenen Kosten beinhalten in erster Linie Kosten für die Wartung und Instandhaltung der einzelnen Komponenten. Die Berechnung erfolgt in Anlehnung an die VDI 2067 als prozentualer Anteil an den Investitionen und in Anlehnung an die BHKW-Kenndaten 2011 der ASUE.

### **Verbrauchsgebundene Kosten**

Die verbrauchsgebundenen Kosten setzen sich aus den Brennstoffkosten und Kosten für Hilfsenergie zusammen.

Sämtliche Brennstoffpreise entsprechen den durchschnittlichen Marktpreisen, bzw. wurden mit der Hochbauabteilung des LRA-Kitzings (Herrn Riedel) abgesprochen. Alle Preise sind Nettopreise:

- Erdgas 4,45 ct/kWh
- Strom: für Hilfsenergie 19,33 ct/kWh, Haushaltsstrom 21 ct/kWh
- Hackschnitzel 3,34 ct/kWh

### **Erlöse aus Stromeinspeisung**

Bei Erdgas-BHKW-Modulen ergeben sich Erlöse aus der Stromeinspeisung, aus vermiedenen Stromkosten durch Stromeigennutzung und der Steuerrückerstattung. Bei der Verwendung von Erdgas in BHKW-Anlagen erhält man eine Steuerrückerstattung in Höhe von 0,55 ct/kWh, bezogen auf die Feuerungswärmeleistung. Die Einspeisevergütung wird durch das KWKG Gesetz geregelt.

Die Erlöse bei Biogas-BHKWs ergeben sich aus dem Erneuerbare Energien Gesetz.

### **KWK-Gesetz**

KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis 50 kW erhalten für die erzeugten KWK Strom einen Zuschlag von 5,41 ct/kWh – und zwar zehn Jahre ab Aufnahmen des Dauerbetriebes. Ab einer Leistung von 50 kW verringert sich die Vergütung auf 4,0 ct/kWh. Der Zuschlag wird jeweils anteilig für die Leistungsstufe gezahlt. **Im Betrachtungsfall ergibt sich bei einer elektrischen Leistung von 96 kW so ein Vergütungssatz von 4,7344 ct/kWh.** Der KWK-Zuschlag wird auch für den KWK-Strom berechnet, den der Betreiber der KWK-Anlage selbst verbraucht. Der Betrachtungszeitraum in dieser Studie beträgt 20 Jahre. Die Dauer für den KWK-Zuschlag beträgt 10 Jahre. Dies wird in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung berücksichtigt.

Darüber hinaus erhält der Anlagenbetreiber eine zusätzliche Vergütung vom Stromnetzbetreiber. Diese ist abhängig vom Strompreis an der Strombörse EEX in Leipzig und wird auf das vorangegangene Quartal bezogen. Es wird ein aktueller Vergütungspreis von 3,4820 ct/kWh (4.Quartal 2014) angesetzt. Die Einspeisevergütung orientiert sich an der Strom-Preissteigerung.

Für 2015 ist eine Neufassung des KWK-G geplant. Wesentliche Änderungen haben sich aber bereits durch das neue EEG2014 ergeben, wonach auch auf selbstgenutzten Strom aus KWK-Anlagen künftig EEG-Umlage zu entrichten ist. Die Umlage wird stufenweise eingeführt: Zunächst sind 30 Prozent der Umlage fällig, ab 2016 werden es 35, ab 2017 40 Prozent. 2017 soll dann geklärt werden, wie hier weiter verfahren wird. Die EEG-Umlage für das Jahr 2015 beträgt 6,170 ct/kWh.

### **Variantenuntersuchung**

Nachdem sämtliche Bedarfe der einzelnen Liegenschaften sowie Verteilungsverluste ermittelt wurden. Können verschiedene Szenarien durchgespielt werden. Hierbei kommt ein weiteres Mal das Simulationswerkzeug Gombis zum Einsatz. Die einzelnen Ergebnisse werden jeweils in Anlehnung an die VDI 2067 bewertet und dargestellt.

## 5.2 Variante A: Zentrale Wärmebereitstellung auf Basis von Hackschnitzel

In der ersten Betrachtung soll eine Wärmebereitstellung hauptsächlich auf Basis von Hackschnitzeln stattfinden. Zunächst wurden die optimalen Kesselgrößen bestimmt. Dabei wurde der Ansatz befolgt, dass max. 20% der gesamten Wärme durch einen Spitzenlastkessel gedeckt werden, also mindestens 80% der Wärme durch Hackschnitzel bereitgestellt werden sollen. Bei der Auslegung der Hackschnitzelkessel wird davon ausgegangen, dass diese auf 1/3 der Gesamtleistung herunter modulieren können. Auf dieser Basis wurden verschiedene Kessel simuliert, mit dem Ziel möglichst viel Energie aus Hackschnitzel bereit zu stellen.

Im betrachteten Fall ist es sinnvoll, mehrere Kessel als Heizkaskade zu verschalten. Die bzw. der Spitzenlastkessel sollte dabei aus Sicherheitsgründen so ausgelegt werden, dass auch bei Ausfall/Wartung eines Hackschnitzelkessels eine Beheizung der Liegenschaften weiterhin gewährleistet werden kann.

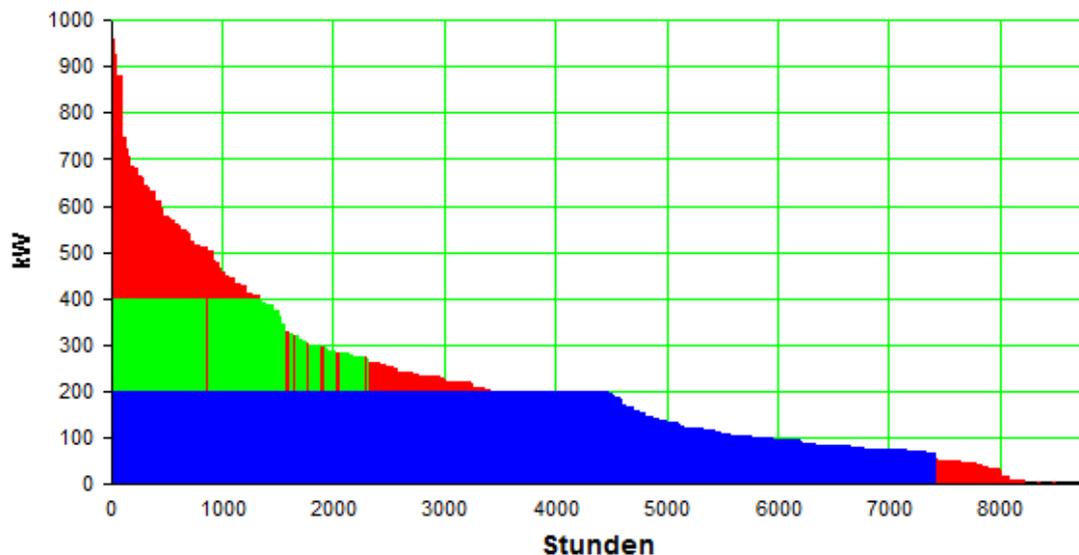


Abbildung 7: Jahresdauerlinie Hackschnitzelkessel (eigene Ermittlung)

Die Simulation mit GOMBIS hat ergeben, dass **zwei Hackschnitzelkessel mit einer Wärmeleistung von jeweils 200kW** den Bedarf optimal decken können. Durch den Einsatz zweier identischer Kessel ergeben sich auch weitere Vorteile hinsichtlich Wartung/Betriebszeiten etc. Durch den Spitzenlastkessel müssen noch 13,3 % des Wärmebedarfs gedeckt werden. Die Spitzenlast, sowie die Heizlast unterhalb der Modulationsgrenze eines Hackschnitzelkessels (rote Flächen, siehe Jahresdauerlinie) sollen über Gaskessel bereitgestellt werden. Um die Spitzenlast von rund 1.000 kW auch bei Ausfall eines der beiden Hackschnitzelkessel zu gewährleisten, kann die Leistung des **Spitzenlastkessels auf 800 kW** reduziert werden. Hier ist auch der Einsatz/Ablöse von bereits vorhandenen Kesseln theoretisch möglich.

Tabelle Wärmemengen Nahwärmeversorgung *Variante A*

Wärmeerzeuger	Thermische Gesamtleistung	Volllaststunden	Erzeugte Wärme	Energieträger
Hackschnitzelkessel 1	200 kW	variiert je nach Regelung	Insg. 1.561,8 MWh	Insg. 587 t Hackgut (WG35)
Hackschnitzelkessel 2	200 kW			
Erdgasspitzenlastkessel	800 kW	299 h	239,6 MWh	266,2 MWh Gas

Zur Belieferung des Hackschnitzellagers sind im Jahr ca. **47 LKW-Ladungen** notwendig. Das Lager des Biomassekessels sollte dabei mindestens so ausgelegt sein, dass 10 sehr kalte aufeinanderfolgende Tage im Dauerbetrieb ohne neue Anlieferung überstanden werden können. Aus dem Brennstoffverbrauch ergäbe sich ein **Lager mit einer Kapazität von 144 srm**.

Variante A: Nahwärmeversorgung über Hackschnitzel - Heizzentrale unter Maintalhalle					
Berechnung der Wirtschaftlichkeit n. VDI 2067, Netto (Hackschnitzel, Erdgas, Strom)					
Mischzins mit LfA Infrakredit Energie 1,75% und Kapitalmarktzins 4,0% = 2,60%					
Jährliche durchschnittliche Aufwendungen					
Kapitalgebundene Kosten					
		Investition €	Nutzungs- dauer [a]	Preisdyn. Annuitätsf.	Jährliche Annuität €/a
Heizzentrale/Technikgebäude/Brennstofflager		220.000	40	0,0405	8.912
Baukosten Gebäudesanierung		6.200	25	0,0549	340
Zubehör Heizzentrale inkl. Montage und Pufferspeicher		108.000	20	0,0648	6.994
Gas-Niedertemperaturkessel	(800 kW)	18.000	18	0,0703	1.265
Hackschnitzelkessel	(200 kW)	39.000			
KfW-Tilgungszuschuss: 30€ / kW Nennwärmeleistung		-6.000			
Hackschnitzelkessel abzüglich Zuschuss		33.000	20	0,0648	2.137
Hackschnitzelkessel	(200 kW)	39.000			
KfW-Tilgungszuschuss: 30€ / kW Nennwärmeleistung		-6.000			
Hackschnitzelkessel abzüglich Zuschuss		33.000	20	0,0648	2.137
Wärmenetz		465.300			
KfW Tilgungszuschuss: 60 € / Meter Trassenlänge		-78.000			
Fernwärmenetz abzüglich Zuschuss		387.300	40	0,0405	15.690
Übergabestationen	(9 Stück)	36.000			
KfW Tilgungszuschuss: 1.800 € / Übergabestation		-16.200			
Übergabestationen abzüglich Zuschuss		19.800	30	0,0484	959
Umrüstung Etagenheizung auf Zentralheizung (Miewohnungen)		52.000	30	0,0484	2.518
Baunebenkosten 12%		118.000	25	0,0549	6.478
<b>Gesamtinvestition (abzüglich Zuschuss)</b>		<b>995.300</b>			
<b>Summe der kapitalgebundenen Kosten, gerundet</b>					<b>47.400</b>
Verbrauchsgebundene Kosten					
		aktuelle Energiekosten €/a	Preisänderung [%/a]	Preisdyn. Annuitätsf.	Jährliche Annuität €/a
Verbrauchsgebundene Kosten Erdgaskessel	(4,45 ct/kWh)	11.850	4,00%	1,4063	16.665
Verbrauchsgebundene Kosten Hackschnitzelkessel	(3,34 ct/kWh)	61.370	7,60%	1,9700	120.900
Hilfsenergie Strom	(19,33 ct/kWh)	6.960	3,00%	1,2870	8.957
<b>Summe der verbrauchsgebundenen Kosten</b>		<b>80.180</b>			<b>146.522</b>
Betriebsgebundene Kosten					
		aktuelle Betriebskosten €/a	Preisänderung [%/a]	Preisdyn. Annuitätsf.	Jährliche Annuität €/a
Wartung, Instandhaltung, fossile Heizkessel		450	1,50%	1,1315	509
Wartung, Instandhaltung, Biomassekessel		3.510	1,50%	1,1315	3.971
Wartung, Instandhaltung, sonstiges		12.920	1,50%	1,1315	14.618
<b>Summe der betriebsgebundenen Kosten</b>		<b>16.880</b>			<b>19.099</b>
<b>Jahresgesamtkosten, gerundet (€/a)</b>					<b>213.021</b>
<b>Wärmegestehungskosten netto (bei 1492,5 MWh/a Bedarf)</b>		<b>aktu 0,097 €/kWh</b>	<b>über 20 Jahre:</b>		<b>0,143 €/kWh</b>
		<b>9,68 ct/kWh</b>			<b>14,27 ct/kWh</b>

Unter Berücksichtigung der jährlichen kapitalgebundenen Kosten in Höhe von 47.400 €, der aktuellen verbrauchsgebundenen Kosten von 80.180 € und der betriebsgebundenen Kosten in Höhe von 16.880 € ergibt sich ein Netto-Wärmepreis von **aktuell 9,68 ct/kWh**. Unter Berücksichtigung der angenommenen Preisentwicklung ergibt sich ein durchschnittlicher Wärmepreis von **14,27 /kWh über 20 Jahre**.

### CO<sub>2</sub>-Einsparung

Bei einer Umsetzung ergibt sich für die angeschlossenen Gebäude im Vergleich zur gegenwärtigen Heizsituation eine absolute **Einsparung von insgesamt 350,15 t CO<sub>2</sub>** im Jahr. Prozentual könnten so ca. 73 % des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes eingespart werden (aktueller CO<sub>2</sub>-Ausstoß der Liegenschaften überschlägig. 480 t CO<sub>2</sub>/a).

## 5.3 Variante B: Zentrale Wärmebereitstellung mit BHKW

Die zweite Variante betrachtet den Fall der Strom- und Wärmeerzeugung mittels eines BHKW, hierbei wurden wiederum verschiedenen sinnvolle Größen durchgespielt. Um aber eine Förderung für ein KWK-basiertes Nahwärmenetz zu erhalten, müssen im Endausbau mindestens 60% der Wärme im Netz aus dem BHKW stammen. Im betrachteten Fall muss daher mindestens eine Wärmemenge von 1.081 MWh durch Kraft-Wärme-Kopplung bereitgestellt werden.

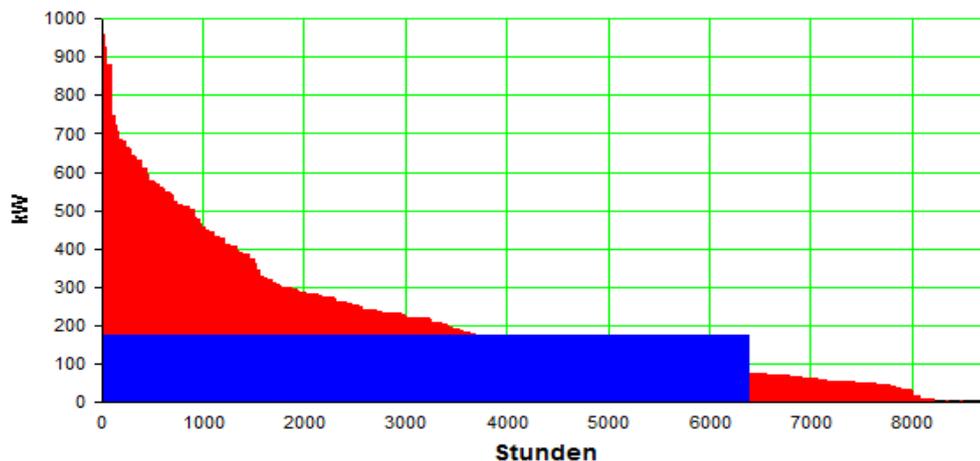


Abbildung 8: Jahresdauerlinie Blockheizkraftwerk (eigene Ermittlung)

Die Simulation mehrerer Szenarien ergab als geeignete Variante eine KWK-Anlage mit einer Leistung von 175 kW<sub>th</sub> und 96 kW<sub>el</sub> (blaue Fläche). Höhere Leistungen wirken sich negativ auf die Wirtschaftlichkeit aus. Der restliche Wärmebedarf würde dabei konventionell über Gaskessel erzeugt werden (rote Fläche).

Die **Spitzenlastkessel** sollten aus Sicherheitsgründen im Störfall die gesamte Wärmespitzenlast von **1.000 kW** decken. Ein Vergleich hat ergeben, dass durch den hohen Wärmebedarf der Einbau eines Gasbrennwertkessels auch aus wirtschaftlicher Sicht sinnvoll ist.

**Tabelle: Wärmemengen Nahwärmeversorgung Variante B**

	Gasspitzenlastkessel	Blockheizkraftwerk
Thermische Leistung	Insg. 1.000 kW	175 kW
Elektrische Leistung	-	96 kW
Volllaufzeit	684 h	6.385 h
Gaseinsatz	760 MWh	1.781,4 MWh
Erzeugte Wärme	684,0 MWh	1.117,4 MWh
Erzeugter Strom	-	374,3 / 338,7 MWh (HT/NT)
Anteil am Wärmebedarf	38 %	62 %

Trotz der Fördermöglichkeit über das KWK-Gesetz, Rückerstattung der Erdgassteuer und Netznutzungsentgelte ist die Wirtschaftlichkeit maßgeblich abhängig von einem möglichst hohen Eigenverbrauchsanteil des durch Kraft-Wärme-Kopplung erzeugten Stroms. Der erzeugte Strom könnte direkt in der Maintalhalle abgenommen werden. Mit einer Leistung von 96 kW<sub>el</sub> und einer Stromerzeugung von insgesamt 613 MWh/a sowie einem Verbrauch der Maintalhalle von rund 96 MWh/a kann rechnerisch von einem Eigenverbrauch des Stroms von ca. 62 MWh ausgegangen werden. Das wiederum entspricht gerade einmal 10,1 % des erzeugten Stroms.

Für den Fall, dass die Heizzentrale in der Realschule/Schwimmbad errichtet werden könnte, fallen der mögliche Eigenverbrauch und damit die Ersparnisse höher aus. Realschule und Schwimmbad haben einen Verbrauch von zusammen 206 MWh. Der Eigenverbrauch unter Einsatz des dargestellten BHKW könnte mit etwa 125 MW angesetzt werden und entspräche damit einem Eigenverbrauchsanteil von 20,4 % des selbst erzeugten Stroms.

### CO<sub>2</sub>-Einsparung

Die CO<sub>2</sub>-Ersparnis durch den Einsatz eines BHKW zu berechnen, gestaltet sich vergleichsweise komplex. Der Brennstoffeinsatz in KWK-Anlagen ist in jedem Fall größer als die Heizwärmebereitstellung über konventionelle Kessel. Allerdings sind die CO<sub>2</sub>-Emissionen bezogen auf den Strom um 2/3 kleiner als der Bezug aus dem Netz. Was die CO<sub>2</sub>-Bilanz zusätzlich negativ beeinflusst, ist die im Vergleich zur Hackschnitzelvariante höhere Energie, die über den Spitzenlastkessel konventionell über Gas bereitgestellt werden muss.

So ergibt sich bei einer Umsetzung auf den ersten Blick ein jährlicher CO<sub>2</sub> Ausstoß von 636,03 t/a. Im Vergleich zum derzeitigen CO<sub>2</sub>-Ausstoß von rund 480 t/a eine deutliche Zunahme begründet durch den höheren Brennstoffeinsatz. Allerdings kann laut GEMIS 4.9 für die Vermeidung von Mittellaststrom (der konventionell hauptsächlich über Kohlekraftwerke erzeugt wird) eine CO<sub>2</sub>-Vermeidung von 0,918 t/MWh angesetzt werden. Bilanziell beträgt der CO<sub>2</sub>-Ausstoß dieser Variante somit nur 73,03 t/a, was eine Reduktion von 85 % im Vergleich zur aktuellen Situation entspricht (Aktueller CO<sub>2</sub>-Ausstoß der Liegenschaften überschlägig. 480 t CO<sub>2</sub>/a).

Zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit gelten die bereits unter „5.1 KWK-Gesetz“ aufgeführten Grundlagen.

<b>Variante B: Nahwärmeversorgung über KWK - Maintalhalle</b>					
<b>Berechnung der Wirtschaftlichkeit n. VDI 2067, Netto (Erdgas, Strom)</b>					
<b>Mischzins mit LfA Infrakredit Energie 1,75% und Kapitalmarktzins 4,0% =</b>					<b>2,60%</b>
Jährliche durchschnittliche Aufwendungen					
<b>Kapitalgebundene Kosten</b>					
		Investition €	Nutzungs- dauer [a]	Preisdyn. Annuitätsf.	Jährliche Annuität €/a
Baukosten Gebäudesanierung		10.300	25	0,0549	565
Zubehör Heizzentrale inkl. Montage und Pufferspeicher		121.800	20	0,0648	7.887
Gas-Brennwertkessel	(1000 kW)	24.400	18	0,0703	1.715
Erdgas-BHKW	(96 kWel)	109.200	15	0,0814	8.885
Wärmenetz		465.300			
KfW Tilgungszuschuss: 60 € / Meter Trassenlänge		-78.000			
Fernwärmenetz abzüglich Zuschuss		387.300	40	0,0405	15.690
Übergabestationen	(9 Stück)	36.000			
KfW Tilgungszuschuss: 1.800 € / Übergabestation		-16.200			
Übergabestationen abzüglich Zuschuss		19.800	30	0,0484	959
Umrüstung Etagenheizung auf Zentralheizung (Miewohnungen)		52.000	30	0,0484	2.518
Baunebenkosten 12%		98.000	25	0,0549	5.380
<b>Gesamtinvestition (abzüglich Zuschuss)</b>		<b>822.800</b>			
<b>Summe der kapitalgebundenen Kosten, gerundet</b>					<b>43.600</b>
<b>Verbrauchsgebundene Kosten</b>					
		aktuelle Energiekosten €/a	Preisänderung [%/a]	Preisdyn. Annuitätsf.	Jährliche Annuität €/a
Verbrauchsgebundenen Kosten Erdgas-BHKW	(4,45 ct/kWh)	79.290	4,00%	1,4063	111.507
Rückerstattung Erdgassteuer	(0,55 ct/kWh)	-9.800		1,0000	-9.800
vermiedene Netznutzungsentgelte	(0,93 ct/kWh)	-5.120		1,0000	-5.120
Einspeisevergütung Baseload-Strom	(3,48 ct/kWh)	-19.180	3,00%	1,2870	-24.684
Einspeisevergütung KWK-Gesetz	(4,73 ct/kWh)	-14.510		1,0000	-14.510
Vermiedene Strombezugskosten d. Eigenverbrauch	(16,5 ct/kWh-EEG)	-8.628		1,0000	-8.628
Verbrauchsgebundene Kosten Erdgaskessel	(4,45 ct/kWh)	32.040		1,0000	32.040
Hilfsenergie Strom	(19,33 ct/kWh)	7.380		1,0000	7.380
<b>Summe der verbrauchsgebundenen Kosten</b>		<b>62.032</b>			<b>88.745</b>
<b>Betriebsgebundene Kosten</b>					
		aktuelle Betriebskosten €/a	Preisänderung [%/a]	Preisdyn. Annuitätsf.	Jährliche Annuität €/a
Wartung, Instandhaltung, Erdgas-BHKW		2.140	1,50%	1,1315	2.421
Wartung, Instandhaltung, Spitzenkessel		610	1,50%	1,1315	690
Wartung, Instandhaltung, sonstiges		8.810	1,50%	1,1315	9.968
<b>Summe der betriebsgebundenen Kosten</b>		<b>11.560</b>			<b>13.080</b>
<b>Jahresgesamtkosten, gerundet (€/a)</b>		<b>117.192</b>			<b>145.424</b>
<b>Wärmegestehungskosten netto (bei 1492,5 MWh/a Bedarf)</b>	<b>aktuell</b>	<b>0,079 €/kWh</b>	<b>über 20 Jahre:</b>		<b>0,097 €/kWh</b>
		<b>7,85 ct/kWh</b>			<b>9,74 ct/kWh</b>

Unter Berücksichtigung der jährlichen kapitalgebundenen Kosten in Höhe von 43.600 €, der aktuellen verbrauchsgebundenen Kosten von 62.032 € und der betriebsgebundenen Kosten in Höhe von 11.560 € ergibt sich ein Netto-Wärmepreis von aktuell 7,85 ct/kWh. Unter Berücksichtigung der angenommenen Preisentwicklung ergibt sich über 20 Jahre ein durchschnittlicher Wärmepreis von 9,74 ct/kWh.

<b>Variante B: Nahwärmeversorgung über KWK - Realschule / Hallenbad</b>					
<b>Berechnung der Wirtschaftlichkeit n. VDI 2067, Netto (Erdgas, Strom)</b>					
<b>Mischzins mit LfA Infrakredit Energie 1,75% und Kapitalmarktzins 4,0% =</b>					<b>2,60%</b>
Jährliche durchschnittliche Aufwendungen					
<b>Kapitalgebundene Kosten</b>					
		Investition €	Nutzungs- dauer [a]	Preisdyn. Annuitätsf.	Jährliche Annuität €/a
Baukosten Gebäudesanierung		10.300	25	0,0549	565
Zubehör Heizzentrale inkl. Montage und Pufferspeicher		121.800	20	0,0648	7.887
Gas-Brennwertkessel	(1000 kW)	24.400	18	0,0703	1.715
Erdgas-BHKW	(96 kWel)	109.200	15	0,0814	8.885
Wärmenetz		465.300			
KfW Tilgungszuschuss: 60 € / Meter Trassenlänge		-78.000			
Fernwärmenetz abzüglich Zuschuss		387.300	40	0,0405	15.690
Übergabestationen	(9 Stück)	36.000			
KfW Tilgungszuschuss: 1.800 € / Übergabestation		-16.200			
Übergabestationen abzüglich Zuschuss		19.800	30	0,0484	959
Umrüstung Etagenheizung auf Zentralheizung (Miewohnungen)		52.000	30	0,0484	2.518
Baunebenkosten 12%		98.000	25	0,0549	5.380
<b>Gesamtinvestition (abzüglich Zuschuss)</b>		<b>822.800</b>			
<b>Summe der kapitalgebundenen Kosten, gerundet</b>					<b>43.600</b>
<b>Verbrauchsgebundene Kosten</b>					
		aktuelle Energiekosten €/a	Preisänderung [%/a]	Preisdyn. Annuitätsf.	Jährliche Annuität €/a
Verbrauchsgebundenen Kosten Erdgas-BHKW	(4,45 ct/kWh)	79.290	4,00%	1,4063	111.507
Rückerstattung Erdgassteuer	(0,55 ct/kWh)	-9.800		1,0000	-9.800
vermiedene Netznutzungsentgelte	(0,93 ct/kWh)	-4.540		1,0000	-4.540
Einspeisevergütung Baseload-Strom	(3,48 ct/kWh)	-16.990	3,00%	1,2870	-21.865
Einspeisevergütung KWK-Gesetz	(4,73 ct/kWh)	-14.510		1,0000	-14.510
Vermiedene Strombezugskosten d. Eigenverbrauch	(16,5 ct/kWh-EEG)	-17.081		1,0000	-17.081
Verbrauchsgebundene Kosten Erdgaskessel	(4,45 ct/kWh)	32.040		1,0000	32.040
Hilfsenergie Strom	(19,33 ct/kWh)	7.380		1,0000	7.380
<b>Summe der verbrauchsgebundenen Kosten</b>		<b>56.349</b>			<b>83.691</b>
<b>Betriebsgebundene Kosten</b>					
		aktuelle Betriebskosten €/a	Preisänderung [%/a]	Preisdyn. Annuitätsf.	Jährliche Annuität €/a
Wartung, Instandhaltung, Erdgas-BHKW		2.140	1,50%	1,1315	2.421
Wartung, Instandhaltung, Spitzenkessel		610	1,50%	1,1315	690
Wartung, Instandhaltung, sonstiges		8.810	1,50%	1,1315	9.968
<b>Summe der betriebsgebundenen Kosten</b>		<b>11.560</b>			<b>13.080</b>
<b>Jahresgesamtkosten, gerundet (€/a)</b>		<b>111.509</b>			<b>140.371</b>
<b>Wärmegestehungskosten netto (bei 1492,5 MWh/a Bedarf)</b>	<b>aktuell</b>	<b>0,075 €/kWh</b>	<b>über 20 Jahre:</b>		<b>0,094 €/kWh</b>
		<b>7,47 ct/kWh</b>			<b>9,41 ct/kWh</b>

Unter Berücksichtigung der jährlichen kapitalgebundenen Kosten in Höhe von 43.600 €, der aktuellen verbrauchsgebundenen Kosten von 56.349 € und der betriebsgebundenen Kosten in Höhe von 11.560 € ergibt sich ein Netto-Wärmepreis von aktuell 7,47 ct/kWh. Unter Berücksichtigung der angenommenen Preisentwicklung ergibt sich über 20 Jahre ein durchschnittlicher Wärmepreis von 9,41 ct/kWh.

## 5.4 Variante C: Dezentrale Wärmebereitstellung in den einzelnen Liegenschaften

Diese Betrachtung dient als Vergleich, um die grundsätzliche Wirtschaftlichkeit des Baus eines Nahwärmenetzes beurteilen zu können. Da die VDI 2067 über die Annuitätsmethode die laufenden kapitalgebundenen Kosten anhand von Investitionskosten berechnet, müssen hier ebenfalls Investitionskosten für die Neuanschaffung geeigneter Anlagen aufgeführt werden. Grundlage hierfür war die Bestandsaufnahme der vorhandenen Kessel sowie der Abgleich mit dem Energieverbrauch der jeweiligen Liegenschaften. Für die Kostenermittlung wurde jeweils von einer Gasbrennwerttherme bzw. einem Gasbrennwertkessel ausgegangen.

Um die Vergleichbarkeit zu gewährleisten, wird bei den Wohngebäuden allerdings ebenso von einer Umrüstung der bestehenden Etagenheizungen auf jeweils eine Zentralheizung pro Gebäude ausgegangen. Diese Maßnahme ist auch aus Gründen der Energieeffizienz mittelfristig anzuraten.

### **CO<sub>2</sub>-Einsparung**

Die CO<sub>2</sub>-Ersparnis ist verhältnismäßig gering und ergibt sich nur aus der Brennstoffersparnis durch Austausch auf neue effizientere Gerätschaften. Bei einer Umsetzung ergibt sich für die angeschlossenen Gebäude im Vergleich zur gegenwärtigen Heizsituation eine absolute **Einsparung von insgesamt 53,55 t CO<sub>2</sub>** im Jahr. Prozentual könnten so ca. 11 % des aktuellen CO<sub>2</sub>-Ausstoßes eingespart werden (aktueller CO<sub>2</sub>-Ausstoß der Liegenschaften überschlägig. 480 t CO<sub>2</sub>/a).

<b>Variante C: Dezentrale Wärmeversorgung - Getrennte Heizräume</b>					
<b>Berechnung der Wirtschaftlichkeit n. VDI 2067, Netto (Erdgas, Strom)</b>					
<b>Mischzins mit LfA Infrakredit Energie 1,75% und Kapitalmarktzins 4,0% =</b>					<b>2,60%</b>
Jährliche durchschnittliche Aufwendungen					
<b>Kapitalgebundene Kosten</b>					
		Investition €	Nutzungs- dauer [a]	Preisdyn. Annuitätsf.	Jährliche Annuität €/a
Baukosten Gebäudesanierung		12.300	25	0,0549	675
Zubehör Heizzentrale inkl. Montage und Pufferspeicher		376.100	20	0,0648	24.354
Gas-Brennwertkessel	insgesamt	171.000	15	0,0814	13.913
Umrüstung Etagenheizung auf Zentralheizung (Miewohnungen)		52.000	30	0,0484	2.518
LAS Abgassysteme		14.000	30	0,0484	678
Baunebenkosten 12%		75.000	25	0,0549	4.117
<b>Gesamtinvestition (abzüglich Zuschuss)</b>		<b>700.400</b>			
<b>Summe der kapitalgebundenen Kosten, gerundet</b>					<b>46.300</b>
<b>Verbrauchsgebundene Kosten</b>					
		aktuelle Energiekosten €/a	Preisänderung [%/a]	Preisdyn. Annuitätsf.	Jährliche Annuität €/a
Verbrauchsgebundene Kosten Erdgaskessel	(4,45 ct/kWh)	73.410	4,00%	1,4063	103.238
Hilfsenergie Strom	(19,33 ct/kWh)	6.060	3,00%	1,2870	7.799
<b>Summe der verbrauchsgebundenen Kosten</b>		<b>79.490</b>			<b>111.057</b>
<b>Betriebsgebundene Kosten</b>					
		aktuelle Betriebskosten €/a	Preisänderung [%/a]	Preisdyn. Annuitätsf.	Jährliche Annuität €/a
Wartung, Instandhaltung, Gas-Brennwertkessel		4.270	1,50%	1,1315	4.831
Wartung, Instandhaltung, sonstiges		5.890	1,50%	1,1315	6.664
<b>Summe der betriebsgebundenen Kosten</b>		<b>10.160</b>			<b>11.496</b>
<b>Jahresgesamtkosten, gerundet (€/a)</b>		<b>135.950</b>			<b>168.852</b>
<b>Wärmegestehungskosten netto (bei 1492,5 MWh/a Bedarf)</b>	<b>aktue</b>	<b>0,091 €/kWh</b>	<b>über 20 Jahre:</b>		<b>0,113 €/kWh</b>
		<b>9,11 ct/kWh</b>			<b>11,31 ct/kWh</b>

Kosten für Technikgebäude, die Erschließung eines Nahwärmenetzes und die Übergabestationen entfallen in dieser Betrachtung. Unter Berücksichtigung der jährlichen kapitalgebundenen Kosten in Höhe von 45.300 €, der aktuellen verbrauchsgebundenen Kosten von 103.330 € und der betriebsgebundenen Kosten in Höhe von 10.160 € ergibt sich ein Netto-Wärmepreis von aktuell 10,71 ct/kWh. Unter Berücksichtigung der angenommenen Preisentwicklung ergibt sich über 20 Jahre ein durchschnittlicher Wärmepreis von 13,56 ct/kWh.

## 6 Zusammenfassung und Empfehlung

### Wirtschaftlichkeit

Der wirtschaftliche Vergleich aller Varianten hat gezeigt, dass die aktuellen Gestehungspreise relativ nahe beieinander liegen. Im langfristigen Vergleich ist die Hackschnitzelvariante am teuersten. Die BHKW-Varianten sind dabei langfristig minimal im Vorteil. Das liegt zum einen an der höheren prognostizierten Preissteigerung von Hackschnitzeln (7,6%) im Vergleich zum Erdgas (4%), zum anderen daran, dass die Ersparnisse durch die Eigenstromerzeugung des BHKW gleichermaßen mit den Strombezugskosten steigen. Für die Strompreissteigerung wurde dabei eine sehr moderate Teuerung von 3% angenommen. Alle Preissteigerungsraten basieren auf Auswertungen der Energieagentur der Rohstoffpreise der letzten 10 Jahre.

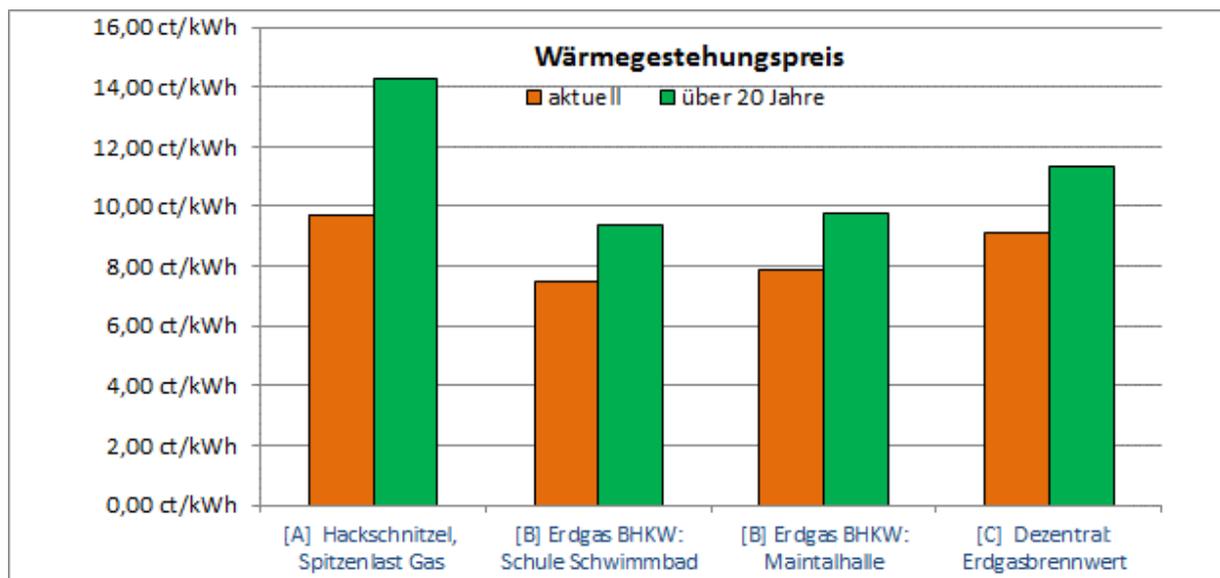


Abbildung 9: Wärmegestehungspreise aktuell und über 20 Jahre (eigene Ermittlung)

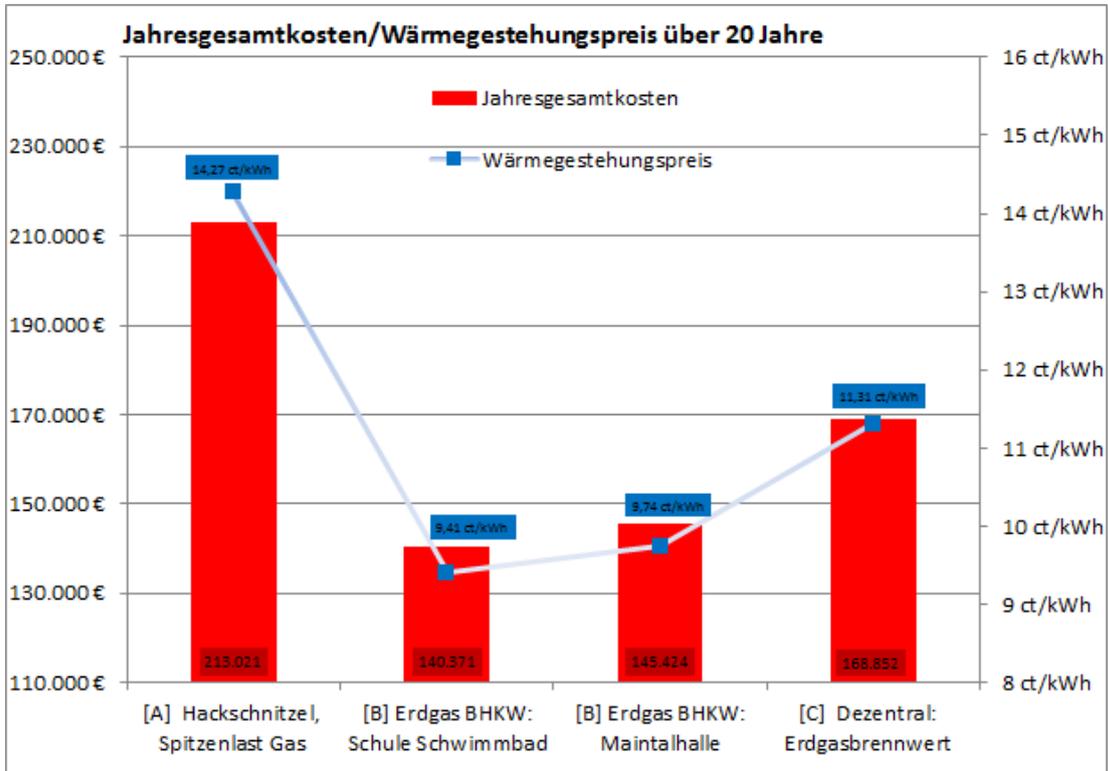


Abbildung 10: Jahresgesamtkosten und Wärmegestehungspreise über 20 Jahre (eigene Ermittlung)

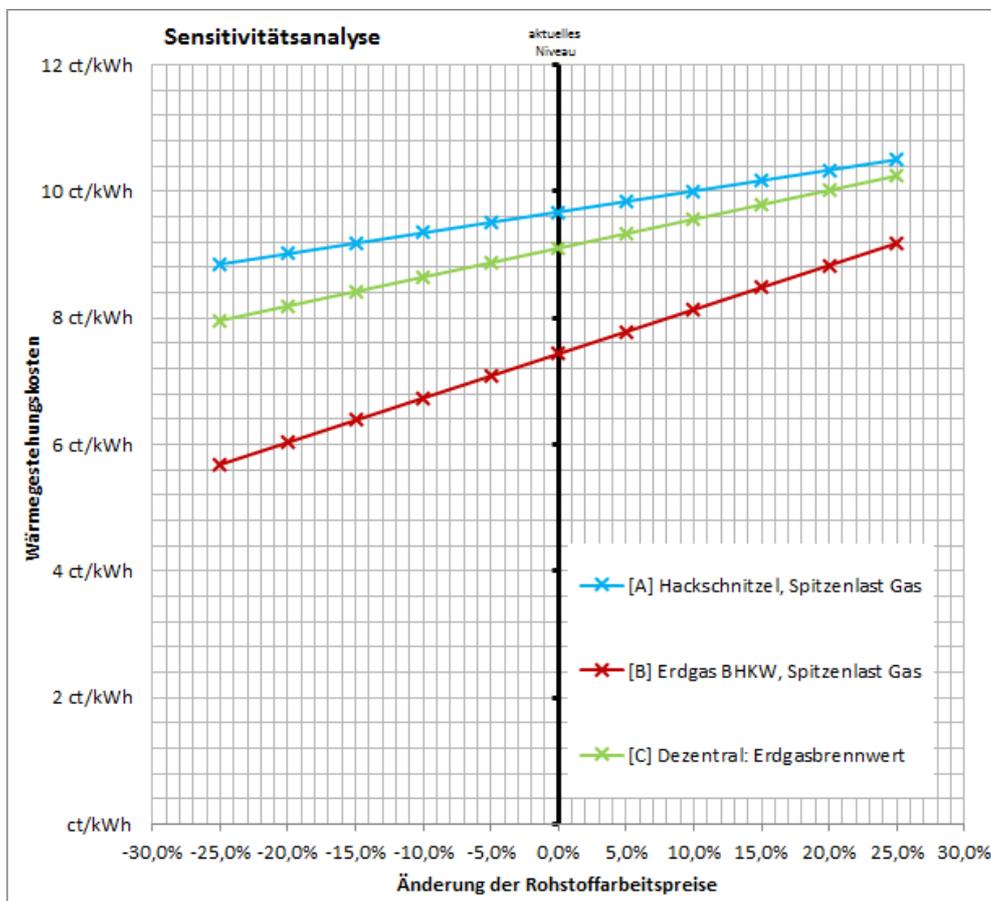


Abbildung 11: Sensitivitätsanalyse, Gestehungskosten bei Änderung des Rohstoffpreises (eigene Ermittlung)

Der Vergleich der langfristigen mittleren Jahresgesamtkosten über 20 Jahre (Abbildung 10) verdeutlicht dieses Bild. Die Hackschnitzelvariante ist somit im Jahr im Schnitt knapp rund 44.000 € teurer als eine Erneuerung bzw. der Weiterbetrieb der vorhandenen Gaskessel (dezentral ohne Wärmenetz). Die BHKW-Umsetzungen wiederum sind im 20 Jährigen Durchschnitt ca. 25.000 – 30.000 € günstiger.

Zusätzlich wurde eine Sensitivitätsanalyse erstellt. Hier wird die Preisentwicklung unter Einbezug verschiedener Änderungen der Rohstoffpreise (Hackschnitzel, Gas, Strom) durchgespielt. Basis ist hierbei immer der Wärmegestehungspreis aus heutiger Sicht. Sie dient als Indikator für das Risiko der jeweiligen Varianten. Beispielsweise werden so Auswirkungen größerer Preisschwankungen deutlich, wie es sie bei fossilen Rohstoffen schon mehrfach gegeben hat (vgl. Abbildung 1 „Verlauf der Preisentwicklung). Gut zu erkennen ist, dass das Risiko bei der Hackschnitzelvariante am geringsten ist, hier ist auch aus der Historie heraus eine stabile Preisentwicklung (d.h. stetig wachsend) zu erwarten. Da die BHKW-Variante mehr Gas benötigt als eine dezentrale Versorgung aller Liegenschaften, macht sich ein Preisanstieg der Rohstoffe hier noch deutlicher bemerkbar.

Bei der Analyse muss nicht zwischen dem Standort der Variante B unterschieden werden, da die Verbräuche unabhängig vom Standort in beiden Fällen die gleichen sind.

## Ökologie

Aus Sicht der Umwelt ist in auf den ersten Blick die Hackschnitzelvariante vorzuziehen. Bei der Verbrennung von Hackschnitzeln wird nur so viel CO<sub>2</sub> freigesetzt, wie der Baum im Laufe seiner Wachstumszeit aufgenommen hat. Der Brennstoff Holz ist damit generell CO<sub>2</sub>-Neutral. Allerdings müssen die beim Veredelungsprozess sowie die beim Transport entstandenen Emissionen berücksichtigt werden. Insgesamt werden so bei Variante A 129,85 t CO/a freigesetzt, der größte Teil daraus entsteht aber bei der Verbrennung von Erdgas im Spitzenlastkessel.

Wenn man die Verdrängung des Mittellaststroms berücksichtigt (siehe CO<sub>2</sub>-Einsparung Variante 2) ist der Einsatz eines BHKWs (Variante B) sogar am ökologischsten, auch wenn dafür auf der anderen Seite lokal an meisten CO<sub>2</sub> freigesetzt wird - sogar noch deutlich mehr als gegenwärtig zur Beheizung der Liegenschaften benötigt wird. Die Umstellung der verbliebenen Gaskessel auf Brennwerttechnik bzw. neuere Heizungstechnik bei gleichen Anlagengrößen hingegen führt nur zur einer kleinen Einsparung.

Fernab dieser Betrachtung haben Optimierungen an Gebäudehülle, Anlagen und Prozessoptimierung, Controlling und Überwachung mitunter noch ein großes Energiespar- und damit CO<sub>2</sub>-Einsparpotenzial.

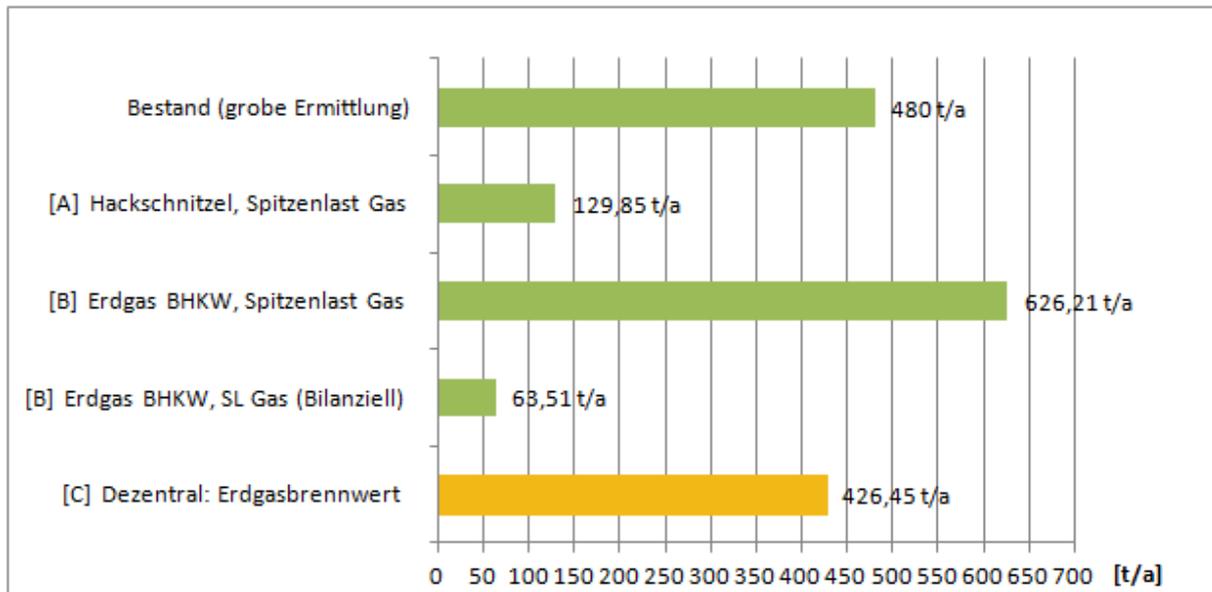


Abbildung 12: Vergleich der freigesetzten CO<sub>2</sub>-Emissionen (eigene Ermittlung)

## 7 Fazit

Die Studie zeigt, dass der Aufbau eines Nahwärmenetzes für die betrachteten Liegenschaften in Dettelbach generell sowohl aus ökologischer als auch aus ökonomischer Sicht sinnvoll ist. Die Reduktion der Jahresgesamtkosten ist jedoch relativ gering und macht auf den ersten Blick so nicht unbedingt einen sehr großen Anreiz aus. Dennoch aus Sicht des Klimaschutz und der Nachhaltigkeit wäre die Umrüstung und Zentralisierung der einzelnen Heizungen mittels eines Nahwärmenetzes ein Schritt in die richtige Richtung, **der keine Mehrkosten mit sich bringen würde.**

Es sprechen auch einige weitere Punkte die nicht mit in die Betrachtung eingingen für den Aufbau eines Nahwärmenetzes. Beispielsweise der Wegfall an Kaminkehrerkosten, Zählerkosten, die höhere Anfälligkeit von vielen Einzelanlagen. Durch den Wegfall der Kesselanlagen wäre für die Wärmeübergabe nur eine wandhängende Wärmeübergabestation nötig. Hier kann viel Platz gespart werden. Der je nach Einsatz der Immobilie sinnvoll genutzt werden kann. Zudem sind Übergabestationen simpel aufgebaut, nahezu wartungsfrei und daher nicht störanfällig.

Die BHKW Variante ist trotz deutlich schlechterer Konditionen seit dem EEG 2014 (EEG-Umlage auf den Eigenverbrauch) auf dem ersten Blick am attraktivsten. Die Wirtschaftlichkeit steht und fällt dennoch mit der Menge an Strom die direkt vor Ort genutzt werden kann. Auch wenn unserer Berechnungen defensiv angestellt wurden, ist es durchaus möglich, dass die gezeigten Eigenverbrauchsanteile am erzeugten Strom des BHKWs nicht erreicht werden können. Darüber hinaus steht noch nicht endgültig fest, wie hoch die zu entrichtende EEG-Umlage ab dem Jahr 2017 auf eigen verbrauchten BHKW-Strom ist. Variante B hat damit ein vergleichsweise hohes Risiko.

Die Umsetzung mit Hilfe der beiden Hackschnitzelkessel (Variante A) erscheint zunächst sehr unattraktiv. Das liegt allerdings in erster Linie an den übermittelten Rohstoffpreisen. Wenn der laut

C.A.R.M.E.N. derzeit übliche Marktpreis von rund 2,5 ct/kWh (netto) für Wärme aus Hackschnitzel angesetzt wird, sind die Wärmegestehungskosten bei Variante A mit 8,94 ct/kWh konkurrenzfähig! Weil für Hackschnitzel im Vergleich zum Erdgas eine höhere Preissteigerung angenommen wurde (7,6 % im Vergleich zu 4 %), relativiert sich diese Tatsache im langfristigen Vergleich über 20 Jahre etwas. Allerdings können über diesen langen Zeitraum keine wirklich zuverlässigen Aussagen getroffen werden. Es sollten daher im nächsten Schritt Angebote über eine Lieferung der gezeigten Menge an Hackschnitzeln eingeholt werden!

Die Potenzialanalyse hat außerdem gezeigt, dass durch den Aufbau einer eigenen Kurzumtriebsanlage weitere wirtschaftliche Vorteile erzielt werden könnten. Der Vollkostenpreis für eine Kilowattstunde Wärme aus KUP-Hackschnitzeln liegt noch unter dem üblichen Marktpreis und sogar ca. 1 ct/kWh (30%) unter dem übermitteltem in dieser Studie verwendetem Wärmepreis. Sollte die Umsetzung des Nahwärmenetzes auf Hackschnitzelbasis fokussiert werden, können die Kosten durch eine eigene Erzeugung zusätzlich reduziert werden.

Die Umsetzung der Variante A wird aus Sicht der Energieagentur daher dennoch favorisiert. Grund hierfür ist nicht nur der geringere Schadstoffausstoß. Langfristig bringt der Wechsel auf einen Erneuerbaren heimischen Energieträger zusätzliche Vorteile, zum Beispiel eine größere Unabhängigkeit von fossilen Energieimporten und eine Steigerung der regionalen Wertschöpfung.

## 8 Anhang: Wirtschaftlichkeit ohne Förderung

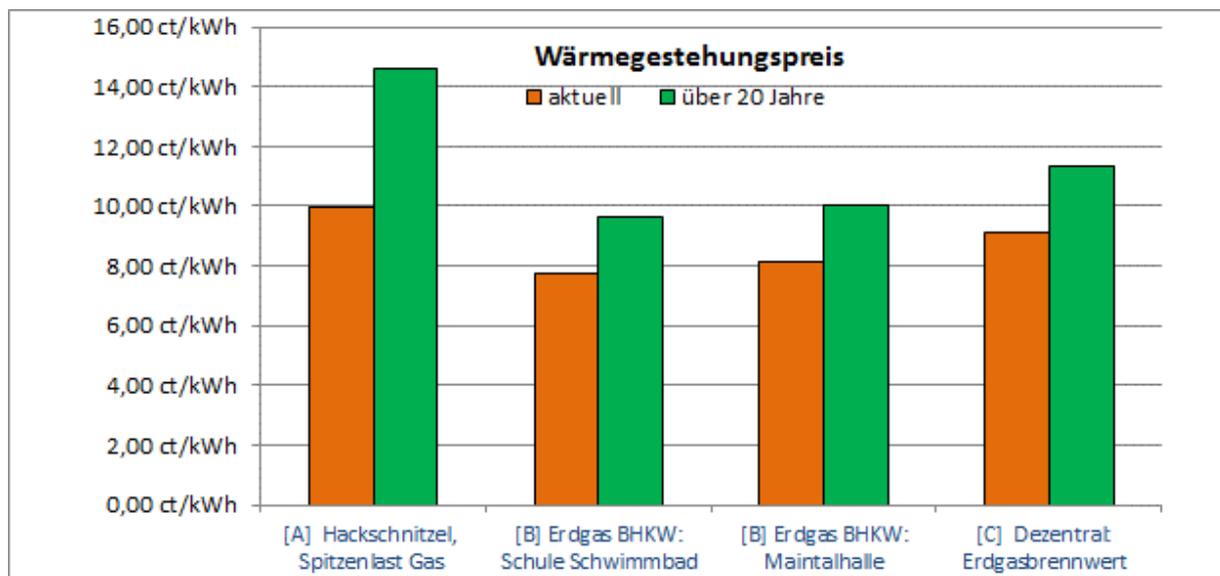
Der Anhang besteht aus weiteren Kalkulationen der einzelnen bereits vorgestellten Varianten. Hierfür wurde jeweils eine neue Wirtschaftlichkeitsberechnung in Anlehnung an die VDI 2067 durchgeführt, alle Ausgangsdaten wurden beibehalten die Berechnungen unterscheiden sich nur dadurch, dass sämtliche Förderungen nicht berücksichtigt wurden. Weitere Beschreibungen der einzelnen Varianten können aus dem Hauptteil der Studie zu entnommen werden.

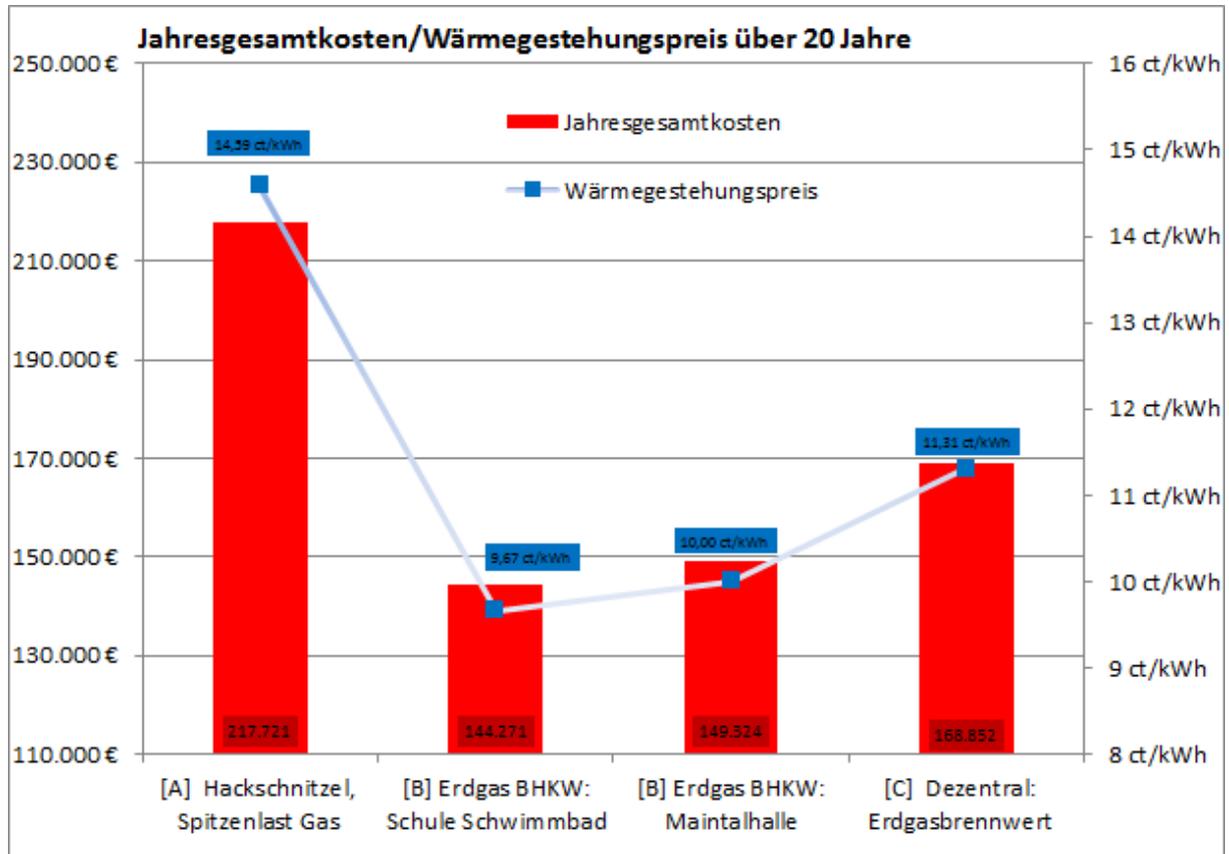
<b>Variante A: Nahwärmeversorgung über Hackschnitzel - Heizzentrale unter Maintalhalle</b>						
<b>Berechnung der Wirtschaftlichkeit n. VDI 2067, Netto (Hackschnitzel, Erdgas, Strom)</b>						
<b>Mischzins mit LfA Infrakredit Energie 1,75% und Kapitalmarktzins 4,0% =</b>						<b>2,60%</b>
Jährliche durchschnittliche Aufwendungen						
<b>Kapitalgebundene Kosten</b>						
		Investition €	Nutzungs- dauer [a]	Preisdyn. Annuitätsf.	Jährliche Annuität €/a	
Heizzentrale/Technikgebäude/Brennstofflager		220.000	40	0,0405	8.912	
Baukosten Gebäudesanierung		6.200	25	0,0549	340	
Zubehör Heizzentrale inkl. Montage und Pufferspeicher		108.000	20	0,0648	6.994	
Gas-Niedertemperaturkessel	(800 kW)	18.000	18	0,0703	1.265	
Hackschnitzelkessel	(200 kW)	39.000	20	0,0648	2.525	
Hackschnitzelkessel	(200 kW)	39.000	20	0,0648	2.525	
Wärmenetz		465.300	40	0,0405	18.849	
Übergabestationen	(9 Stück)	36.000	30	0,0484	1.743	
Umrüstung Etagenheizung auf Zentralheizung (Miewohnungen)		52.000	30	0,0484	2.518	
Baunebenkosten 12%		118.000	25	0,0549	6.478	
<b>Gesamtinvestition (abzüglich Zuschuss)</b>		<b>1.101.500</b>				
<b>Summe der kapitalgebundenen Kosten, gerundet</b>						<b>52.100</b>
<b>Verbrauchsgebundene Kosten</b>						
		aktuelle Energiekosten €/a	Preisänderung [%/a]	Preisdyn. Annuitätsf.	Jährliche Annuität €/a	
Verbrauchsgebundene Kosten Erdgaskessel	(4,45 ct/kWh)	11.850	4,00%	1,4063	16.665	
Verbrauchsgebundene Kosten Hackschnitzelkessel	(3,34 ct/kWh)	61.370	7,60%	1,9700	120.900	
Hilfsenergie Strom	(19,33 ct/kWh)	6.960	3,00%	1,2870	8.957	
<b>Summe der verbrauchsgebundenen Kosten</b>		<b>80.180</b>				<b>146.522</b>
<b>Betriebsgebundene Kosten</b>						
		aktuelle Betriebskosten €/a	Preisänderung [%/a]	Preisdyn. Annuitätsf.	Jährliche Annuität €/a	
Wartung, Instandhaltung, fossile Heizkessel		450	1,50%	1,1315	509	
Wartung, Instandhaltung, Biomassekessel		3.510	1,50%	1,1315	3.971	
Wartung, Instandhaltung, sonstiges		12.920	1,50%	1,1315	14.618	
<b>Summe der betriebsgebundenen Kosten</b>		<b>16.880</b>				<b>19.099</b>
<b>Jahresgesamtkosten, gerundet (€/a)</b>						<b>217.721</b>
<b>Wärmegestehungskosten netto (bei 1492,5 MWh/a Bedarf)</b>	<b>aktu</b>	<b>0,100 €/kWh</b>	<b>über 20 Jahre:</b>			<b>0,146 €/kWh</b>
		9,99 ct/kWh				14,59 ct/kWh

<b>Variante B: Nahwärmeversorgung über KWK - Realschuel / Hallenbad</b>					
<b>Berechnung der Wirtschaftlichkeit n. VDI 2067, Netto (Erdgas, Strom)</b>					
<b>Mischzins mit LfA Infrakredit Energie 1,75% und Kapitalmarktzins 4,0% =</b>					<b>2,60%</b>
Jährliche durchschnittliche Aufwendungen					
<b>Kapitalgebundene Kosten</b>					
		Investition €	Nutzungs- dauer [a]	Preisdyn. Annuitätsf.	Jährliche Annuität €/a
Baukosten Gebäudesanierung		10.300	25	0,0549	565
Zubehör Heizzentrale inkl. Montage und Pufferspeicher		121.800	20	0,0648	7.887
Gas-Brennwertkessel	(1000 kW)	24.400	18	0,0703	1.715
Erdgas-BHKW	(96 kWel)	109.200	15	0,0814	8.885
Wärmenetz		465.300	40	0,0405	18.849
Übergabestationen	(9 Stück)	36.000	30	0,0484	1.743
Umrüstung Etagenheizung auf Zentralheizung (Miewohnungen)		52.000	30	0,0484	2.518
Baunebenkosten 12%		98.000	25	0,0549	5.380
<b>Gesamtinvestition (abzüglich Zuschuss)</b>		<b>917.000</b>			
<b>Summe der kapitalgebundenen Kosten, gerundet</b>					<b>47.500</b>
<b>Verbrauchsgebundene Kosten</b>					
		aktuelle Energiekosten €/a	Preisänderung [%/a]	Preisdyn. Annuitätsf.	Jährliche Annuität €/a
Verbrauchsgebundenen Kosten Erdgas-BHKW	(4,45 ct/kWh)	79.290	4,00%	1,4063	111.507
Rückerstattung Erdgassteuer	(0,55 ct/kWh)	-9.800		1,0000	-9.800
vermiedene Netznutzungsentgelte	(0,93 ct/kWh)	-4.540		1,0000	-4.540
Einspeisevergütung Baseload-Strom	(3,48 ct/kWh)	-16.990	3,00%	1,2870	-21.865
Einspeisevergütung KWK-Gesetz	(4,73 ct/kWh)	-14.510		1,0000	-14.510
Vermiedene Strombezugskosten d. Eigenverbrauch	(16,5 ct/kWh-EEG)	-17.081		1,0000	-17.081
Verbrauchsgebundene Kosten Erdgaskessel	(4,45 ct/kWh)	32.040		1,0000	32.040
Hilfsenergie Strom	(19,33 ct/kWh)	7.380		1,0000	7.380
<b>Summe der verbrauchsgebundenen Kosten</b>		<b>56.349</b>			<b>83.691</b>
<b>Betriebsgebundene Kosten</b>					
		aktuelle Betriebskosten €/a	Preisänderung [%/a]	Preisdyn. Annuitätsf.	Jährliche Annuität €/a
Wartung, Instandhaltung, Erdgas-BHKW		2.140	1,50%	1,1315	2.421
Wartung, Instandhaltung, Spitzenkessel		610	1,50%	1,1315	690
Wartung, Instandhaltung, sonstiges		8.810	1,50%	1,1315	9.968
<b>Summe der betriebsgebundenen Kosten</b>		<b>11.560</b>			<b>13.080</b>
<b>Jahresgesamtkosten, gerundet (€/a)</b>		<b>115.409</b>			<b>144.271</b>
<b>Wärmegestehungskosten netto (bei 1492,5 MWh/a Bedarf)</b>	<b>aktuell</b>	<b>0,077 €/kWh</b>	<b>über 20 Jahre:</b>		<b>0,097 €/kWh</b>
		<b>7,73 ct/kWh</b>			<b>9,67 ct/kWh</b>

<b>Variante B: Nahwärmeversorgung über KWK - Maintalhalle</b>					
<b>Berechnung der Wirtschaftlichkeit n. VDI 2067, Netto (Erdgas, Strom)</b>					
<b>Mischzins mit LfA Infrakredit Energie 1,75% und Kapitalmarktzins 4,0% =</b>					<b>2,60%</b>
Jährliche durchschnittliche Aufwendungen					
<b>Kapitalgebundene Kosten</b>					
		Investition €	Nutzungs- dauer [a]	Preisdyn. Annuitätsf.	Jährliche Annuität €/a
Baukosten Gebäudesanierung		10.300	25	0,0549	565
Zubehör Heizzentrale inkl. Montage und Pufferspeicher		121.800	20	0,0648	7.887
Gas-Brennwertkessel	(1000 kW)	24.400	18	0,0703	1.715
Erdgas-BHKW	(96 kWel)	109.200	15	0,0814	8.885
Wärmenetz		465.300	40	0,0405	18.849
Übergabestationen	(9 Stück)	36.000	30	0,0484	1.743
Umrüstung Etagenheizung auf Zentralheizung (Miewohnungen)		52.000	30	0,0484	2.518
Baunebenkosten 12%		98.000	25	0,0549	5.380
<b>Gesamtinvestition (abzüglich Zuschuss)</b>		<b>917.000</b>			
<b>Summe der kapitalgebundenen Kosten, gerundet</b>					<b>47.500</b>
<b>Verbrauchsgebundene Kosten</b>					
		aktuelle Energiekosten €/a	Preisänderung [%/a]	Preisdyn. Annuitätsf.	Jährliche Annuität €/a
Verbrauchsgebundenen Kosten Erdgas-BHKW	(4,45 ct/kWh)	79.290	4,00%	1,4063	111.507
Rückerstattung Erdgassteuer	(0,55 ct/kWh)	-9.800		1,0000	-9.800
vermiedene Netznutzungsentgelte	(0,93 ct/kWh)	-5.120		1,0000	-5.120
Einspeisevergütung Baseload-Strom	(3,48 ct/kWh)	-19.180	3,00%	1,2870	-24.684
Einspeisevergütung KWK-Gesetz	(4,73 ct/kWh)	-14.510		1,0000	-14.510
Vermiedene Strombezugskosten d. Eigenverbrauch	(16,5 ct/kWh-EEG)	-8.628		1,0000	-8.628
Verbrauchsgebundene Kosten Erdgaskessel	(4,45 ct/kWh)	32.040		1,0000	32.040
Hilfsenergie Strom	(19,33 ct/kWh)	7.380		1,0000	7.380
<b>Summe der verbrauchsgebundenen Kosten</b>		<b>62.032</b>			<b>88.745</b>
<b>Betriebsgebundene Kosten</b>					
		aktuelle Betriebskosten €/a	Preisänderung [%/a]	Preisdyn. Annuitätsf.	Jährliche Annuität €/a
Wartung, Instandhaltung, Erdgas-BHKW		2.140	1,50%	1,1315	2.421
Wartung, Instandhaltung, Spitzenkessel		610	1,50%	1,1315	690
Wartung, Instandhaltung, sonstiges		8.810	1,50%	1,1315	9.968
<b>Summe der betriebsgebundenen Kosten</b>		<b>11.560</b>			<b>13.080</b>
<b>Jahresgesamtkosten, gerundet (€/a)</b>		<b>121.092</b>			<b>149.324</b>
<b>Wärmegestehungskosten netto (bei 1492,5 MWh/a Bedarf)</b>	<b>aktuell</b>	<b>0,081 €/kWh</b>	<b>über 20 Jahre:</b>		<b>0,100 €/kWh</b>
		<b>8,11 ct/kWh</b>			<b>10,00 ct/kWh</b>

<b>Variante C: Dezentrale Wärmeversorgung - Getrennte Heizräume</b>					
<b>Berechnung der Wirtschaftlichkeit n. VDI 2067, Netto (Erdgas, Strom)</b>					
<b>Mischzins mit LfA Infrakredit Energie 1,75% und Kapitalmarktzins 4,0% =</b>					<b>2,60%</b>
Jährliche durchschnittliche Aufwendungen					
<b>Kapitalgebundene Kosten</b>					
		Investition €	Nutzungs- dauer [a]	Preisdyn. Annuitätsf.	Jährliche Annuität €/a
Baukosten Gebäudesanierung		12.300	25	0,0549	675
Zubehör Heizzentrale inkl. Montage und Pufferspeicher		376.100	20	0,0648	24.354
Gas-Brennwertkessel	insgesamt	171.000	15	0,0814	13.913
Umrüstung Etagenheizung auf Zentralheizung (Miewohnungen)		52.000	30	0,0484	2.518
LAS Abgassysteme		14.000	30	0,0484	678
Baunebenkosten 12%		75.000	25	0,0549	4.117
<b>Gesamtinvestition (abzüglich Zuschuss)</b>		<b>700.400</b>			
<b>Summe der kapitalgebundenen Kosten, gerundet</b>					<b>46.300</b>
<b>Verbrauchsgebundene Kosten</b>					
		aktuelle Energiekosten €/a	Preisänderung [%/a]	Preisdyn. Annuitätsf.	Jährliche Annuität €/a
Verbrauchsgebundene Kosten Erdgaskessel	(4,45 ct/kWh)	73.410	4,00%	1,4063	103.238
Hilfsenergie Strom	(19,33 ct/kWh)	6.060	3,00%	1,2870	7.799
<b>Summe der verbrauchsgebundenen Kosten</b>		<b>79.490</b>			<b>111.057</b>
<b>Betriebsgebundene Kosten</b>					
		aktuelle Betriebskosten €/a	Preisänderung [%/a]	Preisdyn. Annuitätsf.	Jährliche Annuität €/a
Wartung, Instandhaltung, Gas-Brennwertkessel		4.270	1,50%	1,1315	4.831
Wartung, Instandhaltung, sonstiges		5.890	1,50%	1,1315	6.664
<b>Summe der betriebsgebundenen Kosten</b>		<b>10.160</b>			<b>11.496</b>
<b>Jahresgesamtkosten, gerundet (€/a)</b>		<b>135.950</b>			<b>168.852</b>
<b>Wärmegestehungskosten netto (bei 1492,5 MWh/a Bedarf)</b>	<b>aktue</b>	<b>0,091 €/kWh</b>	<b>über 20 Jahre:</b>		<b>0,113 €/kWh</b>
		<b>9,11 ct/kWh</b>			<b>11,31 ct/kWh</b>





Variante	Aktuell		Über 20 Jahre	
	Mit Förderung	Ohne Förderung	Mit Förderung	Ohne Förderung
Variante A	9,68 ct/kWh	9,99 ct/kWh	14,27 ct/kWh	14,59 ct/kWh
Variante B (RS+Bad)	7,85 ct/kWh	7,73 ct/kWh	9,74 ct/kWh	9,67 ct/kWh
Variante B (Halle)	7,47 ct/kWh	8,11 ct/kWh	9,41 ct/kWh	10,00 ct/kWh
Variante C	10,71 ct/kWh		13,56 ct/kWh	

## 9 Anhang: Ergänzungen Kurzumtriebsplantage

Als Ergänzung zur Potenzialanalyse werden nachstehend noch einige tiefergehenden Anmerkungen zu rechtlichen Anforderungen sowie zur Aufzucht und Bewirtschaftung eines Energiewaldes gemacht. Außerdem wird die Wirtschaftlichkeit etwas erweitert dargestellt und eine Neuberechnung der Variante A unter Einsatz selbst erzeugter Hackschnitzel vorgenommen. Um den Zusammenhang in diesem Abschnitt zu gewährleisten finden sich stellenweise Wiederholungen von bereits in der Potenzialanalyse getroffenen Aussagen.

### 9.1 Rechtliche Anforderungen

Komplett von der Nutzung als KUP ausgeschlossene Flächen sind unter anderem Nationalparks, Kern- und Pufferzonen von Naturschutzgebieten, besonders geschützte Biotope und Totalreservatbereiche von Naturschutzgebieten.

Naturschutzgebiete und Landschaftsschutzgebiete gibt es nur auf etwa einem in der größten Ausdehnung etwa 700 m breiten Streifen in direkter Nähe der Gemeindegrenze zu Sommerach. Landschaftsschutzgebiete dienen zum Schutz der Pflanzen- und Tierwelt (z.B. Boden, Grund- und Oberflächenwasser), des Klimas oder des Landschaftsbilds. Selbst auf diesen Flächen ist der Anbau einer KUP prinzipiell erlaubt, es muss aber eine Genehmigung eingeholt werden.

Zwischen Dettelbach und Bibergau befindet sich ein etwa 1 km<sup>2</sup> großes Wasserschutzgebiet. Auf Ackerflächen, die sich in Wasserschutzgebieten befinden, ist der Anbau von KUP gestattet, da diese Form des Anbaus extensiv ist, d.h. wenig Spritz- und Düngemittel verwendet werden. Außerdem ist sogar ein biologischer Anbau möglich, also der Verzicht auf Herbizide, die das Grundwasser belasten.

Es besteht also aus rechtlicher Sicht aufgrund der Flächen keine Einschränkung im Stadtgebiet eine Kurzumtriebsplantage zu errichten.

Es ist wichtig bei der Planung das Nachbarrecht nicht außer Acht zu lassen. Beispielsweise können Pappeln in den ersten vier Jahren bis zu 10 Meter an Höhe gewinnen. Ab einer Höhe von 5 Metern muss ein Mindestabstand zur Grundstücksgrenze von 3 Metern eingehalten werden.

Vor der Pflanzung muss in Bayern ein Aufforstungsantrag beim örtlichen Amt für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten gestellt werden. Liegen keine rechtlichen Einschränkungen vor, beträgt die Durchlaufzeit des der Antrags in etwa 3 Monate.

### 9.2 Technische Anforderungen

Um einen Energiewald bewirtschaften zu können ist verschiedenes, für landwirtschaftliche Betriebe typisches, technisches Gerät nötig.

**Mechanische Bodenvorbereitung (einmalig)** - Damit die Stecklinge optimal anwachsen können, muss der Ackerboden für die Pflanzung vorbereitet werden. Dazu zählen die rückstandsfreie Entfernung der Vorfrucht, Pflügen, Eggen und das Ausbringen eines Totalherbizids, um das Unkrautwachstum in der Anfangsphase zu unterbinden. Bei biologischer Anbauweise können Unkräuter auch mechanisch

bekämpft werden. Bei Äckern mit geringem Nährstoffangebot ist Düngen ratsam, um einen befriedigenden Ertrag zu generieren.

**Pflanzung (einmalig)** - Es stehen zwei Möglichkeiten der Pflanzung zur Verfügung. Die schnellste und einfachste Möglichkeit ist die Verwendung einer Pflanzmaschine. Da diese über die Standzeit nur einmal zum Einsatz kommt, ist es aus wirtschaftlicher Sicht am sinnvollsten sich diese Spezialmaschine zu leihen. Wesentlich Zeitaufwändiger ist die Pflanzung mit der Hand.

**Ernte** - Grundsätzlich ist eine motormanuelle Ernte möglich. Diese Variante ist sowohl zeit- als auch kostenintensiv. Bis zu einer Stammstärke von 15cm ist die Ernte mit einem herkömmlichen Feldhäcksler mit Schwachholzvorsatz die schnellere Variante. Dieser erledigt Ernten und Hacken in einem Arbeitsgang. Falls möglich ist aufgrund des seltenen Einsatzes das Leihen eines solchen Häckslers ebenfalls ratsam.

**Lagerung** – Für die Lagerung muss keine Lagerhalle errichtet werden. Die Hackschnitzel können, ähnlich wie Grassilage, zu einem Haufen in Form eines Spitzkegels aufgeschüttet und mit Vlies abgedeckt werden. Vlies lässt den Regen abfließen und Verdunstung des Wassers zu.

**Abbildung 3: Hackschnitzellager**



Quelle: LWF (Bayerische Landesanstalt für Wald und Forstwirtschaft)

### 9.3 Wahl einer geeigneten Baumart

In der Praxis bewähren sich vor allem Pappeln und Weiden. Beide Baumarten sind für den Standort Dettelbach hinsichtlich Niederschlagsmenge und Jahrestemperaturverlauf sehr gut geeignet, jedoch ist die Pappel das anspruchslosere Gehölz.

Die Balsampappel ist genügsamer im Vergleich zur heimischen Schwarzpappel. Grundsätzlich gilt aber, dass pro Plantage immer mehrere unterschiedliche Gattungen angepflanzt werden sollten. Damit wird ein Ausbreiten von Schädlingen oder ein totaler Ernteausfall vermieden. Biotische Schädlinge (z.B.

Pappelbock, Pappelblattkäfer, Pappelblattrost) führen nicht zum Ausfall der Kultur, sind aber nur schwer zu bekämpfen.

## 9.4 Energieertrag und Flächenbedarf

Der Jährliche Ertrag an Hackschnitzeln variiert je nach Umtriebszeit. Generell kann man sagen, je länger die Umtriebszeit, desto höher ist der jährliche Ertrag. Weitere Faktoren sind Wassergehalt sowie Heizwert der Hackschnitzel. Folgende Werte wurden von einer Werksstudentin im Rahmen einer Projektarbeit anhand von Forschungsergebnissen sowie konkreter Befragungen ermittelt und auf den Fall Dettelbach übertragen. Die Recherche im Rahmen dieser Arbeit hat auch ergeben, dass eine Ablagerung auf einen Wassergehalt von nur 25% unter den gezeigten Rahmenbedingungen realistisch ist, was den Heizwert der erhaltenen Hackschnitzel auf 3,58 kWh/kg steigert.

Als Basis wurde das Ziel gestellt die Hälfte der Benötigten Hackschnitzel für die Umsetzung der Variante A selbst zu erzeugen. Für eine Komplette Autarkie müssten die Flächen (Ergebnisse siehe Tabelle) verdoppelt werden. Die „Fläche Gesamt“ entspricht der benötigten Fläche bei einer jährlichen Ernte. D.h. Bei einem Tonus von 3 Jahren müssen 3 KUP angelegt werden die jeweils die gewünschte Energie erzeugen, welche im Wechsel geerntet werden. Obwohl sich bei einem Erntetonus von 5 Jahren die grundsätzlich benötigte Fläche verfünffacht, ist die Gesamt benötigte Fläche mit **22,3 ha** hier dennoch am geringsten, da der Energieertrag durch die verlängerte Umtriebszeit generell höher ist, als nach einer schnellen Ernte.

Anbau von Pappeln in Dettelbach											
	Heizwert [kWh/kg]	WG [%]	jährlicher Ertrag kg/ha*a	min [kWh/ha]	max [kWh/ha]	Bedarf [kWh]	Fläche 1 Anbau [ha]		Fläche Gesamt		
								[m <sup>2</sup> ]	[ha]	[m <sup>2</sup> ]	
Ernte nach 3 Jahren	3,58	25	6.000 - 8.000	75.180	85.920	918.500	11,4	114.029	<b>34,2</b>	342.086	
Ernte nach 4 Jahren	3,58	25	8.000 - 10.000	128.880	143.200	918.500	6,8	67.517	<b>27,0</b>	270.068	
Ernte nach 5 Jahren	3,58	25	10.000 - 12.000	196.900	214.800	918.500	4,5	44.620	<b>22,3</b>	223.099	

## 9.5 Erweiterte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von Hackschnitzeln aus KUP

Grundlage für die Berechnungen nach VDI 2067 sind Studien der TU Dresden, Kalkulationen des LEL (Landesanstalt für Entwicklung der Landwirtschaft und der ländlichen Räume Baden-Württemberg) und Daten des FVA (Forstliche Versuchs- und Forschungsanstalt Baden-Württemberg). Ebenfalls flossen Erfahrungswerte unterschiedlicher KUP-Betreiber mit ein.

Alle Kosten für die Anlage der Pappel-Plantage werden unter dem Begriff Investitionen zusammengefasst. Diese betragen 4.259 € für einen Hektar Ackerland. Dabei handelt es sich um Kosten für die mechanische Feldbearbeitung, die Pflanzung und die Rekultivierung am Ende der Standzeit. Über eine Zeit von 20 Jahren beträgt die jährliche Annuität 313 €.

Unter die betriebsgebundenen Kosten fallen unter anderem Ernte-, Transport- und Lagerkosten. Bei der Bereitstellung der Maschinen wird davon ausgegangen, dass Pflanz- und Erntemaschine geliehen werden können, da in der Gegend bereits KUPs angelegt wurden.

Ebenso wurden Gemeinkosten wie Versicherungen und Steuern und ein Risikozuschlag für eventuelle Wildschäden mit verrechnet. Wildschäden können durch eine Umzäunung vermieden werden, die jedoch die Investitionskosten erhöht.

Beachtet man die Preisentwicklung über 20 Jahre, ergibt sich für die betriebsgebundenen Kosten eine jährliche Annuität von 684 €. Damit errechnen sich Jahresgesamtkosten von rund 1.000 € für einen Hektar. Die Wärmegestehungskosten für selbst angebaute Hackschnitzel betragen aktuell 22,73 €/MWh (netto). Die Differenz zu den derzeit üblichen Preisen in Dettelbach (nach Auskunft des Landratsamtes 33,4 €/MWh) beträgt daher 10,67€/MWh. Über eine Zeit von 20 Jahren müssen noch die erwarteten Preissteigerungen mit einbezogen werden. Durch die ständig steigende Nachfrage nach Hackschnitzeln wird eine Preissteigerung von 7% angesetzt. Über 20 Jahre zahlt man also durchschnittlich 49,68 € für die Megawattstunde.

Bei selbst erzeugten KUP fallen die Preissteigerungen voraussichtlich wesentlich moderater aus. Bei Ernte- und Transportkosten liegt die Erwartung bei 4%, bei allen anderen Positionen bei 1,5%. Somit ergibt sich ein durchschnittlicher Preis von 26,30 €/MWh.

Betrachtet man die Hackschnitzelpreise über eine Dauer von 20 Jahren, lässt sich der Brennstoff durch eine eigene KUP deutlich wirtschaftlicher erzeugen

<b>Kurzumtriebsplantage Dettelbach</b>				
<b>Berechnung des Wärmegestehungspreises für einen Hektar Ackerland nach VDI 2067 (Umtriebszeit: 4 Jahre)</b>				
			<b>Kapitalmarktzins</b>	<b>4,00%</b>
<i>Jährliche durchschnittliche Aufwendungen</i>				
<i>Kapitalgebundene Kosten</i>				
	Investition €	Nutzungs- dauer [a]	Jährliche Annuität €/a	
Pflügen	89	20	7	
Eggen/Saatbettbereitung	37	20	3	
Unkrautbekämpfung/Pflanzenschutz	47	20	3	
Pflanzgutkosten	1.930	20	142	
Pflanzung (maschinell)	627	20	46	
Sonstige Pflanzkosten	300	20	22	
Pflegekosten nach Pflanzung	132	20	10	
Unkrautbekämpfung/Pflanzenschutz	47	20	3	
Rekultivierungskosten	1.050	20	77	
<b>Gesamtinvestition (abzüglich Zuschuss)</b>	<b>4.259</b>			
<b>Summe der kapitalgebundenen Kosten, gerundet</b>			<b>313</b>	
<i>Betriebsgebundene Kosten</i>				
	aktuelle Betriebskosten €/a	Preisänderung [%/a]	Jährliche Annuität €/a	
Erntekosten	115	4,00	162	
Transportkosten	104	4,00	146	
Lagerkosten	41	1,50	46	
Sonstige Erntekosten (Bereitstellung Erntemaschine)	75	1,50	85	
Pflegekosten nach Ernte	33	1,50	37	
Gemeinkosten (Versicherung, Steuern, Buchführung etc.)	154	1,50	174	
Risikozuschlag (Wildschäden, Sortenausfall etc.)	30	1,50	34	
<b>Summe der betriebsgebundenen Kosten</b>	<b>551</b>		<b>684</b>	
<b>Jahresgesamtkosten, gerundet (€/a)</b>	<b>865</b>		<b>1.000</b>	
	<b>0,023 €/kWh</b>		<b>0,026 €/kWh</b>	
<b>Wärmegestehungskosten KUP-Hackschnitzel</b>	<b>aktuell: 22,73 €/MWh</b>		<b>über 20 Jahre: 26,30 €/MWh</b>	

## 9.6 Neuberechnung der Variante A unter Einsatz von KUP

Die bestehende Wirtschaftlichkeitsberechnung von Variante A wurde ein weiteres Mal herangezogen um die maximal mögliche Ersparnis durch eigenerzeugte Hackschnitzel zu berechnen. Als Basis wird der errechnete Wärmegestehungspreis von 22,73 €/MWh herangezogen. Der aktuelle Wärmegestehungspreis kann so auf 8,37 ct/kWh gedrückt werden. Der Langfristige Wärmegestehungspreis über 20 Jahre beträgt begünstigt durch die geringe Teuerung bei Eigenerzeugung im vgl. zum Einkauf (angenommene Preissteigerungsrate: 4%) nur 10,11 ct/kWh

<b>Variante A: Nahwärmeversorgung über KUP-Hackschnitzel - Heizzentrale unter Maintalhalle</b>					
Berechnung der Wirtschaftlichkeit n. VDI 2067, Netto (Hackschnitzel, Erdgas, Strom)					
<b>Mischzins mit LfA Infrakredit Energie 1,75% und Kapitalmarktzins 4,0% =</b>					<b>2,60%</b>
Jährliche durchschnittliche Aufwendungen					
Kapitalgebundene Kosten					
		Investition €	Nutzungs- dauer [a]	Preisdyn. Annuitätsf.	Jährliche Annuität €/a
Heizzentrale/Technikgebäude/Brennstofflager		220.000	40	0,0405	8.912
Baukosten Gebäudesanierung		6.200	25	0,0549	340
Zubehör Heizzentrale inkl. Montage und Pufferspeicher		108.000	20	0,0648	6.994
Gas-Niedertemperaturkessel	(800 kW)	18.000	18	0,0703	1.265
Hackschnitzelkessel	(200 kW)	39.000			
KfW-Tilgungszuschuss: 30€ / kW Nennwärmeleistung		-6.000			
Hackschnitzelkessel abzüglich Zuschuss		33.000	20	0,0648	2.137
Hackschnitzelkessel	(200 kW)	39.000			
KfW-Tilgungszuschuss: 30€ / kW Nennwärmeleistung		-6.000			
Hackschnitzelkessel abzüglich Zuschuss		33.000	20	0,0648	2.137
Wärmenetz		465.300			
KfW Tilgungszuschuss: 60 € / Meter Trassenlänge		-78.000			
Fernwärmenetz abzüglich Zuschuss		387.300	40	0,0405	15.690
Übergabestationen	(9 Stück)	36.000			
KfW Tilgungszuschuss: 1.800 € / Übergabestation		-16.200			
Übergabestationen abzüglich Zuschuss		19.800	30	0,0484	959
Umrüstung Etagenheizung auf Zentralheizung (Miewohnungen)		52.000	30	0,0484	2.518
Baunebenkosten 12%		118.000	25	0,0549	6.478
<b>Gesamtinvestition (abzüglich Zuschuss)</b>		<b>995.300</b>			
<b>Summe der kapitalgebundenen Kosten, gerundet</b>					<b>47.400</b>
Verbrauchsgebundene Kosten					
		aktuelle Energiekosten €/a	Preisänderung [%/a]	Preisdyn. Annuitätsf.	Jährliche Annuität €/a
Verbrauchsgebundene Kosten Erdgaskessel	(4,45 ct/kWh)	11.850	4,00%	1,4063	16.665
Verbrauchsgeb. Kosten Hackschnitzelkessel aus KUP	(2,27 ct/kWh)	41.760	4,00%	1,4063	58.728
Hilfsenergie Strom	(19,33 ct/kWh)	6.960	3,00%	1,2870	8.957
<b>Summe der verbrauchsgebundenen Kosten</b>		<b>60.570</b>			<b>84.350</b>
Betriebsgebundene Kosten					
		aktuelle Betriebskosten €/a	Preisänderung [%/a]	Preisdyn. Annuitätsf.	Jährliche Annuität €/a
Wartung, Instandhaltung, fossile Heizkessel		450	1,50%	1,1315	509
Wartung, Instandhaltung, Biomassekessel		3.510	1,50%	1,1315	3.971
Wartung, Instandhaltung, sonstiges		12.920	1,50%	1,1315	14.618
<b>Summe der betriebsgebundenen Kosten</b>		<b>16.880</b>			<b>19.099</b>
<b>Jahresgesamtkosten, gerundet (€/a)</b>		<b>124.850</b>			<b>150.849</b>
<b>Wärmegestehungskosten netto (bei 1492,5 MWh/a Bedarf)</b>	<b>aktu</b>	<b>0,084 €/kWh</b>	<b>über 20 Jahre:</b>		<b>0,101 €/kWh</b>
		<b>8,37 ct/kWh</b>			<b>10,11 ct/kWh</b>