



# Wirtschaftlichkeitsrechnung eines Nahwärmebetreibers unter Berücksichtigung von Solarthermie

## DIPLOMARBEIT

Ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades eines  
Diplom-Ingenieurs (Dipl.-Ing.)

unter der Leitung von

Privatdoz. Dipl.-Ing. Dr.techn. Auer Johann

und

Univ. Ass. Dipl.-Ing. Fleischhacker Andreas

eingereicht an der

**Technischen Universität Wien**

Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe

von

Hofstädter Christian, BSc.

Mat. Nr. 0726461

Kirchengasse 6

2413 Edelstal

## **Kurzfassung**

Die steigenden Preise von biogenen Brennstoffen, insbesondere von Pellets und Hackschnitzel, bringen die Betreiber von Biomasseheizwerken immer stärker in Bedrängnis. Der wirtschaftliche Betrieb eines Heizwerks wird dadurch immer schwieriger. In dieser Arbeit wird die Frage nach der Wirtschaftlichkeit eines Biomasseheizwerks unter der Berücksichtigung von Solarthermie behandelt. Im Detail werden die Auswirkungen der Installation einer solarthermischen Anlage in Abhängigkeit des solaren Deckungsgrades untersucht. Zu diesem Zweck wird ein Biomasseheizwerk, ergänzt mit solarthermischer Wärmeerzeugung, in MATLAB modelliert. Ein Minimierungsproblem wird für die jährlichen Kosten des Heizwerks formuliert. Um den Einfluss der Brennstoffpreise auf die Wärmegestehungskosten zu überprüfen, werden die verschiedenen Kombinationen des Heizwerks, mit oder ohne Speicher und Solarthermieanlage, Sensitivitätsanalysen unterzogen. Die Analyse zeigt, dass die Installation eines Wärmespeichers mit der damit verbundenen Erhöhung der verwendeten Hackschnitzelmenge in allen Szenarien die wirtschaftlichste Möglichkeit ist. Die Abhängigkeit von einem einzigen Brennstoff steigt und Preiserhöhungen wirken sich verstärkt auf die Wärmegestehungskosten aus. Die Wirtschaftlichkeit einer Solarthermieanlage hängt sehr stark von der Förderung ab. Ohne Förderung sind bei der gewählten Wärmenachfrage solare Deckungsgrade von 2-3% wirtschaftlich. Bei einer, heute in Österreich üblichen, Investitionsförderung von 40% sind solare Deckungsgrade im Bereich bis zu 20% möglich. Eine Anlage mit 5% solarem Deckungsgrad erzielt bei dieser Förderung mehr Gewinn als das ursprüngliche Heizwerk. Die kleinsten solaren Wärmegestehungskosten treten bei einer solaren Deckungsrate von rund 10% auf.

## **Abstract**

The increasing prices of biogenic fuels, especially of pellets and woodchips, get the operators of biomass heating plants more and more into economic troubles. Consequently, the economic operation of heating plants gets more difficult. This thesis investigates the economic viability of a biomass heating plant with consideration of solar thermal energy. The effects of installing a solar thermal system, in addition to a biomass heating plant, depending on the solar fraction, are examined in detail. For this purpose, a biomass heating plant supplemented with solar thermal heat generation is modeled in MATLAB. For the annual cost of the heating plant a minimization problem is expressed. Sensitivity analyzes are conducted in order to determine the influences of fuel prices on the heat production costs, with or without storage and solar thermal system. The analysis shows that the installation of a heat storage with the associated increase of woodchips is the most economical way of operation in all scenarios. The increasing dependence on a single fuel has a stronger impact on the costs of heat generation in case of rising prices. The economic efficiency of a solar thermal system depends very much on the investment incentives. At the chosen heat demand a solar fraction of 2-3% is economic without promotion. In case of an investment promotion of 40% the economically feasible solar fraction increases up to 20%. A 40% promoted plant using a solar thermal system with a solar fraction of 5% achieves more profit than the original heating plant. The lowest solar thermal heat generation costs occur in case of 10% solar fraction.

# Inhaltsverzeichnis

<b>1 EINLEITUNG.....</b>	<b>1</b>
<b>2 AUSGANGSLAGE.....</b>	<b>4</b>
2.1BIOMASSEANLAGEN IN ÖSTERREICH.....	4
2.2SOLARTHERMISCHE GROSSANLAGEN.....	5
2.3BIOMASSEHEIZWERKE INKLUSIVE SOLARTHERMISCHER UNTERSTÜTZUNG.....	6
<b>3 MODELLIERUNG UND METHODISCHER ANSATZ.....</b>	<b>7</b>
3.1AUSWAHL UND MODELLIERUNG VON HEIZWERK UND WÄRMENETZ.....	7
3.1.1Annahmen und Auswahl des Wärmenetzes.....	9
3.1.2Investitionskosten des Heizwerkes und des Wärmenetzes.....	9
3.1.3Modell des Heizwerks.....	13
3.2EINBINDEN DER WETTERDATEN.....	16
3.3MODELLIERUNG DER WÄRMENACHFRAGE.....	17
3.4MODELLIERUNG DES HEISSWASSERSPEICHERS.....	18
3.4.1Auswahl des Speichers.....	19
3.4.2Kostenfunktion des Speichers.....	22
3.4.3Modell des Speichers.....	22
3.5MODELLIERUNG DER SOLARTHERMIEANLAGE.....	25
3.5.1Auswahl der Kollektoren.....	25
3.5.2Modell der Kollektoren.....	31
3.5.3Kosten einer solarthermischen Anlage.....	33
3.6OPTIMIERUNGSMODELL.....	35
3.7ANNAHMEN ZUR FERNWÄRMEEINSPEISUNG, VERLUSTE, VORLAUF & RÜCKLAUF.....	38
3.8WEITERE DATEN.....	43
3.8.1Brennstoffe und Kosten.....	43
3.8.2Spezifische Wärmegestehungskosten und Kapitalwert.....	44
3.8.3Wärmepreis – Preisbildung und Annahmen.....	47
3.8.4Wertsicherung durch Indexanpassung.....	49
3.8.5Förderung von solarthermischen Großanlagen.....	50
<b>4 ANLAGENSPEZIFISCHE ERGEBNISSE.....</b>	<b>51</b>
4.1AUSGANGSSITUATION (BIOMASSEHEIZWERK INKL. GASKESSEL).....	51
4.1.1Biomasseheizwerk ohne Pufferspeicher.....	51
4.1.2Biomasseheizwerk inklusive Pufferspeicher.....	54
4.2AUSGANGSSITUATION INKLUSIVE SOLARTHERMISCHE ANLAGE.....	58
4.2.195% Solarer Deckungsgrad im Sommer.....	58
4.2.230% Solarer Deckungsgrad übers Jahr.....	61
4.2.35% Solarer Deckungsgrad übers Jahr.....	63
4.2.4Grüne Variante – ohne Erdgas.....	65
4.2.5Vergleich der unterschiedlichen solaren Deckungsgrade.....	68
4.3EINFLUSS VON FÖRDERUNGEN AUF DIE WIRTSCHAFTLICHKEIT DER UNTERSCHIEDLICHEN SOLAREN DECKUNGSRADE.....	76
<b>5 SENSITIVITÄTEN UND SZENARIEN.....</b>	<b>78</b>
5.1SENSITIVITÄTSANALYSEN.....	78
5.1.1Ausgangsszenario.....	78
5.1.2Heizwerk inklusive Pufferspeicher.....	80
5.1.310% Solare Abdeckung.....	80

5.1.4	Sensitivitätsanalyse 95% Sommerabdeckung.....	82
5.1.5	Grünste Variante – ohne Erdgas mit 50% solarer Deckung.....	84
5.2	PREISSZENARIEN.....	85
5.2.1	Szenario 1.....	86
5.2.2	Szenario 2.....	87
5.2.3	Szenario 3.....	87
5.2.4	Kapitalwert der Kosten.....	88
<b>6</b>	<b>SCHLUSSFOLGERUNGEN UND AUSBLICK.....</b>	<b>90</b>
<b>7</b>	<b>ANHANG.....</b>	<b>92</b>

## Verzeichnis der Abkürzungen

BM	Biomasse
FW	Fernwärme
GLF	Gleichzeitigkeitsfaktor
HHS	Holzhackschnitzel
KWK	Kraft-Wärme Kopplung
LCOH	Levelized Cost of Heat
LP	Lineare Programmierung
MILP	Mixed Integer Linear Program
NW	Nahwärme
SD	Solarer Deckungsgrad
SDH	Solar District Heating
SE	Solarer Kollektorsertrag
Srm	Schüttraummeter
WN	Wärmenetz

## 1 Einleitung

In den letzten zehn Jahren hat ein Wandel des Energieträgereinsatzes für Raumwärme der Haushalte eingesetzt. Im Winter 2003/04 war Heizöl mit rund 60 PJ der primäre Wärmelieferant, die biogenen Brennstoffe lagen mit 52 PJ an zweiter Stelle. Im Winter 2011/12 wurden bereits rund 64 PJ durch biogene Brennstoffe geliefert, Heizöl lag mit rund 45 GJ an dritter Stelle.<sup>1</sup>

Die steigende Nachfrage in den letzten Jahren nach erneuerbaren Brennstoffen (insbesondere nach Holzpellets und Hackschnitzel) hat den Preis deutlich erhöht. Durch die gestiegenen Brennstoffpreise wird der wirtschaftliche Betrieb von Biomasseheizwerken schwieriger.

*Als zentrale Frage dieser Arbeit wird die Wirtschaftlichkeit eines Biomasseheizwerks (ohne bzw. mit Installation einer solarthermischen Anlage und eines Speichers) analysiert. Dabei wird sowohl die Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit vom solaren Deckungsgrad als auch von unterschiedlichen Förderquoten untersucht. In Szenarien wird durch Parametervariation die Auswirkung der Änderung auf die Wirtschaftlichkeit auch hinsichtlich unterschiedlicher Brennstoffpreise analysiert.*

Um die Frage nach der Wirtschaftlichkeit eines Biomasseheizwerks unter Berücksichtigung von Solarthermie zu beantworten, wird in MATLAB ein Modell des Heizwerks erstellt. Es wird ein Optimierungsproblem zur Deckung der Wärmenachfrage der Endverbraucher über ein Wärmenetz formuliert. Als Zielfunktion wird die Minimierung der jährlichen Gesamtkosten des Wärmeanbieters formuliert. Das Minimierungsproblem wird unter Einhaltung von Gleichungen und Ungleichungen, wie bspw. den technischen Randbedingungen, gelöst. Durch die Brennstoffauswahl und den Einsatzzeitpunkt sowie durch das Hinzufügen von zusätzlichen alternativen Wärmeerzeugern

---

<sup>1</sup> Statistik Austria: [http://www.statistik.at/web\\_de/statistiken/energie\\_und\\_umwelt/energie/energieeinsatz\\_der\\_haushalte/index.html#index1](http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_und_umwelt/energie/energieeinsatz_der_haushalte/index.html#index1) (Stand: 04.01.2015) und Abbildung 7.13

werden die Gesamtkosten minimiert. Als Kriterium für die Wirtschaftlichkeit werden die Kosten des Basisszenarios und ein externer Vergleichswert, von realen Heizwerken und Wärmenetzen, für die Kosten verwendet.

Die hier vorliegende Arbeit wird in folgende Kapitel unterteilt:

- In Kapitel 2 wird die Situation in Österreich in Bezug auf Biomasseheizwerke erfasst. Des Weiteren beschreibt Kapitel 2 leistungsstarke solarthermische Anlagen mit einer Leistung größer als 700kW in Österreich und Europa. Zusätzlich werden Kombinationen von Biomasseheizwerken und solarthermischen Anlagen zur Unterstützung beschrieben.
- Kapitel 3 widmet sich der Beschreibung des methodischen Ansatzes sowie der Modellbildung des Heizwerks und der zusätzlichen Komponenten. Es werden die für die Modellbildung und für die Berechnung benötigten Grundlagen und Parameter analysiert und eine Auswahl getroffen. In weiterer Folge werden die Erzeugungstechnologien modelliert und Randbedingungen der Optimierung festgelegt. Ergänzend werden die Kostenfunktionen der Komponenten erörtert und die Minimierungsfunktion der jährlichen Systemkosten bestimmt.
- In Kapitel 4 werden die Ergebnisse der MATLAB Optimierung anlagenspezifisch dargestellt und diskutiert. Ausgehend vom modellierten Heizwerk, dem Basisszenario, werden die Auswirkungen auf die Wärmegestehungskosten bei Variation des solaren Deckungsgrades und der Installation eines Speichers überprüft. Es werden die Details von ausgewählten solaren Deckungsgraden näher betrachtet. Ein Überblick der spezifischen Wärmegestehungskosten über die solaren Deckungsgrade wird im Anschluss gegeben. Des Weiteren werden die benötigten Energiemengen, der Kapitalwert und ein Vergleich von Variablen- und Fixkosten in Abhängigkeit des solaren Deckungsgrades dargestellt. Als weiterer Punkt wird der Einfluss der Förderung von Kollektorfeld und Speicher auf die Wirtschaftlichkeit des Heizwerks betrachtet.

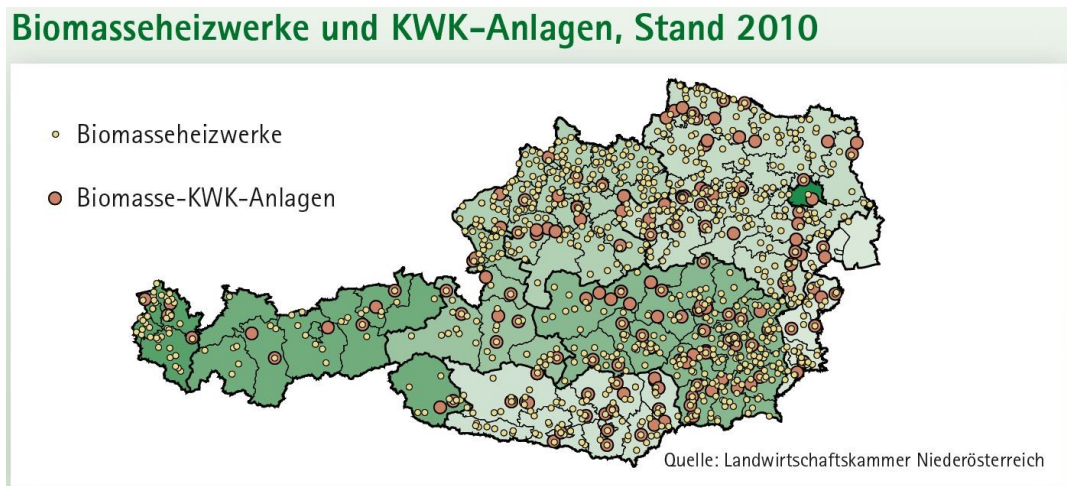
- Kapitel 5 widmet sich Sensitivitätsanalysen von ausgewählten Anlagenkombinationen. Es werden die Auswirkungen von Parametervariationen auf die Konkurrenzfähigkeit der Anlagenkombinationen überprüft und diskutiert. Im Anschluss werden drei Beispielszenarien für die Preissteigerung der Brennstoffe ausgewählt und die Auswirkungen auf den Wärmepreis betrachtet. Dabei wird sowohl der Kapitalwert als auch die durchschnittlichen Wärmegestehungskosten als Vergleichswert herangezogen.
- In Kapitel 6 werden Schlussfolgerungen aus den Ergebnissen der Optimierung gezogen und eine mögliche weitere Entwicklung diskutiert.



## 2 Ausgangslage

### 2.1 Biomasseanlagen in Österreich

In Österreich wurden vom Jahr 1980 bis zum Jahr 2013 über 11000 Hackgutfeuerungen mit einer Mindestleistung von 100kW installiert, davon über 1000 mit einer Leistung von mindestens 1MW. Die installierten Anlagen haben eine kumulierte thermische Leistung von rund 5,9GW, wobei rund die Hälfte der Gesamtleistung im Bereich zwischen 100 und 1000kW installiert wurden. Die größte Anzahl der Anlagen wurde im Bundesland Niederösterreich gebaut. Die Zuwachsraten haben in den letzten Jahren deutlich abgenommen. Im Jahr 2012 wurden noch rund 700 Anlagen mit einer Leistung von fast 290 MW<sub>th</sub> in Österreich errichtet, 2013 knapp über 500 Anlagen (177 MW<sub>th</sub>). Die installierte Leistung des Jahres 2013 liegt rund 39% unter der des Vorjahres. Bei den Kleinanlagen, unter 100kW, zeigt sich ein Rückgang um über 15%. Der Rückgang ist aufgrund der steigenden Brennstoffpreise und durch das Erreichen einer gewissen Sättigung bei Nahwärmanlagen im MW – Bereich, zu erklären.<sup>2</sup>



**Abbildung 2.1: Karte der österreichischen Biomasseheizwerke und KWK Anlagen**

Quelle: Landwirtschaftskammer Niederösterreich

Die thermische Leistung von Biomasseheizwerken variiert in einem breiten Leistungsspektrum, beginnend im Bereich von einigen kW zur Einzelobjektversorgung mittels Mikronetzen bis in den zweistelligen Megawattbereich zur Einspeisung in große Wär-

<sup>2</sup> Haneder, Furtner (2014)

menetze. Zu den größten reinen Heizwerken, befeuert mit Biomasse, zählen die Anlagen in Lermoos mit 4,5MW und Wagrain mit 4,25MW Kesselleistung<sup>3</sup>. Für größere Leistungen werden Heizkraftwerke, so genannte KWK-Anlagen (Kraft-Wärme Koppelung), gebaut. Eines der größten Biomasseheizkraftwerke (das größte Waldbiomassekraftwerk Europas), steht in Wien Simmering, mit einer Anschlussleistung von über 65 MW, wovon rund 1/3 zur thermischen Auskopplung ins Fernwärmenetz zur Verfügung stehen.<sup>4</sup>

### 2.2 Solarthermische Großanlagen

Die Daten und Fakten aus diesem Kapitel stammen, wenn nicht ergänzend erwähnt, von der Homepage von SDH (Solar District Heating), vor allem aus der Anlagendatenbank.<sup>5</sup>

In Österreich sind aktuell 15 solare Großanlagen, das bedeutet Anlagen mit einer thermischen Leistung über 700kW, installiert. Der Großteil der Anlagen wurde ohne Speicher gebaut und speist direkt in ein Fernwärmenetz ein. Diese Anlagen erreichen geringe solare Deckungsgrade im Bereich von 3 bis 7%. Die größten beiden Anlagen, mit einer Aperturfläche von 4960 und 3860m<sup>2</sup>, wurden mit Flachkollektoren in Graz installiert und speisen mit einer Leistung von 3472 und 2702 kW<sub>th</sub> in das Fernwärmenetz der Stadt ein. Die größte österreichische Anlage mit Vakuumröhrenkollektoren wurde in Wels, mit einer Aperturfläche von 3388m<sup>2</sup> und einer Leistung von 2400 kW<sub>th</sub>, gebaut. Sie speist als drittgrößte Anlage Österreichs die Wärme direkt ins Fernwärmenetz ein.

Die Anlagengrößen von Österreich fallen, im Vergleich zu europäischen Anlagen, klein aus. Von den 15 größten Anlagen Europas wurden 14 in Dänemark errichtet. Die zurzeit größte Anlage Europas wurde in Marstal mit einer Aperturfläche von 33300m<sup>2</sup> und einer Leistung von 23,3 MW<sub>th</sub> gebaut. Die Anlage versorgt in Kombination mit einem saisonalen Speicher, mit 75000m<sup>3</sup> Speichervolumen, ein Nahwärmenetz.

---

<sup>3</sup> Vgl.: <http://www.nahwaerme.net/cms/index.php/de/das-unternehmen/referenzprojekte/biomasse-nahwaerme> (Stand: 12.2014)

<sup>4</sup> Vgl.: <http://www.wienenergie.at/eportal2/ep/channelView.do?channelId=-48494> (Stand: 11.2014)

<sup>5</sup> Vgl.: <http://www.solar-district-heating.eu/ServicesTools/Plantdatabase.aspx> (Stand: 04.01.2015)

Um die Kosten gering zu halten, werden die Anlagen in Dänemark zumeist bodenmontiert ausgeführt, wohingegen die größten Anlagen in Österreich auf Dachflächen installiert sind. Die dänischen Anlagen speisen zumeist in Nahwärmenetze ein und erreichen mit einem zusätzlichen Speicher hohe solare Deckungsgrade, z.B. Marstal aktuell 30% (geplant bis über 55%).

### **2.3 Biomasseheizwerke inklusive solarthermischer Unterstützung**

In Österreich wurden, laut Dullnig M. (2013), mindestens 36 Biomasseheizwerke (Stand: Ende 2012) mit einer solarthermischen Anlage zur Unterstützung installiert. Die größte Anlage, bezogen auf die Aperturfläche, versorgt das Nahwärmenetz Eibiswald mit Wärme. Es sind 2450m<sup>2</sup> Flachkollektoren mit einer thermischen Leistung von 1715kW installiert. Durch zwei Speicher mit insgesamt 165m<sup>3</sup> Volumen wird ein solarer Deckungsgrad von 12 bis 13% erreicht. Die restliche Wärme wird durch zwei Biomassekessel mit 2000 und 500 kW thermischer Leistung geliefert. Die Solaranlage liefert rund 1000MWh Wärme in das Netz.<sup>6</sup>

---

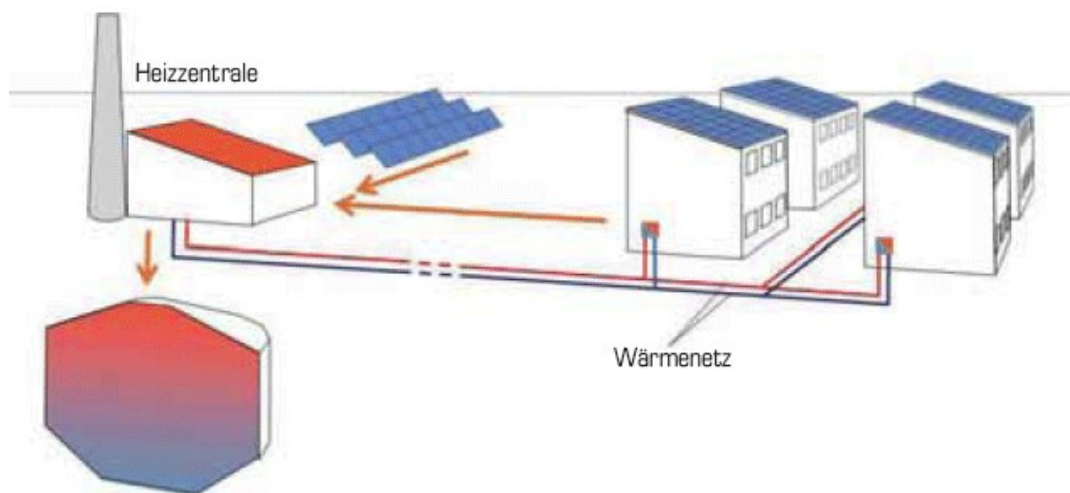
<sup>6</sup> Vgl.: <http://www.nahwaerme-eibiswald.at/> (Stand: 04.01.2015)

### 3 Modellierung und Methodischer Ansatz

In den folgenden Kapiteln wird die Methode zur Berechnung und Optimierung der Wirtschaftlichkeit eines Biomasseheizwerks, mittels MATLAB definiert und näher erörtert. Es werden die notwendigen Daten und Annahmen erläutert sowie die Parameter zur Wirtschaftlichkeitsrechnung festgelegt.

#### 3.1 Auswahl und Modellierung von Heizwerk und Wärmenetz

In diesem Kapitel werden die benötigten Annahmen und Grundlagen für die Modellbildung eines Biomasseheizwerks beschrieben. In Abbildung 3.1 wird der schematische Aufbau eines Heizwerks mit Kollektorfeld und saisonalem Speicher dargestellt.



**Abbildung 3.1: Schematische Darstellung eines Heizwerks mit Wärmenetz und zentraler Einbindung der thermischen Solaranlage**

Quelle: [http://www.aee.at/aee/images/Bilder-fuer-Zeitungen/2012-02/03\\_2.gif](http://www.aee.at/aee/images/Bilder-fuer-Zeitungen/2012-02/03_2.gif)

In den ersten Entwürfen wurde das Modell in Anlehnung an ein existierendes Heizwerk erstellt. Dabei wurde zu Beginn der Modellierung kein Wert auf die Standortabhängigkeit gelegt. Bei der Auswahl wurde auf die thermische Leistung und vor allem auf die Aufschlüsselung der Kosten und des Verbrauches, zur besseren Kontrolle und Nachvollziehbarkeit des Modells, geachtet. Anfangs diente das Heizwerk Nettersheim (Fischer et al. (2003) - Beispielteil), als Referenzobjekt. Die Grundstruktur des Modells baut darauf auf, wurde jedoch laufend erweitert. Die Parameter Anschlussleistung und Nachfrage wurden im Zuge der Modellierung angepasst.

Es wird ein Heizwerk mittlerer Leistung mit folgenden Parametern modelliert:

- Die benötigte Wärmeleistung wird zum Großteil mittels Hackschnitzelkessel bereitgestellt. Zur Spitzenlastabdeckung und als Reserve dient ein Gaskessel.
- Um zu niedrige Teillast des Biomassekessels zu verhindern, wird als Minimalleistung 30% der Nennleistung festgelegt.<sup>7</sup>
- Der Hackschnitzelkessel deckt maximal 50%<sup>8</sup> der jährlichen Spitzenwärmeleistung, um eine Überdimensionierung und dadurch zu hohe Kosten zu vermeiden. Die restliche Wärmeleistung übernimmt der Spitzenlastkessel.
- Der Start-Stopp Betrieb, des Biomassekessels Betrieb, wird wie bei großen thermischen Kraftwerken beschränkt. Es wird eine minimale Laufzeit von 3 bis 5 Stunden getestet und im Anschluss ein Wert festgelegt.
- Die Wärmeübertragung erfolgt mittels Nahwärmenetz und Hausübergabestationen an die Verbraucher.
- Die Verluste der Hausübergabestationen werden in der Berechnung nicht extra berücksichtigt, sondern sind in der gesamten Wärmenachfrage bereits inkludiert.
- Die Anzahl und Art der Verbraucher wird nicht explizit festgelegt, sondern die gesamte Wärmenachfrage als Summe aller Verbraucher modelliert (siehe Kapitel 3.3).
- Die benötigte Grundfläche für das Heizwerk, inklusive Brennstofflager, steht zur Verfügung und wird nicht begrenzt.
- Die Temperaturen im Wärmenetz werden zur Berechnung der Verluste über das Jahr als konstant angenommen.
- Der Wirkungsgrad des Hackschnitzelkessels wird über das Jahr als konstant angenommen. Moderne Hackschnitzelkessel zeigen deutliche Verbesserungen des thermischen Wirkungsgrades gegenüber bereits bestehenden Anlagen aus den letzten Jahrzehnten, genaueres siehe Anhang. Im Verlauf des Jahres wird der Kessel im Teillastbetrieb und mit mehr oder weniger langen Start-Stopp Zyklen betrieben. Da jedoch über die Auswirkungen keine genauen Parameter vorliegen, wird der Wirkungsgrad auf 85% begrenzt.<sup>9</sup> Mit der bereits dargelegten

---

<sup>7</sup> Vgl.: z.B. Fischer et al. (2010)

<sup>8</sup> Vgl.: Kaltschmitt, Streicher (2009), S.384

<sup>9</sup> Vgl.: Haslinger W. (2013)

Begründung wird der Wirkungsgrad des Gaskessels auf 90% begrenzt und ebenso als konstant angenommen.

In Tabelle 3.1 werden die gewählten Parameter des Heizwerks zusammengefasst.

**Tabelle 3.1: Zusammenfassung der gewählten Parameter für das Heizwerk und das Nahwärmenetz**

Parameter	Gewählter Wert	Einheit
Maximale Heizleistung Biomassekessel	600	kW <sub>th</sub>
Maximale Heizleistung Gaskessel	800	kW <sub>th</sub>
Minimale Leistung im Teillastbetrieb des Biomassekessels als Prozent der Nennleistung	30	%
Wirkungsgrad Biomassekessel	85	%
Wirkungsgrad Gaskessel	90	%
Minimale Einschaltzeit des Biomassekessels	4 (3..5)	h
Länge des Nahwärmenetzes	1500	m
Verlustleistung des Wärmenetzes	25 (20..25)	W/(Trm)
Wärmenachfrage	3450	MWh <sub>th</sub>
Anschlussleistung der Verbraucher	2400	kW <sub>th</sub>

### 3.1.1 Annahmen und Auswahl des Wärmenetzes

Es wird ein Zwei-Leiter Wärmenetz mit Wasser als Wärmeträgermedium gewählt. Nahwärmenetze können in Strahlen-, Ring- und Maschennetz Struktur aufgebaut werden. Strahlennetze werden typischerweise bei kleinen bis mittleren Netzen mit einem Erzeuger angewendet, diese haben die kürzeste Netzlänge der drei Varianten. Ring- und Maschennetze sind teurer, charakterisieren sich jedoch durch höhere Versorgungssicherheit und bessere Erweiterbarkeit. Bei Zwei-Leiternetzen erfolgt die Wärmelieferung für Brauchwasser und Heizung über das selbe Leitungspaar. Das Brauchwasser wird dezentral im Ladespeicherprinzip oder im Durchlaufprinzip, mittels externen Plattenwärmetauschern, bereitet.<sup>10</sup>

### 3.1.2 Investitionskosten des Heizwerkes und des Wärmenetzes

Die Investitionskosten für das gesamte Heizwerk werden in Anlehnung an bestehende Heizwerke in Österreich und Deutschland, sowie an Eltrop et al. (2007), berechnet. In Tabelle 3.2 wird die Bandbreite der möglichen Investitionskosten eines Hackschnitzel-

<sup>10</sup> Vgl.: Dötsch et al. (1998), Bucar et al. (2006) und SDH (2012)

heizwerks, in Abhängigkeit der thermischen Kesselleistung sowie des Wärmenetzes, in Abhängigkeit der Länge, dargestellt.

**Tabelle 3.2: Darstellung der Investitionskosten pro kW Leistung eines Heizwerkes sowie der Kosten des Netzes pro Meter Trassenlänge bei mittlerer Bebauung**

Quelle: Eltrop et al. (2007), & Karl J. (2008)

	Leistung	Kosten / Einheit	
Heizwerk (Biomasse + Spitzenkessel Heizöl/Erdgas)	500 kW	540..962	€/kW
Heizwerk (Biomasse + Spitzenkessel Heizöl/Erdgas)	1 MW	255..765	€/kW
Wärmenetz mittlere Bebauung		300 – 500	€/m

Die Kosten eines Heizwerkes hängen stark von den jeweiligen externen Parametern, wie den örtlichen Gegebenheiten, der Planung, den Brennstoffen usw. ab. Die Bebauungsdichte des Gebietes spielt für die Kosten des Wärmenetzes eine entscheidende Rolle. Es wird für die Heizwerks- und für die Wärmenetzkosten ein Mittelwert aus den genannten Quellen angenommen. Die gewählten Annahmen sind in Tabelle 3.3 dargestellt. Die Investitionskosten für ein Wärmnetz, gebaut bei mittlerer Bebauungsdichte, liegen im ausgewählten Bereich. Für ein Wärmenetz, gebaut in einer dicht besiedelten Stadt, können sich die Kosten deutlich erhöhen.

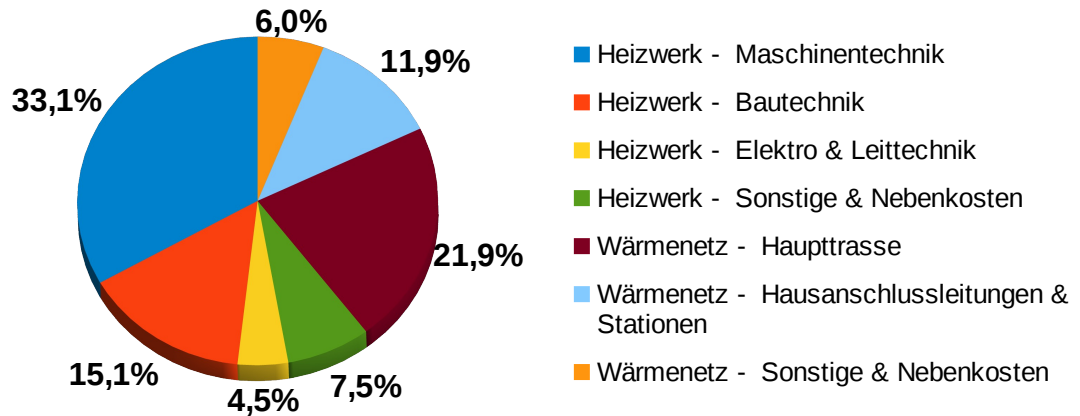
**Tabelle 3.3: Tabelle der gewählten Kosten des Heizwerkes inklusive Wärmenetz**

	Kosten / Einheit [€/kW], [€/m]	Länge [m]	Leistung [kW]	Kosten [k€]
Heizwerk	650		1400	910
Wärmenetz	400	1500		600
Gesamte Investitionskosten				1510

Aufbauend auf die gewählten Kosten aus Tabelle 3.3 wird eine weitere Aufschlüsselung der Investition in Anlehnung an Eltrop et al. (2007) durchgeführt. In Abbildung 3.2 wird die grobe Aufteilung der Investitionskosten in einzelne Untergruppen dargestellt. Eine weitere Verfeinerung der Kostenaufschlüsselung wird im Weiteren nicht betrachtet, da für die Berechnung die grobe Aufteilung als ausreichend erachtet wird. Der Großteil der Investitionskosten, etwa ein Drittel, wird durch die Maschinenteknik des Heizwerks (Hackschnitzelkessel, Gaskessel, Pumpen, usw.) verursacht. Der zweitgrößte Anteil der gesamten Investitionskosten entsteht durch die Haupttrasse des Wärmnet-

Annahmen zu den Investitionskosten

Gesamtes Heizwerk inkl. Wärmenetz



**Abbildung 3.2: Aufteilung der Investitionskosten des kompletten Heizwerkes**

Quelle: Erstellt nach Eltrop et al. (2007)

zes. Die beiden erwähnten Komponenten betragen bereits mehr als 50% der gesamten Investitionskosten. Alle übrigen Kostenanteile sind in Abbildung 3.2 dargestellt.

In Tabelle 3.4 werden die weiteren Eingangsdaten zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit dargestellt. In der Spalte Nutzungsdauer stellen die Werte in der Klammer den Bereich dar, der in den diversen Quellen angegeben wird. Links neben der Klammer wird der gewählte Wert für die Berechnung dargestellt.

**Tabelle 3.4: Annahmen zur Wirtschaftlichkeitsrechnung für das Heizwerk und das Wärmenetz**

Quelle: Eltrop et al. (2007), Raab S. (2006) und eigene Recherchen und Annahmen

	Komponente	Anteil an den Investitionskosten	Wartung & Instandhaltung	Betrieb & Personal	Nutzungsdauer
Biomasseheizwerk inkl. Spitzenlastkessel	Maschinentechnik	55%	2,00%	1,50%	17 (15..20)
	Bautechnik	25%	1,00%		40 (30..50)
	Elektro & Leittechnik	7,5%	1,50%		13 (10..20)
	Sonstige & Nebenkosten	12,5%	1,00%		20
Wärmenetz	Haupttrasse	55%	2,00%	0,01kWh/kWh <sub>th</sub> oder ~1%	30 (15..40)
	Hausanschlussleitungen & Stationen	30%	1,50%		15 (15..30)
	Sonstige & Nebenkosten	15%	1,00%		20
	Steuern und Versicherungen		0,75%		



Die Nutzungsdauer wird für die Berechnung der jährlichen Kosten mittels Annuitätenmethode benötigt. Dabei werden die jährlichen Kosten einer Investition über den Zinssatz und die Lebensdauer berechnet. Die zusätzlichen Kosten für Wartung, Personal, Instandhaltung und Betrieb werden als Prozentsatz der Investitionskosten der jeweiligen Untergruppe berechnet.

Die jährlichen Kapitalkosten werden über die Jahre hinweg als konstant angenommen. Beim Erreichen der Lebensdauer der einzelnen Anlagenkomponenten wird die Funktion durch geeignete Reinvestitionen sichergestellt. (Die Komponente wird zu den gleichen Investitionskosten, mit der gleichen Lebensdauer ersetzt.)

Anhand der Gesamtinvestitionskosten und den aus Tabelle 3.4 berechneten jährlichen Kosten der einzelnen Komponenten, kann über den Zinssatz, mittels der Annuitätenmethode, eine gemittelte Lebensdauer der gesamten Anlage berechnet werden. Mit den Werten aus Tabelle 3.4 ergibt sich eine gemittelte Nutzungsdauer von rund 20,23 Jahren für die gesamte Investition. Für die weitere Berechnung wird, wenn nicht explizit angegeben, mit einer gemittelten Nutzungsdauer von 20 Jahren gerechnet. Aus den Berechnungen für Wartungs- & Instandhaltungskosten sowie Betriebs- & Personalkosten ergeben sich jährliche Kosten von rund 3,7% der gesamten Investitionskosten.

### 3.1.3 Modell des Heizwerks

Im folgenden Abschnitt werden die Formeln und Parameter für die Berechnung des Heizwerks, unter Berücksichtigung der Annahmen, beschrieben. In Tabelle 3.5 werden die Parameter und Formelzeichen dargestellt.

**Tabelle 3.5: Beschreibung der verwendeten Parameter und Formelzeichen**

Parameter	Einheit	Beschreibung
t	1	Stunde des Jahres
$W(t)$	kWh	Wärmenachfrage der Endkunden zur jeweiligen Stunde
$Q_k(t)$	kWh	Gelieferte Wärmemenge an das Netz von der jeweiligen (k) Erzeugungstechnologie zur Stunde t
k	1	Platzhalter f. d. Erzeugungstechnologie (BM, Gas, Solar, Speicher)
i	1	Anzahl der Erzeugungstechnologien, abhängig vom Szenario (2-4)
$netz_{\text{verluste}}(t)$	kWh	Stündliche Wärmeverluste des Nahwärmenetzes
$\eta_{th,k}$	%	Thermischer Wirkungsgrad der Erzeugungstechnologie
$Q_{k, \text{MIN}}$	kWh	Minimal gelieferte Wärmemenge einer Technologie im eingeschalteten Zustand
$Q_{k, \text{MAX}}$	kWh	Maximal gelieferte Wärmemenge einer Technologie
$HU_k$	kWh/m <sup>3</sup>	Unterer Heizwert des Brennstoffs
$p_k$	kWh	Variable: benötigte Brennstoffleistung einer Erzeugungstechnologie
$C_{\text{INV}, k}$	€	Investitionskosten einer Technologie
$C_{\text{Förderung}, k}$	€	Einmalige Investitionsförderung einer Technologie
$\alpha_k$	1	Annuitätenfaktor
z	%	Kapitalzinssatz
$L_k$	a	Lebensdauer, Nutzungsdauer
$C_{k, \text{Ges}}$	€/a	Jährliche Gesamtkosten einer Technologie
$C_{k, \text{Kap}}$	€/a	Jährliche Kapitalkosten
$C_{k, \text{W+I}}$	€/a	Jährliche Wartungs- und Instandhaltungskosten
$C_{k, \text{B+P}}$	€/a	Jährliche Betriebs- und Personalkosten
$C_{k, \text{Brenn}}$	€/a	Jährliche Brennstoffkosten
$c_{\text{CO}_2}$	€/t	Kosten für die CO <sub>2</sub> Emissionen des Gaskessels
$\theta_A(t)$	°C	Stündlicher Mittelwert der Außentemperatur
$\theta_{a, \text{TAG}}(d)$	°C	Tagesmittelwert der Außentemperatur
$\theta_{\text{Voltrauf}}$	°C	Vorlauftemperatur des Nahwärmenetzes
$\theta_{\text{Rücklauf}}$	°C	Rücklauftemperatur des Nahwärmenetzes
$h(\theta_{a, \text{TAG}})$	1	Normierter Tagesverbrauch (Standort unabhängig)
$q_{\text{BM}}(t)$	Srm	Benötigte Hackschnitzelmenge zu einer Stunde
$q_{\text{Gas}}(t)$	m <sup>3</sup>	Benötigte Erdgasmenge zu einer Stunde

Die Nachfrage nach Wärme der Endverbraucher wird zu jeder Stunde des Jahres über das Wärmenetz gedeckt. Die Lieferung der benötigten Wärmemenge erfolgt, je nach Szenario, durch unterschiedliche Technologien. Im Basisszenario wird die Nachfrage durch eine Kombination aus Hackschnitzelkessel und Gaskessel, als Zusatzheizung, gedeckt. In den weiteren Ausbaustufen wird die Wärme zusätzlich von einem Speicher und einer Solarthermieanlage geliefert.

In den Formeln dient  $k$  als Platzhalter für eine der vier Erzeugungstechnologien.

Die benötigte Wärmemenge

$$W(t) \leq \sum_{k=1}^i Q_k(t) - \text{netz}_{\text{Verluste}}(t) \quad (3.1)$$

muss zu jedem Zeitpunkt durch die Erzeugungstechnologien unter Abzug der Netzverluste geliefert werden. Zusätzlich wird in der Formel 3.1 auch die Erzeugung eines Überschusses zur Einspeisung in einen Speicher berücksichtigt. Die benötigte Brennstoffleistung

$$p_k(t) = \frac{Q_k(t)}{\eta_{th,k}(t)} \quad (3.2)$$

der jeweiligen Technologie wird über den Wirkungsgrad  $\eta_{th,k}(t)$  berechnet. Wobei die gelieferte Wärmemenge

$$Q_{k,MIN} \leq Q_k(t) \leq Q_{k,MAX} \quad (3.3)$$

jede Stunde, je nach Technologie in einem bestimmten Bereich, definiert durch  $Q_{k,MIN}$  und  $Q_{k,MAX}$ , variiert werden kann. Die minimale Leistung des Gaskessels wird nicht begrenzt. Für den Hackschnitzelkessel wird als untere Leistungsgrenze 30% der Nennleistung festgelegt. Da die Leistung des Hackschnitzelkessels nicht bis auf Null abgesenkt werden kann, wird Formel 3.3 für den Kessel modifiziert. Dabei wird eine weitere Variable für den Einschaltzustand des Kessels, eingefügt. Es existieren zwei Einschaltzustände, EIN oder AUS, daher wird die neue Variable als Binärvariable programmiert. Die adaptierte Formel lautet

$$ON_{BM}(t) \cdot Q_{BM,MIN} \leq Q_{BM}(t) \leq ON_{BM}(t) \cdot Q_{BM,MAX} \quad (3.4)$$

Ohne die neue Variable würde der Kessel im Dauerbetrieb laufen oder die Randbedingung zur Teillast verletzen. Um Pulsbetrieb des Hackschnitzelkessels zu vermeiden,

wird eine zusätzliche Variable eingeführt. Dadurch wird das stündliche Ein- und Ausschalten des Kessels verhindert.<sup>11</sup> Mit der neuen Variable

$$Start_{BM}(t) \geq ON_{BM}(t+1) - ON_{BM}(t) \quad (3.5)$$

wird der Zeitpunkt des Einschaltens festgestellt. Ein Wert größer 0 bedeutet, dass die Anlage in der nächsten Stunde (t+1) eingeschaltet wird. Durch

$$Start_{BM}(t) \geq 0 \quad (3.6)$$

wird der Wertebereich der Variable auf positive Zahlen inklusive 0 begrenzt.

Die Anlage muss nach dem Einschaltzeitpunkt für vier weitere Stunden in Betrieb sein. Mit

$$ON_{BM}(t+i) \geq Start_{BM}(t) \quad (3.7)$$

wird die minimale Einschaltdauer bestimmt, wobei i der Menge der natürlichen Zahlen von 1 bis 4 entspricht. Diese Randbedingung wird aufgrund der fehlenden Informationen in Bezug auf den Wirkungsgrad bei länger andauerndem Puls-Betrieb aufgestellt. Es folgt der Annahme, dass permanentes Aufheizen und anschließendes Abkühlen die Lebensdauer des Kessels negativ beeinflusst und nicht der volle Wirkungsgrad bei kalter Anlage auftritt. Die minimale Zeit, die der Kessel ausgeschaltet sein muss, wird nicht begrenzt. Das bedeutet, dass der Kessel nach einer Stunde im OFF- Zustand, wenn nötig, in Betrieb genommen werden kann. Zusätzlich wird die Bedingung

$$ON_{BM}(8760+i) = ON_{BM}(i) \quad (3.8)$$

festgelegt. Dies bedeutet, dass der Betriebszustand des Kessels in den ersten vier Stunden des Jahres gleich dem des Vorjahres ist. Wobei i der Menge der natürlichen Zahlen von 1 bis 4 entspricht.

Die benötigte Brennstoffmenge des Gas- und Hackschnitzelkessels wird über den unteren Heizwert mittels

$$q_k = \sum_{t=1}^{8760} \frac{Q_k(t)}{\eta_{th,k}(t)} \cdot \frac{1}{HU_k} \quad (3.9)$$

als Summe über das Jahr berechnet.

<sup>11</sup> Vgl.: Büchele R., (2013)

Die jährlichen Gesamtkosten einer Technologie setzen sich aus den Kapitalkosten mittels Annuitätenmethode, den Brennstoffkosten, den Wartungs- & Instandhaltungskosten sowie den Betriebs- & Personalkosten zusammen.

$$C_{k,Ges} = C_{k,Kapital} + C_{k,Brennst.} + C_{k,W+I} + C_{k,B+P} \quad (3.10)$$

Die Kapitalkosten werden über den Annuitätenfaktor<sup>12</sup>

$$\alpha = \frac{(1+z)^L \cdot z}{(1+z)^L - 1} \quad (3.11)$$

in Abhängigkeit der Lebensdauer und des Kapitalzinssatzes berechnet. Sie ergeben sich aus den Investitionskosten unter Abzug einer einmaligen Investitionsförderung

$$C_{k,Kapital} = \alpha \cdot (C_{INV,k} - C_{Förderung,k}) \quad (3.12)$$

und gelten im Fall von Biomasse- und Gaskessel als jährliche Fixkosten. Die Betriebs- und Personalkosten sowie die Wartungs- und Instandhaltungskosten werden, wie in Tabelle 3.4 angegeben, als Anteil der Investitionskosten berechnet.

Die Brennstoffkosten hängen bei den Hackschnitzeln vom Einkaufspreis und der Qualität ab, bei Erdgas als Erzeugungstechnologie werden noch die Kosten für den CO<sub>2</sub> Ausstoß durch etwaige Zertifikate mitberücksichtigt. Andere Kosten wie z.B. Häckseln zur Herstellung der Hackschnitzel, Trocknen, Transport usw. sind bereits im Einkaufspreis inkludiert.

### 3.2 Einbinden der Wetterdaten

Als Grundlage für die Berechnung und Optimierung des Heizwerks werden reale Wetterdaten verwendet. Für die weitere Berechnung werden Daten der Außentemperatur und der Globalstrahlung, in Form von stündlichen Messwerten am gleichen Standort, benötigt.

Die Globalstrahlungswerte stammen von SoDa<sup>13</sup>, einem Anbieter für Solarenergie Services. Die Homepage liefert die stündlichen Werte der Globalstrahlung auf eine horizontale oder geneigte Fläche für das Jahr 2005, in Abhängigkeit der Koordinaten. Davon ausgehend wurden die Temperaturwerte für das Jahr 2005 gesucht. Von Österreich wurden keine geeigneten Daten gefunden, weshalb ein Standort nahe der Grenze in

<sup>12</sup> Nähere Information im Skript Energiemodelle und Analysen, Nakicenovic, Haas (2011)

<sup>13</sup> [www.soda-is.com](http://www.soda-is.com), HelioClim-3 Database of Solar Irradiance v4, Koordinaten: 48.54, 13.35

Deutschland gewählt wurde. Der deutsche Wetterdienst stellt auf seiner Homepage stündliche Temperaturmesswerte vergangener Jahre, für rund 80 Messstationen in ganz Deutschland, zur Verfügung. Daraus wurde die Messstation Fürstzell<sup>14</sup> in Bayern, in der Nähe von Schärding (Ö), gewählt.

### 3.3 Modellierung der Wärmenachfrage

Für die folgende Optimierung des Heizwerks sind stündliche Werte der Wärmenachfrage der Endkunden notwendig. Um die Berechnung so allgemein wie möglich zu halten und nicht auf bestimmte Kunden zu spezialisieren, wird die Wärmenachfrage selbst modelliert. Dabei wird ein Mix aus 40% Einzel- und 40% Mehrfamilienhaushalten, plus 20% Gewerbe angenommen.

In Almbauer (2008) werden die Lastprofile nicht-leistungsgemessener Gaskunden der Gasnetzbetreiber in Österreich mittels der Sigmoidfunktion

$$h(\theta_{a, TAG}) = \frac{A}{1 + \left(\frac{B}{\theta_{a, TAG} - 40}\right)^C} + D \quad (3.13)$$

berechnet. Die Funktion stellt eine gute Abbildung des Tagesverbrauches, in Abhängigkeit der Außentemperatur, dar. Die Form der Kurve entspricht den nutzungsbedingten Zusammenhängen bei der Warmwasserbereitung und Heizung von Wohngebäuden. Zur Berücksichtigung der Speicherfähigkeit der Gebäudehülle werden die stündlichen Werte der Außentemperatur geglättet (siehe Almbauer (2008)). Für die Berechnung werden die Parameter des Top-Down Ansatzes aus Almbauer (2008), siehe Tabelle 3.6, verwendet.

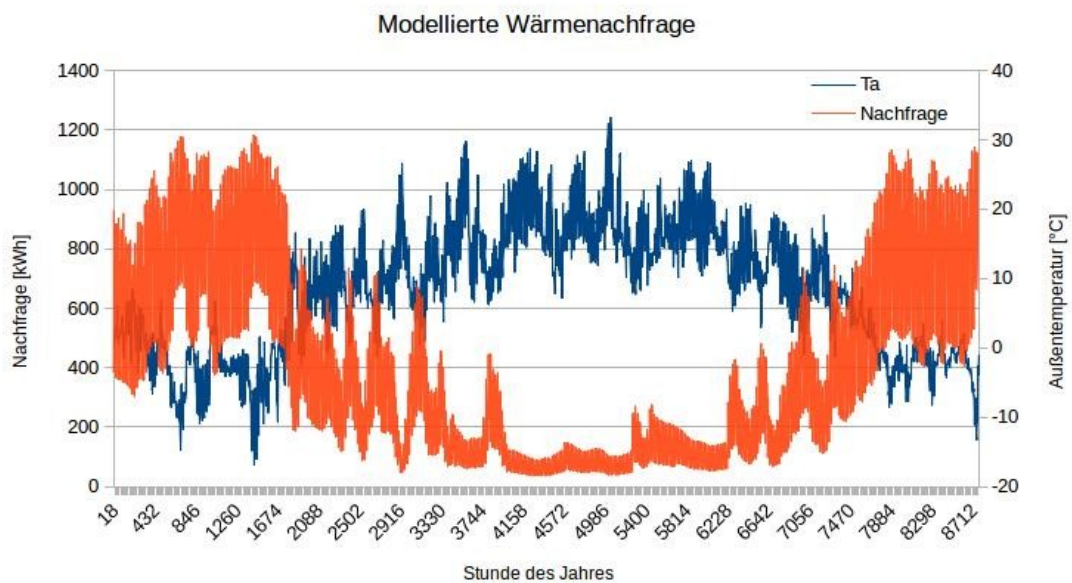
**Tabelle 3.6: Parameter der neuen Sigmoidfunktion für HE, HM und HG; ermittelt über den Top-Down Ansatz**

Quelle: Almbauer (2008)

Parameter Profiltyp	A	B	C	D-niedrig
HE	2,8423015098	-36,9902101066	6,5692076687	0,0389992100
HM	2,3994211316	-34,1350545407	5,6347421440	0,0549986264
HG	3,0404658371	-35,6696458089	5,6585923962	0,0377878184

<sup>14</sup> Deutscher Wetterdienst: [http://www.dwd.de/bvbw/generator/DWDWWW/Content/Oeffentlichkeit/KU/KU2/KU21/klimadaten/german/download/Stundenwerte/tu/kl\\_10895\\_00\\_akt.templateId=raw.property=publication-File.zip/kl\\_10895\\_00\\_akt.zip](http://www.dwd.de/bvbw/generator/DWDWWW/Content/Oeffentlichkeit/KU/KU2/KU21/klimadaten/german/download/Stundenwerte/tu/kl_10895_00_akt.templateId=raw.property=publication-File.zip/kl_10895_00_akt.zip) (abgerufen: Oktober 2014, überprüft: 05.01.2015)

Das Ergebnis der Sigmoidfunktion ist der standortunabhängige normierte Tagesverbrauch. Daraus wird über die gesamte jährliche Wärmenachfrage der tatsächliche Tagesverbrauch berechnet. Die Ermittlung von einzelnen Stundenverbrauchswerten erfolgt mit Hilfe einer prozentualen Aufteilung des Tagesverbrauches, in Abhängigkeit von der mittleren Tagestemperatur. Für die Details der Berechnung mittels Normierung, Entnormierung, usw. sowie eine ausführliche Erklärung wird auf Almbauer (2008) verwiesen. Das Ergebnis der Berechnung wird in Abbildung 3.3 dargestellt.

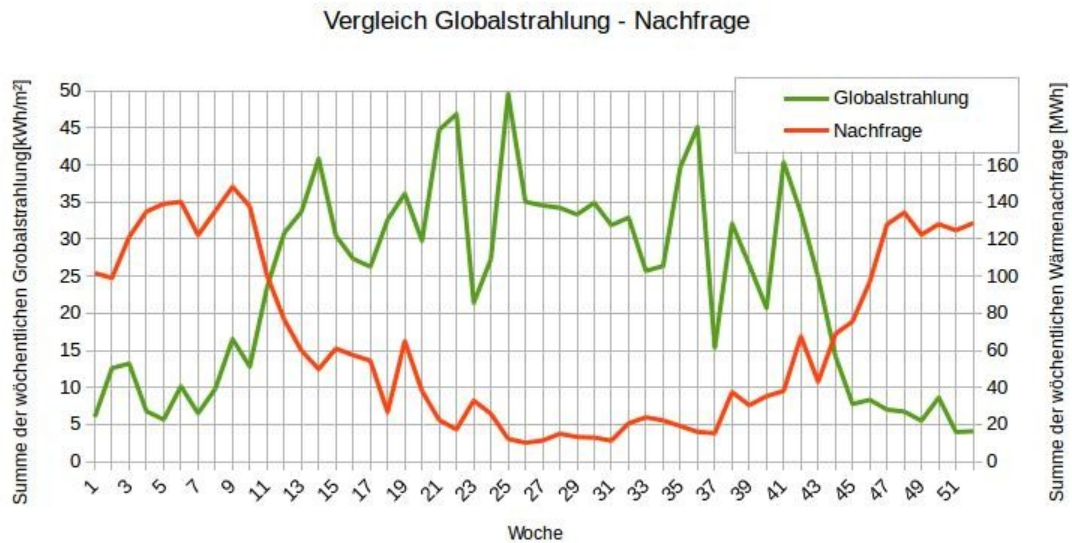


**Abbildung 3.3:** Mittels Sigmoidfunktion modellierte Wärmenachfrage

#### 3.4 Modellierung des Heißwasserspeichers

Als weitere Erzeugungstechnologie (Energieumwandlungstechnologie) werden in diesem Kapitel Heißwasserspeicher behandelt.

Ein thermischer Speicher ermöglicht die zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Nachfrage, je nach Art des Speichers über den Tag, mehrere Tage oder sogar das ganze Jahr. In Abbildung 3.4 wird die Notwendigkeit eines Speichers bei solarthermischer Energieerzeugung, anhand des Vergleiches zwischen Nachfrage und Globalstrahlung des Jahres 2005 dargestellt. Im Vergleich zum Jahresmaximum ist im Winter, in Zeiten hoher Nachfrage, eine niedrigere Globalstrahlung (rund 10%) erkennbar.



**Abbildung 3.4: Vergleich zwischen Nachfrage und Globalstrahlung als wöchentliche Summe des Jahres 2005**

### 3.4.1 Auswahl des Speichers

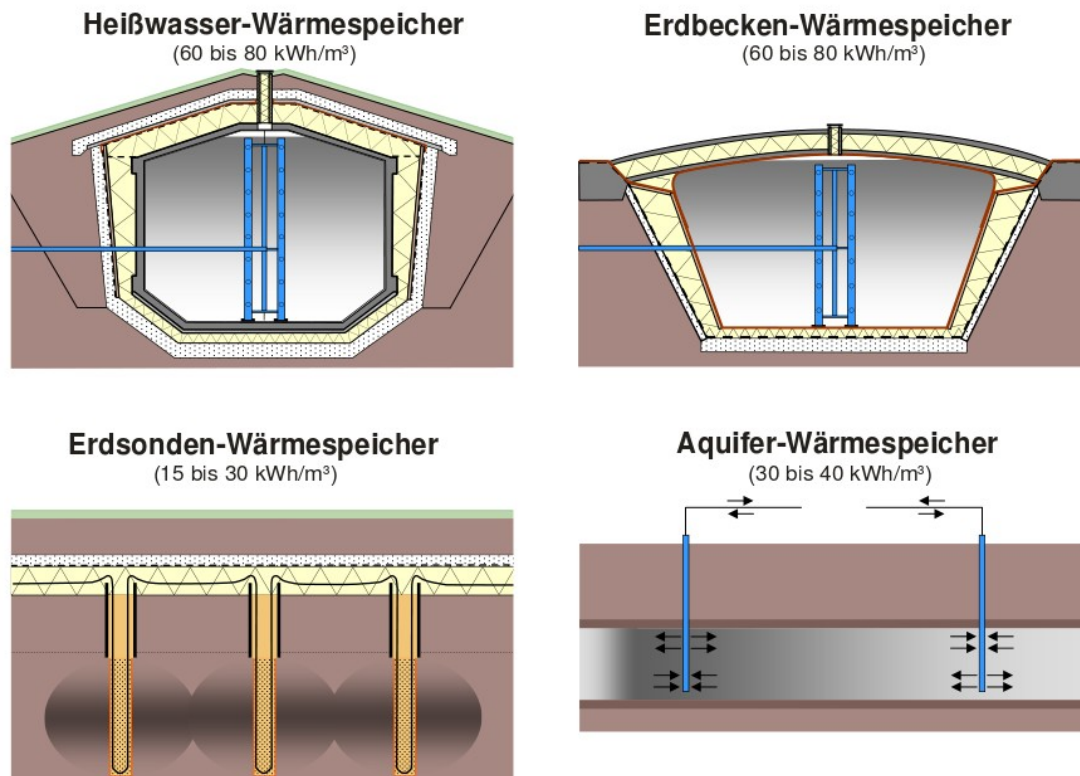
Ein Speicher kann zum Abschwächen von Lastspitzen und zur Vermeidung von zu geringer Teillast im Sommer verwendet werden. Hierfür werden thermische Pufferspeicher eingesetzt. Zur Speicherung von Energie, typischerweise aus einer Solarthermieanlage, über einen längeren Zeitraum (saisonal), werden bei größeren Anlagen vermehrt Heißwasserbeton- oder Erdbecken-Wärmespeicher eingesetzt. Ein Speicher ermöglicht es, den solaren Deckungsgrad des Systems zu erhöhen.

#### *Pufferspeicher*

Der Pufferspeicher ist ein Grundtyp der Kategorie Niedertemperaturspeicher. Dieser kommt zum Einsatz, wenn zusätzlich zum Trinkwarmwasser eine gleichzeitige Heizungsunterstützung gewünscht ist. Im Pufferspeicher wird Heizungswasser als Speichermedium eingesetzt. Die gespeicherte Wärme wird wahlweise direkt ins Heizungssystem oder über einen externen Wärmetauscher übertragen. Bei geschlossenen Speichern mit Überdruck, werden meist Stahlspeicher verwendet. Sie können ohne weiteren Korrosionsschutz verwendet werden, da kein Sauerstoff eindringen kann. Bei drucklosen Systemen werden, wegen der Gefahr der Korrosion, meist Kunststoffe als Speichermaterialien eingesetzt. Aufgrund der niedrigeren Belastungsgrenzen muss die



Maximaltemperatur begrenzt werden. Als Dämmstoffe werden zum Beispiel maßgeschneiderte Schaumstoffisolierungen oder Hartschalen aus Polystyrol, bei größeren Speichern eventuell Mineralwolle mit Blechummantelung verwendet.<sup>15</sup>



**Abbildung 3.5: Typen saisonaler Wärmespeicher mit Angabe der durchschnittlichen Wärmekapazität je m<sup>3</sup> Speichervolumen**

Quelle: Bollin et al. (2013)– Solare Wärme für große Gebäude und Wohnsiedlungen

### Großspeicher

Saisonale thermische Großspeicher werden in vier Kategorien eingeteilt, sie werden in Abbildung 3.5 dargestellt. Die Speicherfähigkeit von Beton- und Erdbeckenspeichern mit Wasserfüllung liegt, je nach oberer Grenztemperatur, bei 60-80 kWh/m<sup>3</sup>. Erdbeckenspeicher werden ebenso mit Kieswasserfüllung verwendet, hier sinkt die Speicherkapazität auf 30-50kWh/m<sup>3</sup>. Betonspeicher werden typischerweise im Bereich von mehreren 100 bis mehreren 1000m<sup>3</sup> eingesetzt. Erdbeckenspeicher werden meist erst ab 10000m<sup>3</sup> als sinnvoll erachtet. Erdsondenspeicher haben eine Speicherkapazität von 15-30kWh/m<sup>3</sup> und Aquiferspeicher 30-40kWh/m<sup>3</sup>.<sup>16</sup>

<sup>15</sup> Vgl.: Stieglitz, Heinzl (2012)

<sup>16</sup> Vgl.: SDH (2012) und Mangold et al. (2007)

In weiterer Folge wird als Speicher ein Betonspeicher, mit dem Speichermedium Wasser, betrachtet. Die Kapazität des Speichers wird über die spezifische Wärmekapazität bestimmt.

**Tabelle 3.7: Parameter und Formelzeichen zur Speicherberechnung**

Parameter	Einheit	Beschreibung
$m_{\text{Speicher}}$	kg	Speichermasse
$c$	kWh/(kg K)	Spezifische Wärmekapazität des Mediums
$c_{\text{H}_2\text{O}}$	kWh/(kg K)	spez. Wärmekapazität von Wasser = $1,163 \cdot 10^{-3}$ kWh/(kg K)
$\Delta\theta$	°K (°C)	Nutzbare Temperaturdifferenz, Annahme: Maximale Speichertemperatur – Rücklauftemperatur = 45 K
$Q_{\text{Speicher,MAX}}$	kWh	Maximale Speicherkapazität
$U_{\text{Dämm}}$	W/m <sup>2</sup> K	U-Wert der Speicherdämmung inkl. Betonwand
$A_{\text{Speicher}}$	m <sup>2</sup>	Oberfläche des Speichers
$P_{\text{verluste,MAX}}$	W	Maximale Verlustleistung des Speichers
$\Delta\theta_{\text{Speicher,MAX}}$	°C	Differenz zwischen Maximaler Speichertemperatur & Erdreichtemperatur
Speicherst(t)	kWh	Speicherstand zur Stunde t
$\eta_{\text{LAD}}$	%	Wirkungsgrad des Wärmetauschers beim Laden & Entladen
Speicher <sub>ADD</sub>	kWh	Kapazität des Wärmespeichers (Entscheidungsvariable)

Für die folgenden Berechnungen wird eine maximale Speichertemperatur von 95°C angenommen.

$$Q_{\text{Speicher}} = m_{\text{Speicher}} \cdot c_{\text{H}_2\text{O}} \cdot \Delta\theta \quad (3.14)$$

Über die Dichte von Wasser wird die Speicherkapazität pro Kubikmeter berechnet.

Für eine Rücklauftemperatur von 50°C errechnet sich eine nutzbare Temperaturdifferenz von 45 °C, daraus ergibt sich eine Speicherkapazität von

$$Q_{\text{Speicher},1\text{m}^3} = 52,335 \text{ kWh/m}^3 \quad (3.15)$$

Die Speicherkapazität kann durch ein Verringern der Rücklauftemperatur erhöht werden. Mit der Verwendung einer Wärmepumpe kann die zusätzliche Kapazität des Speichers, durch Abkühlen unter die Rücklauftemperatur, verwendet werden. In Dänemark gibt es bereits Pilotanlagen, die das niedrige Temperaturniveau des Wärmespeichers, unter der Rücklauftemperatur, mittels Wärmepumpe, in Zeiten günstigen Windstromes, anheben.<sup>17</sup>

<sup>17</sup> Vgl.: [http://www.aee.at/aee/index.php?option=com\\_content&view=article&id=23&Itemid=113](http://www.aee.at/aee/index.php?option=com_content&view=article&id=23&Itemid=113) (abgerufen: Dezember 2014)

### 3.4.2 Kostenfunktion des Speichers

In Anlehnung an die spezifischen Speicherbaukosten von realisierten Projekten in Deutschland, siehe Abbildung 7.9, und Raab S. (2006), wird die Kostenfunktion aus Abbildung 3.6 angenommen, welche zusätzlich die Planungskosten berücksichtigt. Da große Heißwasserspeicher zumeist Einzelanfertigungen mit aufwendiger Planung sind, werden hohe Kosten für die Planung angenommen. Die gewählte Funktion wird ab einer Speichergröße von 90m<sup>3</sup> angewendet. Bei kleineren Speichern werden Kosten von 1,2€/Liter Speicherinhalt angenommen.

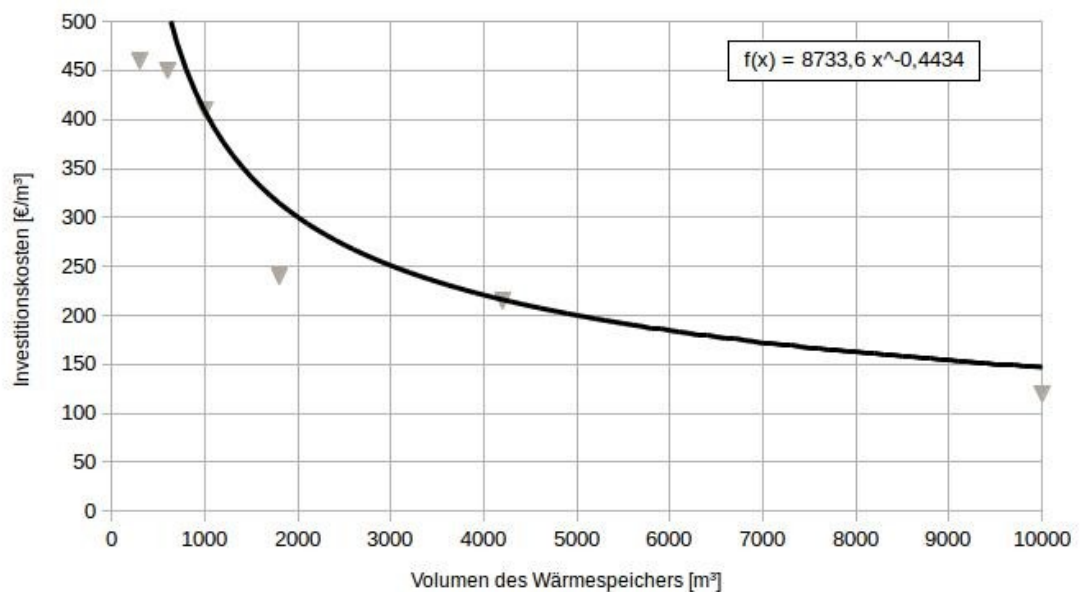


Abbildung 3.6: Kostenfunktion des Wärmespeichers in Abhängigkeit des Volumens

### 3.4.3 Modell des Speichers

Für das Modell des Speichers werden folgende Annahmen getroffen:

- Die Speicherkapazität pro m<sup>3</sup> wird durch die Rücklauftemperatur und die maximale Speichertemperatur bestimmt, Annahme: 52,335kWh/m<sup>3</sup>.
- Die Speicherkapazität ist konstant über das Jahr.
- Für die Berechnung der Verluste wird eine konstante Erdoberflächstemperatur von 10°C angenommen.
- Die Schichtung des Speichers wird nicht berücksichtigt.
- Innere thermische Vorgänge werden nicht berücksichtigt.

- Die Speichertemperatur wird nicht extra berücksichtigt und wird nur zur Berechnung der Verluste aus dem Speicherstand berechnet.
- Erreicht die Speichertemperatur als untere Grenze die Rücklauftemperatur, wird der Speicher als leer angenommen.
- Zur Berechnung der Verluste wird als Speicherform ein Zylinder angenommen.
- Die Verluste werden über eine einfache Rechnung anhand der Größe der Oberfläche mit einem typischen Dämmwert von Betonbeckenspeichern berechnet. Je nach Dämmstärke und Material variiert der Wärmedurchgangskoeffizient in einem großen Bereich (z.B. von 0,1 bis 0,3 W/m<sup>2</sup>K)<sup>18</sup>. Da sonstige Verluste, über die Anschlussleitungen und innere thermische Vorgänge, vernachlässigt werden, wird der U-Wert eher hoch angenommen. Annahme:  $U_{\text{dämm}} = 0,3 \text{ W/m}^2\text{K}$
- Bei Speichergrößen unter 100m<sup>3</sup> wird ein Verhältnis zwischen Höhe und Durchmesser von drei angenommen, darüber eins.
- Bei kleinen Speichergrößen wird lediglich ein Pufferspeicher installiert, mit steigendem Volumen wird eine Kombination aus Puffer- und Betonbeckenspeicher angenommen. Bei der Optimierung wird die Summe der beiden Speicherkapazitäten bestimmt. Typischerweise wird die Kapazität der Pufferspeicher an den Verbrauch eines Tages bis hin zu mehreren Tagen angepasst.

### Speicherverluste

Die maximalen Speicherverluste werden mit

$$P_{\text{Verluste, MAX}} = U_{\text{Dämm}} \cdot A_{\text{Speicher}} \cdot \Delta\theta_{\text{Speicher, MAX}} \quad (3.16)$$

berechnet. Über den aktuellen Speicherstand in kWh wird die mittlere Speichertemperatur angenommen und daraus die stündlichen Verluste berechnet. Dabei bedeutet ein Speicherstand von 0 kWh, dass die untere Grenze zur Rücklauftemperatur erreicht ist. Ein halb voller Speicher ergibt eine mittlere Speichertemperatur genau zwischen oberer Grenz- und Rücklauftemperatur. Die stündlichen Speicherverluste werden mit

$$P_{\text{Verluste}}(t) = U_{\text{Dämm}} \cdot A_{\text{Speicher}} \cdot \left( \theta_{\text{Rücklauf}} + \frac{\text{Speicherst}(t)}{Q_{\text{Speicher, MAX}}} \cdot 45^\circ - \theta_{\text{Erreich}} \right) \quad (3.17)$$

berechnet.

<sup>18</sup> Eigene Recherchen und Überprüfung mit U-Wert Rechner und typischen Speichermaterialien. Quelle: [www.u-wert.net/berechnung/u-wert-rechner/](http://www.u-wert.net/berechnung/u-wert-rechner/) (Stand: 05.01.2015)

*Laden und Entladen*

Die folgenden Bedingungen werden für das Laden und Entladen festgelegt: Der Speicher kann zu jeder Stunde Beladen oder Entladen werden, unter der Voraussetzung, dass überhaupt ein Speicher installiert wird. Dabei beschreibt

$$Speicher_{ADD} > 0 \quad (3.18)$$

die installierte Speichergröße in kWh. Für den Speicherstand gilt

$$0 \leq Speicherst(t) \leq Speicher_{ADD} \quad (3.19)$$

und für den Speicherstand der nächsten Stunde

$$Speicherst(t+1) = Speicherst(t) - P_{Verluste}(t) - \frac{entl.(t)}{\eta_{LAD}} + laden(t) \cdot \eta_{LAD} \quad (3.20)$$

Für den Speicherstand wird als letzte Bedingung

$$Speicherst(1) = Speicherst(8761) \quad (3.21)$$

festgelegt, womit impliziert wird, dass der Speicherstand der ersten und letzten Stunde des Jahres der Selbe ist. Der Speicher kann zur Deckung der Nachfrage, plus der sonstigen Verluste entladen werden.

$$0 \leq entl.(t) \leq W(t) + netz_{Verluste}(t) \quad (3.22)$$

Als Beschränkung für das Laden des Speichers wird

$$0 \leq laden(t) \leq Q_{BM}(t) + Q_{Solar}(t) \quad (3.23)$$

festgelegt, das bedeutet, dass der Speicher kann nur vom Biomassekessel und einer eventuell installierten Solaranlage geladen werden. Des Weiteren gilt, dass der Speicher weiter geladen werden kann, wenn der Speicherstand nicht den maximalen Speicherstand erreicht hat (3.19).

Die jährlichen Speicherkosten werden nach den Formeln 3.10 - 3.12, mit den Parametern zur Wirtschaftlichkeitsrechnung aus Tabelle 3.12, berechnet. Die anfallenden Kosten für Pumpenstrom und Personal sind bereits in den Betriebskosten, als Prozent der Investitionskosten, berücksichtigt. Trotz der angeblich langen Lebensdauer des Betonspeichers von 40 Jahren, wird für die Berechnung der Investition eine Nutzungsdauer von 20 Jahren angenommen. Der Hauptgrund für diese Reduktion ist, dass die bis jetzt installierten Speicher von großen Solarthermieanlagen meist Pilot- oder Testanlagen sind. Einige Speicher dieser Größenordnung haben Probleme mit der Dämmung, auf-

grund der Durchfeuchtung des Dämmmaterials gezeigt, was zu Reinvestitionen geführt hat.<sup>19</sup>

### 3.5 Modellierung der Solarthermieanlage

Als weitere Erzeugungstechnologie, zur Deckung der Wärmenachfrage, wird die Solarthermie zum bestehenden Heizwerk hinzugefügt. Im ersten Abschnitt werden die möglichen Vor- und Nachteile der Kollektortypen verglichen. Im Anschluss wird das Modell der Solarthermieanlage beschrieben.

#### 3.5.1 Auswahl der Kollektoren

Solarthermische Anlagen stellen bei guter Planung eine ausgereifte Technologie mit hoher Betriebssicherheit dar.<sup>20</sup> Die Energie der Sonne wird mit Absorbern teilweise in Wärme umgewandelt. Es gibt unterschiedliche solarthermische Kollektoren, wovon jedoch nur zwei Arten für die Einspeisung in ein Nahwärmenetz geeignet sind. Grob können diese zwei Arten in Flach- und Vakuumröhrenkollektoren unterschieden werden. Die restlichen Kollektorarten werden in dem folgenden Vergleich nicht berücksichtigt.<sup>21</sup>

**Tabelle 3.8: Schematische Darstellung der Vor- und Nachteile der beiden Kollektorarten**

	Flachkollektor	Vakuumröhrenkollektor
Preis	+	-
Kollektorertrag bei hoher Globalstrahlung	+	+
Kollektorertrag bei niedriger Globalstrahlung	-	+
Wirkungsgrad bei hohen Temperaturdifferenzen	-	+
Reinigung	+	-
Abtauen z.B. bei Schnee und Eis	+	-
Montage	+	-

Beim Preis liegen die beiden Kollektortypen weit auseinander. Ein Flachkollektor kostet im Schnitt die Hälfte, bis 2/3, eines Röhrenkollektors. In Einzelfällen können Flachkollektoren sogar noch günstiger sein. Bei der Leistung zeigen sich deutliche Unterschiede bei höher werdenden Differenztemperaturen und bei sinkender Globalstrahlung. Der Röhrenkollektor liefert noch brauchbare Erträge, wenn sich der Flachkollektor

<sup>19</sup> Vgl.: z.B. Raab et al. (2002) und Schmidt, Mangold (2010)

<sup>20</sup> Vgl.: Kaltschmitt, Streicher (2009)

<sup>21</sup> Vgl.: Kaltschmitt, Streicher (2009), Viessmann (2008)

tor bereits im Stillstand befindet.<sup>22</sup> Bei der Reinigung hat der Flachkollektor, aufgrund der glatten und ebenen Oberfläche, seine Vorteile. Gerade in Gebieten mit viel Herbstlaub, erweisen sich die Röhren als Nachteil. Ein weiterer Vorteil des Flachkollektors ist seine Abtau-Eigenschaft. Es reicht eine kleine schneefreie Fläche und der Kollektor taut, aufgrund der abgestrahlten Wärme, ab. Wohingegen der Vakuumröhrenkollektor fast keine Wärme abstrahlt und dadurch deutlich länger schneebedeckt bleibt.<sup>23</sup>

### **Kollektorflächen**

Bei der Beschreibung von Kollektoren werden meist zwei von drei der folgenden Flächen angegeben. Die Bruttokollektorfläche wird durch die Außenabmessungen bestimmt, sie hat keine Bedeutung für die Berechnung der Leistung. Sie wird für die benötigte Fläche zur Montage berücksichtigt. Die Absorberfläche beschreibt die gesamte Fläche des Absorbers (ohne eventuelle Überlappungen). Sie kann bei Rundabsorbern größer als die Bruttofläche sein. Die Aperturfläche ist die größte projizierte Fläche auf die Sonnenstrahlung eintreffen kann. Beim Flachkollektor ist es der sichtbare Bereich der Scheibe, also der Bereich zwischen dem Rahmen, durch den Licht eintreten kann. Beim Vakuumröhrenkollektor ist die Aperturfläche definiert als die Summe der Längsschnitte durch die Röhren. Bei Röhrenkollektoren mit Reflektoren ist die Projektion dieser Spiegelflächen ebenfalls zu berücksichtigen. In den weiteren Berechnungen wird, wenn nicht anders angegeben, immer mit der Aperturfläche gerechnet und daraus anhand des Kollektortyps auf die Bruttofläche zurückgerechnet. Die diskutierten Flächen von Flach- und Vakuumröhrenkollektoren werden in Abbildung 7.12 dargestellt.<sup>24</sup>

### **Kollektorwirkungsgrad**

Der Wirkungsgrad eines Kollektors bezeichnet den Anteil der eintreffenden Strahlung, die vom Absorber in nutzbare Wärme umgewandelt wird. Der Wirkungsgrad wird für alle Typen gleich berechnet. Der optische Wirkungsgrad bezeichnet das Verhältnis aus der vom Absorber aufgenommenen Wärme, zur eingestrahnten Leistung. Wird ein Kollektor erwärmt, gibt er einen Teil der Wärme durch Wärmeleitung des Materials, als Wärmestrahlung und Konvektion an die Umgebung ab. Diese Verluste hängen von der

---

<sup>22</sup> Eigene Berechnungen MATLAB

<sup>23</sup> Vgl.: z.B. <http://www.oeko-energie.de/produkte/solarwaerme-solarthermie/index.php> und eigene Recherchen

<sup>24</sup> Vgl.: Viessmann (2008)

Temperaturdifferenz zur Umgebung und den Wärmeverlustbeiwerten des Kollektors ab. Die Erträge von typischen Kollektoren können über den Wirkungsgrad

$$\eta(t) = \eta_0 - \frac{k_1 \cdot \Delta\theta(t)}{G_i(t)} - \frac{k_2 \cdot \Delta\theta(t)^2}{G_i(t)} \quad (3.24)$$

mit den Parametern aus Tabelle 3.9 berechnet werden. Der Kollektor erreicht den maximalen Wirkungsgrad  $\eta_0$ , wenn die Temperaturdifferenz zur Außenluft null ist.<sup>25</sup>

**Tabelle 3.9: Kollektorkenngrößen (nach Viessmann (2008) - Planungshandbuch Solarthermie, sowie Stieglitz, Heinzel (2012) plus eigene Daten)**

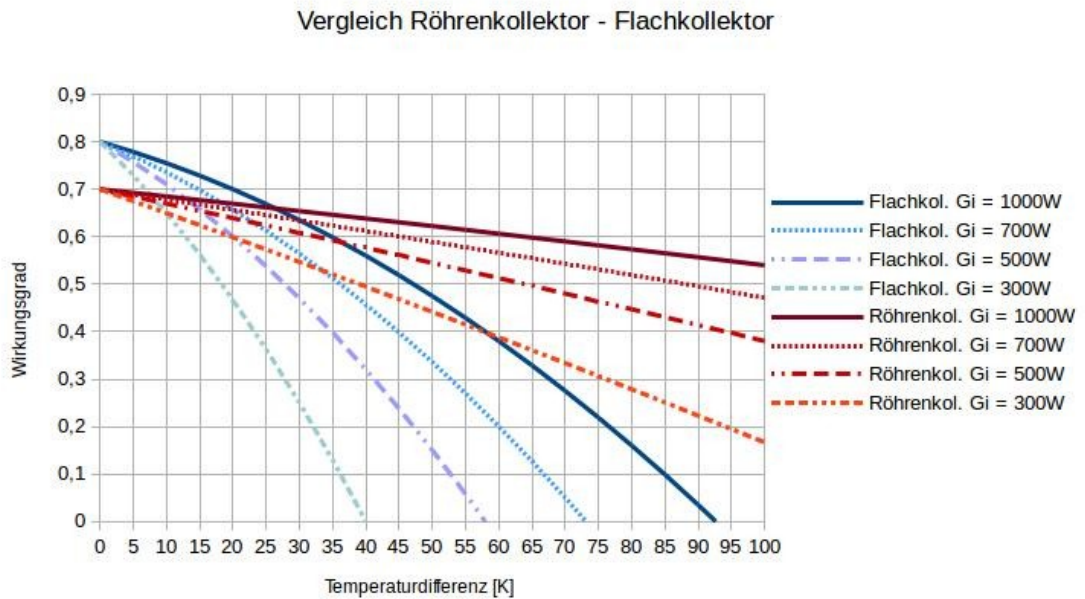
	Optischer Wirkungsgrad $\eta_0$	Wärmeverlustbeiwert $k_1$	Wärmeverlustbeiwert $k_2$
	%	W/(m <sup>2</sup> x K)	W/(m <sup>2</sup> x K <sup>2</sup> )
Flachkollektor	80 (75..88)	4 (3..7,5)	0,05 (0,001..0,05)
Röhrenkollektor	75 (65..85)	1,7 (0,5..2,5)	0,007(0,002..0,02)

Die angenommenen Verlustbeiwerte eines typischen Kollektors liegen, laut Herstellerangaben, noch niedriger und der optische Wirkungsgrad höher als hier angenommen. Jedoch wird in diversen Erfahrungsberichten im Internet eine Überbewertung, des Kollektorwirkungsgrades durch die Hersteller, festgestellt, deshalb wurden die Werte aus der Literatur etwas angepasst (verschlechtert).

Im üblichen Vergleichsdiagramm wird der Wirkungsgrad beider Kollektorarten bei sehr hoher Globalstrahlung verglichen, dadurch zeigen sich große Unterschiede erst bei hohen Differenztemperaturen der mittleren Kollektortemperatur zur Umgebungstemperatur. Aufgrund der abweichenden Meinungen von einigen Experten und Herstellern der Solarbranche, wurde eine eigene Analyse der Kollektoren, mittels MATLAB, durchgeführt. Dabei wurde versucht einen geeigneten Kollektortyp für die Einspeisung in ein Nahwärmenetz zu finden. In Abbildung 3.7 werden die Wirkungsgrade bei unterschiedlichen Globalstrahlungswerten dargestellt. Bei hohen Temperaturdifferenzen zeigt der Röhrenkollektor (rote Linie), im gesamten Leistungsbereich, einen höheren Wirkungsgrad als der Flachkollektor (blaue Linie).

<sup>25</sup> Vgl.: Viessmann (2008), Planungshandbuch Solarthermie

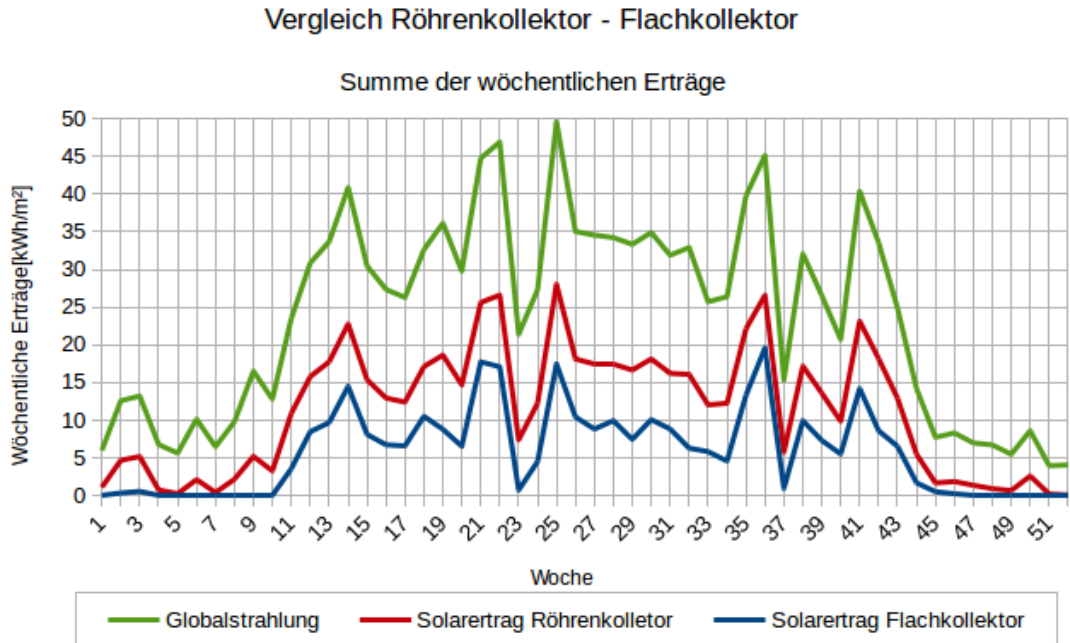




**Abbildung 3.7: Vergleich der Kollektorstufen bei unterschiedlicher Globalstrahlung (Optischer Wirkungsgrad des Röhrenkollektors 70%)**

In Abbildung 3.8 werden die wöchentlichen Erträge der beiden Kollektortypen mit der Globalstrahlung (grün) verglichen. Dabei erkennt man, dass der Flachkollektor, unter den gewählten Voraussetzungen, das ganze Jahr über einen niedrigeren Wirkungsgrad aufweist, als der Röhrenkollektor. Besonders im Winter liefert der Röhrenkollektor noch geringe Erträge, wenn der Flachkollektor bereits im Stillstand ist.

Um einen besseren Überblick über die eingestrahelte Energie im unterschiedlichen Leistungsbereich der Globalstrahlung zu erhalten, werden die stündlichen Werte, in Abhängigkeit der Globalstrahlung in Abbildung 3.9, dargestellt. Die blauen Balken zeigen die Anzahl der Stunden im Beispieljahr 2005, in denen Werte der Globalstrahlung, im jeweiligen Leistungsbereich, gemessen wurden. Die grünen Balken zeigen den prozentualen Anteil der eingestrahelten Energie an der Summe der Globalstrahlung, über das ganze Jahr 2005.

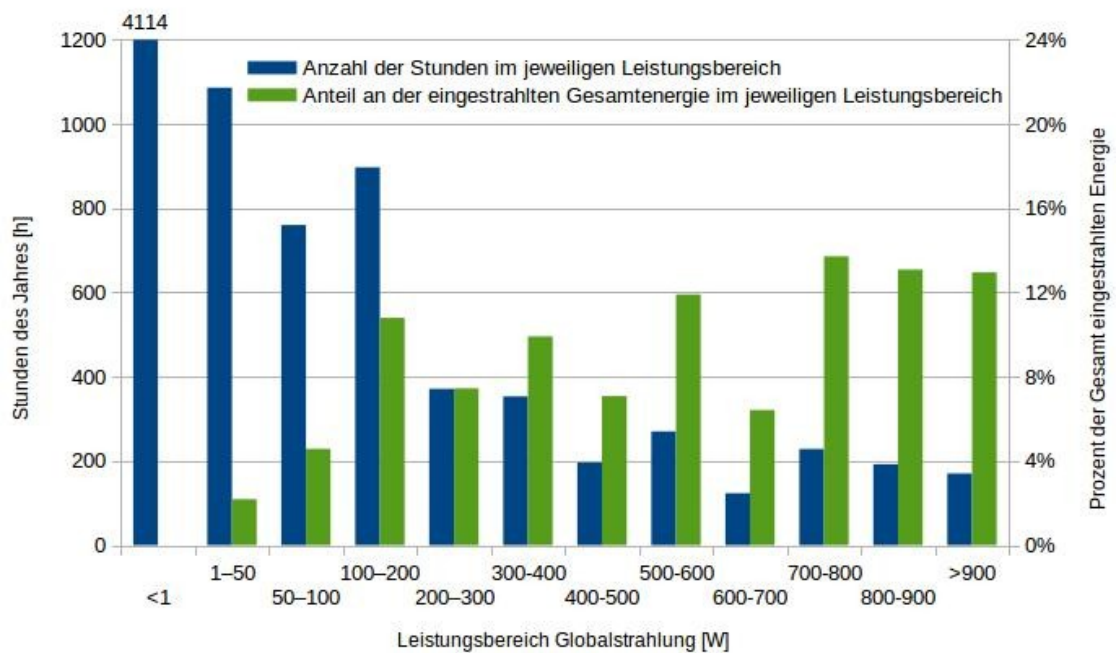


**Abbildung 3.8: Vergleich der wöchentlichen Erträge von Flach- und Röhrenkollektor bei Einspeisung in ein Nahwärmenetz für das Jahr 2005**

Eine Zusammenfassung der Werte ist in Tabelle 3.10 dargestellt. Dabei ist ersichtlich, dass über 4000 Stunden im Jahr 2005 die Globalstrahlung 0 war (z.B.: Nacht). Fast 2000 zusätzliche Stunden lag die Globalstrahlung unter  $100\text{W/m}^2$ , weitere 900 Stunden unter  $200\text{W/m}^2$ . Als Summe lag die Globalstrahlung im Jahr 2005 für den gewählten Standort fast 6900 Stunden unter  $200\text{W/m}^2$ , also fast 80% des Jahres. Dies ist ein weiterer Hinweis für die Notwendigkeit eines Speichers bei solarer Heizungsunterstützung.

**Tabelle 3.10: Verteilung der Globalstrahlungswerte eines Jahres auf drei Leistungsbereiche und Energieanteil des jeweiligen Leistungsbereichs an der Gesamtenergie**

Globalstrahlung auf 45° geneigte Fläche	Energie	Anteil der insgesamt eingestrahnten Energiemenge
[W]	[kWh]	
<200	216,51	17,5%
200-700	527,62	42,7%
>700	490,74	39,7%
Summe	1234,87	100%

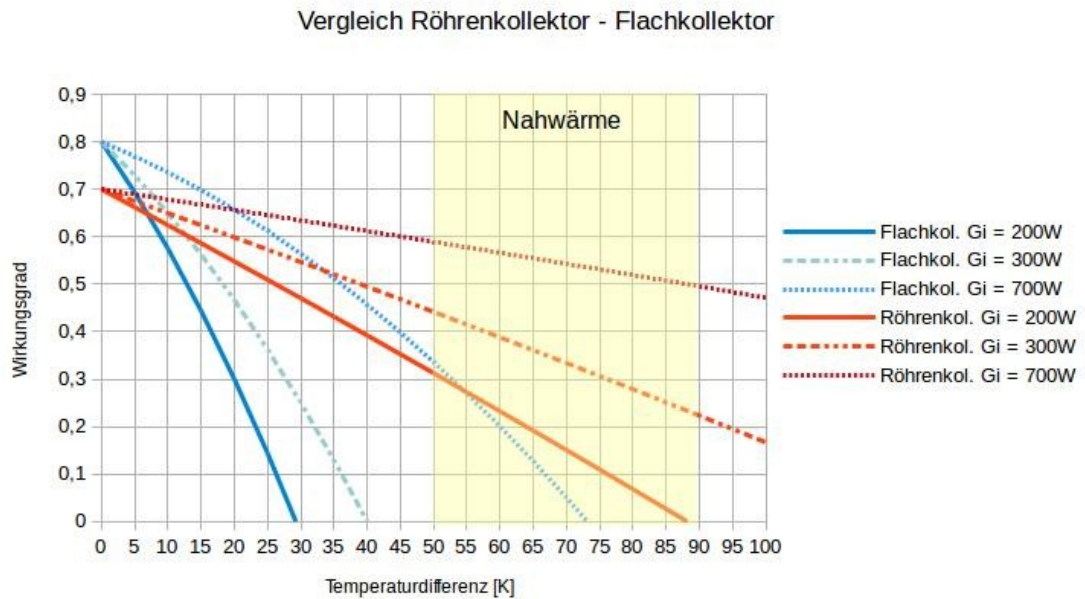


**Abbildung 3.9: Verteilung der Globalstrahlungswerte eines Jahres auf Leistungsbereiche und Energieanteil des jeweiligen Leistungsbereichs an der Gesamtenergie**

Mit der Annahme, dass Werte der Globalstrahlung unter 200W zu kaum messbaren Erträgen führen und dass beide Kollektortypen bei hoher Globalstrahlung über 700W vergleichbare Werte liefern, wird dieser Zwischenbereich untersucht.<sup>26</sup> Aus diesem Bereich stammen knapp 40% der gesamt eingestrahlten Globalstrahlung, mit einem Teil aus den Übergangszeiten. In Abbildung 3.10 wird der unterschiedliche Wirkungsgrad in diesem Bereich dargestellt. Die gelbe Fläche beschreibt jenen Bereich, der für ein Nahwärmenetz relevant ist. Gerade in diesem Bereich liefert der Röhrenkollektor deutlich höhere Erträge und arbeitet noch wenn der Flachkollektor längst keine Erträge liefert.

Besonders bei hohen Temperaturdifferenzen zwischen Winter und Sommer schneidet ein Röhrenkollektor besser ab. Die oben erwähnte Tatsache, dass ein Röhrenkollektor noch in der Übergangszeit brauchbare Erträge liefert, bewirkt eine Reduktion der Speichergröße bei saisonaler Speicherung im Vergleich zum Flachkollektor.

<sup>26</sup> Die Tatsache, dass der Vakuumröhrenkollektor auch im oberen Leistungsbereich der Globalstrahlung bessere Erträge bei der Einspeisung in ein Wärmenetz, mit den gewählten Temperaturen, liefert, wird bei dieser Argumentation vernachlässigt.



**Abbildung 3.10: Vergleich der Kollektorstufen bei der Verwendung in einem Nahwärmenetz**

### 3.5.2 Modell der Kollektoren

Mit den Kollektordaten aus Kapitel 3.5.1 wird in diesem Abschnitt das Modell beschrieben. Dazu werden folgende Annahmen getroffen:

- Die maximale Größe des Kollektorfeldes wird in den ersten Berechnungen nicht begrenzt.
- Die benötigte Grundfläche steht, wie beim Heizwerk, zur Verfügung.
- Eventuelle Einsparungen (z.B. an Dachziegel) aufgrund der Kollektoren werden nicht berücksichtigt.
- Von der Solaranlage gelieferte Wärme wird immer verwendet.
- Stagnation wird durch geeignete Regelung (Matched Flow) in Kombination mit der idealen Speichergröße vermieden. Der Durchfluss durch das Kollektorfeld ist variabel und kann soweit erhöht werden, dass in Zeiten hoher Globalstrahlung, die Wärme der Solarthermieanlage zur Gänze in den Speicher oder das Netz geliefert wird. Stagnation tritt bei vollem Speicher oder bei ausgeschalteter Pumpe des Kollektorkreises auf und führt zur Verdampfung der Flüssigkeit im Kollektor.<sup>27</sup>
- Aufgrund der über das Jahr konstanten Vor- und Rücklauftemperaturen, wird die mittlere Kollektortemperatur als konstant angenommen.

<sup>27</sup> Vgl.: [http://www.isfh.de/institut\\_solarforschung/stagnation.php](http://www.isfh.de/institut_solarforschung/stagnation.php) (Abgerufen im Dezember 2014)

- Die mittlere Kollektortemperatur wird über die Art der Einspeisung ins Wärmenetz bestimmt (siehe 3.7).
- Der Wirkungsgrad der Anlage wird mithilfe der Temperatur und der Globalstrahlung stündlich berechnet.
- Es wird eine 45° geneigte Fläche, ideal für die Übergangszeit und um Stagnation im Sommer zu vermeiden, verwendet.

In Tabelle 3.11 werden die benötigten Formelzeichen und Parameter für das Kollektormodell dargestellt.

**Tabelle 3.11: Parameter und Formelzeichen zur Berechnung der solarthermischen Anlage**

Parameter	Einheit	Beschreibung
t	1	Stunde des Jahres
$A_{Solar}$	m <sup>2</sup>	Aperturfläche des Kollektorfeldes (Entscheidungsvariable)
$Q_{Solar}(t)$	kWh	Gelieferte Wärmemenge der thermischen Solaranlage
$\eta_{Röhre}(t)$	%	Wirkungsgrad des Kollektors, berechnet nach (3.7)
$G_{i,45°}(t)$	kWh/m <sup>2</sup>	Globalstrahlung auf 45° geneigte Fläche aus dem Jahr 2005
$\theta_A(t)$	°C	Mittlere Außentemperatur der Stunde
$\theta_{Kol}(t)$	°C	Mittlere Kollektortemperatur
$\Delta\theta(t)$	°C	Differenz zwischen mittlerer Kollektortemperatur und Außentemperatur

Die von der thermischen Solaranlage gelieferte Wärmemenge wird mittels

$$Q_{Solar}(t) = A_{Solar} \cdot \eta_{Röhre}(t) * G_{i,45}(t) \quad (3.25)$$

berechnet. Als Randbedingung gilt

$$0 \leq A_{Solar} \quad , \quad (3.26)$$

die Fläche darf nicht negativ werden. In weiterer Folge wird eine obere Grenze eingeführt.  $A_{Solar}$  beschreibt dabei die Aperturfläche des Kollektorfeldes, die aufgrund der Optimierung installiert wird.

### 3.5.3 Kosten einer solarthermischen Anlage

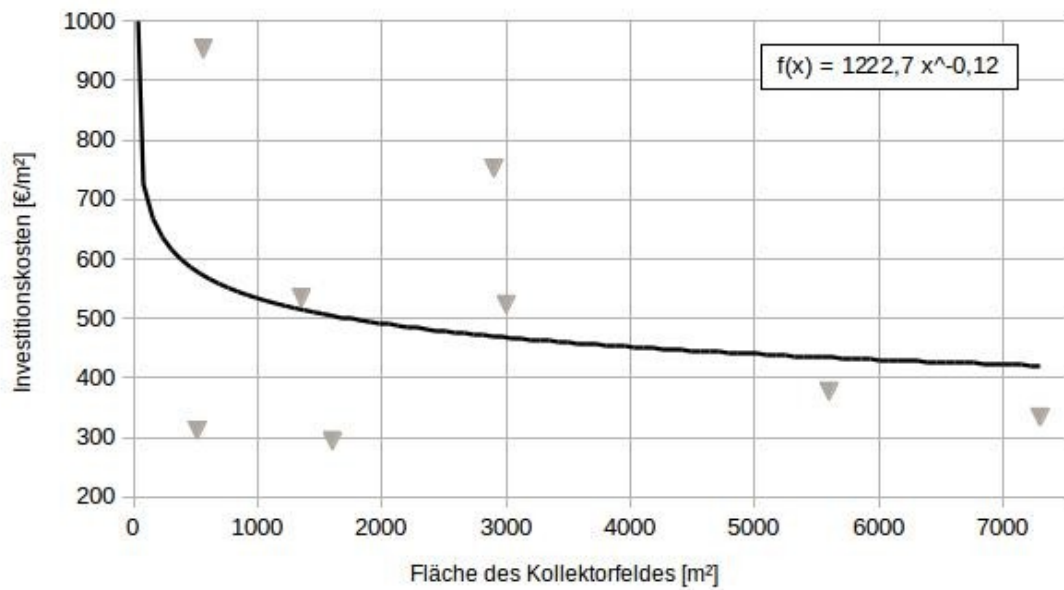
Die Kosten einer solarthermischen Anlage hängen von vielen Faktoren ab. Als Beispiel wird die Kostenverteilung der Anlagen des Programms Solarthermie 2000<sup>28</sup> herangezogen. Rund ein Drittel der gesamten Investitionskosten entfallen auf die Kollektoren. Für den Unterbau, die Verrohrung und die Montage wird ein weiteres Drittel der Investitionskosten aufgewendet. Die restlichen Kosten entfallen auf die Planung, die Regelung, eventuell auf einen Speicherkreis und sonstige Kosten.<sup>29</sup>

Für die Investitionskosten einer Solaranlage mit Röhrenkollektoren wird eine Kostenfunktion aus Daten von Raab S. (2006), Bollin et al. (2013) sowie Bleiberschnig D. (2010) und aus Daten von eigenen Recherchen (siehe Tabelle 7.2) entwickelt. Dabei werden in den bestehenden Kostenfunktionen sowohl der höhere Preis der Röhrenkollektoren, als auch die Planungskosten, integriert. Abbildung 3.11 zeigt die Investitionskosten in Abhängigkeit der Anlagengröße. Die grauen Dreiecke stellen die Werte von Anlagen aus dem Solarthermie2000 Programm dar, sie wurden unter Berücksichtigung der Speichergröße aus den Investitionskosten zurückgerechnet. Die Kostenfunktion wird ab einer Größe von rund 100m<sup>2</sup> Solarfläche angewendet. Für kleinere Solaranlagen sollte sie mit Vorsicht verwendet werden. Im Bereich von 15m<sup>2</sup> zeigt sie durchaus noch realistische Werte, wobei die Kollektorkosten alleine schon rund 50% der gesamten Investitionskosten ausmachen. Der Vergleich wurde mit Werten von Onlineanbietern von Kollektoren und Komplettsystemen durchgeführt.

---

<sup>28</sup> Siehe: <http://www.solarthermie2000.de/> (01.01.2015)

<sup>29</sup> Vgl.: Reuß (2010)



**Abbildung 3.11: Kostenfunktion der Investitionskosten pro m<sup>2</sup> Aperturfläche des Kollektorfeldes**

Die jährlichen Kosten der Solarthermieanlage werden nach Formeln 3.10 - 3.12 berechnet. In Tabelle 3.12 werden die benötigten Annahmen für die Betriebs-, Wartungs-, Instandhaltungs- und Personalkosten dargestellt.

**Tabelle 3.12: Annahmen zu den jährlichen Kosten für Kollektorfeld und Speicher als Anteil der Investitionskosten**

Komponente	Wartung & Instandhaltung	Betrieb & Personal	Nutzungsdauer
Kollektorfeld	0,75%	0,25%	20 (15..28)
Pufferspeicher	0,75%	0,25%	20
Heißwasser Wärmespeicher	0,75%	0,25%	40

### 3.6 Optimierungsmodell

Das Optimierungsmodell ist eine Unterklasse der Energiemodelle. Es besteht aus veränderlichen Parametern, die durch die Optimierung so gewählt werden, damit ein bestimmtes Ziel erreicht wird. Das Ziel soll dabei bestmöglich, eventuell unter der Einhaltung von Randbedingungen, erfüllt werden. Dabei können einfache Zielfunktionen wie der maximale Gewinn, die minimalen Kosten bei gegebenem Bedarf, die höchste Effizienz oder die minimalen Treibhausgasemission, um einige Beispiele zu nennen, oder mehrfache Zielsetzungen, als Kombination der einfachen Zielfunktionen mit Gewichtungsfaktor, gewählt werden.<sup>30</sup>

Optimierungsmodelle können, aufgrund des Zeiteinflusses, in statische oder dynamische Optimierungsprobleme unterteilt werden. Es werden in weiterer Folge die statischen Probleme behandelt. Diese werden in die klassische Optimierung, lineare Probleme, nichtlineare Probleme und statisches Spiel aufgeteilt. Beim statischen Spiel kommen zwei oder mehr Entscheidungsträger zum Einsatz. Bei den übrigen drei Arten gibt es nur einen Entscheidungsträger. Bei der klassischen Optimierung kommen nur Gleichungen oder keine Randbedingungen zum Einsatz. Kommen die übrigen beiden (LP und NLP) zum Einsatz, so werden Ungleichungen als Randbedingungen verwendet.<sup>31</sup>

Bei dem Modell des Heizwerks kommen lineare Randbedingungen und eine lineare Zielfunktion zum Einsatz. Zusätzlich werden bei der Modellierung des Hackschnitzkessels ganzzahlige Variablen verwendet. Sie werden aufgrund des Leistungsbereichs des Kessels (EIN/AUS) benötigt, nähere Beschreibung im Kapitel 3.1.3 (Modellierung des Heizwerkes). Durch Verwendung der binären Variablen wird aus dem linearen Problem ein MILP.

Das Modell wurde in MATLAB 2013, in der Studentenversion, programmiert. Dabei wurde zusätzlich die YALMIP Toolbox verwendet. Sie ermöglicht einfaches Programmieren von Optimierungsproblemen mit der Syntax von MATLAB. Durch YALMIP können Zielfunktion und Randbedingungen leicht verständlich eingegeben werden.

---

<sup>30</sup> Nakicenovic, Haas (2011)

<sup>31</sup> Nakicenovic, Haas (2011)



Des Weiteren wird dadurch die Möglichkeit der Datenweitergabe an einen externen Solver gegeben. Als Lösungsprogramm wurde eine Studentenversion von GUROBI<sup>32</sup> gewählt. Der Vorteil von GUROBI ist die eigenständige Auswahl der optimalen Lösungsalgorithmen.

Das Ziel der Optimierung ist es, die gesamten anfallenden jährlichen Kosten zu minimieren. Die Zielfunktion könnte ebenso als Maximierungsaufgabe für den Gewinn des Heizwerksbetreibers, in Abhängigkeit der verkauften Wärmemenge und des Wärmepreises, formuliert werden.

### **Minimierung der jährlichen Systemkosten**

Die Minimierungsfunktion

$$\min C_{Ges} = \sum_{k=1}^i C_{k,an} + \sum_{t=1}^{8760} (c_{HHS} \cdot q_{BM}(t) + c_{Gas} \cdot q_{Gas}(t)) \quad , \quad (3.27)$$

setzt sich aus den jährlichen Fixkosten der Erzeugungstechnologien, berechnet mittels Annuitätenmethode, den Kosten für Betrieb, Wartung und Personal und einem Anteil an variablen Kosten zusammen.

$$C_{k,an} = c_{k,Kapital} + c_{k,W+I} + c_{k,B+P} \quad (3.28)$$

Die variablen Kosten hängen vom gewählten Brennstoffmix, vom Zeitpunkt des Einsatzes, vom Brennstoffpreis und vom Wirkungsgrad der Umwandlung ab. Sie können durch Hinzufügen einer neuen Erzeugungstechnologie, bei gleichzeitiger Erhöhung des Fixkostenanteils, gesenkt werden. Hier soll der Solver die ideale Kombination mit den geringsten jährlichen Kosten finden. Es gelten die Solarfläche und das Speichervolumen als Entscheidungsvariable und geben die hinzugefügte Größe zum Originalszenario an.

<sup>32</sup> <http://www.gurobi.com/>

**Randbedingung: Solarer Deckungsgrad**

Als weitere Bedingung wird der Anteil der solar eingespeisten Energie an der gesamt benötigten Energie, zur Deckung der Nachfrage und der Verluste, gewählt. Die solare Deckungsrate ist definiert als

$$SD = \frac{Q_{Solar}}{Q_{Ges}} = \frac{Q_{Solar}}{\sum Q_i} \quad (3.29)$$

Das Einfügen dieser Randbedingung ist notwendig, da sich während den ersten Optimierungen zeigte, dass eine Lösung mit Pufferspeicher in allen Szenarien am wirtschaftlichsten ist. Weiteres dazu wird in den einzelnen Ergebnissen diskutiert. Die, von der solarthermischen Anlage erzeugte, Wärmemenge

$$\sum_{t=1}^{8760} Q_{Solar}(t) = \left( \sum_{k=1}^i \sum_{t=1}^{8760} Q_k(t) \right) \cdot SD \quad (3.30)$$

wird durch die Summe der gesamten Erzeugung über den solaren Deckungsgrad bestimmt.

**Randbedingung: 95% Sommerabdeckung**

Um ein Anlaufen des Teillastkessels oder des Hauptkessels im Sommer zu vermeiden, wird als Anforderung an ein solar unterstütztes Heizwerk eine hohe solare Deckung während des Sommers definiert. Die Empfehlungen für die maximale solare Deckungsrate im Sommer gehen etwas auseinander. So wird von manchen Experten eine Sommerabdeckung nicht größer als 90% empfohlen, um Stagnation und Stillstand im Sommer zu vermeiden. Andere wiederum empfehlen eine solare Deckung in Richtung 100%, um ein Anlaufen der alternativen Kessel zu vermeiden. Dies wird vor allem mit der höheren Lebensdauer der Kessel, durch den Stillstand während des Sommers, argumentiert. Bei so hohen solaren Deckungsgraden ist eine gute Planung, in Bezug auf das Stagnationsverhalten wichtig, um Schaden an der Anlage zu vermeiden. Im Szenario (siehe 4.2.1), wird die solare Deckung im Sommer auf 95% festgelegt.

$$\sum_{t=3624}^{6250} Q_{Solar}(t) = \left( \sum_{k=1}^i \sum_{t=3624}^{6250} Q_k(t) \right) \cdot 0,95 \quad (3.31)$$

Der gewählte Zeitraum des Sommers wird dabei durch keine strikten Datumsgrenzen, sondern anhand der Wärmenachfrage infolge der Außentemperatur gewählt. Beginn-

nend vom 1. Juni ( $t=3624$ ) sollte dadurch bis zum Beginn der Heizperiode ein solarer Deckungsgrad von 95% garantiert werden. Aufgrund der Außentemperatur beginnt die Nachfrage rund um den 17. September ( $t=6250$ ) zu steigen, siehe Abbildung 3.3. Dieser Tag wird als obere Grenze festgelegt.

**Randbedingung: minimaler Gasverbrauch**

Für das „grünste Szenario“ wird als weitere Randbedingung ein Gasverbrauch von null festgelegt. Der Gaskessel darf über das Jahr keine Wärme

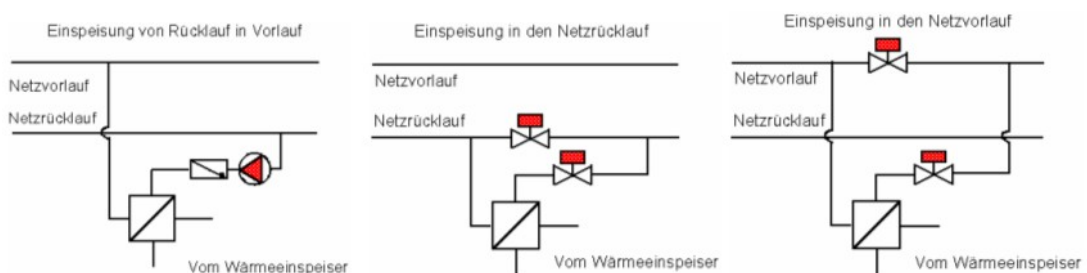
$$\sum_{t=1}^{8760} Q_{Gas}(t) = 0 \tag{3.32}$$

an das System liefern. Ein erstes Ergebnis zeigte den Einsatz eines großen saisonalen Speichers, der über den Sommer durch den Biomassekessel geladen wird und im Winter die Funktion des Spitzenlastkessels übernimmt und entladen wird.

**3.7 Annahmen zur Fernwärmeeinspeisung, Verluste, Vorlauf & Rücklauf**

Um die Möglichkeit eines, vom Standort unabhängigen, dezentralen Aufbaus des Kollektorfeldes zu gewährleisten, werden in diesem Kapitel drei mögliche Arten der dezentralen Einspeisung in ein Wärmenetz analysiert.

**Möglichkeiten zur dezentralen Einspeisung in ein bestehendes Wärmenetz**



**Abbildung 3.12: Hydraulische Schaltungen zur Einspeisung in ein Wärmenetz**

Quelle: Bucar et al. (2006)

In Abbildung 3.12 werden die hydraulischen Schaltungen zur Einspeisung in ein Wärmenetz dargestellt.

### **Entnahme und Einspeisung in den Rücklauf**

Durch die Anhebung der Rücklauftemperatur arbeitet eine Solarthermieanlage, aufgrund der niedrigen Temperatur, im bestmöglichen Wirkungsgrad. Die mittlere Kollektortemperatur ist 5-10K über der Rücklauftemperatur und die Kollektoren können mit hohem Durchfluss betrieben werden. Die Netzpumpen decken den Druckverlust der Verbindungsleitungen und der Wärmetauscher. Dies wiederum ist ungünstig für den Netzbetreiber, da ein Strömungswiderstand eingebaut werden muss. Aufgrund der höheren Rücklauftemperatur kommt es bei dezentraler Einspeisung zu höheren Verlusten.<sup>33</sup>

### **Entnahme im Rücklauf und Einspeisung in den Vorlauf**

Die Temperaturerhöhung des Wärmelieferanten ist von den Vor- und Rücklauf-temperaturen abhängig. Dadurch ist variable Leistung oder ein variabler Volumenstrom notwendig. Die Regelung erfolgt nach der Vorlauf-temperatur. Aufgrund des Druckunterschiedes zwischen Vor- und Rücklauf ist hohe Pumpenergie erforderlich. Die Kollektoren müssen im Matched Flow Modus mit variablem (angepassten) Durchfluss, nach der Vorlauf-temperatur, geregelt werden. Der Wirkungsgrad der Kollektoren reduziert sich um rund 10%.<sup>34a</sup>

### **Entnahme und Einspeisung in den Vorlauf**

Diese Art der Einspeisung hat den geringsten Wirkungsgrad, da bei hohem Temperaturniveau eingespeist werden muss. Die Pumpenergie wird, wie bei der Einspeisung in den Rücklauf, von den Netzpumpen aufgebracht. Ebenso wird ein Strömungswiderstand, für einen regelbaren Durchfluss durch den Wärmetauscher, benötigt. Diese Art ist für die Einspeisung mittels Kollektoren, aufgrund der hohen Temperatur des Vorlaufs, nicht geeignet.<sup>34b</sup>

Für das Modell in dieser Arbeit wird eine Kombination aus den erwähnten Möglichkeiten der Einspeisung angenommen. Im Sommer, in Zeiten in denen die Solarthermieanlage das Netz alleine mit Wärme versorgt, wird die Einspeisung vom Rücklauf in den Vorlauf angenommen. Das restliche Jahr, wenn ein Heizkessel in Betrieb ist, wird eine Temperaturanhebung des Rücklaufs um 10K, zur besseren Ausnutzung der

---

<sup>33</sup> Vgl. Bucar et al. (2006)

<sup>34</sup> <sup>a&b</sup> Vgl.: Bucar et al. (2006)

Sonnenenergie, angenommen. Die zusätzlich entstehenden Kosten, für die aufwändige Regelung, werden nicht extra berücksichtigt und seien bereits in den Kosten des neuen Wärmeerzeugers enthalten.

### **Temperaturen im Wärmenetz**

Erfahrungen zeigen, dass für kleine Wärmenetze eine Vorlauftemperatur von 90°C und für Netze mit großer Ausdehnung, z.B. Fernwärmnetze, von 110°C praktisch ist. Die Minimale Vorlauftemperatur sollte 70 °C nicht unterschreiten, um Sicherheitsmaßnahmen gegen Legionellenbildung zu ermöglichen. Für die Rücklauftemperatur wird als Maximum 40-45°C und bei Netzen inklusive Heißwassererzeugung 50-55°C festgelegt. Um wirtschaftlichen Betrieb zu gewährleisten, sollte die Temperatur des Rücklaufs nicht weiter steigen. Je niedriger die Temperatur umso effektiver arbeitet das Wärmenetz.<sup>35</sup>

In den meisten Netzen wird für die Vorlauftemperatur eine Funktion in Abhängigkeit der Außentemperatur festgelegt. Für die weitere Berechnung wird eine konstante Temperatur über das Jahr angenommen werden. Des Weiteren wird mit einer konstanten Erdreichstemperatur von 10°C über das Jahr gerechnet. In Tabelle 3.13 werden die Annahmen in Bezug auf die Netztemperaturen zusammengefasst.

**Tabelle 3.13: Gewählte Parameter des Wärmenetzes**

Parameter	Einheit	Wert	Beschreibung
$\theta_{\text{Vorlauf}}$	°C	90	Vorlauftemperatur des Wärmenetzes
$\theta_{\text{Rücklauf}}$	°C	50	Rücklauftemperatur des Wärmenetzes
netz <sub>Verluste</sub> (t)	Wh/m	25	Stündliche Wärmeverluste des Nahwärmenetzes

Die Wärmeverluste im Netz sind abhängig von den Temperaturen des Vor- und Rücklaufs, der Betriebsdauer des Netzes und der Stärke der Dämmung. Je höher die Temperaturdifferenz zum Erdreich, umso höher sind die Verluste. Darum sollten die Temperaturen so niedrig wie möglich gehalten werden. Gerade bei alten Gebäuden mit kleinflächigen Heizkörpern kann die Temperatur jedoch nicht beliebig gesenkt werden. Laut C.A.R.M.E.N. (2012) kann man bei neuen Netzen von Verlusten von ca. 25 W/m als Richtwert ausgehen. Die Verluste wirken sich umso stärker auf die Gesamtbilanz

<sup>35</sup> Vgl.: SDH (2012) - [http://www.solar-district-heating.eu/Portals/0/Factsheets/SDH-WP3-D31-D32\\_August2012.pdf](http://www.solar-district-heating.eu/Portals/0/Factsheets/SDH-WP3-D31-D32_August2012.pdf)

aus, je geringer die Wärmedichte im Netz, also die Abnahme der Wärme pro Trassenmeter des Netzes ist. Als Zielwert für die Netzverluste ist ein Wert von unter 10% bei ganzjährigem Betrieb oder eine Anschlussdichte von 1,5 MWh/(m\*a) anzustreben.

### **Speicherfähigkeit des Wärmernetzes**

Im realen Betrieb wird die Speicherfähigkeit des Netzes zum Abschwächen von Lastspitzen bei erhöhtem Verbrauchereinsatz ausgenutzt. Wird die Vorlauftemperatur in einem gewissen Toleranzband zugelassen, so kann über das Wasser in den Rohren der gleiche Effekt, wie der eines kleinen Pufferspeichers, erreicht werden.

Für ein Rohrnetz mit 100mm Durchmesser und einem Toleranzband der Vorlauftemperatur von 10K errechnet sich die Pufferkapazität des Netzes

$$Q_{\text{Puffer, Netz}} = V_{\text{Rohr}} * c_{\text{H}_2\text{O}} * \Delta T = 91,34 \text{ Wh/Trm} \quad (3.33)$$

Für die gewählte Netzlänge von 1,5 km ergibt sich daraus eine Wärmemenge von 137 kWh, die durch das Netz, im Falle einer extremen Spitzenlast, abgefangen werden kann. Für die weiteren Berechnungen wird die Speicherfähigkeit des Netzes jedoch nicht berücksichtigt. Sie ist bereits bei der Modellierung der Wärmenachfrage durch das Abschwächen von Lastspitzen mit einbezogen worden.

### **Der Gleichzeitigkeitsfaktor im Wärmernetz**

Der Gleichzeitigkeitsfaktor berücksichtigt, dass nicht alle Wärmeverbraucher zur gleichen Zeit Wärme aus dem Netz entnehmen. Dieser Faktor hat Einfluss auf die Auslegung des Wärmeerzeugers sowie auf den benötigten Rohrdurchmesser des Wärmernetzes. Der Gleichzeitigkeitsfaktor hängt dabei von der Anzahl der Verbraucher im Netz ab. In Abbildung 3.13 wird die Abhängigkeit des GLF als Näherungsfunktion dargestellt. Er berechnet sich als Summe über die abgenommene Leistung zum Zeitpunkt t zur Nennleistung

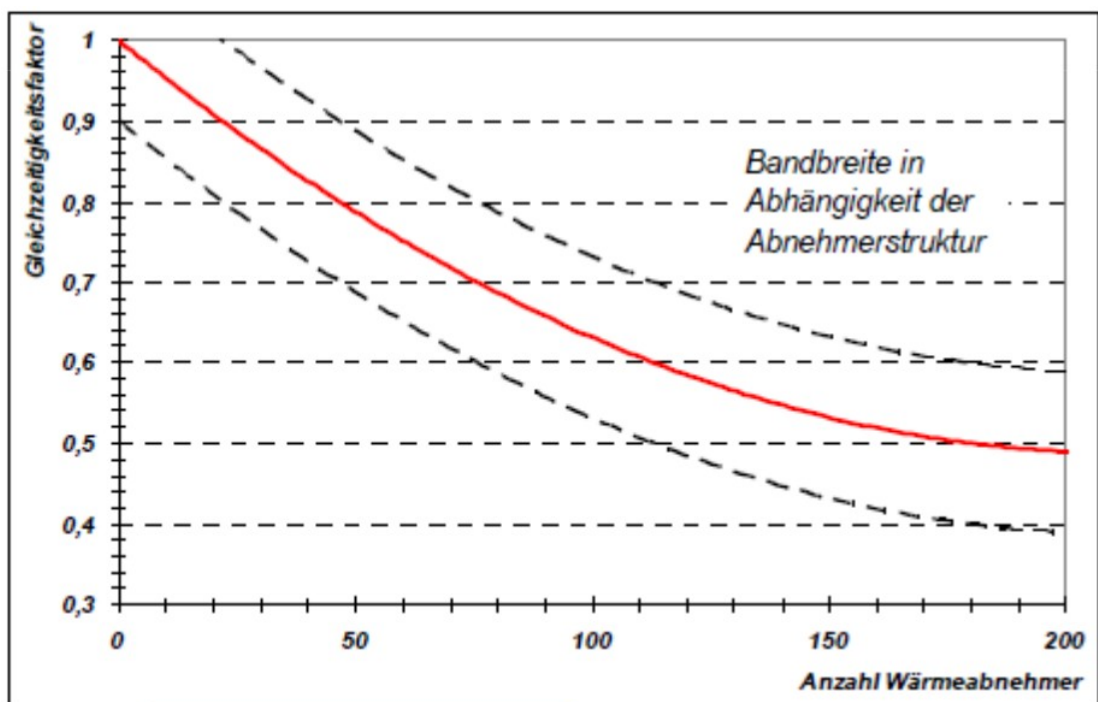
$$GLF = \frac{\sum_{i=1}^m P_i(t)}{\sum_{i=1}^m P_{\text{Nenn},i}} \quad (3.34)$$

wobei m für die Anzahl der Abnehmer steht.

Zur Auslegung eines Wärmenetzes wird ebenso die größte gemeinsam auftretende Leistungsanforderung der Abnehmer bei der Berechnung des Gleichzeitigkeitsfaktors

$$GLF = \frac{\sum_{i=1}^m P_i(t_{MAX})}{\sum_{i=1}^m P_{Nenn,i}} \quad (3.35)$$

herangezogen.<sup>36</sup>



**Abbildung 3.13: Abhängigkeit des Gleichzeitigkeitsfaktors von der Zahl der Abnehmer**

Quelle: Rehau (2013)S.12, Effiziente Wärmenetze – Richtige Planung

Für das modellierte Wärmenetz wird eine hohe Anzahl von Wärmekunden angenommen. Deshalb wird ein Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,5 gewählt. Der GLF wird für die Berechnung der Anschlussleistung der Abnehmer verwendet. Bei der Berechnung der Kosten wird der GLF nicht verwendet, erst bei der Berücksichtigung der Einnahmen wird der Faktor relevant.

<sup>36</sup> Winter et al. (2001) - Untersuchungen der Gleichzeitigkeit in kleinen u. mittleren Nahwärmenetzen

### 3.8 Weitere Daten

#### 3.8.1 Brennstoffe und Kosten

Als Brennstoffe für das Heizwerk kommen lediglich Erdgas und Hackschnitzel zum Einsatz. Der Heizwert und der Preis von Erdgas werden über eine Recherche im Internet sowohl für Haushaltskunden als auch für Großkunden bestimmt. Bei Hackschnitzel zeigen sich deutliche regionale Unterschiede, was die Qualität und den Preis betreffen. Besonders in Bezug auf den Wassergehalt und dadurch auf den Heizwert ergeben sich erhebliche Unterschiede.

**Tabelle 3.14: Kosten der Brennstoffe inkl. Steuern und Abgaben abgerufen im August 2014**

Quelle: <http://www.iwo-austria.at/konsumenten/heizkosten/energiepreisinformation.html> & <http://www.e-control.at/gewerbe-tarifkalkulator>

Brennstoff	Haushaltspreis	Großkundenpreis
Erdgas	0,0735 €/kWh	0,049 €/kWh
Holzhackschnitzel	26,58 €/Srm	23,4 €/Srm
	0,034 €/kWh	0,03€/kWh

Aufgrund der benötigten Abnahmemenge, je nach Szenario, von weit unter 1 GWh Erdgas pro Jahr, kann das Heizwerk nicht zu den großen Industriekunden (erst ab min. 1GWh/a) gezählt werden. Darum wurde der Gaspreis, für den Großabnehmer Heizwerk, mittels Tarifkalkulator von E-Control, bei einer Abnahmemenge von 0,4 Gwh/a, bestimmt.

Für die Holzhackschnitzel wird ein Wassergehalt von 20 bis 35% angenommen. Der untere Heizwert variiert, in Abhängigkeit der Holzart, von 680kWh/Srm (weiches Laubholz) bis 1100kWh/Srm (hartes Laubholz). Es wird ein Mix verschiedener Holzarten mit einem unteren Heizwert von 780kWh/Srm angenommen.

Unter der Annahme, dass die Hackschnitzel von mehreren kleinen Lieferanten aus der Umgebung des Heizwerks stammen und dadurch kein großer Mengenrabatt erzielt werden kann, wird ein Preis von 30€/MWh angenommen.



### 3.8.2 Spezifische Wärmegestehungskosten und Kapitalwert

In diesem Kapitel werden die spezifischen Wärmegestehungskosten für das gesamte Heizwerk und die solaren Wärmegestehungskosten beschrieben.

#### 3.8.2.1 Spezifische Wärmegestehungskosten des gesamten Heizwerks

Die spezifischen Wärmegestehungskosten des gesamten Heizwerks

$$C_{spez, Ges} = \frac{\sum_{k=1}^i (c_{k, Kapital} + c_{k, Brennst.} + c_{k, W+I} + c_{k, B+P})}{\sum_1^{8760} W(t)} \quad (3.36)$$

werden über die jährlichen Kapitalkosten, berechnet durch die Annuitätenmethode, die jährlichen Kosten für Wartung, Instandhaltung, Betrieb und Personal und die Brennstoffkosten für alle Technologien, bezogen auf die Wärmenachfrage, berechnet. Die Optimierung liefert die minimale Summe dieser Kosten als Ergebnis.

#### 3.8.2.2 Solare spezifische Wärmegestehungskosten

In diesem Kapitel werden drei Möglichkeiten zur Berechnung der spezifischen Kosten einer solarthermischen Anlage analysiert.

##### **Methode 1**

Mit der ersten Methode werden die spezifischen Kosten für Wärme, geliefert durch das Kollektorfeld ( $Q_{solar}$ ), berechnet. Dabei werden die jährlichen Kapitalkosten, berechnet mit dem Annuitätenfaktor, und die kombinierten jährlichen Kosten, bestehend aus der Summe aus den Betriebs-, Wartungs-, Instandhaltungs- und Personalkosten ( $c_{komb}$ ), für die Berechnung berücksichtigt (siehe Kapitel 3.5.3). Die spezifischen solaren Wärmegestehungskosten

$$C_{spez, Solar} = \frac{C_{Solar, Kapital} + C_{Komb}}{\sum_{t=1}^{8760} Q_{Solar}(t)} \quad [ \text{€}/\text{kWh}_{th} ] \quad (3.37)$$

sind durch die gewählte Kostenfunktion, siehe Abbildung 3.11, von der Größe der installierten Kollektorfläche abhängig, sie sinken mit zunehmender Anlagengröße.

### Methode 2

Bei dieser Methode werden zusätzlich zu den Kollektorkosten noch die Speicherkosten berücksichtigt. Da in der Optimierung kein Überschuss erzeugt werden soll, muss bei konstanter jährlicher Nachfrage die Speichergröße mit steigender Solarfläche erhöht werden. Deshalb werden bei dieser Berechnung die Speicherkosten direkt den solaren Wärmegestehungskosten zugerechnet. Berechnet werden die Kosten

$$C_{spez, Sol+SP} = \frac{C_{Solar, Kapital} + C_{Komb, Sol+SP} + C_{SP, Kapital}}{\sum_{t=1}^{8760} Q_{Solar}(t)} \quad [ \text{€}/\text{kWh}_{th} ], \quad (3.38)$$

durch Hinzufügen der jährlichen Speicherkosten. Die kombinierten Kosten ( $C_{Komb, Sol+SP}$ ) beschreiben, zusätzlich zu den Kollektorkosten, die jährlichen Kosten des Speichers, in Bezug auf Betrieb, Wartung, Instandhaltung und Personal.

### Methode 3

Mit dieser Methode werden die spezifischen Wärmegestehungskosten für 1 kWh geliefert an das Wärmenetz, durch die Kombination aus Speicher und Kollektorfeld, beschrieben. Bei kleinen solaren Deckungsgraden können die spezifischen Kosten, berechnet mit den ersten beiden Methoden, gut für Vergleiche herangezogen werden. Bei hohen solaren Deckungsgraden, im Bereich der saisonalen Wärmespeicherung, müssen zusätzlich noch die Verluste im Speicher berücksichtigt werden. In der Berechnung

$$C_{spez, Nutz} = \frac{C_{Solar, Kapital} + C_{Komb, Sol+SP} + C_{SP, Kapital}}{\sum_{t=1}^{8760} Q_{Solar, Nutz}(t)}, \quad (3.39)$$

werden zusätzlich die Verluste des Speichers berücksichtigt. Nach Abzug der solar-gelieferten Wärmemenge, aus den Kollektoren, um die Verluste errechnet sich die nutzbare solare Wärme ( $Q_{Solar, Nutz}$ ), aus dem Speicher und der Solaranlage. Jener Anteil der tatsächlich ins Wärmenetz gespeist wird.<sup>37</sup> Durch die Verluste verringert sich der spezifische Kollektorsertrag pro m<sup>2</sup> deutlich und die Kosten steigen.

<sup>37</sup> Vgl.: Nutzbare Solare Wärme: Kaltschmitt, Streicher (2009)

### 3.8.2.3 Kapitalwertmethode

Zusätzlich zu den spezifischen Kosten, berechnet mit der Annuitätenmethode, wird in den Szenarien der Kapitalwert der Investition betrachtet. Bei der Berechnung des Kapitalwerts  $K_0$  werden alle zukünftigen Zahlungen  $K_n$  auf ein Bezugsjahr, in diesem Fall das Startjahr der Investition, diskontiert. In den zukünftigen Zahlungen werden wahlweise nur die Kosten oder die Kosten und die Einnahmen des Heizwerks betrachtet. Der Kapitalwert wird über

$$K_0 = I_0 + \sum_{n=1}^L \frac{K_n}{(1+z)^n} \quad (3.40)$$

als Summe der Startinvestition und der zukünftigen Zahlungen berechnet. Ausgaben, wie die Startinvestition, werden mit negativem Vorzeichen berücksichtigt. Bei der Betrachtung der unterschiedlichen Szenarien, ist jene Investition zu empfehlen, welche den positivsten Kapitalwert besitzt. Werden sowohl die Einnahmen als auch die Ausgaben betrachtet, kann jede Investition mit positivem Kapitalwert Gewinn erzielen.<sup>38</sup>

### 3.8.2.4 Levelized Cost of Heat – durchschnittliche Wärmegestehungskosten

Auf Basis der Kapitalwertmethode werden die durchschnittlichen Wärmegestehungskosten mit

$$LCOH = I_0 + \frac{\sum_{n=1}^L \frac{K_n}{(1+z)^n}}{\sum_{n=1}^L \frac{Q_n}{(1+z)^n}} \quad (3.41)$$

berechnet.  $Q_n$  beschreibt die Wärmemenge der jeweiligen Jahre oder, bei Betrachtung des gesamten Heizwerkes, die jährliche Wärmenachfrage der Endverbraucher. Zusätzlich zu den jährlichen Zahlungen werden die Wärmemengen der nachfolgenden Jahre auf das Basisjahr diskontiert.

<sup>38</sup> Vgl.: Nakicenovic, Haas (2011)

### 3.8.3 Wärmepreis – Preisbildung und Annahmen

Recherchen zeigen, dass der Preis von Nahwärmeanbietern stark schwankt. Je nach Größe und Standort des Heizwerkes ergeben sich deutliche regionale Unterschiede. Grundsätzlich setzt sich der Wärmepreis aus drei Bestandteilen zusammen:

- Arbeitspreis[€/MWh]: Der Arbeitspreis ist variabel und von der bezogenen Wärmemenge aus dem Netz abhängig. Er ist das Entgelt für die effektiv gelieferte Wärmemenge.
- Leistungspreis[€/kW]: Der Leistungspreis ist von der abgenommenen Wärmemenge unabhängig. Er ist aufgrund der Anschlussleistung der Hausübergabestation als fixes Grundentgelt zu bezahlen.
- Messpreis: Der Messpreis wird zusätzlich zum Arbeits- und Leistungspreis meist einmal jährlich eingehoben. Er ist wie der Leistungspreis von der Größe der Übergabeleistung abhängig. Typischerweise sind als Messpreis 80 bis 100€/a an den Nahwärmebetreiber zu entrichten.

Unter der Annahme, dass mit den Einnahmen des Messpreises die Wartungs- und Eichkosten für die Wärmemengenzähler der Haushalte eins zu eins auf die Kunden umgelegt werden, wird dieser für die weiteren Betrachtungen nicht berücksichtigt. In Tabelle 7.3 im Anhang werden die einzelnen Preiskomponenten von einigen steirischen Wärmelieferanten dargestellt. Im Durchschnitt verrechneten diese Wärmeversorger 76,7€/MWh Arbeitspreis, 24,9€/kW Leistungspreis und rund 132 €/Jahr Messpreis. Um die berechneten spezifischen Wärmekosten aus der Optimierung, mit den Kosten anderer Energieträger oder den aktuellen Fernwärmepreisen vergleichen zu können, wird für die weiteren Betrachtungen der Wärmepreis aus der gesamt verkauften Wärmemenge gebildet. Auf die Aufteilung in Arbeits- und Leistungspreis wird in den meisten Annahmen verzichtet und nur im Einzelfall explizit darauf hingewiesen.

Die daraus errechneten Kosten werden in €/kWh angegeben und können als Kriterium für die Wirtschaftlichkeit mit dem aktuellen Fernwärmepreis direkt verglichen werden. Damit durch zu hohe Preise keine Abnehmer oder potenzielle Neukunden vertrieben werden, wird der aktuelle Durchschnittspreis der großen Fernwärmebetreiber immer

als Vergleichswert herangezogen. Dabei wird ein Komplettpreis (inkl. Arbeits-, Leistungs- und Messpreis) von 93,6€/MWh<sup>39</sup>, mit Stand August 2014, angenommen.

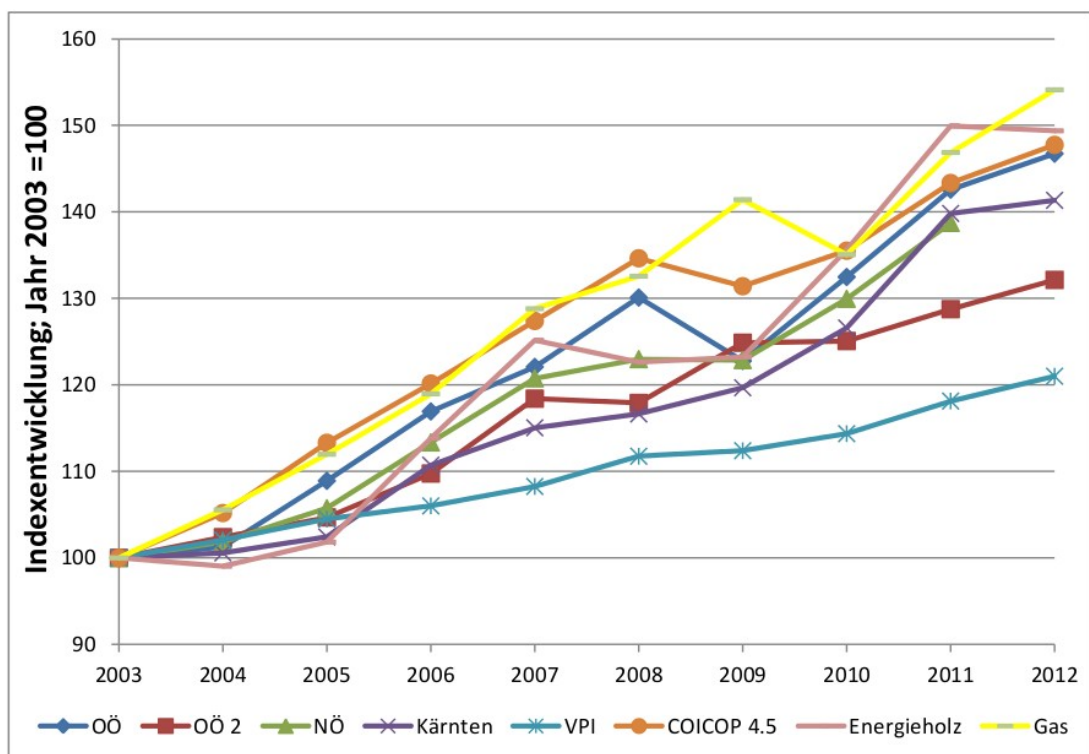
Durch die Variation des Anteils von Arbeits- und Leistungspreis lassen sich gewisse Vor- und Nachteile erwirken. Um sich gegen eine Abnahme der verkauften Wärmemenge, z.B. aufgrund von privat installierten Solarthermieanlagen abzusichern, könnte der Leistungspreis eher hoch angesetzt werden. Allerdings hat ein zu hoher Leistungspreis eine eher abschreckende Wirkung auf potenzielle Neukunden. Insbesondere für Endkunden mit guten Dämmstandards bewirkt ein prozentual höherer Leistungspreis höhere Kosten.

---

<sup>39</sup> Quelle: <http://www.iwo-austria.at/konsumenten/heizkosten/energiepreisinformation.html> (Stand: August 2014)

### 3.8.4 Wertsicherung durch Indexanpassung

Um sich gegen steigende Brennstoffkosten abzusichern, sind die Preise von Nahwärmebetreibern in Österreich meistens Index gebunden. Eine Preisbindung an einen Index wird von den österreichischen Biomassenverbänden empfohlen. Anhand des Index werden Arbeits-, Leistungs- und gelegentlich Messpreis an die Preissteigerungen des vergangenen Jahres angepasst. Zumeist erfolgt die Anpassung zu Beginn der Heizperiode, im September oder Oktober. Eine der Komponenten des Index ist Heizöl oder Erdgas, eine weitere meistens der Energieholzindex. Als Beispiel sei der Index „Energie aus Biomasse 2“<sup>40</sup> des oberösterreichischen Biomasseverbandes beschrieben. Als Basisjahr wird das Jahr 2001 verwendet. Zur Berechnung wird der Monatsbezug eines Vertragsbediensteten (10%), der Gaspreis (20%), der Brennholzpreis(40%), der Strompreis(15%) und der Baukostenindex(15%) herangezogen. Der Index hat sich seit 2001 auf 1,384 erhöht, was einer Preissteigerung von 38,4% entspricht. In Abbildung 3.14 werden verschiedene österreichische Indizes im Vergleich mit dem Gaspreis, dem VPI und dem Energieholzindex mit 2003, als Basisjahr dargestellt.



**Abbildung 3.14: Verlauf verschiedener Indizes von 2003 bis 2012**

Quelle: Österreichischer Biomasseverband, Arbeitsgemeinschaft Biomasse-Nahwärme Merkblatt Index, [http://abina.biomasseverband.at/biomasse-nahwaerme/biowaermeindex/?eID=dam\\_frontend\\_push&docID=696](http://abina.biomasseverband.at/biomasse-nahwaerme/biowaermeindex/?eID=dam_frontend_push&docID=696)

<sup>40</sup> Vgl.: <http://www.biomasseverband-ooe.at/fachinfo-links/index-energie-aus-biomasse-eab/index-2014.html> (Stand: 18.12.2014)

### 3.8.5 Förderung von solarthermischen Großanlagen

Das Programm Solarthermie - Solare Großanlagen, ein Förderprogramm des Klima- und Energiefonds der österreichischen Bundesregierung, dient als Grundlage für die weiteren Annahmen bezüglich der Förderung. Im Jahr 2014 werden hocheffiziente, innovative Solaranlagen mit einer Kollektorfläche zwischen 100 und 2000m<sup>2</sup> aus den folgenden Einsatzbereichen gefördert:<sup>41</sup>

- Solare Prozesswärme in Produktionsbetrieben
- Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgungen (Mikronetze, Nah- und Fernwärmenetze).
- Hohe solare Deckungsgrade (über 20 % am Gesamtwärmebedarf) in Gewerbe- und Dienstleistungsbetrieben.
- Solar unterstützte Klimatisierung und deren Kombination mit solarer Warmwasseraufbereitung und Heizung in Zeiten ohne Kühlbedarf.
- Neue Technologien und innovative Ansätze (besondere Förderungsvoraussetzungen).

Für die weitere Berechnung werden folgende Annahmen getroffen:

Die Förderung gilt als einmalige Investitionsförderung und beträgt 40%.<sup>42</sup> Es werden die kompletten umwelt-relevanten Investitionskosten inkl. Kollektoren, Speicher, Verrohrung und sonstiges Zubehör (Messinstrumente usw.) sowie die Planung gefördert.

---

<sup>41</sup> Vgl.: [http://www.umweltfoerderung.at/kpc/de/home/umweltfoerderung/fr\\_betriebe/energieversorgung/solare\\_groanlagen/](http://www.umweltfoerderung.at/kpc/de/home/umweltfoerderung/fr_betriebe/energieversorgung/solare_groanlagen/) abgerufen am: 12.12.2014

<sup>42</sup> Siehe: [http://solarthermalworld.org/sites/gstec/files/news/file/2014-05-07/austrian\\_innovative\\_incentives\\_schemes\\_2014.pdf](http://solarthermalworld.org/sites/gstec/files/news/file/2014-05-07/austrian_innovative_incentives_schemes_2014.pdf) S.89; abgerufen 12.12.2014

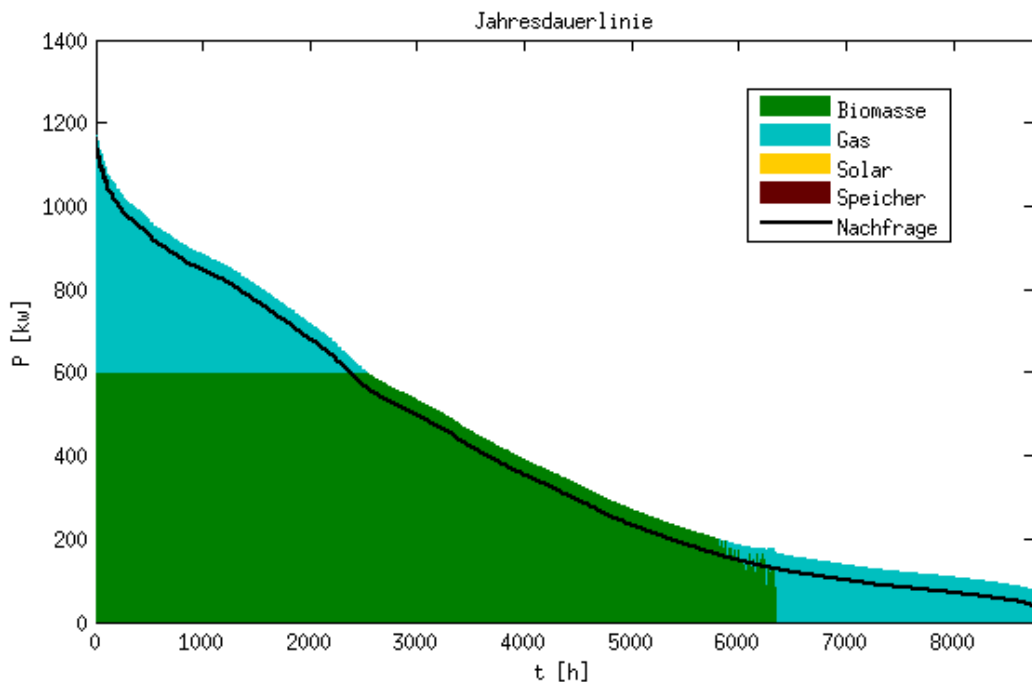
## 4 Anlagenspezifische Ergebnisse

### 4.1 Ausgangssituation (Biomasseheizwerk inkl. Gaskessel)

Im folgenden Kapitel werden die Ergebnisse der Optimierung des im vorigen Kapitel beschriebenen Modells erörtert. In den einzelnen Kapiteln werden die möglichen Kombinationen des Heizwerks, inklusive Speicher und Solaranlage, in Abhängigkeit des solaren Deckungsgrades, bearbeitet.

#### 4.1.1 Biomasseheizwerk ohne Pufferspeicher

Als Ausgangslage oder Grundszenario wird in den weiteren Kapiteln das Heizwerk, bestehend aus dem mit Holzhackschnitzel befeuerten Grundkessel und einem Gaskessel, zur Spitzenlastabdeckung bezeichnet. Das Heizwerk wurde so ausgelegt, dass der Hackschnitzelkessel als Grundkessel bis zu 50% der maximal benötigten Heizleistung liefert. Der Gaskessel sorgt in Spitzenlastzeiten und Zeiten sehr geringer Nachfrage für die benötigte Wärmemenge. Über das Jahr betrachtet liefert der Biomassekessel 75% der gesamten Wärmemenge. In Abbildung 4.1 wird die geordnete Jahresdauerlinie des Heizwerks dargestellt.

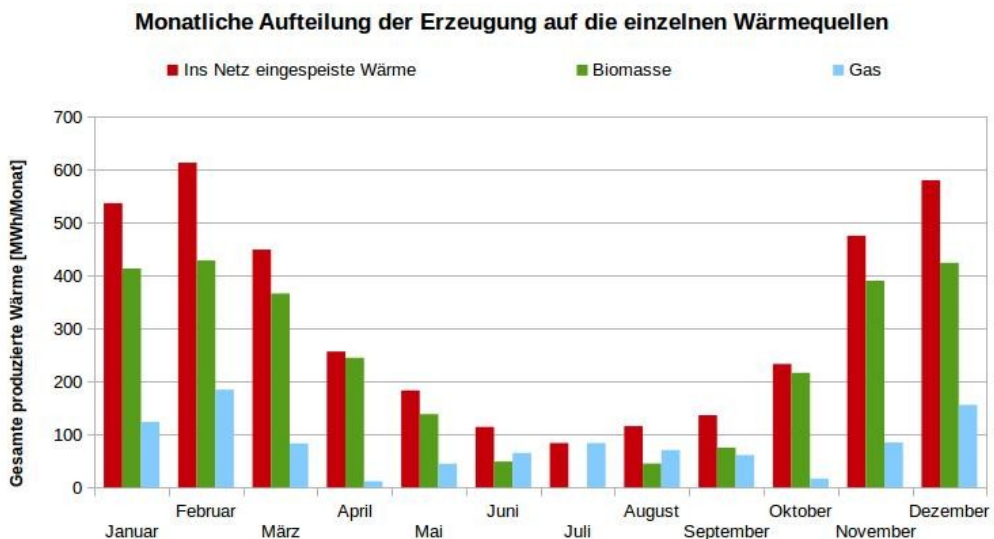


**Abbildung 4.1:** Geordnete Jahresdauerlinie des Heizwerks bestehend aus Biomassekessel und Gaskessel



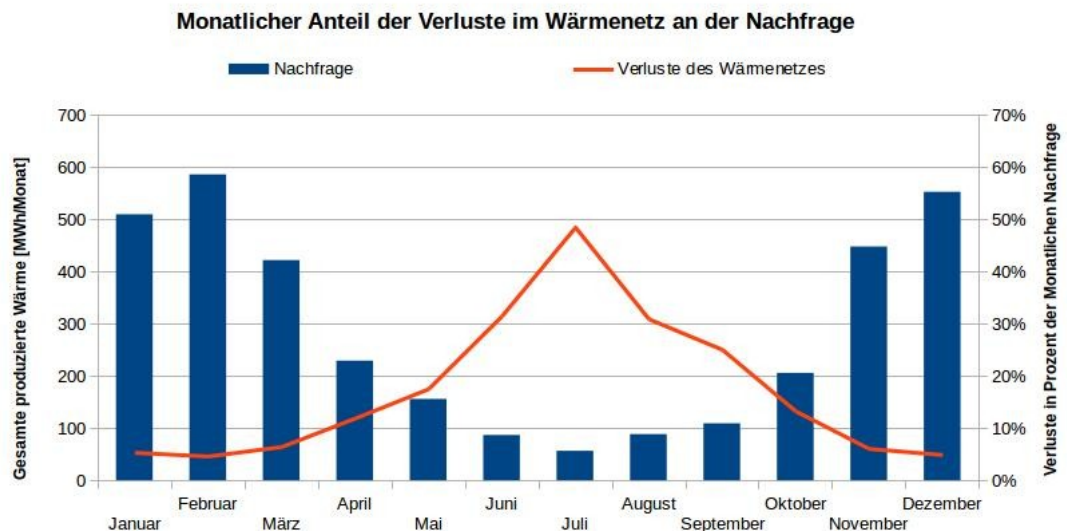
Die Nachfrage ist als schwarze Linie abgebildet, die Differenz zur stündlichen erzeugten Wärme, stellen die Netzverluste dar. Die grüne Fläche stellt die gelieferte Wärmemenge durch Hackschnitzel und die türkise Fläche durch Erdgas dar. Die maximal benötigte Heizleistung beträgt rund 1,2MW und tritt wenige Stunden im Jahr auf. Der Übergangsbereich zwischen BM-Teillast und Gaskessel besitzt keine klare Abgrenzung. Aufgrund der Start/Stop-Beschränkungen des BM-Kessels ist der Übergang fließend und der Gaskessel kommt auch bei etwas höheren Leistungen kurzzeitig zum Einsatz (siehe Abb. 4.1 Im Bereich zwischen der 6000. und 6500. Stunde des Jahres).

Um die Laufzeiten der zwei Kessel besser darzustellen, wird in Abbildung 4.2 der monatliche Verlauf der Wärmeerzeugung dargestellt. Die Verteilung der ans Netz gelieferten Wärmemenge wird in rot dargestellt. Aus der Abbildung erkennt man die Funktion des Gaskessels als Spitzenlastkessel. In den Wintermonaten liefert der Gaskessel ein Drittel bis die Hälfte der Energie des Hackschnitzelkessels. Im Sommer, besonders im Juli, kommt der Gaskessel zur Deckung der Grundlast, also zur Warmwasserbereitung, zum Einsatz. Im Juni und August kommt ein Großteil der Wärmemenge aus dem mit Gas befeuerten Kessel. Einzig in den Monaten April und Oktober kann die benötigte Wärmemenge nahezu zur Gänze durch den BM-Kessel gedeckt werden.



**Abbildung 4.2: Monatliche Aufteilung auf die Erzeugungstechnologien BM & Gas der Ausgangslage**

In Abbildung 4.3 werden die Netzverluste und deren Abhängigkeit von der Nachfrage dargestellt. Die blauen Balken stellen die Summe der Nachfrage des jeweiligen Monats dar. Die relativen Netzverluste werden als Prozentwert der Nachfrage als orange Linie dargestellt. In den Wintermonaten ergeben sich Netzverluste von rund 6% der Nachfrage. In den Sommermonaten, gerade im Juli, steigen die relativen Netzverluste an der Nachfrage, auf bis zu 50%. Dies ist mitunter einer der Gründe, warum einige Wärmenetze im Sommer abgeschaltet werden. In den weiteren Kapiteln wird jedoch von einem durchgehenden Betrieb des Netzes, zur Deckung der Warmwasserbereitung, über das ganze Jahr ausgegangen. Die gesamten Netzverluste über das Beispieljahr 2005 belaufen sich auf rund 9,5% der Nachfrage.



**Abbildung 4.3: Netzverluste und Wärmenachfrage über das Jahr**

In Tabelle 4.1 werden die Ergebnisse der Optimierung zusammengefasst. Die Kosten werden mittels Annuitätenmethode, auf die einzelnen Jahre der Nutzungsdauer, aufgeteilt. Die daraus errechneten spez. Gesamtkosten für die Wärme-gestehung belaufen sich auf 83,3€/MWh<sub>th</sub>. Der Großteil der Kosten sind die variablen Kosten, also die Kosten, die für die Brennstoffe aufgewandt werden. Sie betragen mehr als die Hälfte der jährlichen Kosten. Für die weiteren Berechnungen gelten die spezifischen Wärme-gestehungskosten des Basisszenarios, als Grenze zur Wirtschaftlichkeit. Als weiterer Vergleichswert werden ebenso die durchschnittlichen Fernwärmekosten herangezogen.

**Tabelle 4.1: Ergebnisse der Optimierung für das Grundscenario (Biomasseheizwerk inkl. Gaskessel)**

Parameter	Wert	Einheit	Beschreibung
$W_{\text{Ges}}$	3450	MWh/a	Wärmenachfrage
$Q_{\text{Verluste, Netz}}$	328,5	MWh/a	Netzverluste
$V_{\text{Netz}}$	9,52	%	Relative Netzverluste bezogen auf die Nachfrage
$Q_{\text{Verluste, SP}}$	-	MWh/a	Speicherverluste
$Q_{\text{Verluste, Lad}}$	-	MWh/a	Lade/ Entlade Verluste
$Q_{\text{Ges}}$	328,5	MWh/a	Gesamtverluste
$V_{\text{Ges}}$	9,52	%	Relative Gesamtverluste
$V_{\text{HHS}}$	4277,4	m <sup>3</sup> /a	Holzhackschnitzelverbrauch
$E_{\text{HHS}}$	3336,7	MWh/a	Holzhackschnitzelverbrauch
$E_{\text{Gas}}$	1048,8	MWh/a	Erdgasverbrauch
$C_{\text{Brenn}}$	152530	€/a	Brennstoffkosten
$C_{\text{Kap}}$	79338	€/a	Jährliche Kapitalkosten
$C_{\text{komb}}$	55620	€/a	Zusätzliche Kosten (Betrieb, Wartung, Personal, usw.)
$C_{\text{Ges}}$	287488	€/a	Jährliche Gesamtkosten
$C_{\text{spez.}}$	83,33	€/MWh	Spezifische Wärmegestehungskosten

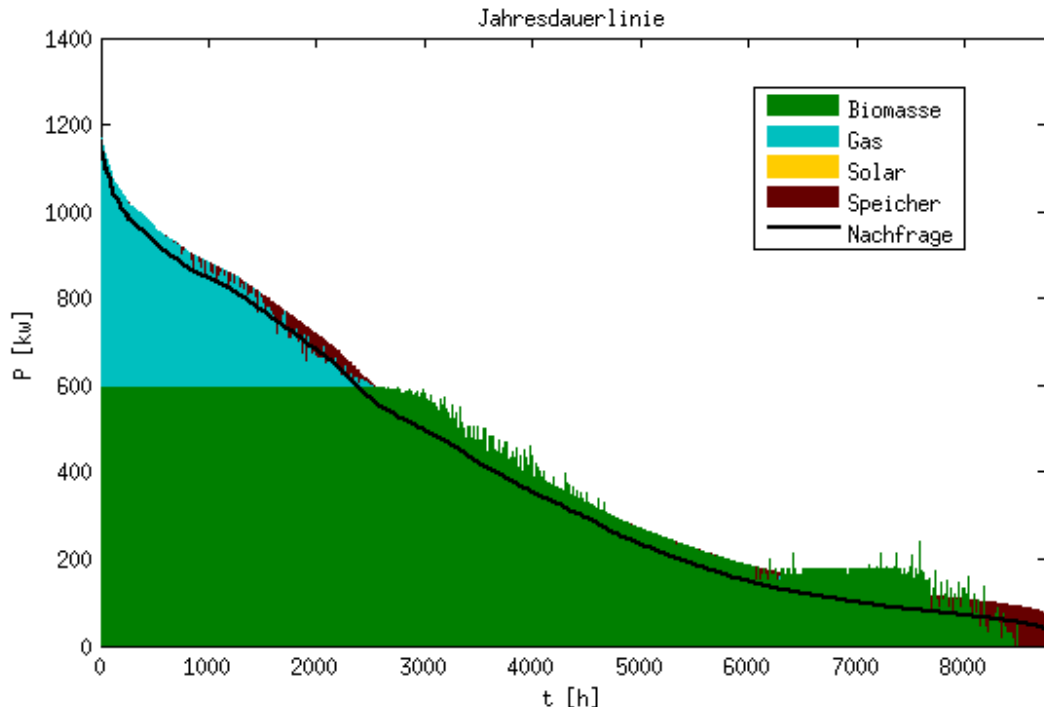
#### 4.1.2 Biomasseheizwerk inklusive Pufferspeicher

Um den Einsatz des Gaskessels, im Vergleich zum Basisszenario zu reduzieren, wird um die Investitionsmöglichkeit „Pufferspeicher“ erweitert. Dabei wird bei der Optimierung nicht auf die Art des Speichers eingegangen, lediglich die Speicherkapazität und die Verluste sind relevant und werden berücksichtigt.

In Abbildung 4.4 wird das Ergebnis der Optimierung in Form der geordneten Jahresdauerlinie dargestellt. Die vom Speicher ins Netz gelieferte Energie wird braun dargestellt. Die gespeicherte Wärmemenge wird in der Jahresdauerlinie nicht farblich gekennzeichnet, ist jedoch in den erhöhten Erzeugungswerten, im Vergleich zur Nachfrage, ersichtlich. Besonders im Bereich der 7000. Stunde erkennt man den Überschuss zur Befüllung des Speichers. An einem typischen Sommertag wird der Speicher zwei bis dreimal am Tag für wenige Stunden am Tag geladen. Den Rest des Tages deckt der Pufferspeicher die benötigte Nachfrage.

Um den Einfluss der Betriebsweise des Biomassekessels auf die Größe des Speichers zu bestimmen, wird die Bedingung für den Teillastbetrieb verändert. Der Teillastbetrieb wird auf mindestens 2/3 der Nennleistung begrenzt. Dadurch ist der Biomassekessel zu kürzeren Zeiten mit höherer Leistung in Betrieb. Etwa einmal pro Tag im Sommer. Diese Betriebsweise ist aufgrund der zu erwartenden höheren Effektivität zu bevorzugen. Auf die Größe des Speichers wirkt sich die Bedingung in Zusammenhang mit der Mindestbetriebsdauer aus. Bei mindestens 3h Betrieb variiert die Größe des Puffers kaum. Bei 5h Mindesteinschaltdauer erhöht sich die Speicherkapazität dementsprechend zur Deckung von ein bis zwei Sommertagen. In den jährlichen Kosten macht sich der größere Speicher kaum bemerkbar, da dadurch im Winter etwas mehr Gas durch Hackschnitzel kompensiert werden kann. Welche Betriebsweise tatsächlich am sinnvollsten ist, soll hier nicht weiter betrachtet werden. Es wird weiterhin mit den Annahmen 30% Teillast und mindestens 4h ON Zeit gerechnet.

Die Optimierung lieferte eine Speichergröße von rund 11m<sup>3</sup> als Kosten-minimale Lösung. Dies stellt die Hälfte der typischen Tagesenergie eines Sommertages dar.



**Abbildung 4.4: Geordnete Jahresdauerlinie des Heizwerkes inkl. Pufferspeicher**

Ebenso kann der Speicher einen geringen Teil der Spitzenlast abdecken. Insgesamt erhöht der Speicher den Biomasseneinsatz zur Lieferung der Wärmemenge auf 85%.

Der alleinige Einsatz eines Pufferspeichers stellt in den meisten Szenarien immer die wirtschaftlichste Möglichkeit dar und wird daher ohne weitere Bedingungen von der Optimierung immer bevorzugt. Der Grund dafür sind die niedrigen Brennstoffpreise, sowohl für Holzhackschnitzel als auch für Erdgas. Erst ab einer deutlichen Steigerung der Brennstoffpreise wird die Installation einer Solarthermieanlage wirtschaftlicher.

In Tabelle 4.2 werden die Ergebnisse der Optimierung zusammengefasst. Durch die Installation des Speichers steigen die Gesamtverluste auf rund 10% der Nachfrage. Der Großteil der zusätzlichen Verluste stammt aus den Lade- und Entladeverlusten des Speichers. Rund ein Drittel der zusätzlichen Energie geht direkt im Speicher verloren. Der Hackschnitzelverbrauch steigt um mehr als 500m<sup>3</sup> und führt zu einer Senkung des Gasverbrauches auf etwas über 63% des Ausgangsszenarios. Die variablen Kosten werden durch den vermehrten Einsatz von Hackschnitzeln, anstatt von Erdgas, etwas reduziert. Die spezifischen Wärmegestehungskosten belaufen sich nun auf 81,66€/MWh<sub>th</sub>.

**Tabelle 4.2: Ergebnisse der Optimierung für das Heizwerk inkl. Pufferspeicher**

Parameter	Wert	Einheit	Beschreibung
$Q_{\text{Speicher,MAX}}$	607	kWh	Installierte Speicherkapazität
$V_{\text{Speicher}}$	11,6	m <sup>3</sup>	Installiertes Speichervolumen
$n_{\text{Zykl.}}$	225,1	1	Ladezyklen des Speichers
$W_{\text{Ges}}$	3450	MWh/a	Gesamte Wärmenachfrage
$Q_{\text{Verluste, Netz}}$	328,5	MWh/a	Netzverluste
$V_{\text{Netz}}$	9,52	%	Relative Netzverluste
$Q_{\text{Verluste, SP}}$	4,9	MWh/a	Speicherverluste
$Q_{\text{Verluste, Lad}}$	11,17	MWh/a	Lade/ Entlade Verluste
$Q_{\text{Ges}}$	344,56	MWh/a	Gesamtverluste
$V_{\text{Ges}}$	10,0	%	Relative Gesamtverluste
$V_{\text{HHS}}$	4830,8	m <sup>3</sup> /a	Holzhackschnitzelverbrauch
$E_{\text{HHS}}$	3768,1	MWh/a	Holzhackschnitzelverbrauch
$E_{\text{Gas}}$	657,5	MWh/a	Erdgasverbrauch
$C_{\text{Brenn}}$	145910	€/a	Brennstoffkosten
$C_{\text{Kap}}$	80070	€/a	Jährliche Kapitalkosten
$C_{\text{komb}}$	55760	€/a	Zusätzliche Kosten (Betrieb, Wartung, Personal, usw.)
$C_{\text{Ges}}$	281740	€/a	Jährliche Gesamtkosten
$C_{\text{spez.}}$	81,66	€/MWh	Spezifische Wärmegestehungskosten

In Abbildung 4.5 wird die monatliche Verteilung der Erzeugungstechnologien dargestellt. Besonders in den Sommermonaten zeigt sich die deutliche Kompensation von Erdgas durch Hackschnitzel, infolge der Investition in einen Speicher. Aufgrund der geringen Speichergröße, wird zur Spitzenlastabdeckung der Gaskessel benötigt.



**Abbildung 4.5: Monatliche Aufteilung auf die Erzeugungstechnologien BM & Gas inklusive Pufferspeicher**

Theoretisch könnte ein Teil des verwendeten Erdgases im Winter durch einen größeren Speicher kompensiert werden. Allerdings lassen sich die steigenden Kapitalkosten eines größeren Speichers sowie die höheren Verluste, nur bedingt durch die Einsparung an Brennstoffkosten, durch die Reduktion von Erdgas, ausgleichen.

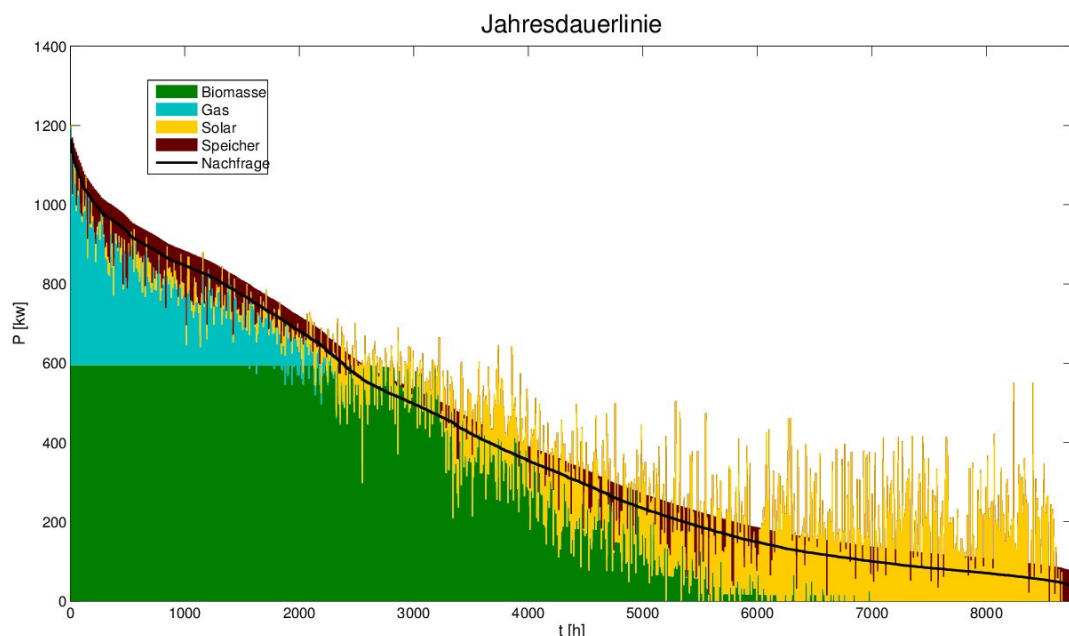
Obwohl die Optimierung eine Speichergröße von rund 11m<sup>3</sup> berechnet, wird bei realen Anlagen eher ein größerer Speicher, mit der Kapazität von ein bis zwei Tagesverbräuchen, installiert, auch wenn dadurch die Kosten etwas steigen. Bei der gewählten Nachfrage wird wahrscheinlich ein Speicher von 50-100m<sup>3</sup> installiert. Damit lässt sich der Gasverbrauch weiter reduzieren und zusätzlich dient der größere Speicher als weiterer Backup für kurzzeitige Ausfälle des Biomassekessels. Die spezifischen Wärmeerzeugungskosten steigen bei Vergrößerung des Speichers auf 50m<sup>3</sup> auf rund 82,5€/kWh<sub>th</sub>.

## 4.2 Ausgangssituation inklusive solarthermische Anlage

In den folgenden Kapiteln wird die Installation einer Solarthermieanlage, in der jeweiligen Größe, als Randbedingung vorgegeben. Da sonst die Installation eines Speichers ohne Solarthermieanlage als günstigste Möglichkeit berechnet wird. Die Größe des Speichers sowie der sonstige Brennstoffeinsatz werden in den nächsten Kapiteln nicht festgelegt.

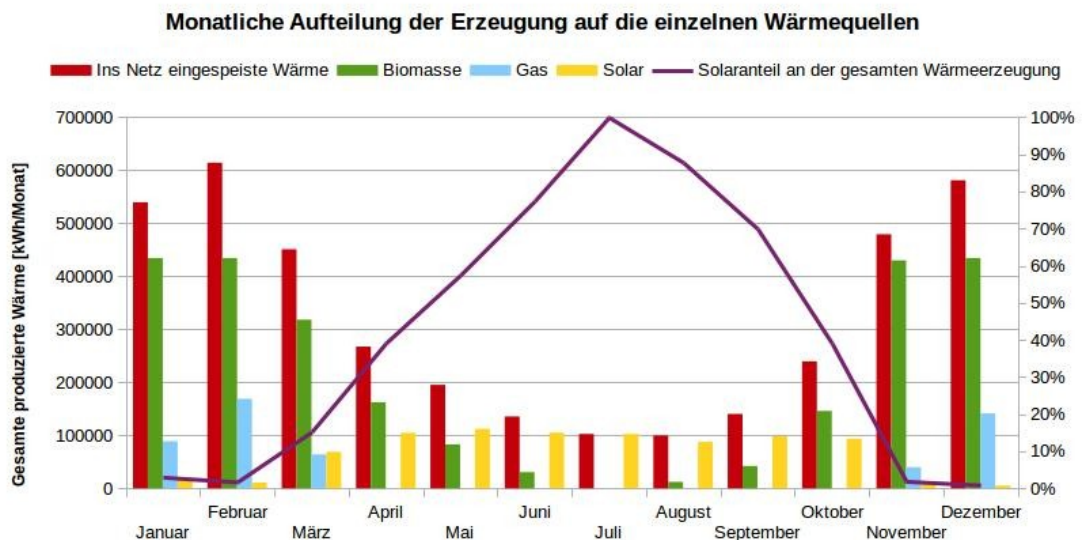
### 4.2.1 95% Solarer Deckungsgrad im Sommer

Um den Einsatz des fossilen Kessels, wie im Ausgangsszenario, im Sommer zu vermeiden, wird als neue Randbedingung der solare Deckungsgrad während des Sommers eingeführt. Durch die Installation einer solarthermischen Anlage soll die benötigte Wärmemenge im Sommer zu einem gewissen Prozentsatz durch diese erzeugt werden. Die meisten Solaranlagen werden für einen Sommerdeckungsgrad von 90% bis 100% ausgelegt. Da die Optimierung für ein Beispiel durchgeführt wird und Stagnation grundsätzlich durch die Installation von zusätzlicher Speicherkapazität vermieden wird, muss mindestens 95% solare Deckung im Sommer als Randbedingung erreicht werden.



**Abbildung 4.6:** Geordnete Jahresdauerlinie des Heizwerkes inkl. Pufferspeicher und Kollektorfeld zu 95% solarer Abdeckung im Sommer

Das Ergebnis der Optimierung wird in Abbildung 4.6 als geordnete Jahresdauerlinie dargestellt. Bei der Darstellung werden die Werte der einzelnen Stunden auf zwölf Stunden gemittelt, um extreme Spitzen im Diagramm zu unterdrücken. An der Jahresdauerlinie wird deutlich, dass in Zeiten geringer Nachfrage die meiste Energie durch die Sonne geliefert wird. Dieser Anteil wird durch den Pufferspeicher abgefangen und z.B. in den Nachtstunden abgegeben. Durch den Einsatz des größeren Pufferspeichers kann der Gasverbrauch in den Wintermonaten etwas reduziert werden. Dabei wird der Speicher durch geeignete Regelung, vor Zeiten hoher Nachfrage, mittels Solaranlage oder durch den Biomassekessel geladen. Die Optimierungsroutine kennt den weiteren Verlauf der Nachfrage und optimiert daraufhin die Speicherladung. Diese Annahme ist für den realen Betrieb nicht ganz zulässig, kann aber durch eine gute und genaue Wettervorhersage argumentiert werden. Im Anhang in Abbildung 7.5 wird der Speicherstand über das Jahr dargestellt. Dabei ist erkennbar, dass der Speicher im Herbst, kurz vor dem Steigen der Nachfrage, noch einmal durch den Hackschnitzelkessel voll aufgeladen wird. Des Weiteren erkennt man, dass der Biomassekessel im Winter in Dauerbetrieb ist.



**Abbildung 4.7: Monatliche Aufteilung auf die Erzeugungstechnologien BM & Gas inklusive Pufferspeicher und Kollektorfeld – 95% Sommerabdeckung**

In Abbildung 4.7 wird die monatliche Verteilung der Wärmeerzeugung dargestellt. Man erkennt deutlich, dass in den Sommermonaten fast die ganze Wärmemenge von der Solaranlage geliefert wird. Im Juli wird die Nachfrage zur Gänze von den Kollekt-



toren gedeckt. Im Juni, August und September wird ein geringer Anteil mittels Biomasse beigesteuert. Die violette Kurve zeigt den Anteil der Solarenergie an der eingespeisten Energie. Im Winter ergeben sich dabei solare Deckungsgrade von wenigen Prozenten. In der Abbildung 4.7 wird die Notwendigkeit von Speichern, aufgrund des zeitlichen Unterschiedes von Angebot und Nachfrage, deutlich.

Die weiteren Ergebnisse der Optimierung werden in Tabelle 4.3 dargestellt. Für die vorgegebene solare Deckung über den Sommer ist, für dieses Heizwerk, eine Aperturfläche von 1454m<sup>2</sup> notwendig. Des Weiteren wird ein Speicher von 819m<sup>3</sup> benötigt. Der Speicher wird im Verlauf des Jahres mehrmals teilweise be- und entladen. Auf volle Ladezyklen umgerechnet wird er 12,6 mal komplett geladen. Durch den großen Speicher erhöhen sich die absoluten Gesamtverluste deutlich, im Vergleich zum Ausgangsszenario plus 1/3. Die relativen Gesamtverluste steigen von 9,5% auf rund 13%. Der Erdgasverbrauch wird auf nahezu die Hälfte des Ausgangsszenarios reduziert und der Hackschnitzelverbrauch steigt wie bei der Installation des Pufferspeichers leicht an. Insgesamt liefert das Kollektorfeld rund 22% der gesamt erzeugten Wärmemenge. Durch die Solaranlage reduzieren sich die Brennstoffkosten deutlich und machen rund ein Drittel der jährlichen Gesamtkosten aus. Die steigenden Kapitalkosten bewirken jedoch einen Anstieg der spezifischen Wärmegestehungskosten auf 93,2€/MWh<sub>th</sub>. Im Gegensatz zum Ausgangsszenario bedeutet dies eine Teuerung von mindestens 10 €/MWh<sub>th</sub>. Bei Betrachtung des aktuellen Fernwärmepreises könnte die Anlage dennoch mit kleinsten Gewinnen betrieben werden.

**Tabelle 4.3: Ergebnisse der Optimierung für einen solaren Deckungsgrad von 95% während des Sommers**

Parameter	Wert	Einheit	Beschreibung
$A_{\text{Apertur}}$	1454	m <sup>2</sup>	Aperturfläche des Kollektorfeldes
$Q_{\text{SOL}}$	856,7	MWh/a	Vom Kollektorfeld gelieferte Wärmemenge
$Q_{\text{Speicher,MAX}}$	42862,4	kWh	Installierte Speicherkapazität
$V_{\text{Speicher}}$	819	m <sup>3</sup>	Installiertes Speichervolumen
$n_{\text{Zykl}}$	12,6	1	Ladezyklen des Speichers
$W_{\text{Ges}}$	3450	MWh/a	Wärmenachfrage
$Q_{\text{Verluste, Netz}}$	328,5	MWh/a	Netzverluste
$V_{\text{Netz}}$	9,52	%	Relative Netzverluste
$Q_{\text{Verluste, SP}}$	69,7	MWh/a	Speicherverluste
$Q_{\text{Verluste, Lad}}$	46,6	MWh/a	Lade/ Entlade Verluste
$Q_{\text{Ges}}$	444,85	MWh/a	Gesamtverluste
$V_{\text{Ges}}$	12,9	%	Relative Gesamtverluste
$V_{\text{HHS}}$	3798,7	m <sup>3</sup> /a	Holz hackschnitzelverbrauch
$E_{\text{HHS}}$	2963	MWh/a	Holz hackschnitzelverbrauch
$E_{\text{Gas}}$	577,4	MWh/a	Erdgasverbrauch
$C_{\text{Brenn}}$	117628	€/a	Brennstoffkosten
$C_{\text{Kap}}$	137267	€/a	Jährliche Kapitalkosten
$C_{\text{komb}}$	66694	€/a	Zusätzliche Kosten (Betrieb, Wartung, Personal, usw.)
$C_{\text{Ges}}$	321589	€/a	Jährliche Gesamtkosten
$C_{\text{spez.}}$	93,21	€/MWh	Spezifische Wärmegestehungskosten

#### 4.2.2 30% Solarer Deckungsgrad übers Jahr

In diesem Kapitel wird ein solarer Deckungsgrad von 30% beschrieben. Es soll die Auswirkungen der Erhöhung des Deckungsgrades auf die Speichergröße zeigen. Die Kollektorfläche erhöht sich, im Gegensatz zum vorherigen Szenario, um den Faktor 1,4 auf 2034m<sup>2</sup>, der Speicher hingegen um den Faktor 2.9. Daraus wird der Zusammenhang zwischen Speichervolumen und Kollektorfläche bei steigendem solaren Deckungsgrad deutlich. Reichen bei der Forderung nach geringen solaren Deckungsgraden noch Tages- und Mehrtage Speicher, so werden bei hohen Deckungsgraden Monats- oder Saisonspeicher benötigt. An der Anzahl der Ladezyklen erkennt man die Speicherart und kann Rückschluss auf diese ziehen.

In Tabelle 4.4 werden die Ergebnisse der Optimierung für einen solaren Deckungsgrad von 30% dargestellt. Die Speicherverluste steigen deutlich und betragen nun fast 40% der Gesamtverluste. In den anderen Szenarien ist das Wärmenetz ausschlaggebend für den Großteil der Verluste.

Die spezifischen Wärmegestellungskosten übersteigen den durchschnittlichen Fernwärmepreis und liegen bei 100,4 €/MWh<sub>th</sub>.

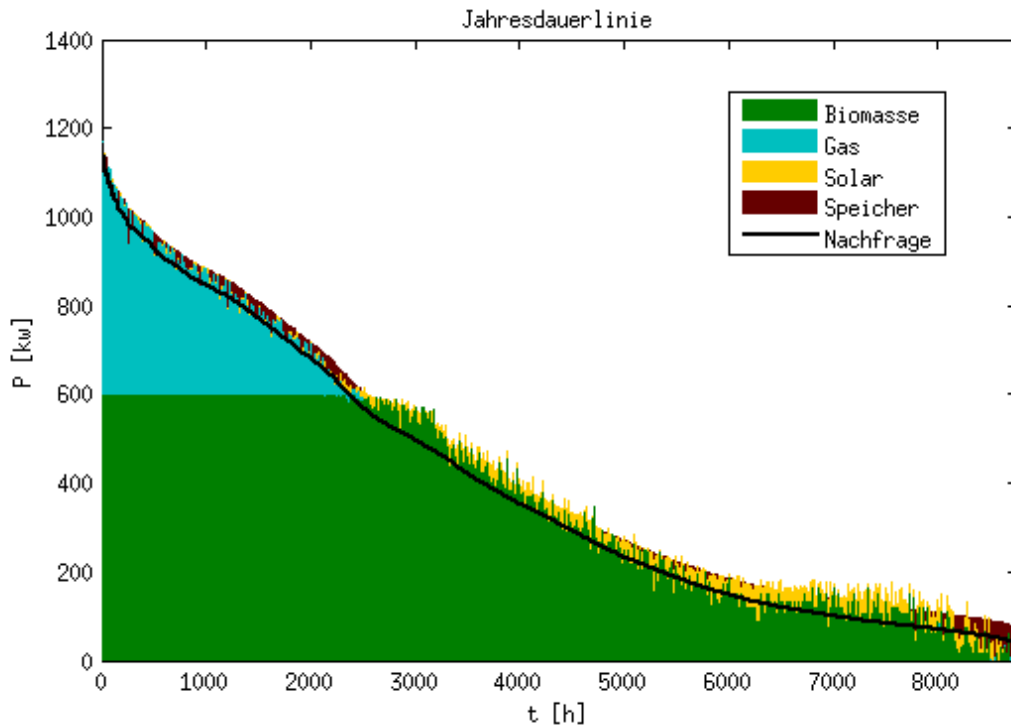
**Tabelle 4.4: Ergebnisse der Optimierung für einen solaren Deckungsgrad 30% über das Jahr**

Parameter	Wert	Einheit	Beschreibung
$A_{\text{Apertur}}$	2034	m <sup>2</sup>	Aperturfläche des Kollektorfeldes
$Q_{\text{SOL}}$	1198	MWh/a	Vom Kollektorfeld gelieferte Wärmemenge
$Q_{\text{Speicher,MAX}}$	127174	kWh	Installierte Speicherkapazität
$V_{\text{Speicher}}$	2430	m <sup>3</sup>	Installiertes Speichervolumen
$n_{\text{Zykl}}$	6,6	1	Ladezyklen des Speichers
$W_{\text{Ges}}$	3450	MWh/a	Wärmenachfrage
$Q_{\text{Verluste, Netz}}$	328,5	MWh/a	Netzverluste
$V_{\text{Netz}}$	9,52	%	Relative Netzverluste
$Q_{\text{Verluste, SP}}$	149,3	MWh/a	Speicherverluste
$Q_{\text{Verluste, Lad}}$	69,6	MWh/a	Lade/ Entlade Verluste
$Q_{\text{Ges}}$	547,46	MWh/a	Gesamtverluste
$V_{\text{Ges}}$	15,9	%	Relative Gesamtverluste (Speicher+Netz)
$V_{\text{HHS}}$	3559,8	m <sup>3</sup> /a	Holzhackschnitzelverbrauch
$E_{\text{HHS}}$	2776,6	MWh/a	Holzhackschnitzelverbrauch
$E_{\text{Gas}}$	487,7	MWh/a	Erdgasverbrauch
$C_{\text{Brenn}}$	107546	€/a	Brennstoffkosten
$C_{\text{Kap}}$	166513	€/a	Jährliche Kapitalkosten
$C_{\text{komb}}$	72285	€/a	Zusätzliche Kosten (Betrieb, Wartung, Personal, usw.)
$C_{\text{Ges}}$	346344	€/a	Jährliche Gesamtkosten
$C_{\text{spez.}}$	100,39	€/MWh	Spezifische Wärmegestellungskosten

Zum Vergleich mit den anderen solaren Deckungsgraden, wird die Jahresdauerlinie im Anhang dargestellt.

### 4.2.3 5% Solarer Deckungsgrad übers Jahr

Da sich in den letzten Kapiteln die alleinige Installation des Pufferspeichers als wirtschaftlichste Option herausgestellt hat, wird nun die Kombination aus Kollektoren und Speicher gesucht, welche die gleichen Kosten aufweist, wie das Basisszenario. Das Ergebnis der Optimierung ist ein solarer Deckungsgrad von rund 5,3%, im weiteren Verlauf wird jedoch mit 5% gerechnet.



**Abbildung 4.8: Geordnete Jahresdauerlinie des Heizwerkes inkl. Pufferspeicher und Kollektorfeld zu 5% Solarer Abdeckung**

Die geordnete Jahresdauerlinie wird in Abbildung 4.8 dargestellt. Durch die Kombination aus Pufferspeicher und Solaranlage kann der Einsatz des Gaskessels im Sommer nahezu vermieden werden. Die relativ kleine Solaranlage bewirkt noch keine Erhöhung der benötigten Speicherkapazität, wodurch die Kapitalkosten geringfügig erhöht werden. Es wird die Einsparung an Erdgas durch den Pufferspeicher in die Größe des Kollektorfeldes investiert. Die weiteren Ergebnisse werden in Tabelle 4.5 zusammengefasst. Besonders hervorzuheben ist der reduzierte Erdgasverbrauch auf weniger als die Hälfte des Ausgangsszenarios. Die spezifischen Wärmegestehungskosten liegen bei 83,32€/MWh<sub>th</sub>, rund 10 Cent unter dem Ausgangsszenario. Der Vorteil der solarthermischen Anlage ist die bessere Planbarkeit der zukünftigen Kosten. Eine eventuelle Preissteigerung, besonders von Erdgas, wird dadurch etwas abgeschwächt. Die

Grenze zur Wirtschaftlichkeit tritt aufgrund der niedrigen Brennstoffkosten bei dieser solaren Deckungsrate auf. Die Optimierung wurde ebenso bei normalen Haushaltspreisen für die Brennstoffe durchgeführt, hierbei wäre eine SD von über 12% noch wirtschaftlicher als das Ausgangsszenario. Ein weiterer Einflussparameter ist, aufgrund der Kostenfunktionen für Speicher und Kollektoren, die Wärmenachfrage. So können bei größeren Anlagen höhere solare Deckungsraten wirtschaftlich erreicht werden, wenn die spezifischen Kosten im Originalszenario als gleich angenommen werden.

Als Beispiel wird ein Szenario mit 20facher Nachfrage gewählt, die restlichen Kosten steigen linear mit der Nachfrage. Durch die Skaleneffekte der Kostenfunktionen von Speicher und Solaranlage steigen diese Kosten nicht mit der Nachfrage. War bei der Ausgangslage noch ein solarer Deckungsgrad von 5,3% die Grenze, so kann unter den oben genannten Voraussetzungen, zum Beispiel bei 20facher Nachfrage, ein solarer Deckungsgrad im Bereich von 15 bis 20% erreicht werden.

**Tabelle 4.5: Ergebnisse der Optimierung für einen solaren Deckungsgrad 5% über das Jahr**

Parameter	Wert	Einheit	Beschreibung
$A_{\text{Apertur}}$	322	m <sup>2</sup>	Aperturfläche des Kollektorfeldes
$Q_{\text{SOL}}$	190	MWh/a	Vom Kollektorfeld gelieferte Wärmemenge
$Q_{\text{Speicher,MAX}}$	534	kWh	Installierte Speicherkapazität
$V_{\text{Speicher}}$	10,2	m <sup>3</sup>	Installiertes Speichervolumen
$n_{\text{Zykl}}$	256	1	Ladezyklen des Speichers
$W_{\text{Ges}}$	3450	MWh/a	Wärmenachfrage
$Q_{\text{Verluste, Netz}}$	328,5	MWh/a	Netzverluste
$V_{\text{Netz}}$	9,52	%	Relative Netzverluste
$Q_{\text{Verluste, SP}}$	4	MWh/a	Speicherverluste
$Q_{\text{Verluste, Lad}}$	16,1	MWh/a	Lade/ Entlade Verluste
$Q_{\text{Ges}}$	348,6	MWh/a	Gesamtverluste
$V_{\text{Ges}}$	10,1	%	Relative Gesamtverluste (Speicher+Netz)
$V_{\text{HHS}}$	3559,8	m <sup>3</sup> /a	Holz hackschnitzelverbrauch
$E_{\text{HHS}}$	2776,6	MWh/a	Holz hackschnitzelverbrauch
$E_{\text{Gas}}$	487,7	MWh/a	Erdgasverbrauch
$C_{\text{Brenn}}$	139060	€/a	Brennstoffkosten
$C_{\text{Kap}}$	90290	€/a	Jährliche Kapitalkosten
$C_{\text{komb}}$	57714	€/a	Zusätzliche Kosten (Betrieb, Wartung, Personal, usw.)
$C_{\text{Ges}}$	287064	€/a	Jährliche Gesamtkosten
$C_{\text{spez.}}$	83,21	€/MWh	Spezifische Wärmegestehungskosten

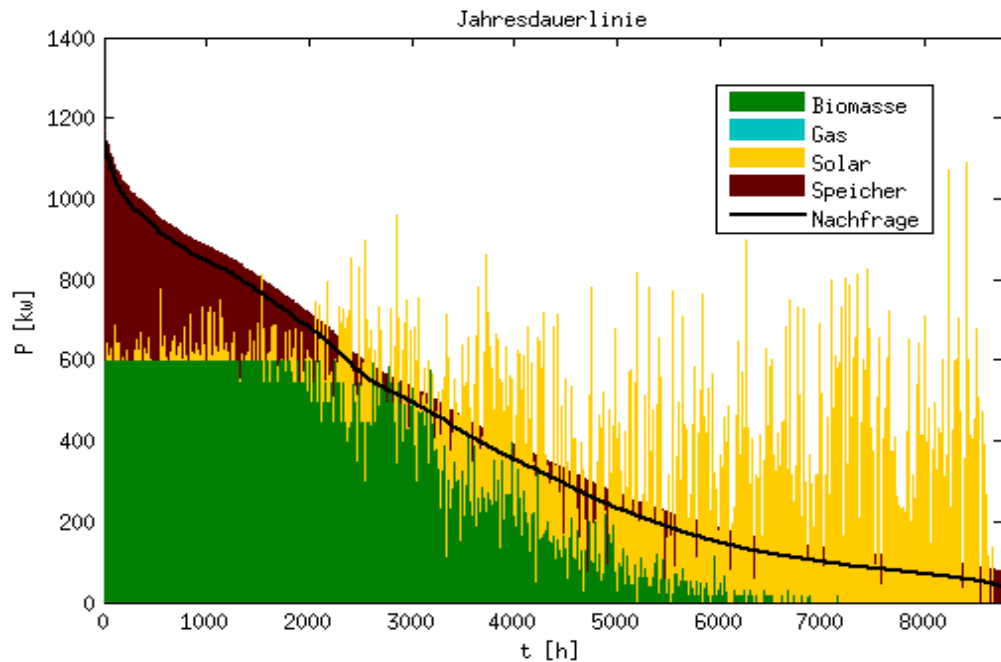
#### 4.2.4 Grüne Variante – ohne Erdgas

In diesem Abschnitt wird die Möglichkeit einer Variante, ohne die Verwendung von Erdgas, als grüne Alternative, nur durch erneuerbare Energieerzeugung, bearbeitet. Es soll überprüft werden, ob und unter welchen Voraussetzungen der Gaskessel durch erneuerbare Energieträger ersetzt werden kann. Im Idealfall wird für diesen Fall ein kleiner Hackschnitzelkessel verwendet. Er dient zur Deckung der geringen Sommerlast und als Spitzenlastkessel im Winter. Diese Möglichkeit wird jedoch hier nicht in Betracht gezogen.

In den ersten Optimierungen wurde Gas als Erzeugungstechnologie ausgeschlossen. Als kostengünstigste Möglichkeit wird ein saisonaler Speicher ohne Solarthermieanlage über den Sommer mittels Wärme aus dem Biomassekessel geladen. Aufgrund der im Vergleich immer noch billigen Hackschnitzel werden hohe Verluste über das Jahr in Kauf genommen. Die dadurch entstehenden, spezifischen Kosten sind jedoch kaum geringer, als die einer Kombination mit 50% solarer Deckung. Diese Möglichkeit sei, aufgrund der schlechten Brennstoffausnutzung, zwar erwähnt, wird aber in der Praxis nicht so gebaut werden.

Um trotzdem einen Vergleich für eine „grüne Alternative“ zu haben, wird eine Anlagekombination mit 50% SD ohne Gas als Erzeugungstechnologie optimiert.

Das Ergebnis wird in Abbildung 4.9, in Form der geordneten Jahresdauerlinie, dargestellt. Man erkennt deutlich, dass der Speicher nun die Funktion des Spitzenlastkessels übernimmt. Im Sommer und teilweise in der Übergangszeit wird der Wärmeverbrauch fast ausschließlich durch die Solaranlage gedeckt. Damit der Spitzenlastverbrauch im Winter durch den Speicher gedeckt werden kann, wird ein Saisonspeicher mit entsprechender Kapazität benötigt, um die Energie aus dem Sommer zu speichern.



**Abbildung 4.9: Geordnete Jahresdauerlinie 50% SD – ohne Gas**

Die Ergebnisse der Optimierung werden in Tabelle 4.6 zusammengefasst. Die Verluste sind aufgrund des großen Speichers deutlich angestiegen und betragen nun schon über ein Viertel der Nachfrage. Durch die zusätzlichen Investitionen sinken die Brennstoff- und steigen die Kapitalkosten. Die Brennstoffkosten betragen rund ein Fünftel der jährlichen Gesamtkosten. Die spezifischen Wärmegestehungskosten des Heizwerks, inklusive der Solaranlage und dem saisonalen Speicher, betragen  $123,5\text{€/MWh}_{\text{th}}$ . Diese Kombination ist bei heutigen Preisen eindeutig nicht konkurrenzfähig. Sie ist jedoch von der Entwicklung des Gaspreises unabhängig.

Im Anhang, in Abbildung 7.6, wird der Speicherverlauf sowie die Wärmelieferung durch den Biomassekessel und die Solaranlage dargestellt. Daraus wird der Dauerbetrieb des Hackschnitzelkessels über den ganzen Winter deutlich. In der Übergangszeit ist der BM-Kessel bei geringer Globalstrahlung im Einsatz. Die Wärmenachfrage wird den gesamten Sommer durch die Solaranlage gedeckt. Über den Sommer wird zudem genug Wärme in den Speicher geladen, um die Funktion des Spitzenlastkessels im Winter zu übernehmen. Die Kapazität des Speichers wird durch die Optimierung so gewählt, dass der Speicher kurz vor Ende der Heizperiode, wenn kein Spitzenlastkessel notwendig ist, zur Gänze entleert ist.

**Tabelle 4.6: Ergebnisse der Optimierung für ein Heizwerk ohne Gas mit 50% SD**

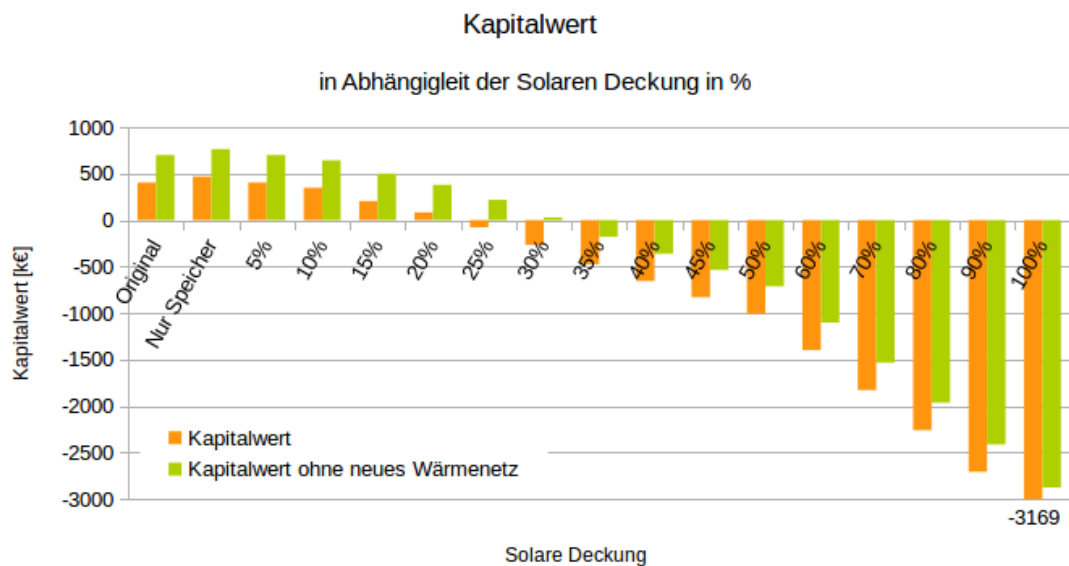
Parameter	Wert	Einheit	Beschreibung
$A_{\text{Apertur}}$	3795	m <sup>2</sup>	Aperturfläche des Kollektorfeldes
$Q_{\text{SOL}}$	2236	MWh/a	Vom Kollektorfeld gelieferte Wärmemenge
$Q_{\text{Speicher,MAX}}$	681925	kWh	Installierte Speicherkapazität
$V_{\text{Speicher}}$	13030	m <sup>3</sup>	Installiertes Speichervolumen
$n_{\text{Zykl}}$	2,68	1	Ladezyklen des Speichers
$W_{\text{Ges}}$	3450	MWh/a	Wärmenachfrage
$Q_{\text{Verluste, Netz}}$	328,5	MWh/a	Netzverluste
$V_{\text{Netz}}$	9,52	%	Relative Netzverluste
$Q_{\text{Verluste, SP}}$	490,7	MWh/a	Speicherverluste
$Q_{\text{Verluste, Lad}}$	123	MWh/a	Lade/ Entlade Verluste
$Q_{\text{Ges}}$	942	MWh/a	Gesamtverluste
$V_{\text{Ges}}$	27,3	%	Relative Gesamtverluste (Speicher+Netz)
$V_{\text{HHS}}$	3312,5	m <sup>3</sup> /a	Holzhackschnitzelverbrauch
$E_{\text{HHS}}$	2584	MWh/a	Holzhackschnitzelverbrauch
$E_{\text{Gas}}$	0	MWh/a	Erdgasverbrauch
$C_{\text{Brenn}}$	77513	€/a	Brennstoffkosten
$C_{\text{Kap}}$	258774	€/a	Jährliche Kapitalkosten
$C_{\text{komb}}$	89922	€/a	Zusätzliche Kosten (Betrieb, Wartung, Personal, usw.)
$C_{\text{Ges}}$	426209	€/a	Jährliche Gesamtkosten
$C_{\text{spez.}}$	123,54	€/MWh	Spezifische Wärmegestehungskosten



#### 4.2.5 Vergleich der unterschiedlichen solaren Deckungsgrade

##### 4.2.5.1 Kapitalwert

In diesem Kapitel werden mehrere Optimierungsergebnisse zusammengefasst und in Abhängigkeit des solaren Deckungsgrades dargestellt. Dabei gilt, wie im Grundszenario festgelegt, eine Förderung von 40%.



**Abbildung 4.10: Vergleich der solaren Deckungsraten mittels Kapitalwertmethode**

Um die Investitionen miteinander zu vergleichen, werden die gesamten Ausgaben und Einnahmen mit der Kapitalwertmethode<sup>43</sup> (Barwertmethode) auf das Jahr der Investition zurückgerechnet. Dabei werden die Brennstoffpreise sowie die Einnahmen über die nächsten 20 Jahre als konstant angenommen. Die Einnahmen werden direkt, ohne Unterteilung in Arbeits- und Leistungspreis, anhand der jährlich verkauften Wärmemenge, über den aktuellen durchschnittlichen Fernwärmepreis, berechnet. In Abbildung 4.10 wird der Kapitalwert in Abhängigkeit der solaren Deckung dargestellt. Dabei wird das gesamte Heizwerk inkl. Netz, als Neuinvestition berechnet. Als Zusatz wird in grüner Farbe die Installation eines Heizwerks bei bestehendem Wärmenetz betrachtet. Das bedeutet, die Investitionskosten in das Wärmenetz entfallen im zweiten Punkt, lediglich die Betriebs- und Wartungskosten werden berücksichtigt. Das Wärmenetz kann als abbezahlt betrachtet werden. Es zeigt sich, wie in den ersten Kapiteln diskutiert, die alleinige Installation eines Pufferspeichers als jene Investition mit dem höchsten Kapi-

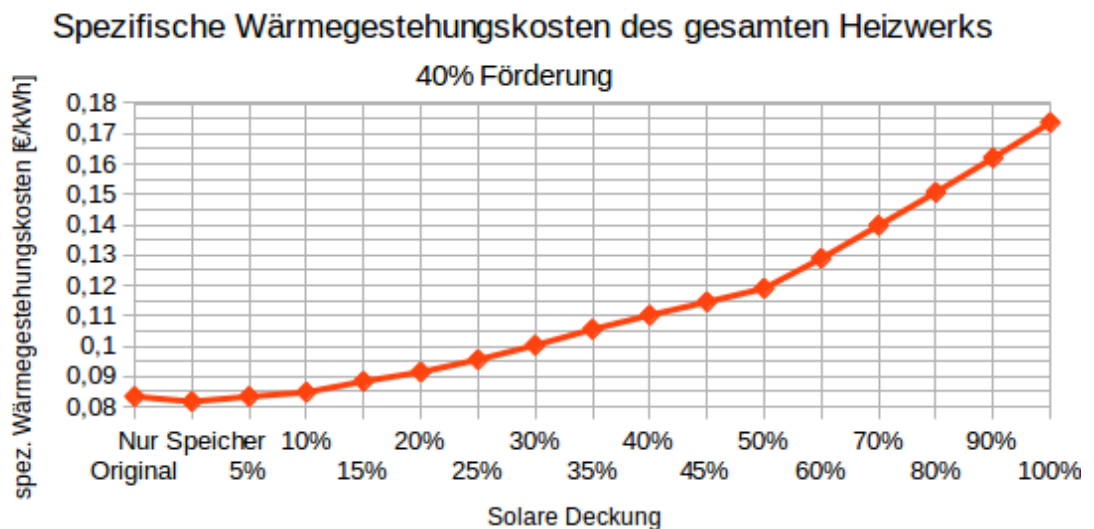
<sup>43</sup> Vgl.: Nakicenovic, Haas (2011)

talwert. Jede weitere solare Deckungsrate mit positivem Kapitalwert könnte ebenso als wirtschaftliche Investition in Erwägung gezogen werden. Aus Abbildung 4.10 ist erkennbar, dass bei der Installation in ein bestehendes, bereits abbezahltes Wärmenetz, ein solarer Deckungsgrad von rund 30% noch einen positiven Barwert erzielt.

Die berechneten Werte gelten bei dem festgelegten Wärmepreis, dem aktuellen Fernwärmepreis. Wenn der Betreiber des Heizwerks die Wärme zu einem höheren Preis verkaufen kann, können höhere solare Deckungsgrade einen positiven Kapitalwert erwirtschaften.

#### 4.2.5.2 Spezifische Wärmegestehungskosten

In Abbildung 4.11 werden die spezifischen Kosten, als Vergleich zur Berechnung mittels Barwertmethode aus Kapitel 4.2.5.1, dargestellt. Dabei erkennt man, wie durch die Kapitalwertmethode, dass die Investition in einen Pufferspeicher die geringsten spezifischen Gesamtkosten verursacht. Für einen solaren Deckungsgrad von 15% bleiben die Kosten noch knapp unter  $90\text{€}/\text{MWh}_{\text{th}}$ , für 40% steigen sie auf rund  $110\text{€}/\text{MWh}_{\text{th}}$ .

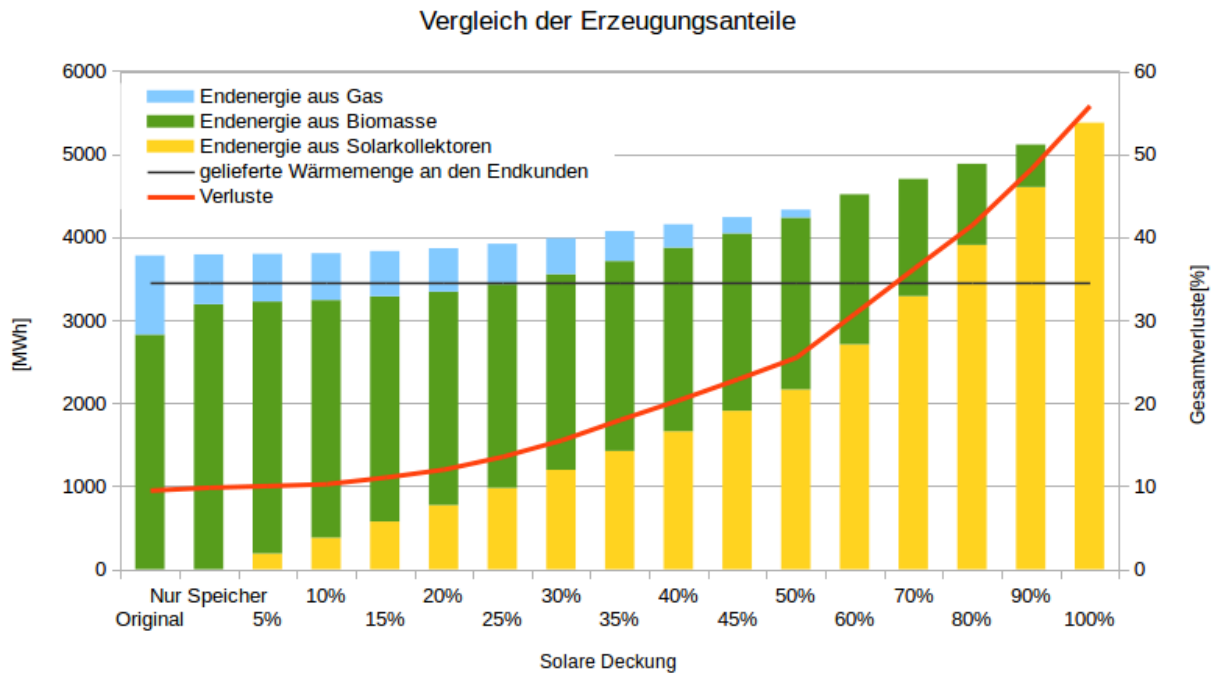


**Abbildung 4.11: Spezifische Wärmegestehungskosten des Heizwerks in Abhängigkeit des solaren Deckungsgrades**

Für eine 100% solare Abdeckung ergeben sich spezifische Wärmegestehungskosten von  $174\text{€}/\text{MWh}_{\text{th}}$ . Allerdings werden hier die Investitionskosten in das BM-Heizwerk inkl. Gaskessel, sozusagen als Backupversorgung, berücksichtigt.

4.2.5.3 Verteilung auf die Erzeugungstechnologien und Verluste

In diesem Kapitel werden die einzelnen solaren Deckungsgrade, in Bezug auf die Wärmequellen sowie auf die Verluste, verglichen. In Abbildung 4.12 werden die benötigten Wärmemengen zur Deckung der Nachfrage, in Abhängigkeit der solaren Deckung, dargestellt.

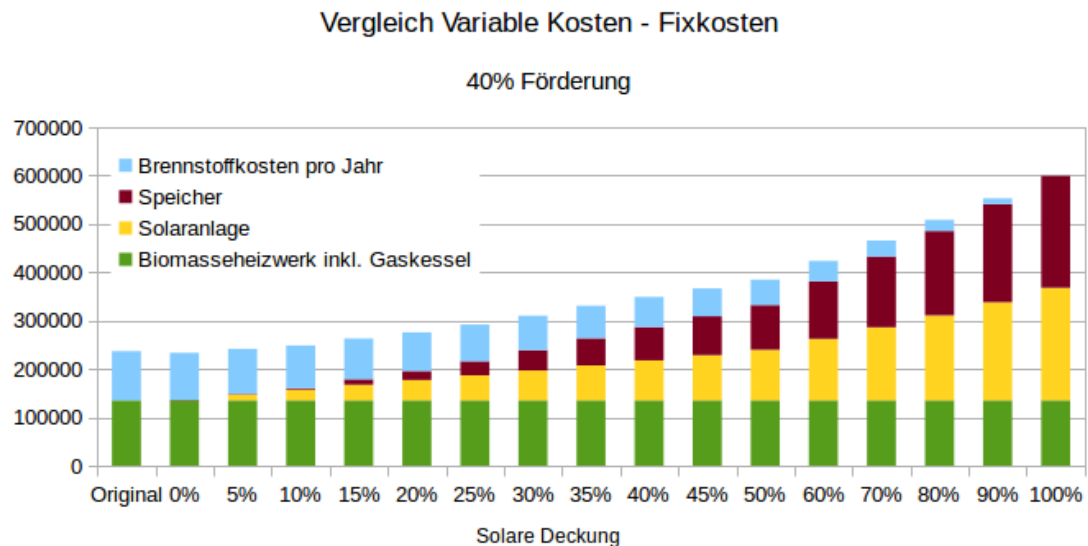


**Abbildung 4.12: Vergleich der Erzeugungsanteile der unterschiedlichen solaren Deckungsgrade**

Dabei werden besonders die hohen Verluste bei steigender solarer Deckung deutlich. Werden bei der Installation des Pufferspeichers noch knapp unter 4 GWh Wärme produziert, so müssen bei 100% solarer Deckung bereits mehr als 5 GWh solarthermisch erzeugt werden. Über 50% der Nachfrage gehen über das Netz und vor allem über den Speicher verloren. Die orange Linie beschreibt die Entwicklung der Gesamtverluste als Prozentwert der Nachfrage mit steigendem solarem Deckungsgrad.

## 4.2.5.4 Verteilung der Kosten

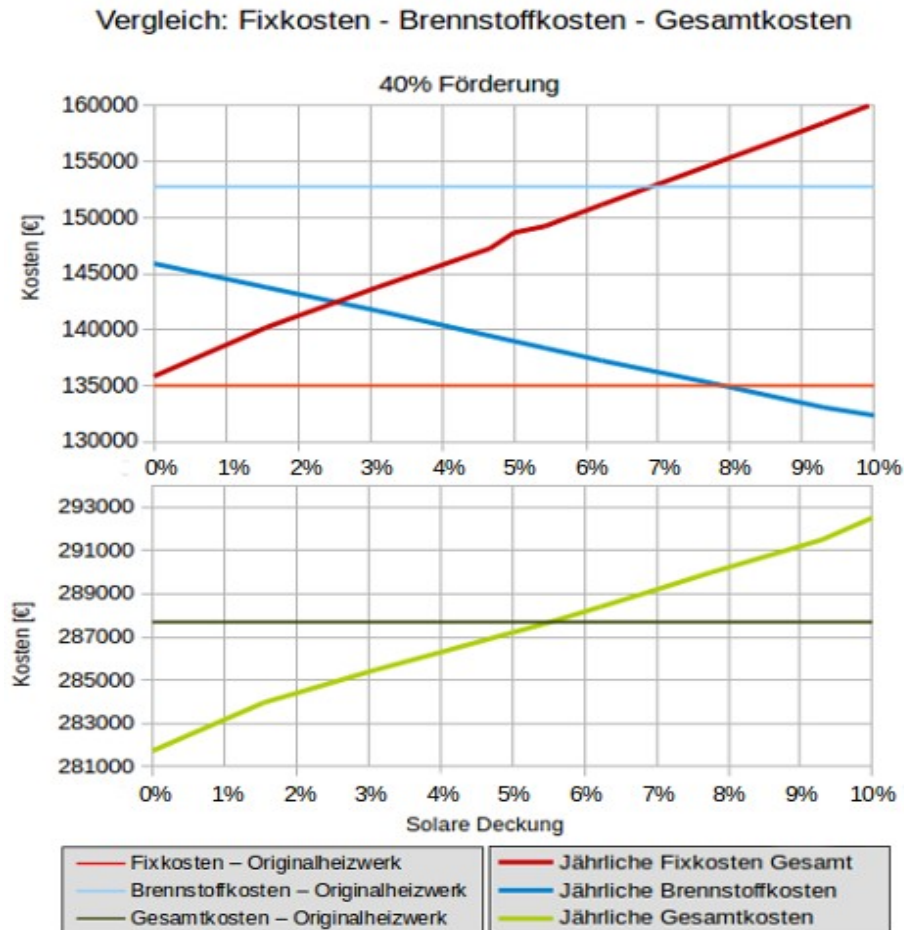
In diesem Kapitel werden die variablen Kosten den jährlichen Fixkosten gegenübergestellt. In Abbildung 4.13 werden die Brennstoffkosten hellblau dargestellt. Die weiteren drei Farben stellen die jährlichen Kosten des Speichers (rotbraun), des Kollektorfeldes (gelb) und des Heizwerks (grün) dar. Im Originalszenario betragen die Brennstoffkosten rund 45% der jährlichen Gesamtkosten. Die Brennstoffkosten sinken mit steigender solarer Deckung, auf Lasten der Kapitalkosten für die Kollektoren und den Speicher. Dadurch ergeben sich für eine solare Deckung von 100% nahezu die 2,5fachen jährlichen Kosten. Die jährlichen Kosten des Heizwerks bleiben über die unterschiedlichen solaren Deckungsgrade konstant.



**Abbildung 4.13: Vergleich der Fixkosten mit den variablen Kosten**

In Abbildung 4.14 wird der Bereich von 0 – 10% solarer Deckung dargestellt. Dabei werden die Brennstoffkosten den jährlichen Fixkosten gegenübergestellt. Des Weiteren werden die jährlichen Gesamtkosten dargestellt. Anhand der Abbildung ist eine Reduktion der Brennstoffkosten, bei Erhöhung der solaren Deckung, erkennbar. Die waagrechten Linien stellen die Kosten des Originalheizwerks dar. Der Schnittpunkt der jährlichen Gesamtkosten mit dem Originalheizwerk, markiert jenen Bereich (0-5,3% SD), der wirtschaftlicher als das Originalheizwerk betrieben werden kann. Die

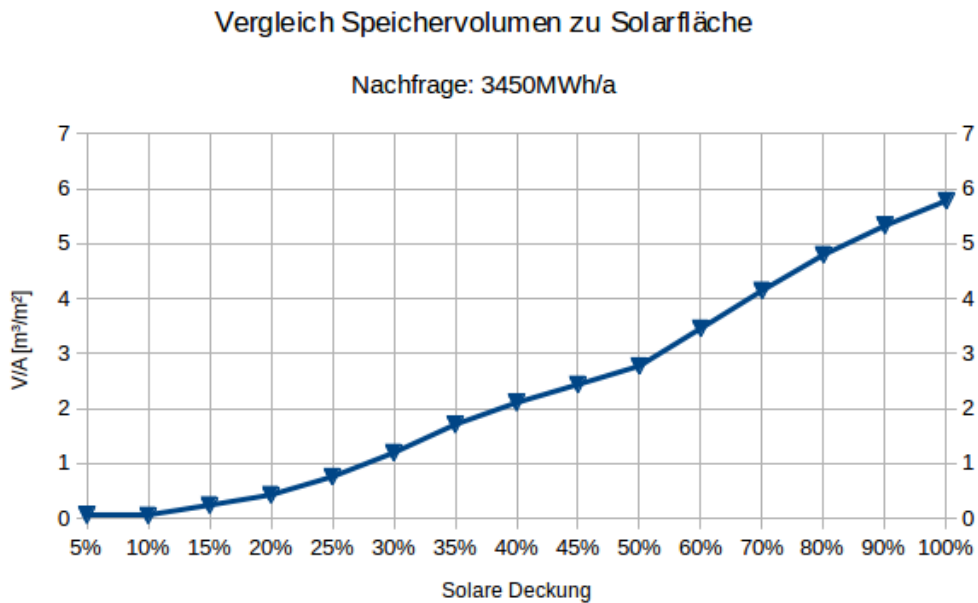
geringsten Kosten werden bei der Installation eines Pufferspeichers ohne Solarthermieanlage erzielt.



**Abbildung 4.14: Vergleich der jährlichen Fix-, Brennstoff- und Gesamtkosten in Abhängigkeit der solaren Deckung mit den Kosten des Originalheizwerks**

#### 4.2.5.5 Spezifische solarthermische Wärmegestehungskosten

In diesem Kapitel wird die Frage nach den wirtschaftlichsten kombinierten solaren Wärmegestehungskosten, bei gegebener Wärmenachfrage, beantwortet. Dazu werden die drei Methoden zur Berechnung der spezifischen solaren Wärmegestehungskosten aus Kapitel 3.8.2.2 verwendet. Für die Berechnung wird der Zusammenhang zwischen Speichervolumen und Solarfläche benötigt. In Abbildung 4.15 wird das Verhältnis des Speichervolumens zur Solarfläche über die unterschiedlichen solaren Deckungsgrade dargestellt.



**Abbildung 4.15: Verhältnis von Speichervolumen zur Aperturfläche des Kollektors**

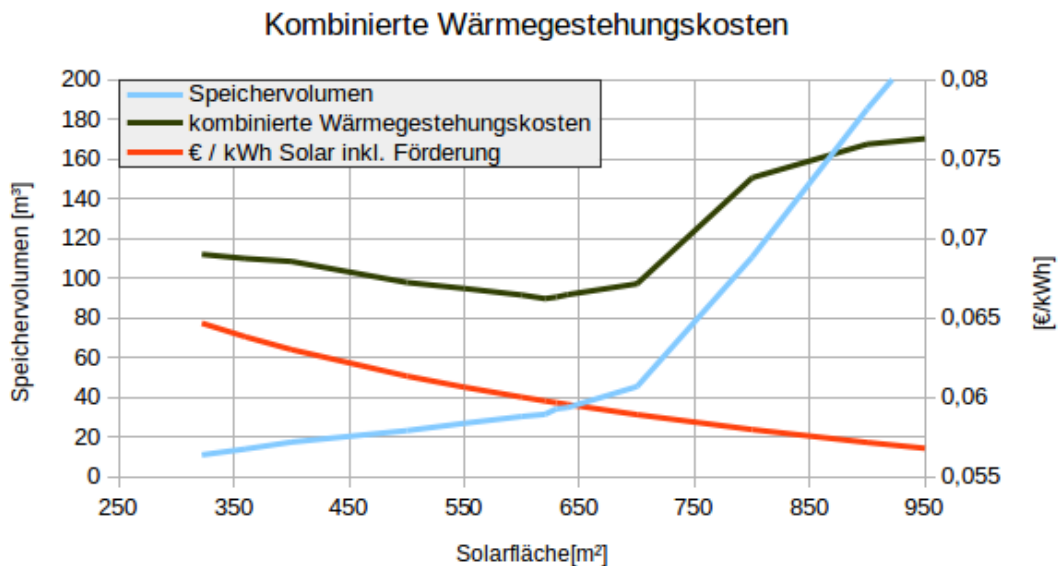
Für das Heizwerk und die unterschiedlichen SD werden die drei Methoden, der Berechnung der solaren Wärmegestehungskosten, im Anhang in Abbildung 7.10, jeweils mit 40% Förderung, dargestellt.

Als Beispiel, die spezifischen Wärmegestehungskosten, berechnet mit Methode 1, eines Kollektorfeldes mit 4000m<sup>2</sup> Aperturfläche, liegen bei 47,8€/MWh, bei einer Förderung von 40%. Ohne Förderung bei 74,5€/MWh. Durch den Speicher steigen die kombinierten Kosten (Methode 2) auf rund 90€/MWh mit Förderung, ohne auf 138,8€/MWh. Die berechneten Werte gelten bei dieser Nachfrage, da damit das Verhältnis von Speichervolumen zu Solarfläche zusammenhängt. Bei höherer Nachfrage und gleichem solaren Deckungsgrad, sinken die Kosten aufgrund der Skaleneffekte der Kostenfunktionen von Speicher und Kollektoren.

Anhand der drei Methoden soll ein Minimum der spezifischen Kosten für die gewählte Nachfrage gefunden werden. Aus Abbildung 4.15 können die Speicherkosten in Abhängigkeit der installierten Fläche dargestellt werden. Der spez. Kostenanteil des Speichers steigt mit zunehmender Kollektorfläche, denn die Kostendegression ist kleiner als die Vergrößerung des Speichervolumens. Der Knick bei 10% SD und der starke Anstieg danach, legen ein Minimum der kombinierten Kosten in diesem Bereich nahe.

Da sowohl die Kostenfunktion des Speichers als auch des Kollektorfeldes eine Abhängigkeit von der jeweilig installierten Größe besitzt, stimmen die folgenden Berechnungen und Annahmen nur bei der gleichen Wärmenachfrage. Bei höheren Nachfragen verschiebt sich das Optimum in Richtung größerer solarer Deckungsgrade.

Zur Überprüfung werden die spezifischen Kosten sowie das Speichervolumen in Abhängigkeit der Kollektorfläche aus den bisherigen Berechnungen in Abbildung 4.16 dargestellt. Die orange Linie stellt die spezifischen solaren Wärmegegestehungskosten, berechnet mit Methode 1, dar. Die hellblaue Linie stellt das benötigte Speichervolumen, in Abhängigkeit der Solarfläche, auf der zweiten Y-Achse dar. Die grüne Linie stellt die Kosten, berechnet durch die zweite Methode, dar.



**Abbildung 4.16: Bestes Kosten/Nutzen Verhältnis der Kombination Speicher und Solaranlage**

Das Minimum ergibt sich bei rund 620m<sup>2</sup> Kollektorfläche und einer installierten Speichergröße von rund 34,5m<sup>3</sup>. Dies entspricht einer solaren Deckungsrate von rund 10%. Für die Berechnung wird eine Förderung von 40% angenommen. Es werden Kosten von 66,3€/MWh<sub>th</sub> als Minimum erreicht. Die Optimierung liefert diese Kombination jedoch nicht selbstständig als beste Lösung, da nach den gesamten Heizwerkskosten und nicht nach den Kosten der Solarthermie optimiert wird. Des Weiteren wird, bei dieser Berechnung, nicht der positive Effekt eines großen Speichers zur Spitzenlastabdeckung, also zur Reduktion von Erdgas, berücksichtigt.

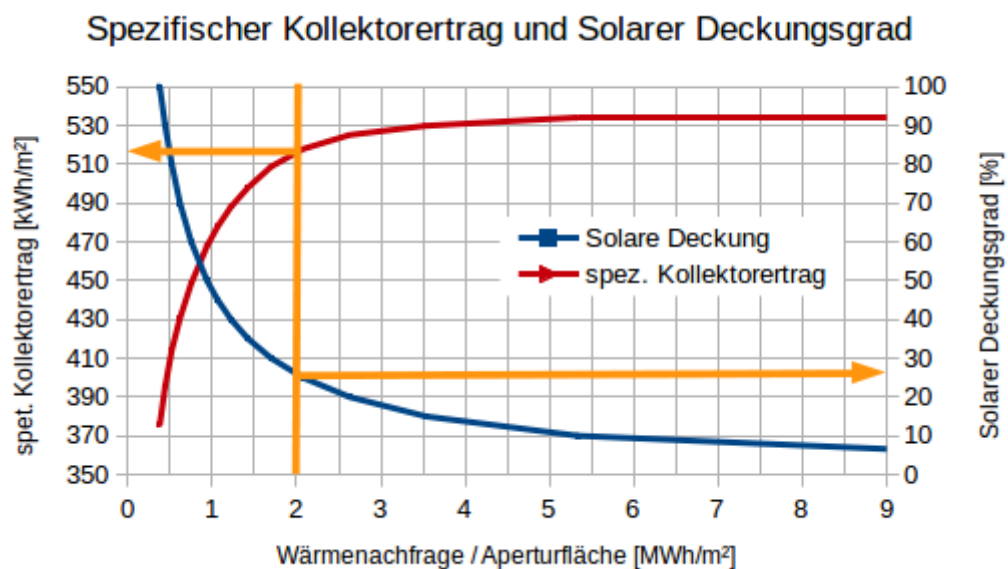
## 4.2.5.6 Spezifischer Kollektorertrag

Der spezifische Kollektorertrag  $SE$  kann über die ins Netz gespeiste, solare Nutzwärme (verwendet in Methode 3 der Berechnung der spezifischen Kosten) und die Aperturfläche mit

$$SE = \frac{\sum_{t=1}^{8760} Q_{Solar, Nutz}(t)}{A_{Solar}} \quad (4.1)$$

berechnet werden.

Eine Darstellung, welche in vielen Berichten über solarthermische Anlagen genutzt wird, wird in Abbildung 4.17 dargestellt. Dabei wird der solare Deckungsgrad auf ei-



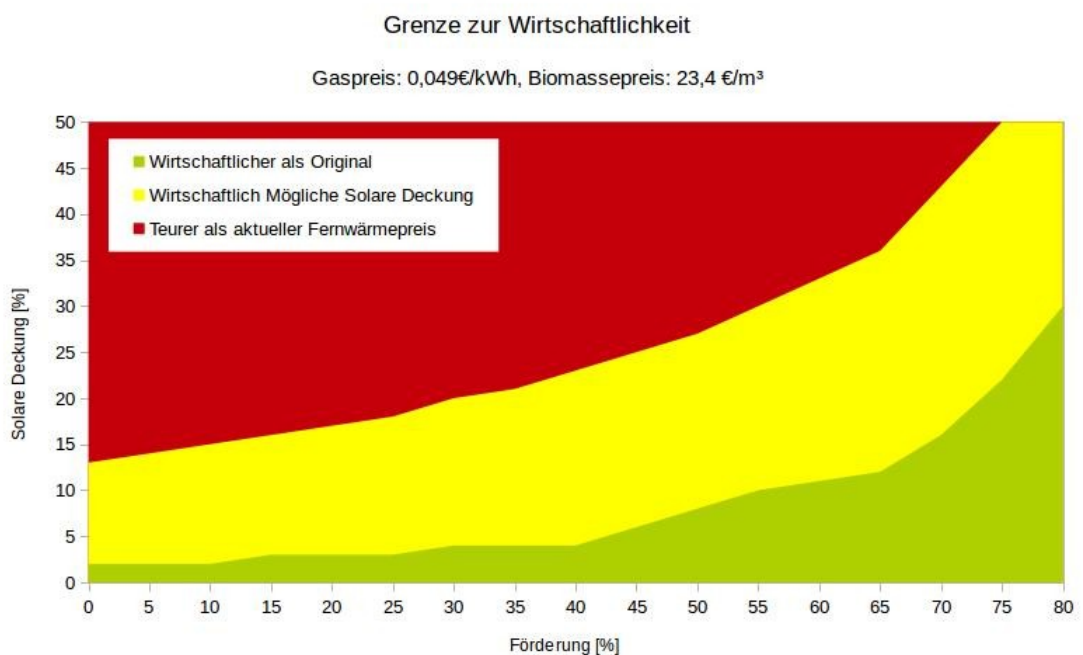
**Abbildung 4.17: spezifischer Kollektorertrag und solarer Deckungsgrad für das modellierte Heizwerk**

ner Y-Achse und der spezifische Kollektorertrag auf der sekundären Y-Achse aufgetragen. Die X-Achse bildet das Verhältnis von Wärmenachfrage zu Kollektorfläche (Aperturfläche). Es wird, ausgehend von der thermischen Nachfrage und der Kollektorfeldgröße, auf den solaren Deckungsgrad und auf den spezifischen Ertrag geschlossen. Die orangen Linien deuten die Vorgehensweise, bei einer Nachfrage von 3450MWh/a und einer Fläche von 1725m<sup>2</sup>, zum Auslesen der Daten an.



### 4.3 Einfluss von Förderungen auf die Wirtschaftlichkeit der unterschiedlichen solaren Deckungsgrade

In diesem Kapitel soll der Einfluss der Investitionsförderung diskutiert werden. Dabei werden die spezifischen Wärmegestehungskosten von unterschiedlichen solaren Deckungsgraden in Abhängigkeit der Förderung berechnet. Dabei werden die Vergleichswerte von Kapitel 4.1.1, die durchschnittlichen Fernwärmekosten sowie die Kosten des Ausgangsheizwerks, als Grenzwerte verwendet.



**Abbildung 4.18: Grenze zur Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit der Förderung anhand der spezifischen Wärmegestehungskosten**

In Abbildung 4.18 werden mittels Näherungsfunktion die Auswirkungen der Änderung der Förderung auf die unterschiedlichen solaren Deckungsgrade überprüft. Dabei wird mit den unterschiedlichen Farben die Grenze zur Rentabilität angedeutet. Die grüne Fläche stellt den erreichbaren solaren Deckungsgrad bei der jeweiligen Förderung dar, der zu spezifischen Kosten führt, die geringer sind als die des Ausgangsszenarios. Bei Erhalt der jeweiligen Förderung ließen sich sogar Kosten einsparen. Der gelbe Bereich bedeutet zwar eine Teuerung im Gegensatz zum Original, aber immer noch geringere spezifische Gesamtkosten als der Vergleichswert, der durchschnittliche Fernwärmepreis. Bei einem Wärmeverkaufspreis auf Höhe des Fernwärmepreises könnten mit

den Anlagengrößen aus dem gelben Bereich noch Gewinne erwirtschaftet werden. Der rote Bereich bedeutet, die Kosten sind höher als der Vergleichswert der Fernwärme. Dieser Bereich wird als nicht konkurrenzfähig erachtet. Für einen solaren Deckungsgrad von 25% müsste die Förderung leicht auf rund 45% erhöht werden, um die Anlage noch konkurrenzfähig betreiben zu können. Um höhere solare Deckungsgrade im Bereich von 50%, mit den getroffenen Annahmen, in Österreich konkurrenzfähig zu machen, bedarf es einer Förderung von mindestens 75% der gesamten Investitionskosten. Interessant ist, dass eine Investition in einen solaren Deckungsgrad von 2 bis 3% ohne Förderung möglich ist. Dies ist vor allem aufgrund des Pufferspeichers und den daraus resultierenden Einsparungen möglich.

## 5 Sensitivitäten und Szenarien

In diesem Abschnitt werden, die in Kapitel 4 behandelten Kombinationen von Heizwerk und Solaranlage, Sensitivitätsanalysen unterzogen. Des Weiteren werden Szenarien mit Preissteigerungen ausgewählt, um die Auswirkungen auf die unterschiedlichen Anlagengrößen zu überprüfen.

### 5.1 Sensitivitätsanalysen

Grundsätzlich wird bei den Sensitivitätsanalysen immer ein Parameter, prozentual vom Ausgangswert, verändert und die restlichen Daten werden konstant gehalten. Als veränderliche Parameter werden die Brennstoffpreise, der Zinssatz, die Förderung sowie der solare Deckungsgrad betrachtet. Dabei werden die Ergebnisse der Optimierung, die Brennstoffmenge und die installierten Größen von Speicher und Kollektorfeld betreffend (Speichervolumen und Kollektorfläche), als konstant im jeweiligen Szenario angenommen. Würden die veränderten Parameter nochmals optimiert werden, würde sich eine andere Kombination als ideal ergeben und dadurch wären die einzelnen Parameteränderungen nicht vergleichbar. Es würden völlig neue Szenarien durch mehrstufige Optimierung entstehen. Beim solaren Deckungsgrad wird jedoch eine Ausnahme bei der Änderung der Parameter gemacht. Hierbei wird für die jeweilige Änderung das Ergebnis der Optimierung herangezogen, das bedeutet es verändert sich sowohl der Brennstoffverbrauch, als auch die Größe des Speichers sowie der Solaranlage.

Zusätzlich wird im Anschluss die Nachfrage, als Parameter der Sensitivitätsanalyse, verändert. Hierbei wird die Optimierung mit den neuen Parametern erneut vorgenommen. Einer der Parameter ist die Speichergröße, denn sie wird bei einem Sinken der Nachfrage und konstanter Kollektorfeldfläche zu klein. Dadurch würde die Solaranlage Überschuss erzeugen, was jedoch im Widerspruch zu den Randbedingungen steht.

#### 5.1.1 Ausgangsszenario

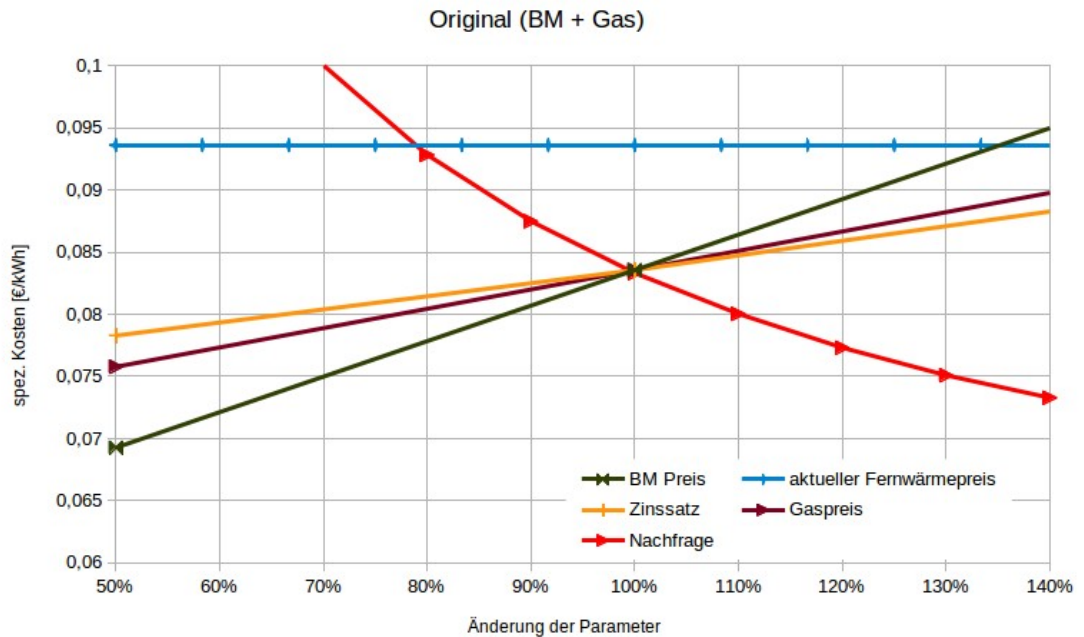
In diesem Abschnitt wird das anfangs modellierte Heizwerk, bestehend aus Biomasse- und Gaskessel, einer Sensitivitätsanalyse unterzogen. Es werden, wie oben beschrieben, die Brennstoffpreise und der Zinssatz variiert. Dabei werden alle restlichen Parameter als konstant angenommen. Des Weiteren wird eine Variation der Nachfrage durchgeführt. Hierbei wird die Berechnung für jede Änderung der Nachfrage erneut

optimiert, da sich mit der Nachfrage die Brennstoffmenge nicht linear verändert. Dabei gelten folgende Werte der Parameter als Startwerte der Sensitivitäten:

- Hackschnitzelpreis: 23,4€/m<sup>3</sup>
- Gaspreis: 0,049€/kWh
- Zinssatz: 6%
- Wärmenachfrage: 3450 MWh<sub>th</sub>

In Abbildung 5.1 wird die Sensitivitätsanalyse dargestellt. Die blaue Linie beschreibt den durchschnittlichen Fernwärmepreis als Vergleichswert. Bei der Variation des Zinssatzes (orange) zeigt das Heizwerk die geringste Änderung der spez. Kosten. Dadurch, dass die variablen Kosten in der Ausgangssituation, rund 50% der Kosten darstellen, kommt es zu einer geringen Steigung der Kurve. Deutlich sensitiver zeigt sich das Heizwerk bei Änderungen der Brennstoffpreise. Aufgrund der niedrigeren Gasmenge, im Vergleich zum Hackschnitzelverbrauch, ist die Steigung geringer als bei der Biomassesensitivität. Hierzu ist jedoch anzumerken, dass es sich hierbei um eine reine Parametervariation des jeweiligen Preises handelt. Würde die Optimierung mit den neuen Werten durchgeführt werden, würden sich die eingesetzten Brennstoffmengen deutlich, bis an die Grenzen des jeweiligen Kessels, verändern. Bei Reduktion des Gaspreises auf die Hälfte, würde Erdgas die Rolle des primären Energieträgers übernehmen und Biomasse in Spitzenlastzeiten zusätzlich verheizt werden.

Eine deutliche Änderung der spez. Kosten tritt bei der Variation der Nachfrage (rot) ein. Bei der Erhöhung der Wärmenachfrage, zum Beispiel durch den Anschluss von neuen Wärmekunden um 20%, reduzieren sich die spezifischen Kosten des Heizwerks, trotz der steigenden Brennstoffmenge, um fast 8%. Durch eine Erhöhung der Nachfrage, lassen sich bei gleichem Wärmeverkaufspreis, höhere Gewinne pro verkaufter kWh erzielen. Eine Änderung der Nachfrage, in die andere Richtung, bedeutet einen eventuellen Verlust von Wärmekunden oder eine Reduktion der Nachfrage durch verbesserte Dämmstandards. Hierbei wird besonders deutlich, wie sehr ein Heizwerkbetreiber von der Nachfrage abhängig ist. Eine Reduktion um 20% bringt die Kosten in den kritischen Bereich, nahe den durchschnittlichen Fernwärmekosten (blau).



**Abbildung 5.1: Sensitivitätsanalyse des Ausgangsszenario (BM- inkl. Gaskessel)**

### 5.1.2 Heizwerk inklusive Pufferspeicher

In diesem Kapitel wird die Sensitivität des Heizwerks, inklusive Pufferspeicher, analysiert.

Der Verlauf der Sensitivitäten ist nahezu identisch mit dem Ausgangsszenario, lediglich zwei Änderungen treten bei der Installation des Pufferspeichers auf. Durch den Pufferspeicher wird der Gasverbrauch reduziert und der Bedarf an Hackschnitzel steigt. Dadurch sinkt die Steigung der Sensitivität des Gaspreises und die des Hackschnitzelpreises steigt. Die Steigung, bei Variation des Zinssatzes, verändert sich minimal wegen der zusätzlichen Kapitalkosten infolge des Pufferspeichers.

### 5.1.3 10% Solare Abdeckung

In diesem Abschnitt wird die Sensitivität der wirtschaftlichsten solarthermischen Kombination, in Bezug auf die spez. Solargestehungskosten, betrachtet. Hier gelten die gleichen Annahmen wie aus Kapitel 4. Zusätzlich dazu wird der solare Deckungsgrad und die Nachfrage mit anschließender Optimierung variiert. Es gelten folgende Parameter als Ausgangswert der Sensitivitätsanalyse:

- Hackschnitzelpreis: 23,4€/m<sup>3</sup>
- Gaspreis: 0,049€/kWh
- Zinssatz: 6%
- Wärmenachfrage: 3450 MWh<sub>th</sub>
- Förderung von Speicher und Kollektorfeld: 40%
- Solarer Deckungsgrad: 10%
- Aperturfläche: 646m<sup>2</sup>

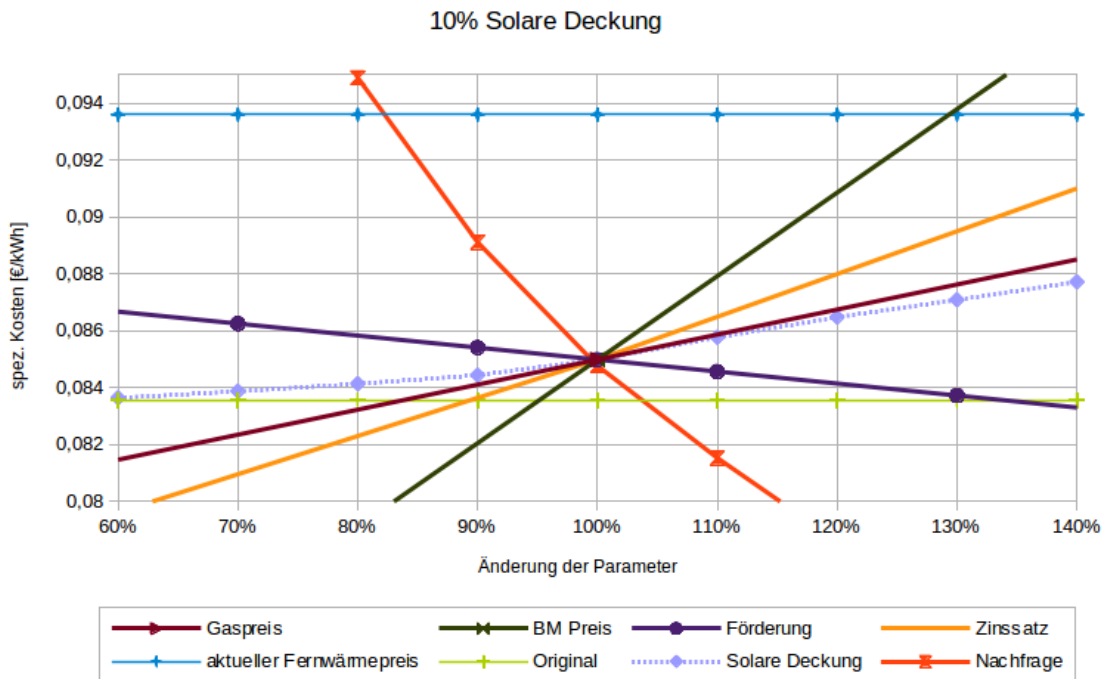


Abbildung 5.2: Sensitivitätsanalyse bei 10% solarer Deckung

In Abbildung 5.3 wird die Sensitivitätsanalyse dargestellt. Zusätzlich zu den Parametervariationen wird der durchschnittliche Fernwärmepreis (hellblau) sowie die spezifischen Kosten des Ausgangsszenarios (hellgrün), allerdings ohne Variationen, dargestellt.

Wie im Ausgangsszenario ist die Steigung bei der Variation der Nachfrage am stärksten. Bei einer Reduktion um 20% liegen die Kosten über den, als Grenze festgelegten, durchschnittlichen Fernwärmekosten. Die zweitgrößte Steigung liegt bei der Variation des Hackschnitzelpreises (dunkelgrün) vor. Sie ist aufgrund des kleineren Darstellungsbereiches der Y-Achse, stärker ausgeprägt als beim ursprünglichen Heizwerk. Im Vergleich wird jedoch deutlich, dass die Steigung bei Änderung des BM-Preises, aufgrund der verwendeten Hackschnitzelmenge, nahezu identisch ist. Der erste große Unterschied zum Originalszenario, ist der Einfluss des Zinssatzes (orange) im Vergleich

zum Gaspreis (dunkelrot). Eine Entkoppelung der Kosten vom Gaspreis ist bereits erkennbar. Eine Parameteränderung des Zinssatzes bewirkt aufgrund der höheren Kapitalkosten und der reduzierten Gasmenge, im Vergleich zum Original, eine größere Änderung der Kosten als bei einer Variation des Gaspreises. Anhand der Sensitivität der Förderung (violett, durchgezogen) lässt sich die notwendige Erhöhung, von mindestens 30%, auf 52% erkennen, um die gleichen Kosten wie das Originalheizwerk zu verursachen.

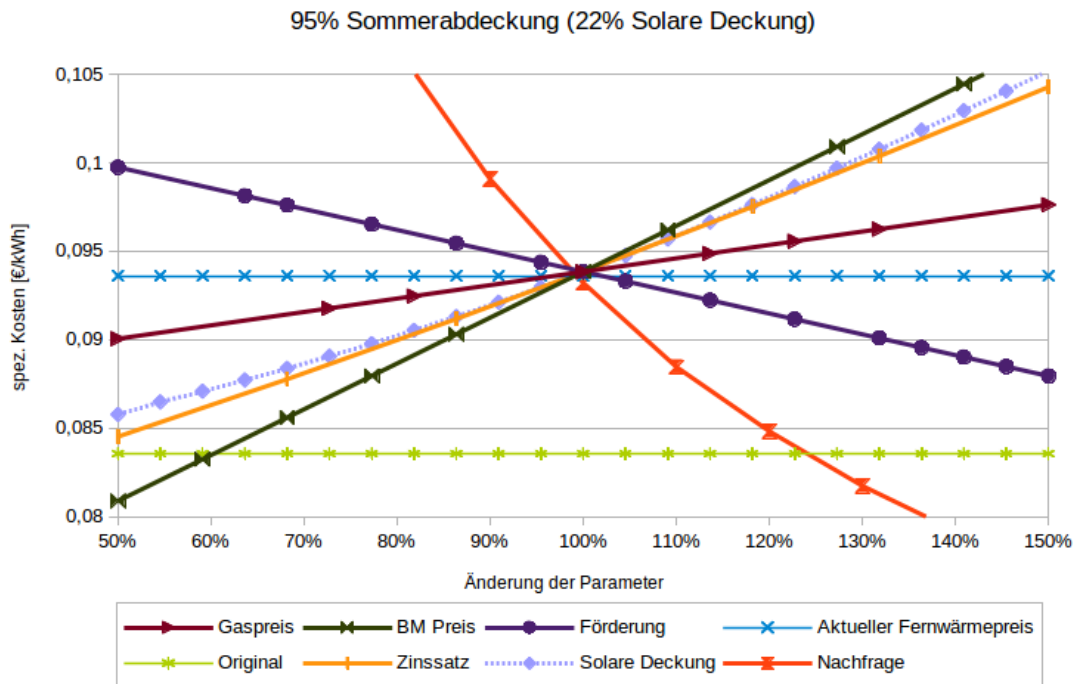
Ganz links in der Abbildung ist der Schnittpunkt der solaren Deckungsrate (lila, strichliert) mit den Kosten des Originalszenarios zu erkennen. Bei rund 5% SD werden die Gesamtkosten geringer als die des Originals.

#### 5.1.4 Sensitivitätsanalyse 95% Sommerabdeckung

In diesem Kapitel wird eine Sensitivitätsanalyse der Anlagenkombination zur 95% Abdeckung des Energieverbrauchs im Sommer durchgeführt. Für diese Kombination liegen die Kosten, wie schon in Kapitel 4 berechnet, im Bereich der oberen Grenze, im Bereich der Fernwärmekosten. Hier wird besonders deutlich welchen Einfluss eine Erhöhung der Kosten hat. Unter der Annahme, dass höhere Kosten nicht nur den Gewinn reduzieren oder sogar Verluste verursachen, sondern einen Teil der Kunden dazu bewegen, sich eine andere Heizung anzuschaffen. Die Installation der Solaranlage mit 95% Sommerabdeckung ist zum Ausgangszeitpunkt noch wirtschaftlich möglich, überschreitet jedoch bei geringen Parametervariationen schon die Grenze.

Hierbei wird die Tatsache nicht berücksichtigt, dass die Einnahmen Index gebunden sind oder die Kunden eventuell bereit sind, für die nun grüne Energie des Sommers mehr zu bezahlen. Folgende Parameter werden für die Sensitivitätsanalyse angenommen:

- Hackschnitzelpreis: 23,4€/m<sup>3</sup>
- Gaspreis: 0,049€/kWh
- Zinssatz: 6%
- Wärmenachfrage: 3450 MWh<sub>th</sub>
- Förderung von Speicher und Kollektorfeld: 40%
- Solarer Deckungsgrad: 22%
- Aperturfläche: 1454m<sup>2</sup>



**Abbildung 5.3: Sensitivitätsanalyse der Anlagenkombination zu 95% Sommerabdeckung**

Aus Abbildung 5.3 wird deutlich, dass ein Heizwerkbetreiber, mit dieser installierten Solaranlage, für zumindest konstante Nachfrage sorgen sollte. In Zeiten steigender Dämmstandards ist eine Erhöhung der Nachfrage, z.B. durch Erweiterung des Netzes, zu empfehlen. Man erkennt des Weiteren, dass die Abhängigkeit vom Gaspreis weiter sinkt und eine Erhöhung um 50% eine Kostensteigerung um 4% verursacht. Die Sensitivität der spezifischen Kosten vom Biomassepreis bleibt weiterhin am höchsten, da der Großteil der Energie mittels Hackschnitzelkessel zur Verfügung gestellt wird.



5.1.5 Grünste Variante – ohne Erdgas mit 50% solarer Deckung

Dieses Kapitel beschreibt die Sensitivitätsanalyse des Heizwerks inklusive Solaranlage mit solarem Deckungsgrad von 50%, ohne den Betrieb des Gaskessels. Folgende Parameter werden für die Sensitivitätsanalyse angenommen:

- Hackschnitzelpreis: 23,4€/m<sup>3</sup>
- Gaspreis: 0,049€/kWh
- Zinssatz: 6%
- Wärmenachfrage: 3450 MWh<sub>th</sub>
- Förderung von Speicher und Kollektorfeld: 40%
- Aperturfläche: 3795m<sup>2</sup>
- es wird kein Erdgas verwendet

In Abbildung 5.4 wird die Analyse dargestellt. Dadurch, dass Gas in diesem Szenario als Erzeugungstechnologie wegfällt, bleiben die spezifischen Kosten konstant, bei der Variation des Gaspreises.

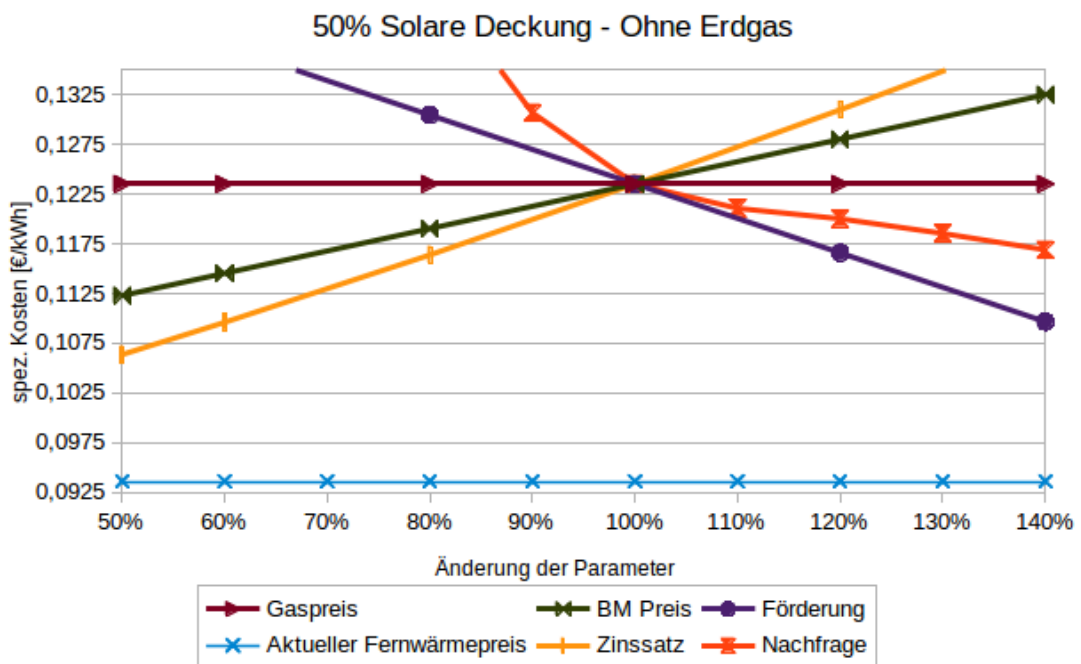


Abbildung 5.4: Sensitivitätsanalyse 50% solarer Deckungsgrad

Die Kombination der Solaranlage mit dem dementsprechend vergrößerten Speicher, übernimmt sowohl die Deckung der Wärmemenge im Sommer, als auch die Spitzenlastfunktion. In dieser Größenordnung der Wärmenachfrage scheint keine Parametervariation, in dem ausgewählten Bereich, zu einer tatsächlichen Konkurrenzfähigkeit der Anlage zu führen.

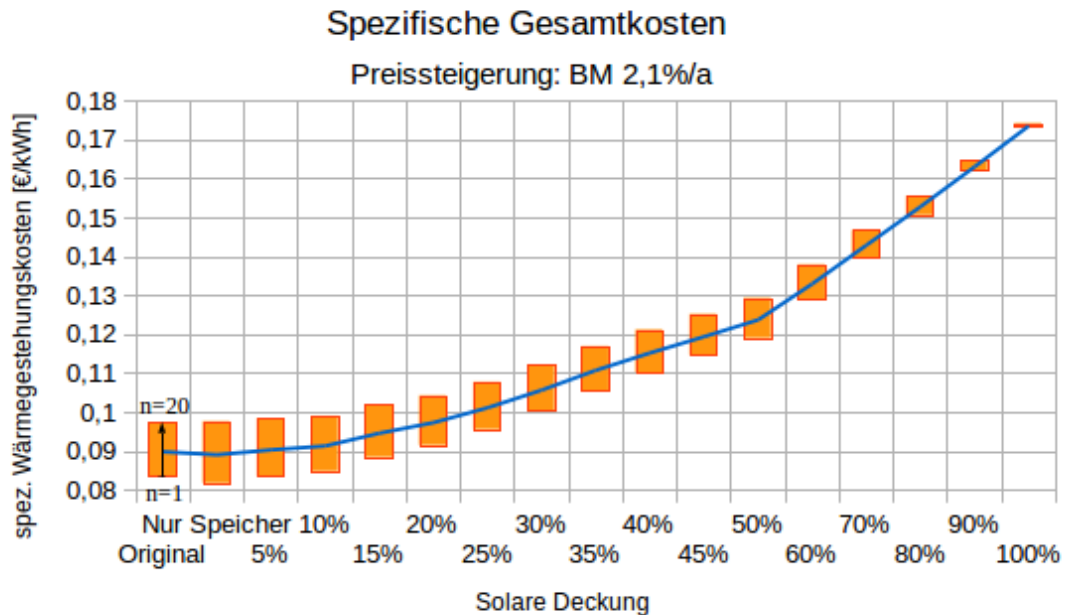
Bei anwachsender Nachfrage wird Abflachen der Steigung erkennbar. Durch die Randbedingung, dass kein Gas verwendet werden darf und die maximale Leistung des Biomassekessels begrenzt ist, wird mit der Erhöhung der Nachfrage ein größerer Speicher, zur Deckung der Wärmenachfrage, benötigt.

## 5.2 Preisszenarien

In diesem Kapitel werden die unterschiedlichen solaren Deckungsgrade, bei jährlichen Preissteigerungen, beurteilt. Dabei werden für die Bewertung drei Szenarien verwendet. Im ersten Szenario wird der reale Gaspreis als konstant angenommen. Der reale Preis für Hackschnitzel steigt jährlich um 2,1%. Nach 20 Jahren steigt der Hackschnitzelpreis auf das 1,5fache im Vergleich zum Ausgangswert an. Als zweites Szenario wird eine Preissteigerung des Gaspreises um 3,6% jährlich, bei gleicher Steigerung des Biomassepreises, wie in Szenario 1 (2,1%), angenommen. Im zweiten Szenario verdoppelt sich der reale Gaspreis beinahe durch die Preissteigerungen im Laufe der 20 Jahre. Im dritten Szenario, einem Hochpreisszenario, steigt der Gaspreis um 6%/a und der Hackschnitzelpreis um 3%/a.

## 5.2.1 Szenario 1

In Abbildung 5.5 werden die spezifischen Wärmegestehungskosten des gesamten Heizwerks in Abhängigkeit der solaren Deckungsrate dargestellt.



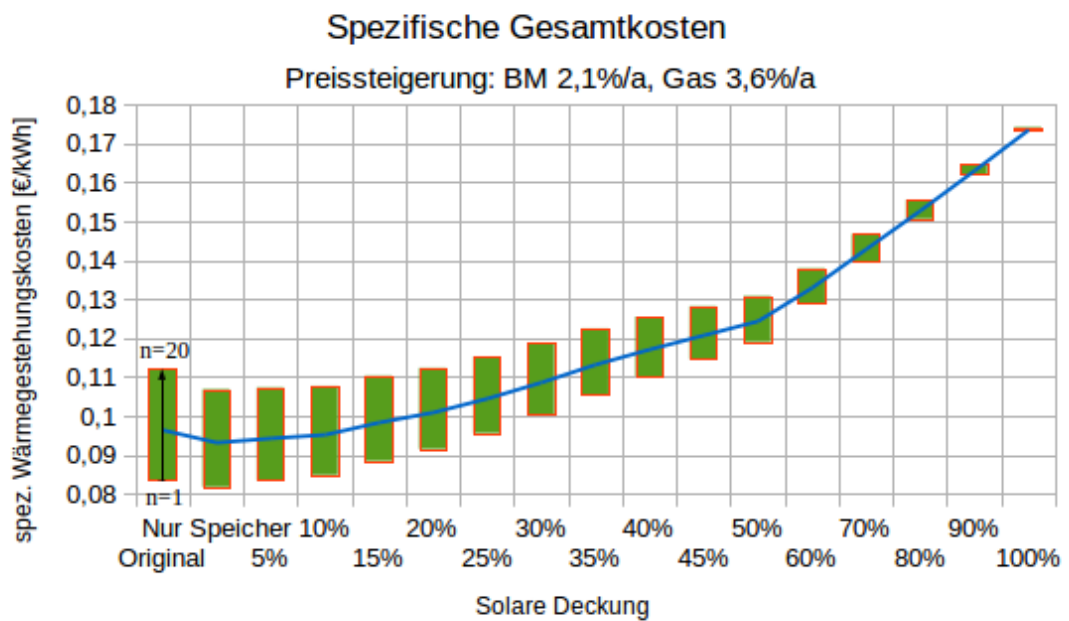
**Abbildung 5.5: Spezifischen Gesamtkosten im Verlauf der Jahre ( $n$ ) beim Preissteigerungsszenario 3 (HHS+2,1%/a)**

Die orangefarbenen Balken geben die spezifischen Kosten im Verlauf der Jahre an, angedeutet durch den schwarzen Pfeil im Originalheizwerk. Wobei  $n$  das jeweilige Jahr der Preissteigerung bedeutet. Die untere Grenze der orangen Balken steht für die Kosten im ersten Jahr. Durch die jährliche Preissteigerung erhöhen sich die Kosten bis zum Jahr 20 auf den oberen Grenzwert der Balken. Für eine solare Deckung von 100% ist der Balken, auf eine Linie geschrumpft. Die Kosten für diese Kombination sind von einer Preissteigerung unabhängig, liegen jedoch deutlich über dem ursprünglichen Heizwerk. Die blaue Linie stellt den Mittelwert der Kosten über die 20 Jahre dar.

Trotz der geringen Preissteigerung von Biomasse, wird der Einfluss auf die unterschiedlichen Deckungsgrade deutlich. Besonders beim zweiten Heizwerk (nur Pufferspeicher) werden die Auswirkungen der Preiserhöhung deutlich. Liegen die Kosten im Startjahr noch unter dem Ausgangsszenario, erhöhen sie sich aufgrund des höheren Biomasseeinsatzes und liegen im Jahr 20 bereits über dem Originalszenario. Im Mittel können die Kosten durch den Pufferspeicher dennoch reduziert werden.

### 5.2.2 Szenario 2

Im zweiten Szenario werden Preissteigerungen von 2,1% der Hackschnitzel und 3,6% von Erdgas angenommen. Die spezifischen Kosten über 20 Jahre werden in Abbildung 5.6 dargestellt. Die grünen Balken beschreiben den Verlauf über die 20 Jahre hinweg, die blaue Linie beschreibt den Mittelwert über die Jahre.



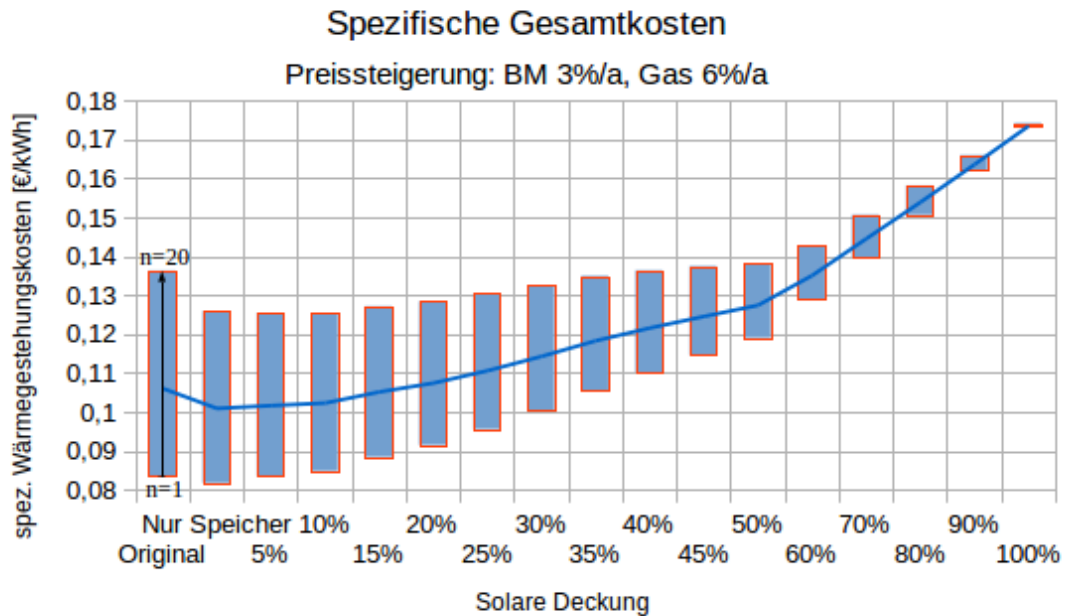
**Abbildung 5.6: Spezifischen Gesamtkosten im Verlauf der Jahre (n) beim Preissteigerungsszenario 2 (HHS+2,1%/a, Gas+3,6%/a)**

Im Mittel zeigt sich die Installation eines Pufferspeichers als wirtschaftlichste Möglichkeit. Betrachtet man jedoch die Kosten im Jahr 20 nach den Preiserhöhungen, so liegt ein Heizwerk mit Solaranlage mit 15% SD bereits unter den Kosten des Original. Grundsätzlich wird aus den Szenarien deutlich, je höher der solare Deckungsanteil, desto unabhängiger wird man gegenüber Preissteigerungen.

### 5.2.3 Szenario 3

Das Szenario mit den höchsten jährlichen Steigerungsraten wird in Abbildung 5.7 dargestellt. Dabei stellen die blauen Balken den Verlauf der spezifischen Wärmegestehungskosten des Heizwerks, über die 20 Jahre hinweg, dar. Die blaue Linie deutet den Mittelwert an.

Im Mittel liegt die Installation des Pufferspeichers als wirtschaftlichste Möglichkeit vor. Ein Heizwerk mit 15% SD liegt im Mittel noch unter den Kosten des Originals. Nach den Jahren mit Preissteigerung liegen die Kosten des Originals im Jahr 20 bereits über den eines Heizwerks mit 40% SD.



**Abbildung 5.7: Spezifischen Gesamtkosten im Verlauf der Jahre (n) beim Preissteigerungsszenario 3 (HHS+3%/a, Gas+6%/a)**

#### 5.2.4 Kapitalwert der Kosten

Abschließend wird in diesem Kapitel der Kapitalwert der Ausgaben des Heizwerks im Jahr 0, durch Abzinsen der laufenden Kosten aus den folgenden 20 Jahren, berechnet. In Abbildung 5.8 eine solare Deckung von höchstens 45% betrachtet. Bei höheren solaren Deckungsraten liegen die Kapitalwerte der Ausgaben bei den drei Szenarien deutlich unter dem des Originals und liefern daher keine Basis für einen Vergleich. Der Kapitalwert wird als negativer Wert in Millionen Euro angegeben.

Anhand der Daten wird der am geringsten negative Kapitalwert, als beste Möglichkeit für eine Investition betrachtet. In allen drei Szenarien führt die Installation des Pufferspeichers zu den besten Ergebnissen. Im ersten Szenario (orange) zeigt bereits die Installation einer solarthermischen Anlage mit 5% SD einen schlechteren Kapitalwert als

das Original. Im zweiten Szenario (grün) führt ein solarer Deckungsgrad von 10% zu einem positiveren Ergebnis als das Originalheizwerk. Im dritten Szenario liegt der Kapitalwert eines Heizwerks mit 15% im Bereich des Originals.

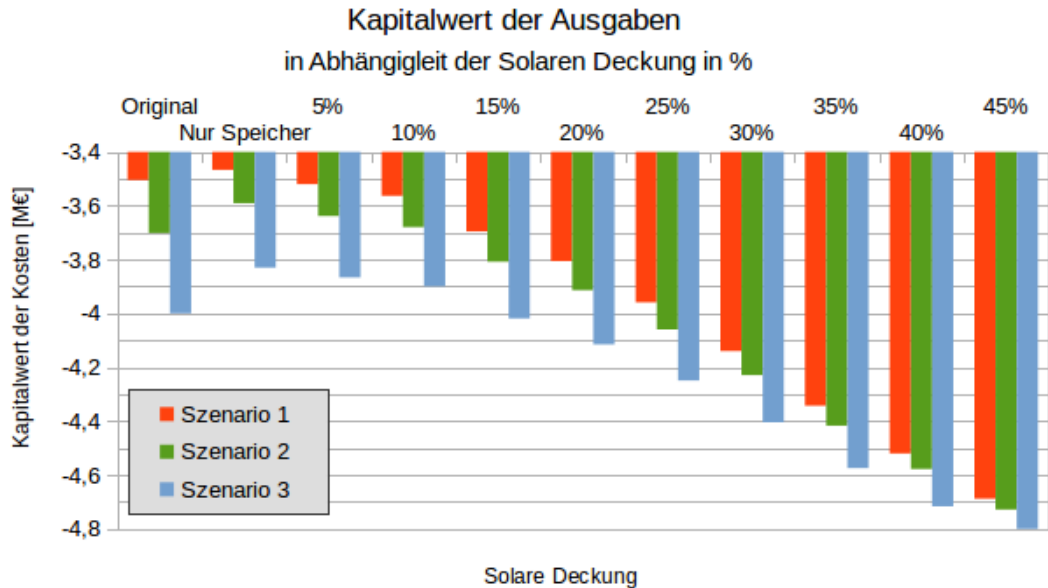


Abbildung 5.8: Kapitalwert der Ausgaben für die 3 Szenarien

Um die Auswirkungen der Preissteigerungen der Szenarien auf die durchschnittlichen Wärmegestehungskosten (LCOH) zu verdeutlichen, werden diese in Abbildung 5.9 dargestellt.

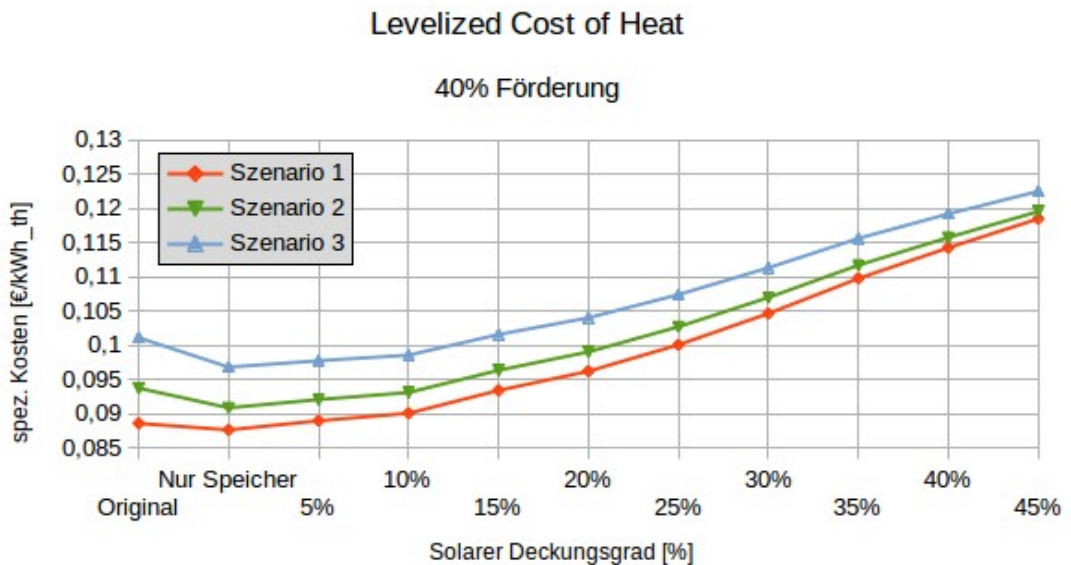


Abbildung 5.9: Levelized Cost of Heat für die drei Preissteigerungsszenarien

## 6 Schlussfolgerungen und Ausblick

Ziel der Diplomarbeit ist es, die Wirtschaftlichkeit eines Biomasseheizwerks, unter Berücksichtigung von Solarthermie zu analysieren. Zu diesem Zweck wird ein Modell eines Heizwerks in MATLAB erstellt und ein Optimierungsproblem formuliert. Grundsätzlich können mit der gewählten Methode und Vorgehensweise, die Wirtschaftlichkeit von Biomasseheizwerken und die Auswirkungen einer solarthermischen Anlage darauf, beurteilt werden. Allerdings können damit keine globalen Aussagen für beliebige Heizwerke getroffen werden. Die Ergebnisse in dieser Arbeit treffen auf ein spezielles Heizwerk mit den gewählten Parametern zu. Die Eingangsparameter können für die Berechnung an ein beliebiges zu analysierendes Heizwerk, an ein Wärmenetz und an die Wärmenachfrage der Kunden angepasst werden. Abhängig von der entsprechenden Skalierung der jeweiligen Eingangsparameter und den gewählten Brennstoffpreisszenarien können dann entsprechende Wirtschaftlichkeitsanalysen durchgeführt werden.

Es wurde festgestellt, dass die Installation eines Pufferspeichers, in allen Szenarien dieses Heizwerks, die wirtschaftlichste Variante, im Vergleich zum Basisszenario, ist. Dies begründet die Tatsache, dass der Hackschnitzelpreis, bezogen auf die kWh, deutlich niedriger als der Preis von Erdgas angenommen wurde. Aufgrund der Kompensation von Erdgas im Sommer durch Hackschnitzel treten die geringsten Gesamtkosten auf. Einige Heizwerke verwenden in Ergänzung dazu einen weiteren Biomassekessel mit geringerer thermischer Leistung. Diese Möglichkeit der Kostenreduktion wurde in dieser Arbeit jedoch nicht berechnet. Die zusätzliche Installation von weiteren Biomassekesseln erhöht die Abhängigkeit von einem einzigen Brennstoff, wie beim Pufferspeicher. Dadurch wirken sich Preissteigerungen von Hackschnitzel stärker auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage aus. Diese Abhängigkeit wird durch die Indexanpassung des Wärmepreises nicht vollständig kompensiert. Um sich gegen Preissteigerungen eines speziellen Brennstoffes abzusichern, ist die Installation von mehreren Wärmeerzeugungstechnologien zu empfehlen.

Bei den gewählten Parametern sind geringe solare Deckungsgrade wirtschaftlich. Ein Vorteil einer zusätzlichen Solaranlage ist, dass die jährlichen Kosten der Solaranlage und des Speichers bereits im Voraus für die nächsten Jahre kalkuliert werden können.

Die Kosten unterliegen, wenn überhaupt, sehr geringen Preisschwankungen. Mit der gleichen Argumentation ist die Installation eines höheren solaren Deckungsgrades möglich. Im Gegenzug dazu unterliegt die solarthermische Wärmeerzeugung wetterabhängigen volatilen Schwankungen.

Bei der Installation einer zusätzlichen Solarthermieanlage sollte zumindest auf das Kosten/Nutzen Optimum der solarthermischen Wärmegestehungskosten geachtet werden. Das Kosten/Nutzen Optimum der solarthermischen Anlage inklusive Pufferspeicher liegt aufgrund des Zusammenhanges zwischen Speichervolumen und Kollektorfläche bei einem solaren Deckungsgrad von rund 10%. Diese Kombination liegt zwar über den minimalen Kosten (nur Pufferspeicher), kann jedoch selbst bei hohen Parametervariationen noch wirtschaftlich betrieben werden. Die Installation von kleineren solaren Deckungsgraden erscheint auf den ersten Blick wirtschaftlicher, sollte in Nahwärmenetzen, befeuert mit Biomasse, nicht unterschritten werden. Unter der Annahme, dass die Lebensdauer der verwendeten Kessel durch einen hohen solaren Deckungsgrad im Sommer verlängert wird, sollte eine hohe Abdeckung angestrebt werden. Obwohl ein hoher solarer Deckungsgrad im Sommer, bei dem modellierten Heizwerk, zu sehr geringen Gewinnen führt.

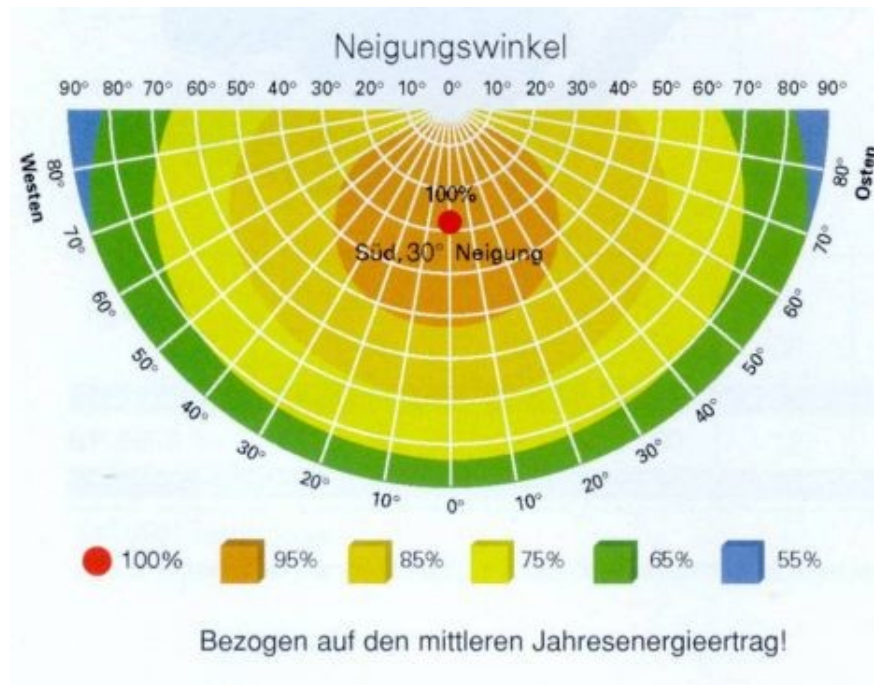
Um die solarthermischen Wärmegestehungskosten weiter zu senken, müssen die Temperaturen im Wärmenetz gesenkt werden. Dadurch wird der Kollektorertrag gesteigert. Bei einem Absenken der Rücklauftemperatur um 10K erhöht sich der spezifische Kollektorertrag, der gewählten Röhrenkollektoren, um 8%.

Die weitere Entwicklung von solarthermischen Anlagen ist von der Preisentwicklung der nächsten Jahre, vor allem der Brennstoffe und der CO<sub>2</sub> Zertifikate, abhängig. Sollten die geringen Kosten von dänischen Großanlagen auch in Österreich erreicht werden, so scheint die Solarthermie eine nicht zu unterschätzende Konkurrenz am Wärmemarkt zu sein. Insbesondere in großen Wärmenetzen, mit erhöhter Nachfrage im Sommer, z.B. Kühlen durch Fernwärme oder Prozesswärme, stellt die Solarthermie eine preisstabile und wartungsarme Alternative zur Wärmebereitstellung dar. Durch geeignete Fördermethoden, wie z.B. niedrigem Kreditzinssatz für die Investition in Solarthermie, können die Kosten der Wärmegestehung weiter gesenkt werden.



## 7 Anhang

### Anhang A: Variation der Kollektorneigung



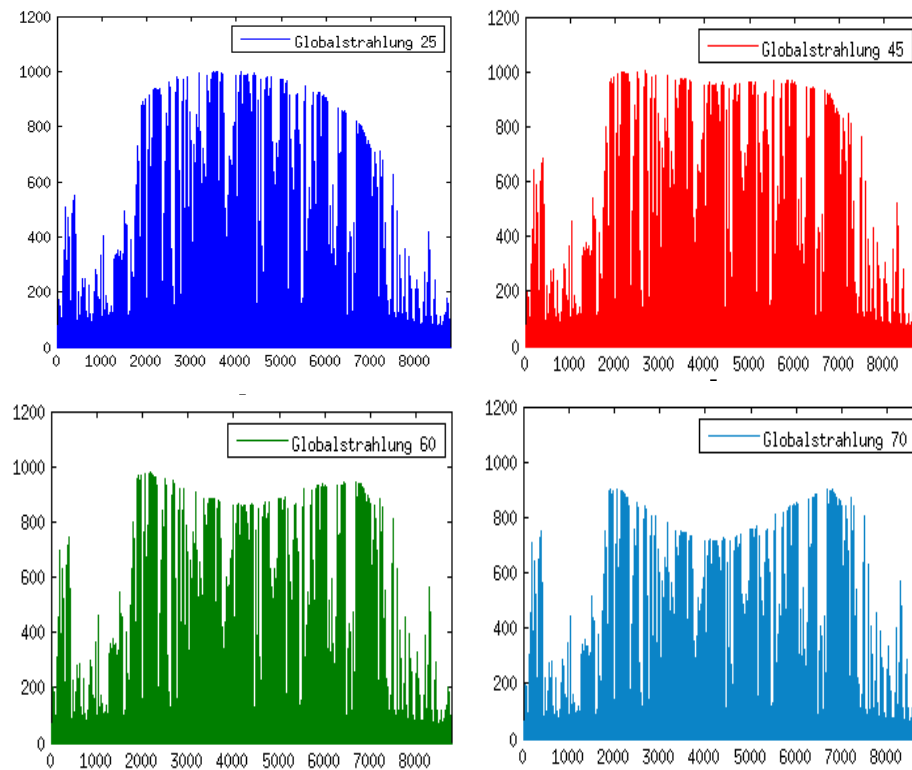
**Abbildung 7.1: Ertrag in Abhängigkeit des Neigungswinkels und der Ausrichtung**

Quelle: <http://www.pvaustria.at/daten-fakten/technologie/pv-auslegung/>

In diesem Abschnitt werden die spezifischen Wärmegestehungskosten des gesamten Heizwerkes, bei einer Änderung der Kollektorneigung für ausgewählte solare Deckungsgrade, betrachtet.

In Abbildung 7.1 wird der Kollektorertrag in Abhängigkeit der Neigung sowie der Ausrichtung in eine der vier Himmelsrichtungen (Kollektorazimuth), als Prozentwert des Ertrages bei optimalen Ausrichtung, dargestellt. Hierbei zeigt sich, dass eine Änderung der Neigung im Bereich von 10 bis über 50°, bei Südausrichtung, noch mindestens 95% des maximalen Kollektorsertrages liefert. Jedoch beeinflusst die Kollektorneigung gerade bei unterschiedlichen solaren Deckungsgraden den Zeitpunkt der maximalen Strahlung auf die geneigte Fläche. In Abbildung 7.2 ist die Globalstrahlung über das Jahr 2005 bei 4 unterschiedlich geneigten Flächen dargestellt. Dabei wird der Einfluss der Neigung auf die gelieferte Wärmemenge deutlich. Besonders bei Anlagen zur Heizungsunterstützung bewirkt eine größere Neigung, das Verschieben der maximalen Strahlungsleistung in die Übergangszeit, auf Kosten der gelieferten Wärmemenge im

Sommer. Ein Vorteil der größeren Neigung ist, dass die Stagnationsverluste im Sommer dadurch reduziert werden.



**Abbildung 7.2: Schematische Darstellung der Globalstrahlung des Jahres 2005 auf unterschiedlich geneigte Flächen**

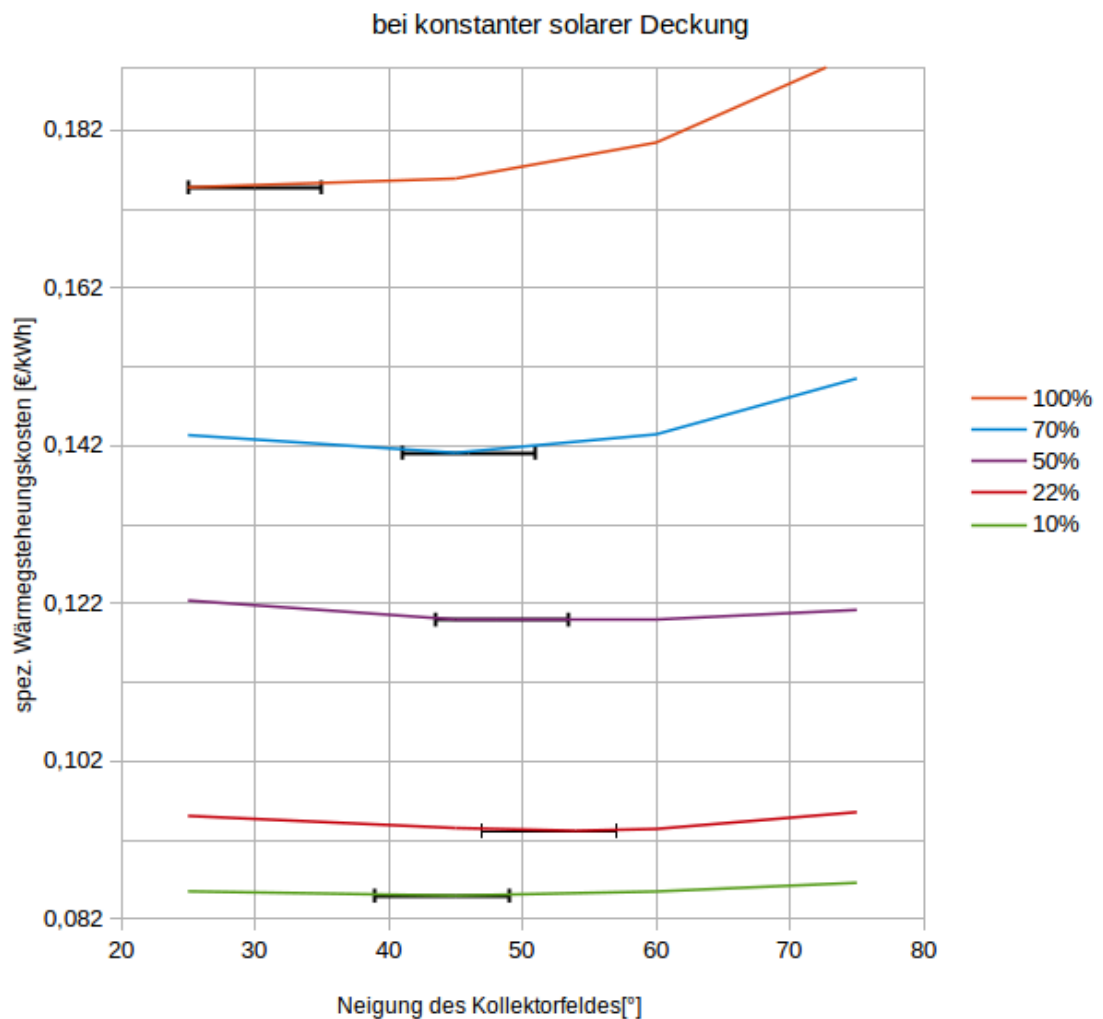
Um die Auswirkung der Neigung auf die Speichergröße zu überprüfen, wird die Optimierung für 5 solare Deckungsgrade erneut durchgeführt. Dabei wird der SD als konstant angenommen, die restlichen Parameter werden neu berechnet. Die Kollektorneigung wird von 25 bis 75° variiert. Dabei sollten die minimalen spezifischen Wärmegestehungskosten, in Abhängigkeit der Neigung, gefunden werden.

Bei kleinen solaren Deckungsgraden, variieren die Wärmegestehungskosten, bei Änderung der Neigung, geringfügig. Hier liegt das Optimum der Kollektorneigung im Bereich von 30 bis 45°, je nach solarer Deckung. Die theoretisch günstige Ausrichtung von unter 30° bewirkt ein Anwachsen der benötigten Speicherkapazität, um Stagnation im Sommer zu vermeiden.

Bei mittleren solaren Deckungsgraden von bis zu 70% wird der Vorteil einer größeren Kollektorneigung, durch Reduktion der benötigten Speichergröße, erkennbar.

Das Optimum der Kollektorneigung verschiebt sich bei 30% SD in Richtung 55°, bei 70% SD sinkt die optimale Neigung auf ~46°.

### Spezifische Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit der Kollektorneigung



**Abbildung 7.3: Spezifische Wärmegestehungskosten des gesamten Heizwerkes von unterschiedlichen solaren Deckungsgraden bei optimaler Südausrichtung in Abhängigkeit der Kollektorneigung**

Erst bei ganz hohen solaren Deckungsgraden verschiebt sich das Optimum in Richtung 30°. In diesem Fall sind die Speicherverluste prozentual geringer als der höhere Kollektorertrag, durch die flachere Aufstellung, im Sommer. In Abbildung 7.3 werden die spez. Wärmegestehungskosten des gesamten Heizwerkes in Abhängigkeit der Kollektorneigung dargestellt. Die schwarzen Balken beschreiben den Bereich des Optimums, der jeweiligen Anlagenkombination.

### Anhang B: Auswahl der Kollektoren

Zusätzlich zu Kapitel 3.5.1 werden weitere Untersuchungen hinsichtlich der Kosten einer solarthermischen Anlage durchgeführt. Anhand des Kollektorertrags von Flach- und Vakuumröhrenkollektoren wird die wirtschaftlichste Lösung gesucht. In Tabelle 7.1 werden die Daten zusammengefasst. Der gewählte Flachkollektor liefert über das Jahr 51% des Ertrages des Röhrenkollektors bei Einspeisung in das Wärmenetz. Durch die Kostenverteilung einer solarthermischen Komplettanlage wird überprüft bis zu welchem Verhältnis der reinen Kollektorkosten die Vakuumröhrenanlage wirtschaftlicher ist.

Wenn in Drittel der Gesamtkosten der solarthermischen Anlage durch den Flachkollektor verursacht wird, kann stattdessen ein, um den Faktor 3,85 teurerer, Röhrenkollektor verwendet werden und erreicht die gleichen spezifischen Kosten. Sind die reinen Kollektorkosten für 50% der Gesamtkosten verantwortlich, so kann der Röhrenkollektor um den Faktor 2,9 teurer sein und erreicht die gleichen spezifischen Kosten. Wie in Kapitel 3.5.3 beschrieben, wird für die weitere Berechnung angenommen, dass die Kollektorkosten, bei einer solarthermischen Anlage mit Flachkollektoren, für ein Drittel der gesamten Systemkosten verantwortlich sind. Der Vakuumröhrenkollektor verursacht bei den gewählten Daten geringere spezifische Kosten als der Flachkollektor und wird daher für die Wärmelieferung an das Wärmenetz ausgewählt. Zusätzlich dazu wird beinahe die halbe Aperturfläche im Vergleich zum Flachkollektor eingespart.

**Tabelle 7.1: Kostenvergleich zwischen Flach- und Röhrenkollektor**

	Röhrenkollektor		Flachkollektor	
Gesamtertrag [kWh/m <sup>2</sup> ]	589,23		303,3	
Sommer (3624:6250) [kWh/m <sup>2</sup> ]	259,7		135,43	
Globalstrahlung [kWh/m <sup>2</sup> ]	1235,4		1235,4	
Sommerertrag / Gesamtertrag	0,44		0,45	
Gesamtertrag / Globalstrahlung	0,48		0,25	
Verhältnis des Sommerertrags Flach / Röhre	0,52			
Verhältnis des Gesamtertrags Flach / Röhre	0,51			
Sommerertrag / Globalstrahlung	0,21		0,11	
Beispielhafte Gesamtkosten [€]	1660	1750	1000	
Kollektorkosten / Gesamtkosten	0,6	0,71	0,33	0,5
Kollektorkostenfaktor Röhre/Flach	3	2,5	1	
Kosten / Ertrag	2,82	2,97	3,3	

## Anhang C: Zusätzliche Abbildungen für die unterschiedlichen solaren Deckungsgrade

### 30% SD

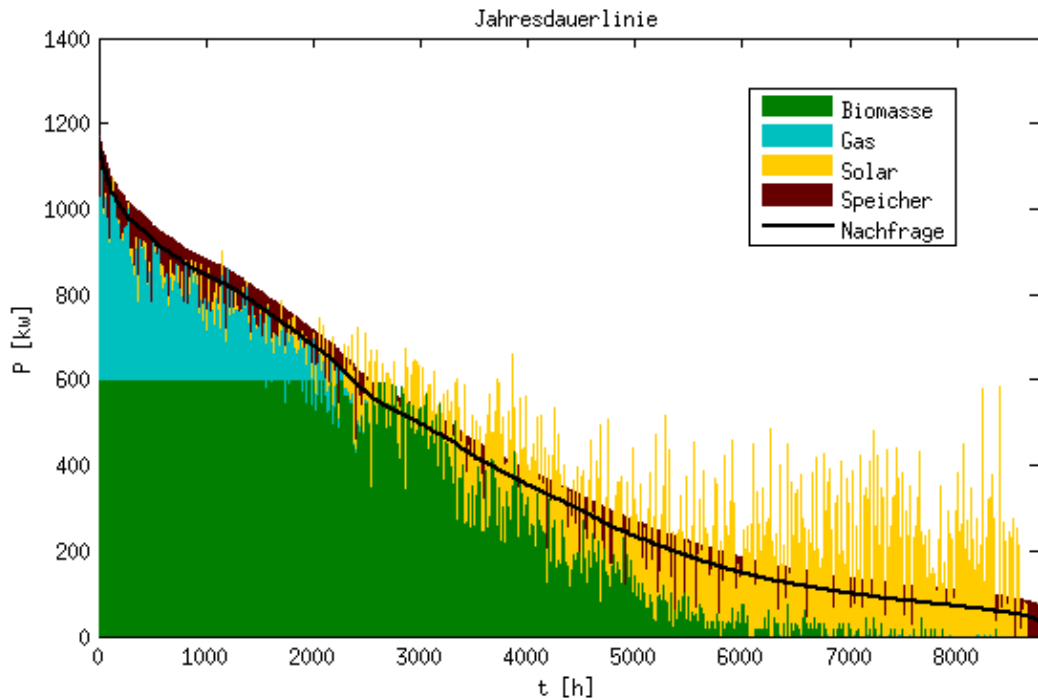


Abbildung 7.4: Geordnete Jahresdauerlinie bei 30% solarem Deckungsgrad

### 22% SD

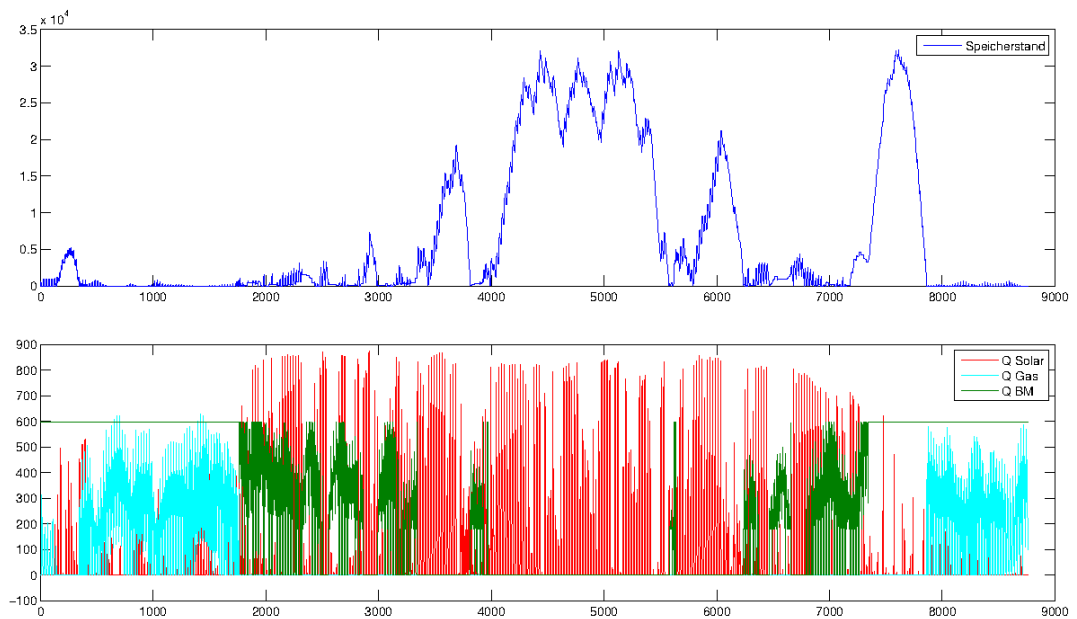


Abbildung 7.5: 95% Sommerabdeckung Jahresverlauf vom Speicherstand, sowie der unterschiedlichen Erzeugungstechnologien

50%SD ohne Gas

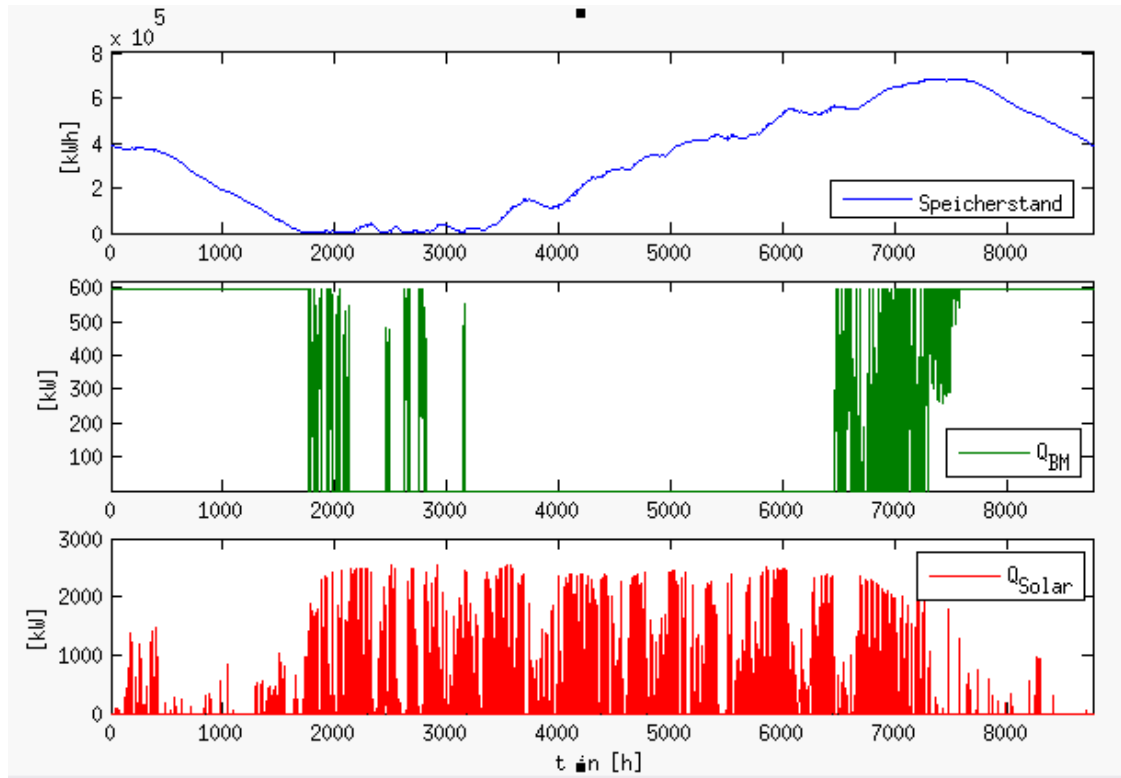


Abbildung 7.6: Jahresverlauf des Speicherstandes bei 50% SD ohne Gas und Wärmemenge geliefert durch den Hackschnitzelkessel und die Solaranlage

Unterschiedliche SD im Vergleich

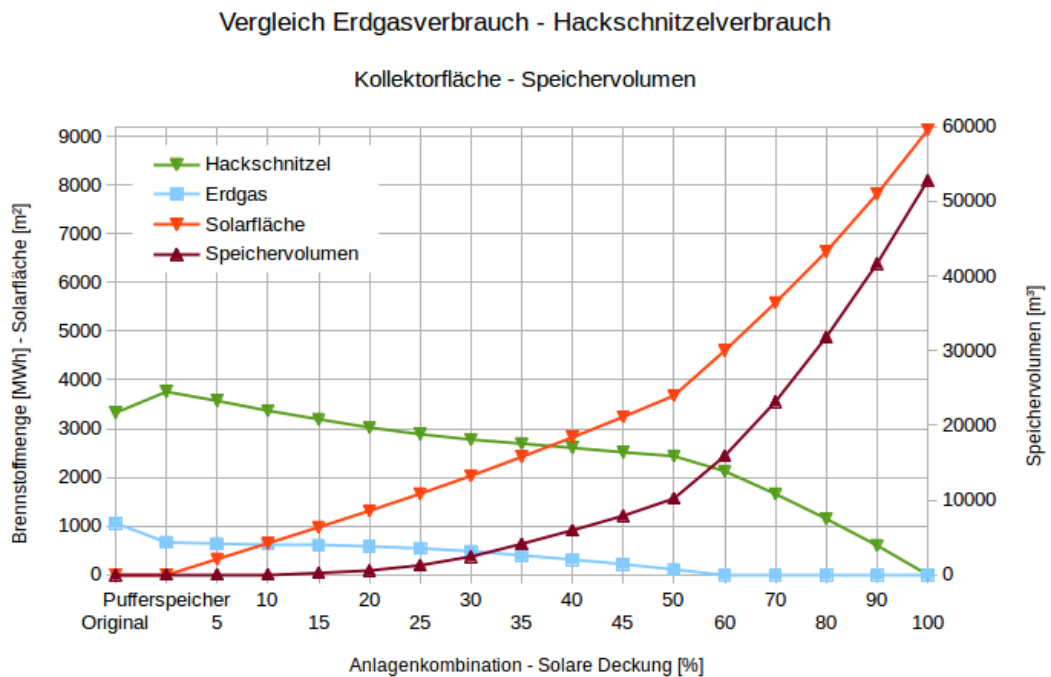


Abbildung 7.7: Vergleich der verwendeten Brennstoffmengen sowie der Kollektorfläche und des Speichervolumens

## Anhang I: Zusätzliche Abbildungen

## Wirkungsgrad von geprüften Biomassekesseln

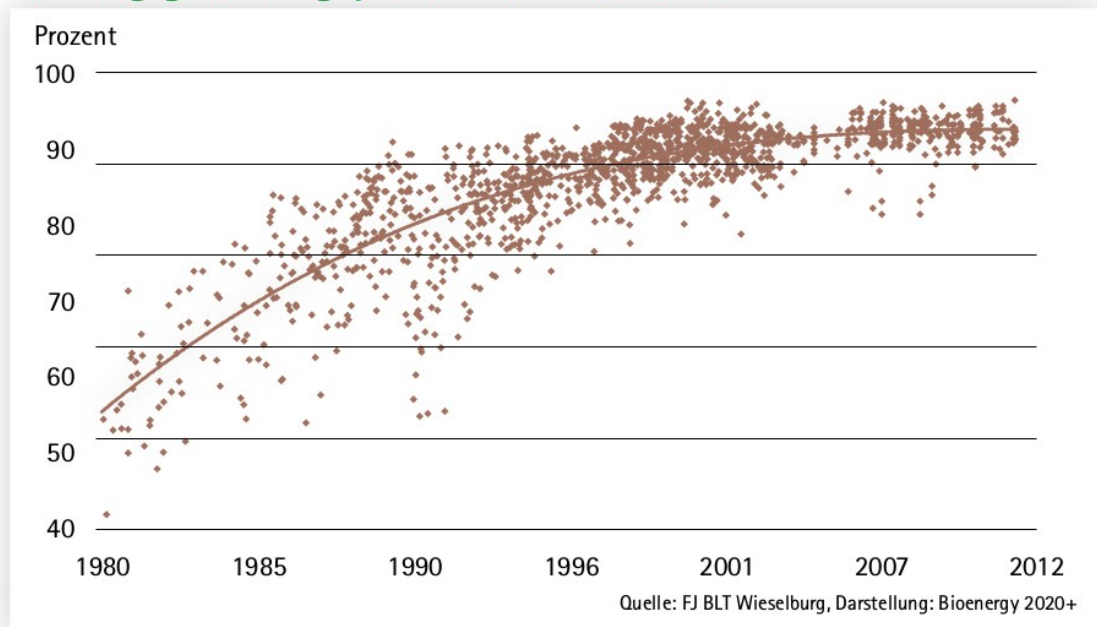


Abbildung 7.8: Wirkungsgrad von geprüften Biomassekesseln

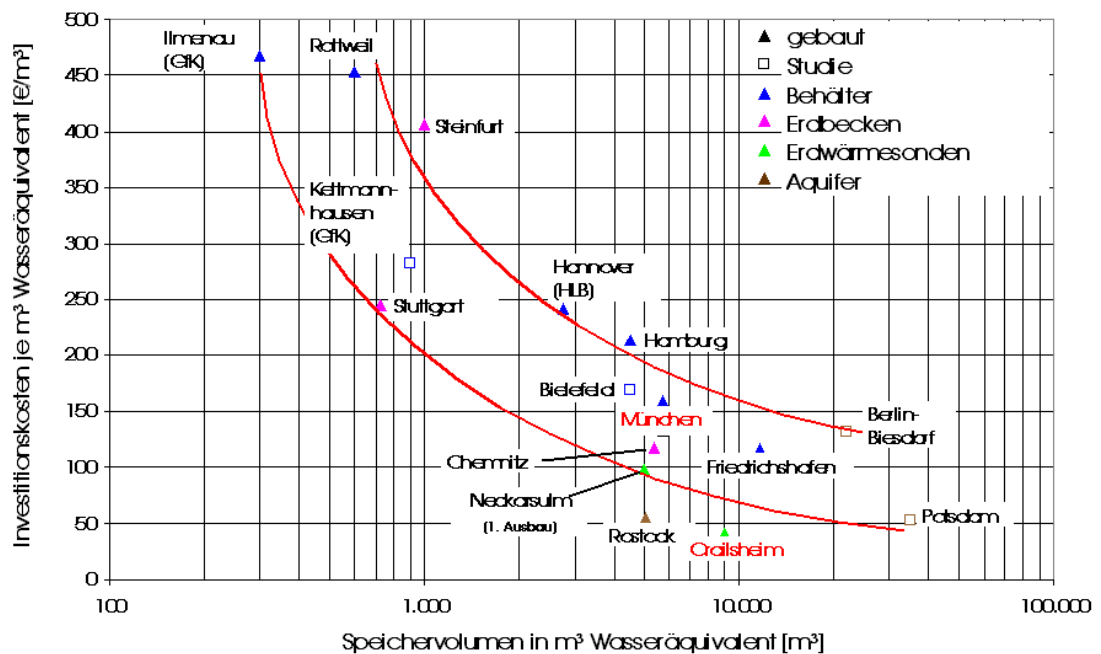


Abbildung 7.9: Spezifische Speicherbaukosten ohne MwSt. und Planungskosten

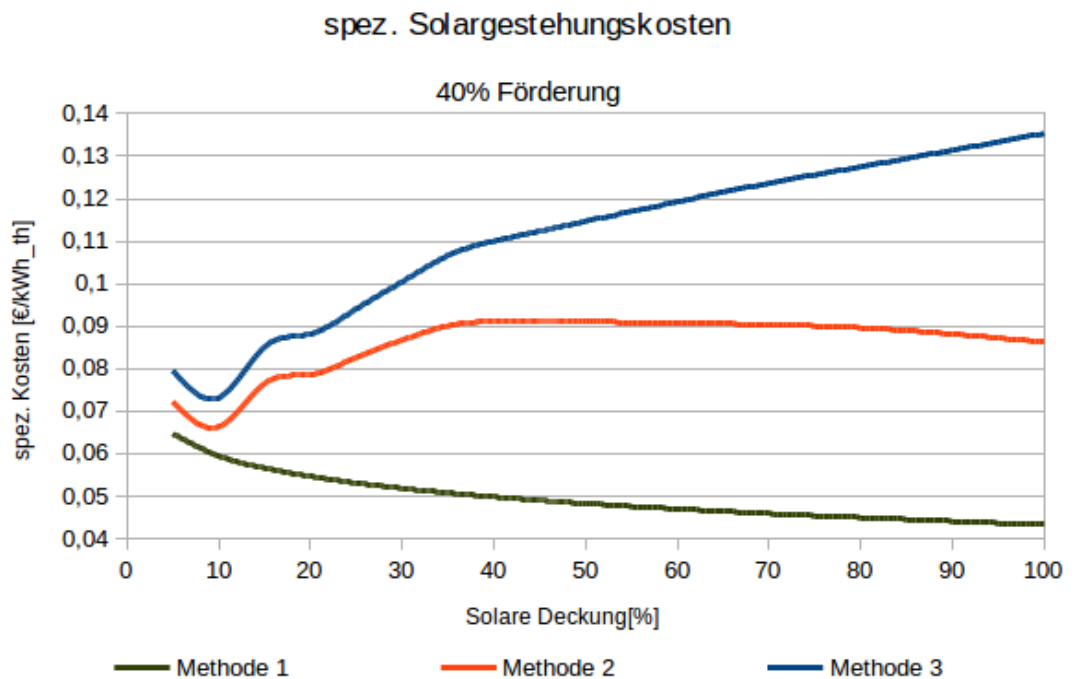
Quelle: [http://www.aee.at/aee/images/Bilder-fuer-Zeitungen/2007-01/images/01\\_1.gif](http://www.aee.at/aee/images/Bilder-fuer-Zeitungen/2007-01/images/01_1.gif)

### Drei Methoden zur Berechnung der spez. solaren Wärmegehungskosten

Methode 1: berechnet über den jährlichen Kollektorsertrag

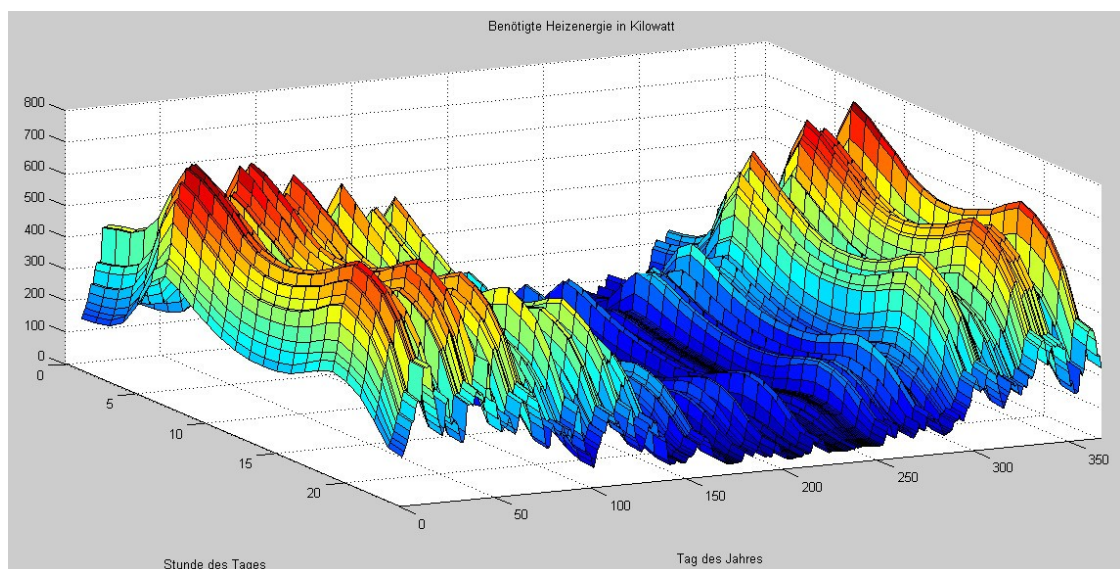
Methode 2: über den Kollektorsertrag inklusive der Speicherkosten

Methode 3: wie Methode 2 unter Berücksichtigung der Speicherverluste



**Abbildung 7.10: Spezifische solare Wärmegehungskosten in Abhängigkeit der Solaren Deckung**

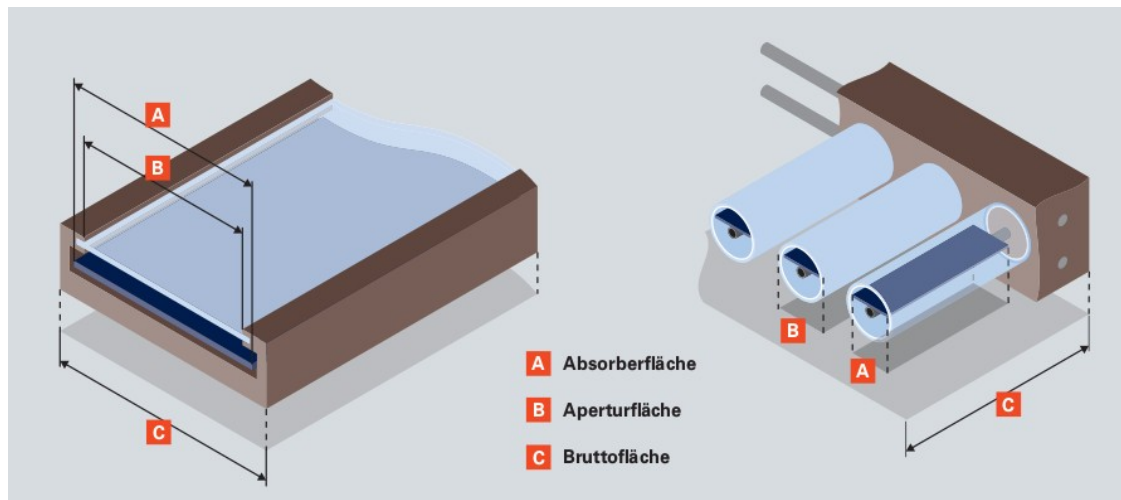
### 3D Ansicht der modellierten Wärmenachfrage



**Abbildung 7.11: Modellierte Wärmenachfrage nach Almbauer (2008)**



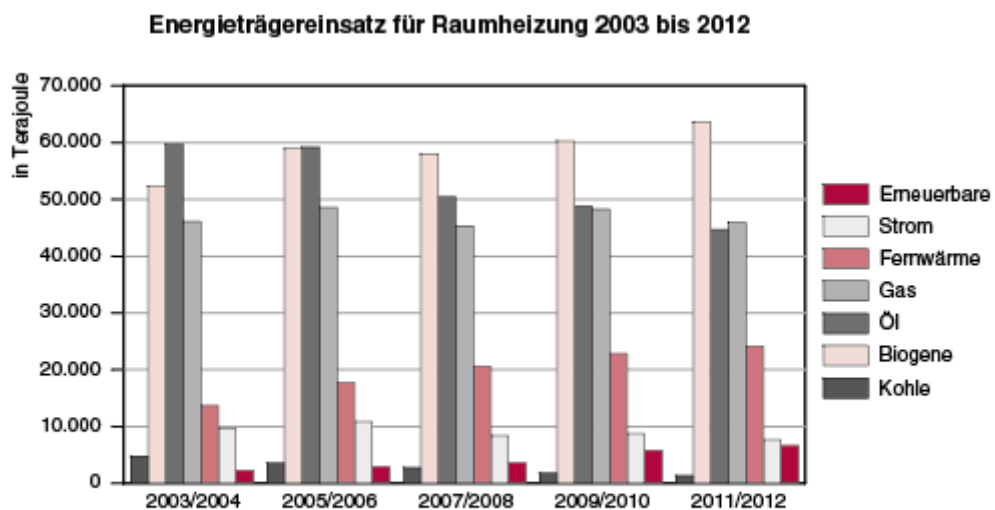
## Vergleich der Kollektorflächen bei Flach- und Röhrenkollektor



**Abbildung 7.12: Unterschied der Kollektorflächen**

Quelle: Viessmann (2008) – Planungshandbuch Solarthermie

## Energieträgereinsatz der Haushalte für Raumheizung



Q: STATISTIK AUSTRIA, Energiestatistik: MZ Energieeinsatz der Haushalte. Erstellt am 28.06.2013.  
Biogene: Brennholz, Holzbriketts, Pellets und Hackschnitzel; Erneuerbare: Solar- und Umgebungswärme.

**Abbildung 7.13: Energieträgereinsatz der Haushalte für Raumheizung**

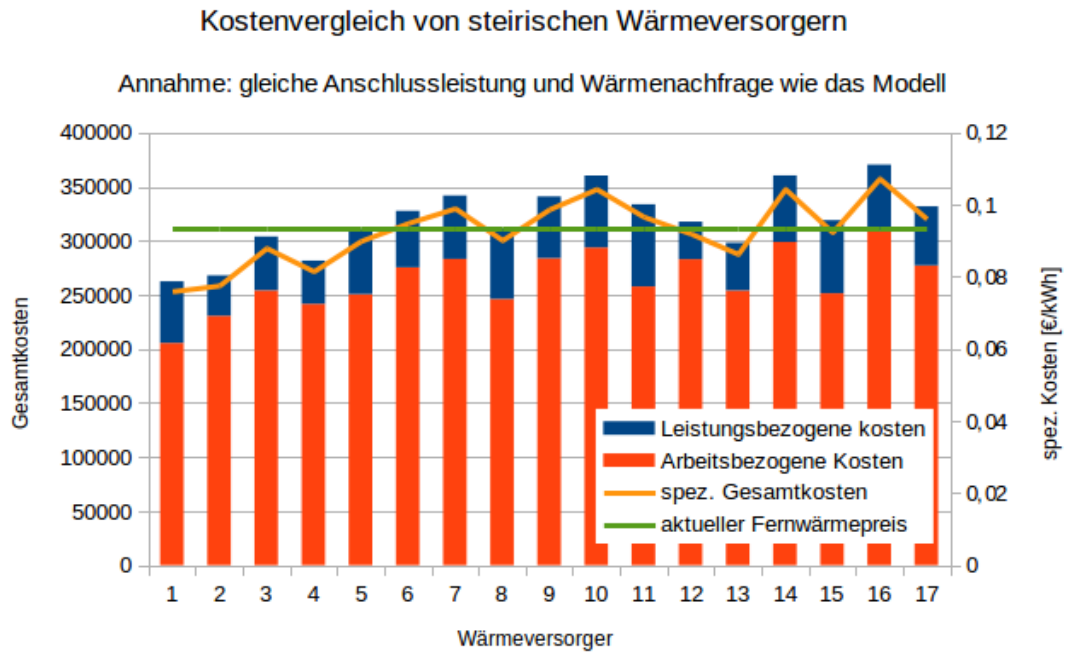


Abbildung 7.14: Kosten von steirischen Heizwerken erstellt nach Tabelle 7.3

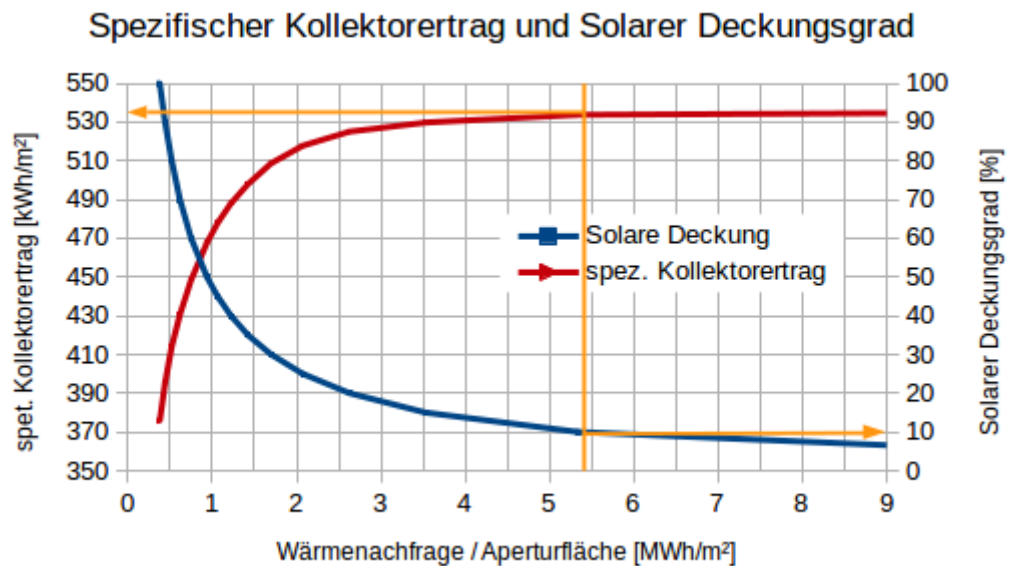


Abbildung 7.15: Spezifischer Kollektorbeitrag und Solarer Deckungsgrad

## Anhang II: Zusätzliche Tabellen

**Tabelle 7.2: Kollektorpreise von diversen Röhrenkollektoren und Anbietern von August 2014**

Kollektor	Anbieter	Röhren- anzahl	Fläche (Brutto)	Preis	Preis/m <sup>2</sup>
			[m <sup>2</sup> ]	[€]	[€/m <sup>2</sup> ]
Eurotherm R30	<a href="http://www.direkt-solar.com">www.direkt-solar.com</a>	30	4,58	699	152,6
VRK 58/30	<a href="http://www.heizung-ab-lager.at">www.heizung-ab-lager.at</a>	30	4,55	864,4	190,0
Eurotherm PRO CPC 24R inkl. Spiegel	<a href="http://www.solar24direkt.de">www.solar24direkt.de</a>	24	5,12	772	150,8
Eurotherm Solar 30	<a href="http://www.solardirekt24.de">www.solardirekt24.de</a>	30	4,55	560	123,1
SHS Vakuum Röhrenkoll. NPC 18	<a href="http://www.solarheizungsshop.de">www.solarheizungsshop.de</a>	18	3,11	1219	392,0
Eta Sun PRO (HLK30) twl technologys	<a href="http://www.schwarte-shop.de">www.schwarte-shop.de</a>	30	4,68	830	177,4
SWD 58/1800 ALU	<a href="http://www.schwarte-shop.de">www.schwarte-shop.de</a>		4,95	669	135,2
RP – S03 SRK20	<a href="http://www.heizprofishop.at">www.heizprofishop.at</a>	20	3,18	478,8	150,6
Westech Solar WT – B58/22	<a href="http://www.amazon.de">www.amazon.de</a> EHV GmbH	22	3,76	649	172,6
Vitosol 300 T SP3B	<a href="http://www.heizfaktor.de">www.heizfaktor.de</a>		4,62	1960	424,2
Solarbayer CPC 18	<a href="http://www.haustechnikonline.de">www.haustechnikonline.de</a>	18	3,21	1278	398,1
TubePower 20	<a href="http://www.hks-shop.de">www.hks-shop.de</a>	20	3,75	1340	357,3

**Tabelle 7.3: Preise von steirischen Wärmeanbietern**

	Arbeitspreis	Leistungspreis	Messpreis	Energieabgabe	Mengen- begrenzer
	€/kWh	€/kW	€/Monat	€/kWh	€/Monat
Stadtwärme Leoben	0,059601	25,57	8,1		
Energie Graz	0,066902	16,74	7,32	0,00492	
Fernwärme Weiz GmbH	0,0737	22,32	7,82		
ENVESTA	0,070093	17,91576	7,6917		2,53995
Biomasse Fernwärme Neuberg an der Mürz	0,07268	26,94	9,59		
Stadtwerke Kapfenberg	0,079865	23,467511	8,72074		
Stadtwerke Mürzzuschlag	0,0821196	26,352	7,991477		
Steirische Gas-Wärme GmbH	0,07141	29,28	7,19	0,00385	2,36
Fernwärme Murau	0,08232	25,6608	13,236		
Biomasse Fernwärme Birkfeld	0,0852	29,866	15,132		
Brucker Biofernwärme	0,07476	34,128	17,583		
Biomasse fernwärme Bad Aussee	0,08206	15,55	25,49		
Gemeindebetriebe Frohnleiten	0,07368	19,8	9,576		
Stadtwerke Gleisdorf	0,08668	27,6	7,19	0,00708	
Pichlbauer & Partner bioenergie GmbH	0,07291	30,38			
Nahwärme Nureck GmbH	0,089616	27,56	15,156		

Quelle: Kaufmann et al. (2014) Forderungen aus VerbraucherInnensicht, vor dem Hintergrund des geplanten neuen steirischen Entwicklungsprogramm Luft

Spezifische Kosten	Förderung																	
	0	5	10	15	20	25	30	36	40	45	50	55	60	65	70	75	80	
Solare Deckung	0	0,0818	0,0818	0,0818	0,0817	0,0817	0,0817	0,0817	0,0817	0,0817	0,0816	0,0816	0,0816	0,0816	0,0816	0,0816	0,0815	
	1	0,0829	0,0829	0,0828	0,0827	0,0826	0,0825	0,0824	0,0823	0,0823	0,0822	0,0821	0,0820	0,0820	0,0819	0,0818	0,0817	0,0816
	2	0,0837	0,0836	0,0834	0,0833	0,0832	0,0830	0,0829	0,0827	0,0826	0,0825	0,0824	0,0822	0,0821	0,0820	0,0818	0,0817	0,0816
	3	0,0844	0,0842	0,0840	0,0838	0,0837	0,0835	0,0833	0,0831	0,0830	0,0828	0,0826	0,0824	0,0822	0,0821	0,0819	0,0817	0,0815
	4	0,0855	0,0852	0,0850	0,0847	0,0845	0,0842	0,0840	0,0837	0,0835	0,0833	0,0830	0,0828	0,0825	0,0823	0,0821	0,0818	0,0816
	5	0,0856	0,0854	0,0851	0,0848	0,0846	0,0843	0,0840	0,0837	0,0835	0,0832	0,0830	0,0827	0,0824	0,0822	0,0819	0,0816	0,0814
	6	0,0863	0,0860	0,0857	0,0854	0,0851	0,0848	0,0845	0,0841	0,0838	0,0835	0,0832	0,0829	0,0826	0,0823	0,0819	0,0816	0,0813
	7	0,0872	0,0868	0,0864	0,0861	0,0857	0,0853	0,0850	0,0845	0,0842	0,0839	0,0835	0,0831	0,0828	0,0824	0,0820	0,0817	0,0813
	8	0,0880	0,0876	0,0872	0,0867	0,0863	0,0859	0,0855	0,0850	0,0846	0,0842	0,0838	0,0834	0,0830	0,0825	0,0821	0,0817	0,0813
	9	0,0885	0,0880	0,0876	0,0871	0,0867	0,0862	0,0857	0,0852	0,0848	0,0844	0,0839	0,0835	0,0830	0,0825	0,0821	0,0816	0,0812
	10	0,0891	0,0886	0,0881	0,0876	0,0871	0,0866	0,0861	0,0855	0,0851	0,0846	0,0841	0,0836	0,0831	0,0826	0,0821	0,0816	0,0811
	11	0,0911	0,0904	0,0898	0,0892	0,0886	0,0880	0,0874	0,0867	0,0862	0,0856	0,0850	0,0844	0,0838	0,0832	0,0826	0,0820	0,0814
	12	0,0925	0,0918	0,0911	0,0904	0,0898	0,0891	0,0884	0,0876	0,0870	0,0863	0,0856	0,0849	0,0843	0,0836	0,0829	0,0822	0,0815
	13	0,0937	0,0929	0,0922	0,0914	0,0906	0,0899	0,0891	0,0882	0,0876	0,0869	0,0861	0,0854	0,0846	0,0838	0,0831	0,0823	0,0816
	14	0,0948	0,0939	0,0931	0,0923	0,0915	0,0907	0,0898	0,0888	0,0882	0,0874	0,0865	0,0857	0,0849	0,0841	0,0833	0,0824	0,0816
	15	0,0959	0,0951	0,0942	0,0933	0,0924	0,0915	0,0906	0,0895	0,0888	0,0879	0,0870	0,0861	0,0852	0,0844	0,0835	0,0826	0,0817
	16	0,0971	0,0961	0,0952	0,0942	0,0932	0,0923	0,0913	0,0902	0,0894	0,0884	0,0875	0,0865	0,0856	0,0846	0,0837	0,0827	0,0817
	17	0,0983	0,0973	0,0962	0,0952	0,0942	0,0931	0,0921	0,0909	0,0900	0,0890	0,0880	0,0870	0,0860	0,0850	0,0840	0,0830	0,0818
	18	0,0994	0,0983	0,0972	0,0961	0,0950	0,0939	0,0928	0,0915	0,0906	0,0895	0,0885	0,0874	0,0863	0,0852	0,0841	0,0830	0,0819
	19	0,1005	0,0994	0,0982	0,0971	0,0959	0,0947	0,0936	0,0922	0,0912	0,0901	0,0889	0,0877	0,0866	0,0854	0,0842	0,0831	0,0819
	20	0,1016	0,1004	0,0992	0,0979	0,0967	0,0955	0,0942	0,0928	0,0918	0,0905	0,0893	0,0881	0,0869	0,0856	0,0844	0,0832	0,0819
	21	0,1032	0,1019	0,1006	0,0993	0,0980	0,0966	0,0953	0,0937	0,0927	0,0914	0,0900	0,0887	0,0874	0,0861	0,0848	0,0834	0,0821
	22	0,1048	0,1034	0,1019	0,1005	0,0991	0,0977	0,0963	0,0946	0,0935	0,0921	0,0907	0,0893	0,0879	0,0865	0,0851	0,0837	0,0823
	23	0,1062	0,1047	0,1032	0,1017	0,1003	0,0988	0,0973	0,0955	0,0943	0,0928	0,0913	0,0898	0,0884	0,0869	0,0854	0,0839	0,0824
	24	0,1076	0,1060	0,1045	0,1029	0,1013	0,0998	0,0982	0,0963	0,0951	0,0935	0,0919	0,0904	0,0888	0,0872	0,0857	0,0841	0,0825
	25	0,1089	0,1073	0,1057	0,1040	0,1024	0,1007	0,0991	0,0971	0,0958	0,0941	0,0925	0,0908	0,0892	0,0876	0,0859	0,0843	0,0826
	26	0,1108	0,1090	0,1073	0,1055	0,1038	0,1020	0,1003	0,0982	0,0968	0,0951	0,0933	0,0916	0,0898	0,0881	0,0863	0,0846	0,0829
	27	0,1125	0,1107	0,1088	0,1070	0,1051	0,1033	0,1015	0,0992	0,0978	0,0959	0,0941	0,0923	0,0904	0,0886	0,0867	0,0849	0,0831
	28	0,1141	0,1122	0,1103	0,1084	0,1064	0,1045	0,1026	0,1002	0,0987	0,0968	0,0948	0,0929	0,0910	0,0890	0,0871	0,0852	0,0832
	29	0,1158	0,1137	0,1117	0,1097	0,1077	0,1056	0,1036	0,1012	0,0996	0,0976	0,0955	0,0935	0,0915	0,0895	0,0875	0,0854	0,0834
	30	0,1173	0,1152	0,1131	0,1110	0,1089	0,1068	0,1047	0,1021	0,1004	0,0983	0,0962	0,0941	0,0920	0,0899	0,0878	0,0857	0,0836
	31	0,1193	0,1170	0,1148	0,1126	0,1104	0,1082	0,1060	0,1033	0,1015	0,0993	0,0971	0,0949	0,0927	0,0905	0,0883	0,0860	0,0838
	32	0,1211	0,1188	0,1165	0,1142	0,1119	0,1096	0,1072	0,1045	0,1026	0,1003	0,0980	0,0957	0,0933	0,0910	0,0887	0,0864	0,0841
	33	0,1230	0,1205	0,1181	0,1157	0,1133	0,1109	0,1085	0,1056	0,1036	0,1012	0,0988	0,0964	0,0940	0,0916	0,0891	0,0867	0,0843
	34	0,1247	0,1222	0,1197	0,1172	0,1147	0,1122	0,1096	0,1066	0,1046	0,1021	0,0996	0,0971	0,0946	0,0920	0,0895	0,0870	0,0845
	35	0,1264	0,1238	0,1212	0,1186	0,1160	0,1134	0,1108	0,1077	0,1056	0,1030	0,1004	0,0977	0,0951	0,0925	0,0899	0,0873	0,0847
	36	0,1282	0,1255	0,1228	0,1201	0,1174	0,1147	0,1119	0,1087	0,1065	0,1038	0,1011	0,0984	0,0957	0,0930	0,0903	0,0876	0,0849
	37	0,1299	0,1271	0,1243	0,1215	0,1187	0,1159	0,1131	0,1097	0,1075	0,1047	0,1019	0,0991	0,0963	0,0935	0,0907	0,0879	0,0851
	38	0,1315	0,1286	0,1258	0,1229	0,1200	0,1171	0,1142	0,1107	0,1084	0,1055	0,1026	0,0997	0,0968	0,0939	0,0910	0,0882	0,0853
	39	0,1332	0,1302	0,1272	0,1242	0,1212	0,1183	0,1153	0,1117	0,1093	0,1063	0,1033	0,1003	0,0974	0,0944	0,0914	0,0884	0,0854
	40	0,1348	0,1317	0,1286	0,1255	0,1225	0,1194	0,1163	0,1126	0,1102	0,1071	0,1040	0,1010	0,0979	0,0948	0,0917	0,0887	0,0856
	41	0,1364	0,1333	0,1301	0,1269	0,1238	0,1206	0,1174	0,1136	0,1111	0,1079	0,1048	0,1016	0,0984	0,0953	0,0921	0,0889	0,0858
	42	0,1380	0,1348	0,1315	0,1283	0,1250	0,1218	0,1185	0,1146	0,1120	0,1087	0,1055	0,1022	0,0989	0,0957	0,0924	0,0892	0,0859
	43	0,1396	0,1363	0,1329	0,1296	0,1262	0,1229	0,1195	0,1155	0,1129	0,1095	0,1062	0,1028	0,0995	0,0961	0,0928	0,0894	0,0861
	44	0,1412	0,1378	0,1343	0,1309	0,1275	0,1240	0,1206	0,1165	0,1137	0,1103	0,1068	0,1034	0,1000	0,0965	0,0931	0,0896	0,0862
	45	0,1428	0,1392	0,1357	0,1322	0,1287	0,1251	0,1216	0,1174	0,1146	0,1110	0,1075	0,1040	0,1004	0,0969	0,0934	0,0899	0,0863
	46	0,1445	0,1409	0,1372	0,1336	0,1300	0,1264	0,1227	0,1184	0,1155	0,1119	0,1082	0,1046	0,1010	0,0974	0,0938	0,0901	0,0865
	47	0,1462	0,1424	0,1387	0,1350	0,1313	0,1276	0,1239	0,1194	0,1164	0,1127	0,1090	0,1053	0,1016	0,0978	0,0941	0,0904	0,0867
	48	0,1478	0,1440	0,1402	0,1364	0,1326	0,1288	0,1250	0,1204	0,1173	0,1135	0,1097	0,1059	0,1021	0,0983	0,0945	0,0907	0,0868
	49	0,1495	0,1455	0,1416	0,1377	0,1338	0,1299	0,1260	0,1213	0,1182	0,1143	0,1104	0,1065	0,1026	0,0987	0,0948	0,0909	0,0870
50	0,1511	0,1471	0,1431	0,1391	0,1351	0,1311	0,1271	0,1223	0,1191	0,1151	0,1111	0,1071	0,1031	0,0991	0,0951	0,0911	0,0871	

Original 0,0836 0,0836 0,0836 0,0836 0,0836 0,0836 0,0836 0,0836 0,0836 0,0836 0,0836 0,0836 0,0836 0,0836 0,0836 0,0836 0,0836 0,0836  
 Aktueller Fer 0,0936 0,0936 0,0936 0,0936 0,0936 0,0936 0,0936 0,0936 0,0936 0,0936 0,0936 0,0936 0,0936 0,0936 0,0936 0,0936 0,0936 0,0936

**Tabelle 7.4: Spezifische Kosten des Heizwerks berechnet über eine Näherungsfunktion aus den Ergebnissen der Optimierung**

## Literaturverzeichnis

- Haneder, Furtner (2014): Herbert Haneder, Karl Furtner, Biomasse - Heizungserhebung 2013, 2014, [http://www.biomasseverband-ooe.at/uploads/media/Downloads/Publikationen/Biomasseheizungserhebung\\_2013.pdf](http://www.biomasseverband-ooe.at/uploads/media/Downloads/Publikationen/Biomasseheizungserhebung_2013.pdf) (abgerufen: 05.01.2015)
- Dullnig M. (2013): Dullnig, Martin, Development and assessment of a concept for a solar thermal assisted biomass district heating system for the municipality of Moosburg/Carinthia considering implemented examples in Austria, Master Thesis , TU Wien, 2013
- Fischer et al. (2003): Annett Fischer, Stephan Henke, Frank Heunemann, Frank Zander, Janet Witt, Ronny Wilfert, Martin Dilger, Gerd Schröder, Thomas Weidele, Nutzung von Biomasse in Kommunen - Ein Leitfaden, 2003, [http://beschaffung.fnr.de/fileadmin/nawaro-kommunal/dateien/1\\_Leitfaden\\_Biomasse\\_Einfuehrung\\_01.pdf](http://beschaffung.fnr.de/fileadmin/nawaro-kommunal/dateien/1_Leitfaden_Biomasse_Einfuehrung_01.pdf) (abgerufen: 05.01.2015)
- Fischer et al. (2010): Markus Fischer, Benedikt Scherber, Frank Burmeister, Abschlussbericht Teil I - Bewertung der Energieversorgung mit leitungsgebundenen gasförmigen Brennstoffen im Vergleich zu anderen Energieträgern Analyse der Energieflussketten der dezentralen Erzeugungsketten , 2010, [http://www.dvgw-innovation.de/fileadmin/dvgw/angebote/forschung/innovation/pdf/g5\\_04\\_09\\_1.pdf](http://www.dvgw-innovation.de/fileadmin/dvgw/angebote/forschung/innovation/pdf/g5_04_09_1.pdf) (abgerufen: 05.01.2015)
- Kaltschmitt, Streicher (2009): Kaltschmitt Martin, Streicher Wolfgang, Regenerative Energien in Österreich : Grundlagen, Systemtechnik, Umweltaspekte, Kostenanalysen, Potenziale, Nutzung, 2009
- Haslinger W. (2013): Haslinger Walter, Emissionen und Effizienz bei modernen Biomassefeuerungen, aus dem Bericht: Erneuerbare Wärme - Schlüssel zur Energiewende, 2013, [http://www.biomasseverband.at/publikationen/broschueren/?eID=dam\\_frontend\\_push&docID=1854](http://www.biomasseverband.at/publikationen/broschueren/?eID=dam_frontend_push&docID=1854) (abgerufen: 05.01.2015)
- Dötsch et al. (1998): Dötsch C., Taschenberger J., Schönberg I. , Leitfaden Nahwärme, UMSICHT-Schriftenreihe, 1998
- Bucar et al. (2006): Bucar Gerhard, Karin Schwyer, Christian Fink, Richard Riva, Michael Neuhäuser, Ernst Meissner, Dezentrale erneuerbare Energie für bestehende Fernwärmenetze. Bericht aus Energie- und Umweltforschung 78/2006, , [http://download.nachhaltigwirtschaften.at/edz\\_pdf/0678\\_dezentrale\\_energieerzeugung\\_fuer\\_fernwaerme.pdf](http://download.nachhaltigwirtschaften.at/edz_pdf/0678_dezentrale_energieerzeugung_fuer_fernwaerme.pdf) (abgerufen: 05.01.2015)
- SDH (2012): Sørensen P. A. et. al., Solar district heating guidelines, 2012, [http://www.solar-district-heating.eu/Portals/0/Factsheets/SDH-WP3-D31-D32\\_August2012.pdf](http://www.solar-district-heating.eu/Portals/0/Factsheets/SDH-WP3-D31-D32_August2012.pdf) (abgerufen: 05.01.2015)
- Eltrop et al. (2007): Eltrop, L., Hartmann, H., Heinrich, P., Jahraus, B., Kaltschmitt, M., Raab, K., Schneider, S., Schröder, S., Leitfaden Bioenergie: Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen, 2007, <http://fnr->

- server.de/cms35/fileadmin/biz/pdf/leitfaden/leitfaden\_bioenergie.pdf  
(abgerufen: 05.01.2015)
- Karl J. (2008): Karl Jürgen, Vorlesung Energiewirtschaft - Teil3 Kostenstrukturen bei der Strom- und Wärmeerzeugung, 2008
- Raab S. (2006): Raab Stefan, Simulation, Wirtschaftlichkeit und Auslegung solar unterstützter Nahwärmesysteme mit Heißwasser-Wärmespeicher, 2006
- Büchele R., (2013): Büchele Richard, Implementierung eines Investitions- und Optimierungsmodells zur kostenminimalen Jahresdeckung des Strom- und Wärmebedarfs innerhalb eines regionalen Energieparks : Beispielregion Wien, Diplomarbeit, TU Wien, 2013
- Nakicenovic, Haas (2011): Nakicenovic Nebojsa, Haas Reinhard, Skript zur Vorlesung Energiemodelle und Analysen, 2011, (abgerufen: )
- Almbauer (2008): Almbauer Raimund, Lastprofile nicht-leistungsgemessener Kunden (HE, HM, HG, PG, PK und PW) der Gasnetzbetreiber Österreichs – Überarbeitung 2008, 2008,  
[http://www.agcs.at/agcs/clearing/lastprofile/lp\\_studie2008.pdf](http://www.agcs.at/agcs/clearing/lastprofile/lp_studie2008.pdf) (abgerufen: 05.01.2015)
- Stieglitz, Heinzl (2012): Stieglitz Robert, Heinzl Volker, Thermische Solarenergie: Grundlagen, Technologie, Anwendungen, 2012
- Bollin et al. (2013): Bollin Elmar, Huber Klaus, Mangold Dirk, Solare Wärme für große Gebäude und Wohnsiedlungen, 2013
- Mangold et al. (2007): Mangold D., Riegger M., Schmidt T. , Solare Nahwärme und Langzeit Wärmespeicher - Forschungsbericht zum BMU-Vorhaben L 329607, 2007, <http://www.solites.de/download/literatur/AB-SUN%20VI%20FKZ%200329607L.pdf> (abgerufen: 05.01.2015)
- Raab et al. (2002): Raab S., Schmidt T., Benner M., Heidemann W., Müller-Steinhagen H. , Saisonale Wärmespeicher–aktuelle Speichertechnologien und Entwicklungen bei Heißwasser - Wärmespeichern., 2002
- Schmidt, Mangold (2010): Schmidt Thomas, Mangold Dirk, Der Multifunktions-Wärmespeicher in Hamburg-Bramfeld-innovative Erweiterung der ältesten deutschen Solarsiedlung - 20.Symphosium Thermische Solarenergie, 2010, [http://www.solites.de/download/literatur/OTTI%20ST2010-Schmidt-Mangold\\_2010.03.24.pdf](http://www.solites.de/download/literatur/OTTI%20ST2010-Schmidt-Mangold_2010.03.24.pdf) (abgerufen: 05.01.2015)
- Viessmann (2008): Viessmann, Planungshandbuch Solarthermie, 2008,  
[http://www.viessmann.at/content/dam/internet-global/pdf\\_documents/sonstige/planungshandbuch-solarthermie.pdf](http://www.viessmann.at/content/dam/internet-global/pdf_documents/sonstige/planungshandbuch-solarthermie.pdf) (abgerufen: 05.01.2015)
- Reuß (2010): Reuß Manfred, Möglichkeiten der thermischen Nutzung von Solarenergie, 2010, <http://www.kreisfreising.de/fileadmin/docs/SG41/2010/Solarthermie.pdf> (abgerufen: 05.01.2015)
- Bleiberschnig D. (2010): Bleiberschnig Daniel, Kostenfunktionen - Erneuerbare-Energie-Technologien. Bachelorarbeit am Institut für Thermodynamik und Energiewandlung, 2010
- C.A.R.M.E.N. (2012): , C.A.R.M.E.N. Merkblatt - Nahwärmenetze und Bioenergieanlagen, Ein Beitrag zur effizienten Wärmenutzung und zum Klimaschutz, 2012, [http://www.carmen-ev.de/files/festbrennstoffe/merkblatt\\_Nahwaermenetz\\_carmen\\_ev.pdf](http://www.carmen-ev.de/files/festbrennstoffe/merkblatt_Nahwaermenetz_carmen_ev.pdf) (abgerufen: 05.01.2015)

- Winter et al. (2001): Winter W., Haslauer T., Obernberger I., Untersuchungen der Gleichzeitigkeit in kleinen und mittleren Nahwärmenetzen, 2001, <http://www.bios-bioenergy.at/uploads/media/Paper-Winter-Gleichzeitigkeit-Euroheat-2001-09-02.pdf> (abgerufen: 05.01.2015)
- Rehau (2013): , Effiziente Wärmenetze - Richtige Planung, 2013, [http://www.biogasheat.org/wp-content/uploads/2012/09/Effiziente-W%C3%A4rmenetze\\_REHAU\\_Balzer.pdf](http://www.biogasheat.org/wp-content/uploads/2012/09/Effiziente-W%C3%A4rmenetze_REHAU_Balzer.pdf) (abgerufen: 05.01.2015)
- Kaufmann et al. (2014): Josef Kaufmann, Johann Pressl, Philipp Guler, Fernwärmeversorgung - Forderungen aus VerbraucherInnensicht, vor dem Hintergrund des geplanten neuen steirischen Entwicklungsprogramm Luft, 2014, [http://media.arbeiterkammer.at/stmk/Fernwaerme\\_2014.pdf](http://media.arbeiterkammer.at/stmk/Fernwaerme_2014.pdf) (abgerufen: 06.01.2015)

## Sekundärquellen

Heimrath, R., Heinz, A., Mach, T., Streicher, W., Fink, C., & Riva, R. (2002). Solarunterstützte Wärmenetze. Teil Thermische Solaranlagen für Mehrfamilienhäuser., [http://www.noest.or.at/intern/dokumente/A036\\_Endbericht\\_Solarunt\\_Waermenetze.pdf](http://www.noest.or.at/intern/dokumente/A036_Endbericht_Solarunt_Waermenetze.pdf) (abgerufen August 2014)

A. Heinz, W. Streicher (2002). Solarunterstützte Wärmenetze, Kriterienkatalog, Projekt im Rahmen der Programmlinie Haus der Zukunft, Impulsprogramm Nachhaltig Wirtschaften im Auftrag des BMVIT, Graz (46 Seiten), (Institut für Wärmetechnik, TU-Graz), <http://www.aee-intec.at/0uploads/dateien71.pdf> (abgerufen November 2014)

Erneuerbare Wärme - Schlüssel zur Energiewende, [http://www.biomasverband.at/publikationen/broschueren/?eID=dam\\_frontend\\_push&docID=1854](http://www.biomasverband.at/publikationen/broschueren/?eID=dam_frontend_push&docID=1854) (abgerufen Dezember 2014)

## Erklärung

Hiermit erkläre ich, dass die vorliegende Arbeit gemäß dem Code of Conduct – Regeln zur Sicherung guter wissenschaftlicher Praxis (in der aktuellen Fassung des jeweiligen Mitteilungsblattes der TU Wien), insbesondere ohne unzulässige Hilfe Dritter und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel, angefertigt wurde. Die aus anderen Quellen direkt oder indirekt übernommenen Daten und Konzepte sind unter Angabe der Quelle gekennzeichnet.

Die Arbeit wurde bisher weder im In- noch im Ausland in gleicher oder in ähnlicher Form in anderen Prüfungsverfahren vorgelegt.

Edelstal, den 05.01.2015

\_\_\_\_\_  
Hofstädter Christian, BSc



## Tabellenverzeichnis

Tabelle 3.1: Zusammenfassung der gewählten Parameter für das Heizwerk und das Nahwärmenetz.....	9
Tabelle 3.2: Darstellung der Investitionskosten pro kW Leistung eines Heizwerkes sowie der Kosten des Netzes pro Meter Trassenlänge bei mittlerer Bebauung.....	10
Tabelle 3.3: Tabelle der gewählten Kosten des Heizwerkes inklusive Wärmenetz.....	10
Tabelle 3.4: Annahmen zur Wirtschaftlichkeitsrechnung für das Heizwerk und das Wärmenetz.....	11
Tabelle 3.5: Beschreibung der verwendeten Parameter und Formelzeichen.....	13
Tabelle 3.6: Parameter der neuen Sigmoidfunktion für HE, HM und HG; ermittelt über den Top-Down Ansatz.....	17
Tabelle 3.7: Parameter und Formelzeichen zur Speicherberechnung.....	21
Tabelle 3.8: Schematische Darstellung der Vor- und Nachteile der beiden Kollektorarten.....	25
Tabelle 3.9: Kollektorkenngrößen (nach Viessmann (2008) - Planungshandbuch Solarthermie, sowie Stieglitz, Heinzl (2012) plus eigene Daten).....	27
Tabelle 3.10: Verteilung der Globalstrahlungswerte eines Jahres auf drei Leistungsbereiche und Energieanteil des jeweiligen Leistungsbereichs an der Gesamtenergie.....	29
Tabelle 3.11: Parameter und Formelzeichen zur Berechnung der solarthermischen Anlage.....	32
Tabelle 3.12: Annahmen zu den jährlichen Kosten für Kollektorfeld und Speicher als Anteil der Investitionskosten.....	34
Tabelle 3.13: Gewählte Parameter des Wärmenetzes.....	40
Tabelle 3.14: Kosten der Brennstoffe inkl. Steuern und Abgaben abgerufen im August 2014.....	43
Tabelle 4.1: Ergebnisse der Optimierung für das Grundszenario (Biomasseheizwerk inkl. Gaskessel).....	54
Tabelle 4.2: Ergebnisse der Optimierung für das Heizwerk inkl. Pufferspeicher.....	56
Tabelle 4.3: Ergebnisse der Optimierung für einen solaren Deckungsgrad von 95% während des Sommers.....	61
Tabelle 4.4: Ergebnisse der Optimierung für einen solaren Deckungsgrad 30% über das Jahr.....	62
Tabelle 4.5: Ergebnisse der Optimierung für einen solaren Deckungsgrad 5% über das Jahr.....	64
Tabelle 4.6: Ergebnisse der Optimierung für ein Heizwerk ohne Gas mit 50% SD.....	67
Tabelle 7.1: Kostenvergleich zwischen Flach- und Röhrenkollektor.....	95
Tabelle 7.2: Kollektorpreise von diversen Röhrenkollektoren und Anbietern von August 2014.....	102
Tabelle 7.3: Preise von steirischen Wärmeanbietern.....	102
Tabelle 7.4: Spezifische Kosten des Heizwerkes berechnet über eine Näherungsfunktion aus den Ergebnissen der Optimierung.....	103

## Verzeichnis der Abbildungen

Abbildung 2.1: Karte der österreichischen Biomasseheizwerke und KWK Anlagen.....	4
Abbildung 3.1: Schematische Darstellung eines Heizwerks mit Wärmenetz und zentraler Einbindung der thermischen Solaranlage.....	7
Abbildung 3.2: Aufteilung der Investitionskosten des kompletten Heizwerkes.....	11
Abbildung 3.3: Mittels Sigmoidfunktion modellierte Wärmenachfrage.....	18
Abbildung 3.4: Vergleich zwischen Nachfrage und Globalstrahlung als wöchentliche Summe des Jahres 2005.....	19
Abbildung 3.5: Typen saisonaler Wärmespeicher mit Angabe der durchschnittlichen Wärmekapazität je m <sup>3</sup> Speichervolumen.....	20
Abbildung 3.6: Kostenfunktion des Wärmespeichers in Abhängigkeit des Volumens.	22
Abbildung 3.7: Vergleich der Kollektorwirkungsgrade von Flach- und Röhrenkollektoren bei unterschiedlicher Globalstrahlung (Optischer Wirkungsgrad des Röhrenkollektors 70%).....	28
Abbildung 3.8: Vergleich der wöchentlichen Erträge von Flach- und Röhrenkollektor bei Einspeisung in ein Nahwärmenetz für das Jahr 2005.....	29
Abbildung 3.9: Verteilung der Globalstrahlungswerte eines Jahres auf Leistungsbereiche und Energieanteil des jeweiligen Leistungsbereichs an der Gesamtenergie.....	30
Abbildung 3.10: Vergleich der Kollektorwirkungsgrade bei der Verwendung in einem Nahwärmenetz.....	31
Abbildung 3.11: Kostenfunktion der Investitionskosten pro m <sup>2</sup> Aperturfläche des Kollektorfeldes.....	34
Abbildung 3.12: Hydraulische Schaltungen zur Einspeisung in ein Wärmenetz.....	38
Abbildung 3.13: Abhängigkeit des Gleichzeitigkeitsfaktors von der Zahl der Abnehmer.....	42
Abbildung 3.14: Verlauf verschiedener Indizes von 2003 bis 2012.....	49
Abbildung 4.1: Geordnete Jahresdauerlinie des Heizwerks bestehend aus Biomassekessel und Gaskessel.....	51
Abbildung 4.2: Monatliche Aufteilung auf die Erzeugungstechnologien BM & Gas der Ausgangslage.....	52
Abbildung 4.3: Netzverluste und Wärmenachfrage über das Jahr.....	53
Abbildung 4.4: Geordnete Jahresdauerlinie des Heizwerkes inkl. Pufferspeicher.....	55
Abbildung 4.5: Monatliche Aufteilung auf die Erzeugungstechnologien BM & Gas inklusive Pufferspeicher.....	57
Abbildung 4.6: Geordnete Jahresdauerlinie des Heizwerkes inkl. Pufferspeicher und Kollektorfeld zu 95% solarer Abdeckung im Sommer.....	58
Abbildung 4.7: Monatliche Aufteilung auf die Erzeugungstechnologien BM & Gas inklusive Pufferspeicher und Kollektorfeld – 95% Sommerabdeckung.....	59
Abbildung 4.8: Geordnete Jahresdauerlinie des Heizwerkes inkl. Pufferspeicher und Kollektorfeld zu 5% Solarer Abdeckung.....	63
Abbildung 4.9: Geordnete Jahresdauerlinie 50% SD – ohne Gas.....	66
Abbildung 4.10: Vergleich der solaren Deckungsraten mittels Kapitalwertmethode....	68
Abbildung 4.11: Spezifische Wärmegestehungskosten des Heizwerkes in Abhängigkeit des solaren Deckungsgrades.....	69

Abbildung 4.12: Vergleich der Erzeugungsanteile der unterschiedlichen solaren Deckungsgrade.....	70
Abbildung 4.13: Vergleich der Fixkosten mit den variablen Kosten.....	71
Abbildung 4.14: Vergleich der jährlichen Fix-, Brennstoff- und Gesamtkosten in Abhängigkeit der solaren Deckung mit den Kosten des Originalheizwerks.....	72
Abbildung 4.15: Verhältnis von Speichervolumen zur Aperturfläche des Kollektors. .	73
Abbildung 4.16: Bestes Kosten/Nutzen Verhältnis der Kombination Speicher und Solaranlage.....	74
Abbildung 4.17: spezifischer Kollektorertrag und solarer Deckungsgrad für das modellierte Heizwerk.....	75
Abbildung 4.18: Grenze zur Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit der Förderung anhand der spezifischen Wärmegestehungskosten.....	76
Abbildung 5.1: Sensitivitätsanalyse des Ausgangsszenario(BM- inkl. Gaskessel).....	80
Abbildung 5.2: Sensitivitätsanalyse bei 10% solarer Deckung.....	81
Abbildung 5.3: Sensitivitätsanalyse der Anlagenkombination zu 95% Sommerabdeckung.....	83
Abbildung 5.4: Sensitivitätsanalyse 50% solarer Deckungsgrad.....	84
Abbildung 5.5: Spezifischen Gesamtkosten im Verlauf der Jahre (n) beim Preissteigerungsszenario 3 (HHS+2,1%/a).....	86
Abbildung 5.6: Spezifischen Gesamtkosten im Verlauf der Jahre (n) beim Preissteigerungsszenario 2 (HHS+2,1%/a, Gas+3,6%/a).....	87
Abbildung 5.7: Spezifischen Gesamtkosten im Verlauf der Jahre (n) beim Preissteigerungsszenario 3 (HHS+3%/a, Gas+6%/a).....	88
Abbildung 5.8: Kapitalwert der Ausgaben für die 3 Szenarien.....	89
Abbildung 5.9: Levelized Cost of Heat für die drei Preissteigerungsszenarien.....	89
Abbildung 7.1: Ertrag in Abhängigkeit des Neigungswinkels und der Ausrichtung ...	92
Abbildung 7.2: Schematische Darstellung der Globalstrahlung des Jahres 2005 auf unterschiedlich geneigte Flächen.....	93
Abbildung 7.3: Spezifische Wärmegestehungskosten des gesamten Heizwerkes von unterschiedlichen solaren Deckungsraten bei optimaler Südausrichtung in Abhängigkeit der Kollektorneigung.....	94
Abbildung 7.4: 30% solarer Deckungsgrad – Monatliche Verteilung der Wärmeerzeugung.....	96
Abbildung 7.4: Geordnete Jahresdauerlinie bei 30% solarem Deckungsgrad.....	96
Abbildung 7.5: 95% Sommerabdeckung Jahresverlauf vom Speicherstand, sowie der unterschiedlichen Erzeugungstechnologien.....	96
Abbildung 7.6: Jahresverlauf des Speicherstandes bei 50% SD ohne Gas und Wärmemenge geliefert durch den Hackschnitzelkessel und die Solaranlage.....	97
Abbildung 7.7: Vergleich der verwendeten Brennstoffmengen sowie der Kollektorfläche und des Speichervolumens.....	97
Abbildung 7.8: Wirkungsgrad von geprüften Biomassekesseln.....	98
Abbildung 7.9: Spezifische Speicherbaukosten ohne MwSt. und Planungskosten.....	98
Abbildung 7.10: Spezifische solare Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit der Solaren Deckung.....	99
Abbildung 7.11: Modellierte Wärmenachfrage nach Almbauer (2008).....	99
Abbildung 7.12: Unterschied der Kollektorflächen.....	100
Abbildung 7.13: Energieträgereinsatz der Haushalte für Raumheizung.....	100
Abbildung 7.14: Kosten von steirischen Heizwerken erstellt nach Tabelle 7.3.....	101
Abbildung 7.15: Spezifischer Kollektorertrag und Solarer Deckungsgrad.....	101