

Technische und wirtschaftliche Untersuchung solarer Wärmebereitstellung für Fern- und Nahwärmenetze

von

Andreas SOMITSCH

als Diplomarbeit der Kommission zur Abhaltung der dritten Diplomprüfung
der Studienrichtung Wirtschaftsingenieurwesen-Maschinenbau an der
Technischen Universität Graz über das Institut für Wärmetechnik vorgelegt.

Betreuer:

DI Dr. techn. Harald MOSER
KELAG Wärme GmbH

DI Angela DRÖSCHER
Institut für Wärmetechnik

Beurteiler:

Ao.Univ.-Prof. DI Dr. techn. René RIEBERER

Graz, im September 2013

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, am
.....
(Unterschrift)

KURZFASSUNG

der Diplomarbeit mit dem Titel:

Technische und wirtschaftliche Untersuchung solarer Wärmebereitstellung für Fern- und Nahwärmenetze

von
Andreas SOMITSCH

Solarthermie als emissionsfreie Energiequelle erhält durch den zunehmenden Ausbau der erneuerbaren Energieträger immer größere Bedeutung. Die Zielvorgabe des EU-Klimapaketes vom Dezember 2008 verpflichtet Österreich im Rahmen der 20/20/20-Ziele u.a. den Anteil an erneuerbaren Energieträgern bis 2020 auf 34 % des Bruttoendenergieverbrauches zu erhöhen. Somit ist es notwendig, die Wärmebereitstellung mit Solarthermie auch bei den durch starken Zuwachs geprägten Nah- und Fernwärmenetzen zu berücksichtigen.

Die technische und wirtschaftliche Untersuchung der Einbindung von Solarthermie in Nah- und Fernwärmenetze war das zentrale Thema dieser Diplomarbeit und erfolgte in Zusammenarbeit mit einem der größten österreichweit tätigen Fernwärmeunternehmen. Die Zielvorgabe bestand darin, über ein Auswahlverfahren aus den vorhandenen 80 Fernwärmeanlagen jene herauszufiltern, die sich für eine solare Einspeisung unter vorgegebenen Randbedingungen grundsätzlich eignen. Ausgehend von Literatur- und Marktrecherchen erfolgte daraufhin die Analyse der Fernwärmenetze und es wurde das jeweils am besten geeignete Referenznetz für drei „solare Betrachtungsvarianten“ festgelegt. Diese drei Varianten sind: Direkteinspeisung in ein großes Fernwärmenetz mit niedrigem solaren Deckungsgrad, Einspeisung in ein kleines Netz mit teilweiser Substitution des bestehenden Energieträgers sowie ein Biomassewärmenetz mit hoher Substitution von Hackgut während des Sommers.

Die technische Untersuchung beinhaltet unter vorgegebenen Netzparametern Lösungen zur hydraulischen Einbindung sowie die Auswahl der Kollektorfeldgröße und des Speichervolumens. Zusätzlich konnten auch Probleme bei der Abbildung von großen thermischen Solaranlagen in der Simulation aufgezeigt werden. Die Simulationen wurden mit dem Computerprogramm T*SOL[®] durchgeführt.

Die wirtschaftliche Betrachtung umfasst die Analyse der Investitionskosten, Einsparungen durch Substitution bestehender Energieträger und die Ermittlung der solaren Wärmegegostehungskosten. Ergänzend werden aktuelle Förderprogramme berücksichtigt und eine Sensitivitätsanalyse wird in die Berechnungen mit einbezogen.

Abschließend konnte aufgezeigt werden, dass Parameter wie Vor- und im speziellen die Rücklaufstemperatur im Wärmenetz, der Wärmebedarf im Sommer, das Verhältnis von Speichervolumen zu Kollektorfeldgröße sowie lukrierbare Förderungen entscheidend für die wirtschaftlich und technisch sinnvolle Auslegung und Einbindung von thermischen Solaranlagen in Nah- und Fernwärmenetzen sind.

Schlagwörter: Fernwärme, Solareinspeisung, Energiewirtschaft

ABSTRACT

of the diploma thesis:

Technical and economic study of solar heat supply to district heating networks

by

Andreas SOMITSCH

Solar thermal energy, an energy source free of emissions, gains more and more importance to promote the expansion of renewable energies. According to the climatic agreement of the EU, the so-called 20/20/20 goals, Austria is bound to increase the rate of renewable energy to 34 % of its gross end energy consumption until 2020. Therefore, it is necessary to consider solar thermal energy also in the growing market of district heating.

The focus of this diploma thesis was the technical and economic study of integration of solar thermal energy into district heating networks. The thesis was realized in cooperation with one of Austria's largest enterprises in district heating. The aim was to select those district heating installation out of all 80 available ones, which basically are suited to produce and supply solar energy under predefined conditions. Based on literature and market research the district heating networks were analysed in order to identify the most suitable reference networks for each of the three "solar thermal perspectives". These solar thermal perspectives are first the direct supply to a big district heating network with low solar fraction, second the supply to a small district heating network with partial substitution of the current energy source and third a high substitution of wood chips during summer in a biomass heating network.

Depending on given parameters of the networks the technical part of this thesis includes the hydraulic integration of a solar thermal system into the networks, choice of thermal solar collector size and volume of puffer storage. Additionally, problems in modelling of large solar thermal collector fields could be revealed by using simulation software. The program used for dynamic system simulation was T*SOL[®].

The economic part of the thesis includes the analysis of capital costs, savings based on substitution of current energy sources and the calculation of solar heat production costs. Furthermore, current subsidy programs and sensitivity analyses were taken into account.

To conclude, the influence of crucial parameters for economic and technical dimensioning and integration of a thermal solar plant in district heating networks is demonstrated. These parameters are the flow and return temperature in the net, heat demand during the summer, the ratio between storage volume and collector field size and public subsidies.

Key words: district heating, thermal solar supply, energy economy

DANKSAGUNG

Mein besonderer Dank gilt Herrn DI Dr. techn. Harald Moser als firmeninterner Betreuer für die Unterstützung bei dieser Diplomarbeit.

Den beteiligten Mitarbeitern der KELAG Wärme GmbH, die sich unterstützend eingebracht haben, gebührt ebenso mein Dank. Besonders möchte ich den Kollegen des Bereiches Betrieb mit Unterabteilungen und Herrn Prok. Ing. Johann Nowak für das erfolgreiche Gelingen der Diplomarbeit danken.

Dem Institut für Wärmetechnik danke ich für die angenehme Zusammenarbeit. Insbesondere meiner Betreuerin seitens des Institutes, Frau DI Angela Dröscher und Herrn DI Dr. techn. Richard Heimrath für die freundliche Hilfestellung.

Ebenso danke ich Herrn Ao.Univ.Prof. DI Dr. techn. René Rieberer für die Übernahme der Prüftätigkeit.

Abschließend danke ich meiner Familie, vor allem meinen Eltern, für die finanzielle und moralische Unterstützung während meines Studiums und der letzten Jahre.

INHALTSVERZEICHNIS

1	<u>EINLEITUNG</u>	1
1.1	Zielsetzung	1
1.2	Aufbau der Arbeit	1
1.3	Statistiken und Entwicklungen	2
1.3.1	Energiesituation in Österreich	2
1.3.2	Fernwärme in Österreich	3
1.3.3	Solarthermie in Österreich	5
2	<u>GRUNDLAGEN</u>	7
2.1	Energie	7
2.1.1	Erneuerbare Energie	7
2.1.2	Solare Strahlung	8
2.1.3	Konventionelle Wärmeerzeugung	9
2.2	Solarthermie	12
2.2.1	Solarthermieanlage	12
2.2.2	Aufbau einer thermischen Solaranlage	13
2.2.3	Kollektoren	14
2.2.4	Speicher	19
2.2.5	Kenngößen von Solaranlagen	20
2.2.6	Stagnation	21
2.3	Wärmenetze	23
2.3.1	Grundlagen und Versorgungsvarianten	24
2.3.2	Gestaltung der Netze	25
2.3.3	Zeitlicher Verlauf des Energiebedarfes	25
2.3.4	Betriebsbedingungen	27
2.3.5	Energiespeicherfähigkeit der Wärmenetze	27
2.3.6	Solare Biomasse-Wärmenetze	28
2.4	Ökonomische Grundlagen	29
2.4.1	Kostenzusammensetzung	29
2.4.2	Förderungssituation	30
2.4.3	Berechnung der solaren Wärmegestehungskosten	30
2.4.4	Amortisationsrechnung	32
2.4.5	Sensitivitätsanalyse	33
2.4.6	Betriebswirtschaftliche Vergleichsrechnung	34
2.5	Simulationsprogramm	34
3	<u>NETZANALYSE</u>	36
3.1	Erhebung, Auswahl und Bestimmung der Referenznetze	36
3.1.1	Analyse bestehender Netze	36
3.1.2	Zuordnung solarer Betrachtungsvarianten und Bestimmung der Referenznetze	37
3.2	Generierung der Lastganglinie der durchschnittlichen Wärmeleistung	39
3.3	Beschreibung des großen Netzes B (Variante 1)	40
3.3.1	Wärmeerzeugung und Betriebsverhalten	40
3.3.2	Lastganglinie und Jahresdauerlinie	40
3.4	Beschreibung des kleinen Netzes A (Variante 2)	41
3.4.1	Wärmeerzeugung und Betriebsverhalten	42

3.4.2	Lastganglinie und Jahresdauerlinie	42
3.5	Beschreibung des Biomassenetzes B (Variante 3)	43
3.5.1	Wärmeerzeugung und Betriebsverhalten	43
3.5.2	Lastganglinie und Jahresdauerlinie	44
4	<u>TECHNISCHE UND WIRTSCHAFTLICHE UNTERSUCHUNG</u>	46
4.1	Technische und wirtschaftliche Rechenparameter	46
4.1.1	Teillast und Nutzungsgrade	46
4.1.2	Energiepreise	47
4.1.3	Wirtschaftliche Richtwerte	50
4.2	Variante 1: Solare Direkteinspeisung in großen Fernwärmenetzen	53
4.2.1	Technische Betrachtung	53
4.2.2	Wirtschaftliche Betrachtung	59
4.2.3	Fazit zu Variante 1	65
4.3	Variante 2: Teilweise Substitution in kleinen Wärmenetzen	65
4.3.1	Technische Betrachtung	65
4.3.2	Wirtschaftliche Betrachtung	71
4.3.3	Fazit zu Variante 2	80
4.4	Variante 3: Sehr hohe Substitution in Biomasse-Wärmenetzen	81
4.4.1	Technische Betrachtung	81
4.4.2	Wirtschaftliche Betrachtung	89
4.4.3	Fazit zu Variante 3	93
4.4.4	Wirtschaftlicher Vergleich möglicher Alternativen für Biomassenetzes B	94
5	<u>ZUSAMMENFASSUNG</u>	101
	<u>LITERATUR</u>	104
	<u>ANHANG</u>	109

1 EINLEITUNG

Der Projektpartner dieser Diplomarbeit, die KELAG Wärme GmbH, ist das größte überregional tätige Wärmeversorgungsunternehmen Österreichs, Marktführer bei der Nutzung von industrieller Abwärme und Bioenergie und ist ein Tochterunternehmen der Kelag. Das Unternehmen ist nach ISO 9001, ISO 14001 und ISO 50001 zertifiziert. Der Firmensitz befindet sich in Villach. Die KELAG Wärme GmbH betreut in Österreich ca. 80 Fernwärmenetze und mehr als 900 Heizzentralen.

Um eine Reduzierung der fossilen Energieträger sowie den notwendigen Ausbau der Wärmeproduktion auf Basis erneuerbarer Energieträger zu erreichen, ist es notwendig, Umwandlungsprozesse wie die Solarthermie zu untersuchen. Für diesen Zweck wurde die nachfolgende Diplomarbeit definiert.

1.1 Zielsetzung

Das primäre Ziel dieser Diplomarbeit war, die Möglichkeiten und Potentiale einer Einbindung von Solarthermie in Wärmenetze zu untersuchen. Die Betrachtung richtete sich auf die Optimierung bestehender Netze, wobei die Substitution des derzeitigen Energieträgers durch Solarthermie im Vordergrund stand. Mittels ausgewählter Referenznetze wurde versucht, die technischen Fragestellungen bezüglich hydraulischer Einbindung, Kollektorfeldgröße und Speichervolumen zu beantworten und dafür die am besten geeigneten Standorte von Fernwärmenetzen des Projektpartners herauszufiltern.

Ein weiteres Ziel bestand in der Abschätzung der Investitionskosten und in weiterer Folge der zu erwartenden, jährlichen finanziellen Aufwendungen. Zusätzlich galt es zu berücksichtigen, welche Förderungen zur Errichtung einer thermischen Solaranlage zu lukrieren sind. Die Ermittlung der solaren Wärmegestehungskosten war auch ein wesentlicher Teil der Diplomarbeit.

Die Ergebnisse dieser Arbeit sollen einen Überblick über die Grundlagen der Solarthermie, die diesbezügliche Marktsituation, die eingesetzten Tools sowie die wirtschaftlichen Fragestellungen und für zukünftige Projekte eine Entscheidungshilfe darstellen. Dies betrifft sowohl den Umbau als auch Neuerrichtungen.

1.2 Aufbau der Arbeit

Literatur und Marktrecherche

Die gewählte Literatur, die für diese Diplomarbeit verwendet wurde, stammt aus anerkannter Fachliteratur, Erfahrungsberichten und Marktstatistiken. Es wurden Recherchen in den Bereichen der Fernwärme, der Solarthermie mit den notwendigen Komponenten, der Wärmespeicher und ökonomischen Fragestellungen durchgeführt. Die verwendeten Quellen sind im Literaturverzeichnis angeführt.

Analyse bestehender Netze

Die Aufgabe der Netzanalyse war, eine energetische Datenerhebung der relevanten Netze durchzuführen. Dafür wurden alle Fernwärmenetze der KELAG Wärme GmbH betrachtet und auf Eignung für die Aufgabenstellung untersucht. Der Erhebungsinhalt umfasste die Lastprofile

der Netze, monatliche Wärmeabgaben, die eingesetzten Wärmeerzeuger und ihrer Betriebsweise sowie Eigentums- und Platzverhältnisse. Das Ergebnis bestand in der Auswahl von drei Referenznetzen, die stellvertretend für einen solaren Betrachtungsansatz vertiefend ausgearbeitet wurden.

Simulationen und technische Untersuchung

Die für die solaren Betrachtungsansätze gewählten drei Referenznetze wurden einer detaillierteren Analyse unterzogen und in weiterer Folge erfolgten die Simulationen mit dem Computersimulationsprogramm T*SOL[®] Expert 4.5. Es wurden die verschiedenen Möglichkeiten der hydraulischen Einbindungen ebenso berücksichtigt wie die Dimensionierung von Kollektorfläche und Speichervolumen zur Identifizierung des wirtschaftlichen Optimums.

Wirtschaftliche Untersuchung

Die wirtschaftliche Untersuchung beinhaltete eine detaillierte Ausarbeitung der Kosten auf Basis von Annuitäten nach VDI 2067 Blatt 1 (2012). Neben den Investitionskosten wurden auch die verbrauchsgebundenen, betriebsgebundenen und sonstige Kosten berücksichtigt, die solaren Wärmegebungskosten ermittelt und eine Amortisationsrechnung durchgeführt. Zusätzlich erfolgte für eine ausgewählte Anlage eine wirtschaftliche Vergleichsrechnung nach ÖNORM M 7140 (2004) mit dem bestehenden Energieträger zur Überprüfung möglicher Alternativinvestitionen.

Zusammenfassung

Abschließend wurden die Ergebnisse der Netzanalyse mit den technischen und wirtschaftlichen Untersuchungen zusammengefasst und die wichtigsten Erkenntnisse hervorgehoben.

Im Anhang sind die Simulationsberichte von T*SOL[®] Expert 4.5 für den Zeitraum von 1.6 – 31.8, die Simulationsergebnisse und die Berechnungen zur wirtschaftlichen Untersuchung angeführt.

1.3 Statistiken und Entwicklungen

Die folgenden Statistiken und Entwicklungstrends geben einen Überblick über die österreichische Energiesituation, die Fernwärme und die nationale Solarthermiebranche.

1.3.1 Energiesituation in Österreich

Im „Anhang I der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlament und Rates zur Förderung und Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen“ ist festgehalten, dass der Zielwert Österreichs für den Anteil an Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendinlandsverbrauch von 23,3 % im Jahr 2005 auf 34 % im Jahr 2020 zu steigern ist. Gleichzeitig muss Österreich seine Treibhausgasemissionen in Sektoren, die nicht dem Emissionshandel unterliegen, bis 2020 um mindestens 16 %, bezogen auf 2005, reduzieren (EU- Richtlinie 2009/28/EG, 2009). Die Energiepolitik Österreichs verfolgt, ausgehend von Vorgaben und Zielen, eine dreifache Strategie (Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend, 2009):

1. Steigerung der Energieeffizienz
2. Ausbau der erneuerbaren Energien
3. Sicherstellung der Energieversorgung

Diese Energiepolitik ist notwendig, um die Ziele des EU- Klimapaketes zu erreichen. EU-weit gelten folgende Vorgaben für das Jahr 2020 (Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend, 2009):

- 20 % Anteil erneuerbarer Energie am Gesamtverbrauch
- 20 % mehr Energieeffizienz
- 20 % Reduktion der Treibhausgase

Abbildung 1-1 zeigt eine Aufteilung des Bruttoinlandsverbrauchs der eingesetzten Energieträger in Österreich von 2010, der in Summe 1.458 Petajoule (PJ) betrug. Der größte Anteil, in Summe ca. 71 %, ist den fossilen Energieträgern zuzuschreiben.

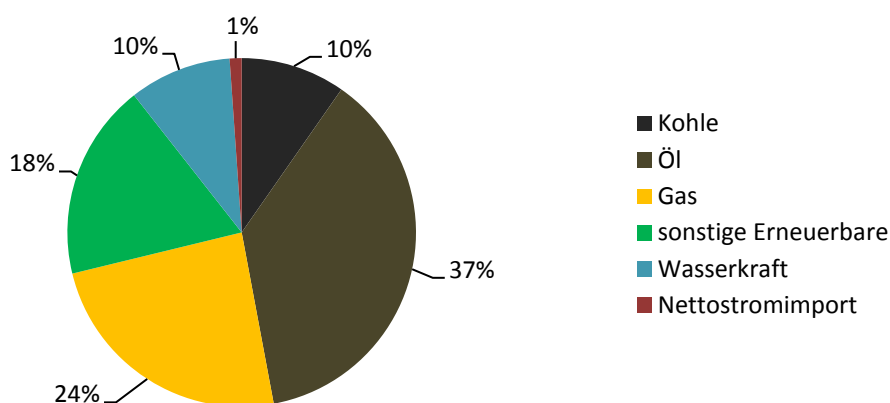


Abbildung 1-1: Aufteilung des Bruttoenergieinlandsverbrauchs 2010
(Statistik Austria, 2013)

Im Wärmebereich ist lt. Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft (2009) der größte Zuwachs an erneuerbarer Energie bis 2020 zu realisieren. Das Steigerungspotential im Bereich der Wärmeerzeugung wird bis 2020 mit 97 PJ gesehen. Bei einer deutlichen Reduzierung des Energieverbrauches im Wärmesektor, ausgehend von einer energieeffizienten Bauweise und thermischer Sanierung, könnten bis 2050 mit Solarwärme ca. 40 % des Niedertemperaturbedarfes abgedeckt werden.

Es ist daher der konsequente Umstieg auf erneuerbare Energieträger, auch im Fernwärmesektor, notwendig. Österreich zählt zu den weltweiten Technologieführern im Bereich erneuerbarer Wärme. Die Wärmebereitstellung für Fern- und Nahwärme ist durch einen weiteren Ausbau der Abwärmenutzung und durch die Substitution fossiler Energieträger mittels erneuerbarer Technologien voranzutreiben (Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend, 2009).

Genau dieses Ziel verfolgen die Untersuchungen der vorliegenden Diplomarbeit.

1.3.2 Fernwärme in Österreich

Die durchgeführte „Marktforschungsstudie Fernwärme 2013“ lt. Winter (2013) betrachtet das Image der Fernwärme in Österreich und vergleichbarer Heizungsalternativen. Sowohl bei privaten Haushalten als auch bei Großkunden ist die Fernwärme im Spitzenfeld zu finden und überzeugt vor allem durch Convenience (bequem, komfortabel, einfache Handhabung), Preis und Verlässlichkeit. Negative Umfrageergebnisse der Fernwärme sind vor allem auf Anschlusskosten und geringe, individuelle Steuerungsmöglichkeiten zurückzuführen.

Die folgende Abbildung 1-2 zeigt die Art der Beheizung der Wohnungen mit Hauptwohnsitz in Österreich 2012. Im Jahr 2012 wurden nach Statistik Austria (2012) 22 % aller Wohnungen in Österreich mit Fernwärme beheizt. Die Beheizung mit Zentralheizungen nimmt mit 48 % fast die Hälfte ein. Der Anteil an Einzelofen- und Etagenheizungen nimmt immer weiter ab.

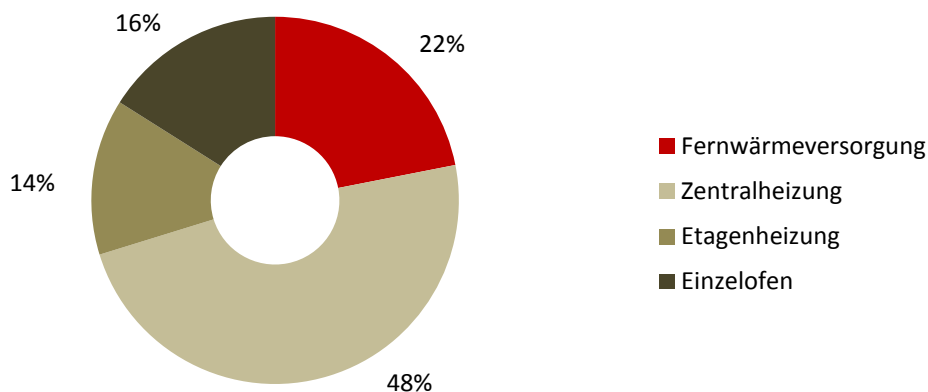


Abbildung 1-2: Wohnungen nach Art der Beheizung in Österreich (Statistik Austria, 2012)

Seit dem Jahr 1980 steigt der Anteil der mit Fernwärme versorgten Wohnungen kontinuierlich, wie es in Abbildung 1-3 zu erkennen ist. Dies ist vor allem auf die politisch gelenkten Ausbauoffensiven in den letzten Jahren, wie z.B. durch die festgelegte Anschlusspflicht in Graz, zurückzuführen. Die gesetzliche Grundlage dafür bildet beispielsweise das Steiermärkische Baugesetz:

§ 6 Abs. 1: *Alle Gebäude, in denen Räume beheizt werden und die sich in einem Gebiet befinden, das durch Verordnung gemäß § 22 Abs. 9 des Steiermärkischen Raumordnungsgesetzes 2012 zu einem Fernwärmeanschlussbereich erklärt wurde, sind an Fernwärmesysteme anzuschließen.* (Stmk. BauG, 1995)

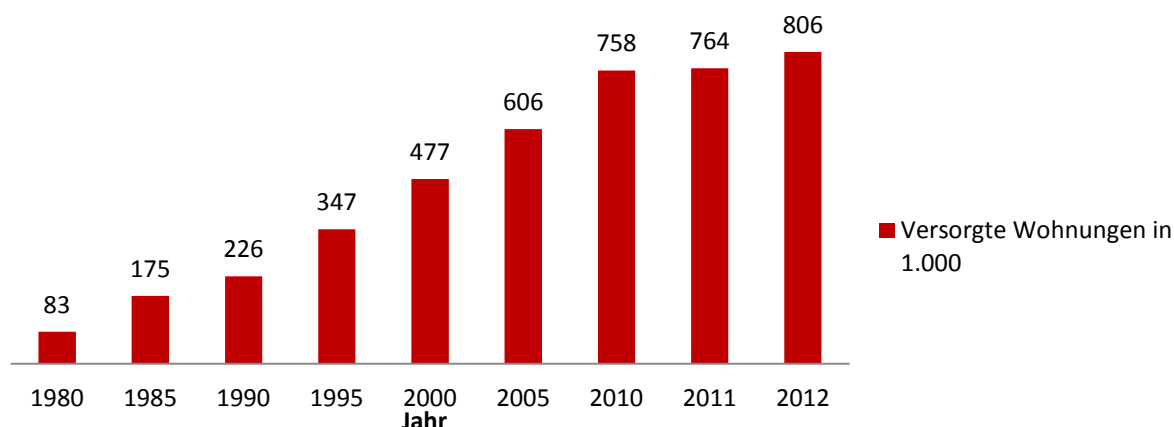


Abbildung 1-3: Zeitliche Entwicklung der an Fernwärme angeschlossenen Wohnungen (Statistik Austria, 2013)

Der Anteil der Fernwärme ist in Gebieten mit hoher Wärmedichte und in Ballungsräumen besonders hoch. So ist die Fernwärme in Wien mit über 37 % bei beheizten Wohnungen viel höher als in den anderen Bundesländern. Die Steiermark und Kärnten liegen mit 25 % bzw. 21 % im österreichweiten Mittelfeld. Die Schlusslichter bilden die Bundesländer Burgenland (5 %) und Vorarlberg (4,5 %) (Statistik Austria, 2012).

Die Struktur des Brennstoffeinsatzes für Fernwärme von 2011 zeigt Abbildung 1-4, in der die Wärmeversorgung zum überwiegenden Teil aus Erdgas erfolgte. Die Energiebereitstellung auf Basis erneuerbarer Energien lag 2011 bereits bei 18 % (FGW, 2012).

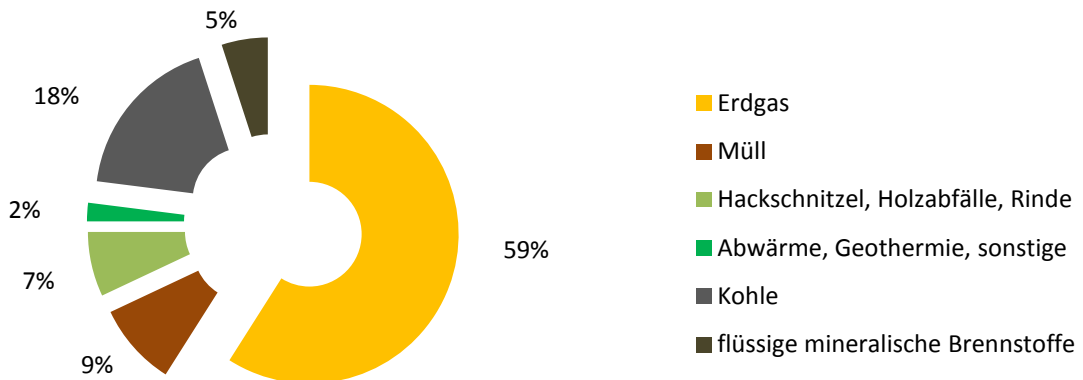


Abbildung 1-4: Brennstoffeinsatzstruktur für Fernwärme 2011 (FGW, 2012)

1.3.3 Solarthermie in Österreich

Die in Österreich bereits traditionelle Form der Nutzung erneuerbarer Energie, der Solarthermie, wird für die Brauchwassererwärmung als auch die Raumheizung herangezogen. Ende 2011 waren lt. Biermayr et al. (2012) in Österreich thermische Solarkollektoren mit einer Fläche von ca. 4,7 Millionen Quadratmetern (m²) in Betrieb. Dies entspricht einer installierten Leistung von ca. 3.334 Megawatt (MW). Im Jahr 2011 wurden neue thermische Solarkollektoren im Ausmaß von ca. 236.240 m² installiert, was einer thermischen Leistung von ca. 165,4 MW entspricht. Seit dem Jahr 1975 wird in Österreich die Marktentwicklung der thermischen Solaranlagen erhoben und dokumentiert. In Abbildung 1-5 ist die Marktentwicklung der Solarthermie in Österreich in Form der jährlich neu installierten Kollektorflächen dargestellt.

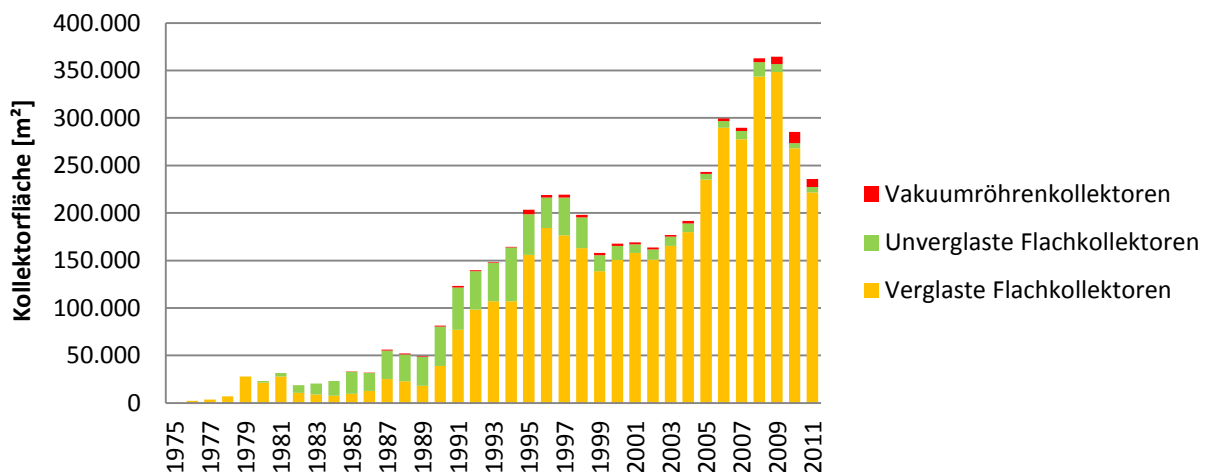


Abbildung 1-5: Jährlich installierte Sonnenkollektorfläche in Österreich bis 2011 (Biermayr et al., 2012)

Trotz eines allgemeinen Rückganges der Produktionszahlen liegt Österreich mit einer Exportquote von 78 % im Jahr 2011 im Spitzenfeld der Produktionsländer (Biermayr et al., 2012).

Neben den klassischen Einsatzgebieten der Brauchwassererwärmung und Raumheizung im Privatbereich oder der privaten Schwimmbaderwärmung wurden in den letzten Jahren auch neue Anwendungsbereiche erschlossen. Zu erwähnen sind lt. Biermayr et al. (2012) vor allem:

- Große Kombianlagen zur Heizungsunterstützung im Geschosswohnbau
- Solarwärme für gewerbliche und industrielle Anwendungen
- Anlagen zum solaren Kühlen und Klimatisieren
- Solare Nah- und Fernwärme

Der Anteil an Anlagen zur Warmwasserbereitung und Raumheizung sowie der Kombianlagen im Einfamilienhausbereich war 2011 mit insgesamt 91 % der Kollektorfläche dominierend. Große Kombianlagen im Geschosswohnbau machten 7 % aus. Lediglich aus 2 % der Kollektorfläche wurde Wärme in Nah- und Fernwärmenetze sowie industrielle Prozesse eingespeist (Biermayr et al., 2012).

Speziell bei der Einspeisung in Fern- und Nahwärmenetze ist ein hohes Realisierungspotential vorhanden. Dieses wird bereits in realisierten Anlagen erfolgreich umgesetzt. Eine Marktanalyse der in Österreich befindlichen, großen Solarthermieanlagen (siehe Tabelle 1-1) ermöglicht einen ersten Überblick. Den Großteil bilden Biomasse-Wärmenetze mit niedrigen Leistungen und geringen Netzlängen. Aber auch Direkteinspeisungen in große Fernwärmenetze wie in Graz oder Wels wurden in den letzten Jahren errichtet.

Tabelle 1-1: Überblick großer Solarthermieanlagen in Österreich (Weiss & Purkarthofer, 2000), (http://www.solid.at/index.php?option=com_content&task=view&id=50&Itemid=68, 18.05.2013), (<http://www.nahwaerme-gleinstaetten.at/heizwerke/gleinstaetten.html>, 19.05.2013), (<http://www.ritter-xl-solar.com/referenzen/nah-und-fernwaermenetze/wels-oesterreich/>, 18.05.2013), (KELAG Wärme GmbH, 2013)

Bezeichnung	Kollektorfläche	Speicher	Inbetriebnahme	Funktion
	[m ²]	[m ³]	[Jahr]	
Stadion Liebenau, Graz	1.407	-	2002	Direkteinspeisung in FW-Netz
Fernheizkraftwerk Graz, AEVG	4.960	-	2007 - 2009	Direkteinspeisung in FW-Netz
Wasserwerk Andritz, Graz	3.855	65	2009	inkl. Direkteinspeisung in FW-Netz
Berliner Ring, Graz, Wohnhauskomplex	2.417	60	2003- 2006	inkl. Direkteinspeisung in FW-Netz
Nahwärme Gleinstätten	1.314	90	2006	Wärmenetz mit Biomasse
Fernwärme Lienz	630	-	2001	Direkteinspeisung in FW-Netz
Nahwärme Eibiswald	1.246 + 1.200	105 + 70	1997, 2012	Wärmenetz mit Biomasse
Fernwärmenetz Wels	3.400	-	2011	Direkteinspeisung in FW-Netz
Nahwärme Bad Mitterndorf	1.120	130	1997	Wärmenetz mit Biomasse
Nahwärme Kroatisch Minihof	780	60	2003	Wärmenetz mit Biomasse
Nahwärme Nikitsch	800	60	1997	Wärmenetz mit Biomasse
Nahwärme Obermarkersdorf	567	68	1995	Wärmenetz mit Biomasse
Nahwärme Poysbrunn	870	85	1997	Wärmenetz mit Biomasse
Nahwärme Unterrabnitz	477	58	1995	Wärmenetz mit Biomasse
Nahwärme Deutsch Tschantschendorf	325	34	1994	Wärmenetz mit Biomasse
KWG Nahwärmenetz Oberzeiring	407	-	2007	Wärmenetz mit Biomasse

2 GRUNDLAGEN

In diesem Kapitel werden die Grundlagen zu den Themen Energie, Solarthermie, Nah- und Fernwärmenetze, konventionelle Wärmezeugung und zu wirtschaftlichen Fragenstellungen erläutert.

2.1 Energie

Unter Energie versteht man die Fähigkeit eines Stoffes oder eines Systems, Arbeit zu leisten. Unterschieden werden muss zwischen mechanischer, thermischer, elektrischer, chemischer, Kern- und Strahlungsenergie. Kraft, Licht und Wärme sind die Arbeitsfähigkeit der praktischen Energieanwendung. Unter einem Energieträger wird ein Stoff verstanden, aus dem direkt oder durch eine oder mehrere Umwandlungen Nutzenergie, aber auch eine resultierende Energiedienstleistung gewonnen werden kann (Kaltschmitt & Streicher, 2009).

2.1.1 Erneuerbare Energie

Unter erneuerbarer bzw. regenerativer Energie wird jene Energie verstanden, „die aus in erdgeschichtlichen Zeiträumen sich wieder erneuernden Energieträgern gewonnen wird.

ANMERKUNG:

Solare erneuerbare Energien sind unmittelbar oder mittelbar auf die Energie der Sonne zurückzuführen – Sonnenstrahlung, Wind, Wasserkraft, Umgebungswärme, Biomasse, Meeresenergie. Nichtsolare erneuerbare Energien sind Gezeitenenergie und Erdwärme. Die Gezeitenenergie wird aus der Bewegung des Systems Erde-Sonne-Mond gespeist. Geothermische Energie (Erdwärme) stammt aus dem Zerfall radioaktiver Elemente im Erdinneren.“ (ÖNORM M 7109, 2002)

Energiequellen, die sich mindestens in dem Maße wiederbilden, wie sie verbraucht werden, gelten lt. Zahoransky (2009) als erneuerbar. Als unerschöpflich gelten jene, deren Energiereservoir so groß ist, dass sie in menschlichen Zeitvorstellungen nicht verbraucht werden. Als erneuerbare bzw. regenerative Energiequellen lassen sich folgende aufzählen:

- Solarenergie
- Wasserkraft
- Windenergie
- Geothermie
- Biomasse
- eventuell Müll

Biomasse ist regenerativ, so lange nicht mehr verbraucht wird, als im gleichen Zeitraum nachwächst. Bei technischer Realisierung wäre die Kernfusion ebenso eine unerschöpfliche Energiequelle. Mit Ausnahme der Wasserkraft hat der Anteil der erneuerbaren Energiequellen an der Energieversorgung weltweit eine untergeordnete Bedeutung. Lokal kann sie aber durchaus von hoher Bedeutung sein.

Die derzeitige Energiebereitstellung ist von einem nachhaltigen Wirtschaften weit entfernt. Die fossilen Vorräte verringern sich aufgrund der exzessiven Nutzung, der Kohlendioxidausstoß steigt und lässt die Klimaexperten vor einem noch nicht absehbaren, globalen Treibhauseffekt warnen. Die Weiterentwicklung der Entwicklungs- und Schwellenländer erschweren den Versuch einer Verbrauchsreduzierung (Zahoransky, 2009).

Durch die, ausgehend von der Atomkatastrophe in Fukushima, in Gang gekommene Diskussion zur Senkung der Nutzung von Kernenergie, welche bspw. den Verbrauch fossiler Energieträger substituiert und die Kohlendioxidemissionen vermindert, ist auch in den Industrieländern mit einem erneuten Anstieg des Verbrauches fossiler Energieträger zu rechnen.

Die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit bremst die breite Nutzung erneuerbarer Energie. Regenerative Energieträger sind oft kostenlos verfügbar, jedoch sind die dafür notwendigen Investitionen sehr kostenintensiv. Die sich dadurch für die Kunden ergebenden Energieabgabepreise sind oft nicht konkurrenzfähig. Weitere erschwerende Randbedingungen für die Nutzung regenerativer Energiequellen sind die fehlende Regelbarkeit, die notwendigen Speichermöglichkeiten und die Ablehnung der Bevölkerung gegenüber landschaftlicher Eingriffe vor Ort.

2.1.2 Solare Strahlung

Auf die gesamte Erdoberfläche strahlen lt. Zahoransky (2009) jährlich eine Energiemenge von $1,5 \cdot 10^{18}$ Kilowattstunden (kWh) von der Sonne ein. Zum Vergleich liegt der momentan ökonomisch gewinnbare Anteil an fossilen Energieressourcen bei ca. 5 % der jährlich eingestrahlten Sonnenenergie. Aus diesem Grund kommt der Sonnenenergienutzung eine sehr bedeutende Rolle zu, da bei ihrer Nutzung keine Emissionen in Form von Schadstoffen anfallen. Bei klarem Himmel kann eine durchschnittliche Leistung von ca. 1 kW/m^2 gemessen werden.

Die auf der Erdoberfläche auftreffende Globalstrahlung lässt sich in direkte und diffuse Strahlung unterscheiden. Unter direkter Strahlung ist die gerichtete, nicht gestreute Solarstrahlung zu verstehen. Dies ist der geschwächte, auftreffende Anteil der extraterrestrischen Solarstrahlung. Die diffuse Strahlung ist die ungerichtete Solarstrahlung, die durch Streuung und Reflexion der direkten Strahlung in der Atmosphäre entsteht. Generell kann gesagt werden, dass der Anteil diffuser Strahlung abnimmt, je klarer und wolkenfreier ein Tag ist (Zahoransky, 2009).

Der Anteil der Direkt- bzw. Diffusstrahlung an der gesamten an einem bestimmten Punkt auftreffenden Globalstrahlung ist nicht konstant, sondern tages- und jahreszeitlichen Schwankungen unterworfen (Kaltschmitt et al., 2006).

Im Februar 2013 veröffentlichte Royal Dutch Shell die wissenschaftliche Studie „New Lens“, die sich mit den Energie- Szenarien der Zukunft beschäftigte (Royal Dutch Shell, 2013). Diese Szenarien betrachten mögliche Entwicklungen der Weltwirtschaft, Geopolitik, der Verfügbarkeit der Ressourcen von Wasser und Energie sowie Umwelt und Klima. Vor allem im dynamischen „Oceans“-Szenario wird die These aufgestellt, dass die Solarenergie bis zum Jahr 2070 zur bedeutendsten Energiequelle wird. Hohe Energiepreise sind der Ansporn für notwendige Entwicklung und Effizienzsteigerung der Solarkraft. Vor allem Photovoltaik wird sich zur weltweit größten und wichtigsten Primärenergiequelle entwickeln.

Die Strahlungsverteilung innerhalb Österreichs erhält man durch Messungen an mehreren Standorten. Durch Bildung von langjährigen Mittelwerten erhält man das an diesem Standort zu erwartende Strahlungsangebot. In Abbildung 2-1 ist das vorhandene, solare, jährliche Angebot an Globalstrahlung Österreichs zu sehen. In dieser Grafik ist gut zu erkennen, dass in den südlichen Bundesländern mit einem höheren Strahlungsangebot zu rechnen ist als in den nördlichen Bundesländern.

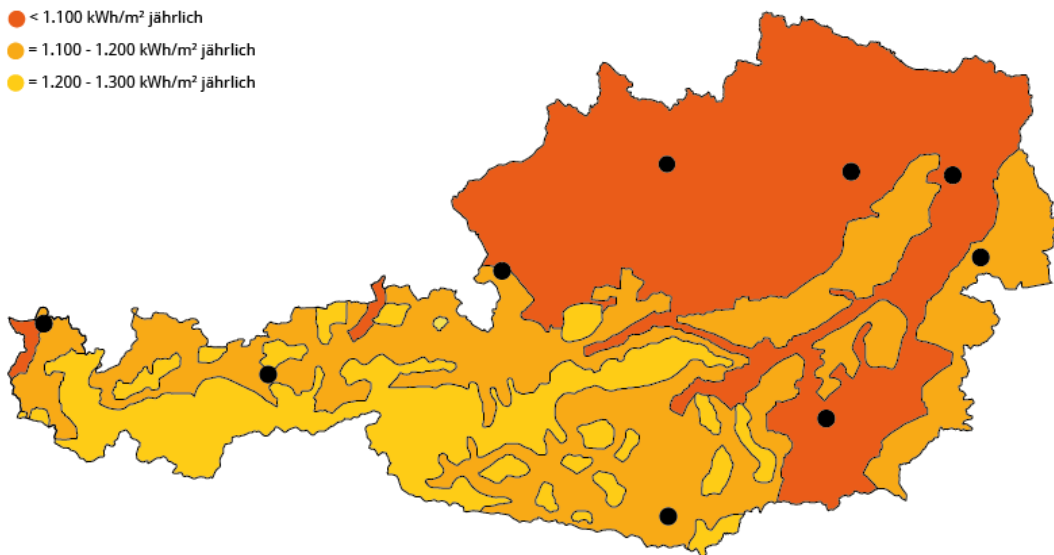


Abbildung 2-1: Jährliche Sonneneinstrahlung in Österreich
(http://www.stanilux.at/images/20110916_155341.png, 11.08.2013)

Die in dieser Arbeit verwendeten Klimadaten wurden den verwendeten Simulationsprogramm T*SOL[®] Expert 4.5 (2013) entnommen.

2.1.3 Konventionelle Wärmeerzeugung

Die klassische Form der Wärmeerzeugung bei großen Fernwärmenetzen ist jene mittels eines Heizkraftwerkes. Die häufigsten Anwendungen für die Erzeugung von elektrischer Energie und Wärme sind nach Karpf (2000) Heizkraftwerke mit Dampf- oder Gasturbinen. Kohle, Erdgas und Öl werden hier vorwiegend als Brennstoffe eingesetzt. Reine Heizwerke werden bei großen Fernwärmenetzen meist nur für die Abdeckung der Spitzenlast und als Ausfallsreserve benötigt. Bei der Wärmeerzeugung kleiner Fern- und Nahwärmenetze finden aus technischer und wirtschaftlicher Sicht meist Heizwerke Verwendung. Die Wärmeerzeugung findet dabei in sogenannten Heißwasserkesseln statt.

Generell ist eine Wärmeerzeugung mittels mehrerer Verfahren vorteilhaft. Durch den Einsatz unterschiedlicher Brennstoffe wird die Abhängigkeit gegenüber Brennstoffpreis und Lieferengpässen vermindert. Des Weiteren werden durch das Vorhandensein mehrerer Erzeugungsanlagen der Betrieb im Spitzenbereich bei Vollauslastung und die Versorgungssicherheit bei Auftreten eines maschinellen oder brennstoffbedingten Ausfalls gewährleistet.

Um eine nachhaltige Energie- und Versorgungspolitik weiter voranzutreiben, müssen der Ausbau und die Umstellung der Wärmeerzeugung von fossilen Energieträgern in Richtung erneuerbare Energien erfolgen. Es ist vor allem notwendig, die bisher dominierenden Primärenergieträger Kohle, Erdgas und Öl zu substituieren und durch erneuerbare und umweltschonende Energieformen zu ersetzen. In diesem Zusammenhang sei der Begriff der Energieträgersubstitution erwähnt, der nachfolgend kurz erklärt wird.

Energieträgersubstitution

„Einsatz eines anderen Energieträgers anstelle des vorher verwendeten für einen bestimmten Prozess oder für eine Dienstleistung in Fällen, in denen technische, wirtschaftliche und / oder ökologischen Überlegungen den Einsatz vorteilhaft oder notwendig erscheinen lassen.“
(ÖNORM M 7109, 2002)

Erdgas

Die wesentlichen Komponenten von Erdgasanlagen sind nach Kaltschmitt et al. (2006) der Heizkessel und der Brenner. Die Brennstoffversorgung erdgasbefuerter Kesselanlagen erfolgt meist leitungsgebunden über einen Anschluss an ein Erdgasnetz. Unter Wärmefreisetzung findet im Heizkessel die Oxidation des gasförmigen Brennstoffes statt. Über einen Wärmeübertrager wird die Wärme auf einen Wärmeträger, meist Wasser, übertragen. Anschließend erfolgt der Weitertransport zum Verbraucher. Der effizienteste Einsatz eines Gaskessels ist jener als Brennwertkessel. Voraussetzung für das Ausnützen der Brennwerttechnik ist, dass die Rücklauftemperatur des Heizungssystems unterhalb der Taupunkttemperatur (ca. 57 °C) des Rauchgases ist. Dabei wird das heiße Abgas über den Rücklauf des Heizsystems weitgehend abgekühlt und dabei die fühlbare Restwärme und latente Abwärme des Rauchgases nahezu vollständig ausgenützt. Für das auftretende Kondensat muss eine Abfuhrmöglichkeit vorgesehen werden. Die Anwendung der Brennwertkessel erfolgt heute zum Großteil in Ein- und Mehrfamilienhäuser. Die Nutzung der Brennwerttechnik ist bei Nah- und Fernwärmenetzen durch die höheren Rücklauftemperaturen meist nicht möglich. Aus diesem Grund werden hier in der Regel Heizwertkessel verwendet, welche die latente Restwärme des Rauchgases nicht nützen.

Wegen der günstigen, spezifischen Investitionskosten und der hohen Brennstoffkosten werden Erdgaskesselanlagen heute bei Neuanlagen meistens entweder in Form von Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) oder als Spitzenlastkessel bzw. Ausfallreserven eingesetzt.

Öl

Wie bei den erdgasbefeuerten Kesselanlagen sind auch hier die wesentlichen Komponenten der Heizkessel und der Brenner. Sämtliche Definitionen für Erdgaskessel, wie Brennwert- und Heizwerttechnik, sind auch für ölbefeuerte Anlage gleich. Die Brennstoffversorgung ölbefeueter Kesselanlagen erfolgt über ober- bzw. unterirdische Tanks (Kaltschmitt et al., 2006).

Biomasse

In Österreich kommt der dezentralen thermischen Biomassenutzung lt. Obernberger (2000) eine hohe Bedeutung zu. Speziell der Bereich der biomassebetriebenen Nah- und Fernwärmenetze erlebte in den letzten Jahren eine starke Steigerung, wobei sich die meisten dieser Anlagen im Leistungsbereich von etwa einem bis zehn Megawatt befinden. Grundsätzlich lassen sich holzartige und halmgutartige, biogene Brennstoffe unterscheiden, wobei deren Eigenschaften deutlich differieren. Holzartige, biogene Brennstoffe sind z.B. Hackgut, Späne, Rinde, Altholz und Pellets. Zu den halmgutartigen Brennstoffen zählen Stroh, Ganzpflanzen und Energiegräser. Die Unterscheidung von festen, biogenen Brennstoffen in Bezug auf physikalische und chemische Charakteristika reichen von der Brennstoffbeschaffung und Lieferung, der Lagerdimensionierung, Brennstoffförderung, Feuerungs- und Rauchgasreinigungstechnologie bis zur Aschentsorgung. Der Großteil der eingesetzten biomassegefeuerten Nah- und Fernwärmeanlagen ist auf die Nutzung von holzartigen, biogenen Brennstoffen ausgelegt, wobei vor allem Waldhackgut, Rinde und Sägenebenprodukte verfeuert werden. Neben der Nutzung des geeigneten Brennstoffes ist auch die Wahl der Feuerungstechnologie für eine effiziente Verbrennung entscheidend. Dabei sind auch Faktoren wie der erreichbare Wirkungsgrad, die Investitions- und Betriebskosten zu beachten.

Kraft-Wärme-Kopplung

Unter dem Begriff der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) wird nach Wawer et al. (2012) die gleichzeitige Gewinnung von mechanischer und thermischer Nutzenergie aus anderen Energieformen verstanden (Heizkraftwerk). Diese erfolgt mittels eines thermodynamischen

Prozesses in einer technischen Anlage. In der Regel findet die Umwandlung von eingesetzter Energie in elektrische Energie und Nutzwärme statt.

Die möglichen Ausführungsformen der Kraft-Wärme-Kopplung sind lt. Hesselbach (2012) sehr vielfältig. Es können einfache Blockheizkraftwerke (BHKW's) wie Kolbenmotoren im niedrigen Leistungsbereich oder Hackguthheizkraftwerke mit Abwärmenutzung im Leistungsbereich weniger Megawatt ebenso genannt werden wie Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) mit Abwärmenutzung und elektrischen Leistungen von mehreren hundert Megawatt. Eine weitere Unterscheidung der Anlagentypen betrifft das Temperaturniveau. Für die Einspeisung der Abwärme in Fernwärmenetze darf ein bestimmtes Temperaturniveau nicht unterschritten werden. Dieses hängt vor allem von dem Vorlaufemperaturbedarf der angeschlossenen Abnehmer ab. Verschiedene Randbedingungen bestimmen die Betriebsführung der Anlage. Meist wird sich die Arbeitsweise der Anlage nach der gewünschten oder benötigten Energieform richten. Eine weitere Unterscheidung ist die Tatsache, ob es sich um einen Inselbetrieb für ein Stromnetz oder eine Anbindung an ein öffentliches Stromnetz handelt. In diesem Zusammenhang wird zwischen stromgeführtem und wärmegeführtem Betrieb unterschieden.

Stromgeführter Betrieb:

Die elektrische Leistung ist in jedem Augenblick gleich der elektrischen Last, ohne diese zu übersteigen. Wenn die thermische Leistung niedriger als die thermische Last ist, wird diese Differenz des Wärmebedarfes durch einen zusätzlichen Kessel, der als Spitzenlastkessel vorhanden ist, abgedeckt. Übersteigt die thermische Leistung die thermische Last, dann wird die Überschusswärme entweder an die Umgebung durch Kühlanlagen abgegeben oder in einem Pufferspeicher zwischengespeichert (Hesselbach, 2012).

Bekannte österreichische Beispiele für die Einbindung großer Pufferspeicher bei KWK- Betrieb in Verbindung mit Fernwärmenetzen sind der Wärmespeicher Theiß (50.000 m³) für das Fernwärmenetz Krems und der Wärmespeicher des Fernheizkraftwerkes Linz-Mitte (34.000 m³).

Wärmegeführter Betrieb:

Die thermische Leistung ist in jedem Augenblick gleich der thermischen Last, ohne diese zu übersteigen. Überschüssige elektrische Energie wird ins Netz eingespeist, wenn die elektrische Leistung höher als die elektrische Last ist. Ist die elektrische Last höher als die Leistung, so wird elektrische Energie vom Elektrizitätsnetz bezogen (Hesselbach, 2012).

Eine weitere Betriebsweise ist der gemischte Betrieb, wenn eine Anlage teilweise stromgeführt und teilweise wärmegeführt erfolgt. Entscheidend sind hier Randbedingungen wie die Wärmeanforderung, Möglichkeiten der Spitzenlastabdeckung, der Einspeisetarife und der geltenden, gesetzlichen und förderungsbezogenen Situation (Hesselbach, 2012).

Industrielle Abwärme

Eine sehr wirksame Maßnahme zur Erhöhung der Energieeffizienz eines Fernwärmenetzes ist lt. Theißing et al. (2009) die Nutzung industrieller Abwärme als Restprodukt aus industriellen Prozessen oder Verbrennungsanlagen. Neben den positiven umweltrelevanten Auswirkungen ist es für Fernwärmeversorgungsunternehmen meist auch wirtschaftlich sinnvoll, diese Energiequelle zu nutzen und Abwärme in ihr Wärmenetz einzuspeisen. Es gibt jedoch starke Herausforderungen, nämlich in der Regelung eines konstanten Lieferprofils. Fernwärmenetze weisen eine starke Abhängigkeit der jeweiligen Tages- und Jahreszeit auf, während Abwärme als Nebenprodukt der Produktion sowohl stark schwankend als auch mit konstantem Niveau auftritt. Der jeweilige Prozess und die Produktionsmengen bestimmen Qualität und Quantität der Abwärme. Als Restprodukt eines betrieblichen Produktionsprozesses ist die

Wärmebereitstellung für die Lieferunternehmen stets im Hintergrund und ordnet sich den Produktionsabläufen unter.

Als Beispiele für die Einspeisung von Abwärme aus der Papier- und Zellstoffproduktion können die Fernwärmenetze St. Veit an der Glan, Wolfsberg und Judenburg-Murdorf der KELAG Wärme GmbH genannt werden.

Beim Netz Judenburg-Murdorf wird Abwärme des Zellstoffwerkes Pöls eingespeist, welche über eine kilometerlange Fernwärmeleitung von Pöls nach Judenburg bis Zeltweg die gesamte Region versorgt. Der bisherige Verbrauch an Erdgas wird nun mit Abwärme substituiert. Die Erdgaskessel dienen jetzt als Ausfallreserve und Spitzenlastkessel (KELAG Wärme GmbH, 2013).

2.2 Solarthermie

Die Aufgaben einer thermischen Solaranlage sind die Umwandlung der eingestrahnten Sonnenenergie in Wärme, den Wärmetransport mittels Wärmeträgermedium durch das Rohrsystem, die Wärmespeicherung und die Übergabe an ein Wärmenetz bis zur Energienachfrage.

2.2.1 Solarthermieanlage

Solare Großanlagen finden lt. Marko und Braun (1997) vor allem in Verbindung mit Nah- und Fernwärmenetzen Anwendung. Große Solarthermieanlagen profitieren von ihrer Größe. Die im Vergleich zu Kleinanlagen erheblich günstigeren Wärmepreise ergeben sich für Großanlagen durch niedrige, flächenbezogene Kollektorfeldkosten und höhere solare Erträge. Große, bodenaufgestellte Kollektorfelder bieten die Möglichkeit, größere, kostengünstigere und effektivere Module zu verwenden. Trotzdem ist es eine Herausforderung, mit den Wärmegegostehungskosten der konventionellen Energieträger wie Öl oder Erdgas zu konkurrieren.

Bei einer solarthermischen Großanlage gibt es vor allem zwei Einsatzgebiete. Zum einen dienen Kurzzeitspeicherungen in Form von Tagesspeichern zur Abdeckung des Warmwasserbedarfes im Sommer und der Lastspitzen. Langzeitspeicherungen sind für die teilweise Deckung des Wärmebedarfes in der Übergangszeit und im Winter geeignet. Ein hohes Zukunftspotential unter dem Gesichtspunkt der Einsparung fossiler Energieträger ist bei Nah- und Fernwärmesysteme mit saisonaler Speicherung gegeben (Marko & Braun, 1997).

Auslegung der Anlagengröße

Um mit einer Vorplanung und Kostenschätzung beginnen zu können, ist das Einsatzgebiet und die Anwendung der thermischen Solaranlage zu klären. Dafür ist es notwendig, grobe Angaben über die Dimensionierung der maßgeblichen Komponenten der Anlage, dem Kollektorfeld und dem Speicher, zu treffen. Die Zielgrößen dieser Dimensionierung können verschiedene sein und sind meist projektspezifisch. Die Auslegungsziele thermischer Solaranlagen können lt. Remmers (2001) sein:

- ein bestimmter solarer Deckungsgrad
- eine möglichst hohe Primärenergiesubstitution
- hohe Energieerträge pro m² Kollektorfläche
- ein niedriger solarer Wärmepreis

Die in dieser Diplomarbeit festgelegten Auslegungsziele waren für jede der drei solaren Betrachtungsvarianten spezifisch. Neben dem Erreichen eines hohen solaren Deckungsgrades stand auch die Substitution des bestehenden Energieträgers im Vordergrund.

2.2.2 Aufbau einer thermischen Solaranlage

In Abbildung 2-2 ist der Aufbau eines solarunterstützten Wärmeversorgungskonzeptes mit seinen wichtigsten Komponenten dargestellt. Neben den notwendigen Armaturen, Sicherheitseinrichtungen, Pumpen und der Regelung besteht die Anlage aus dem hydraulisch vom Solarspeicher getrennten Kollektorkreis, einem Solarspeicher, einem konventionellen Heizkessel und dem Heizkreis. Über diesen Heizkreis erfolgt die Wärmeabgabe für die Abnehmer in Form der Raumheizung und / oder der Warmwassererwärmung. Im Falle eines solar betriebenen Wärmenetzes, wie es Inhalt dieser Diplomarbeit ist, wird der dargestellte, sekundäre Heizkreis durch ein Fernwärmenetz ersetzt.

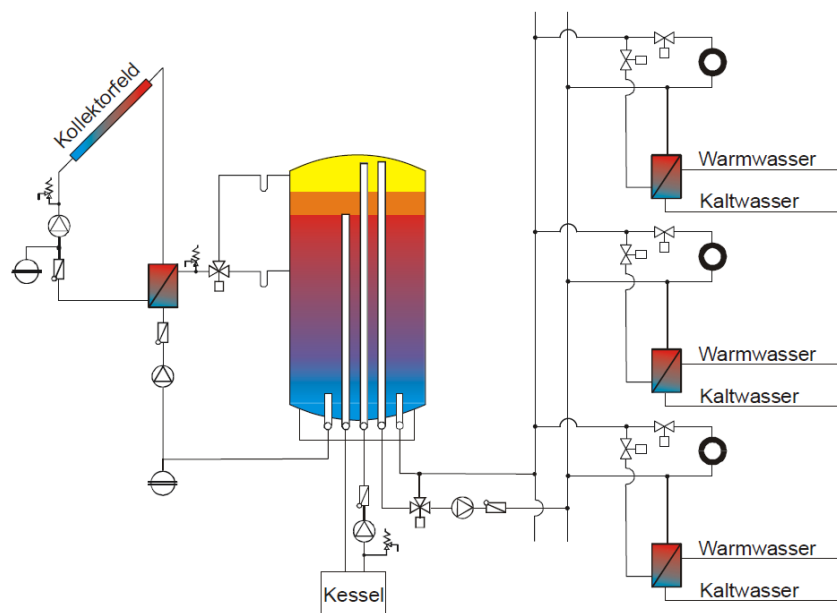


Abbildung 2-2: Aufbau eines solarunterstützten Wärmeversorgungskonzeptes (Fink & Müller, 2008)

Der wesentliche Bauteil einer thermischen Solaranlage ist der Kollektor. Mittels einer Kollektorkreispumpe wird das Wärmeträgermedium, typischerweise ein ca. 40 %-iges Glykol-Wassergemisch durch das Kollektorfeld gepumpt, nimmt dort die Energie auf und gibt sie über einen Wärmetauscher an die Kollektorkreisbindung und in weiterer Folge den Speicher ab.

Aus diesem Speicher erfolgt die Wärmeversorgung an die Abnehmer des Fernwärmenetzes. Die Installation einer Nachheizung in Form eines Kessels sichert die Abdeckung des Wärmebedarfes. Bei fehlender Solarwärme erfolgt die gesamte Wärmeerzeugung über den konventionellen Heizkessel.

Der Betrieb des Kollektorkreises ist nach zwei grundlegenden Prinzipien möglich, die hier kurz erläutert werden.

- **Low Flow**

Die spezifischen Massenströme des Kollektorkreises liegen lt. Fink und Müller (2008) im Bereich von etwa 5 bis 20 kg/(m²·h). Der Vorteil liegt vor allem darin, dass ein wesentlich höherer Temperaturhub in einem Kollektordurchlauf möglich ist und somit rascher die geforderte Solltemperatur erreicht werden kann. Große Solarthermieanlagen sollten prinzipiell nur nach diesem Prinzip betrieben werden, da bei größeren Massenströmen eine Vergrößerung der Rohrquerschnitte notwendig ist und eine höhere Pumpenleistung erforderlich ist. Dies bedeutet einen zusätzlichen finanziellen Aufwand in Anschaffung und Betrieb.

- **High Flow**

Die spezifischen Massenströme liegen im Bereich von etwa 21 bis 70 kg/m²h. Dieser Betrieb findet nur bei kleinen Anlagen Anwendung (Fink & Müller, 2008).

2.2.3 Kollektoren

Sonnenkollektoren haben die Aufgabe, die vorwiegend kurzwellige Solarstrahlung an einem Absorber zu absorbieren und die Energie an eine Wärmeträgerflüssigkeit abzugeben. Als Besonderheit gegenüber konventionellen Wärmeerzeugern ist hier anzuführen, dass die übertragene Wärme von einer sehr weit entfernten Strahlungsquelle kommt und geringe bzw. zeitlich wechselnde Wärmestromdichten vorherrschen. Die zwei häufigsten Bauarten sind Flach- und Vakuumröhrenkollektoren (Streicher, 2007). In dieser Arbeit wurde ausschließlich der Flachkollektor betrachtet.

Neben dem Standort der Kollektoren sind für ihre Ausrichtung vor allem zwei Bedingungen entscheidend:

- Der **Aufstellwinkel (Neigungswinkel) des Kollektors**, gemessen von der Horizontalen: Je nach Auslegungsfall und saisonaler Betrachtung muss dieser Winkel für eine bestmögliche Voraussetzung der solaren Wärmegewinnung bestimmt werden. Der Aufstellwinkel ist vor allem durch den Standort der geographischen Breite abhängig. Dabei kann festgestellt werden, dass in Mitteleuropa für möglichst hohe Sommererträge der Winkel ca. 20° sein sollte. Zu geringe Aufstellwinkel sind zu vermeiden, da hierbei der Selbstreinigungseffekt des Kollektors durch Regenwasser vermindert wird und die Einstrahlung sinkt. Für die Auslegungsvariante eines möglichst hohen, solaren Jahresdeckungsgrad sind – je nach Anwendung – Aufstellwinkel zwischen 30° - 35° zu empfehlen (Streicher, 2007).
- Der **Azimutwinkel**: Darunter ist die Abweichung des nicht beeinflussbaren Sonnenstandes von der Südrichtung gemeint. 0° Azimut entspricht einer Ausrichtung direkt nach Süden, 90° einer Ausrichtung nach Westen und -90° einer Ausrichtung nach Osten (Streicher, 2007).

Sehr aussagekräftige Abbildungen sind Sonnenwegdiagramme, in denen der Jahresverlauf des Sonnenstandes eingezeichnet ist. Dabei bewegt sich der Sonnengang zwischen den beiden Tagen der Sonnenwende, dem 21. Dezember und dem 21. Juni. Abbildung 2-3 zeigt das Sonnenstandsdiagramm über den Zeitraum eines Jahres in Graz. Es wird auch die Verdeckung des Horizonts durch Berge, Gebäude und Bäume dargestellt.

Die konkrete Beurteilung eines Standortes ist wesentlich für die Planung einer thermischen Solaranlage.

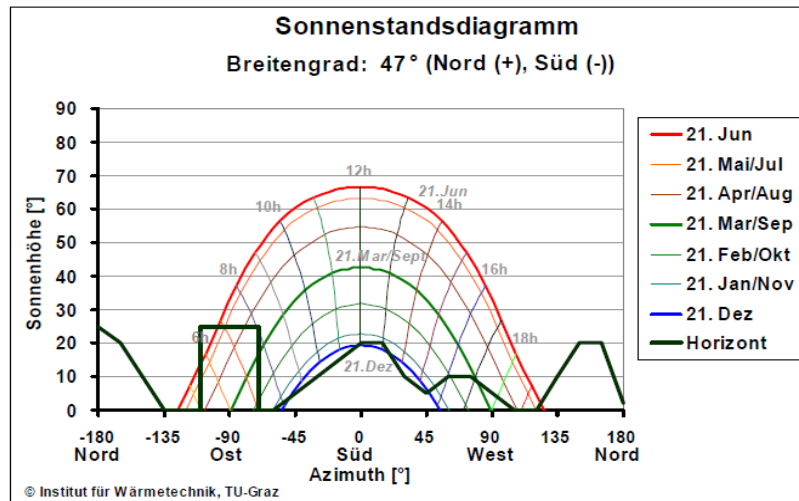


Abbildung 2-3: Sonnenstandsdiagramm Graz (Streicher, 2007)

Flachkollektor

Der prinzipielle Aufbau eines Flachkollektors und die Energieflüsse werden schematisch in Abbildung 2-4 gezeigt.

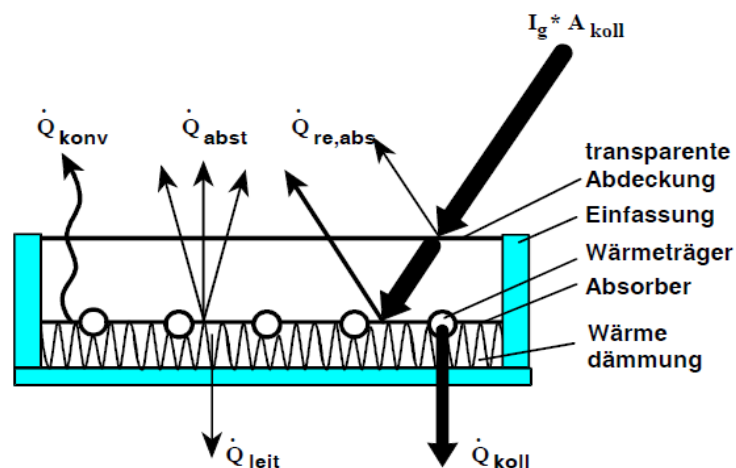


Abbildung 2-4: Aufbau und Energieflüsse eines Sonnenkollektors (Streicher, 2007)

Die auf den Kollektor auftreffende Sonnenenergie wird I_t . Streicher (2007) auf folgende Teile aufgeteilt:

- Ein Teil der Strahlung wird an der durchsichtigen Abdeckung des Kollektors und vom Absorber reflektiert ($\dot{Q}_{re,abs}$).
- Die aufgenommene Strahlung heizt den Absorber auf und ein Teil der Wärme fließt als nutzbare Wärme (\dot{Q}_{Koll}) zum Wärmeträger.
- Der aufgeheizte Absorber strahlt einen Teil der absorbierten Wärme (\dot{Q}_{abst}) als langwellige Strahlung ab. Das Ausmaß dieser Abstrahlung ist abhängig vom Emissionsgrad des Absorbers, der Stefan-Boltzmann-Konstante und in der vierten Potenz von der Differenz zwischen mittlerer Absorbentemperatur (\bar{T}_{Abs}) und Himmelstemperatur, die die Gegenstrahlung auf den Kollektor bewirkt. Dieser Zusammenhang wird mit dem Stefan-Boltzmannschen Strahlungsgesetz beschrieben.

Meist wird vereinfachend statt der Himmelstemperatur die Außentemperatur (T_a) verwendet.

- Ein weiterer Verlust des heißen Absorbers ist der konvektive Wärmeverlust (\dot{Q}_{konv}) vom Kollektor an die Außenluft, der auch von der Differenz der mittleren Absorbertemperatur und der Umgebungstemperatur abhängt.
- Um möglichst wenig Wärme (\dot{Q}_{leit}) an der Rückseite des Kollektors zu verlieren, sollte eine bestmögliche Dämmung im Kollektor vorhanden sein.

Der nutzbare Energiestrom (\dot{Q}_{Koll}) lässt sich nach Streicher (2007) mit folgender Gleichung berechnen (vgl. Gl. 1):

$$\dot{Q}_{Koll} = I_g \cdot A_{Koll} - \dot{Q}_{re,abs} - \dot{Q}_{abst} - \dot{Q}_{konv} - \dot{Q}_{leit} \quad [W] \quad (Gl. 1)$$

\dot{Q}_{Koll} ...	Nutzenergiestrom des Kollektors	[W]
I_g ...	Gesamtstrahlung auf die Kollektorfläche	[W/m ²]
A_{Koll} ...	betrachtete Kollektorfläche	[m ²]

Der Wirkungsgrad eines Kollektors (η_{Koll}) ist das Verhältnis aus der Nutzleistung zur eingestrahnten Leistung (vgl. Gl. 2) (Streicher, 2007).

$$\eta_{Koll} = \frac{\dot{Q}_{Koll}}{I_g \cdot A_{Koll}} \quad [-] \quad (Gl. 2)$$

Nach Berücksichtigung der einzelnen Beziehungen und mathematischen Umformungen ergibt sich die vereinfachte Formel der Wirkungsgradkennlinie (vgl. Gl. 3) (Streicher, 2007).

$$\eta_{Koll} = c_0 - c_1 \cdot \frac{(\bar{T}_{Abs} - T_a)}{I_g} - c_2 \cdot \frac{(\bar{T}_{Abs} - T_a)^2}{I_g} \quad [-] \quad (Gl. 3)$$

c_0 ...	Konversionsfaktor der Kollektors, maximal möglicher Wirkungsgrad bei gleicher Temperatur von Absorber und Umgebung	[-]
c_1 ...	linearer Wärmeverlustkoeffizient des Kollektors bezogen auf die Temperaturdifferenz zwischen Absorber und Umgebung	[W/(m ² K)]
c_2 ...	quadratischer Wärmeverlustkoeffizient des Kollektors bezogen auf die Temperaturdifferenz zwischen Absorber und Umgebung, Annäherung an die realen Strahlungsverluste	[W/(m ² K ²)]
T_a ...	Außentemperatur	[°C]
\bar{T}_{Abs} ...	mittlere Absorbertemperatur	[°C]

Zur Reduktion von Wärmeverlusten werden verschiedene Abdeckkonzepte verwendet. Neben Doppelverglasungen ist lt. Schneider (2010) vor allem die Kombination von Glas und einer hochtemperaturbeständigen und transparenter Kunststoffolie hervorzuheben. Durch diese doppelte Abdeckung erreichen die Kollektoren sehr geringe Wärmeverluste, was eine Steigerung der Wirtschaftlichkeit zur Folge hat. Die Folie wird dabei zwischen Absorber und der Antireflex-Glasscheibe gespannt, um Wärmeverluste zu unterdrücken. Der finanzielle Mehraufwand für Kollektoren mit Folie beträgt ca. 10 % der Gesamtkosten, die dadurch hervorgerufene Steigerung des Jahresertrages beläuft sich auf ca. 15 – 20 %.

Die Auswirkungen des zusätzlichen Einsatzes einer Folie ist in Abbildung 2-5 zu sehen. Der Wirkungsgrad bei einer Temperaturdifferenz zwischen Absorber- und Außentemperatur von Null K ist bei Kollektoren mit Folie aufgrund der zusätzlichen optischen Verluste durch die Folie etwas geringer als bei Modellen ohne Folie. Der große Vorteil der zusätzlichen Barriere gegen Wärmeverluste zeigt sich bei größer werdenden Temperaturdifferenzen. Die thermischen Verluste sind durch den stärker abfallenden Kurvenverlauf des Kollektors ohne Folie größer. Daraus lässt sich schließen, dass bei geringer Temperaturdifferenz zwischen Absorber und Außenbereich der Kollektor ohne Folie, bei höherer Temperaturdifferenz der Kollektor mit Folie im Vorteil ist.

Als besonders geeignetes Material hat sich lt. Beikircher (2010) für diese Anwendung ETFE (Ethylen-Tetrafluorethylen) sowohl bei technischer als auch wirtschaftlicher Betrachtung herausgestellt. Die zu erfüllenden Eigenschaften der Folie sind eine hohe solare Transmission, Temperaturbeständigkeit bis ca. 260 °C, höchste Reiß- und Weiterreißfestigkeit sowie hohe Elastizität und eine lange Lebensdauer.

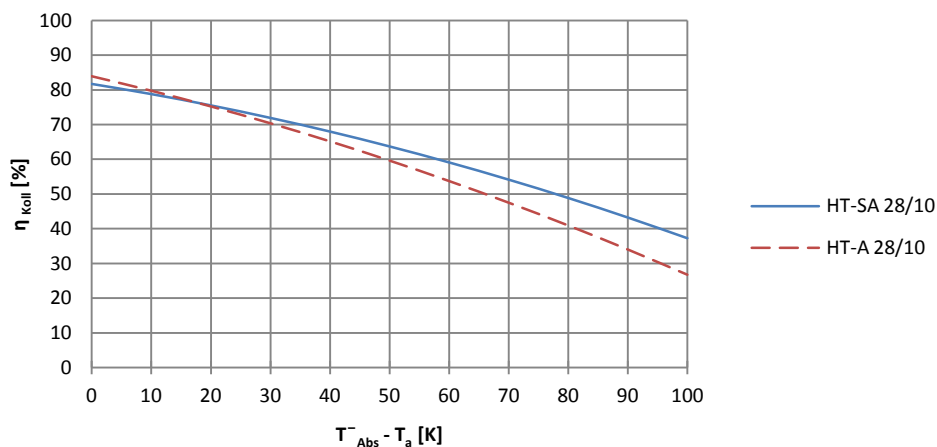


Abbildung 2-5: Wirkungsgradkennlinien, jeweils eines Kollektors mit Folie (blau) und ohne Folie (rot), bei einer Bestrahlungsstärke von 800 Watt (ARCON Solar A/S, 2010a; ARCON Solar A/S, 2010)

Der in Abbildung 2-6 dargestellte Kollektor ARCON HT-SA 28/10 ist jenes Produkt, das für die Simulationen und weiterführenden wirtschaftlichen Berechnungen in dieser Arbeit ausgewählt wurde. Es handelt sich um einen Hochtemperaturflachkollektor mit ca. 13 m² Fläche, welcher die beschriebene, transparente ETFE-Folie zur Reduktion von Wärmeverlusten besitzt.

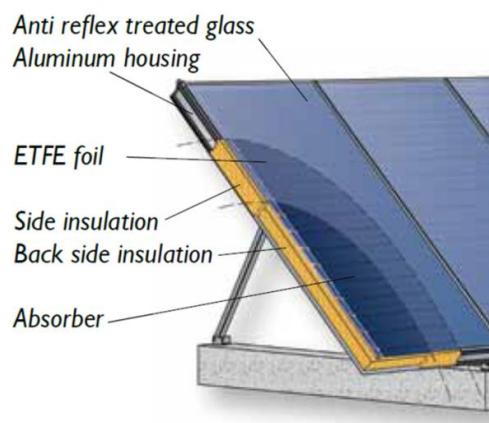


Abbildung 2-6: Aufbau eines Hochtemperaturflachkollektors (ARCON Solar A/S, 2010a)

Eine weitere Maßnahme zur Steigerung des Wirkungsgrades ist durch die Verwendung eines Absorbers mit selektiver Beschichtung möglich. Der Unterschied wird nach Streicher (2007) erklärt:

- Selektive Absorber besitzen einen wesentlich geringeren Emissionsgrad für langwellige Wärmestrahlung als Absorptionsgrad für hochfrequente Solarstrahlung. Aus diesem Grund haben selektiv beschichtete Absorber geringere Strahlungsverluste als nichtselektive, was sich besonders bei höheren Temperaturen auswirkt.
- Bei nichtselektiven Absorbern ist der Emissionsgrad für langwellige Wärmestrahlung gleich groß wie der Absorptionsgrad für kurzwellige Solarstrahlung.

Für die heutigen Anwendungen werden fast ausschließlich selektive Absorber verwendet (Streicher, 2007).

Vakuurröhrenkollektor

Bei dieser Kollektorbauform werden Röhren, in denen sich der Absorber befindet, evakuiert und somit befindet sich Vakuum zwischen dem Absorber und dem Abdeckglas. Dadurch können Verluste in Form von Konvektion und Wärmeleitung weiter reduziert werden. Zu unterscheiden ist zwischen direkt durchströmten Kollektoren und Heat-Pipe-Modellen. Die Qualität des Vakuums ist entscheidend für ihren Vorteil zu den Flachkollektoren. Aufgrund der Wärmedämmung durch das Vakuum erreichen Kollektorfelder mit Vakuurröhren, abhängig vom Temperaturniveau des Anlagenbetriebes, höhere Energieerträge als Flachkollektorfelder. Dieser Effekt bewirkt vor allem im Winter, bei geringen Einstrahlungen und kurzen Sonnenscheindauern, hohe Wirkungsgrade (Remmers, 2001).

Flächen am Kollektor

Bei Kollektoren werden drei Definitionen von Flächen unterschieden: die Bruttofläche, die Aperturfläche und die Absorberfläche.

Bruttofläche

Für die Aufstellfläche des Kollektors entscheidend ist die Bruttofläche des Kollektors. Sie gibt die maximalen Außenmaße an. Angaben zu Preis und spezifischen Solarerträgen erfolgen meist in Bezug auf die Bruttofläche (Remmers, 2001).

Aperturfläche

Die durchsichtige Glasfläche als solare Eintrittsfläche wird bei Flachkollektoren mit Aperturfläche bezeichnet. Die Glasauflage am Rahmen wird hier nicht mitgezählt. Sie ist meist die Basis für Wirkungsgradangaben des Kollektors (Remmers, 2001).

Absorberfläche

Als Absorberfläche wird jene Fläche bezeichnet, auf der im Absorber die Strahlungsleistung der Sonne in Wärme umgewandelt wird. In der Regel ist sie kleiner als die Aperturfläche, wobei dieses Verhältnis sich in Ausnahmefällen umkehren kann (Remmers, 2001).

In dieser Diplomarbeit werden die Bruttofläche und die Aperturfläche, auch als Nettofläche bezeichnet, als Bezugsgrößen verwendet.

2.2.4 Speicher

Es gibt eine Gemeinsamkeit der unterschiedlichen Arten der erneuerbaren Energien. Ihr Energieangebot ist aufgrund von zeitlichen Schwankungen der Energienachfrage oft genau dem Bedarf entgegengesetzt. Hier ist das Beispiel der hohen Sonneneinstrahlung im Sommer und des großen Wärmebedarfs im Winter zu nennen. Aus diesem Grund ist es erforderlich, Wärme, die nicht unmittelbar gebraucht wird, nahe an ihrem Entstehungsort zu speichern und bei Bedarf zum Abnehmer zu transportieren. Als entscheidende Parameter für die Speicherung können die spezifische Wärmekapazität des Wärmeträgermediums, das verfügbare Speichervolumen, die Speicherdauer und der Temperaturbereich angeführt werden.

Für die optimale Energieversorgung werden Energiespeicher verwendet, die lt. Rummich (2011) folgende wesentliche Aufgaben besitzen:

- Bevorratung
- Ausgleich von Lastschwankungen
- Deckung von Lastspitzen bei leitungsgebundener Energieversorgung
- Zeitliche Verschiebung des Energiedargebotes
- Erhöhung der Versorgungssicherheit und der Qualität der Energiebereitstellung
- Beitrag zu einer optimalen Energieumwandlung und Energienutzung sowie Steigerung der Effizienz
- Verringerung des Energiebedarfes

Die Einteilungsmöglichkeiten der Energiespeicher sind sehr umfangreich und lassen sich nach vielen Kriterien gliedern, wie z.B. der gespeicherten Energieform oder des Speicherbehältnisses. Für die Betrachtungen im Rahmen dieser Diplomarbeit genügt es, sich auf thermische Energiespeicher zu konzentrieren.

Von der Art der Wärmeerzeugung hängt der optimale Einsatz der thermischen Energiespeicher ab. So ist der Einsatz von Solarthermie nur bei ausreichender Sonneneinstrahlung möglich. Die Abwärme bei stromgeführten Blockheizkraftwerken fällt dann an, wenn der elektrische Energiebedarf hoch ist. Die Speicherung von thermischer Energie ist in verschiedenen Varianten möglich. Ein großer Einsatzbereich wird durch die sensiblen (fühlbaren) Wärmespeicher abgedeckt. Hier erfolgt die Energieaufnahme bzw. die Energieabgabe durch die Temperaturänderung des Speichermediums. In Latentwärmespeichern hingegen erfolgt die Wärmezufuhr und -abfuhr bei Phasenumwandlung des Speichermediums ohne Temperaturänderung. Eine weitere Möglichkeit der thermischen Energiespeicherung stellen Dampfspeicher dar. Durch Erhöhung der Temperatur wird ein flüssiges Medium, meist Wasser, in Dampf übergeführt. Die Wärmeabgabe erfolgt durch Wärmeauskopplung in einem Wärmetauscher (Rummich, 2011).

Kurzzeitspeicher oder sogenannte Pufferspeicher werden meist lt. Agentur für Erneuerbare Energien e.V. (2009) mit dem Speichermedium Wasser betrieben und dienen zur Aufnahme thermischer Überschussenergie. Bei Bedarf wird diese Energie an den Verbraucher wieder abgegeben. Als Einsatzgebiete sind hier Fernwärmenetze oder Ergänzungen für Blockheizkraftwerke genannt. Durch den Einsatz eines Pufferspeichers verbessert sich das Betriebsverhalten der Heizungsanlage durch Verringerung der Taktzyklen und die Versorgungssicherheit wird erhöht. Wärmeverluste müssen durch eine effektive Wärmedämmung reduziert werden. Aufgrund des leichteren Transportes, der thermischen Schichtung, der unterschiedlichen Temperaturniveaus und des Betriebsverhaltens bei auftretenden Spannungen haben sich zylindrische Bauformen für Pufferspeicher durchgesetzt.

Mischungsvorgänge im Speicher beeinflussen lt. Khartchenko (1995) die Temperaturverteilung. Bei vollständig durchgemischten Wasserspeichern ist die Temperatur des Speichermediums im gesamten Volumen gleich. Bei richtiger Planung und Ausführung von Wärmeträgerzufuhr und Wärmeträgerabfuhr am Speicher wird die sich durch temperaturbedingte Dichteunterschiede einstellende Temperaturschichtung möglichst wenig gestört. Der Vorteil eines geschichteten Speichers ist, dass ein Teil des Speichermediums auf jene Temperatur erwärmt wird, die der Verbrauchertemperatur entspricht. Es ist aber auch möglich, das Medium mit geringerer Temperatur bei thermischen Solaranlagen dem Kollektor zuzuführen und somit den Wirkungsgrad des Kollektors zu steigern. Es wird dadurch ein höherer Grad der Sonnenenergienutzung erzielt.

Um eine gute thermische Schichtung auch bei wechselnder Temperatur der in den Speicher eintretenden Fluidströme zu erreichen, kommen heute überwiegend Schichtbeladeeinrichtungen zum Einsatz.

Speicherverluste

Speicherverluste treten immer dann auf, wenn es aufgrund der zeitlichen Verschiebung von Energiegewinnung und Energiebedarf zu längeren Verweilzeiten der gespeicherten Wärme im Solarspeicher kommt. Solarwärme wird oft zu ganz anderen Zeiten gebraucht, als sie erzeugt wird. Die Speicherung der Wärme wird lt. Meißner (2009) umso teurer, je länger diese Speicherung anhalten soll, da der Verlust der Wärme aus dem Speicher ein ununterbrochener Prozess ist. Nur mit sehr großen Speichern und / oder kurzen Speicherzeiten ist ein hoher, spezifischer Solargewinn möglich. Vor allem die sorgfältige und angemessene Dämmung ist wesentlich, um die Speicherverluste gering zu halten. Hinzu kommen Verluste der Speicheranschlüsse, der Rohre und Armaturen und der Durchmischung der thermischen Schichtung, die Strömungen in den wandnahen Bereichen der Speicher in Gang setzen. Es ist festzuhalten, dass nur Kurzzeitspeicher bei den heute üblichen Speicherdämmstärken im Verhältnis zum Solarertrag akzeptable Wärmeverluste aufweisen. Nur bei sehr großen Dämmstärken ist ein großer Saisonspeicher derzeit wirtschaftlich sinnvoll.

Saisonale Wärmespeicher

Große saisonale Wärmespeicher werden lt. Mangold (2007) verwendet, um die im Sommer gewonnene Sonnenenergie bis in den Winter zu speichern. Realisiert wurden solche Speicher schon vor ca. 30 Jahren in Schweden und kamen in Nahwärmeversorgungssystemen zum Einsatz. Für eine zukunftsfähige Energieversorgung ist es notwendig, jede Energie so effizient zu nutzen wie möglich. Daher werden große Wärmespeicher nicht nur Solarwärme in großem Umfang saisonal speichern, sondern auch zur Speicherung der bei der Stromproduktion in Kraftwerkprozessen entstehenden Abwärme notwendig sein. Zu den Wärmespeichern der saisonalen Speicherung werden die Heißwasser-, Kies- Wasser-, Erdsonden- und Aquiferwärmespeicher gezählt.

2.2.5 Kenngrößen von Solaranlagen

Um Wärmebereitstellungssysteme bewerten und miteinander vergleichen zu können, werden verschiedene Kenngrößen definiert. Hierbei ist es wichtig, die Systemgrenzen und die Bezugsflächen anzugeben.

Solarer Deckungsgrad

Der solare Anteil an der gesamten Energiebereitstellung des Wärmenetzes wird durch den solaren Deckungsgrad SD beschrieben (vgl. Gl. 4).

$$SD = \frac{\text{dem Wärmenetz v. Solarsystem zugeführte Energie}}{\text{Summe der dem Wärmenetz zugeführte Energien}} \quad [\%] \quad (\text{Gl. 4})$$

Die Summe der dem Wärmenetz zugeführten Energien setzt sich zusammen aus dem Wärmeeintrag des Solarsystems und dem eines konventionellen Wärmeerzeugers (Nachheizung). Es kann zwischen einem jährlichen solaren Deckungsgrad und einem einer kürzeren Periode gewählt werden. Bei den später folgenden Berechnungen wird sowohl der Zeitraum eines Jahres gewählt, als auch kürzere Zeitspannen wie z.B. der Sommer.

Systemnutzungsgrad

Das Verhältnis zwischen Solareintrag in den Bereitschaftsspeicher und der auf die Kollektorfläche eingestrahlt Energie ergibt den Systemnutzungsgrad SN (vgl. Gl. 5).

$$SN = \frac{\text{v. Solarsystem i. d. Bereitschaftsspeicher abgegebene Energie}}{\text{auf die betrachtete Kollektorfläche eingestrahlt Energie}} \quad [\%] \quad (\text{Gl. 5})$$

Die in den Bereitschaftsspeicher abgegebene Energie ist jene nutzbare Wärme, die im Kollektorkreis am Wärmeübertrager übertragen wird. Der Deckungsgrad und der Systemnutzungsgrad verhalten sich in der Regel gegenläufig zueinander. Ein möglichst hoher Systemnutzungsgrad ist entscheidend für die Wirtschaftlichkeit (Remmers, 2001).

Der Systemnutzungsgrad wurde in dieser Diplomarbeit nur am Rande betrachtet.

Spezifischer Solarertrag

Die jährliche Energiemenge, die von einem m² Kollektorfläche dem Energiespeicher zugeführt wird, wird als spezifischer jährlicher Solarertrag bezeichnet (vgl. Gl. 6). Für die Berechnung kann sowohl die Bruttokollektorfläche als auch die Aperturfläche gewählt werden. In dieser Diplomarbeit wurde die Aperturfläche gewählt.

$$\text{spez. Solarertrag} = \frac{\text{dem Bereitschaftsspeicher v. Solarsystem zugeführte Energie}}{\text{betrachtete Kollektorfläche}} \quad \left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{a}} \right] \quad (\text{Gl. 6})$$

2.2.6 Stagnation

Der Begriff Stagnation bei Sonnenkollektoren bezeichnet lt. Scheuren (2008) einen Zustand, bei dem es durch hohe Solarstrahlung und fehlender Wärmeabnahme zu einer Verdampfung des Wärmeträgermediums im Kollektor kommen kann. Die durch Strahlungsenergie umgewandelte Wärme wird durch den Zirkulationsstillstand des Kollektorkreises nicht abgeführt. Dieser Zustand tritt z.B. bei einem vollbeladenen Solarspeicher auf.

Für einen langjährigen, zuverlässigen und möglichst wartungsfreien Betrieb von thermischen Solaranlagen ist lt. Hausner und Fink (2001) das Stillstandsverhalten von großer Bedeutung. Kleinanlagen, die für eine solarthermische Heizungsunterstützung im Wohnbereich errichtet werden, erreichen aufgrund fehlender Last in den Sommermonaten häufig den Zustand der Stagnation. Für die Komponenten im Kollektorkreis stellt dieser Betriebszustand eine erhöhte

Belastung dar. Die Betriebsbedingungen unterscheiden sich deutlich von den Belastungen im Normalbetrieb.

Die Betrachtung der vorliegenden Arbeit zielt auf das Verhalten von Großanlagen bei drohendem Stillstand ab, den es zu verhindern gilt. Neben der Vermeidung der Stagnationsgefahr im Betrieb ist auch an Störfälle, wie ein Stromausfall oder ein technischer Defekt, zu denken.

Schadensfälle bei Stagnation

Durch die Nichtabfuhr bzw. die fehlende Abnahme der Solarwärme und den daraus resultierenden Stagnationszustand kann eine Vielzahl von Schadensfällen auftreten (Hausner et al., 2003):

- Schäden an Anlagenkomponenten wie Absperrarmaturen, Pumpen, Ventile oder Ausdehnungsgefäße infolge hoher Temperaturbelastungen
- Lecks an Löt- und Schraubverbindungen
- Abblasen der Wärmeträgerflüssigkeit über das Sicherheitsventil
- Akustische Belastungen durch Kondensationsschläge im Primär- und Sekundärkreis
- Druckbelastungen der Anlagekomponenten durch Druckspitzen
- Degradation der Wärmeträgerflüssigkeit

Phasen des Stagnationsvorganges

Untersuchungen haben ergeben, dass der Stagnationsvorgang in fünf verschiedene und klar unterscheidbare Phasen eingeteilt werden kann (Fink & Hausner, 2001):

- Phase 1: Flüssigkeitsdehnung
- Phase 2: Ausdrücken der Flüssigkeit aus dem Kollektor durch erste Dampfbildung
- Phase 3: Leersieden des Kollektors – Phase mit Sattedampf
- Phase 4: Leersieden des Kollektors – Phase mit Sattedampf und überhitzten Dampf
- Phase 5: Wiederbefüllen des Kollektors

Für Anlagenkomponenten und Wärmeträgermedium ist der kritischste Bereich die Phase 3 des Stagnationsvorganges. Möglichkeiten für eine weitgehende Entleerung des Kollektors müssen sichergestellt sein. Die noch im Kollektor vorhandene Wärmeträgerflüssigkeit muss vollständig verdampfen. Die Zeitdauer der extremen Temperaturbelastung der Anlagekomponenten ist durch den im Kollektor verbleibenden Teil der Flüssigkeit vorgegeben. Aus diesem Grund müssen Kollektoren so konstruiert sein, dass eine weitgehende Entleerung in Phase 2 möglich ist (Hausner & Fink, 2001).

Strategien gegen Stagnation

Als Strategien zur Vermeidung von Stagnation werden einige Möglichkeiten angeführt.

Vermeidung des Stagnationszustandes mittels Nachtkühlung

Zum nächtlichen Fortkühlen der Tageserträge wird die Solarkreispumpe bei vollen Speichern in Betrieb gesetzt. Zwei Kriterien bestimmen den Abkühlungsgrad: Einerseits muss die Deckung des Wärmebedarfes gewährleistet sein und andererseits muss der Stagnationszustand am folgenden Tag verhindert werden (Fink & Hausner, 2001).

Vermeidung des Stagnationszustandes mittels Luftkühler

Bei Erreichen des Temperaturlimits des Speichers wird lt. Hausner et al. (2003) ein Luftkühler im Primärkreis zum Abtransport der überschüssigen Energie eingesetzt. Dies erfolgt während des Laufes des Primärkreises.

Vermeidung des Stagnationszustandes mittels Speicherdurchmischung

Auch ohne Kühlung des Kollektorkreises und Nachtkühlung ist es lt. Scheuren (2008) möglich, ohne große bauliche Veränderungen auszukommen. Mittels einer Speicherdurchmischung bleibt der Energiegehalt des Speichers gleich, aber die Exergie wird verringert. Durch die Umwälzung ist eine temperaturbedingte Schichtung nicht möglich und der Speicher kann mehr Wärme aufnehmen.

Optimierung des Entleerungsverhaltens von Kollektoren

Die Positionierung der Rückschlagklappe relativ zur Anordnung des Ausdehnungsgefäßes hat entscheidenden Einfluss auf das Entleerungsverhalten des Kollektors. Bei günstiger Anordnung der Rücklaufgruppenkomponenten ist es für den Kollektorinhalt im Stagnationsfall möglich, wie vorgesehen über Vor- und Rücklaufleitungen in das Ausdehnungsgefäß verdrängt zu werden (Fink & Hausner, 2001).

Um den Einsatz von elektrischer Energie für den Pumpenbetrieb in Grenzen zu halten, ist es sinnvoll, passive Strategien den aktiven vorzuziehen (Fink & Hausner, 2001).

2.3 Wärmenetze

Je nach Größe der Erzeugungseinheit, der geographischen Ausdehnung und der Netzlänge wird zwischen Nah- und Fernwärme unterschieden. Die Übergänge können fließend sein.

Fernwärme-Versorgungssystem

„System von Leitungen, Armaturen, Pumpen, Wärmetauschern, Zähl- und Regeleinrichtungen für leitungsgebundene thermische Energie zur Versorgung von Wärmenutzern mittels Wasser oder Dampf, bei dem die Versorgung auch über größere Entfernungen erfolgt.“ (ÖNORM M 7109, 2002)

Nahwärme-Versorgungssystem

„System von Leitungen, Armaturen, Pumpen, Wärmetauschern, Zähl- und Regeleinrichtungen für leitungsgebundene thermische Energie zur Versorgung von Wärmenutzern mittels Wasser oder Dampf, bei dem die Versorgung nur in einem verhältnismäßig kleinen Umkreis (vorrangig innerhalb einer Entfernung von ca. 0,5 km vom Heizwerk) erfolgt.“ (ÖNORM M 7109, 2002)

Der klassische Aufbau einer Nah- und Fernwärmeversorgung besteht lt. Karpf (2000) aus einer Heizzentrale, dem Wärmeverteilnetz und den Übergabestationen bei den Abnehmern oder Wärmekunden. Die Heizzentrale ist bei der Fernwärmeversorgung in der Regel ein Heizwerk oder eine Einspeisung von Abwärme. Heizkraftwerke sind für die Fernwärmeversorgung in Großstädten von herausragender Bedeutung. Die Wärmenutzung neben der Stromerzeugung erhöht den Gesamtwirkungsgrad. Diese Wärme fällt als kostengünstiges Nebenprodukt an und ist für den wirtschaftlichen Erfolg einer Fernwärmeversorgung eine unabdingbare Voraussetzung. Die hohen Kosten der Wärmeverteilung können nur durch eine kostengünstige Wärmequelle kompensiert und wettbewerbsfähige Abgabepreise erreicht werden. Lediglich mit

einem kompakten Wärmenetz mit hoher Wärmebedarfsdichte ist ein hoher Preis der Wärmeerzeugung zu vertreten.

Als Vorteile von Nah- und Fernwärme gegenüber der dezentralen Wärmeversorgung sind folgende zu nennen (Karpf, 2000):

- Geringerer Bedienungs-, Wartungs- und Instandhaltungsaufwand beim Verbraucher
- Raumersparnis beim Verbraucher
- Steigerung des Komforts beim Verbraucher
- Hohe Betriebssicherheit
- Geringere Umweltbelastung
- Erhöhter Brandschutz
- Rasche und flexible Anpassung bei geänderten Rahmenbedingungen

Die hohen Investitionskosten und die Abhängigkeit vom Wärmelieferanten werden als Nachteile der Nah- und Fernwärmeversorgung gesehen.

2.3.1 Grundlagen und Versorgungsvarianten

Die Energieträger werden zu den Orten des Endenergieeinsatzes transportiert. Je nach Transportart kann man zwischen folgenden zwei Formen des Transportes unterscheiden (Spitzer, 2006):

- Leitungsgebundene Energieträger (Fernwärme, Strom, Erdgas)
- Nicht leitungsgebundene Energieträger (feste und flüssige Brennstoffe)

Anschlussarten

Bei Wärmenetzen ist lt. Glück (1984) zwischen direkter und indirekter Übergabe zu unterscheiden. Im ersten Fall durchströmt das Heizwasser des Netzes den Heizkreislauf der Wärmeabnehmer. Es liegt keine medienmäßige Trennung zwischen Netz und Abnahmesystemen vor. Eine Medientrennung ist bei der indirekten Übergabe vorhanden. Hier sind Wärmenetz und Abnehmersystem hydraulisch getrennt. Diese hydraulische Trennung findet in sogenannten Übergabestationen statt, die im Wesentlichen aus einem Wärmetauscher und Armaturen bestehen. Es handelt sich hier um Einheiten, welche die Funktionen Filterung, Druckminderung, Differenzdruckregelung und Absperrung bei gewollten Außerbetriebnahmen oder im Havariefall erfüllen. Die Übergabestation dient demnach als Trennung der kundenseitigen Installation und dem Wärmenetz.

Weitere in diesem Zusammenhang oft genannte Begriffe sind die Primär- und Sekundärseite. Als Primärseite oder primärseitiger Kreislauf wird lt. Obernberger (1997) der Fernwärmenetzkreislauf verstanden. Der Heizwasserkreislauf des Abnehmers wird als Sekundärseite oder sekundärseitiger Kreislauf verstanden. Die Gründe für die hohe Häufigkeit der indirekten Übergabe, also einer Trennung zwischen Primär- und Sekundärseite, sind in drei wesentlichen Punkten beschrieben:

- Druckunterschiede: im Primärkreislauf herrschen meist höhere Drücke
- Wasserqualität: der Primärkreislauf enthält aufbereitetes, vollentsalztes Wasser
- Schadensfall: der Primärkreislauf ist unempfindlich gegenüber sekundärseitigen Umbauten, Reparaturen oder Leckagen;

2.3.2 Gestaltung der Netze

Wärmeverteilsysteme, die neben der Vor- und Rücklaufleitung für die Raumwärmeversorgung zwei weitere Stränge für die Warmwasserverteilung besitzen, werden lt. Heimrath et al. (2002) als Vier-Leiter-Netze bezeichnet. Das Warmwasser wird in den Hauptverteilungen und über klein dimensionierte Zirkulationsleitungen ständig auf Temperatur gehalten. Die Wärmeverluste können bei dieser Variante sehr groß sein. Der Platzgewinn in den Wohnungen durch Wegfall der dezentralen Warmwasserspeicher kann als Vorteil genannt werden.

Das Zwei-Leiter-Netz findet als Rohrsystem die meiste Anwendung und ist bevorzugt zu verwenden. Es besteht aus einer Vorlauf- und einer Rücklaufleitung und wird den meisten Versorgungsanforderungen gerecht. Die dezentrale Warmwasserbereitung in den einzelnen Wohnungen ist der wesentliche Unterschied zum Vier-Leiter-Netz. Der Betrieb bezüglich der Vorlauftemperatur kann gleitend zur Außentemperatur oder konstant erfolgen. Bei den untersuchten Netzen dieser Diplomarbeit handelt es sich ausschließlich um Zwei-Leiter-Netze.

Im Allgemeinen lassen sich lt. Glück (1985) zwei Grundtypen der Zweileiter-Systeme unterscheiden. Diese sind das Maschennetz und das Strahlennetz. Maschennetze (siehe Abbildung 2-7) werden meist in großen, städtischen Versorgungsgebieten eingesetzt und zeichnen sich durch ihre mehrfachen Lieferwege mit einer hohen Versorgungssicherheit aus. Sie besitzen meist auch mehrere Wärmeinspeiser. Strahlennetze (siehe Abbildung 2-8) werden wegen der geringeren Kosten für die Errichtung öfter errichtet. Meist wird das Fernwärmenetz über eine einzige Wärmeinspeisung versorgt und die Kunden werden über Nebenäste des Netzes versorgt.

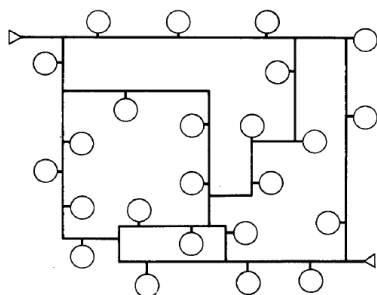


Abbildung 2-7: Maschennetz mit zwei Einspeisungen (Glück, 1985)

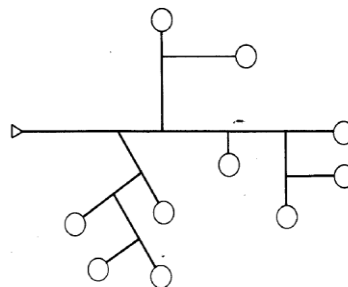


Abbildung 2-8: Strahlennetz mit einer Einspeisung (Glück, 1985)

Eine Sonderform der Strahlennetze sind Liniennetze, die aus nur einem Versorgungsstrang bestehen. Die Anschlüsse der Wärmeabnehmer werden mit kurzen Stichleitungen vorgenommen. Analog dazu versteht man unter einem Ringnetz ein Leitungssystem aus einer Masche mit dazugehörigen Anschlussleitungen.

2.3.3 Zeitlicher Verlauf des Energiebedarfes

Da die leitungsgebundenen Energieträger beim Verbraucher nicht oder nur mit großem Aufwand gespeichert werden können, ist lt. Spitzer (2006) der zeitliche Verlauf des Bedarfes sowohl für technische als auch energiewirtschaftliche Überlegungen von großer Wichtigkeit. Verschiedenste Einflüsse wie klimatische Verhältnisse, allgemeine Wirtschaftslage, Gewohnheiten und energietechnische Eigenschaften von Produktionsprozessen, Anlagen und Gebäuden wirken sich in Abhängigkeit von zeitlichen Randbedingungen auf die Nachfrage aus.

Der zeitlich abhängige Energiebedarf lässt sich mit folgenden zwei Darstellungsformen zeigen, die jeweils als Tages-, Wochen- oder Jahresdarstellung erstellt werden können.

Ganglinie

Die Ganglinie ist die in Anspruch genommene Leistung als Funktion der Zeit. Die Fläche unter der Ganglinie stellt die benötigte Arbeit dar (Spitzer, 2006).

Dauerlinie

Unter einer Dauerlinie ist eine geordnete Ganglinie zu verstehen. An der Dauerlinie ist zu erkennen, wie lange eine bestimmte Leistung nachgefragt wird, jedoch ist das exakte, zeitliche Auftreten nicht feststellbar. Die Fläche unter der Dauerlinie stellt ebenso die benötigte Arbeit dar (Spitzer, 2006).

Bei der Wärmelieferung sind nach Theißing et al. (2009) die spezifischen Bedarfsanforderungen zu beachten. Von der Umgebungstemperatur ist der Raumwärmebedarf primär abhängig. Daraus ergibt sich auch der charakteristische Jahreslastgang. Der Wärmebedarf für die Warmwassererzeugung ist über das Jahr gesehen etwa konstant. Der Bedarf an Prozesswärme ist wiederum vom jeweiligen Prozess abhängig, in den meisten Fällen aber relativ gleichmäßig. Der Wärmebedarf im Sommer sinkt in Österreich typischerweise auf ein Zehntel der Maximalleistung im Winter ab. Der Lastgang eines Fernwärmenetzes und der Erzeugung richtet sich somit nach der Tages-, Wochen- und Jahreszeit, wobei aus Erfahrungswerten über typische Entwicklungen der Vergangenheit, Prognosen für die Betriebsführung der Zukunft erstellt werden.

Wie in Abbildung 2-9 gezeigt wird, lassen sich die Ganglinie und die Dauerlinie in Beziehung zueinander bringen. Mittels dieser zwei Darstellungen nach Spitzer (2006) kann man gut die Betriebszustände von Grundlast (Bandbetrieb), Mittellast und Spitzenlast zeigen, was eine notwendige Grundlage für die Neuplanung von Anlagen und einer optimalen Betriebsführung ist.

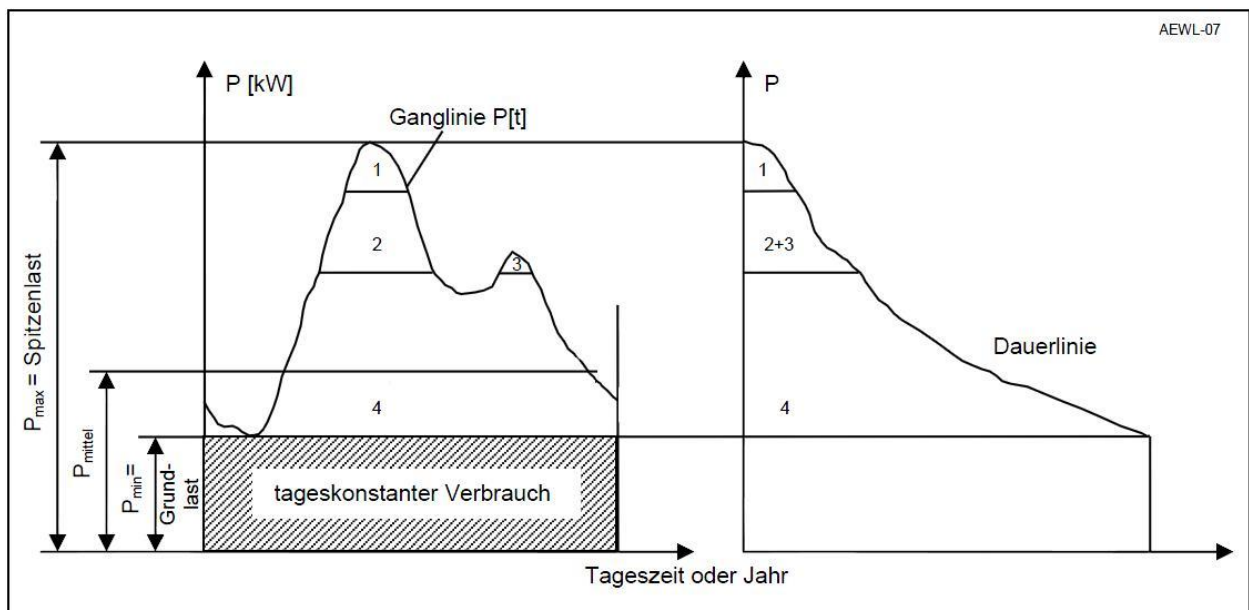


Abbildung 2-9: Beziehung zwischen Ganglinie und Dauerlinie (Spitzer, 2006)

2.3.4 Betriebsbedingungen

Unter den entscheidenden Parametern für Wärmenetze, den sogenannten Betriebsbedingungen, versteht man die Temperaturen, die Drücke und die Massenströme. Diese Betriebsbedingungen befinden sich zeitlich und zueinander in Abhängigkeit.

Temperaturen

Große Temperaturspreizungen (hohe Vorlauf- und niedrige Rücklauftemperaturen) sind lt. Glück (1985) unter dem Aspekt der Betriebskosten des Netzes wünschenswert. Eine große Temperaturdifferenz erfordert bei gleicher Wärmeleistung einen niedrigeren Massenstrom des Wärmeträgermediums. Dadurch sinkt die erforderliche Pumpleistung und somit die benötigte elektrische Energie. Vor allem technische Anforderungen und Randbedingungen, wie Druckstufe, geodätische Höhenunterschiede, maximale Vorlauftemperaturen von Wärmeeinspeisungen, Mindestvorlauftemperaturen zur Realisierung der Abnehmervolllast, Grädigkeiten der Wärmetauscher und Verluste, bestimmen die Temperaturparameter. Durch den vermehrten Einsatz von Niedertemperatur-Heizungssystemen im Wohnbereich ist es möglich, Rücklauftemperaturen weiter zu senken und damit günstigere Bedingungen zu erreichen.

Drücke

Durch die gewählte Druckstufe des Systems inklusive Sicherheitszuschläge ist die Druckbegrenzung nach oben gegeben. Der Mindestdruck wird durch die hohen Temperaturen im Vorlauf bestimmt, um ein Ausdampfen zu verhindern. Weitere Einflüsse sind der sicherzustellende Differenzdruck entlegener Abnehmer und die Verhinderung von Pumpenkavitation. Der reale Druckverlauf ordnet sich zwischen den Druckgrenzwerten ein und wird durch die geodätische Höhenlage des Versorgungssystems, die Netzverluste und deren Verteilung über das Netz und Art bzw. Anschluss der Druckhaltung beeinflusst. Die Betriebsdruckverläufe sind belastungsabhängig und vom Pumpenbetrieb abhängig (Glück, 1985).

Massenströme

Die Massenströme sind von der benötigten Fernwärmeleistung, der Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf und den optimalen Strömungsgeschwindigkeiten in den Wärmenetzrohren abhängig. Sie sind der wichtigste Auslegungsparameter für die Dimensionierung der Rohrdurchmesser (Glück, 1985).

2.3.5 Energiespeicherfähigkeit der Wärmenetze

Kurze Unterbrechungen der Energieeinspeisung sind lt. Recknagel et al. (2009) für Wärmenetze, die ein hohes Netzvolumen besitzen, im Rahmen der Versorgungssicherheit verkraftbar. Voraussetzung für die Unempfindlichkeit über einen beschränkten Zeitraum ist die Aufrechterhaltung des Durchflusses im Wärmenetz. Die gespeicherte Energie im Wärmenetz ist durch die Temperaturspreizung gegeben. Die umlaufende Wassermenge wird umso geringer, je größer der Temperaturunterschied zwischen der Vor- und Rücklaufleitung ist und das hat auch einen entscheidenden Einfluss auf die Kosten. Bei geringeren Wassermengen sind die Stromverbräuche der Pumpen geringer und die Dimensionierung der Rohrleitungen nimmt ebenso ab.

Durch die vorzeitige Erhöhung der Vorlauftemperatur ist es lt. Mattausch (2006) möglich, bevorstehende Lastspitzen des Energiebedarfs zu verkleinern bzw. einen kurzen Einbruch der Energielieferung zu vermeiden. Eine weitere Möglichkeit zur Erhöhung der

Versorgungssicherheit ist das Einbinden von Pufferspeichern in Wärmenetze. Solche Speicher können auch als Ausdehnungsbehälter des Fernwärmewassers dienen. Die Aufnahme von Druckstößen wird ebenfalls ermöglicht und dies trägt zu einer Beruhigung der Betriebsführung bei.

2.3.6 Solare Biomasse-Wärmenetze

Eine Biomassefeuerung samt Fördereinrichtungen, Rauchgasreinigung und Biomasselager, die Solaranlage mit Pufferspeicher und das Wärmeliefernetz mit Wasseraufbereitung, hydraulischer Weiche und Netzpumpen sind die Hauptbestandteile von solaren Biomasse-Wärmenetzen. Als Ausfallsreserve ist meist ein redundanter, fossil befeuerter Kessel vorhanden. Durch diese Kombination von Energie aus Biomasse und Solarstrahlung wird eine Wärmeversorgung von Siedlungsgebieten rein aus regenerativen Energiequellen möglich.

In Abbildung 2-10 ist das Biomasseheizwerk mit solarthermischer Wärmeunterstützung der KELAG Wärme GmbH in Oberzeiring zu sehen.



Abbildung 2-10: Biomasseheizwerk Oberzeiring mit solarthermischer Wärmeunterstützung (Weinstich, 2013)

Der Einsatz solcher Anlagen sollte lt. Weiss und Purkarthofer (2000) vor allem dort stattfinden, wo ökologisch und ökonomisch der Heizbetrieb der Biomasseanlage im Sommer nicht sinnvoll ist. Bei Wärmenetzen mit Sommerbetrieb ist es daher besonders attraktiv, die Warmwasserbereitung in den Sommermonaten über eine Solaranlage sicherzustellen und somit den niedrigen Teillastbetrieb des Biomassekessels zu vermeiden.

Die Entwicklung der letzten Jahre hat gezeigt, dass nicht nur kleinere Wärmenetze solar versorgt werden können, sondern dass auch bei großen Netzen große Kollektorflächen mit speziellen Großflächenkollektoren eingesetzt werden. Die richtige Dimensionierung des Pufferspeichers ist maßgeblich für den erfolgreichen Einsatz. Die richtige Speichergröße ist neben der Kollektorfläche ein wichtiges Kriterium für die Höhe des solaren Deckungsgrades und der wirtschaftlichen Betrachtung. Dadurch ist es möglich, die Entwicklung des solaren Deckungsgrades zu steuern und in weiterer Folge die Einsparungen von konventionellen Brennstoffen, wie z.B. fossile Energieträger oder Hackgut, zu beeinflussen. Zusätzlich ist die

Erhöhung der Versorgungssicherheit durch die Errichtung der zusätzlichen Wärmeerzeugung in Form einer thermischen Solaranlage ein wichtiges Thema (Weiss & Purkarthofer, 2000).

Weitere Kriterien, die einen großen Einfluss auf den Wirkungsgrad bei der Einspeisung von solarthermischen Anlagen ausüben, sind lt. Bucar et al. (2005) der Differenzdruck und vor allem das Temperaturniveau des Wärmenetzes. Je niedriger die Rücklauftemperatur des Wärmenetzes ist, desto besser ist der solare Ertrag. Für die Vorlauftemperatur des Kollektorkreises der thermischen Solaranlage ist es zu empfehlen, eine Obergrenze von 70 – 75 °C nicht zu überschreiten. Eine Erhöhung der mittleren Kollektortemperatur um 1 K bewirkt eine Verringerung des Solarertrages um ca. 1 %. Das bedeutet, dass Wärmenetze, die ganzjährig auf einem hohen Temperaturniveau betrieben werden, ungeeignet für die Einspeisung von solarer Wärme auf die Höhe der Vorlauftemperatur durch Flachkollektoren sind.

2.4 Ökonomische Grundlagen

Eine Betrachtung der wirtschaftlichen Gegebenheiten ist für eine Entscheidung zur Durchführung hoher Investitionen neben der technischen Planung der zweite Schwerpunkt. Es sind verschiedene Betrachtungen zulässig und zu berücksichtigen, die nachfolgend kurz erläutert werden.

2.4.1 Kostenzusammensetzung

Die Einflüsse auf die Kosten großer Solarthermieanlagen sind umfangreich und von vielen Faktoren abhängig. Zu erwähnen sind lt. SDH (2012):

- Grundkosten, Aufstellfläche, Liegenschaft
- Kollektoren
- Aufschließung bzw. Fernwärmeanbindung
- Wärmeträgerflüssigkeit
- Verrohrung
- Wärmetauschereinheiten
- Installations- und Errichtungskosten
- Speicher
- Regelung
- Betriebsführung und Optimierung
- sonstiges;

Neben den Kosten hängt die Wirtschaftlichkeit der Anlagen vor allem von den zukünftigen Einnahmen ab, also im vorliegenden Fall von den Einspeisetarifen der Wärme in das Wärmenetz. Zusätzlich ermöglicht der Betrieb einer Solarthermieanlage eine Einsparung durch die Substitution des bisher verwendeten Energieträgers.

Ein weiterer Einfluss ist die Höhe der erzielbaren, notwendigen Förderungen. Speziell dieser Parameter wirkt sich stark bei der Entscheidung zum Einsatz von solarthermischen Anlagen für die Fernwärmeeinspeisung aus, da es durch das Lukrieren von Förderungen zu einer Minderung des Investitionsbetrages kommt.

2.4.2 Förderungssituation

Zum Zeitpunkt der Diplomarbeit war es möglich, zwei verschiedene Förderprogramme zu berücksichtigen.

Thermische Solaranlage für Betriebe („TSfB“)

Dieses Programm wird vom Lebensministerium über die Kommunalkredit Public Consulting ausgeschrieben.

Die förderungsfähigen Kosten setzen sich zusammen aus den Kosten für die Anlagen sowie für Planung und Montage. Je nach Projektart erfolgt die Berechnung entweder in Form eines Prozentsatzes von den förderungsfähigen Investitionskosten ($\geq 100 \text{ m}^2$ Kollektorfläche), oder als Pauschale in Abhängigkeit der Kollektorfläche ($< 100 \text{ m}^2$ Kollektorfläche). Für die Förderung von Anlagen $\geq 100 \text{ m}^2$ Bruttokollektorfläche ist die erzielbare CO_2 -Einsparung entscheidend.

Der Förderungssatz für Bruttokollektorfläche $\geq 100 \text{ m}^2$ beträgt 20 % der förderungsfähigen Kosten. Bei der gleichzeitigen Umsetzung mehrerer Maßnahmen, wie der Optimierung der Regelung, ist eine Erhöhung auf insgesamt 25 % der förderfähigen Kosten möglich (Kommunalkredit Public Consulting, 2012).

Förderprogramm Solarthermie – solare Großanlagen („S-sG“)

Dieses Programm wurde 2010 vom Klima- und Energiefonds gestartet und auch über die Kommunalkredit Public Consulting abgewickelt. Ziel ist nicht nur die Schaffung von Energieunabhängigkeit und Substitution von fossilen Energieträgern für den Anlageneigentümer, sondern auch die Unterstützung der österreichischen Solarthermiebranche. Durch die verpflichtende Begleitforschung können für die Zukunft wichtige Erfahrungen gewonnen werden und eine Optimierung der Anlagen erreicht werden. Die Projekte, die für ein Förderungsansuchen eingereicht werden, müssen einen hohen Innovationsgehalt aufweisen und sollen technisch und ökonomisch multiplizierbar sein.

Die Förderaktion umfasst u.a. das Themengebiet „Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgungen (Mikro-, Nah- und Fernwärmenetz)“. Förderbar sind Kosten für die Solaranlage inklusive Verrohrung, Pufferspeicher, Einbindung der solaren Wärme in Verteilnetz und Messinstrumente für die Begleitforschung. Planungskosten für die förderungsfähigen Maßnahmen werden im Ausmaß von 10 % der umweltrelevanten Investitionskosten anerkannt. Es werden Solaranlagen von 100 bis 2.000 m^2 gefördert. Die Förderung je Einzelprojekt ist mit insgesamt 450.000 € begrenzt. Der Fördersatz beträgt bis zu maximal 40 % der umweltrelevanten Mehrinvestitionskosten. Die umweltrelevanten Mehrinvestitionskosten werden bei Solarthermieanlagen durch Abzug einer Referenzanlage, in diesem Fall ein leistungsgleicher Ölkessel, von den gesamten umweltrelevanten Investitionskosten des Projekts ermittelt. Die Deckelung der Förderung beträgt bei der solaren Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgungen 1.300 € pro Megawattstunde nutzbarer Solarertrag.

Die Ausschreibung der vierten Ausschreibung dieses Förderprogrammes läuft von 24.04.2013 bis 27.09.2013 (Klima- und Energiefonds, 2013).

2.4.3 Berechnung der solaren WärmeGESTEHUNGSKOSTEN

Um zu einer Entscheidung für die Errichtung einer Solarthermieanlage zu kommen, ist es notwendig, einen Vergleich der Kosten aufzustellen. Der nach Remmers (2001) aussagekräftigste, branchenübliche Kennwert sind die solaren WärmeGESTEHUNGSKOSTEN (W GK). Über eine Berechnung nach VDI 2067 (2012) wird ein Vergleich der Kosten möglich.

Durch die Ermittlung von Annuitäten der Systemkosten der Solaranlage und unter Berücksichtigung der jährlichen Energieerträge werden die spezifischen Kosten pro Megawattstunde solar erzeugter Wärme errechnet und als solare Wärmegestehungskosten bezeichnet.

Bei der Ermittlung der Kosten sind lt. VDI 2067 (2012) vier Kostengruppen (kapitalgebunden, bedarfs- bzw. verbrauchsgebunden, betriebsgebunden, sonstiges) zu berücksichtigen. Diese und eine Zuordnung der Kostenarten sind Tabelle 2-1 zu entnehmen.

Tabelle 2-1: Beispiele für Kostengruppen und Kostenarten (VDI 2067 Blatt 1, 2012)

Kapitalgebundene Kosten	Bedarfsgebundene Kosten	Betriebsgebundene Kosten	Sonstige Kosten
technische Anlagen, z. B. Wärmeerzeuger, Heizkörper, Ventilatoren, Antriebsmotoren usw. bauliche Anlagen, z. B. Technikzentralen und Schornsteine Maßnahmen zum Schall- und Wärmeschutz Anschlusskosten	Energiekosten (Grund- und Arbeitspreis) Kosten für Hilfsenergie Kosten für Betriebsstoffe (Schmierstoffe, Additive, Chemikalien usw.)	Bedienen Reinigen Warten Inspizieren Instandsetzen	Planungskosten Versicherungen Steuern allgemeine Abgaben anteilige Verwaltungskosten Gewinn und Verlust Abbruch- und Entsorgungskosten

Die Berechnung im Rahmen der vorliegenden Arbeit erfolgte nach der Annuitätsmethode. Diese gestattet es, einmalige Zahlungen bzw. Investitionen und laufende Zahlungen mithilfe des Annuitätsfaktors während eines bestimmten Betrachtungsraumes zusammenzufassen.

Die nach VDI 2067 (2012) ermittelten, jährlichen Gesamtannuitäten der Solaranlage, dividiert durch die jährlichen solaren Wärmeerträge, ergeben die solaren Wärmegestehungskosten (siehe Gl. 7). Sämtliche Erklärungen, Richtwerte und Rechenanleitungen zur Berechnung wurden der VDI 2067 Blatt 1 (2012) entnommen.

$$\text{solare WGK} = \frac{\text{jährliche Gesamtannuität}}{\text{jährlicher Solarertrag}} \quad \left[\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] \quad (\text{Gl. 7})$$

Einen ersten Eindruck über die solaren Wärmegestehungskosten (inkl. Förderung und jährlichen Betriebskosten von 0,5 % der Investitionskosten) zeigt Tabelle 2-2.

Tabelle 2-2: Solare Wärmegestehungskosten österreichischer Anlagen (Fink et al., 2013)

Zinssatz	6%	3%
	WGK [€/MWh]	WGK [€/MWh]
Anlage		
Salzburg Lehen	82	58
NW Eibiswald	81	57
Kral Lustenau	99	70
Blum Beschläge	98,5	69
Bundessportzentrum Faak	81	57
Nahwärme Kraubath	74	52
Biowärme Hirschegg	90	63

In dieser Gegenüberstellung ist gut zu sehen, dass die Wärmegestehungskosten stark vom gewählten Zinssatz abhängen. Dieser Faktor beschreibt die theoretische Verzinsung des eingesetzten Kapitals und ist für jedes Unternehmen individuell. Aus diesem Grund ist die

Eignung einer thermischen Solaranlage für Wärmeversorgungsunternehmen nicht nur vom wirtschaftlichen Ergebnis einer Investitionsrechnung abhängig, sondern auch von firmeninternen Vorgaben, wie z.B. einer Mindestprojekttrendite.

2.4.4 Amortisationsrechnung

Die Amortisationsdauer als zeitliche Kenngröße wird mit Hilfe der Amortisationsrechnung berechnet. Es ist zwischen zwei Arten der Amortisationsrechnung zu unterscheiden:

- Statische Amortisationsrechnung
- Dynamische Amortisationsrechnung

Zur Berechnung der Amortisationsdauer der vorgestellten Berechnungen wurde sowohl die statische als auch die dynamische Amortisationsrechnung verwendet.

Statische Amortisationsrechnung

Die Amortisationsdauer T_A ist jener Zeitraum, der benötigt wird, um eine Anfangsinvestition I_A über die jährlichen Einnahmenüberschüsse $E\ddot{U}$ auszugleichen bzw. zu amortisieren (vgl. Gl. 8). Bei annähernd gleichen, jährlichen Einnahmenüberschüssen ist lt. Bauer (2008) die Amortisationsdurchschnittsrechnung zu empfehlen.

$$T_A = \frac{I_A}{E\ddot{U}} \quad [a] \quad (\text{Gl. 8})$$

Die Ermittlung der jährlichen Einnahmenüberschüsse (vgl. Gl. 9) ist das Kernproblem der Amortisationsrechnung. Darum wird dieser Begriff nach Bauer (2008) definiert:

„Bezieht man sich auch hier auf die Überleitung der Wertbegriffe, so sind Einnahmen wertgleich den Erlösen und die Ausgaben entsprechen den ausgabewirksamen Kosten.[...] Werden durch ein Investitionsprojekt Betriebskosteneinsparungen gegenüber den Istzustand realisiert, so sind diese den Einnahmenüberschüssen gleichzusetzen.“

$$E\ddot{U} = E - A + a_k \quad \left[\frac{\text{€}}{a} \right] \quad (\text{Gl. 9})$$

E...	Einnahmen	[€/a]
A...	Ausgaben	[€/a]
a_k ...	kalkulatorische Abschreibung	[€/a]

Ein Investitionsprojekt ist einer wirtschaftlichen und technischen Abnutzung unterworfen. Die Anfangsinvestition I_A plus der Folgeinvestitionen I_F minus den Liquidationserlös L dividiert durch die Nutzungsdauer ergibt die jährliche kalkulatorische Abschreibung (vgl. Gl. 10).

$$a_k = \frac{\text{abnutzbare Wertanteile}}{\text{Nutzungsdauer (ND)}} = \frac{I_A + I_F - L}{ND} \quad \left[\frac{\text{€}}{a} \right] \quad (\text{Gl. 10})$$

Vereinfachend wurde für die Berechnungen der Amortisationsdauer mit dem Projektpartner festgelegt, dass es zu keiner Bewertung von Folgeinvestitionen I_F , Liquidationserlösen L und eventuellen Abbruchkosten kommt und daher diese Faktoren vernachlässigt wurden. Die betrachteten Förderprogramme wurden insofern berücksichtigt, dass die Anfangsinvestition I_A um den Förderbetrag gemindert wurde.

Da die Amortisationsrechnung in dieser Diplomarbeit nicht zum Vergleich mit anderen Investitionen verwendet wird, dient sie als Risikomaßstab der untersuchten Variante, wobei das Risiko umso größer ist, je länger die Amortisationsdauer ist.

Dynamische Amortisationsrechnung

„Die dynamische Amortisationsrechnung unterscheidet sich von der statischen Amortisationsrechnung nur dadurch, dass statt dem Zeitwert der Einnahmenüberschüsse die Barwerte der Einnahmenüberschüsse in die Rechnung eingesetzt werden.“ (Bauer, 2008)

Dabei entspricht die dynamische Amortisationsdauer (T_{Adyn}) lt. Bauer (2008) dem Zeitraum, in dem über die Einnahmenüberschüsse das eingesetzte Kapital getilgt und zum kalkulatorischen Zinssatz verzinst wird (vgl. Gl. 11). Die dynamische Amortisationsdauer ist daher immer länger als die statische Amortisationsdauer. In jener Periode, wo der Barwert der Zahlungsreihe erstmalig den Wert Null annimmt, ist die Amortisation des Projektes erreicht.

$$T_{Adyn} [\text{Jahre}] \text{ aus } \sum_{t=0}^{T_A} E\ddot{U}(t) \cdot (1+i)^{-t} = I_A \quad [a] \quad (\text{Gl. 11})$$

$i...$	kalkulatorischer Zinssatz	[%]
$T_{A...}$	Amortisationsdauer	[a]

2.4.5 Sensitivitätsanalyse

„Bei der Wirtschaftlichkeitsrechnung für Energiesysteme besteht die Sensitivitätsanalyse darin, durch Mehrfachrechnungen den Einfluss von Abweichungen von dem der Errechnung zugrunde gelegten Parametern, wie z.B. kalkulatorischer Zinsfuß, Preissteigerungsfaktor, voraussichtliche Nutzungsdauer, auf die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnung, wie z.B. mittlere jährliche Gesamtkosten, Barwert bzw. Amortisationsdauer im Falle eines Kostenvergleiches von zwei Energiesystemen zu ermitteln.“

Die Anwendung der Sensitivitätsanalyse ist vor allem dann sinnvoll, wenn Anlagen mit höheren Anschaffungskosten, jedoch geringeren verbrauchs- und / oder betriebsgebundenen Kosten mit Anlagen mit niedrigeren Anschaffungskosten, jedoch höheren verbrauchs- und/ oder betriebsgebundenen Kosten verglichen werden sollen.“ (ÖNORM M 7140, 2004)

Eine Sensitivitätsanalyse dient lt. ÖNORM M 7140 (2004) zu einer besseren Risikoabschätzung einer Investition.

Der Parameter, mit dem eine Sensitivitätsanalyse in diesem Bericht durchgeführt wurde, ist jener der solaren Wärmegehaltungskosten in €/MWh. Aufgrund der Tatsache, dass sich die Förderprogramme regelmäßig ändern, wurde die Sensitivitätsanalyse für den gegenständigen Fall ohne Förderungen berechnet.

2.4.6 Betriebswirtschaftliche Vergleichsrechnung

Zur Berechnung und wirtschaftlichen Gegenüberstellung von Alternativinvestitionen in Kapitel 4.4.4 ist es erforderlich, verschiedene Möglichkeiten der Wärmeversorgung zu prüfen und zu vergleichen. Die Berechnung wurde nach „ÖNORM M 7140 (2004): *Betriebswirtschaftliche Vergleichsrechnung für Energiesysteme nach der erweiterten Annuitätenmethode*“ durchgeführt. Diese ÖNORM dient dem betriebswirtschaftlichen Vergleich von mehreren zur Auswahl stehenden Energiesystemen. Diese Energiesysteme können die gleichen Aufgaben erfüllen und sind im Leistungsumfang vergleichbar. Es handelt sich um eine dynamische Rechenmethode auf Grundlage der Zinseszinsrechnung. Sowohl ein Vergleich von Neuanlagen als auch der Vergleich neuer mit gleichartigen Altanlagen ist damit möglich (ÖNORM M 7140, 2004).

Sämtliche Erklärungen, Richtwerte und Rechenanleitungen zur Berechnung wurden der ÖNORM M 7140 (2004) entnommen.

2.5 Simulationsprogramm

Um die Simulationen zu den technischen Untersuchungen umsetzen zu können, wurde eine Recherche über die gängigen und infrage kommenden Simulationsprogramme durchgeführt. In Abhängigkeit der geographischen Standorte und der realen Netzparameter musste das gewählte Simulationsprogramm in der Lage sein, die geforderte Aufgabenstellung rasch und zuverlässig zu erfüllen. Als geeignete Computerprogramme für die Planung einer Solarthermieanlage wurden folgende erhoben:

- T*SOL[®] Expert 4.5, Valentin Software
- Polysun[®] Designer 5.0, Vela Solaris AG
- SHW Win, Institut für Wärmetechnik, TU Graz

Aufgrund der Tatsache, dass es sich bei T*SOL[®] und Polysun[®] um Simulationsprogramme handelt, die in diesem Bereich hauptsächlich verwendet werden, beschränkte sich die weitere Betrachtung auf diese.

Simulationsprogramm T*SOL[®] Expert 4.5

T*SOL[®] Expert 4.5 ist lt. Valentin Software (2010) ein Programm zur dynamischen Simulation von thermischen Solaranlagen. Es bietet die Möglichkeit, Solaranlagen im Bereich der Warmwasserbereitung, Schwimmbadheizung und Heizungsunterstützung bis hin zu Systemen mit solarer Nahwärme nachzubilden und auszulegen. Mit dem Speichermodell lassen sich Be- und Entladestrategien simulieren. Neben der Analyse von definierten Zeiträumen bis hin zu Ganzjahresbetrachtungen kann auch eine Wirtschaftlichkeitsberechnung durchgeführt werden. Mit Hilfe von vordefinierten Anlagen und einer internen Komponentendatenbank ist es möglich, vorhandene Lösungen nach eigenem Gebrauch umzuändern und zu untersuchen.

Simulationsprogramm Polysun[®] Designer 5.0

Polysun[®] Designer 5.0 ist lt. Vela Solaris AG (2012) ein Simulationsprogramm für dynamische Prozesse in solarthermischen, photovoltaischen und geothermischen Systemen. Es bietet die Möglichkeit, mittels vordefinierter Vorlagen Simulationen zu erstellen. Es beinhaltet eine Datenbank, in der nicht nur Kollektoren, sondern auch die gängigsten Komponenten mit Kennwerten gespeichert sind. So sind Daten über die Kollektoren, Speichermöglichkeiten und anderen hydraulischen Teilen in einem hohen Detailgrad vorhanden. Mit der Polysun[®]-

Designerversion ist es möglich, Änderungen an der Anlage vorzunehmen und bei genügend Erfahrung selbst zu erstellen.

Es galt, das für die Aufgabenstellung dieser Diplomarbeit besser geeignete Produkt zu identifizieren. Dazu wurden mit beiden Programmen Simulationsdurchläufe unter möglichst realen Bedingungen vorgenommen. Tabelle 2-3 gibt einen Überblick über die wesentlichen Auswahlpunkte und die Resultate.

Tabelle 2-3: Vergleich von Polysun® Designer 5.0 und T*SOL® Expert 4.5

Programm	Polysun® Designer 5.0	T*SOL® Expert 4.5
Simulation eines variablen, jährlichen Lastprofils	Ja, Lastprofil für Wärme und Temperaturen in Stundenschritten möglich	Ja, Lastprofil für Wärme in Stundenschritten möglich. Temperaturen müssen für Vorlauf als minimale bzw. maximale Temperatur und für Rücklauf als konstant eingegeben werden.
Qualität der graphischen Benutzeroberfläche	Sehr ansprechend	gut
Anzahl der vorgegebenen Varianten	sehr umfangreich	weniger als Polysun
Qualität der Simulationsergebnisse	sehr detailliert, für jedes Bauteil werden mehrere Parameter erzeugt, die Werte sind stündlich erhältlich	Nicht so detailliert wie Polysun, aber für die gewünschte Betrachtung ausreichend. Die Werte können auch stündlich ausgewertet werden.
Kopieren in Excel möglich	Ja	Ja
Grafische Simulationsergebnisse Bedienung	Ja, wählbar aufwändiger	Ja, wählbar einfach
Änderung der Vorlagen	Ja, mit Designer möglich, aber sehr komplex	nur sehr gering möglich
Simulationsgeschwindigkeit für 1 Jahr	mehrere Sekunden bis einige Minuten	mehrere Sekunden
Simulationsschrittweite	stündlich	stündlich
Variantenvergleich möglich	nein	ja

Im Vergleich zeigte sich, dass es bei Polysun® Designer zu Auswertungsproblemen bei der Verwendung benutzereigener Lastprofile kommt. Trotz Kontaktaufnahme mit dem Softwareunternehmen konnte keine Lösung gefunden werden. Zusätzlich nahmen die Berechnungsvorgänge dieses Simulationsprogramm mehr Zeit in Anspruch als jene von T*SOL®. Die geforderten Kriterien wurden von T*SOL® ausreichend erfüllt. Dieses Programm punktete vor allem mit der Simulationsgeschwindigkeit.

Als Ergebnis kann gesagt werden, dass Polysun® Designer für Optimierungen und sehr genaue Auswertungen einer bereits definierten Anlage gut geeignet ist. Für einen rascheren Überblick und die Aufgabenstellung der vorliegenden Arbeit eignete sich jedoch T*SOL® Expert 4.5 besser.

Aus diesem Grund fiel die Wahl des Simulationsprogrammes auf T*SOL® Expert 4.5.

3 NETZANALYSE

In diesem Kapitel wird die Erhebung, Eignung, Zuordnung und Analyse der infrage kommenden Wärmenetze beschrieben. Für die Analyse der Wärmenetze wurde das Jahr 2012 als Referenzjahr herangezogen. Dies gilt für die eingesetzten Energieträger, dem Wärmebedarf und den in weiterer Folge durchgeführten Simulationen. Die Berechnungen erfolgten für 365 Tage, obwohl es sich beim Jahr 2012 um ein Schaltjahr handelte. Der 29. Februar wurde nicht berücksichtigt.

3.1 Erhebung, Auswahl und Bestimmung der Referenznetze

Mittels Überprüfung von definierten Vorgaben wurden alle 80 Standorte der bestehenden Nah- und Fernwärmanlagen der KELAG Wärme GmbH in die Analyse einbezogen und eine Eingrenzung vorgenommen.

3.1.1 Analyse bestehender Netze

Die Bedingungen der technischen und wirtschaftlichen Eignung einer Solarthermieanlage für Fernwärmenetze sind von verschiedenen Kriterien abhängig. Als Voraussetzungen für die Errichtung einer Solaranlage wurden folgende Auswahlkriterien definiert:

- Netzbetrieb auch im Sommer
- Derzeit fossile Energieträger oder niedriges Teillastverhalten von Biomassekesseln
- Eignung der Netztemperaturparameter für Solarthermieeinsatz
- Keine weiteren Ausschließungskriterien (z.B. vertraglich geregelte Bedingungen, Substitution von bereits eingesetzten erneuerbarer Energieträgern oder Abwärme, usw.)

Eine vertiefende Betrachtung hatte die Aufgabe, notwendige Informationen und wichtige Daten für die weiteren Berechnungen und Simulationen zu erheben. Dabei wurden folgende Punkte berücksichtigt:

- Betriebsverhalten im Sommer
 - Sommerlast
 - Vor-/ bzw. Rücklauftemperaturen
- Aktuell eingesetzte Wärmeerzeugung
- Monatliche und stündliche Aufzeichnungen von:
 - Wärmeeinspeisungen
 - Regenerative und fossile Brennstoffdaten für die Wärmeerzeugung
- Platzverhältnisse
- Eigentumsverhältnisse

Eine hohe Datenqualität der bestehenden Lastgangaufzeichnungen war ein wichtiges Kriterium und Voraussetzung für die Durchführbarkeit der Simulationen. Für gute Ergebnisse der jährlichen Berechnungen musste der Lastgang zumindest stündlich für die Dauer eines Jahres vorhanden sein.

Es ist auch festzuhalten, dass sich, aufgrund des bereits realisierten hohen Anteils an erneuerbaren Energieträgern an der Wärmebereitstellung aller Standorte, die Auswahl der Netze für solare Einspeisung schwierig gestaltete. Die Errichtung von großen Solarthermieanlagen in Fernwärmenetzen, die bereits mit kostengünstiger, industrieller

Abwärme oder mit Biomasse betrieben werden, ist sowohl aus wirtschaftlicher als auch umweltrelevanter Sicht nur begrenzt sinnvoll.

Als Ergebnis dieser Untersuchung der 80 Fern- und Nahwärmenetze wurden 12 potentielle Standorte für die Errichtung einer thermischen Solaranlage identifiziert und für die Auswahl der drei Referenznetze zugelassen.

3.1.2 Zuordnung solarer Betrachtungsvarianten und Bestimmung der Referenznetze

In der weiteren Unterteilung wurden die Standorte in Gruppen zusammengefasst, die jeweils einen charakteristischen Anwendungsfall repräsentieren. Diese werden hier als solare Betrachtungsvarianten bezeichnet und unterteilen sich in:

- Variante 1: Solare Direkteinspeisung in großen Fernwärmenetzen
- Variante 2: Teilweise Substitution in kleinen Wärmenetzen
- Variante 3: Sehr hohe Substitution in Biomasse-Wärmenetzen

Die Zuordnung erfolgte auf Basis der erhobenen Informationen und auf Eignung für die jeweilige Betrachtungsvariante.

Zu Variante 1: Solare Direkteinspeisung in großen Fernwärmenetzen

Bei der Direkteinspeisung ohne zusätzliche Wärmespeicher in großen Fernwärmenetzen erfolgt eine teilweise Substitution des derzeitigen Energieträgers durch Sonnenenergie. Es wird erwartet, dass der erreichbare solare Deckungsgrad aufgrund des hohen Wärmebedarfs des Fernwärmenetzes gering ist. Für diese wichtige Betrachtungsvariante wurde der Standort des großen Netzes B bestimmt. In Abbildung 3-1 ist die Struktur der Wärmeaufbringung des gewählten Fernwärmenetzes dargestellt.

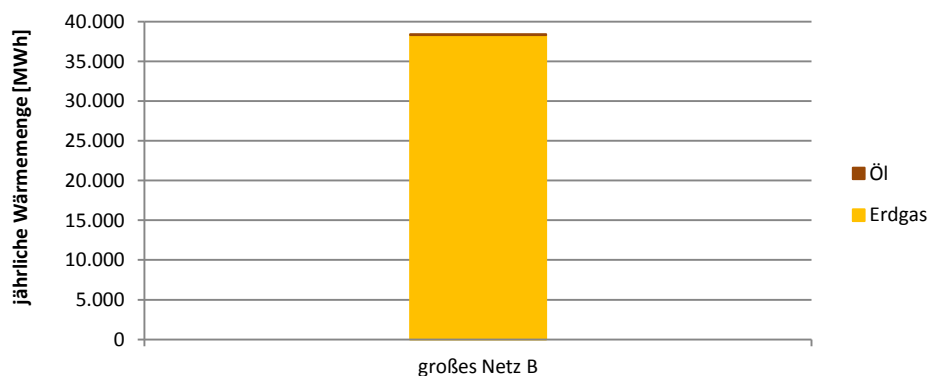


Abbildung 3-1: Variante 1 – derzeitige Energieträger des gewählten großen Netzes B

Das gewählte Wärmenetz eignet sich für die Untersuchungen sehr gut, da es sich bei der Wärmeerzeugung ausschließlich um fossile Energieträger handelt. Eine solarthermische Einspeisung könnte sich aufgrund der aktuellen Preissituation der eingesetzten Energieträger wirtschaftlich positiv auswirken und zusätzlich zu einer Verringerung der CO₂-Emissionen führen. Der im großen Netz B auftretende hohe Wärmebedarf im Sommer ermöglicht ein großes Kollektorfeld. Die vorhandene Datenqualität der stündlich aufgezeichneten Lastganglinie des Erdgasverbrauches eignet sich sehr gut für die Simulationen.

Zu Variante 2: Teilweise Substitution in kleinen Wärmenetzen

Die Untersuchung der teilweisen Substitution des derzeitigen Energieträgers durch Sonnenenergie in kleinen Netzen mit zusätzlichen Wärmespeichern war die Vorgabe für diese solare Betrachtungsvariante. Das Hauptaugenmerk richtete sich auf jene Wärmenetze, wo mit einem kostenintensiven Energieträger geheizt wird.

Bei der Zuordnung der Standorte stellte sich heraus, dass sich für diesen Betrachtungspunkt mehrgeschossige Wohnobjekte bzw. Reihenhaus- und Hochhaus-Siedlungen, die durch Nahwärmenetze versorgt werden, besonders gut eignen und repräsentativ dafür betrachtet werden. Als Aufstellfläche der Kollektoren können die Dächer der Wohnanlagen verwendet werden. Des Weiteren sind weitere, potentielle Einsparungen infolge der Zusatznutzung des Pufferspeichers denkbar. In Abbildung 3-2 sind die fünf am besten geeigneten Standorte und ihre Wärmeaufbringung dargestellt.

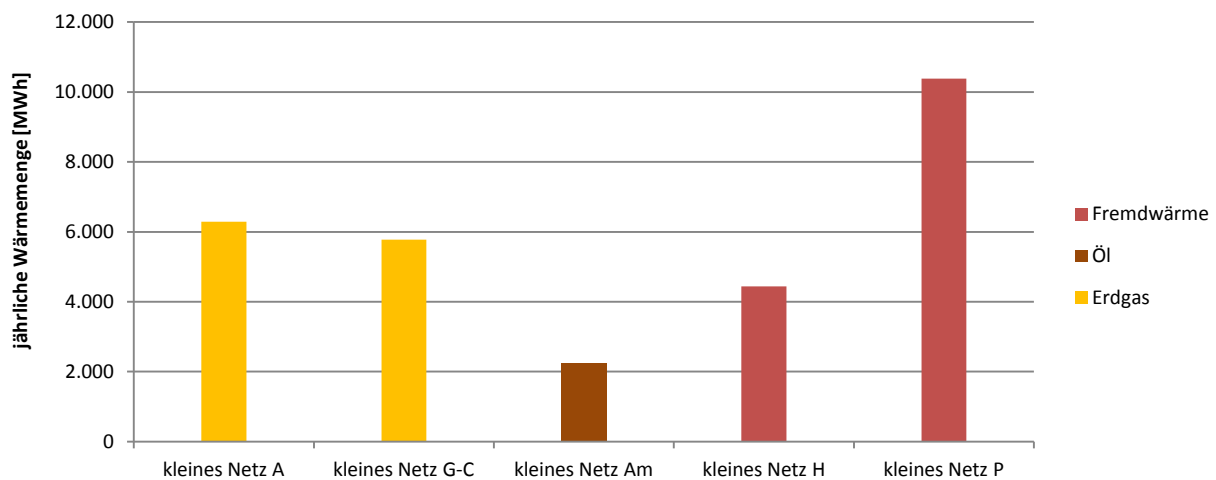


Abbildung 3-2: Variante 2 – Zugeordnete Wärmenetze der teilweisen Substitution und des mehrgeschossigen Wohnbaus

Die Wärmeerzeugung dieser Wärmenetze erfolgt über fossile Energieträger bzw. durch Fremd-Fernwärme anderer Fernwärmeunternehmen. Durch die Substitution von Erdgas und Öl ist davon auszugehen, dass sich die solarthermische Einspeisung auch hier wirtschaftlich positiv auswirkt und in weiterer Folge für eine Verringerung der CO₂-Emissionen sorgen kann. Die ausgewählten Anlagen dieser Gruppe repräsentieren Objekte für eine eventuelle Erweiterung der Geschäftsstrategie für Energie- bzw. Wärmeversorgungsunternehmen. Speziell bei der Versorgung städtischer, mehrstöckiger Wohnobjekte sind Contracting-Modelle interessant.

Contracting ist ein „Finanzierungsmodell zur Umsetzung wirtschaftlicher Potentiale der rationellen Energieanwendung auf Basis individueller vertraglicher Vereinbarungen über die Bereitstellung von Nutzenergie bzw. Energiedienstleistung durch Dritte.“ (ÖNORM M 7109, 2002)

Als Referenznetz für diese solare Betrachtungsvariante wurde der Standort des kleinen Netzes A gewählt. Durch die örtlichen Gegebenheiten (geeignete Dachflächen sowie bevorstehende Umrüstung der Wärmeerzeugung) und der vorhandenen, guten Datenqualität der stündlichen Verbrauchsdaten für die Simulationen war dieser Standort für die weitere Untersuchung am besten geeignet.

Zu Variante 3: Sehr hohe Substitution in Biomasse-Wärmenetzen

Es erfolgte eine Untersuchung einer möglichen vollständigen Substitution des derzeitigen Energieträgers im Sommer durch Sonnenenergie in kleinen Biomassenetzen mit zusätzlicher Installation von Wärmespeichern. Der Betrieb eines Biomassekessels im extremen Teillastbetrieb soll vermieden werden. Dieser Teillastbetrieb tritt vor allem in den Sommermonaten bei geringem Wärmebedarf auf und senkt den Nutzungsgrad der Wärmeerzeugung markant. In Abbildung 3-3 sind die Standorte für diesen Betrachtungspunkt und die Struktur ihrer Wärmeaufbringung dargestellt. Der Anteil der Wärmebereitstellung durch Öl ist auf den Einsatz als Spitzenkessel im Winter zurückzuführen und auf dem Betrieb während der jeweiligen Wartung des Biomassekessels.

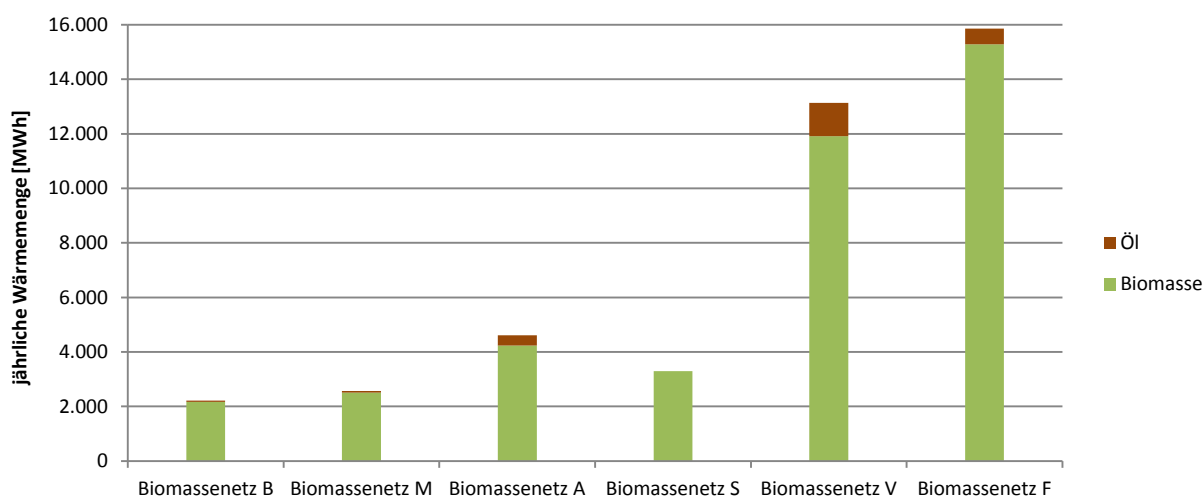


Abbildung 3-3: Variante 3 – Zugeordnete Werke der solarunterstützten Biomasse-Wärmenetze

Als Referenznetz für diese solare Betrachtungsvariante wurde das Biomassenetz B gewählt. Obwohl es die geringsten Verbrauchsdaten der erhobenen Standorte hatte, eignete sich dieses Wärmenetz am besten für die Untersuchung, da der eingesetzte Biomassekessel im Sommer im sehr niedrigen Teillastbereich betrieben wird. Zusätzlich sind die Abnahmestruktur, die Netzparameter und die eingesetzte Wärmeerzeugung dem nahe gelegenen Biomassenetzes M sehr ähnlich und somit können gewonnene Erfahrungswerte übertragen werden.

3.2 Generierung der Lastganglinie der durchschnittlichen Wärmeleistung

Für das Simulationsprogramm war es notwendig, den stündlichen Wärmeverbrauch als Excel-Datei einzulesen und daraus die realitätsnahen Berechnungen durchzuführen. Um diese Lastganglinie der Wärme für 2012 der drei gewählten Referenznetze in einer hohen Datenqualität zu erhalten, musste auf die Verbrauchsdaten des benötigten Erdgases zurückgegriffen werden. Die Abrechnung des für die Wärmeerzeugung eingesetzten Erdgases erfolgt im großen Netz B (Variante 1) und im kleinen Netz A (Variante 2) über einen Gaszähler mit stündlicher Aufzeichnung. Über eine Berechnung unter der Annahme eines gewählten Jahresnutzungsgrades von 86 % und dem Verhältnis von 1,11 von Brennwert (H_s) zu Heizwert (H_i) ergab sich die Jahreslastganglinie der Wärme für das Jahr 2012.

Der Wert des Jahresnutzungsgrades resultierte aus dem Umstand, dass der Schwerpunkt der Betrachtung der Solarerträge der Sommer war und in dieser Zeit mit einem Nutzungsgrad von 86 % für Erdgaskessel zu rechnen ist. Um einen stetigen Verlauf der Lastganglinie für das Jahr 2012 der Wärme zu erhalten, wurde dieser Wert als konstant angenommen.

3.3 Beschreibung des großen Netzes B (Variante 1)

Als Referenznetz für Variante 1, der Direkteinspeisung in ein großes Netz, wurde das große Netz B gewählt. Nachdem der Wärmebedarf durch die vorhandene Abnahmestruktur auch im Sommer hoch ist, sind die Voraussetzungen gut für die Errichtung einer thermischen Solaranlage. Trotz großer Kollektorflächen ist mit einem geringen solaren Deckungsgrad zu rechnen, da die eingespeiste Solarwärme nur zu einem geringen Anteil den benötigten Wärmebedarf decken kann. Die Großabnehmer, welche die Betriebsführung des Fernwärmenetzes maßgeblich bestimmen, sind eine Therme, Kurhotels und Pensionen. Die Suche nach großen, geeigneten Freiflächen zur Aufstellung der Solaranlage wurde im Rahmen dieser Arbeit nicht durchgeführt. Ein Standort in der unmittelbaren Nähe des Netzes ist als Einspeiseknoten erforderlich, um sowohl die Wärmeverluste der Fernwärmeleitungen als auch die Anschließungskosten so gering wie möglich zu halten.

3.3.1 Wärmeerzeugung und Betriebsverhalten

Die Wärmeerzeugung im großen Netz B erfolgt derzeit ausschließlich mit fossilen Energieträgern (vgl. Abbildung 3-1). Zwei Gaskessel mit Leistungen von 10 MW und 6,5 MW decken bei Normalbetrieb den Wärmebedarf. Ein HL-Ölkessel mit 11,5 MW sichert den eventuellen Mehrverbrauch in Spitzenzeiten und fungiert auch als Ausfallreserve. Das Wärmenetz mit einer Trassenlänge von ca. 12 km besitzt ein Netzvolumen von 474 m³. Die Betriebsweise lässt sich in Sommer- und Winterbetrieb unterteilen. Neben der Unterscheidung des Wärmebedarfes ändern sich auch die Temperaturen des Netzes in Abhängigkeit der Außentemperatur, wobei für die Untersuchungen im Rahmen dieser Diplomarbeit die Parameter im jeweiligen Halbjahr als konstant angenommen wurden.

Der Winterbetrieb findet im Zeitraum von 1. Oktober bis 31. März statt. Die Vorlauftemperatur beträgt 98 °C und die Rücklauftemperatur beträgt 60 °C. Der Sommerbetrieb findet im Zeitraum von 1. April bis 30. September statt. Die Vorlauftemperatur beträgt dann 90 °C und die Rücklauftemperatur 60 °C.

3.3.2 Lastganglinie und Jahresdauerlinie

Es wurde ein Wärmeverbrauch von 38.160 MWh für das Jahr 2012 errechnet. In den Monaten Juni bis August 2012 wurde ein durchschnittlicher, monatlicher Bedarf von 1.530 MWh ermittelt. Daraus resultiert ein durchschnittlicher Tagesbedarf im Sommer von ca. 51 MWh. In Abbildung 3-4 ist die generierte Jahreslastganglinie der Stundenmittelwerte der Wärmeleistung für 2012 zu sehen. Die Erstellung erfolgte durch die in Kapitel 3.2 beschriebene Methode.

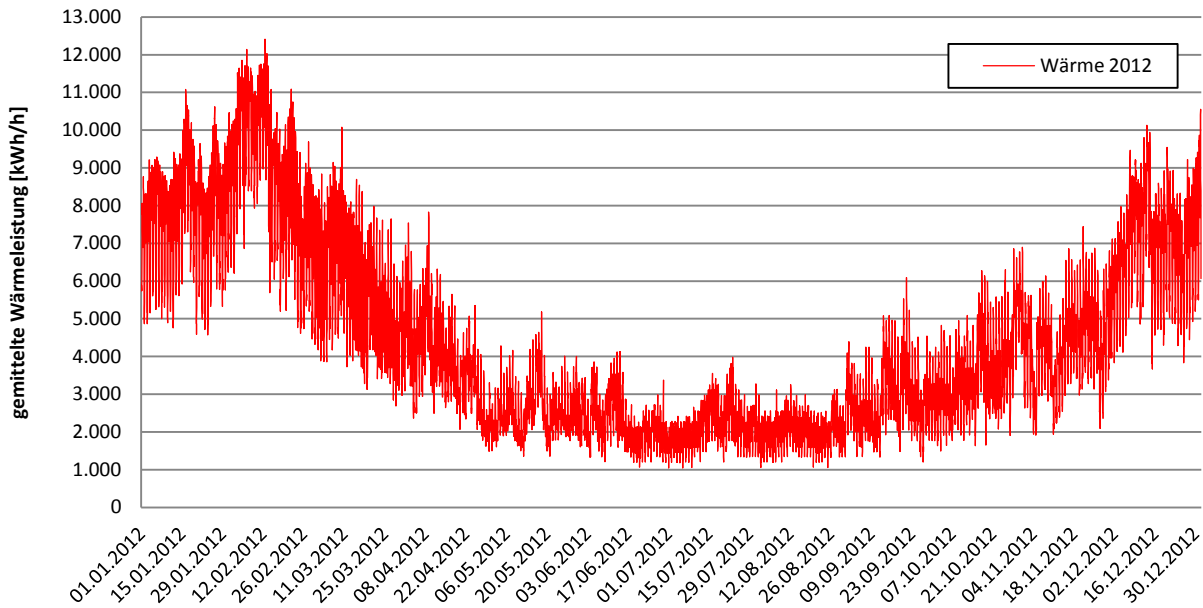


Abbildung 3-4: Jahreslastganglinie der Stundenmittelwerte der Wärmeleistung 2012 des großen Fernwärmenetzes B

Abbildung 3-5 zeigt die Jahresdauerlinie der Stundenmittelwerte der Wärmeleistung vom großen Netz B für das Jahr 2012.

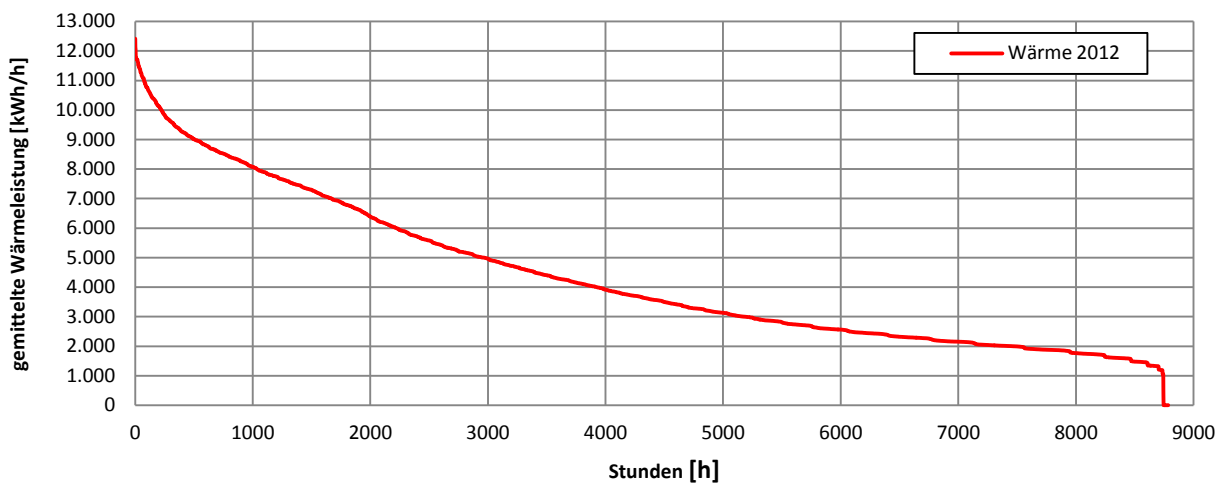


Abbildung 3-5: Jahresdauerlinie der Wärmeleistung 2012 des großen Netzes B

3.4 Beschreibung des kleinen Netzes A (Variante 2)

Als Referenznetz für Variante 2, der teilweisen Substitution in kleinen Netzen, wurde das kleine Netz A gewählt. Es handelt sich hierbei um eine Siedlung aus mehreren Wohnblöcken mit der Wärmeversorgung über ein Fernwärmenetz südöstlich von Linz. Für die Positionierung der Solaranlage mitten im Siedlungsgebiet wurde eine Montage der Kollektoren auf den Dachflächen der zu versorgenden Wohnobjekte in Erwägung gezogen. Dieses Wärmenetz wird vom Projektpartner betrieben und steht nicht im Eigentum des Unternehmens.

3.4.1 Wärmeerzeugung und Betriebsverhalten

Die Wärmeerzeugung erfolgt derzeit ausschließlich mit dem fossilen Energieträger Erdgas (siehe Abbildung 3-2). Drei Kesselanlagen mit Leistungen von 2,5 MW und zwei mal 1,16 MW werden für die Wärmeerzeugung eingesetzt. Das Wärmenetz mit einer Trassenlänge von ca. 1 km besitzt ein Netzvolumen von 29 m³.

Die Betriebsweise lässt sich, wie im Kapitel 3.3.1 untersuchtem großen Fernwärmenetz B, in einen Sommer- und Winterbetrieb unterteilen. Die Vor- und Rücklauftemperaturen des Netzes richten sich nach der Außentemperatur, wobei diese Parameter für die Untersuchungen im Rahmen dieser Diplomarbeit für das jeweilige Halbjahr als konstant angenommen wurden. Der für die Berechnungen definierte Winterbetrieb findet im Zeitraum von 16. Oktober bis 14. April statt. Die Vorlauftemperatur beträgt durchschnittlich 84 °C, die Rücklauftemperatur ca. 60 °C. Der Sommerbetrieb findet im Zeitraum von 15. April bis 15. Oktober statt. Die Vorlauftemperatur beträgt in diesem Zeitraum konstant 75 °C, die Rücklauftemperatur ca. 60 °C.

3.4.2 Lastganglinie und Jahresdauerlinie

Die Jahreslastganglinie der Stundenmittelwerte der Wärmeleistung für 2012 des kleinen Netzes A wurde mit der beschriebenen Methode aus Kapitel 3.2 berechnet und ist in Abbildung 3-6 zu sehen. Die Lastganglinie zeigt auch einen konstant niedrigen Leistungsbereich mit durchschnittlich 200 kW während der Sommermonate. Dies lässt die Folgerung zu, dass sich der Wärmeverbrauch im Zeitraum vom ca. 1. Juni bis 31. August ausschließlich auf den Warmwasserverbrauch beschränkt und sich dadurch die Lastganglinie auf einen Durchschnittsverbrauch von ca. 10 % des Spitzenverbrauchs im Winter absenkt.

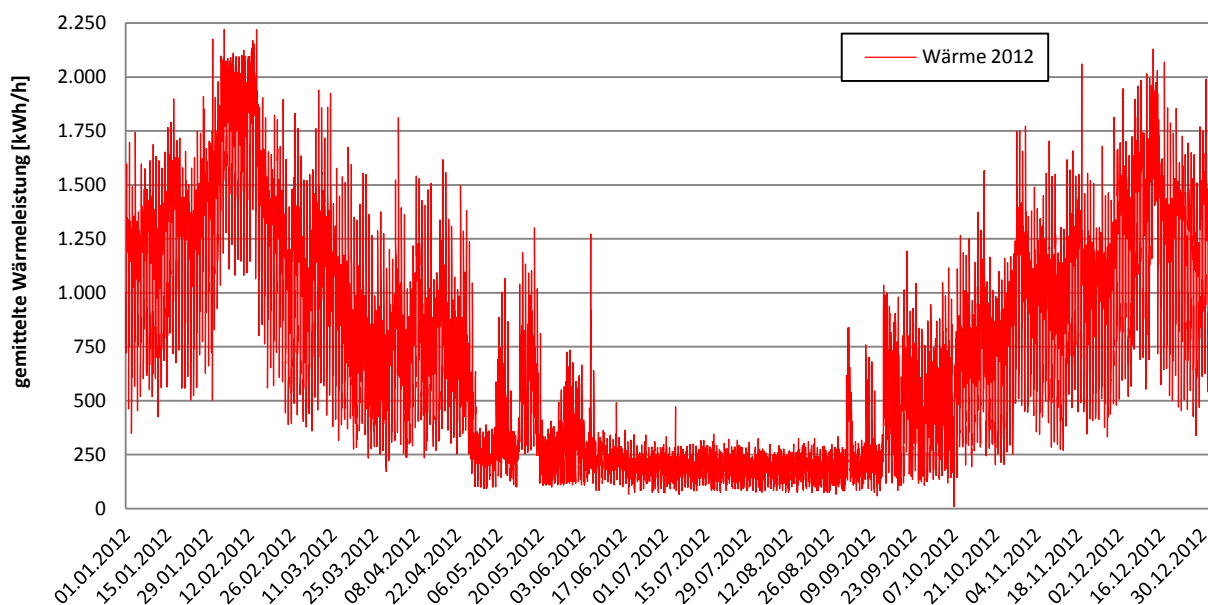


Abbildung 3-6: Jahreslastganglinie der Stundenmittelwerte der Wärmeleistung 2012 des kleinen Netzes A

In Abbildung 3-7 ist die Jahresdauerlinie der Stundenmittelwerte der Wärmeleistung von 2012 zu sehen. Jener Zeitraum, welcher auf den Betrieb der ausschließlichen Warmwasserbereitung schließen lässt, tritt nach dem Knick der Dauerlinie bei ca. 6.000 Stunden auf.

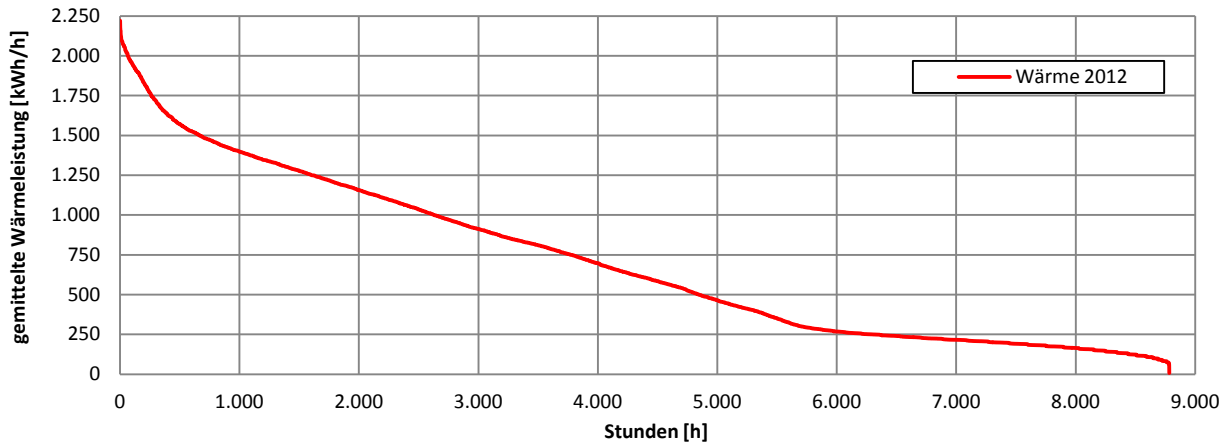


Abbildung 3-7: Jahresdauerlinie der Wärmeleistung 2012 des kleinen Netzes A

Für das Jahr 2012 wurde ein Wärmeverbrauch von 6.205 MWh errechnet. In den Monaten Juni bis August 2012 wurde ein durchschnittlicher monatlicher Bedarf von 150 MWh ermittelt. Daraus lässt sich ein durchschnittlicher Tagesbedarf im Sommer von ca. 5 MWh ableiten.

3.5 Beschreibung des Biomassenetzes B (Variante 3)

Als Referenznetz für Variante 3, der sehr hohen Substitution in Biomassewärmernetzen, wurde der Standort des Biomassenetzes B gewählt. Die Abnehmerstruktur des Fernwärmenetzes ist durch Einfamilienhäuser, Wohnanlagen und Bildungseinrichtungen geprägt. Für eine Aufstellung der Kollektoren wurde sowohl die Möglichkeit einer teilweisen Dachmontage als auch jene in Form eines Kollektorfeldes am Boden in Erwägung gezogen.

Die Auswahlentscheidung für das Biomassenetz B lag vor allem in der Tatsache, dass die bestehende Betriebsführung im Sommer durch den niedrigen Wärmebedarf im untersten Teillastbereich des Biomassekessels erfolgt und somit ein hohes Optimierungspotential erwartet wird. Zusätzlich ist das vorhandene Temperaturniveau des Wärmenetzes verbesserungsfähig.

3.5.1 Wärmeerzeugung und Betriebsverhalten

Die Wärmeerzeugung erfolgt im Normalbetrieb über einen 1,0 MW-Biomassekessel. Im Fall eines Ausfalls und zu Spitzenzeiten im Winter sichert ein 1,15 MW-Kessel mittels Heizöl-Leicht die Wärmeversorgung (vgl. Abbildung 3-3). Das Wärmenetz mit einer Trassenlänge von ca. 2,15 km besitzt ein Netzvolumen von 32 m³. Die Betriebsweise lässt sich in mehrere Anlagenzustände unterteilen. Die Temperaturen des Netzes sind abhängig von der Außentemperatur und somit von der Jahreszeit, wobei sie für die Untersuchungen im Rahmen dieser Diplomarbeit in der jeweiligen Periode als konstant angenommen wurden.

Der festgelegte Winterbetrieb findet im Zeitraum von 16. Oktober bis 14. April statt. Die Vorlauftemperatur beträgt 93 °C und die Rücklauftemperatur 53 °C. In der Übergangszeit erfolgt die Betriebsführung in einem Temperaturbereich, der für den Vorlauf mit 80 °C und den Rücklauf mit 55 °C gekennzeichnet ist. Der Sommerbetrieb, welcher der Schwerpunkt der zeitlichen Betrachtung ist, findet im Zeitraum von 01. Juni bis 30. August statt. Die Vorlauftemperatur beträgt 82 °C und die Rücklauftemperatur 67 °C.

Damit eine Wärmeabnahme des Biomassekessels im Sommer gewährleistet ist und ein möglichst geringer Betrieb zur Gluterhaltung auftritt, ist im Netz nach wenigen 100 Metern ein Bypass installiert, der den Vorlauf mit dem Rücklauf verbindet. Dieser ermöglicht einen annähernd konstanten Volumenstrom über den Biomassekessel, was aber ein Ansteigen der Rücklauftemperatur zur Folge hat.

Der Glutbettunterhalt (Gluterhaltung) wird lt. Arbeitsgemeinschaft QM Holzheizwerke (2004) während der Bereitschaftszeit aufrechterhalten, um eine Feuerung nach einigen Stunden ohne Fremdzündung bei Leistungsanforderung wieder zu starten. Zu diesem Zweck werden periodisch kleine Brennstoffmengen nachgeschoben.

Da die Installation einer thermischen Solaranlage zu einer weiteren Reduzierung der Wärmebereitstellung des bestehenden Biomassekessels zur Bedarfsdeckung führen würde, musste der Einsatz der notwendigen Nachheizung genau untersucht werden. Wird die Wärmeabnahme für den Biomassekessel zu gering, geht er in den Betrieb der Gluterhaltung über, die einen sehr niedrigen Nutzungsgrad bewirkt. Die vollständige Abdeckung des Fernwärmebedarfes mit einer thermischen Solaranlage erfordert sehr hohe Investitionen in die Kollektorflächen und den Wärmespeicher (und ist daher wirtschaftlich unattraktiv). Auf dieses Thema wird in Kapitel 4.4 genauer eingegangen.

3.5.2 Lastganglinie und Jahresdauerlinie

Aufgrund fehlender stündlicher Aufzeichnungsdaten wurde für die weitere Betrachtung und Auslegung die jährliche Lastganglinie vom kleinen Netz A (vgl. Kapitel 3.4.2) auf die durchschnittliche Wärmeleistung des Biomassenetzes B niederskaliert. Beide Werke befinden sich im selben geographischen Gebiet und haben eine ähnliche Kundenstruktur. Dazu wurden die monatlichen Verhältnisse der Wärmelieferungen von Biomassenetz B und dem kleinen Netz A ermittelt. Die daraus ermittelte fiktive Lastganglinie des Fernwärmenetzes ist in Abbildung 3-8 zu sehen. Es ist ein deutlicher Bereich von Anfang Juni bis Ende August zu erkennen, in dem der Sommerbetrieb stattfindet. Dieser bewegt sich in der Größenordnung von ca. 80 bis 90 kW. Unter Berücksichtigung eintretender Schlechtwetterperioden kann dieser Zeitraum ausgeweitet werden. Hier wäre die Zeitspanne von Ende April bis Mitte September zu nennen.

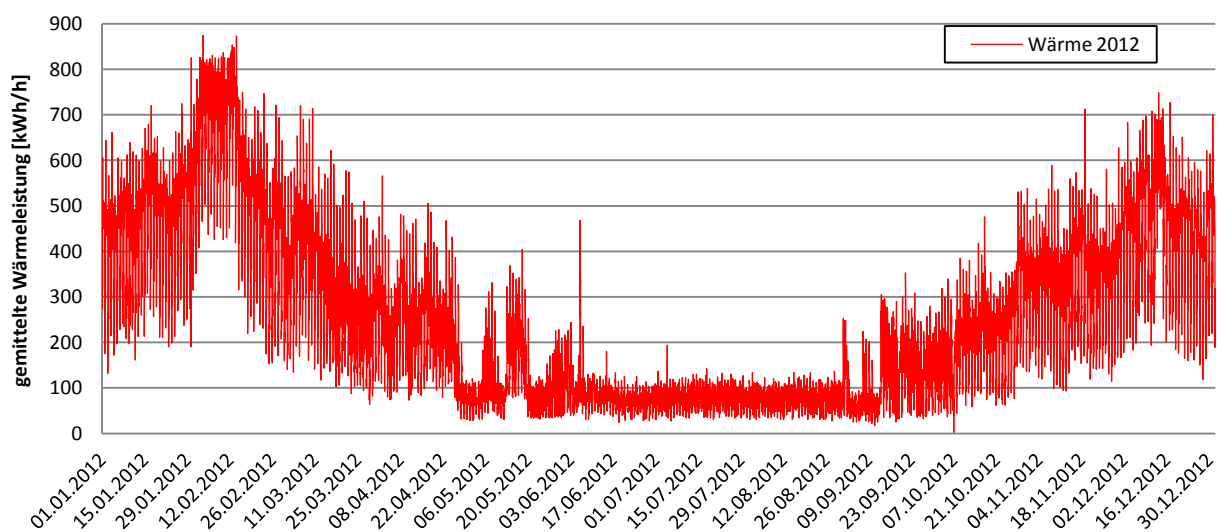


Abbildung 3-8: Angenommene (fiktive) Jahreslastganglinie der Stundenmittelwerte der Wärmeleistung 2012 des Biomassenetzes B

Der Bereich mit dem höchsten Wärmebedarf war im Jahr 2012 von Ende Jänner bis Mitte Februar, wo der Biomassekessel unter Volllast betrieben wurde.

Es wurde ein Wärmeverbrauch von 2.205 MWh für das Jahr 2012 berechnet. In den Monaten Juni bis August 2012 betrug der Verbrauch durchschnittlich ca. 60 MWh pro Monat. Daraus lässt sich ein durchschnittlicher Tagesbedarf im Sommer von ca. 2 MWh ableiten.

Der Schwerpunkt dieser untersuchten Variante 3 richtete sich, wie bereits erläutert, auf die Sommermonate Juni bis August. Eine Dauerlinie dieses Zeitraumes wird in Abbildung 3-9 dargestellt. Diese veranschaulicht die Wärmeleistung im Sommer und lässt erkennen, dass die Anzahl der auftretenden Spitzen im Sommer sehr gering war. Bis auf 93 Stunden wurde eine gemittelte Wärmeleistung, basierend auf Stundenmittelwerte, von weniger als 120 kWh/h für den Zeitraum Anfang Juni bis Ende August benötigt. Aus dieser Darstellung lassen sich somit Rückschlüsse auf die Überdimensionierung des bestehenden Biomassekessels im Sommer ziehen.

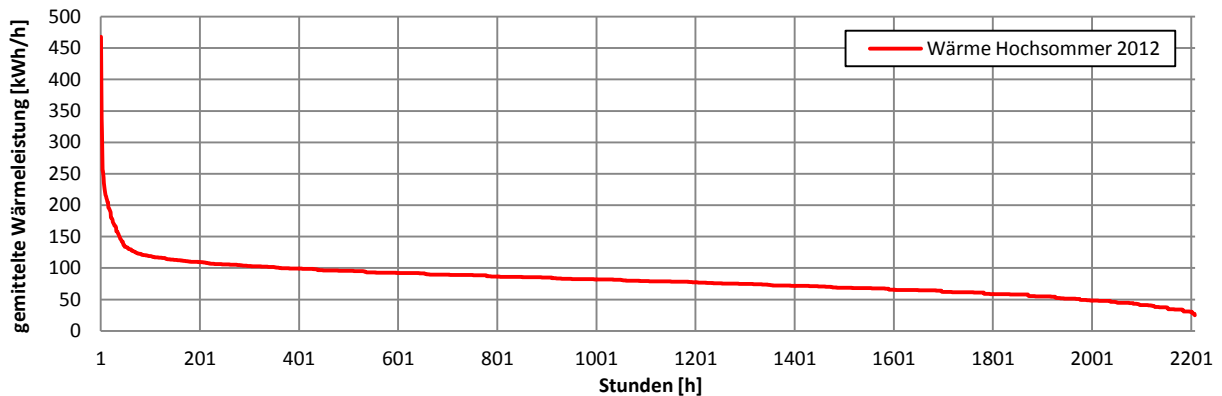


Abbildung 3-9: Angenommene (fiktive) Dauerlinie der Wärmeleistung von 01. Juni bis 31. August des Biomassenetzes B

4 TECHNISCHE UND WIRTSCHAFTLICHE UNTERSUCHUNG

Die technische und wirtschaftliche Untersuchung der festgelegten drei Referenznetze erfolgt in diesem Kapitel. Die Simulationen, Prinzipschemen und Ergebnisse der Konfiguration von Kollektorfläche und Speichervolumen sowie der notwendige Bedarf an Aufstellfläche bilden den technischen Teil. Die Berechnung der Investitionskosten, die solaren Wärmegestehungskosten, Einsparungen, eine Amortisationsrechnung und eine Sensitivitätsanalyse sind Inhalt der wirtschaftlichen Untersuchung.

4.1 Technische und wirtschaftliche Rechenparameter

Für die weiterführenden Berechnungen war es notwendig, technische und wirtschaftliche Rechenparameter zu bestimmen. Diese beinhalten das Verhalten bei Teillast und die Nutzungsgrade der Kesselanlagen, die Energiepreise der eingesetzten Energieträger und Kennwerte für die wirtschaftliche Berechnung.

4.1.1 Teillast und Nutzungsgrade

Die Abnahmeleistung kleiner Wärmenetze sinkt im Sommer lt. Heimrath et al. (2002) aufgrund der klimatischen Bedingungen, speziell aber beispielsweise durch fehlenden Bedarf bei Schulen auf zum Teil unter 5 % der Auslegungsleistung. Bei Biomassekesseln bewirkt die Wärmebereitstellung niedriger Leistungen ein Takten des Kessels. Dies vermindert stark den Wirkungsgrad und erhöht die spezifischen Emissionen. Speziell die Kohlenmonoxid- als auch die Kohlenwasserstoff-Emissionen steigen durch die niedrige Feuerraumtemperaturen und schlechte Durchmischung der Verbrennungsluft. Als Folge ist eine vermehrte Reinigung von Staub- und Rußablagerungen an den Wärmetauschern von Biomassekesseln vorzunehmen. Eine sinnvolle Kesselauslegung, d.h. eine Installation eines zusätzlichen, kleineren Kessel kann die Auswirkungen von Teillast- und Taktbetrieb minimieren.

Die zusätzliche Koppelung eines kleinen Kessels mit einem Pufferspeicher wurde in die Untersuchungen für diese Diplomarbeit mit einbezogen: Einerseits für Berechnungen zur Senkung der leistungsbezogenen Anteile des Erdgaspreises, andererseits zur Optimierung der Betriebsführung eines Biomasseheizwerkes durch Verringerung der Anzahl von Taktzyklen in Verbindung mit einer thermischen Solaranlage. Aus diesem Grund ist in dem später folgenden Kapitel 4.4 der Kessel in den Solarspeicher eingebunden. Dadurch werden die Taktzyklen des Biomassekessels reduziert und somit der Ausstoß an Emissionen und der Brennstoffverbrauch verringert.

Der Nutzungsgrad wird beschrieben als der *„Quotient aus der abgegebenen nutzbaren und der zugeführten Energie während eines definierten Zeitraums unter Beachtung der Systemgrenzen.“* (ÖNORM M 7109, 2002)

Für die Berechnung der Brennstoffeinsparungen in dieser Diplomarbeit wurden die Nutzungsgrade der Wärmeerzeuger wie folgt angenommen:

Erdgaskessel: Nutzungsgrad von 88 % (auf Basis Hu) im Winterbetrieb und 86 % im Sommerbetrieb.

Ölkessel: Nutzungsgrad von 86 % (auf Basis Hu) im Winterbetrieb und 84 % im Sommerbetrieb.

Biomassekessel: Eine Bestimmung eines verallgemeinerten Nutzungsgrades war nicht möglich. Die standortspezifischen Abhängigkeiten und das Betriebsverhalten während der Jahreszeiten beeinflusst den Nutzungsgrad ebenso wie die Qualität des Hackgutes. Um einen hohen Nutzungsgrad zu erreichen, müssen ein hoher Kesselwirkungsgrad und eine hohe Auslastung vorliegen. Es darf nur wenig Glutbettunterhalt entstehen.

Für den Bestands-Biomassekessel (1 MW) in Variante 3 wurden folgende Nutzungsgrade definiert:

- Winterbetrieb (16.10. – 14.04.): 80 %
- Übergangszeit (15.04. – 31.05. bzw. 01.09. – 15.10.): 68,3 %
- Sommerhalbjahr (15.04. – 15.10.): 65 %
- Sommer (01.06. – 31.08.): 60 %

Für den zusätzlichen Biomassekessel (150 kW) wurde, aufgrund seines niedrigen Leistungsbereiches, ein konstanter Nutzungsgrad von 81 % angenommen.

4.1.2 Energiepreise

Als Einheit für die Berechnung der Brennstoffpreise wird Euro pro Megawattstunden (€/MWh) exkl. USt. gewählt. Die verwendeten Energiepreise sind marktübliche Preise des Zeitraumes Mai – Anfang Juni 2013.

4.1.2.a Erdgas

Der Gaspreis setzt sich für den Endverbraucher lt. Energie-Control Austria (2013) aus verschiedenen Teilen zusammen. Neben dem Energie- bzw. Lieferpreis, den Steuern und den Abgaben ist die Komponente der Systemnutzungsentgelte ein wesentlicher Faktor. Diese dienen der Abgeltung zur Erbringung aller Leistungen, die von den Netzbetreibern in Erfüllung der ihnen auferlegten Verpflichtungen erbracht werden. Als Berechnungsbasis dient der Verrechnungsbrennwert.

Energiepreis

Der Energie- oder Lieferpreis unterscheidet sich für Großabnehmer stark von den Preisen für Kleinverbraucher. Der Industriepreis ist nach Jahresverbrauch in drei Kategorien gegliedert (Energie-Control Austria, 2013):

- Kategorie A: Jahresverbrauch größer 100 GWh;
- Kategorie B: Jahresverbrauch zwischen 10 und 100 GWh;
- Kategorie C: Jahresverbrauch kleiner 10 GWh;

Als marktüblicher, durchschnittlicher Energiepreis, bezogen auf den Verrechnungsbrennwert des Marktgebietes Ost, wurde für die Kategorien B und C 30 €/MWh exkl. USt. gewählt (Kelag, 2013).

Der Verrechnungsbrennwert wird lt. § 2 Abs. 1 Z 13 GSNE-VO 2013 beschrieben als „den bei der Verrechnung an Endverbraucher zur Ermittlung der Energiemenge herangezogene Brennwert in kWh/Nm³. Dieser beträgt für das Marktgebiet Ost 11,20 kWh/Nm³, für das Marktgebiet Tirol 11,21 kWh/Nm³ und für das Marktgebiet Vorarlberg 11,24 kWh/Nm³“.

Abgaben

Die Erdgasabgabe in Österreich beträgt im Marktgebiet Ost 5,899 €/MWh exkl. USt. (Energie-Control Austria, 2013). Die Gebrauchsabgabe, die von einigen Gemeinden verrechnet wird, wird in dieser Diplomarbeit nicht berücksichtigt.

Systemnutzungsentgelte

Die Systemnutzungsentgelte sind in der Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 (GSNE-VO 2013) geregelt und sind in jedem Bundesland unterschiedlich. Sie werden von mehreren Faktoren beeinflusst (siehe Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011)). Die abhängigen Werte für die Systemnutzungsentgelte sind der GSNE-VO 2013 zu entnehmen und wurden für die betrachteten Fälle berechnet.

Steuern

Die Umsatzsteuer (USt.) beträgt für sämtliche Preisbestandteile 20 % (Energie-Control Austria, 2013).

Die Berechnung der Erdgaskosten wurde für die jeweilige solare Betrachtungsvariante separat durchgeführt.

4.1.2.b Öl

Bei Heizwerken werden ölbetriebene Kessel meist zur Abdeckung von Lastspitzen und als Ausfallreserve verwendet. Erhoben wurden die Preise für Heizöl Leicht (HL) und Heizöl Extraleicht (HEL).

Heizöl Leicht

Als Stichtag wurde der 27.05.2013 gewählt. Der Preis betrug an diesem 768,9 €/t inkl. Mineralölsteuer (MÖSt) (60 €/t) und Handelsspanne (18,9 €), exkl. USt. (http://portal.wko.at/wk/format_detail.wk?angid=1&stid=381790&dstid=308&opennavid=38420, 09.06.2013).

Als Heizwert wurden 11,56 kWh/kg angenommen (KELAG Wärme GmbH, 2013).

$$\text{Preis HL} = \frac{0,7689 \frac{\text{€}}{\text{kg}}}{11,56 \frac{\text{kWh}}{\text{kg}}} = 0,0665 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$$

In Summe ergibt sich ein Preis für Heizöl Leicht von 66,5 €/MWh exkl. USt..

Heizöl Extra Leicht

Als Stichtag wurde der 05.06.2013 gewählt. Der Preis betrug an diesem Tag 0,9159 €/Liter inkl. 20 % USt. bei einer Abnahme von 3.000 Litern (www.heizoel24.at, 05.06.2013)

Als Dichte wurden 0,84 kg/dm³ und als Heizwert 11,86 kWh/kg angenommen (Recknagel et al., 2009).

$$\text{Preis HEL} = \frac{0,916 \text{ €}}{1,2 \text{ l}} = 0,763 \frac{\text{€}}{\text{dm}^3} = 0,908 \frac{\text{€}}{\text{kg}} = 0,076 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$$

In Summe ergibt sich ein Preis für Heizöl Extraleicht von 76 €/MWh exkl. USt..

4.1.2.c Biomasse

Maschinell zerkleinertes Holz mit und ohne Rinde bezeichnet man als Hackgut oder Hackschnitzel. Dieses lässt sich, abhängig von der Hackgutgröße, weiter unterteilen in Fein-, Mittel- und Grobhackgut. Weiter ist nach der Herkunft des Hackgutes zu unterscheiden. Waldhackgut besteht meist aus Schwachholz und Durchforstungsmaterial, welches direkt im Wald verarbeitet wird. Unter Industriebhackgut werden Holzabfälle und Sägenebenprodukte aus der Industrie verstanden.

Als Maßeinheit bei Hackgut dient lt. ofi Technologie und Innovation GmbH et al. (2008) der in der Forst- und Holzwirtschaft verwendete Begriff des Schüttraummeter (Srm) für einen m³ geschüttete Holzteile. Je nach Holzart, Stückigkeit und Feuchte entspricht ein Schüttraummeter einer Menge von ca. 200 bis 300 kg. Als Basis für den Energiegehalt von Holz wird der Heizwert verwendet. Dieser ist abhängig vom Wassergehalt und der Dichte des Holzes. Die Einheit für die Bewertung des Energiegehaltes ist Kilowattstunden pro Schüttraummeter (kWh/Srm). Die Verrechnung nach Schüttraummeter ist bei großen Mengen problematisch und ungenau. Zusätzlich hat der unterschiedliche Wassergehalt des Holzes entscheidenden Einfluss auf die Qualität und den Preis. Aus diesem Grund wird die Abrechnung in Kilowattstunden pro Atrotonne (kWh/t_{atro}) für unterschiedliche Sorten durchgeführt. Unter einer Atrotonne wird eine Tonne absolut trockene Holzsubstanz, also mit 0 % Wassergehalt, verstanden.

Um diesen Wert zu bestimmen, wird von jeder Hackgut-Lieferung eine Probemenge genommen, gewogen und anschließend über einen definierten Zeitraum in eine Trocknungsanlage gegeben. Nach erfolgter Trocknung wird die Probenmenge ein zweite Mal gewogen und aus der daraus ermittelten Differenz des Wassergehaltes wird der Preis ermittelt.

Die Brennstoffzusammensetzung für die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführte Berechnung ergibt sich, bezogen auf die Masse, zu 70 % aus Nadelholz-Stammholz und zu 30 % aus Laubholz-Stammholz.

Energiegehalt Nadelholz- Stammholz: 4.753 kWh/t_{atro}

Energiegehalt Laubholz- Stammholz: 4.648 kWh/t_{atro}

$$\text{Energiegehalt Hackgut} = 0,7 \cdot 4.753 + 0,3 \cdot 4.648 = 4.721,5 \frac{\text{kWh}}{\text{t}_{\text{atro}}}$$

Der Biomassepreis unterliegt in Österreich zum Teil regionalen Schwankungen. Als Richtwert für den Marktpreis von Hackgut wurden 3,56 Cent/kWh inkl. 20 % USt. bezogen auf dem Heizwert gewählt. (Österreichischer Biomasseverband, 2013)

$$\text{Biomassepreis exkl. USt.} = \frac{3,56}{1,2} = 2,966 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}$$

Das ergibt einen Brennstoffpreis für Hackgut von 29,66 €/MWh exkl. USt.

Zusammenfassend werden die Kosten der eingesetzten Energieträger in Tabelle 4-1 dargestellt.

Tabelle 4-1: Energieträgerkosten

Energieträgerkosten exkl. Ust.		
Erdgas		
	Energiepreis	30 €/MWh
	Gebrauchsabgabe	5,899 €/MWh
	Systemnutzungsentgelte	siehe GSNE-VO-3013
ÖL		
	Heizöl Leicht (HL)	66,5 €/MWh
	Heizöl Extra Leicht (HEL)	76 €/MWh
Biomasse		
	Hackgut	29,66 €/MWh

4.1.3 Wirtschaftliche Richtwerte

Die Berechnungen der solaren Wärmegestehungskosten wurden nach VDI 2067 Blatt 1 (2012) berechnet und erfolgten mit Hilfe eines selbstentwickelten Excel-Tools. Die angeführten Richtwerte waren auch die Basis der durchgeführten Amortisationsrechnung.

Als Betrachtungszeitraum wurden 20 Jahre und für den Kapitalzinssatz 6 % (auf Basis eines 100 %-igen Eigenkapitalanteiles) gewählt. Der Preisänderungsfaktor wurde für sämtliche Werte mit 3 % angenommen. Als rechnerische Nutzungsdauer wurden für alle Komponenten 20 Jahre angenommen und der Restbuchwert, eventuelle Ersatzbeschaffungen und Abbruchkosten vernachlässigt. Ein Liquidationserlös wurde in den Berechnungen ebenfalls nicht betrachtet. Diese Annahmen erfolgten ausschließlich für die Berechnungen im Rahmen dieser Diplomarbeit.

Kapitalgebundene Kosten

Um die Kosten des Solarthermiesystems, bestehend aus Kollektoren mit Installation, Wärmeträgerflüssigkeit und Wärmetauschereinheit exklusive Speicher, zu ermitteln, wurden sowohl eine Literatur- und Marktrecherche durchgeführt, als auch Diskussionen mit namhaften Herstellern geführt und Richtpreisauskünfte eingeholt.

Für die Berechnungen in dieser Diplomarbeit wurden folgende Werte für das Gesamtsystem ohne Speicher, bezogen auf die Brutto-Kollektorfläche, als konstant festgesetzt:

- 225 €/m² bei Aufstellung am Boden
- 300 €/m² bei Dachmontage

Die Grundlagen der gewählten Beträge sind in Abbildung 4-1 und Abbildung 4-2 nach SDH (2012) dargestellt und wurden durch Herstellerangebote für die Errichtung nachkorrigiert. In Abbildung 4-1 sind die Kosten für bodenaufgestellte Kollektorfelder mit steigender Kollektorfläche zu entnehmen. Die rote Kurve symbolisiert das obere, die grüne das untere Kostenniveau. Nachdem es sich in diesen Abbildungen um Erfahrungswerte des Jahres 2012 handelt, wurde der Wert mit Rücksicht einer weiteren Kostensenkung auf das zum Zeitpunkt der Berechnung herrschende Kostenniveau und untersuchten Kollektorflächen kleiner 4.000 m² mit 225 €/m² festgesetzt. Dieser Wert ergibt sich durch die Nachkorrektur. Er befindet sich somit etwas unter der grünen Kurve.

Abbildung 4-2 gibt einen Überblick der Kostenentwicklung von dachmontierten Kollektoren mit steigender Kollektorfläche. Das durchschnittliche Kostenniveau der Erfahrungswerte ist hier höher als bei bodenaufgestellten Kollektorfeldern. Dies liegt vor allem am höheren Aufwand für

Verrohrung und notwendigen Spenglerarbeiten. Der gewählte Wert von 300 €/m² war auch ein aktueller, realistischer Preisindikator eines Kollektorhersteller.

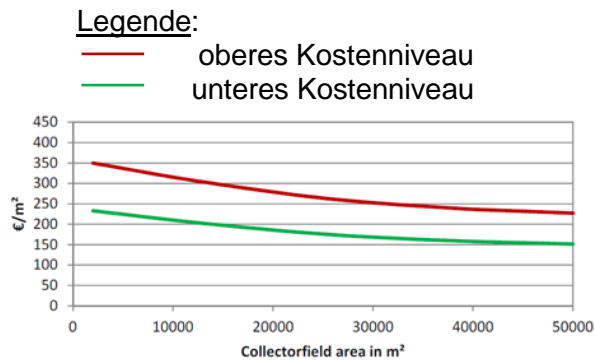


Abbildung 4-1: Kostenverlauf des Solarthermiesystems mit am Boden aufgestellten Kollektorfeldern (SDH, 2012)

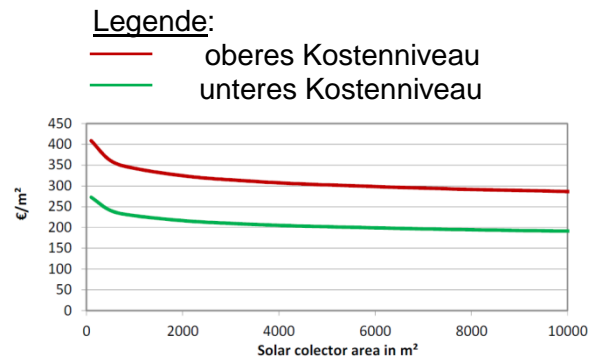


Abbildung 4-2: Kostenverlauf des Solarthermiesystems mit am Dach montierten Kollektoren (SDH, 2012)

Eine Kostendegression bei steigender Kollektorfläche wurde nicht berücksichtigt, da sich die untersuchten Varianten in ähnlichen Größenordnungen bewegen.

Zur Berechnung der Investitionskosten des Speichers war es ebenfalls notwendig, Informationen über die Kosten zu bekommen. Die durchgeführte Marktrecherche und Diskussionen mit Herstellern ermöglichten die Bildung eines Durchschnittswertes. Den größten Einfluss auf die Speicherkosten hat die benötigte Druckstufe. Der Betriebsdruck des Speichers ist abhängig von seiner Einbindung und der Auslegung des Wärmenetzes. Ein weiterer finanzieller Aspekt ist die Kostendegression bei größeren Volumina.

Für die Berechnungen in dieser Diplomarbeit wurde ein konstanter spezifischer Wert von 670 €/m³ inkl. Dämmung gewählt.

Kosten der Aufstellfläche

Ein weiterer, investitionsintensiver Faktor, der unbedingt bei der Planung einer solarthermischen Großanlage berücksichtigt werden muss, sind die Kosten der Aufstellfläche. Der Erwerb einer Grundfläche ist für die betrachteten Förderprogramme ausgenommen. Für das Aufstellen einer Solarthermieanlage mit mehreren 1.000 m² Bruttokollektorfläche ist der dafür benötigte Bedarf an freistehender Grundfläche nicht zu unterschätzen. Als Richtwert lt. SDH (2012) kann für eine Vorauslegung der Wert von drei bis vier m² Grundfläche pro m² Kollektorfläche herangezogen werden.

Die Wahl zwischen dem Kauf oder einer Pachtlösung der Grundfläche ist ein zusätzlicher, wichtiger Entscheidungspunkt. Durch die Faktoren wie dem Betrachtungsraum von 20 Jahren oder dem Kalkulationszinssatz bzw. der Mindestprojektrendite ist eine vertiefende Auseinandersetzung bei der Planung unbedingt erforderlich.

Der Faktor der Grundkosten muss im Einzelfall betrachtet werden und ist sehr wichtig für die Investitionsentscheidung. Durch die notwendige Einbeziehung der Grund- bzw. Immobilienbesitzer, öffentlicher Entscheidungsträger und widmungsrechtlichen Gegebenheiten wurden diese Kosten konkret für diese Diplomarbeit vernachlässigt. Die Ergebnisse dieser Arbeit müssen also durch vorliegende konkrete Grundkosten revidiert werden.

Verbrauchsgebundene (bedarfsgebundene) Kosten

Für die verbrauchsgebundenen Kosten in Form der benötigten elektrischen Hilfsenergie (vor allem für den Pumpenbetrieb) lassen Richtwerte aus der Literatur einen großen Spielraum. Der Verbrauch ist vor allem durch die Betriebsweise der Solaranlage (Lowflow-/ Highflow-Betrieb) abhängig. Es wurden durchschnittliche Empfehlungen von 10 kWh_{Strom}/MWh_{Solarwärme} (Heimrath et al., 2002) bis 20 kWh_{Strom}/MWh_{Solarwärme} (Remmers, 2001) als Richtwert erhoben. Für die vorgenommenen Berechnungen wurde mit 15 kWh_{Strom}/MWh_{Solarwärme} gerechnet.

Als Kosten für die elektrische Energie wurden in Absprache mit dem Projektpartner 150 €/MWh festgelegt.

Betriebsgebundene Kosten

Die betriebsgebundenen Kosten für die Instandhaltung setzen sich nach dem verwendeten Verfahren aus folgenden Faktoren zusammen (VDI 2067 Blatt 1, 2012):

- jährlicher Aufwand für Instandsetzung: 0,5 % der Investitionskosten
- jährlicher Aufwand für Wartung und Inspektion: 1 % der Investitionskosten

In diesem Zusammenhang werden die Begriffe Instandhaltung, Instandsetzung, Wartung und Inspektion näher erläutert (DIN 31051, 2012):

Instandhaltung: „Kombination aller technischen und administrativen Maßnahmen sowie Maßnahmen des Managements während des Lebenszyklus einer Einheit, die dem Erhalt oder der Wiederherstellung ihres funktionsfähigen Zustands dient, sodass sie die geforderte Funktion erfüllt werden kann.“

Instandsetzung: „Physische Maßnahme, die ausgeführt wird, um die Funktion einer fehlerhaften Einheit wiederherzustellen.“

Wartung: „Maßnahmen zur Verzögerung des Abbaus des vorhandenen Abnutzungsvorrats.“

Inspektion: „Maßnahmen zur Feststellung und Beurteilung des Istzustandes einer Einheit einschließlich der Bestimmung der Ursachen der Abnutzung und dem Ableiten der notwendigen Konsequenzen für eine künftige Nutzung.“

Sonstige Kosten

Die sonstigen Kosten beinhalten den jährlichen Aufwand für Versicherung (KLV, 2013):

- Freistehend: 0,202 % der Investitionskosten
- Dachmontage: 0,101 % der Investitionskosten

Zusätzlichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit haben die Rückstände und Abfallprodukte aus der Verbrennung, in unserem Fall vor allem die Asche. Während die Ausbringung als Dünger teils kostenlos, aber mit erheblichem bürokratischen Aufwand verbunden ist, ist die stoffliche Weiterverwertung in Industriebetrieben mit ca. 32 € je Tonne veranschlagt. Ein Großteil der Asche gewerblich betriebener Biomasseheizwerke wird als Zusatzstoff für die Zementindustrie geliefert. Die teuerste Form ist die Beseitigung auf Deponien mit ca. 100 € je Tonne.

Für die wirtschaftlichen Berechnungen in dieser Arbeit wurden die anfallenden Entsorgungskosten für Asche aber vernachlässigt.

Die Sorge eines zusätzlichen finanziellen und zeitlichen Aufwandes für die Bodenkultivierung zwischen den Kollektorreihen kann auf nachhaltige Weise gelöst werden, wie in Abbildung 4-3 zu erkennen ist.



Abbildung 4-3: Ökologische Landschaftspflege zwischen den Kollektoren
(<http://www.flickr.com/photos/14716771@N05/2953960333/sizes/z/in/photostream/>,
23.06.2013)

4.2 Variante 1: Solare Direkteinspeisung in großen Fernwärmenetzen

In diesem Kapitel wird die teilweise Substitution des derzeitigen Energieträgers Erdgas in einem großen Netz untersucht. Die Einspeisung erfolgt direkt in das Netz ohne den Einsatz eines zusätzlichen Wärmespeichers. Die Verbrauchsdaten und angenommenen Zeiträume des gewählten großen Netzes B wurden bereits in Kapitel 3.3 beschrieben.

4.2.1 Technische Betrachtung

Für die gewählte Betrachtungsvariante bestehen grundsätzlich zwei Möglichkeiten der hydraulischen Einbindung. In der ersten Überlegung wird das Medium aus der Rücklaufleitung entnommen, durch die thermische Solaranlage auf die Vorlauftemperatur des Fernwärmenetze erwärmt und anschließend in den Vorlauf eingespeist. Dies würde sich, wie in (Gl. 3) aus Kapitel 2.2.3 beschrieben, infolge der sich höher ergebenden Kollektortemperaturen negativ auf die thermischen Verluste auswirken. Die Vorlauftemperatur würde zu einem Ansteigen der Temperaturdifferenz zwischen mittlerer Absorbtemperatur und Außen- bzw. Umgebungstemperatur führen und somit den Kollektorwirkungsgrad verringern.

In der zweiten Überlegung der Einbindungsvariante wird das Prinzip der Rücklaufanhebung betrachtet. Ein Prinzipschema dieser solaren Direkteinspeisung ist in Abbildung 4-4 zu sehen. Das Medium wird dem Rücklauf des Fernwärmenetzes entnommen, über einen Wärmetauscher vom Kollektorkreis der thermischen Solaranlage erwärmt und anschließend wieder in den Rücklauf vor der hydraulischen Weiche eingespeist. Die Nachheizung auf die geforderte Vorlauftemperatur erfolgt mit dem Energieträger Erdgas.

Die Temperaturdifferenz zwischen Absorber und Umgebung und die thermischen Verluste der Kollektoren sind bei dieser Variante geringer, was einen höheren Kollektorwirkungsgrad im Vergleich mit der ersten Überlegung zur Folge hat. Durch die Wärmeträgerentnahme und

Einspeisung in das Fernwärmenetz vor der hydraulischen Weiche ist sichergestellt, dass die tiefste Rücklauf-Temperatur für die solare Direkteinspeisung genutzt werden kann.

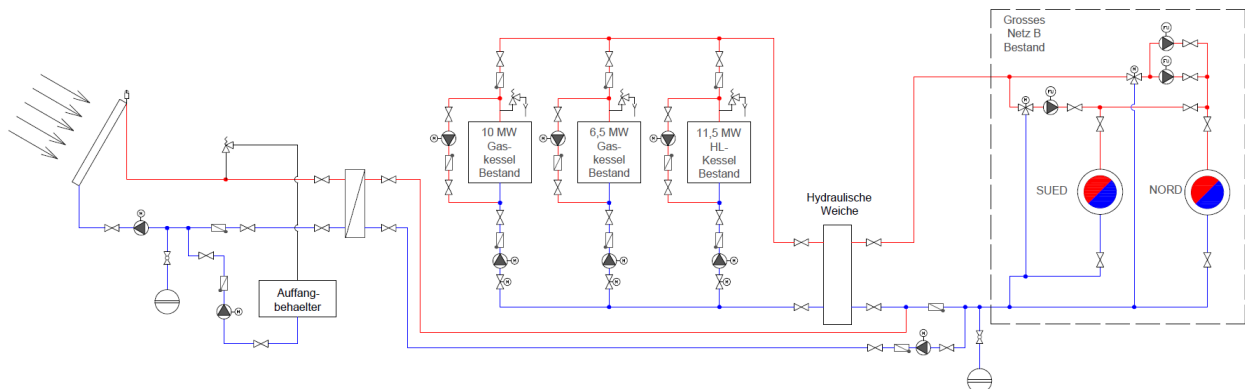


Abbildung 4-4: Prinzipschema der solaren Direkteinspeisung in das große Netz B
(Variante 1)

Die Wahl der hydraulischen Einbindung fiel auf die zweite beschriebene Variante der Rücklaufanhebung.

4.2.1.a Simulation

Um eine Simulation mit dem Computerprogramm T*SOL[®] durchzuführen, wurde die geeignete Simulationsvorlage für die gewählte hydraulische Einbindung definiert. In Abbildung 4-5 ist die benutzte Simulationsvorlage zu sehen. Da es für die Simulation der Direkteinspeisung mit variablem Wärmebedarf keine vorgefertigte Vorlage gab, mussten einige Änderungen vorgenommen werden, um das zu untersuchende Betriebsverhalten simulieren zu können. Durch die Variation der Anlagenparameter, mit denen sich die Vorlage verändern lässt, konnte eine der Realität ähnliche, vereinfachte Abbildung generiert werden (vgl. dazu im Anhang Tabelle A-1).

Das halbe Netzvolumen des großen Fernwärmenetzes B wurde als Inhalt des Pufferspeichers definiert. Der Inhalt der Rücklaufleitung konnte als Ersatzvolumen mit 237 m³ angenommen werden. Um die Berücksichtigung der thermischen Schichtungsvorgänge des Speichers beim Simulieren zu vermeiden, wurden die zwei Temperaturfühler des Pufferspeichers (Kollektorkreis ein-/ ausschalten bzw. Kollektorkreis abschalten) niedrig und auf ähnlicher Einbauhöhe positioniert. Als Wärmesenke, die in Abbildung 4-5 ganz rechts als Wärmeübertrager dargestellt ist und dem Fernwärmenetz entspricht, wurde der stündliche Wärmelastgang des Jahres 2012 (vgl. Abbildung 3-4) dem Programm in Form einer Excel-Datei hinterlegt. Der Kollektorkreis ist in der Abbildung über einen Wärmeübertrager an den Speicher angebunden. Das gelbmarkierte Kesselsymbol entspricht den am Standort vorhandenen Erdgaskesselanlagen.

Da es mit dem Simulationsprogramm nicht möglich war, die unterschiedlichen Netztemperaturen des Vor- und Rücklaufes sowie die Nutzungsgrade der Kesselanlagen gleitend in Abhängigkeit der Jahreszeit zu berücksichtigen (vgl. Kapitel 3.3.1), musste mehrfach periodenbezogen simuliert werden. Die Auswertungen erfolgten für folgende Zeiträume:

- 01. Juni bis 31. August (Hochsommerbetrieb)
- 01. April bis 30. September (Sommerbetrieb)
- 01. Oktober bis 31. März (Winterbetrieb, zusammengesetzt aus der periodenbezogenen Simulation von 01. Oktober bis 31. Dezember und 01. Jänner bis 31. März)

Durch die Addition der Ergebnisse für Sommer- (01.04. – 30.09.) und Winterbetrieb (01.10. – 31.03.) wurde der Jahreswert ermittelt.

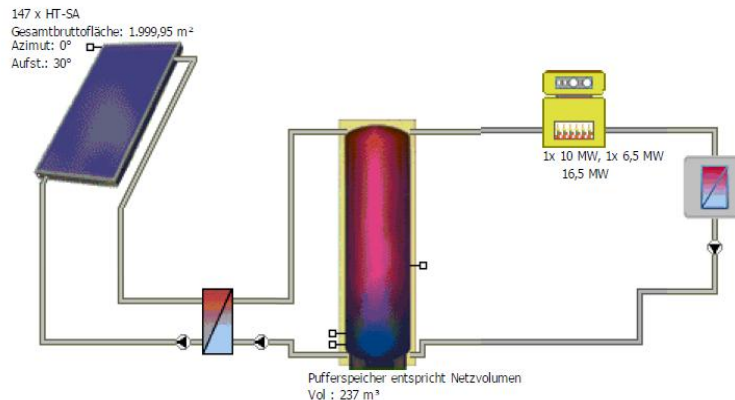


Abbildung 4-5: T*SOL® Simulationsabbildung des großen Netzes B (T*SOL Expert 4.5, 2013)

Die Simulation wurde für die Bruttokollektorflächen von 250 bis 1.000 m² in 250 m²-Schritten, von 1.500 bis 3.000 m² in 500 m²-Schritten und mit 4.000 m² durchgeführt.

4.2.1.b Ergebnisse der technischen Betrachtung

Durch das große Netzvolumen, den hohen Wärmebedarf auch während des Sommers und der konstanten Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf ergibt die Simulation einen linearen Anstieg des solaren Deckungsgrades gemäß (Gl. 4) in Abhängigkeit der Kollektorfläche. In Abbildung 4-6 ist diese Entwicklung sowohl für den Hochsommerbetrieb (Juni – August), als auch den Sommerbetrieb (April – September) und den errechneten Jahresbetrieb bei steigender Bruttokollektorfläche dargestellt.

Durch die getroffenen Annahmen und vorhandenen netzbedingten Gegebenheiten ist für alle untersuchten Kollektorflächen (250 bis 4.000 m²) eine annähernd konstant gehaltene Solarwärmeeinspeisung in das Fernwärmenetz möglich. Es ist eine optimale und gesicherte Abnahmesituation des Solarertrages bei niedrigen Temperaturen gewährleistet. Die durchgeführten Simulationen erfolgten mit einem nach Süd ausgerichteten Kollektorneigungswinkel von 30° (vgl. dazu im Anhang Tabelle A-2).

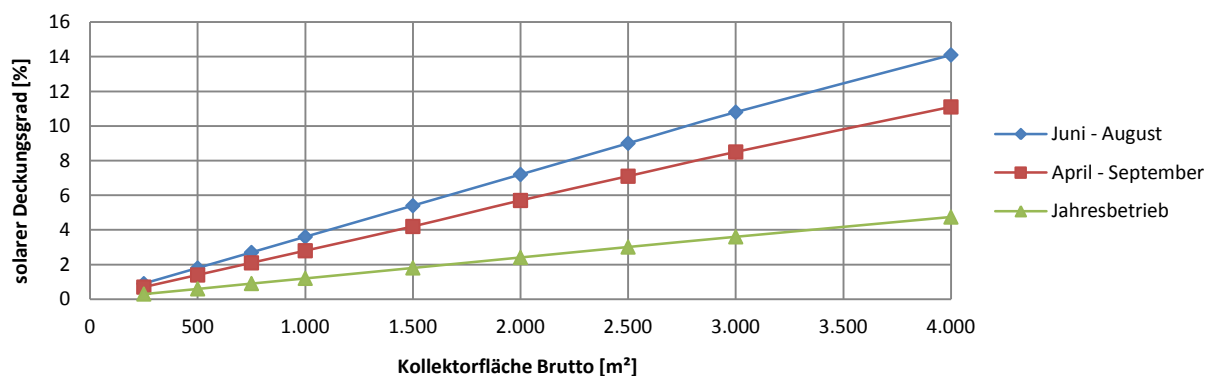


Abbildung 4-6: Periodenabhängiger Deckungsgradverlauf des großen Netzes B mit einem Kollektorneigungswinkel von 30°

Als Ziel für den Deckungsgrad wurde vom Projektpartner ein möglichst hoher Jahreswert vorgegeben. Abbildung 4-7 zeigt den Einfluss des Kollektorneigungswinkels auf den solaren Jahresertrag am Standort des Netzes B, der mittels einer Parametervariation generiert wurde.

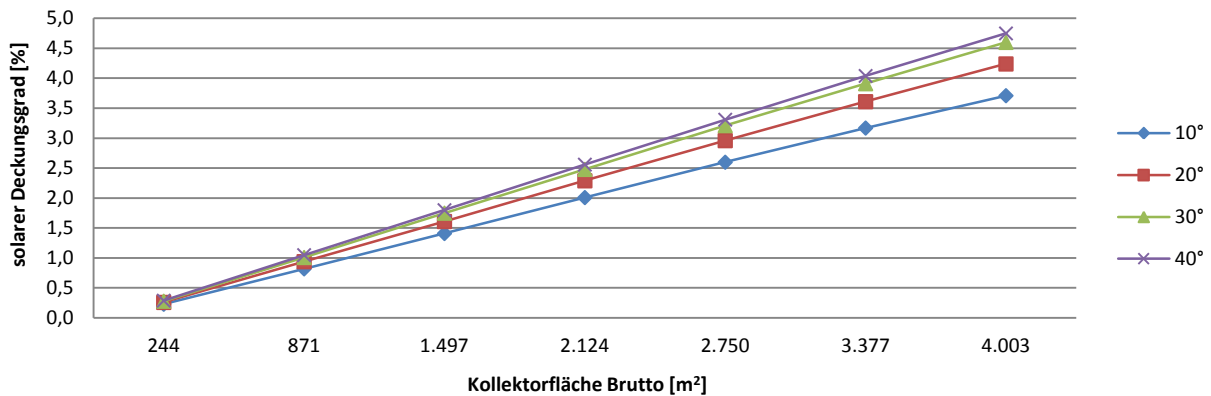


Abbildung 4-7: Einfluss des Neigungswinkels auf die Jahresdeckung beim großen Netz B

Um hohe Jahreserträge bei gleicher Kollektorfläche zu erhalten, sind größere Neigungswinkel (NW) erforderlich. In Abbildung 4-8 sind die Verläufe des solaren Deckungsgrades der untersuchten Zeiträume dargestellt. Der gewählte Neigungswinkel von 30° ergibt sich aus der Tatsache, dass es über diesen Wert nur mehr zu geringen Ertragssteigerungen kommt. Bei der Konzentration auf einen möglichst hohen Solarertrag im Sommer ist ein niedrigerer Neigungswinkel von ca. 18 - 20° vorzuziehen. Ein Mindestwinkel von ca. 15° muss trotzdem eingehalten werden, um einen Selbstreinigungseffekt des Kollektors von Laub, Schmutz und Schnee zu gewährleisten.

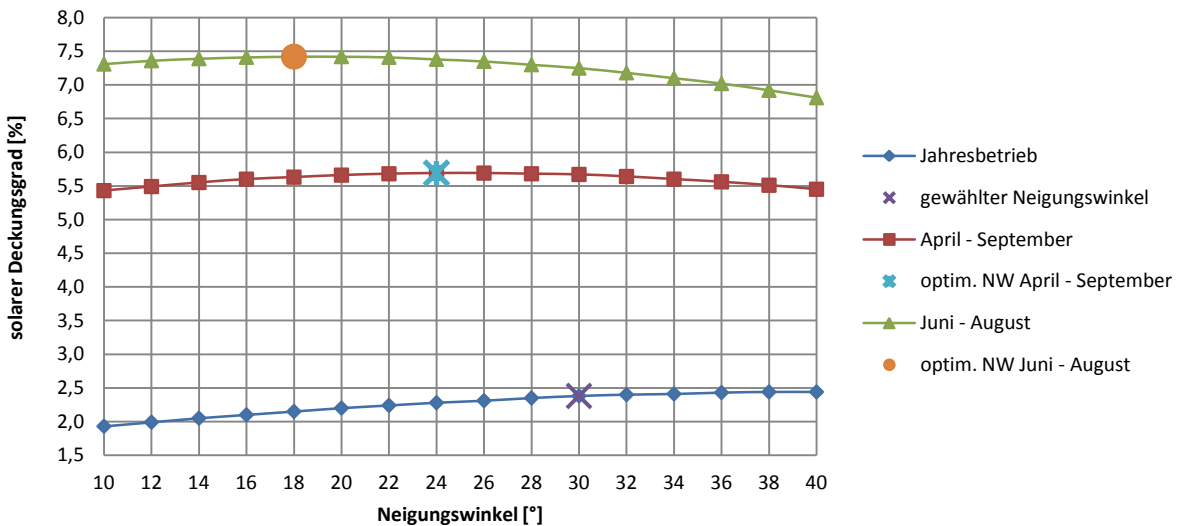


Abbildung 4-8: Abhängigkeit des solaren periodischen Deckungsgrades vom Neigungswinkel

Als Ergebnis der durchgeführten Simulation und der anschließenden wirtschaftlichen Betrachtung wurde eine detaillierte Ausarbeitung für eine Brutto-Kollektorfläche von 2.000 m² mit einem Massenstrom im Kollektorkreis von 20 kg/(m²·h) vorgenommen (vgl. dazu Tabelle 4-2). Dies entspricht einer Aperturfläche des gewählten Kollektors von 1.845 m². Unter Bezugnahme der gewählten Konfiguration von Kollektorfläche und Speichervolumen ergibt sich ein spezifisches Solarspeichervolumen von 118,5 Liter pro m² Bruttokollektorfläche. Bezogen auf die Aperturfläche beträgt das spezifische Solarspeichervolumen ca. 128 Liter pro m². Die Berechnung der Einsparung an Erdgas erfolgte über den Jahresnutzungsgrad und unter

Berücksichtigung des Verrechnungsbrennwertes. Die Ermittlung der Energiemenge erfolgte über den Verrechnungsbrennwert des Marktgebietes Ost. Die Ergebnisse sind in Tabelle 4-2 dargestellt. Als solarer Wärmeertrag der Anlage wurde die abgegebene Energie des Kollektorkreises herangezogen.

Tabelle 4-2: Ergebnisse der Simulation für 2.000 m² Brutto-Kollektorfläche

Bezeichnung	Einheit	Jahr	01.06. - 31.08.	01.04. - 30.09.	01.10. - 31.03.
Gasverbrauch	[MWh]	49.253	5.938	14.577	34.676
Wärmebedarf	[MWh]	38.160	4.667	11.360	26.800
Einstrahlung auf Kollektorfläche	[MWh]	2.584	836	1.629	955
Abgegebene Energie Kollektorkreis	[MWh]	920	334	640	280
Abgegebene spezifische Energie Kollektorkreis	[kWh/m ²]	499	181	347	152
Einsparung Erdgas bez. auf Brennwert	[MWh]	1.178	430	825	353
Solarer Deckungsgrad	[%]	2,4	7,2	5,7	1

In Abbildung 4-9 ist der Verlauf der eingespeisten solaren Wärmeleistung, der benötigten Wärmeleistung und der Kollektortemperatur für die drei Sommermonate der untersuchten Variante dargestellt. Es ist gut zu erkennen, dass auch bei sehr solarertragreichen Tagen der Beitrag dieser solaren Wärmeleistung deutlich unter dem durchschnittlichen Leistungsbedarf des Fernwärmenetzes bleibt. Die Kollektortemperatur entwickelt sich täglich von ca. 12 °C in den Nachtstunden und in der Früh bis zu einer Maximaltemperatur von ca. 78 °C.

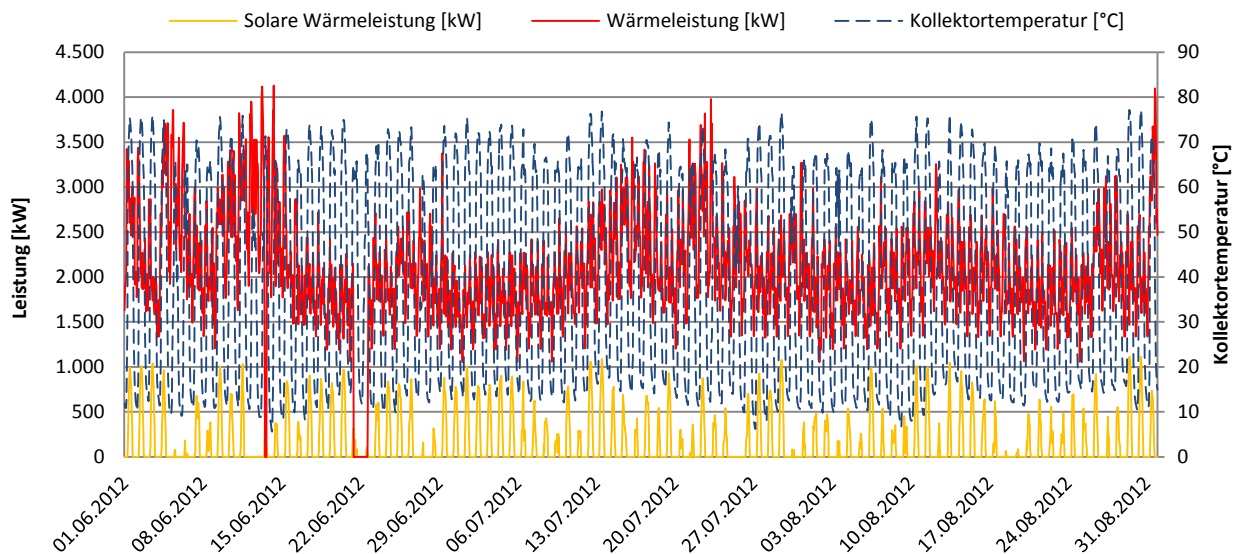


Abbildung 4-9: Verlauf der eingespeisten solaren Wärmeleistung, der Wärmeleistung des Fernwärmenetzes und der Kollektortemperatur im Zeitraum 01.06. - 31.08. im großen Netz B

Aus diesem Grund ist die Gefahr Stagnation der Kollektoren auf Basis dieser Simulation nicht gegeben. Durch den hohen sommerlichen Wärmebedarf des Netzes B ist eine Wärmeabnahme der Solaranlage gesichert. Zusätzlich ist durch die Direkteinspeisung in das zirkulierende Netz ein hohes Netzvolumen mit annähernd konstanter Rücklauftemperatur vorhanden.

Bei genauer Betrachtung der dargestellten sommerlichen Ganglinie der Wärmeleistung (Abbildung 4-9) ist gut zu erkennen, dass es sich im Netz B um kein konstant niedriges Leistungsniveau im Vergleich zu den Spitzenzeiten im Winter handelt, wie es in bereits Kapitel 2.3.3 erläutert wurde. Eine Periode mit ausschließlicher Warmwasserbereitung ist an diesem Standort nicht vorhanden. Dies liegt vor allem daran, dass ein erhöhter Energiebedarf der Therme und Kuranstalten, aber auch wegen der geographischen Lage auf ca. 1.000 Meter Seehöhe vorliegt.

In Abbildung 4-10 ist der Energiefluss im Hochsommer in Form eines Sankey-Diagrammes zu sehen. Diese Diagramme dienen zum Visualisieren von Energieflüssen, wobei die untersuchten Anteile durch mengenproportionale dicke Pfeile symbolisiert werden.

Der Anteil der solaren Wärme beträgt im Hochsommer ca. 7 % am Wärmebedarf des großen Fernwärmenetzes B. Die fehlende Differenz der Wärme wird durch die bestehenden Erdgaskessel aufgebracht. Dieses Diagramm lässt auch eindrucksvoll erkennen, wie hoch der Anteil der Verluste ist, die zum Großteil den thermischen und optischen Kollektorverlusten zuzuschreiben sind. Die thermischen Verluste des Speichers und der Rohrleitungen sind durch die in der Simulation festgelegten Dämmstärken sehr gering.

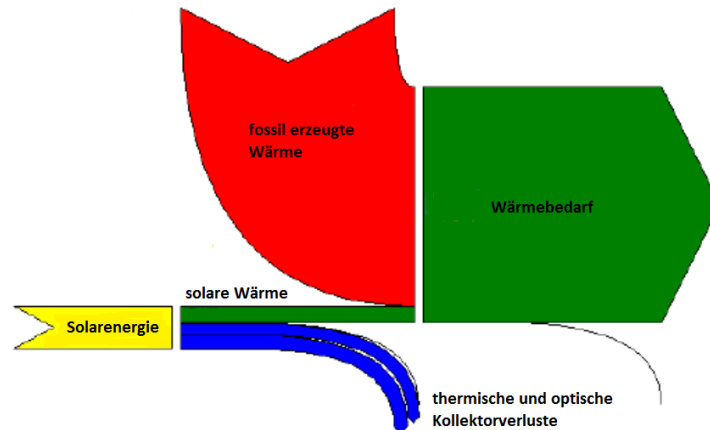


Abbildung 4-10: Sankey-Diagramm für den Zeitraum 01.06. - 31. 08. des großen Netzes

Hinsichtlich der notwendigen Aufstellfläche erfolgt eine kurze Diskussion abschließend zur technischen Betrachtung. Für die minimal benötigte Grundfläche zum Aufstellen der 2.000 m²-Solarthermieanlage wurde mittels T*SOL[®] eine Berechnung durchgeführt, die in Abbildung 4-11 zu sehen ist. Es muss dafür gesorgt werden, dass es auch bei niedrigen Sonnenständen im Winter zu keiner Abschattung der hintereinander montierten Kollektoren kommt. Die Bruttofläche eines Kollektors beträgt 13,57 m² (ARCON Solar A/S, 2010a).

Bei einem Aufstellwinkel von 30° ist für einen Kollektor eine Grundfläche von 31,95 m² nötig. Dies ergibt pro m² Kollektorfläche eine erforderliche Grundfläche von mindestens 2,36 m². Für die Gesamtfläche von 2.000 m² Bruttokollektorfläche sind somit mindestens 4.720 m² erforderlich.

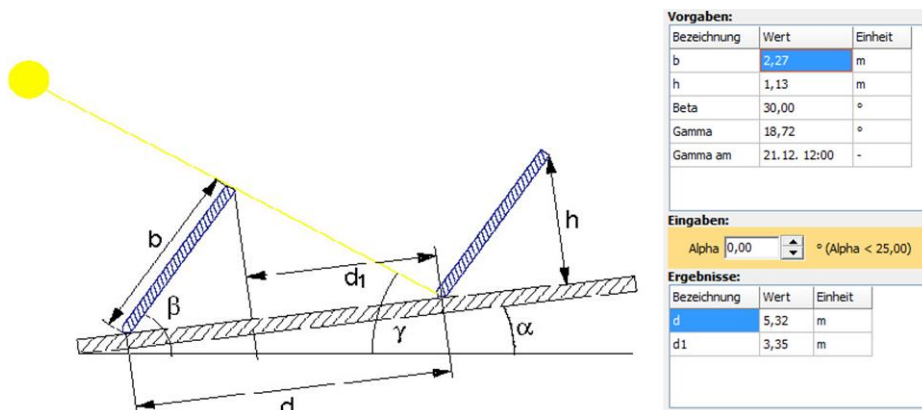


Abbildung 4-11: Berechnung der Aufstellfläche am Standort des großen Netzes B (T*SOL Expert 4.5, 2013)

4.2.2 Wirtschaftliche Betrachtung

Das Ziel der wirtschaftlichen Betrachtung war nicht nur die Erhebung und Berechnung der Errichtungs- bzw. Investitionskosten, sondern auch die Ermittlung der solaren Wärmegestehungskosten, der Einsparungen, der statischen und dynamischen Amortisationszeit sowie eine Sensitivitätsanalyse mit den wichtigsten Parametern.

Die Wahl für eine thermische Solaranlage mit einer Kollektorfläche von 2.000 m² begründete sich einerseits aus der Vorgabe des Projektpartners der Identifizierung eines wirtschaftlichen Optimums, andererseits aus der Tatsache, dass dies lt. Klima- und Energiefonds (2013) die Maximalgröße für Förderungen aus dem Förderprogramm „Solarthermie–solare Großanlagen“ war.

4.2.2.a Kostenaufstellung

Die Berechnung erfolgte nach der Richtlinie VDI 2067 (2012) auf Basis jährlicher Annuitäten. Die Parameter und Richtwerte für diese Berechnung wurden bereits in Kapitel 4.1.3 erläutert. Ausgehend von einer Unterteilung in die vier Kostengruppen wurden auch die beiden in Kapitel 2.4.2 erwähnten Förderprogramme in die Berechnung mit einbezogen. Beim Förderprogramm „Thermische Solaranlagen für Betriebe“ („TSfB“) wurde mit einem möglichen Fördersatz von 25 % auf förderfähige Kosten gerechnet. Der Fördersatz beim Förderprogramm „Solarthermie–solare Großanlagen“ („S–sG“) wurde mit 40 % der umweltrelevanten Mehrinvestitionskosten angenommen. Diese Mehrinvestitionskosten wurden mittels einer Alternativinvestition in einen leistungsgleichen Ölkessel berechnet. Bei der gewählten Anlage von 2.000 m² Kollektorfläche beträgt die Spitzenleistung 1.400 kW. Ein leistungsgleicher Ölkessel würde lt. Klima- und Energiefonds (2013) 72.000 € kosten.

Die Investitionskosten, Förderungen und die jährlichen Gesamtannuitäten sind in Tabelle 4-3 zu sehen. Als Errichtungs- oder Investitionskosten wurde ein Betrag von 450.000 € errechnet. Die lukrierbaren Förderungen reduzieren die Investitionskosten um 151.200 € beim Förderprogramm „S–sG“ und um 112.500 € beim Programm „TSfB“. Dieser Einfluss zeigt sich auch bei den jährlichen Gesamtannuitäten. Unter Berücksichtigung des Betrachtungszeitraumes von 20 Jahren, dem Kalkulationszinssatz von 6 % und den vier Kostengruppen erfolgte ihre Berechnung (vgl. dazu im Anhang Tabelle A-3 & Tabelle A-4).

Der Einfluss der Förderungen ist somit wesentlich bei der Kostenstruktur.

Tabelle 4-3: Investitionskosten und jährliche Gesamtannuität am Standort des großen Netzes B ohne (regulär) und mit (TSfB bzw. S-sG) Berücksichtigung der Förderungen

	Einheit	regulär	TSfB	S - sG
Kosten für Aufstellfläche (Grundstückkosten)	[€]	0	0	0
Investitionskosten	[€]	450.000	450.000	450.000
Förderbetrag	[€]	0	112.500	151.200
Investitionskosten abzgl. Förderungen	[€]	450.000	337.500	298.800
durchschnittl. jährliche Gesamtannuität	[€/a]	51.585	41.777	38.403

Die jährlich anfallenden Kosten der gewählten Solarthermieanlage am Standort B sind in Abbildung 4-12 grafisch dargestellt. Die errechneten Werte sind in der darunter angefügten Tabelle angeführt. Auf Basis der VDI 2067 (2012) und der unterschiedlich hohen Investitionskosten, berücksichtigt durch die Förderungen, erfolgte die Berechnung und wurde nach den Kostengruppen unterteilt.

Die durchschnittliche jährliche Gesamtannuität (bezogen auf den Betrachtungszeitraum) ist die Summe der Kostengruppen und ist bei den untersuchten Solaranlagen zum größten Teil von den kapitalgebundenen Kosten abhängig. Die betriebs- und verbrauchsgebundenen sowie sonstigen Kosten sind von den Förderungen unabhängig. Ihre Basis sind die vollständigen Errichtungskosten und der Solarertrag. Die jährlichen Annuitäten der verbrauchsgebundenen und sonstigen Kosten sind gering.

Der Einfluss der betriebsgebundenen, jährlichen Kosten auf die Gesamtannuität ist in der Berechnung nach der VDI 2067 (2012) mit 8.569 € sehr hoch. Dieser Wert resultiert aus jenen zwei Faktoren, die sich als Prozentsatz der Investitionskosten ergeben. Diese Faktoren sind der Aufwand für Wartung und Inspektion mit 1 % und der Aufwand für Instandsetzung mit 0,5 %. Der Aufwand für Wartung und Inspektion lässt sich bei einer gewerblich genutzten Anlage als möglicher, jährlicher Teilbetrag einer internen oder innerbetrieblichen Leistungsverrechnung (ILV) des betreibenden Unternehmens heranziehen.

Unter dem Begriff der internen Leistungsverrechnung sind Kosten, die im Zusammenhang mit der Betriebsführung anfallen, zu verstehen. Dazu zählen beispielsweise periodisch wiederkehrende Zählerablesungen, An- und Abfahrt sowie Kontrollgänge.

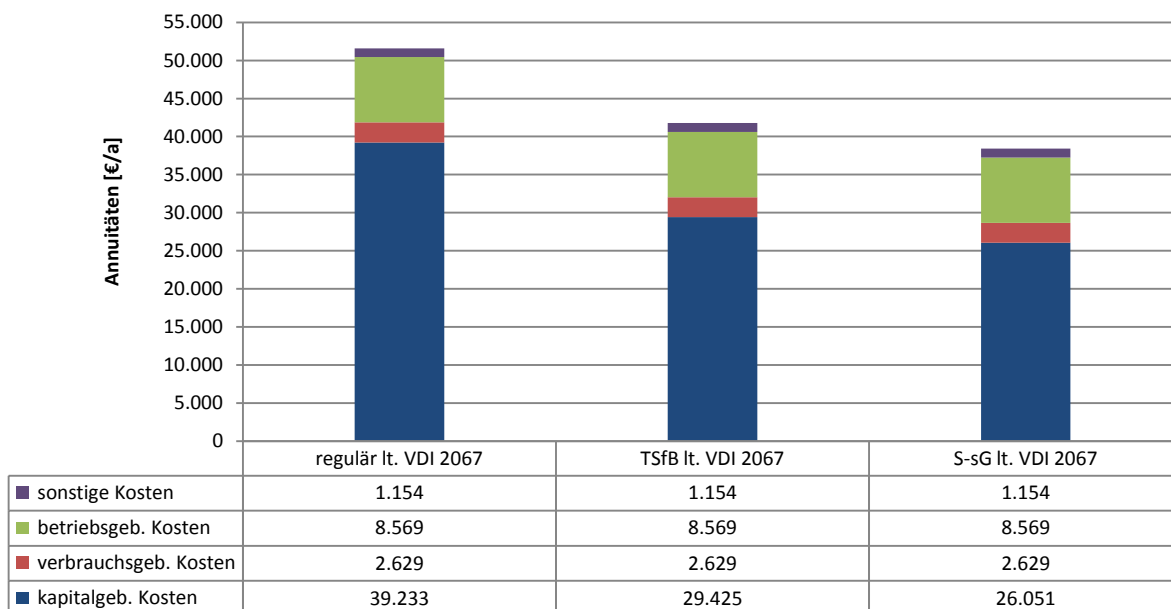


Abbildung 4-12: Jährliche Annuitäten der Kostengruppen der Solaranlage des großen Netzes B ohne (regulär) und mit (TSfB bzw. S-sG) Berücksichtigung der Förderung

Es sei erwähnt, dass in dieser Berechnung die Kosten für die Grundstücksfläche nicht berücksichtigt wurden.

4.2.2.b Solare Wärmegestehungskosten

Die Wärmegestehungskosten sind ein wichtiger Indikator für die wirtschaftliche Beurteilung der Wärmeaufbringung und lassen Vergleiche zu anderen Erzeugungsvarianten ziehen. Sie wurden für die drei Möglichkeiten aus Abbildung 4-12 nach (Gl. 7) errechnet und sind in Abbildung 4-13 dargestellt.

Als jährlicher Solarertrag wurden 920 MWh (aus Tabelle 4-2) eingesetzt. Für den regulären Berechnungsfall ohne Förderungen betragen die spezifischen Wärmegestehungskosten

56,1 €/MWh. Durch die Berücksichtigung der Förderungen ergeben sich spezifische Wärmegestehungskosten von 45,4 und 41,7 €/MWh.

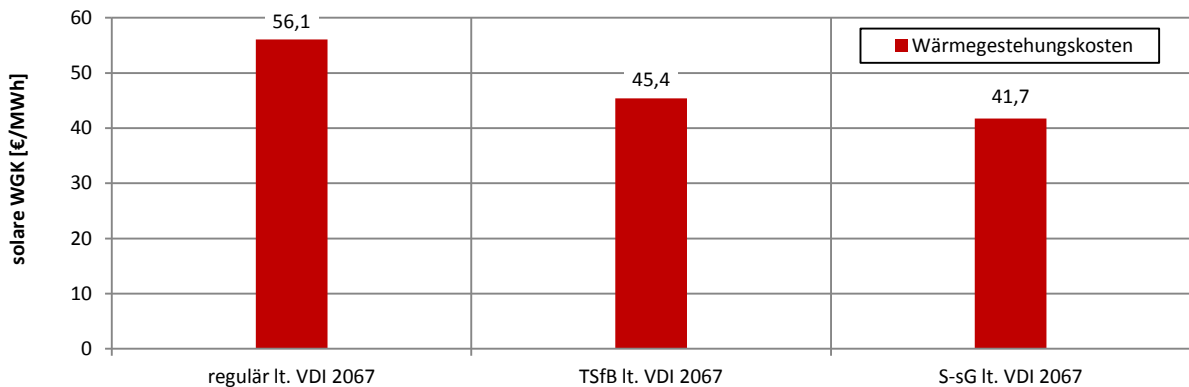


Abbildung 4-13: Solare Wärmegestehungskosten des Netzes B bei 2.000 m² Kollektorfläche ohne (regulär) und mit (TSfB bzw. S-sG) Berücksichtigung der Förderung

In Abbildung 4-14 sind die Entwicklungen der jährlichen Kosten bei regulärer Betrachtung ohne Förderung nach den vier Kostengruppen sowie ihre jährliche Gesamtannuität für die untersuchten Kollektorfeldgrößen angeführt. Zusätzlich sind die solaren Wärmegestehungskosten zu sehen. Dabei lässt sich gut erkennen, dass es sich durch das lineare Steigungsverhalten des Deckungsgrades aus Abbildung 4-6 um einen annähernd konstanten Verlauf der Wärmegestehungskosten im Bereich von 56 €/MWh handelt. Erst bei ca. 3.000 m² Kollektorfläche kommt es zu einem Ansteigen der Kosten, verursacht durch eine leichte Verringerung der kontinuierlichen Solarwärmeeinspeisung. Durch die großen Kollektorfelder und der Direkteinspeisung beginnt sich die Rücklauftemperatur zu erhöhen.

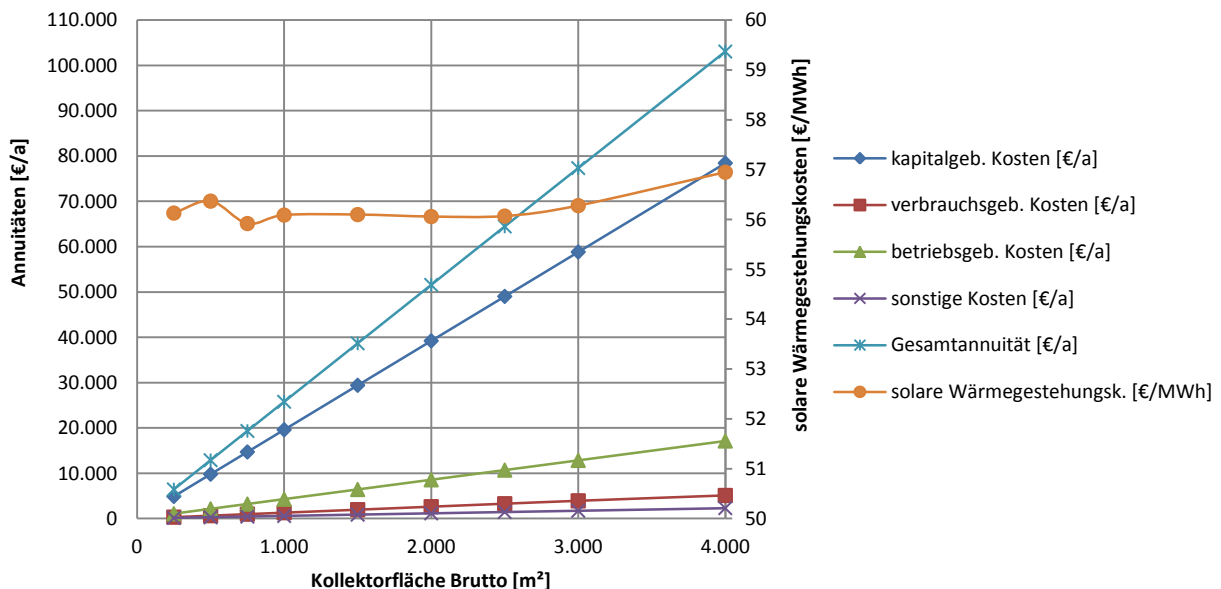


Abbildung 4-14: Kostenvergleich von Annuitäten und solaren Wärmegestehungskosten der regulären Betrachtung (ohne Förderung) am Standort des großen Netzes B

4.2.2.c Einsparungen

Um die finanziellen Einsparungen an Erdgas durch die Solaranlage ermitteln zu können, war es notwendig, die variablen Bestandteile des Erdgaspreises zu bestimmen und durch einen zusammengesetzten, spezifischen Mischpreis zu ersetzen. Unter den variablen Bestandteilen sind die verbrauchsabhängigen Kosten zu verstehen. Diese Kosten ergeben sich aus dem Energiepreis (siehe Tabelle 4-1), der Erdgasabgabe und den verbrauchsabhängigen Kostenpositionen des Netznutzungsentgelts. Das Netznutzungsentgelt ist Bestandteil der Systemnutzungsentgelte und lässt sich in einen Netz-Leistungspreis und einen Netz-Arbeitspreis aufteilen. Der Netz-Arbeitspreis ist abhängig vom Bundesland, der Netzebene und der jeweiligen Zone. Eine Berücksichtigung der leistungsabhängigen Preisbestandteile ist hier nicht notwendig.

Diese Anlage ist lt. GSNE-VO–Novelle 2013 (2012) dem Bereich Salzburg der Netzebene 3 zuzuordnen. Zur Berechnung des resultierenden Arbeitspreises wurde ein Mischpreis aus Zone A, B und C ermittelt. Die Zusammensetzung der gesamten, variablen Erdgaskosten wird in Tabelle 4-4 gezeigt.

Tabelle 4-4: Verbrauchsabhängige Erdgaskosten ohne Solaranlage beim großen Netz B

Bezeichnung	Menge	spez. Kosten	Kosten
	[MWh]	[€/MWh]	[€]
Energiepreis	49.252,694	30,000	1.477.580,82
Erdgasabgabe	49.252,694	5,899	290.541,64
Systemnutzungsentgelte			
Arbeitspreis Zone A	5.000,000	7,250	36.250,00
Arbeitspreis Zone B	5.000,000	5,380	26.900,00
Arbeitspreis Zone C	39.252,694	4,770	187.235,35
Summe verbrauchsabh. Kosten			2.018.507,81

Die verbrauchsabhängigen Erdgaskosten dividiert durch die benötigte, jährliche Menge ergeben den zusammengesetzten Mischpreis pro MWh (vgl. Gl. 12).

$$\text{verbrauchsabh. Mischpreis} = \frac{\text{verbrauchsabh. Erdgaskosten}}{\text{Energienmenge}} \quad \left[\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] \quad (\text{Gl. 12})$$

Unter der Verwendung von (Gl. 13) ergibt sich ein verbrauchsabhängiger Mischpreis für das große Netz B von 40,98 €/MWh.

Die jährliche Einsparung, hervorgerufen durch den solaren Wärmeertrag von ca. 920 MWh, ergibt unter Berücksichtigung des Nutzungsgrades und des Verrechnungsbrennwertes 1.178 MWh an Erdgas. Durch diese Energieträgersubstitution sinkt der jährliche Gasverbrauch von 49.253 MWh auf ca. 48.074 MWh. Für die Berechnung der Einsparung der Erdgaskosten und der weiterführenden, wirtschaftlichen Betrachtungen wurde mit einem gemittelten Wert von 41 €/MWh für das große Fernwärmenetz B gerechnet.

Als mögliche Einsparungen durch eine Solaranlage wurden für das erste Jahr der Investition 48.298 € errechnet.

4.2.2.d Amortisation

In Abbildung 4-15 ist eine Gegenüberstellung der Amortisationsdauern TA auf Basis der in Kapitel 2.4.4 beschriebenen statischen und dynamischen Amortisationsrechnungen zu sehen. Die Berechnung erfolgte mittels der Gleichungen (Gl. 8), (Gl. 9), (Gl. 10) und (Gl. 11) für die drei Annahmefälle: den regulären Fall ohne Förderungen (TA regulär), den Fall mit Berücksichtigung des Förderprogrammes „S-sG“ (TA S-sG) und die Berücksichtigung des Förderprogrammes „TSfB“ (TA TSfB).

Die durchgezogenen Linien zeigen die Entwicklungen der statischen Amortisationsberechnung. Der Einfluss der Förderungen wirkt sich auch hier sehr stark aus. Ohne Inanspruchnahme einer Förderung beträgt die statische Amortisationsdauer fast 12 Jahre. Durch die Förderungen wird die Amortisationsdauer auf bis zu 7,7 Jahren verkürzt.

Die strichpunktierten Kurven sind die Entwicklungen der dynamischen Amortisationsdauer. Ihre Zeitspannen der Amortisierung sind länger als bei der statischen Berechnung und dauern ca. 21,7 Jahre bei der definierten Berechnung ohne Förderung. Bei Berücksichtigung der Förderungen würde sich die dynamische Amortisationszeit auf bis zu 10,7 Jahre verkürzen. (Die zugehörigen Berechnungen sind in Tabelle A-5 und Tabelle A-6 im Anhang zu sehen.)

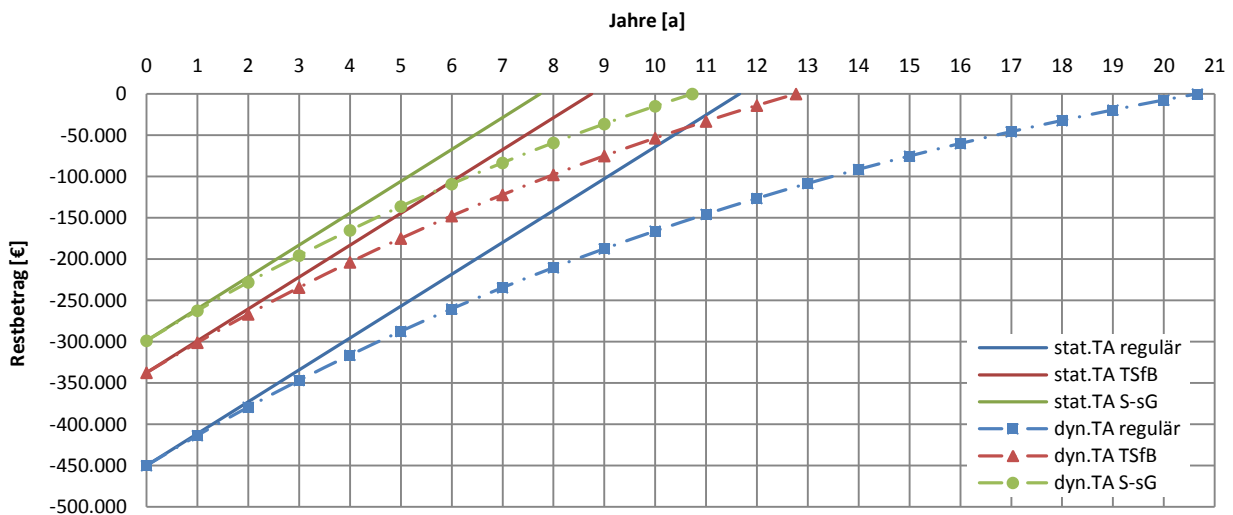


Abbildung 4-15: Statische und dynamische Amortisationsdauern der thermischen Solaranlage des großen Netzes B ohne (regulär) und mit (TSfB bzw. S-sG) Berücksichtigung der Förderung

4.2.2.e Sensitivitätsanalyse

Abschließend wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, deren Ergebnis in Abbildung 4-17 dargestellt ist. Dabei wurde der Einfluss von Abweichungen ausgewählter Parameter bei der Berechnung der Wärmegestehungskosten untersucht. Als Bezugswert (= 0 % Veränderung) dienen die Wärmegestehungskosten ohne Förderung der betrachteten Anlage mit einem Wert von 56,1 €/MWh. Die Veränderung der Parameter erfolgte um -50 %, -25 %, +25 % und +50 %.

Sehr negativ auf die Entwicklung solaren Wärmegestehungskosten wirkt sich eine Steigerung der Investitionskosten aus. Dies würde sich auch unter der Einbeziehung der Grundstückskosten äußern. D.h., dass wenn sich die Investitionskosten aufgrund der hier nicht berücksichtigten Kosten der Aufstellfläche (Grundstückkosten) um 50 % (225.000 €) auf insgesamt 675.000 € erhöhen, ergeben sich daraus solare Wärmegestehungskosten von ca. 83 €/MWh bei Konstanz

aller anderen Faktoren. Deutliche Verteuerungen rufen auch positive Veränderungen des kalkulatorischen Zinssatzes hervor.

Positiv wirkt sich eine Erhöhung der Temperaturdifferenz des Fernwärmenetzes im Sommer bei konstant gehaltener Vorlauftemperatur (90 °C) aus. Die Vorgehensweise dieser Berechnung ist in Abbildung 4-16 bei der vorhandenen Temperaturdifferenz des großen Netzes B zwischen Vor- und Rücklauf im Sommer dargestellt. Durch Addition der Simulationsergebnisse des Sommer- und Winterhalbjahres wurden die solaren Jahreswärmeerträge ermittelt und lt. (Gl. 7) die solaren Wärmegehungskosten berechnet. Bei Vergrößerung der Temperaturdifferenz senkt sich der Wert der Rücklauftemperatur und ermöglicht eine solare Wärmelieferung im Betrieb bei tieferen Temperaturen. Dadurch erhöht sich die abgegebene Wärmemenge, was günstigere Gesteungskosten zur Folge hat. Die Höhe der Rücklauftemperatur hat entscheidenden Einfluss auf die Wärmegehungskosten.

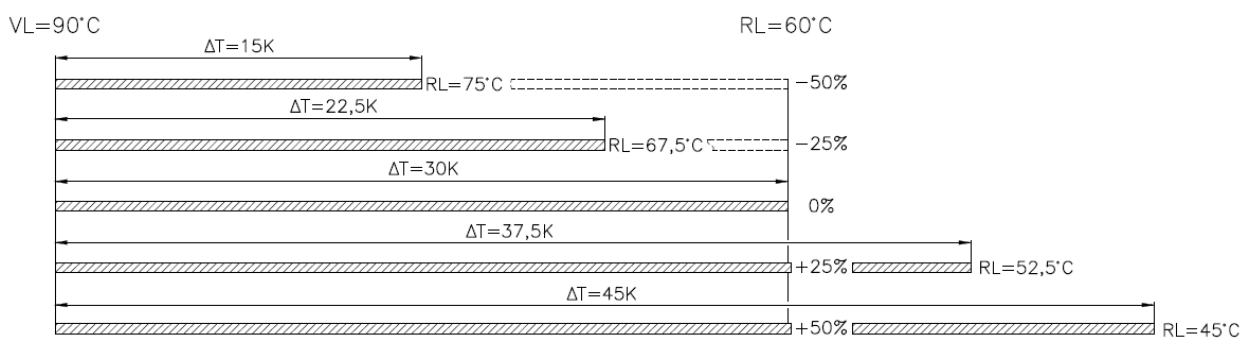


Abbildung 4-16: Änderung der Temperaturdifferenz des Fernwärmenetzes im Sommer des großen Netzes B für die Sensitivitätsanalyse

Der Effekt der niedrigen Rücklauftemperatur ist die Steigerung des Kollektorwirkungsgrades durch die tiefere mittlere Kollektor- bzw. Absorbentemperatur (vgl. Gl.3).

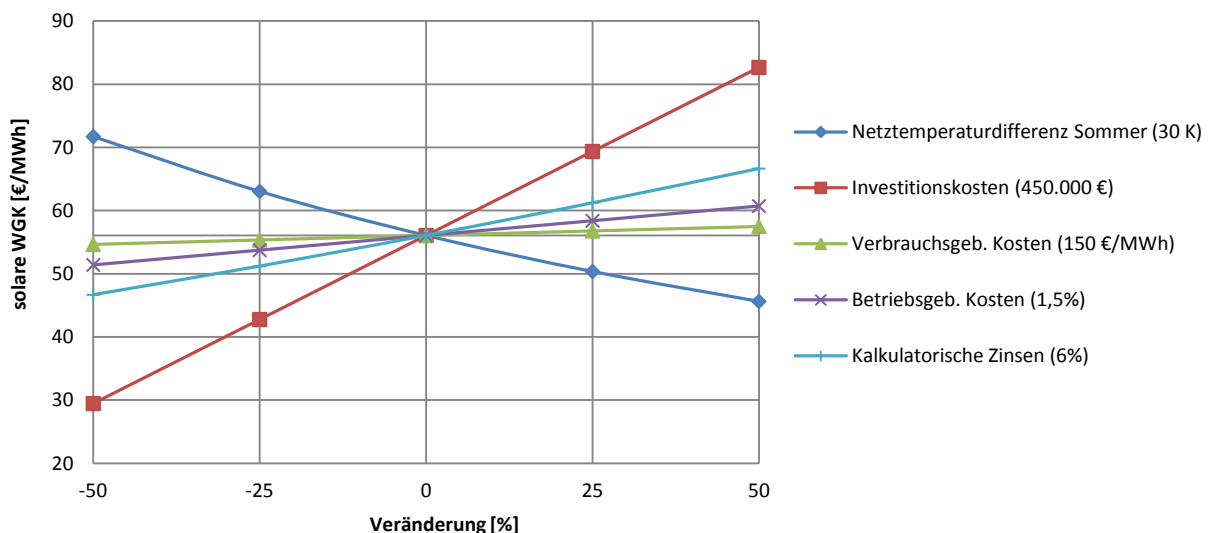


Abbildung 4-17: Sensitivitätsanalyse am Standort des großen Netzes B ohne Förderung

4.2.3 Fazit zu Variante 1

Eine solare Wärmeeinspeisung in das untersuchte große Fernwärmenetz B ist aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten mit Förderungen und sehr geringer Grundstückskosten interessant. Die dynamische Amortisationsrechnung ergibt Amortisationsdauern kürzer des festgelegten Betrachtungszeitraumes von 20 Jahren. Durch den mit der Kundenstruktur vorhandenen hohen Wärmebedarf während der Sommermonate ist eine konstante Wärmeabnahme der thermischen Solaranlage vorhanden. Die ausgeführte Variante einer Rücklaufanhebung mittels Direkteinspeisung und anschließender Nachheizung durch den Energieträger Erdgas wirkt sich auf Grund der nicht zu hoch ansteigenden Absorbertemperatur positiv auf den Kollektorwirkungsgrad, der nutzbaren Wärme und den jährlichen Solarertrag aus. Es wurde ein konstanter Wirkungsgrad des Gaskessels unabhängig von der Solareinspeisung angenommen. Der hohe Fernwärmebedarf ermöglicht den Einsatz von großen Kollektorfeldern, was jedoch mit einem hohen Bedarf an Grundfläche verbunden ist.

Die Simulation der Direkteinspeisung in das große Fernwärmenetz wurde erst durch die getroffene Annahme möglich, das Rücklaufvolumen des Wärmenetzes als Solarspeicher zu verwenden. Es erfolgte eine für diesen Fall spezielle Auslegung der Anlagenparameter im Simulationsprogramm.

4.3 Variante 2: Teilweise Substitution in kleinen Wärmenetzen

In diesem Kapitel wird die teilweise Substitution des derzeitigen Energieträgers Erdgas in einem kleinen Netz untersucht. Die Einspeisung der solaren Wärme in das Wärmenetz erfolgt über einen Pufferspeicher. Die Betrachtung richtet sich auf Wärmenetze im mehrgeschossigen Wohnbau und Hochhaussiedlungen. Stellvertretend für diesen solaren Betrachtungspunkt wurde die Untersuchung an dem ausgewählten Referenznetz, dem kleinen Netz A, durchgeführt. Die Verbrauchsdaten und angenommenen Zeiträume wurden bereits in Kapitel 3.4 beschrieben.

Die Aufgabenstellung beinhaltete eine wirtschaftliche Auslegung der Solarthermieanlage unter Erreichung eines möglichst hohen solaren Deckungsgrades.

4.3.1 Technische Betrachtung

Die Einbindung der Solaranlage in das Wärmenetz wird in Abbildung 4-18 in Form eines Prinzipschemas gezeigt und erfolgt so, dass im Rücklauf des Wärmenetzes der Pufferspeicher eingebunden wird und dieser über einen Wärmetauscher vom Kollektorkreis erwärmt wird. Der solar teilerwärmte Rückfluss des Wärmeträgers in das Wärmenetz erfolgt von einer hohen Position des Pufferspeichers als Rücklaufanhebung (RL-Anhebung) für die Kesselanlagen. Die anschließend erforderliche Nachheizung mittels der Erdgaskessel ermöglicht eine Bereitstellung der gewünschten Temperatur im Vorlauf. Eine direkte Einspeisung aus dem Speicher in das Fernwärmenetz wird durch eine zusätzliche hydraulische Verbindung ermöglicht, die in den Sommermonaten bei solarertragreichen Tagen eine sehr hohe solare Deckung der Wärme erreichen kann. Über einen Bypass ist es weiters möglich, den Pufferspeicher zu umgehen und die Wärmebereitstellung ausschließlich über die Erdgaskessel zu sichern. Dies ist z.B. dann der Fall, wenn die Temperatur des Pufferspeichers für eine Einspeisung in das Wärmeliefernetz nicht ausreicht und keine „Vorwärmung“ des Rücklaufs möglich ist.

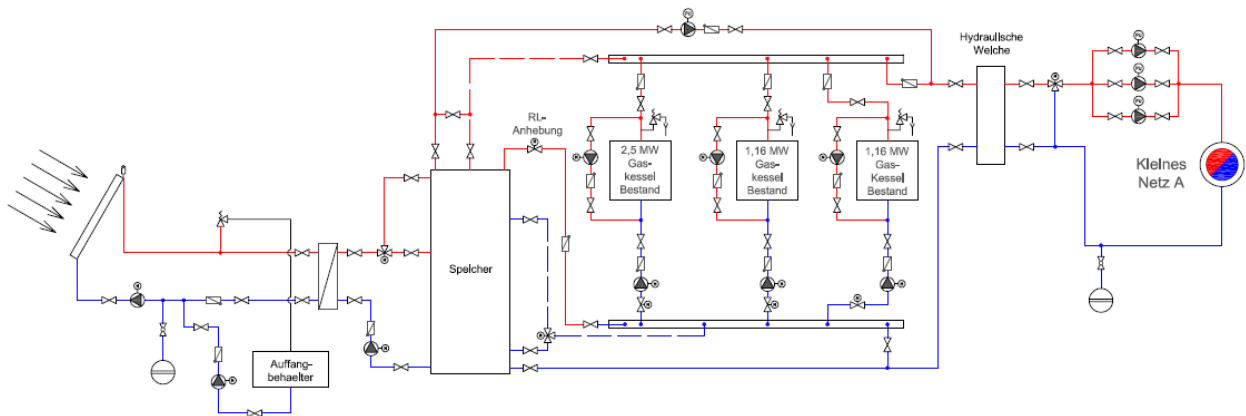


Abbildung 4-18: Prinzipschema der solaren Einspeisung und Speichereinbindung im kleinen Netz A

Die im später folgenden Kapitel 4.3.2 d beschriebene Einbindung des Pufferspeichers zur Begrenzung des Spitzenverbrauches (vor allem im Winter) ist im dargestellten Prinzipschema in Abbildung 4-18 durch die strichlierte Leitungsführung symbolisiert. In lastschwächeren Zeiten ist es daher möglich, den Speicher energiepreisoptimierter zu laden und die gespeicherte Wärme in Spitzenzeiten in den Fernwärmeverlauf einzuspeisen.

4.3.1.a Simulation

Für die Simulation mit dem Computerprogramm T*SOL[®] Expert 4.5 wurde die geeignete Simulationsvorlage definiert (vgl. dazu im Anhang Tabelle A-7). Der Aufbau der möglichst detailgetreuen Abbildung war mit T*SOL[®] durch Auswahl vorhandener Varianten und Verändern der Anlagenparameter möglich. In Abbildung 4-19 ist die verwendete Vorlage zu sehen. Die Wärmesenke ist in der Abbildung rechts durch das Symbol eines Wärmeübertragers dargestellt und entspricht dem untersuchten Fernwärmenetz. Der stündliche Wärmelastgang des Jahres 2012 wurde dem Programm in Form einer Excel-Datei hinterlegt (vgl. Abbildung 3-6). Der in Abbildung 4-19 ersichtliche Kollektorkreis auf der linken Seite ist über einen zweiten Wärmeübertrager vom Pufferspeicher hydraulisch getrennt. Die gelbe Kesselabbildung symbolisiert die drei vorhandenen Gaskessel. Die Be- und Entladung des Speichers wird durch die angebrachten Temperaturfühler (in der Abbildung seitlich am Speicher gekennzeichnet) gesteuert.

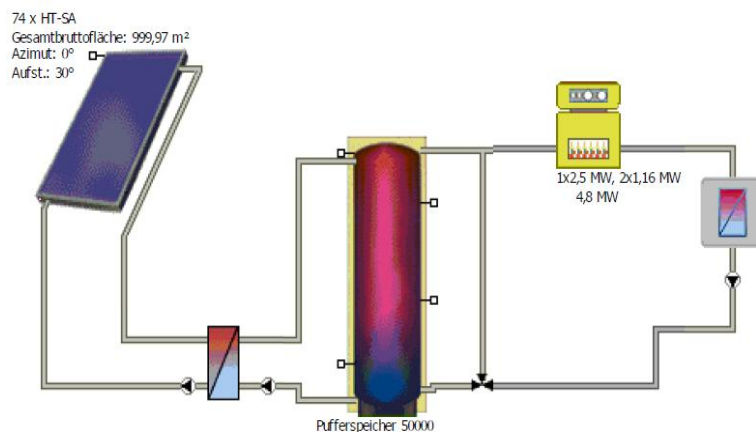


Abbildung 4-19: T*SOL[®] Simulationsabbildung vom kleinen Netz A (T*SOL Expert 4.5, 2013)

Die unterschiedlichen Netztemperaturen des Vor- und Rücklaufes in Abhängigkeit der Jahreszeit wurden insofern berücksichtigt, dass die Simulationen mehrfach periodenbezogen durchgeführt wurden. Der Nutzungsgrad wurde bei dieser Anlage konstant mit 86 % (bezogen auf H_i) angenommen. Die Auswertungen erfolgten für folgende Zeiträume:

- 01. Juni bis 31. August (Hochsommerbetrieb)
- 15. April bis 15. Oktober (Sommerbetrieb)
- 16. Oktober bis 14. April (Winterbetrieb, zusammengesetzt aus der periodenbezogenen Simulation von 16. Oktober bis 31. Dezember und 01. Jänner bis 14. April).

Durch die Addition der Ergebnisse für Sommer- (d.h. 15.04. – 15.10.) und Winterbetrieb (16.10. – 14.04.) wurde der Jahreswert ermittelt.

In Abbildung 4-20 ist die graphische Auswertung für den Bereich der solaren Hauptbetrachtung, in der Zeit von 01. Juni bis 31. August, zu sehen (vgl. dazu im Anhang Tabelle A-8). Die Simulation wurde für die Bruttokollektorflächen von 250 bis 3.000 m² in 250 m²-Schritten durchgeführt bei einem Neigungswinkelwinkel von 30° und gegebenen Temperaturprofil für Vor- und Rücklauf im Sommer. In Abhängigkeit dieser Flächen erfolgte die Simulation für Pufferspeichereinhalte von 25 bis 150 m³ in 25 m³-Schritte sowie 200 m³ und 300 m³. Die Darstellung stellt den solaren Deckungsgrad über der Kollektorfläche dar. Die Abbildung zeigt, dass sich der Verlauf des solaren Deckungsgrades bei zunehmender Kollektorfläche zu Beginn linear verhält. Ab einer bestimmten Größe des Verhältnisses Speichervolumen zu Kollektorfläche (l/m^2) nimmt der annähernd linear ansteigende Verlauf ab und nähert sich bei weiterer Erhöhung der Kollektorfläche einem Grenzwert der Deckung. Das Aufnahmevermögen der Solarwärme im Speicher nimmt ab. Am Beispiel des 25 m³-Speichers ist dieses Verhalten gut zu sehen. Bis zu einer Kollektorfläche von ca. 750 m² erfolgt die Entwicklung des Deckungsgrades linear auf ca. 25 %. Bei einer Verdoppelung der Kollektorfläche auf 1.500 m² nimmt der Deckungsgrad nur noch um 10 %-Punkte zu. Eine Erhöhung der Kollektorfläche um das Vierfache (auf 3.000 m²) äußert sich durch eine Steigerung des Deckungsgrades um ca. 17 %-Punkte.

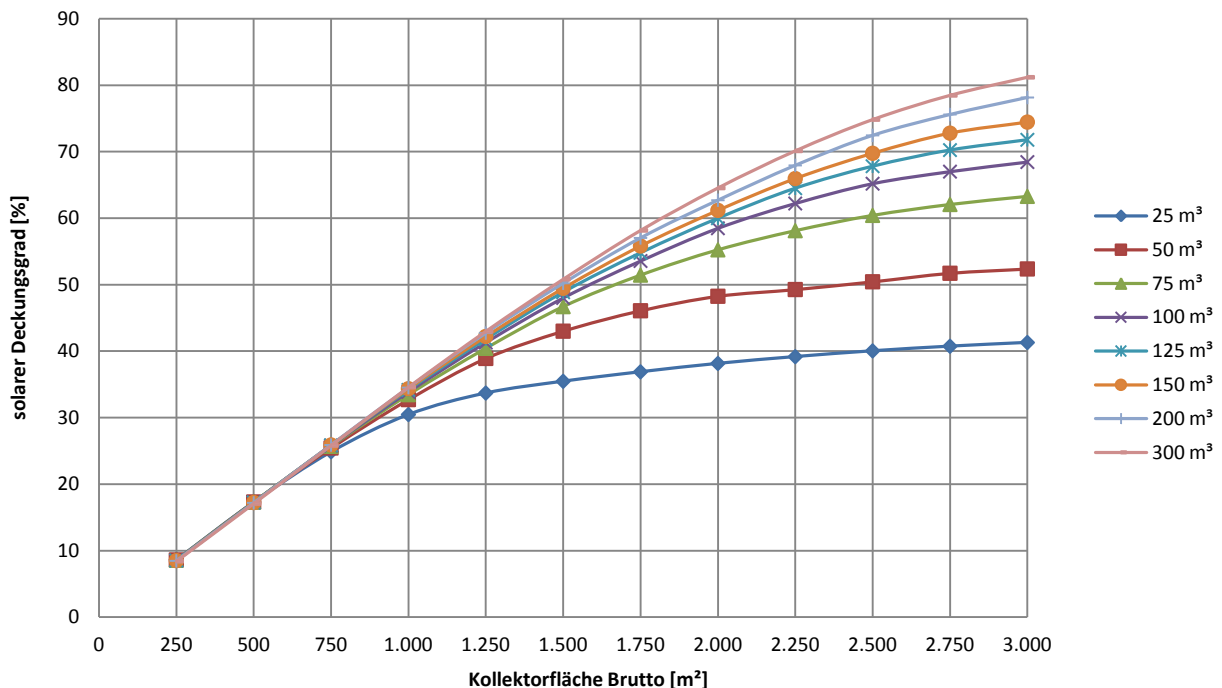


Abbildung 4-20: Solare Deckungsgrade mit verschiedenen Speichergößen und einem Kollektorneigungswinkel von 30° beim kleinen Netz A (01.06. – 31.08.)

Diese Ergebnisse lassen den Schluss zu, dass ein sehr hoher Deckungsgrad nicht nur mit entsprechend großen Kollektorflächen zu erreichen ist, es werden auch sehr großvolumige Pufferspeicher benötigt. Dies wird mit dem Verhältnis des Speichervolumens zu Kollektorfläche beschrieben. Beim Anstreben eines möglichst hohen solaren Deckungsgrades erfolgt die Bereitstellung der benötigten Wärme für das Wärmenetz (vgl. (Gl. 4) aus Kapitel 2.2.5) zum Großteil durch die thermische Solaranlage. Während der Wärmebedarf des laufenden Netzbetriebes durch die Solarthermieanlage sicherzustellen ist, werden zusätzlich für das Bewerkstelligen der Wärmelieferung in den Nacht-, Morgen- und Vormittagsstunden die gespeicherten Solarerträge der Vortage benötigt. Diese gespeicherte Wärme benötigt bei gegebener Temperaturdifferenz des Fernwärmenetzes von Vor- und Rücklauf ein großes Speichervolumen. Die Größe des Pufferspeichers hat neben der Kollektorfläche großen Einfluss auf die Investitionskosten.

Neben der wirtschaftlichen Sinnhaftigkeit bei Errichtung sehr großer Kollektorfelder muss zusätzlich auf die dadurch hervorgerufene Gefahr der Stagnation hingewiesen werden, wie sie bereits in Kapitel 2.2.6. beschrieben wurde.

4.3.1.b Ergebnisse der technischen Betrachtung

Durch die Tatsache, dass es sich bei der untersuchten Anlage derzeit um Wärmezeugung auf Basis fossiler Energieträger handelt, sind ein hoher solarer Deckungsgrad und damit eine hohe Substitution von Erdgas anzustreben. Die Planung der eingesetzten Solaranlage muss sich daher auf eine möglichst hohe solare Jahresertragsausbeute ausrichten, weshalb ein Aufstellwinkel von 30° gewählt wurde.

Um eine Eingrenzung der Variationsmöglichkeiten von Kollektorfläche und Speicher zu erreichen, war es aus wirtschaftlichen Überlegungen (darauf wird später in Kapitel 4.3.2 b eingegangen) sinnvoll, die Anlagenauslegung auf den annähernd linear beschriebenen Bereich, wie aus Abbildung 4-20 ersichtlich, einzugrenzen. Die annähernd lineare Steigung der abgebildeten Deckungsgradverläufe ist auf die konstante Abnahmekapazität des Speichers zurückzuführen. Bei beginnender Abflachung der Kurven steigt der Zugewinn an solarer Wärme zwar weiter, aber nicht mehr so stark. Dies schlägt sich in weiterer Folge in steigenden, solaren Wärmegehungskosten nieder.

Unter der Auflage eines möglichst hohen Deckungsgrades und wettbewerbsfähiger Wärmegehungskosten erfolgte eine ausführlichere Simulation für jene Varianten, die in Abbildung 4-21 dargestellt sind. Die Ergebnisse dieser Auswertung waren die Grundlage für die Berechnung der solaren Wärmegehungskosten in der später folgenden Abbildung 4-25.

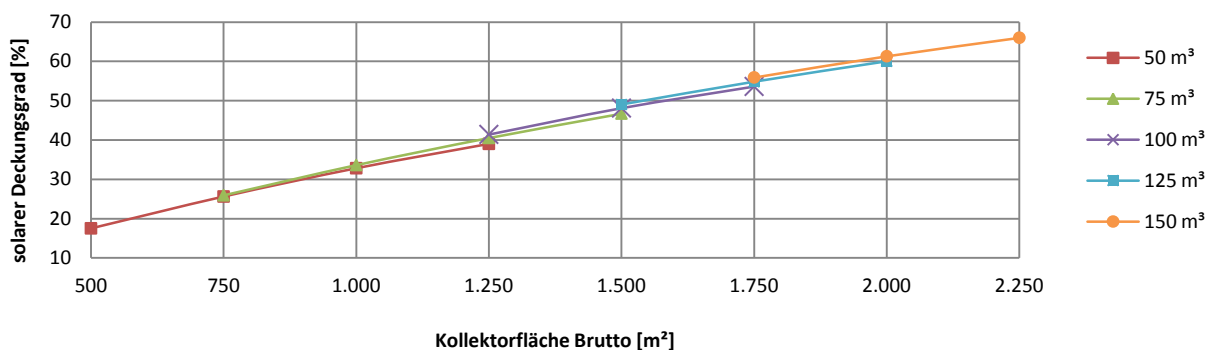


Abbildung 4-21: Auszug aus Abbildung 4-20 – Anstieg des solaren Deckungsgrades bei verschiedenen Speichergrößen im kleinen Netz A (01.06. – 31.08.)

Als Ergebnis der durchgeführten Simulationen und der anschließenden wirtschaftlichen Betrachtung (siehe Abbildung 4-25) wurde eine detaillierte Ausarbeitung für eine Brutto-Kollektorfläche von 1.000 m², einem Speichervolumen von 50 m³ und einem Massenstrom im Kollektorkreis von 20 kg/(m²·h) vorgenommen. Die Ergebnisse werden in Tabelle 4-5 gezeigt. Die errechnete Aperturfläche beträgt ca. 923 m². Die Berechnung der Einsparung an Erdgas erfolgte über die saisonal abhängigen Nutzungsgrade und unter Berücksichtigung des Verrechnungsbrennwert des Marktgebietes Ost.

Tabelle 4-5: Ergebnisse der Simulation für die gewählte Solarthermieanlage mit 1.000 m² Brutto-Kollektorfläche und 50 m³ Speichervolumen des kleinen Netzes A

Bezeichnung	Einheit	Jahr	01.06. - 31.08.	15.04. - 15.10	16.10. - 14.04.
Gasverbrauch	[MWh]	8.009	582	1.855	6.154
Wärmebedarf	[MWh]	6.205	451	1.437	4.768
Einstrahlung auf Kollektorfläche	[MWh]	1.099	407	766	333
Abgegebene Energie Kollektorkreis	[MWh]	356	151	284	72
Abgegebene spezifische Energie Kollektorkreis	[kWh/m ²]	386	163	307	79
Einsparung Erdgas bez. auf Brennwert	[MWh]	459	194	367	92
Deckungsgrad	[%]	5,7	33,3	19,7	1,5

Unter Bezugnahme der gewählten Konfiguration von Kollektorfläche und Speichervolumen ergibt sich ein spezifisches Solarspeichervolumen von 50 Liter pro m² Bruttokollektorfläche. Bezogen auf die Aperturfläche beträgt das spezifische Solarspeichervolumen ca. 54 Liter pro m².

Durch den niedrigen Wärmebedarf während des Sommerbetriebes sind eine gesicherte Wärmeabnahme der Solaranlage und die sich ergebende Kollektortemperatur zu untersuchen. Um eine Überhitzung und in weiterer Folge Stagnation zu vermeiden, muss eine Strategie zur Kühlung bzw. eine Verwendung des Netzvolumens als zusätzlicher Speicher in Betracht gezogen werden.

In Abbildung 4-22 ist der Verlauf der eingespeisten solaren Wärmeleistung, der Wärmeleistung des Wärmenetzes und der Kollektortemperatur für die drei Sommermonate Juni, Juli und August dargestellt. Der Wärmebedarf des kleinen Netzes A wird nur zu einem Teil durch die solaren Erträge der Solarthermieanlage erzielt. Die Temperaturen der Kollektoren deuten nicht auf die Gefahr einer Überhitzung hin, da die Werte deutlich unter 100 °C bleiben.

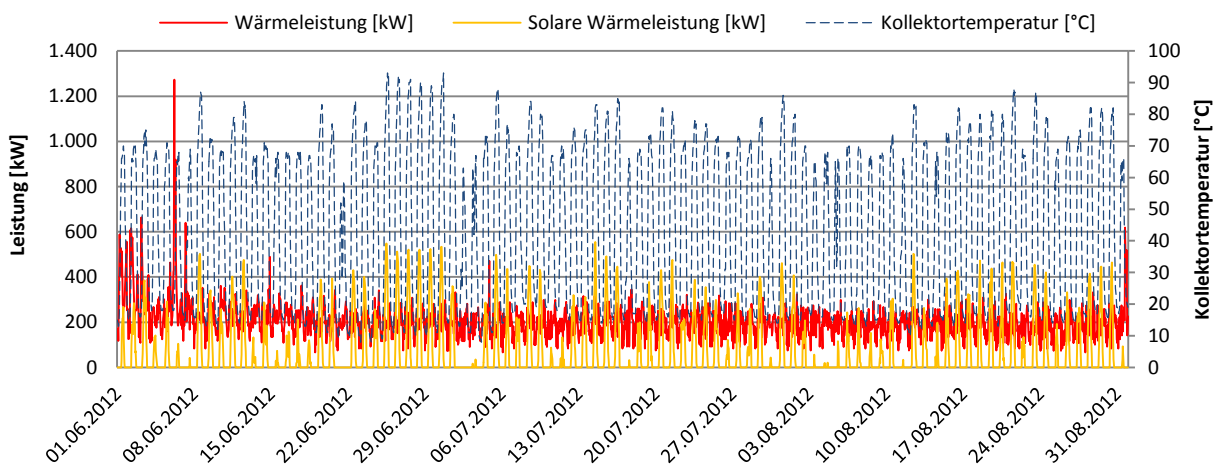


Abbildung 4-22: Verlauf der eingespeisten solaren Wärmeleistung, der Wärmeleistung des Fernwärmenetzes und der Kollektortemperatur im Zeitraum 01.06. - 31.08. der gewählten Konfiguration (1.000 m², 50 m³) am Standort des kleinen Netzes A

Der Zeitraum von ca. einer Woche Ende August wurde genauer betrachtet. Aus dem Klimadatenprofil geht eine Hochsommerwoche hervor. Neben der erzeugten Solarwärme ist auch die Entwicklung der Kollektortemperaturen zu untersuchen.

Die folgende Abbildung 4-23 ist eine detaillierte Auswertung dieser Sommerwoche. Zusätzlich zur Wärmeleistung des Wärmenetzes, der solaren Wärmeleistung und der Kollektortemperatur ist auch die Ladeleistung des Solarspeichers, hervorgerufen durch die Be- und Entladung, abgebildet. Es ist der Abbildung zu entnehmen, dass an sehr solarertragreichen Tagen die abgegebene Energie des Kollektorkreises die benötigte Wärmeenergie übersteigt. Dieser Überschuss gelangt in den Pufferspeicher und wird bei Rückgang der Sonneneinstrahlung, z.B. während der Nachtstunden, in das Wärmenetz eingespeist. Eine Nachheizung wäre in diesem Fall nur in der Nacht und in den Morgenstunden erforderlich.

Die strichpunktierte grüne Kurve zeigt die Ladeleistung des Speichers. Sie steigt bei solarer Wärmegegewinnung und äußert sich als negatives Kurvenstück bei Entladung. Dabei ist die positive Fläche unter der grünen Kurve (Beladung) gleich der negativen Fläche (Entladung). In jenen Kurvenbereichen, in der die grüne Linie horizontal dargestellt ist, finden weder eine Be- noch eine Entladung statt.

Die Kollektortemperatur entwickelt sich täglich ausgehend von ca. 12 °C in den Nachtstunden und in der Früh bis zu einer Maximaltemperatur von ca. 88 °C. Die Simulation zeigt in der Hochsommerwoche keine Gefahr der Stagnation bei Sicherstellung des laufenden Betriebes.

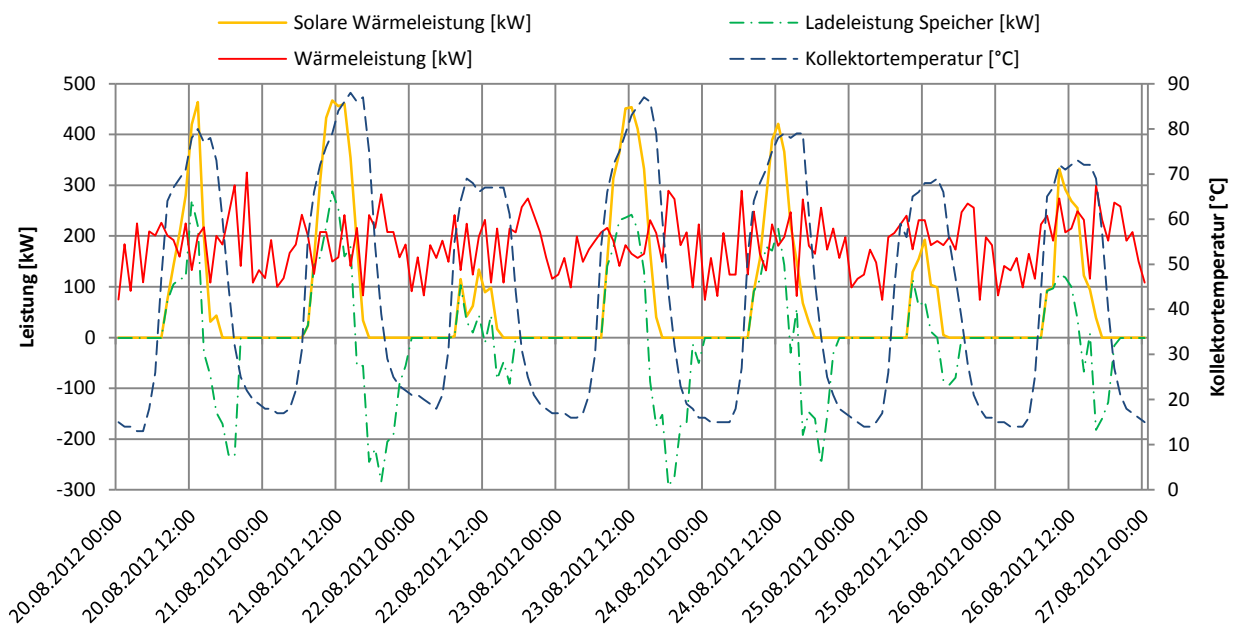


Abbildung 4-23: Entwicklung der Leistungen und der Kollektortemperatur in einer Hochsommerwoche (20.08. - 26.08.) der gewählten Konfiguration (1.000 m², 50 m³) des kleinen Netzes A

Bei Anwendungen im mehrgeschossigen Wohnbau gibt es viele Möglichkeiten, die Kollektoren anzubringen. Diese reichen von Fassadenkollektoren, Montagen auf Carports, Indacheinfassungen bis zur Anbringung mittels allfälliger Aufständering am Dach. Für diese Diplomarbeit wurde hinsichtlich der Investitionskosten für die Kollektoren die Variante der Kollektormontage mittels Aufständering auf einem Flachdach untersucht. Prinzipiell besteht die Möglichkeit einer Pachtung oder sonstigen Entschädigung. Dies wurde im Detail nicht untersucht. Um eine solche Errichtung überhaupt zu ermöglichen, sind neben der

Benutzungsbewilligung der Gebäudeeigentümer auch die statischen Gegebenheiten durch eine Mehrbelastung der Kollektoranlagen am Gebäude zu berücksichtigen.

Unter der Berücksichtigung eines Aufstellwinkels von 30° werden pro Kollektor 31,95 m² Aufstellfläche benötigt. Daraus ergeben sich pro m² Bruttokollektorfläche 2,36 m² Grundfläche. Für die Gesamtfläche von 1.000 m² sind somit mindestens 2.360 m² Aufstellfläche erforderlich.

4.3.2 Wirtschaftliche Betrachtung

Das Ziel einer wirtschaftlichen Betrachtung war nicht nur eine Erhebung und Berechnung der auftretenden Errichtungs- oder Investitionskosten, sondern auch die Ermittlung der solaren Wärmegestehungskosten, der Einsparungen, der Amortisationszeit nach statischer und dynamischer Berechnung und eine Sensitivitätsanalyse. Zusätzlich wurde mit dem Projektpartner beschlossen, das Potential von zusätzlichen wirtschaftlichen Vorteilen bei Einbindung des Solarspeichers in das Anlagennetz zu untersuchen.

Die gewählte thermische Solaranlage mit einer Kollektorfläche von 1.000 m² und einem Speichervolumen von 50 m³ resultierte aus einer iterativen Berechnung, bei der sich diese Konfiguration als wirtschaftliches Optimum (vgl. Abbildung 4-25) erwies. Eine weitere Reduzierung der Kosten ist nur durch noch kleinere Speichervolumina möglich, was jedoch auch eine Reduktion des solaren Deckungsgrades zur Folge hat.

Aufgrund unzähliger, verschiedener Einflussfaktoren bei der gebäudeintegrierten Anwendung gestaltete sich die Festlegung auf einen aussagekräftigen Preisindikator für die Kollektoren schwierig. Hier spielen die Lage, Höhe, Dachbeschaffenheit und Anzahl der jeweiligen Flächen eine große Rolle, wie in Kapitel 4.1.3 beschrieben.

4.3.2.a Kostenaufstellung

Die Berechnung erfolgte nach VDI 2067 (2012) auf Basis jährlicher Annuitäten. Die Parameter und Richtwerte für diese Berechnung wurden in Kapitel 4.1.3 erläutert.

Ausgehend von einer Unterteilung in die vier Kostengruppen lt. VDI 2067 wurden auch die zwei betrachteten Förderprogramme des Bundes investitionsmindernd in die Berechnung mit einbezogen. Die Investitions- oder Errichtungskosten setzten sich aus den Solarthermiesystem- und Speicherkosten zusammen.

Beim Förderprogramm „Thermische Solaranlagen für Betriebe“ („TSfB“) wurde mit einem möglichen Fördersatz von 25 % auf förderfähige Kosten gerechnet. Der Fördersatz beim Förderprogramm „Solarthermie–solare Großanlagen“ („S-sG“) wurde wie in Kapitel 0 mit 40 % der umweltrelevanten Mehrinvestitionskosten angenommen. Bei der gewählten Anlage mit einer Kollektorfläche von 1.000 m² und einem Puffervolumen von 50 m³ wird die Spitzenleistung mit 700 kW angenommen. Ein leistungsgleicher Ölkessel würde 56.000 € kosten (Klima- und Energiefonds, 2013). In Tabelle 4-6 sind Kosten und die resultierenden, jährlichen Gesamtannuitäten angeführt. Ausgehend von den berechneten Investitionskosten wurden die Förderbeträge abgezogen, um in weiterer Folge die jährlichen Annuitäten zu errechnen. Die dabei lukrierbaren Förderungen betragen 83.375 € beim Programm „TSfB“ und 111.000 € bei „S-sG“.

Die jährliche Gesamtannuität ist unter Verwendung des Förderprogrammes „S-sG“ mit 27.194 € am geringsten (vgl. dazu im Anhang Tabelle A-9 & Tabelle A-10).

Tabelle 4-6: Investitionskosten und jährliche Gesamtannuitäten der gewählten 1.000 m² Solaranlage inkl. 50 m³ Speicher des kleinen Netzes A ohne (regulär) und mit (TSfB bzw. S-sG) Berücksichtigung der Förderung

	Einheit	regulär	TSfB	S - sG
Kosten für Aufstellfläche (Grundstückkosten)	[€]	0	0	0
Investitionskosten	[€]	333.500	333.500	333.500
Förderbetrag	[€]	0	83.375	111.000
Investitionskosten abzgl. Förderungen	[€]	333.500	250.125	222.500
durchschnittl. jährliche Gesamtannuität	[€/a]	36.871	29.602	27.194

Unter Berücksichtigung der beschriebenen Unterteilung ergeben sich für eine Aufstellung der Kosten hier jene drei Möglichkeiten, die in Abbildung 4-24 graphisch dargestellt werden. Die berechneten Annuitäten der Kostengruppen sind der beigefügten Tabelle zu entnehmen. Die Höhe der jährlichen Gesamtannuitäten ist zum größten Teil von den kapitalgebundenen Kosten abhängig. Auf die anderen Bestandteile der Gesamtannuitäten üben die möglichen Förderungen keinen Einfluss aus. Die verbrauchsgebundenen und sonstigen Kosten sind mit 1.017 € und 428 € verhältnismäßig gering.

Der Einfluss der betriebsgebundenen jährlichen Kosten auf die Gesamtannuität ist in der Berechnung nach VDI 2067 (2012) mit 6.351 € sehr hoch. Der Aufwand für Wartung und Inspektion, in den Berechnungen mit 1 % der Investitionskosten ohne Förderung angesetzt, stellt bei der gewerblich genutzten Anlage den internen Aufwand für die Betriebsführung dar. Bei den untersuchten Großanlagen sind die anzuwendenden Ansätze der VDI 2067 (2012) genauer zu analysieren. Erfahrungswerte von Kollektorherstellern, die sich als multiplikativer Faktor der erzeugten Solarwärme ergeben, gehen teilweise von günstigeren Gegebenheiten aus. Diskussionen ergaben jährliche betriebsgebundene Kosten von ca. 10 % der lt. VDI 2067 (2012) berechneten Werte. Diese Bandbreite ermöglicht viel Potential für die Optimierung der wirtschaftlichen Berechnungen.

Speziell bei Contracting-Lösungen ist der wirtschaftliche Erfolg abhängig von der möglichst genauen und detaillierten Aufstellung und Erfassen der Kosten.

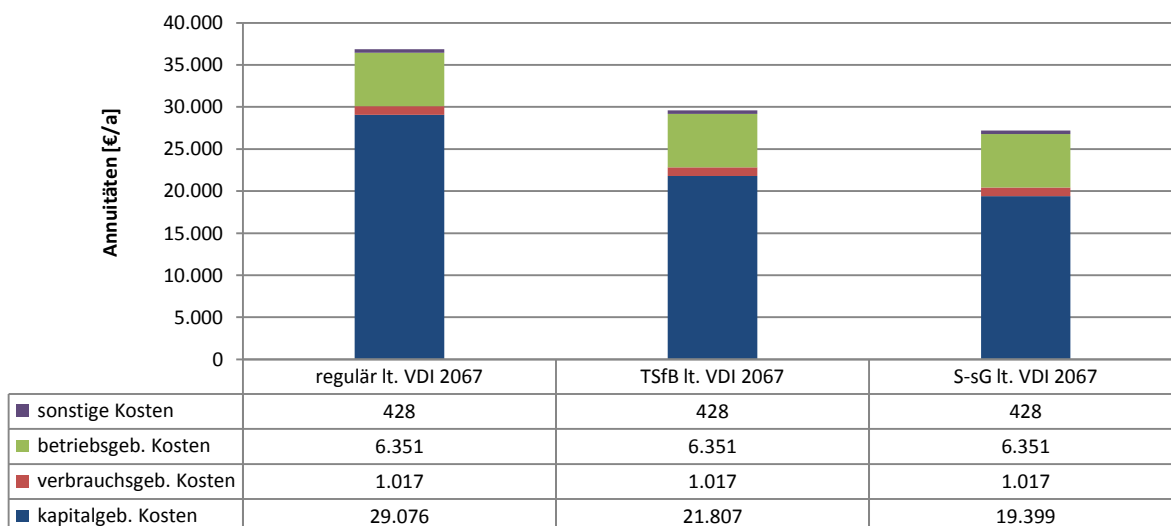


Abbildung 4-24: Jährliche Annuitäten der Kostengruppen der gewählten thermischen Solaranlage mit 1.000 m² Kollektorfläche und 50 m³ Speichervolumen des kleinen Netzes A ohne (regulär) und mit (TSfB bzw. S-sG) Berücksichtigung der Förderung

Die Kosten der Aufstellfläche wurden in dieser Berechnung vernachlässigt.

4.3.2.b Solare Wärmegestehungskosten

Aus der Vorgabe für die Ermittlung eines wirtschaftlichen Optimums sind in Abbildung 4-25 die Verläufe der Wärmegestehungskosten der beschriebenen Varianten von Abbildung 4-21 zu sehen. Als Grundlage der Kostenaufstellung wurde die Ermittlung lt. VDI 2067 (2012) ohne die Berücksichtigung der Fördermöglichkeiten durchgeführt. Der Abstand der Linien lässt sich mit der Mehrinvestition in den jeweils größeren Speicher erklären.

Die Berechnung der solaren Wärmegestehungskosten erfolgte unter Verwendung von (Gl. 7). Als günstigste Variante stellt sich die Auslegungsgröße einer thermischen Solaranlage mit 1.000 m² Brutto-Kollektorfläche und einem 50 m³ Speicher heraus. Als jährlicher Solarertrag wurden 356 MWh eingesetzt. Die daraus ermittelten solaren Wärmegestehungskosten betragen 103,6 €/MWh.

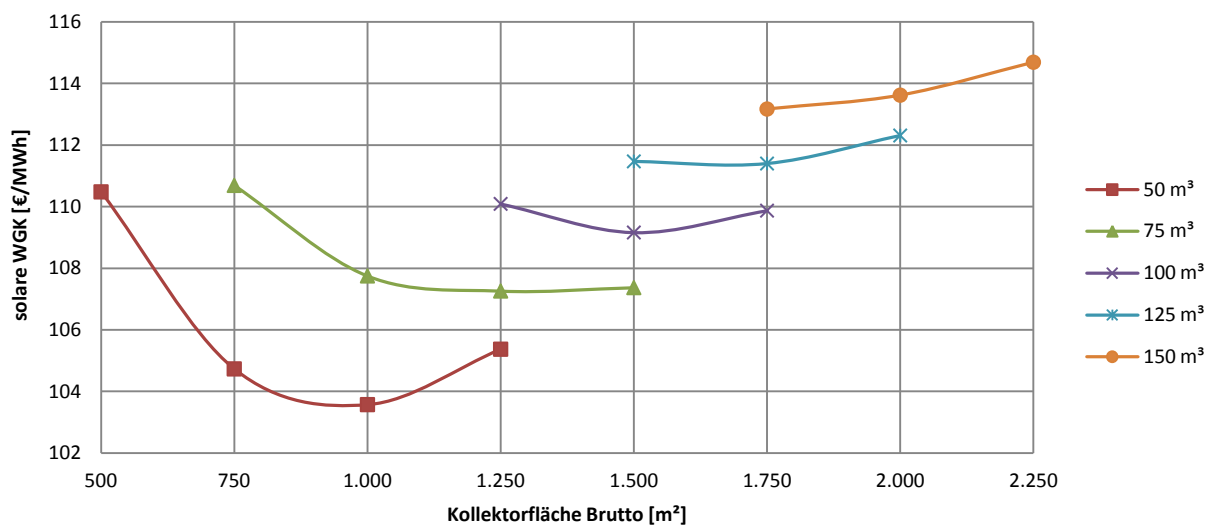


Abbildung 4-25: Vergleich der solaren Wärmegestehungskosten unterschiedlicher Speichergößen ohne Förderung am Standort des kleinen Netzes A

Eine weitere Reduktion der Wärmegestehungskosten ist nur bei noch kleiner dimensionierten Speichern möglich. Dies hätte jedoch einen niedrigeren solaren Deckungsgrad zur Folge. Es ist naheliegend, dass die günstigste Möglichkeit eine Konfiguration von 0 m² Kollektorfläche und 0 m³ Speichervolumen wäre.

Unter Anwendung der investitionsmindernden beschriebenen Fördermöglichkeiten wurden für die drei Möglichkeiten die solaren Wärmegestehungskosten errechnet und in Abbildung 4-26 dargestellt. Ausgehend vom regulären Fall mit 103,6 €/MWh ergaben sich für das Förderprogramm „Thermische Solaranlagen für Betriebe“ 83,2 €/MWh. Beim Förderprogramm „Solarthermie–solare Großanlagen“ waren Wärmegestehungskosten von 76,4 €/MWh erreichbar.

Durch diese Gegenüberstellung wird erkennbar, wie sehr sich der Einfluss von fördergebenden Maßnahmen der öffentlichen Hand auf die solaren Wärmegestehungskosten auswirkt. Durch den hohen Anteil der kapitalgebundenen Kosten an der jährlichen Gesamtannuität bei thermischen Solaranlagen sind Unterschiede von über 25% erkennbar.

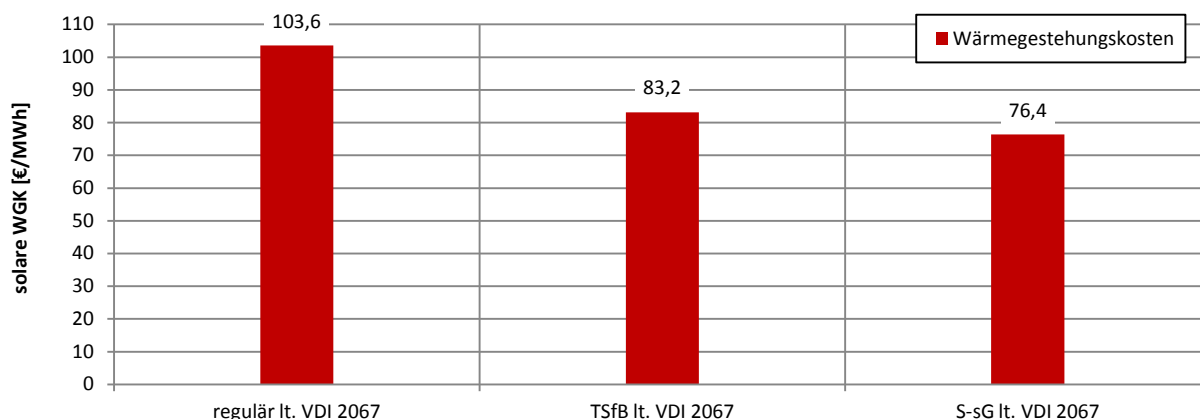


Abbildung 4-26: Solare Wärmegestehungskosten der gewählten Konfiguration (1.000 m² Bruttokollektorfläche, 50 m³ Speicher) beim kleinen Netz A ohne (regulär) und mit (TSfB bzw. S-sG) Berücksichtigung der Förderung

4.3.2.c Einsparungen

Um die Einsparungen bei Errichtung der Solaranlage ermitteln zu können, war es notwendig, die variablen Bestandteile des Erdgaspreises zu bestimmen und durch einen zusammengesetzten Arbeitspreis zu ersetzen.

Diese Anlage ist lt. GSNE-VO 2013-Novelle 2013 (2012) dem Bereich Oberösterreich und der Netzebene 3 zuzuordnen. Zur Berechnung der verbrauchsabhängigen Systemnutzungsentgelte wurde ein Mischpreis aus Zone A und B ermittelt. Die Zusammensetzung der variablen Erdgaskosten ist in Tabelle 4-7 abgebildet. Durch die Berechnung der einzelnen Preispositionen und anschließender Addition wurden die gesamten, verbrauchsabhängigen Erdgaskosten des Jahres 2012 vom kleinen Netz A ermittelt.

Tabelle 4-7: Verbrauchsabhängige Erdgaskosten ohne Solaranlage des kleinen Netzes A

Bezeichnung	Menge	spez. Kosten	Kosten
	[MWh]	[€/MWh]	[€]
Energiepreis	8.008,502	30,000	240.255,07
Erdgasabgabe	8.008,502	5,899	47.242,15
Systemnutzungsentgelte			
Arbeitspreis Zone A	5.000,000	3,497	17.485,00
Arbeitspreis Zone B	3.008,502	1,545	4.648,14
Summe verbrauchsabh. Kosten			309.630,36

Unter der Verwendung von (Gl. 13) ergibt sich ein verbrauchsabhängiger Mischpreis für das kleine Netz A von 38,66 €/MWh.

Die jährliche Einsparung, hervorgerufen durch den solaren Wärmeertrag von 356 MWh, ergibt unter Berücksichtigung des Nutzungsgrades 459,48 MWh an Erdgas, bezogen auf den Verrechnungsbrennwert. Aus diesem Grund senkt sich der jährliche Gasverbrauch von 8.008,5 MWh auf 7.549 MWh. Bei Ermittlung der verbrauchsgebundenen Erdgaskosten abzüglich der durch den solaren Wärmeertrag hervorgerufenen Einsparungen an Erdgas ergab sich ein spezifischer verbrauchsabhängiger Mischpreis von 38,74 €/MWh. Für die weitere Berechnung der verbrauchsbezogenen Einsparung der Erdgaskosten wurde mit einem gemittelten Wert von 38,7 €/MWh gerechnet.

Als mögliches Einsparungspotential durch die Realisierung einer Solaranlage wurde für das erste Jahr der Investition 17.763 € errechnet.

4.3.2.d Zusatznutzen und Potentiale eines Wärmespeichers bei gasbetriebenen Wärmenetzen

Neben den Einsparungen an Erdgas, die sich aufgrund der solaren Wärmeerträge ergeben, gibt es durch den Einbau des Pufferspeichers auch die Möglichkeit, zusätzliche wirtschaftliche Vorteile zu nutzen und das Lastmanagement der Anlage zu optimieren. Die Betrachtung richtet sich dabei auf die leistungsabhängigen Bestandteile des Systemnutzungsentgelts.

In diesem Zusammenhang sei auf den Ausdruck „Peak Shaving“ und auf die Analogien in der Elektrizitätswirtschaft verwiesen, wo das Glätten von Leistungsspitzen und das Auffüllen von Lasttälern im Netzverbund einen immer größeren Stellenwert erhält und die Bedeutung viel ausgeprägter ist als in der Gaswirtschaft.

Das Systemnutzungsentgelt bestimmt sich lt. GWG 2011 (2011) aus folgenden Bestandteilen:

- Netznutzungsentgelt
- Netzzutrittsentgelt
- Netzbereitstellungsentgelt
- Entgelt für Messleistungen und sonstige Leistungen

Da es sich um eine bestehende Anlage handelt, entfallen das Netzzutrittsentgelt und das Netzbereitstellungsentgelt. Es wurde angenommen, dass die bestehenden Zähler nicht gewechselt werden und die Kosten für Messleistungen gleich bleiben. Somit beschränkt sich die Betrachtung auf die Hauptkomponente der Systemnutzungsentgelte, den Netznutzungsentgelt. Dieses Entgelt wird verbrauchs- und leistungsabhängig in der GSNE-VO 2013 in Zonen und Staffeln angegeben und setzt sich aus folgenden Preisgruppen zusammen:

- Netz-Leistungspreis als fixer Bestandteil
- Netz-Arbeitspreis als variabler Bestandteil

Der Netz-Arbeitspreis ist vom tatsächlichen Verbrauch des Kunden abhängig und wird nach verbrauchter Kilowattstunde verrechnet. Dieser Kostenanteil wurde bereits bei der Berechnung der verbrauchsabhängigen Kosten berücksichtigt und kommt hier nicht zur Anwendung.

Der Netz-Leistungspreis ist abhängig von den Spitzenverbräuchen. Durch die Errichtung des Pufferspeichers für die thermische Solaranlage ist nicht nur die Speicherung des solaren Wärmeertrages im Sommer möglich, sondern es wird auch die Fähigkeit des Speichers zur zeitlichen Entkopplung von Angebot und Verbrauch während der Wintermonate genutzt. Durch die angepasste Regelung des Erdgasverbrauches für die Wärmebereitstellung ist es möglich, die leistungsabhängigen Bestandteile des Netznutzungsentgelts zu beeinflussen.

Die Berechnung des Leistungspreises wird durch die folgenden gesetzlichen Regelungen durchgeführt, die nachfolgend erläutert werden.

§ 10 Abs. 5 GSNE-VO 2013: *„Zur Ermittlung der Basis für die monatliche Verrechnung des leistungsbezogenen Anteils des Netznutzungsentgelts für leistungsgemessene Anlagen ist die in der Abrechnungsperiode von einem Monat gemessene höchste stündliche Leistung heranzuziehen und mit dem Zwölftel des verordneten Leistungspreises zu multiplizieren. [.....] Unabhängig von der tatsächlich gemessenen höchsten stündlichen Leistung eines Monats ist zur Ermittlung der Basis für die Verrechnung des leistungsbezogenen Anteils des Netznutzungsentgelts jedenfalls die Mindestleistung gemäß § 2 Abs. 1 Z 9 heranzuziehen.“* (siehe Gl.13)

$$\text{leistungsbez. monatliche Kosten} = \frac{P_{\max_Gas} \cdot LP}{12} \quad \left[\frac{\text{€}}{\text{Monat}} \right] \quad (\text{Gl. 13})$$

$P_{\max_Gas} \dots$	monatlich höchste gemessene stündliche Leistung	$\left[\frac{\text{kWh}}{\text{h} \cdot \text{Monat}} \right]$
$LP \dots$	Leistungspreis	$\left[\frac{\text{€}}{\text{kWh/h}} \right]$

§ 10 Abs. 6 GSNE-VO 2013: „Wird die vertraglich vereinbarte Höchstleistung innerhalb eines Monats pro Zählpunkt überschritten, ist für die Leistungsüberschreitung der doppelte Leistungspreis zu verrechnen. Der Verrechnung ist die höchste stündliche Leistung des Monats zu Grunde zu legen.“

Eine Überschreitung der vertraglich vereinbarten Höchstleistung sollte daher soweit wie möglich vermieden werden, da dies einen zusätzlichen finanziellen Mehraufwand bedeuten würde.

Um zu hoch angesetzten, vertraglich vereinbarten Höchstleistungen entgegenzuwirken und damit für die Lieferanten bessere, planbare Betriebsbedingungen und Ressourcenentwicklungen zu schaffen, wurde vom Gesetzgeber eine Mindestleistung eingeführt. Diese wird in § 2 Abs. 1 Z 9 GSNE-VO 2013 beschrieben und ist der Anteil von 20 % der vertraglich vereinbarten Höchstleistung pro Zählpunkt. Dies wirkt sich nachteilig für alle Anlagen aus, die im Sommer außer Betrieb genommen werden. Die vertraglich vereinbarte Höchstleistung ist nach § 2 Abs. 1 Z 14 GSNE-VO 2013 der technische oder, sofern vereinbart, der vertragliche Anschlusswert, der den tatsächlichen Kapazitätsbedürfnissen zu entsprechen hat.

Für die Berechnung der monatlichen Höchstleistungen wurden aus der Jahreslastganglinie 2012 der Wärme jene Tage ausgewählt, die den monatlich höchsten Wärmebedarf aufweisen. Das Wärmespeichervermögen eines 50 m³-Pufferspeichers ist neben seinem Volumen vor allem durch die Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf des Fernwärmenetzes gegeben. Diese beträgt in den Wintermonaten durchschnittlich 24 K (VL = 84 °C / RL = 60 °C). Daraus ergibt sich eine mögliche Wärmespeicherfähigkeit von ca. 1.400 kWh. Um hier eine Optimierung durchführen zu können, darf in dieser Berechnung der tägliche Mehrverbrauch das Potential der möglichen Energiespeichermenge nicht überschreiten. Wärmeverluste des Speichers werden hier vernachlässigt. Die Berechnungen der sich dadurch neu ergebenden Höchstleistungen müssen separat für jeden Monat durchgeführt werden. Nachdem die Lastgangoptimierung der Wärmebereitstellung bei Einbindung des Speichers durchgeführt wurde, erfolgte die Rückrechnung des Wärmeverbrauches auf den Verrechnungsbrennwert des Erdgases. Daraus ergaben sich die neuen monatlichen Höchstleistungen. Der Tag mit dem höchsten Wärmebedarf 2012 war der 12. Februar und dieser bestimmte die unterste Grenze einer neuen vertraglichen Höchstleistung.

Bei Einbindung eines Pufferspeichers lässt sich daher die klare Aussage treffen, dass nicht der maximale stündliche Energiebedarf bzw. eine einmalige Leistungsspitze die monatliche Höchstleistung bestimmen, sondern ein hoher Verbrauch über einen längeren Zeitraum.

Unter der Annahme, dass die Minderverbräuche an Erdgas infolge der Nachtabsenkungen zur Speicherbeladung herangezogen werden (vgl. Abbildung 4-18), wird während der Morgen- und Abendspitze die gespeicherte Wärme wieder entladen. Dies ergab im nachträglich berechneten Fall eine durch die Optimierung reduzierte neue Leistungsgrenze von 2.513 kW. Die neue vertraglich vereinbarte Höchstleistung wurde unter der Berücksichtigung möglicher

Neuanschlüsse von Verbrauchern etwas höher mit 2.600 kW festgelegt. Die zum Zeitpunkt der Diplomarbeit vertraglich vereinbarte Höchstleistung des kleinen Netzes A betrug 3.010 kW.

In Tabelle 4-8 ist die Berechnung des leistungsbezogenen Anteils des Netznutzungsentgelts dargestellt. Um mögliche Ersparnisse festzustellen, wurden die Kosten monatlich jeweils ohne und mit Berücksichtigung einer Speichereinbindung gerechnet. Diese Anlage ist lt. GSNE-VO 2013 dem Bereich Oberösterreich der Netzebene 3 zuzuordnen. Der Leistungspreis beträgt 4,29 €/MWh.

Bei Verwendung des 50 m³-Pufferspeichers sind somit zusätzliche Einsparungen durch Senkung der Höchstleistung von ca. 2.747 € im ersten Jahr der Investition möglich. Die Ersparnisberechnung erfolgte auch für größere Speichervolumina. Dabei ergab sich für den 75 m³-Pufferspeicher eine mögliche jährliche Ersparnis von 3.030 € und für den 100 m³-Pufferspeicher ca. 3.156 €. Daraus lässt sich schließen, dass der Zugewinn von Einsparungen bei größer werdenden Puffervolumina abnimmt. Bereits ein Einbau eines kleinen Pufferspeichers wirkt sich jedoch positiv auf die Kostensenkung aus.

Tabelle 4-8: Berechnung des leistungsbezogenen Anteils des Netznutzungsentgelts beim kleinen Netz A

Monat	ohne Speicher		mit 50 m ³ Speicher	
	P _{max Gas}	LP	P _{max Gas}	LP
	[kWh/h]	[€]	[kWh/h]	[€]
Jänner	2.809	1.004,21	1.980	707,85
Februar	2.867	1.025,05	2.513	898,40
März	2.502	894,57	1.702	608,47
April	2.338	835,97	1.431	511,58
Mai	1.679	600,26	982	351,07
Juni	1.644	587,57	761	272,06
Juli	609	217,63	520	185,90
August	797	285,00	520	185,90
September	1.539	550,23	895	319,96
Oktober	2.287	817,73	1.631	583,08
November	2.660	951,05	1.604	573,43
Dezember	2.748	982,57	2.258	807,24
Summe		8.751,85		6.004,93

Durch den zusätzlichen Einsatz von verbrauchslimitierenden Erdgasbrennern und die in Kapitel 2.3.5 beschriebene Strategie der Erhöhung der Vorlauftemperatur des Fernwärmenetzes vor Spitzenverbrauchszeiten ist eine weitere Reduzierung der Leistungsgrenzen möglich.

In Abbildung 4-27 ist eine optimierte Betriebsführung mit und ohne Einbindung eines Speichers für die Dauer einer Woche dargestellt. Dabei wurde auf die kälteste Periode im Jahr 2012 (08.02. – 14.02.) Bezug genommen. Die gespeicherte Energie ist rot und die Übertretungen des Spitzenverbrauches (altes Lastgangprofil ohne Speichereinbindung) sind blau gekennzeichnet. Die orange gekennzeichnete Fläche ist der Lastgang des Gasverbrauches ohne der Spitzenübertretung und ohne gespeicherter Energie.

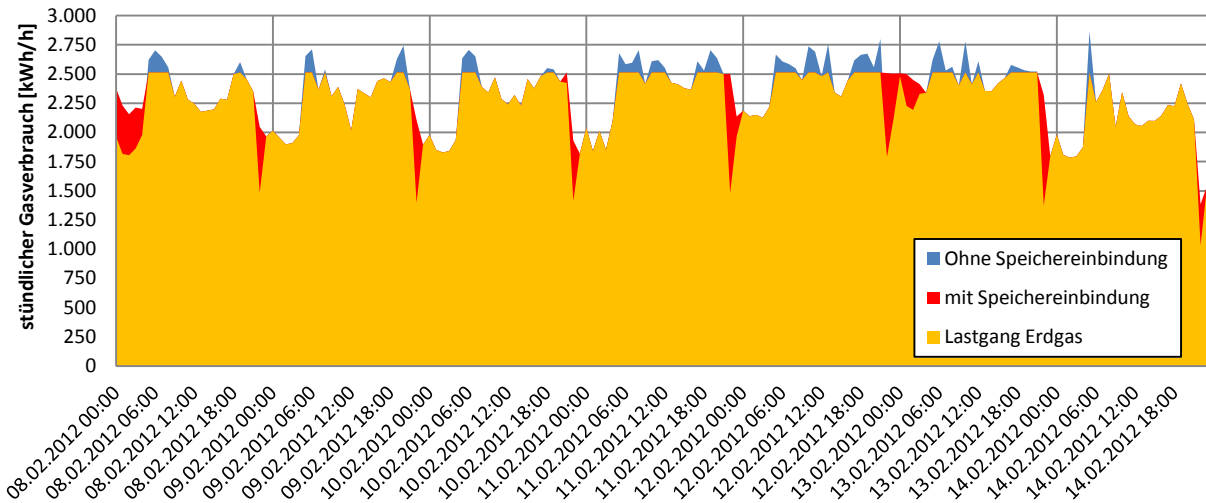


Abbildung 4-27: Einfluss von „Peak Shaving“ bei der erdgasbefeuerten Anlage mit 50 m³-Speicher-Einbindung

Durch die Betriebsoptimierung ergibt sich, resultierend aus der Lastganglinie, eine neue Dauerlinie für die untersuchte Woche. Durch die Begrenzung des Spitzenverbrauches muss bei gleichbleibendem, periodischem Erdgasbezug die Erzeugung in Richtung lastschwächerer Zeitabschnitte verlagert werden. Dies äußert sich in Abbildung 4-28 durch eine Anhebung der Dauerlinie im unteren Leistungsbereich und somit zu einem gleichmäßigeren Verbrauch, der sich wiederum positiv für eine leitungsgebundene Energielieferung auswirkt.

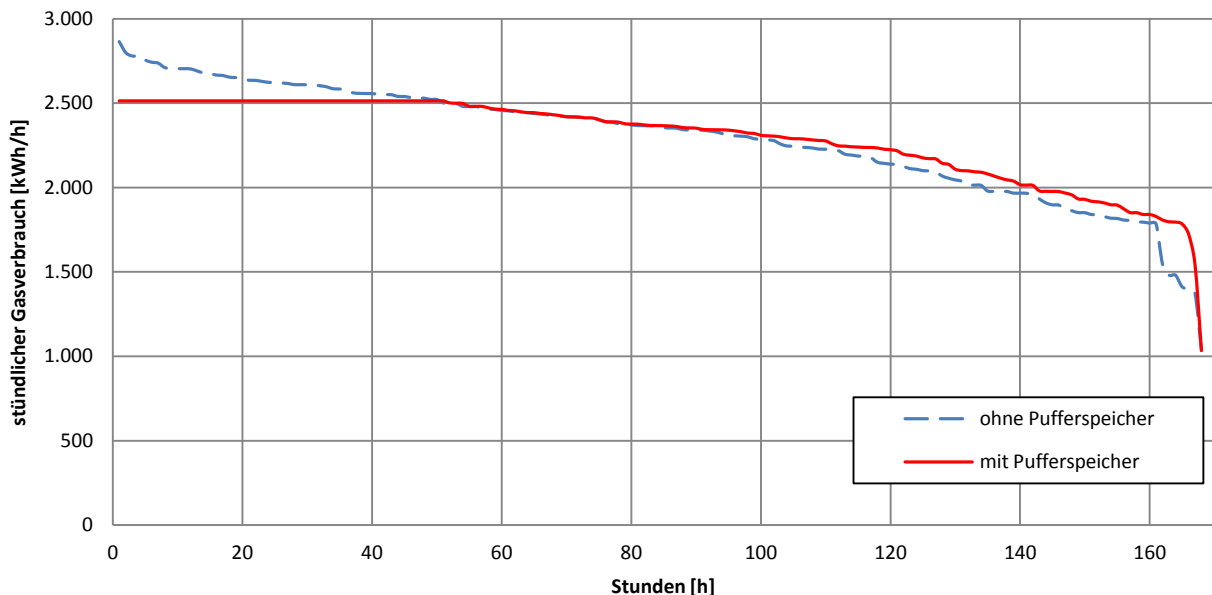


Abbildung 4-28: Darstellung der Dauerlinien mit und ohne Speichereinbindung des 50 m³ Speichers

Es handelt sich hierbei jedoch um Überlegungen mit ideal angenommenen Bedingungen. In Wirklichkeit beeinflussen viele Faktoren die Betriebsführung und in letzter Folge ist das Benutzerverhalten der Verbraucher sehr entscheidend und wenig beeinflussbar.

4.2.2.e Amortisation

In Abbildung 4-29 ist die Amortisationsdauer der gewählten Anlage von 1.000 m² Bruttokollektorfläche und 50 m³ Speichervolumen auf Basis einer statischen und dynamischen Amortisationsrechnung dargestellt.

Die jährlichen Einnahmen (bezogen auf das erste Jahr der Investition) setzen sich aus den Erdgaseinsparungen des verbrauchsgebundenen Betrages von 17.763 € und der errechneten Einsparung bei Senkung der Höchstleistung von 2.747 € zusammen. Die Berechnungen erfolgten für die drei Annahmefälle, den regulären Fall ohne Förderungen und für die Varianten mit Berücksichtigung auf die zwei betrachteten Förderprogramme.

Die durchgezogenen Linien in Abbildung 4-29 entsprechen den Entwicklungen der statischen Amortisationsberechnung, die strichpunktierten Kurven stellen die Entwicklungen der dynamischen Amortisationsdauer dar. Der Einfluss der Förderungen wirkt sich auch hier sehr stark aus. Ohne Förderung beträgt die statische Amortisationsdauer über 23 Jahre. Mit Förderungen wird diese Amortisationsdauer bis auf zu 15,5 Jahre verkürzt. Die dynamische Amortisationszeit wird bei gewählter Definition der Berechnung durch die Förderung des Programmes „S-sG“ auf 35,7 Jahre verkürzt und ist damit deutlich über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren. Ohne Förderungen würde sich unter Verwendung eines gewählten kalkulatorischen Zinssatzes von 6 % die Anfangsinvestition nicht dynamisch amortisieren. (Die zugehörigen Berechnungen sind in Tabelle A-11 und Tabelle A-12 im Anhang zu sehen.)

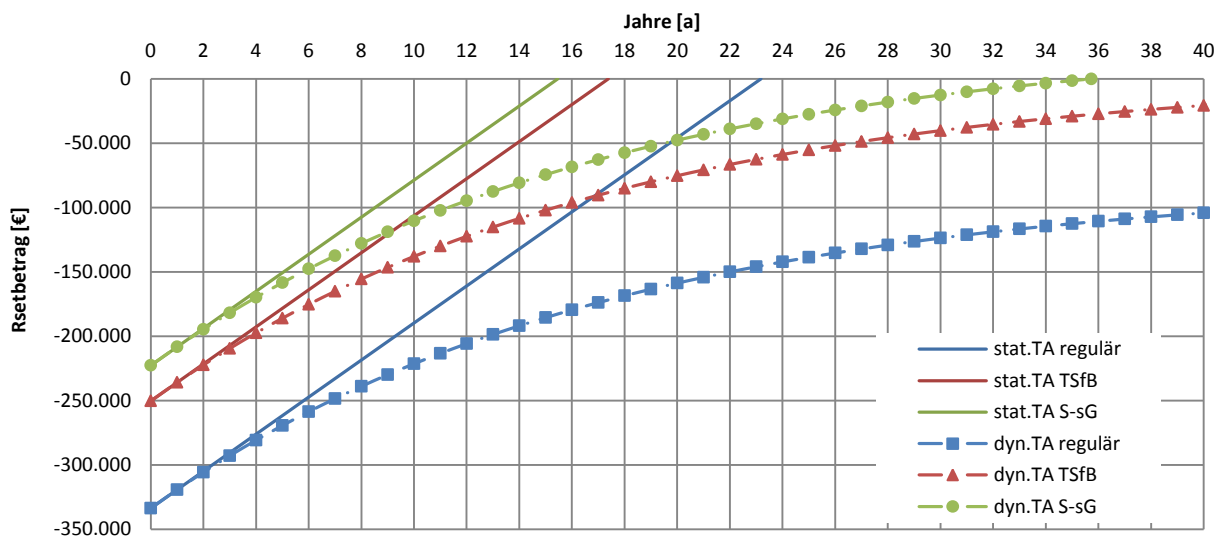


Abbildung 4-29: Statische und dynamische Amortisationsdauern der gewählten Konfiguration (1.000 m² Bruttokollektorfläche, 50 m³ Speichervolumen) am Standort des kleinen Netzes A ohne (regulär) und mit (TSfB bzw. S-sG) Berücksichtigung der Förderung

4.3.2.f Sensitivitätsanalyse

Die abschließend durchgeführte Sensitivitätsanalyse ist in Abbildung 4-30 dargestellt. Der Einfluss von Abweichungen ausgewählter Parameter bei der Berechnung der solaren Wärmegegostehungskosten wurde auf Basis des regulären Wertes, d.h. ohne Förderungen, untersucht. Ausgehend von 103,6 €/MWh (0 % Veränderung) erfolgte die Veränderung der Parameter um -50 %, -25 %, +25 % und +50 %.

Sehr negativ auf die Entwicklung der solaren Wärmegegostehungskosten wirkt sich auch wie bei Variante 1 (Kapitel 4.2.2) eine Steigerung der Investitionskosten aus. Deutliche Verteuerungen

rufen auch Erhöhungen des kalkulatorischen Zinssatzes hervor. Der Einfluss durch eine Veränderung des Preisniveaus der verbrauchsgebundenen Kosten in Form von elektrischer Energie ist kaum erkennbar.

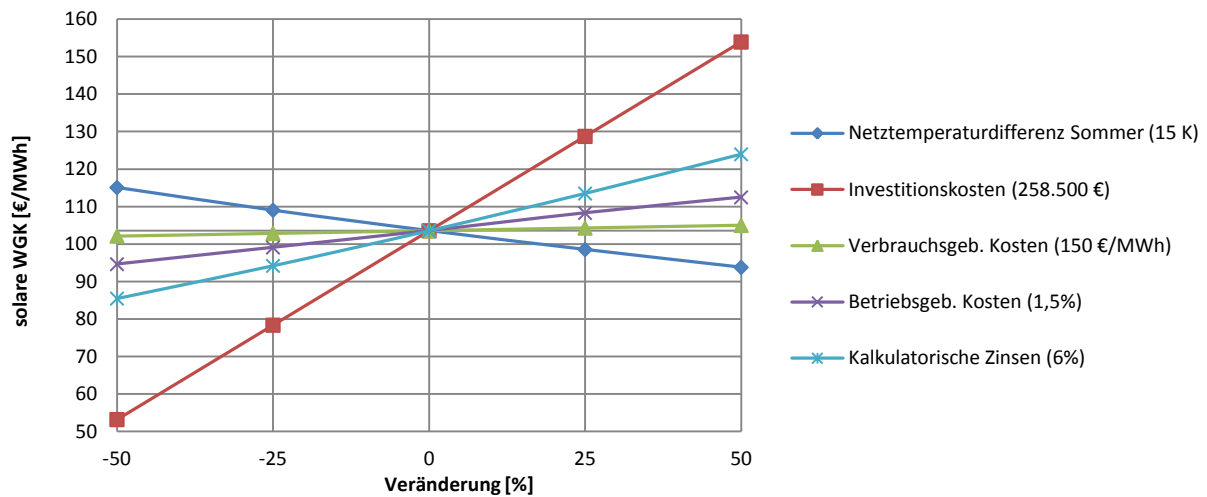


Abbildung 4-30: Sensitivitätsanalyse der thermischen Solaranlage des kleinen Netzes A ohne Förderung

Positiv wirkt sich eine Erhöhung der Temperaturdifferenz des Fernwärmenetzes im Sommer bei konstant gehaltener Vorlauftemperatur (75 °C) aus. Die Höhe der Rücklauftemperatur hat einen entscheidenden Einfluss auf die Wärmegestehungskosten.

4.3.3 Fazit zu Variante 2

Die Untersuchung der teilweisen Substitution in einem kleinen Fernwärmenetz wurde in diesem Kapitel an einem Beispiel des mehrgeschossigen Wohnbaus analysiert. Dabei stand die Montage der Kollektorfelder auf den freistehenden Dachflächen im Vordergrund, wobei keine Kosten für die Aufstellfläche kalkuliert wurden. Für Neuerrichtungen von Wohnsiedlungen besteht hier hohes Zukunftspotential.

Es ist anzunehmen, dass der Wärmebedarf des Fernwärmenetzes sich im Sommer auf die Warmwasserbereitung beschränkt. Die festgelegte Temperaturdifferenz beträgt in diesem Zeitraum 15 K. Die verwendete Simulationsabbildung wurde mittels Veränderung der Anlagenparameter so ausgelegt, dass die Variante einer Rücklaufanhebung für den Kessel durch die Solaranlage darstellt. Dadurch ergeben sich bessere Bedingungen für den Kollektorwirkungsgrad als bei der Einspeisung mit der höheren Vorlauftemperatur des Fernwärmenetzes. Die Deckung des Wärmebedarfes des Fernwärmenetzes erfolgt durch die solare Einspeisung über den Wärmespeicher und die Nachheizung durch die vorhandenen Erdgaskessel.

Die finanziellen Einsparungen im Betrieb beschränken sich nicht nur auf die Substitution des fossilen Energieträgers Erdgas, sondern sind auch durch den untersuchten Speicherzusatznutzen gegeben. Die solaren Wärmegestehungskosten sind dennoch für diesen solaren Betrachtungsfall sehr hoch. Dies ist vor allem auf die höheren spezifischen Investitionskosten zurückzuführen. Daher ist die Inanspruchnahme der geltenden Förderungsprogramme für die Investitionsminderung sehr wichtig. Die durchgeführte Amortisationsrechnung zeigt speziell im dynamischen Fall, dass die Amortisationsdauern deutlich über den Betrachtungszeitraum liegen.

4.4 Variante 3: Sehr hohe Substitution in Biomasse-Wärmenetzen

In diesem Kapitel erfolgt die Untersuchung einer möglichst vollständigen Deckung des Wärmebedarfes mittels einer solarthermischen Anlage in einem Biomasse-Wärmenetz. Die Verbrauchsdaten und angenommene Zeiträume des gewählten Biomassenetzes B wurden bereits in Kapitel 3.5 beschrieben. Das Hauptaugenmerk richtet sich auf die Zeit von Juni bis August.

4.4.1 Technische Betrachtung

Die Einbindung der Solaranlage wurde so angedacht, dass das Medium des Wärmenetzes aus dem Pufferspeicher entnommen, über einen Wärmetauscher vom Kollektorkreis erwärmt und dem Speicher rückgeführt wird. Abbildung 4-31 zeigt ein Prinzipschema dieser solaren Einbindung in das bestehende Fernwärmenetz. Der für den Solarkreis bestimmte Rücklauf wird dem Wärmenetz vor der hydraulischen Weiche entnommen, erwärmt, im Speicher gepuffert und im Vorlauf nach der Weiche eingespeist. Die Nachheizung erfolgt im Sommer über einen zusätzlichen kleinen Biomassekessel mit 150 kW, der im oberen Drittel des Speichers eingebunden ist. Die Nachheizung ermöglicht einerseits die Bereitstellung der gewünschten Temperatur des Vorlaufes, andererseits sichert sie auch den Betrieb in Schlechtwetterzeiten. Der Vorlauf für das Wärmenetz wird dem Pufferspeicher ganz oben entnommen.

Diese Variante ermöglicht, den großen Biomassekessel (1,0 MW) während des Sommers außer Betrieb zu nehmen. Unter diesen angenommenen Bedingungen ist eine Veränderung und Optimierung des Netz-Temperaturniveaus im Hochsommer realistisch. Für die Simulation wurden daher die daraus resultierenden Temperaturen für den Vorlauf mit 80 °C und den Rücklauf mit 55 °C festgelegt. Der Betrieb in der restlichen Jahreszeit wird über den großen Biomassekessel und Solaranlage bewerkstelligt. Eine ganzjährige Nutzung der Solaranlage ist daher gegeben.

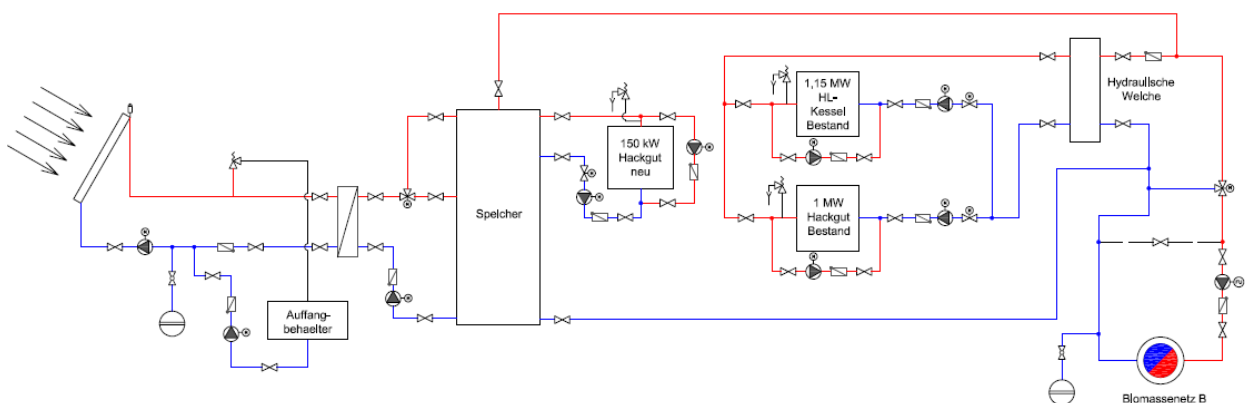


Abbildung 4-31: Prinzipschema der solaren Einbindung in das bestehende Biomassenetz B

Im Rahmen dieser Diplomarbeit wurde eine weitere interessante Variante der solaren Einbindung untersucht. Abbildung 4-32 zeigt ein Prinzipschema dieser Überlegung. Durch die Einbindung des neuen kleinen Biomassekessels (150 kW) und zusätzlich auch des bestehenden Biomassekessels (1 MW) in den neuen Solarspeicher ist der hydraulische Abgleich mittels der hydraulischen Weiche nicht mehr notwendig. Der Solarspeicher übernimmt diese Funktion. Zusätzlich bewirkt die Einbindung des bestehenden Biomassekessels (1 MW) in den Speicher eine Laufzeitoptimierung in der Übergangszeit und eine Verringerung der Anzahl

von Taktzyklen. Auf diesen Umstand wurde bereits kurz in Kapitel 4.1.1 eingegangen. Der bestehende Ölkessel (1,15 MW) wird weiterhin als Spitzenkessel und Ausfallreserve geführt.

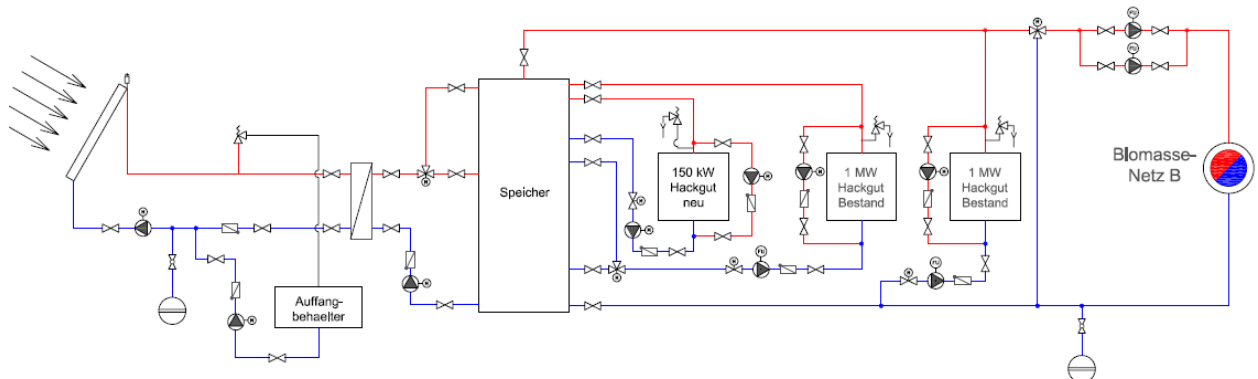


Abbildung 4-32: Prinzipschema einer zusätzlichen solaren Einbindungsvariante in das Biomassenetz B

Die Umsetzung des in Abbildung 4-32 diskutierten Prinzipschemas eignet sich grundsätzlich für die Projektplanung einer neuen Wärmebereitstellung für ein Fernwärmenetz.

4.4.1.a Simulation

Die durchgeführten Simulationen mit T*SOL[®] Expert 4.5 wurden für das Biomassenetz B für den Sommer mit der definierten Vorlage aus Abbildung 4-33 durchgeführt. Durch die Veränderung der Anlagenparameter wurde eine der Realität entsprechende Abbildungsvariante generiert (vgl. dazu im Anhang Tabelle A-13). Die Wärmesenke in Form des Fernwärmenetzes wird durch den Wärmeübertrager auf der rechten Seite der Abbildung symbolisiert. Der Kollektorkreis der thermischen Solaranlage ist auf der linken Seite zu sehen und ist hydraulisch über einen Wärmetauscher vom Pufferspeicher getrennt.

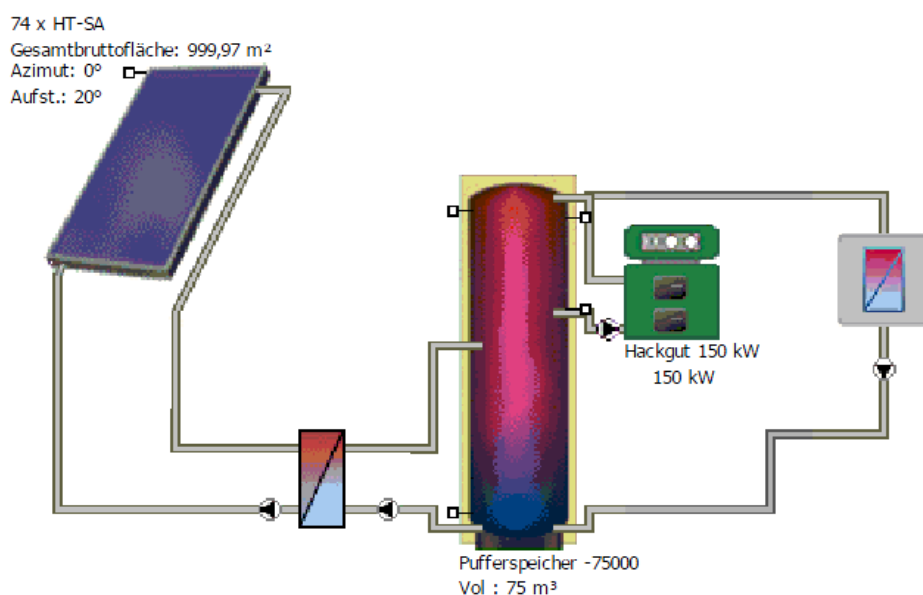


Abbildung 4-33: T*SOL[®] Simulationsabbildung des Biomassenetzes B (T*SOL Expert 4.5, 2013)

Die Einbindung der Nachheizung in den Speicher wird durch das grüne Kesselsymbol angezeigt. Die Be- und Entladevorgänge des Speichers werden mit den Temperaturfühlern (seitlich positioniert am Speicher) gesteuert. Die unterschiedlichen Netztemperaturen des Vor- und Rücklaufes sowie die Nutzungsgrade der Kesselanlagen in Abhängigkeit der Jahreszeit (vgl. Kapitel 3.5.1) wurden durch mehrfach periodenbezogene Simulationen berücksichtigt. Die Auswertungen erfolgten für folgende, definierte Zeiträume (analog zu Kapitel 4.3.1.a):

- 01. Juni bis 31. August (Hochsommerbetrieb)
- 15. April bis 15. Oktober (Sommerbetrieb)
- 16. Oktober bis 14. April (Winterbetrieb), zusammengesetzt aus der periodenbezogenen Simulation von 16. Oktober bis 31. Dezember und 01. Jänner bis 14. April.

Durch Addition der Ergebnisse für Sommer- (15.04. – 15.10.) und Winterbetrieb (16.10. – 14.04.) wurden die Jahreswerte errechnet.

In Abbildung 4-34 ist die graphische Auswertung für den Kernbereich der solaren Betrachtung in der Zeit von 01. Juni bis 31. August zu sehen (vgl. dazu im Anhang Tabelle A-14). Die Simulationen wurden für die Bruttokollektorflächen von 250 bis 2.500 m² in 250 m²-Schritten durchgeführt bei einem Kollektor-Neigungswinkel von 20° und gegebenem Temperaturprofil für Vor- und Rücklauf im Sommer. In Abhängigkeit dieser Flächen erfolgten die Simulationen für Pufferspeichereinhalten von 50 bis 150 m³ in 25 m³-Schritten und für 200, 250, 300, 400 und 500 m³. Die Darstellung bezieht sich auf den solaren Deckungsgrad in Bezug zur Bruttokollektorfläche. Die Auswertung ist vergleichbar mit den Ergebnissen des kleinen Netzes A von Kapitel 4.3.1.

Der Verlauf des solaren Deckungsgrades verhält sich bei kleinen Kollektorflächen annähernd linear. Ab einer bestimmten Größe nimmt der lineare Anstieg ab und begibt sich bei weiterer Erhöhung der eingesetzten Kollektorfläche zu einem Grenzwert der solaren Deckung. Eine Zunahme der Kollektorfläche ergibt nur mehr ein geringes Ansteigen des solaren Deckungsgrades. Das Verhältnis von Speichervolumen zu Kollektorfläche (l/m²) wird kleiner. Das solare Wärmeangebot kann nicht mehr zur Gänze abgenommen werden und die solare Deckung nähert sich ab einer bestimmten Konfiguration von Kollektorfläche und Speichervolumen asymptotisch der vollständigen Deckung.

Bei einem sehr hohen solaren Deckungsgrad erfolgt die Bereitstellung der benötigten Wärme nach (Gl. 4) zum Großteil von der thermischen Solaranlage. Der Wärmebedarf des laufenden Netzbetriebes ist durch die Solarthermieanlage sicherzustellen. Die Nacht-, Morgen- und Vormittagsstunden sind mittels der gespeicherten Solarerträge der Vortage zu versorgen, was beim Wärmebedarf eines Fernwärmenetzes großvolumige Speicher voraussetzt. Um sehr hohe Sommerdeckungsgrade oder eine vollständige Deckung des Wärmebedarfes durch eine thermische Solaranlage zu erreichen, sind, wie in Abbildung 4-34 erkennbar, nicht nur große Kollektorflächen, sondern auch sehr große Pufferspeicher notwendig. Einerseits ist ein konstantes Ladeverhalten in Form von genügend Aufnahmekapazität des Speichers notwendig, andererseits sind mögliche Schlechtwetterperioden zu überbrücken.

Es gibt lt. Abbildung 4-34 mehrere Möglichkeiten, einen solaren Sommerdeckungsgrad von über 90 % zu erreichen. Eine Variante ist z.B. die Konfiguration von 1.500 m² Bruttokollektorfläche und einem Speichervolumen mit 250 m³. Die Aperturfläche beträgt bei dieser Variante 1.384 m² und das Verhältnis von Speichereinhalten zu Aperturfläche ca. 181 l/m². Der erreichte solare Deckungsgrad in der Simulation ergibt im Hochsommer 92,1 %. Solare Deckungsgrade im Bereich von 80 % sind theoretisch auch für Konfigurationen von 50 m³ Speichervolumen und über 2.000 m² Bruttokollektorfläche bzw. 75 m³ und 1.500 m² Kollektorfläche möglich, jedoch muss hier auf die mögliche Gefahr der Stagnation und erforderliche Notkühlstrategien hingewiesen werden.

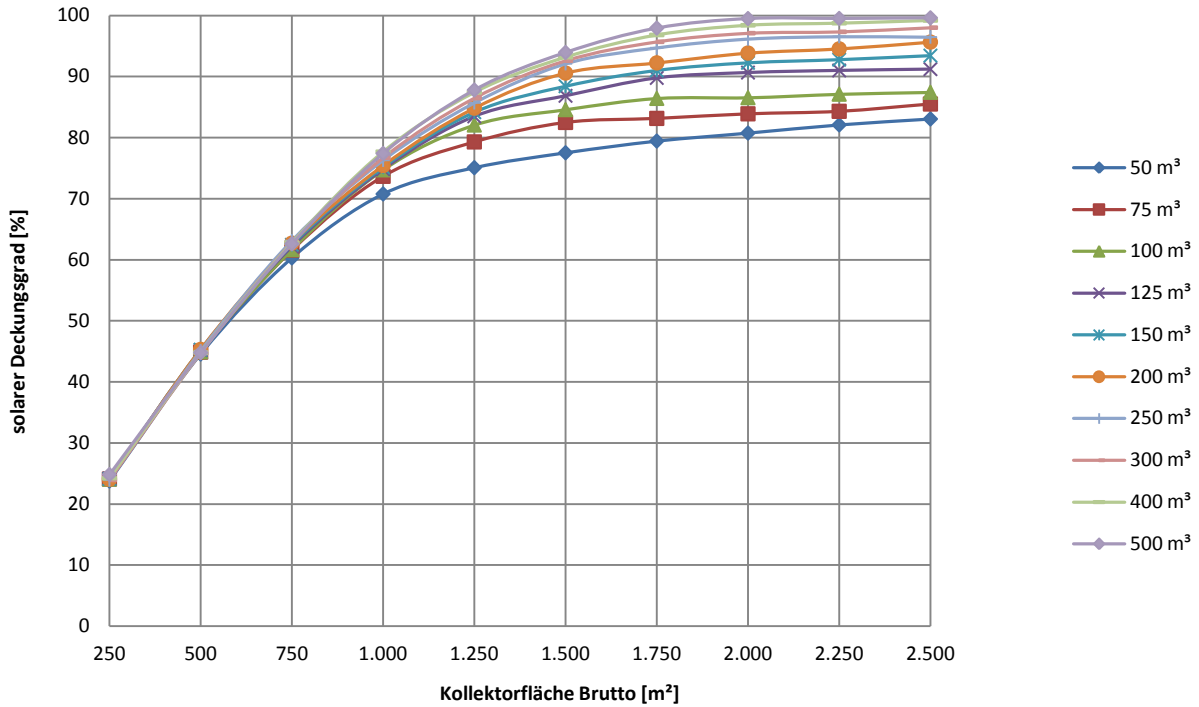


Abbildung 4-34: Solare Deckungsgrade bei verschiedenen Speichergrößen und einem Kollektorneigungswinkel von 20° beim Biomassenetzes B (01.06. – 31.08.)

4.4.1.b Ergebnisse der technischen Betrachtung

Die Zielsetzung der Planung war nicht nur eine möglichst hohe jährliche Solarausbeute, sondern einen maximalen Solarertrag in der Zeit von Juni bis August zu erzielen. Aus diesem Grund wurde hier ein Aufstellwinkel von 20° gewählt. Mit diesem Winkel sind höhere Solarerträge im Sommer möglich als mit den gewählten 30° der zuvor diskutierten Wärmenetze (vgl. Variante 1 & Variante 2). Abbildung 4-35 zeigt die Entwicklung des solaren Deckungsgrades in Abhängigkeit des Neigungswinkels im Zeitraum von 1. Juni – 31. August am Standort des Biomassenetzes B. Beim verwendeten T*SOL®-Klimadatensatz handelt es sich um den Standort Amstetten. Bei einem Neigungswinkel von 20° ist der maximale Deckungsgrad von 74,5% mit der gewählten Konfiguration (1.000 m² Brutto-Kollektorfläche, 75 m³ Speichervolumen) erreichbar.

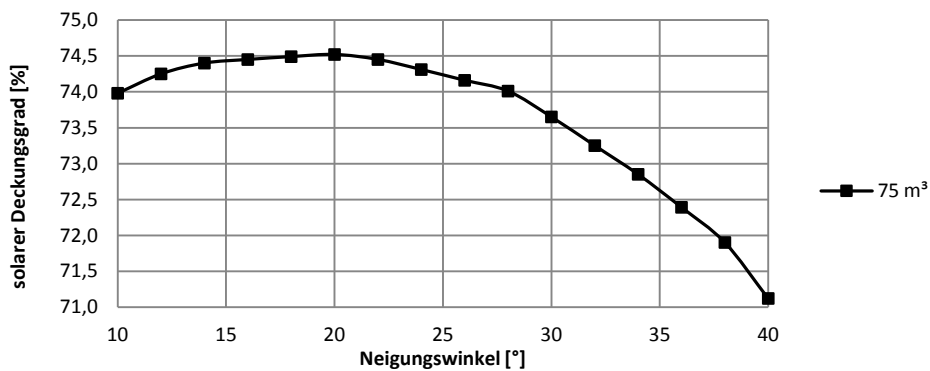


Abbildung 4-35: Abhängigkeit des solaren Deckungsgrades vom Neigungswinkel (bei 1.000 m²) im Zeitraum von 1. Juni – 31. August am Standort des Biomassenetzes B

Um zu einer Eingrenzung der Variationsmöglichkeiten von Kollektorfläche und Speicher zu kommen, ist unter wirtschaftlichen Überlegungen für die Auslegung der Bereich des annähernd linear ansteigenden solaren Deckungsgrades aus Abbildung 4-34 zu untersuchen. Unter der Annahme eines hohen Deckungsgrades und wettbewerbsfähiger Wärmegegestehungskosten erfolgten ausführlichere Simulationen für jene Varianten, die in Abbildung 4-36 zu sehen sind. Die Ergebnisse dieser Auswertung sind die Grundlage für die Berechnung der solaren Wärmegegestehungskosten im später folgenden Kapitel 4.4.2 b.

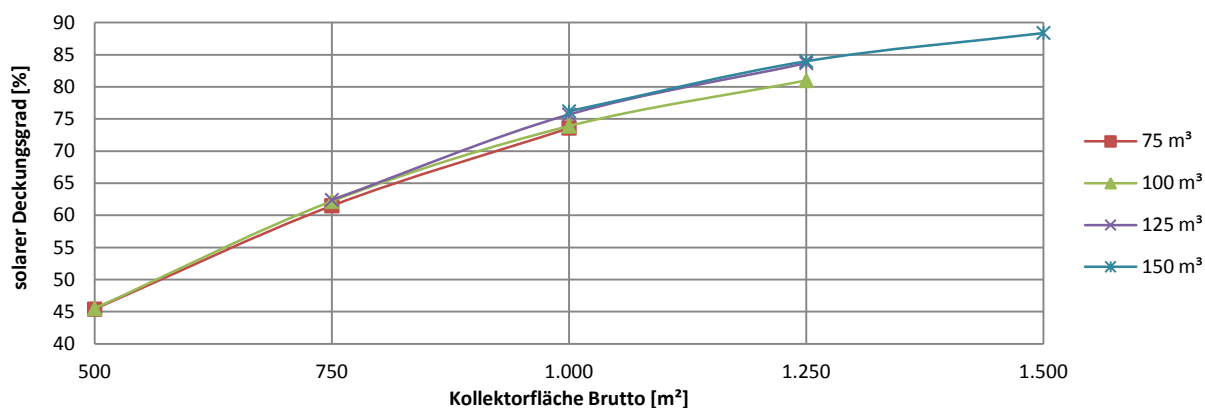


Abbildung 4-36: Auszug aus Abbildung 4-34 – Entwicklung des Deckungsgrades im Bereich von 500 – 1.500 m² und einem Neigungswinkel von 20° bei verschiedenen Speichergößen im Biomassenetz B (01.06. – 31.08.)

Als Ergebnis der durchgeführten Simulation und der anschließenden, wirtschaftlichen Betrachtung (vgl. dazu Abbildung 4-42) wurde eine detaillierte Ausarbeitung für eine Brutto-Kollektorfläche von 1.000 m² mit einem Speichervolumen von 75 m³ vorgenommen. Die errechnete Aperturfläche beträgt ca. 923 m².

Die Berechnung der Einsparung an Biomasse erfolgte über die saisonal abhängigen Nutzungsgrade des bestehenden Biomassekessels (1,0 MW) und dem errechneten Heizwert aus Kapitel 4.1. Die Ergebnisse sind in Tabelle 4-9 zu finden. Die entscheidenden Kenngrößen sind die abgegebene Energie des Kollektorkreises, der solare Deckungsgrad und die eingesparte Biomasse.

Tabelle 4-9: Ergebnisse der Simulation für 1.000 m² Brutto-Kollektorfläche und 75 m³ Speicher unterschiedlicher Zeiträume im Biomassenetz B

Bezeichnung	Einheit	Jahr	01.06. - 31.08.	15.04. - 15.10	16.10. - 14.04.
Hackgutverbrauch	[MWh]	2.896	299	739	2.157
Wärmebedarf	[MWh]	2.205	178	479	1.726
Einstrahlung auf Kollektorfläche	[MWh]	1.082	415	769	313
Abgegebene Energie Kollektorkreis	[MWh]	321	134	254	67
Abgegebene spezifische Energie Kollektorkreis	[kWh/m²]	347	145	275	73
Einsparung Biomasse	[MWh]	474	223	390	84
Deckungsgrad	[%]	14,6	74,5	52,5	3,9

Unter Bezugnahme der gewählten Konfiguration von Kollektorfläche und Speichervolumen ergibt sich ein spezifisches Solarspeichervolumen von 75 l/m² Bruttokollektorfläche. Bezogen auf die Aperturfläche von ca. 923 m² beträgt das spezifische Solarspeichervolumen ca. 81 l/m².

In Abbildung 4-37 ist der Einfluss der Kollektorfläche bei einem gewählten Speichervolumen von 75 m³ für unterschiedliche, zeitliche Perioden zu sehen. Bei Betrachtung des Zeitraumes von Juni bis August ist zu erkennen, dass eine Verdoppelung der Bruttokollektorfläche von 500

auf 1.000 m² eine Erhöhung des solaren Deckungsgrades um ca. 30 %-Punkte zur Folge hat. Durch den hohen Wärmebedarf im Winter ergibt sich ein solarer Jahresdeckungsgrad von ca. 14 % bei 1.000 m² Bruttokollektorfläche.

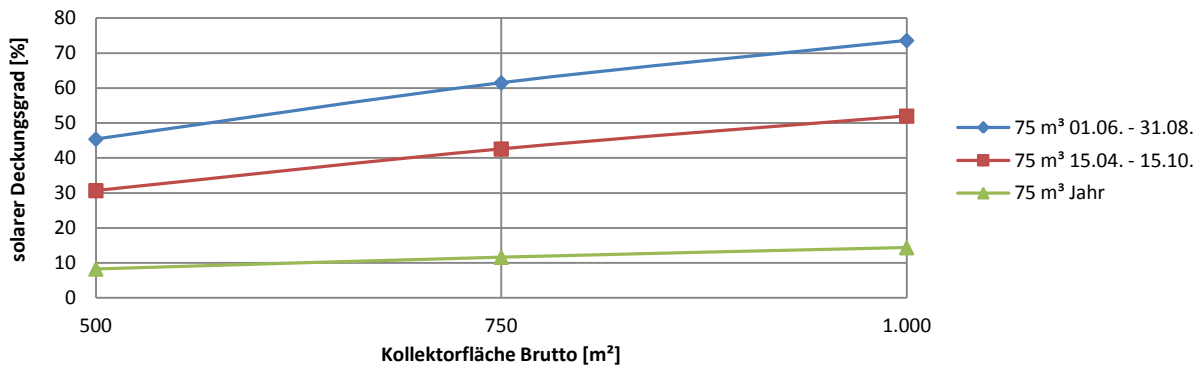


Abbildung 4-37: Periodische Deckungsgrade des Biomassenetzes B bei gewählten Speichervolumen von 75 m³ und einem Neigungswinkel von 20°

Eine grafische Auswertung des Betriebsverhaltens des Fernwärmenetzes von Juni bis August ist in Abbildung 4-38 zu sehen. Der in Rot dargestellte Wärmebedarf des Netzes wird im Sommer durch die Erträge weniger Stunden der thermischen Solaranlage in Gelb überlagert. Für den Fall, dass die solar erzeugte Wärmeleistung den Bedarf des Fernwärmenetzes nicht decken kann, erfolgt eine Nachheizung mittels des zusätzlich neu installierten Biomassekessels (150 kW). Dieser Betrieb ist in der Abbildung in Grün gekennzeichnet. Der Abbildung 4-38 ist auch zu entnehmen, dass es durchaus Zeiträume gibt, in denen keine Nachheizung erforderlich ist und die thermische Solaranlage den Wärmebedarf vollständig decken kann.

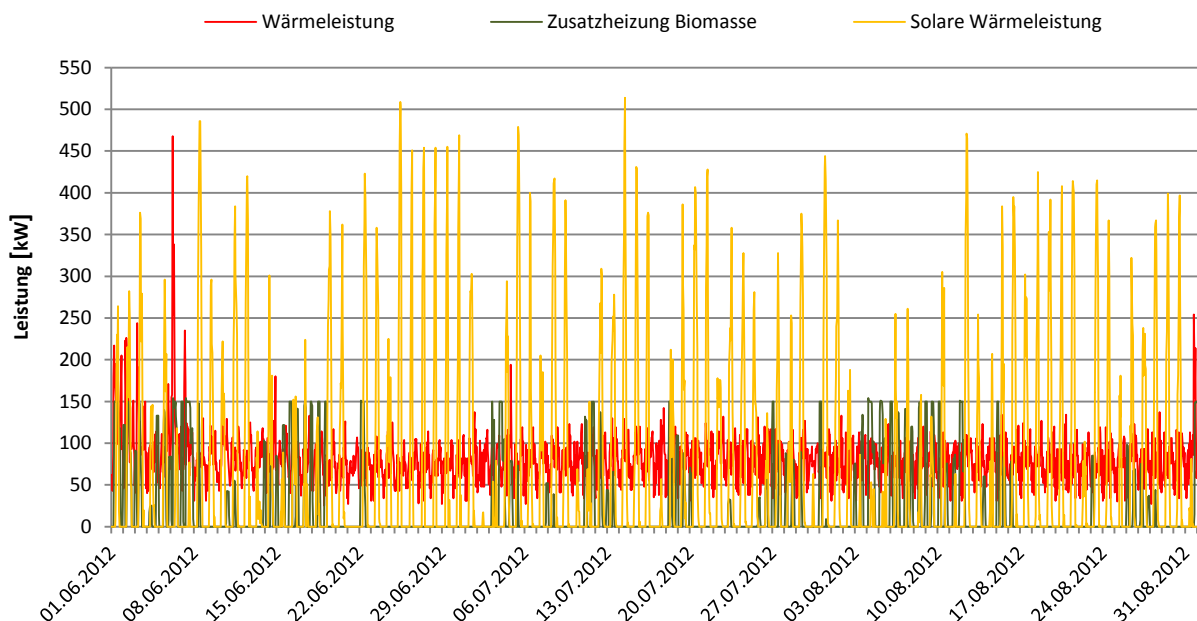


Abbildung 4-38: Wärmeaufbringung bei gewählter Konfiguration (1.000 m², 75 m³) im Zeitraum 01.06. - 31.08. im Biomassenetz B

Da es sich bei den verwendeten Klimadaten aus T*SOL[®] um langjährige Aufzeichnungen handelt und bei den Wärmedaten ein bestimmtes Jahr (2012) gewählt wurde, ist es naheliegend, dass die Berechnungen durch das gewählte Simulationsprogramm zwar gute Anhaltspunkte, aber keine garantierten Ergebnisse liefern können.

Der Zeitraum einer Hochsommerwoche ist in Abbildung 4-39 zu sehen. Zusätzlich zur Wärmeleistung des Fernwärmenetzes, der solaren Wärmeleistung und der Kollektortemperatur ist auch die Auswertung der Ladeleistung des Speichers, hervorgerufen durch die Be- und Entladung, in grün (strichpunktiert) abgebildet. Es ist gut zu sehen, dass bei solarertragreichen Tagen die abgegebene solare Leistung des Kollektorkreises die benötigte Wärmeleistung des Netzes übersteigt. Der Überschuss gelangt in den Pufferspeicher und stellt bei Rückgang der Strahlungsenergie den Wärmebedarf des Fernwärmenetzes sicher. In der Woche von 25.06. – 01.07. ist ein Einsatz der Nachheizung (siehe Abbildung 4-38) nicht notwendig. Es befindet sich immer genügend solar bereitgestellte Wärme im Speicher, um das benötigte Temperaturniveau und den Energiebedarf zu decken.

Der hohe solare Deckungsgrad im Sommer birgt jedoch die Gefahr einer möglichen Überhitzung der Kollektoren und der Stagnation, die verhindert werden muss, um eine lange Lebensdauer der Anlage zu gewährleisten. Auf diesen Umstand wurde bereits in Kapitel 2.2.6 eingegangen. In der betrachteten Woche erzielte die Kollektortemperatur sehr hohe Werte. Die Auswertung der Simulationsergebnisse ergaben Temperaturen von bis zu 180 °C. Um eine Überhitzung und in weiterer Folge Stagnation zu vermeiden, muss eine Strategie zur Kühlung entwickelt werden. Die Betriebsführung bestehender Solarthermieanlagen wird auf Basis von 24-stündigen Wetterprognosen durchgeführt. Bei vollem Speicher und prognostizierten Schönwetter wird ein Nachtkühlprogramm aktiviert. Dazu wird in den Nachtstunden warmes Wasser aus dem Speicher zurück in das Kollektorfeld gepumpt und es erfolgt eine Wärmeabgabe an die Umgebung.

Eine weitere Strategie wäre, für einen kurzen Zeitraum die Speicherfähigkeit des Fernwärmenetzes auszunützen. Das vorhandene Netzvolumen würde bei Erhöhung der Temperaturspreizung durch Anhebung der Vorlauftemperatur eine zusätzliche Abnahme der Solarwärme ermöglichen.

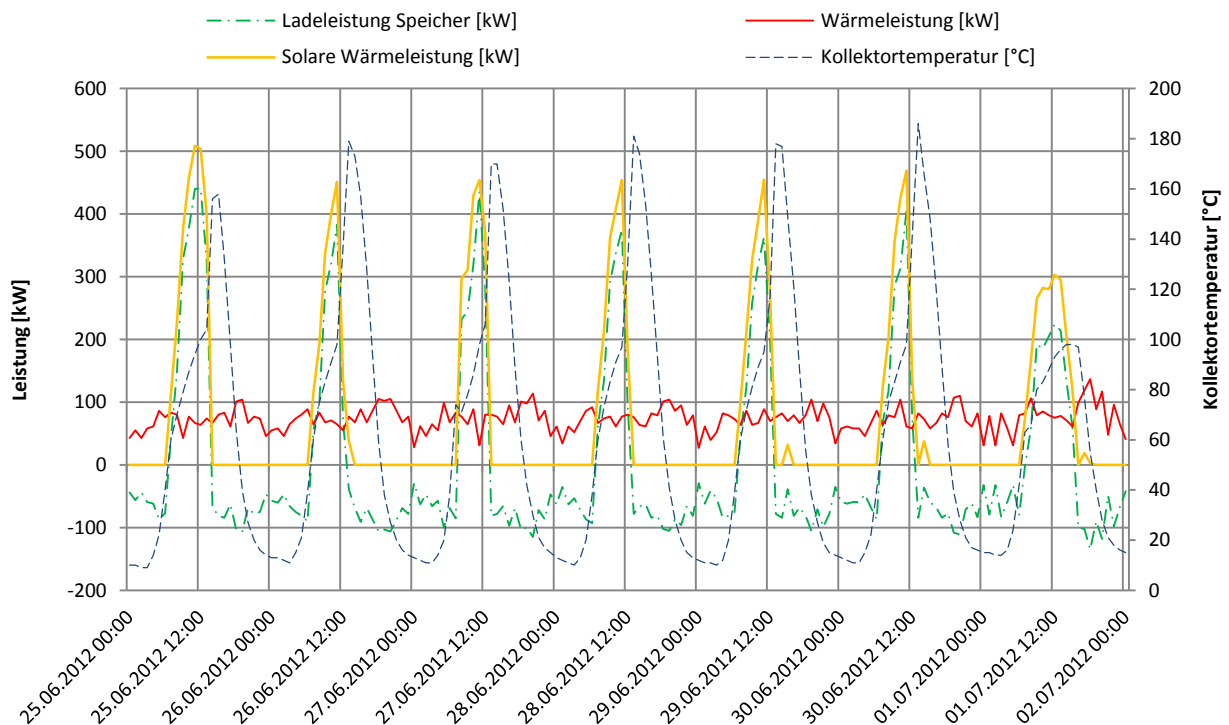


Abbildung 4-39: Entwicklung der Stundenmittelwerte der Leistungen und der Kollektortemperatur in einer Hochsommerwoche (25.06. - 01.07.) bei gewählter Konfiguration (1.000 m², 75 m³) am Standort des Biomassenetzes B

Da die Wärme zu diesen Zeiten nicht benötigt wird, wirken sich die hohen Kollektortemperaturen auch negativ auf den Kollektorwirkungsgrad der Anlage aus. Die hohen Absorberrtemperaturen verursachen höhere Abstrahlungsverluste und Konvektion. Nach (Gl. 1) wird dadurch die nutzbare Wärme verringert. Dies bedingt nach (Gl. 2) einen niedrigeren Wirkungsgrad des Kollektors. In (Gl. 3) wird dieser Umstand durch die steigende Temperaturdifferenz des Absorbers und der Umgebung berücksichtigt.

Inhalt der technischen Untersuchung sind auch die notwendigen Aufstellflächen für die solarthermischen Großanlagen, möglichst in unmittelbarer Umgebung des Heizwerkes. Freiflächen in größeren Entfernungen eines infrage kommenden Einspeisepunktes des Fernwärmenetzes erhöhen die Investitionskosten durch Grabungs- und Materialkosten der Fernwärmeleitungen überproportional. Als Richtwert der notwendigen Fläche kann lt. SDH (2012) für eine Vorauslegung der Wert von 3 – 4 m² Grundfläche pro m² Kollektorfläche herangezogen werden. Für die minimal benötigte Grundfläche wurde mittels T*SOL[®] eine genaue Berechnung durchgeführt. Idealerweise ist dafür zu sorgen, dass es auch bei niedrigen Sonnenständen im Winter zu keiner Abschattung der hintereinander montierten Kollektoren kommt. Die Fläche eines Kollektors beträgt 13,57 m² (ARCON Solar A/S, 2010a).

In Abhängigkeit des Neigungswinkels von 20° ist für einen Kollektor eine Grundfläche von 26,58 m² nötig. Dies ergibt, dass pro m² Kollektorfläche mit 1,96 m² Grundfläche zu rechnen ist. Für die Gesamtfläche von 1.000 m² Bruttokollektorfläche sind somit mindestens 1.960 m² erforderlich.

Abschießend zur technischen Betrachtung werden in Abbildung 4-40 die Energieflüsse in Form eines Sankey-Diagrammes gezeigt. Der Anteil der solaren Wärme beträgt im Hochsommer ca. 74 % am Wärmebedarf. Vom erforderlichen Wärmebedarf wird über den dreimonatigen Betrachtungszeitraum nur ein Viertel durch Hackgut aufgebracht. Von der auf die Kollektorfläche eingestrahlt Energie (in Gelb dargestellt) gelangt etwa nur ein Drittel in den Speicher und in weiterer Folge in das Wärmenetz. Der nutzbare Anteil der Solarenergie ist in Grün und die kollektorbedingten Verluste sind in der Farbe Blau symbolisiert.

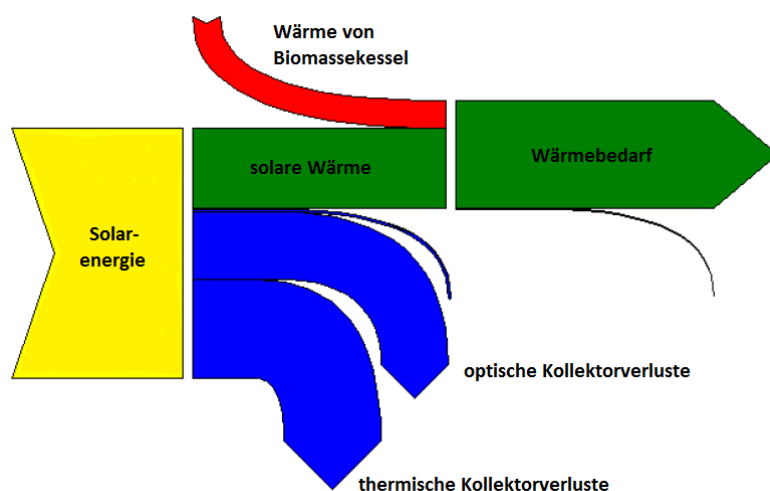


Abbildung 4-40: Sankey-Diagramm für den Zeitraum von 1. Juni bis 31. August bei gewählter Konfiguration (1.000 m² Bruttokollektorfläche, 75 m³ Speicher) für das Biomassenetz B

Der hohe Anteil an Verlusten ist thermischen und optischen Ursprungs. Die thermischen Verluste des Speichers und der Rohrleitungen sind durch die in der Simulation festgelegten Dämmstärken sehr gering.

4.4.2 Wirtschaftliche Betrachtung

Die wirtschaftliche Betrachtung umfasst die Ermittlung der Investitionskosten, der solaren Wärmegeheimungskosten und Einsparungen, einer statischen und dynamischen Amortisationsberechnung und einer Sensitivitätsanalyse mit ausgewählten Berechnungsparametern. Für die unter Kapitel 4.4.2 durchgeführten, wirtschaftlichen Berechnungen wurde sowohl die Investition als auch die Einsparungen an Hackgut des zusätzlich notwendig gewordenen Biomassekessels (150 kW) nicht betrachtet. Basis der Untersuchung der Amortisationsdauer und der Einsparungen war der bestehende Biomassekessel (1,0 MW).

Die iterative Berechnung unter der Vorgabe der Identifizierung eines wirtschaftlichen Optimums ergab eine Bruttokollektorfläche von 1.000 m² in Verbindung mit einem Puffervolumen von 75 m³ als günstigste Konfiguration für das Biomassenetz B. Die Parameter und Richtwerte für diese Berechnung wurden bereits in Kapitel 4.1.3 erläutert.

4.4.2.a Kostenaufstellung

Auf Basis der Richtlinie VDI 2067 (2012) durch Ermittlung jährlicher Annuitäten erfolgte die Unterteilung in die vier Kostengruppen (vgl. Tabelle 2-1). Die in Kapitel 2.4.2 beschriebene Situation lukrierbarer Förderungen wurde ebenfalls berücksichtigt. Bei der gewählten Anlage mit einer Kollektorfläche von 1.000 m² und einem Puffervolumen von 75 m³ wird die Spitzenleistung mit 700 kW angenommen. Ein leistungsgleicher Ölkessel würde 56.000 € kosten (Klima- und Energiefonds, 2013).

Die errechneten Investitionskosten, mögliche Förderungen und die jährlichen Annuitäten sind in Tabelle 4-10 angeführt. Die Errichtungskosten betragen 275.250 €. Ausgehend davon erfolgt für die geförderten Fälle durch investitionsmindernde Zuschüsse eine Senkung der Kosten um 68.813 € und 87.700 €. Die resultierende, jährliche Gesamtannuität ist bei Förderprogramm „S-sG“ mit 23.216 € am günstigsten. Bei regulären Fall ohne Förderung ergibt dieser Wert 30.862 € (vgl. dazu im Anhang Tabelle A-15 & Tabelle A-16).

Tabelle 4-10: Kostenaufstellung für die 1.000 m²- Solaranlage mit 75 m³ Speicher des Biomassenetzes B ohne (regulär) und mit (TSfB bzw. S-sG) Berücksichtigung der Förderung

	Einheit	regulär	TSfB	S - sG
Kosten für Aufstellfläche (Grundstückkosten)	[€]	0	0	0
Investitionskosten	[€]	275.250	275.250	275.250
Förderbetrag	[€]	0	68.813	87.700
Investitionskosten abzgl. Förderungen	[€]	275.250	206.437	187.550
durchschnittl. jährliche Gesamtannuität	[€/a]	30.862	24.862	23.216

Unter Berücksichtigung der nach VDI 2067 (2012) beschriebenen Kostenunterteilung ergeben sich für eine Aufstellung der Kosten nach den Kostengruppen drei Möglichkeiten, die in Abbildung 4-41 graphisch dargestellt werden. Die Werte der jährlichen Kostengruppen sind in der angefügten Tabelle zu erkennen.

Die Auswirkungen der Förderungen beschränken sich auf die kapitalgebundenen Anteile. Die verbrauchsgebundenen und sonstigen jährlichen Kosten sind mit insgesamt 1.623 € verhältnismäßig gering an der Gesamtannuität. Der Einfluss der betriebsgebundenen, jährlichen Kosten auf die Gesamtannuität ist in der Berechnung nach der VDI 2067 (2012) mit 5.242 € sehr hoch. Durch die Berücksichtigung der Betriebsführung von gewerblichen Anlagen wird dieser Betrag zur Abdeckung innerbetrieblicher Kosten verwendet.

Einsparungen an der Ascheentsorgung, resultierend aus der Substitution der Biomasse, wurden nicht berücksichtigt.

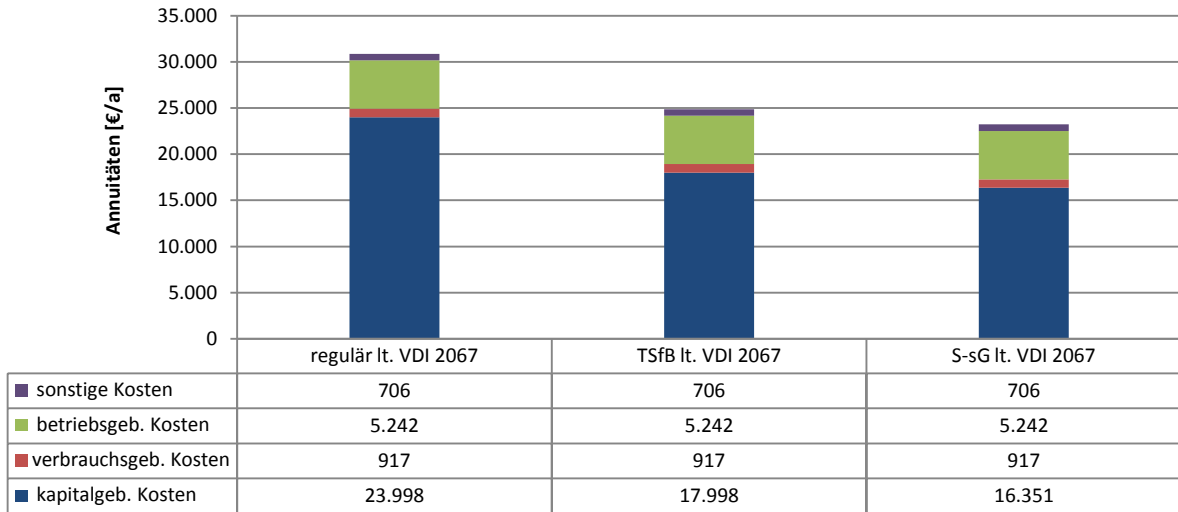


Abbildung 4-41: Jährliche Annuitäten der Kostengruppen der gewählten Solaranlage am Standort des Biomassenetzes B ohne (regulär) und mit (TSfB bzw. S-sG) Berücksichtigung der Förderung

4.4.2.b Solare Wärmegegostehungskosten

Durch die ermittelten jährlichen Gesamtannuitäten der Solaranlage und unter Berücksichtigung der jährlichen solaren Wärmeerträge wurden die spezifischen Kosten pro Megawattstunde solar erzeugter Wärme errechnet.

Aus der Vorgabe (vom Projektpartner) für die Ermittlung eines wirtschaftlichen Optimums und eines sehr hohen solaren Deckungsgrades sind die Entwicklungen der solaren Wärmegegostehungskosten mit steigender Kollektorfläche für das gewählte Speichervolumen in Abbildung 4-42 dargestellt. Als Grundlage dieser Kostenaufstellung unter Zuhilfenahme der VDI 2067 (2012) dienen die untersuchten Speichergrößen in Abbildung 4-36. Eine Berücksichtigung der Fördermöglichkeiten erfolgte hierbei nicht. Der vertikale Abstand der Linien lässt sich mit der Mehrinvestition in den jeweils größeren Speicher beschreiben. Als günstigste Variante stellt sich die Konfiguration einer thermischen Solaranlage mit 750 m² Brutto-Kollektorfläche und einem 75 m³ Speicher heraus.

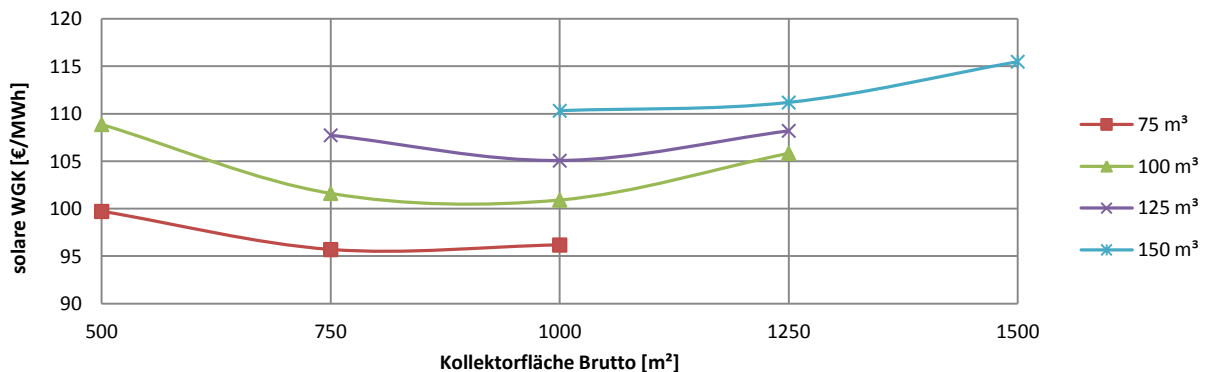


Abbildung 4-42: Vergleich der solaren Wärmegegostehungskosten ohne Förderungen des Biomassenetzes B

Mit dem Bestreben, einen möglichst hohen solaren Deckungsgrad sicherzustellen, wurden 1.000 m² Kollektorfläche und 75 m³ Speichervolumen gewählt. Eine weitere Senkung der Kosten ist auch hier nur durch Verwendung eines kleineren Speichers gegeben, was sich jedoch nachteilig auf die Höhe des solaren Deckungsgrad auswirkt.

Die Wärmegestehungskosten ohne und mit Berücksichtigung der Förderungen sind in Abbildung 4-43 dargestellt. Als jährlicher Solarertrag wurden 356 MWh (vgl. Tabelle 4-9) eingesetzt. Die daraus ermittelten solaren Wärmegestehungskosten betragen 96,2 €/MWh ohne Förderung. Bei Inanspruchnahme der Förderung „TSfB“ ergeben sich Wärmegestehungskosten von 77,5 €/MWh, bei der Förderung „S-sG“ ca. 72,4 €/MWh.

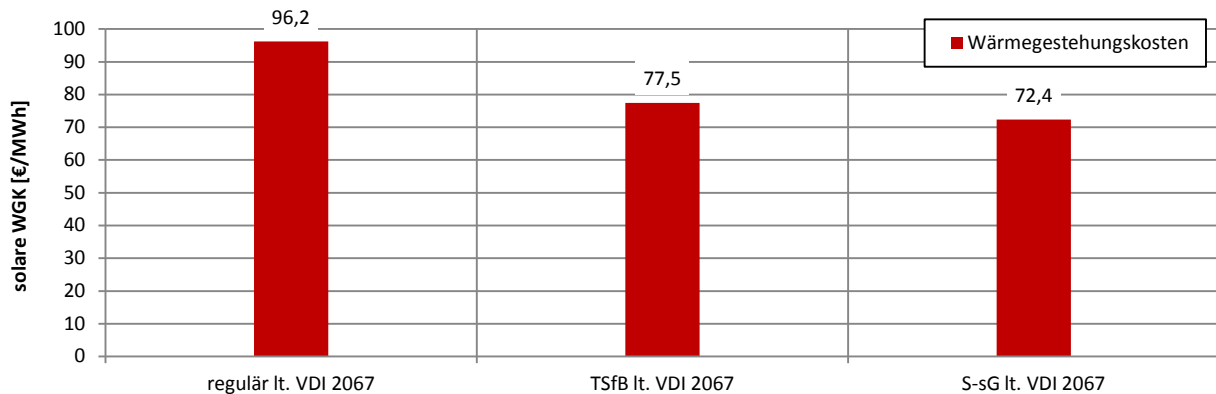


Abbildung 4-43: Solare Wärmegestehungskosten der gewählten Konfiguration des Biomassenetzes B ohne (regulär) und mit (TSfB bzw. S-sG) Berücksichtigung der Förderung

4.4.2.c Einsparungen

Durch den eingespeisten Solarertrag in das Wärmenetz sinkt der Bedarf an konventionellem Brennstoff. Die Definition der durchschnittlichen Hackgutzusammensetzung, welche im Biomassekessel dieser Anlage verfeuert wird, und der errechnete Heizwert sind in Kapitel 4.1.2.c zu finden. Die Grundlage der Berechnung an Einsparungen ist der derzeitige Betriebszustand (großer Biomassekessel mit 1 MW) und die Investitionskosten der gewählten thermischen Solaranlage. Sowohl die Zusatzinvestition als auch die günstigeren Nutzungsgrade des kleinen Biomassekessel (150 kW) werden hier nicht betrachtet. Dies erfolgt im Kapitel 4.4.4.

Aufgrund der unterschiedlichen, saisonalen Betriebszustände war eine pauschale Berechnung der jährlichen Einsparung nicht möglich. Vielmehr musste für jeden zeitraumabhängigen Betriebszustand eine eigene Berechnung erfolgen, da sich die Kesselnutzungsgrade unterscheiden. Der beste Nutzungsgrad liegt für den bestehenden Biomassekessel im Winterbetrieb vor und wurde mit 80 % angenommen. Die Annahme des Nutzungsgrades in der Übergangszeit betrug 68,3 %. Der schlechteste Nutzungsgrad herrscht im Sommerbetrieb und wurde durch die vorhandenen Betriebsbedingungen und der Gluterhaltung mit durchschnittlich 60 % angenommen. Dadurch, dass der Großteil des solaren Wärmeertrages in der Zeit des sommerlichen Halbjahres von 15. April bis 15. Oktober anfällt, ist auch diese Zeitspanne maßgeblich für die Einsparungen an Biomasse. Der jährliche solare Wärmeertrag von 321 MWh bewirkte eine Substitution des Hackgutes von 474 MWh.

Als Einsparungen wurde auf Basis des definierten Preises für Hackgut von 29,66 €/MWh (siehe Tabelle 4-1) ein Betrag von 14.059 €, bezogen auf das erste Jahr der Investition, errechnet.

Ein weiterer Einsparungseffekt, der sich hier zwar äußert, dem aber nicht weiter nachgegangen wurde, ist die Abnahme des Radladerbetriebes für die Brennstoffmanipulation. Durch die eingespeiste solare Wärme verringert sich der Aufwand für die Hackgutbereitstellung. Dieser Betrag würde zu einer Verringerung der betriebsgebundenen Kosten des Biomasseheizwerkes beitragen.

4.4.2.d Amortisation

In Abbildung 4-44 ist die Dauer der statischen und dynamischen Amortisation zu sehen. Mit Hilfe der in Kapitel 2.4.4 definierten Berechnungsanleitungen erfolgten die Auswertungen. Für die Ermittlung des Einnahmenüberschusses wurden die Einnahmen von 14.059 € abzüglich der Kosten des ersten Jahres vermindert und um die kalkulatorische Abschreibung ergänzt. Die durchgezogenen Geraden in Abbildung 4-44 stellen die statischen Amortisationsdauern dar. Diese verkürzen sich unter dem Einfluss der Förderungen von fast 32 auf ca. 21,7 Jahre. Somit liegen die Amortisationsdauern bereits für den statischen Fall inkl. Förderungen über dem angenommenen projektspezifischen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren.

Die dynamische Amortisationsdauer (strichpunktierte Kurven) wird durch den gewählten kalkulatorischen Zinssatz und den daraus ermittelten Barwerten der jährlichen Einnahmenüberschüsse beeinflusst. Es stellt sich keine dynamische Amortisation ein. Dies bezieht sich sowohl auf den regulären Fall, als auch unter Einrechnung der lukrierbaren Förderungen. (Die zugehörigen Berechnungen sind in Tabelle A-17 und Tabelle A-18 im Anhang zu sehen.)

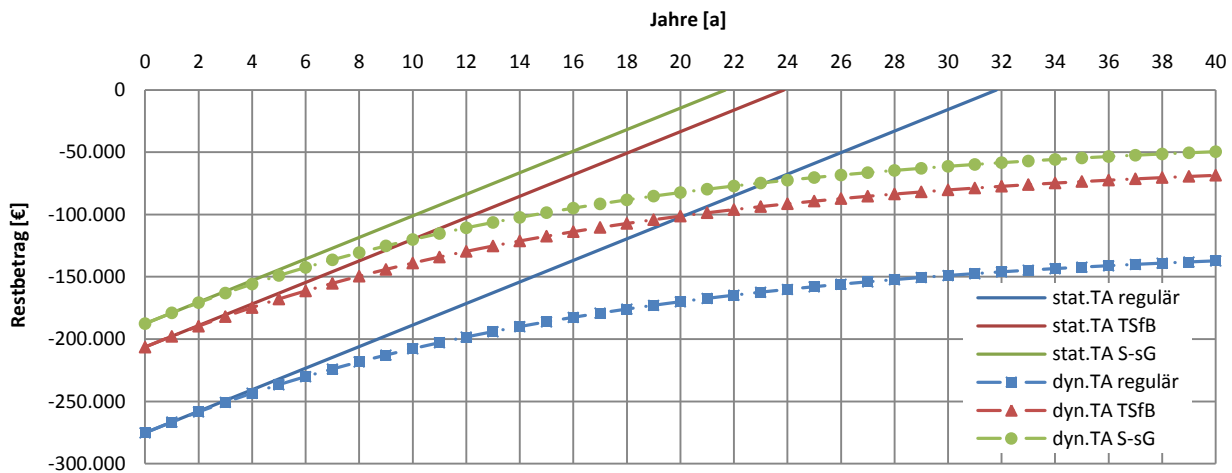


Abbildung 4-44: Statische und dynamische Amortisationsdauern der gewählten Solaranlage (1.000 m² Bruttokollektorfläche, 75 m³ Speichervolumen) am Standort des Biomassenetzes B ohne (regulär) und mit (TSfB bzw. S-sG) Berücksichtigung der Förderung

Es ist zu beachten, dass die Einsparungen unter Annahme der in Kapitel 4.4.2 c definierten Nutzungsgrade berechnet wurde. Tatsächlich muss für eine Auslegung und Planung dieser Variante eine Lösung für die erforderliche Nachheizung gefunden werden, um einen sehr niedrigen Teillastbetrieb des bestehenden Biomassekessels zu vermeiden.

4.4.2. e Sensitivitätsanalyse

Der Einfluss von Abweichungen ausgewählter Parameter bei der Berechnung der solaren Wärmegegostehungskosten wurde auch bei diesem Standort in einer Sensitivitätsanalyse untersucht und ist in Abbildung 4-45 dargestellt. Als Bezugswert dienten die Wärmegegostehungskosten ohne Förderung mit den Richtwerten lt. VDI 2067 (2012) der

betrachteten Anlage. Ausgehend von 96,2 €/MWh (0 % Veränderung) erfolgte die Veränderung der untersuchten Parameter um -50 %, -25 %, +25 % und +50 %.

Während der Einfluss durch eine Veränderung des Preisniveaus der verbrauchsgebundenen Kosten in Form von elektrischer Energie kaum erkennbar ist, wirkt sich eine Steigerung der Investitionskosten und des kalkulatorischen Zinssatzes stark auf den Anstieg der solaren Wärmegegestehungskosten aus. Dies würde sich vor allem durch eine Einbeziehung der Grundflächenkosten äußern. Eine prozentuelle Änderung der betriebsgebundenen Kosten würde sich nur mäßig in den Änderungen der Wärmegegestehungskosten niederschlagen. Die Veränderung der Temperaturdifferenz auf Basis der Sommerbetriebsbedingungen hat den Effekt, dass durch ihre Erhöhung bei konstant gehaltener Vorlauftemperatur die Rücklaufemperatur sinkt und somit auch die solaren Wärmegegestehungskosten verringert werden. Die Höhe der Rücklaufemperatur hat auch hier entscheidenden Einfluss. Aus diesem Grund erfolgte die Berechnung unter der Annahme, dass sich das Temperaturniveau durch die Installation einer thermischen Solaranlage gegenüber dem bestehenden deutlich verändert.

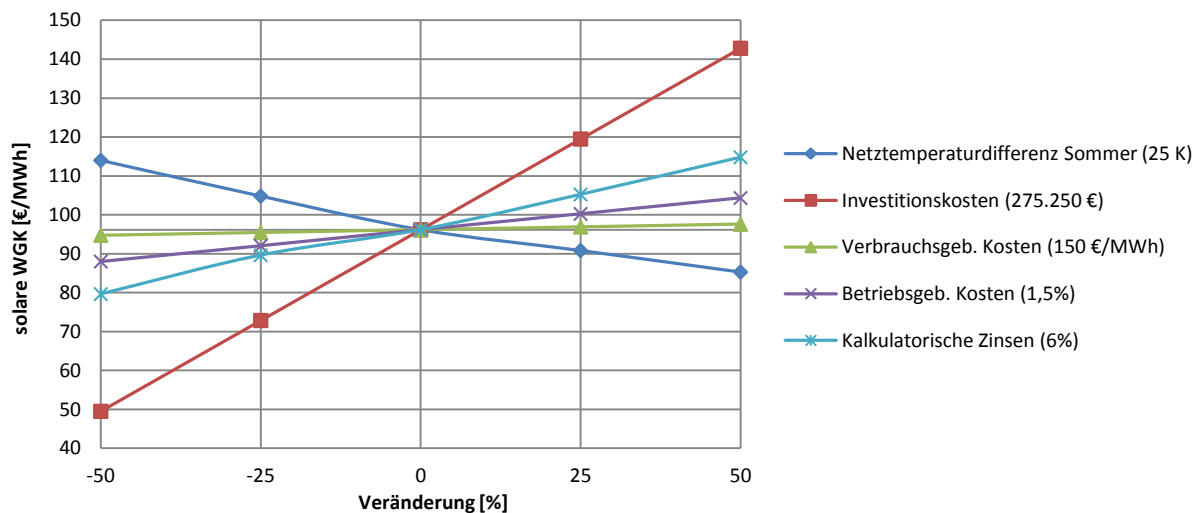


Abbildung 4-45: Sensitivitätsanalyse der thermischen Solaranlage des Biomassenetzes B ohne Förderung

4.4.3 Fazit zu Variante 3

Die solare Wärmeherzeugung in Verbindung mit Biomasseheizwerken wird für Fernwärmenetze bereits an mehreren Standorten in Österreich umgesetzt (siehe Tabelle 1-1).

Die Herausforderung für das untersuchte Fernwärmenetz bestand darin, die beste Lösung für eine Errichtung einer thermischen Solaranlage zu finden, um die derzeit ungünstigen Betriebsbedingungen im Sommer, hervorgerufen durch den Betrieb des bestehenden Biomassekessels im niedrigen Teillastbetrieb, zu vermeiden. Da sich der Teillastbetrieb bei Einbindung einer Solarthermieanlage weiter verschlechtern würde, wurde die zusätzliche Installierung eines kleinen Biomassekessels in die technische Auslegung (jedoch nicht in die wirtschaftliche Berechnung) mit einbezogen. Der niedrige Wärmebedarf im Sommer ergibt sich durch die ausschließliche Anforderung für die Warmwasserbereitung.

Für die Simulation wurde eine Anlagenabbildung definiert, in der der kleine Biomassekessel in den Pufferspeicher der Solaranlage eingebunden ist. Durch die Reduzierung des Taktbetriebes des Kessels sind technisch und wirtschaftlich günstigere Betriebsbedingungen möglich. Die simulierten Ergebnisse der Solaranlage wurden mit günstigeren Temperaturen des

Fernwärmenetzes (80 °C / 55 °C) gegenüber den bestehenden mit 82 °C für Vorlauf und 67 °C für den Rücklauf angenommen. Die Rücklauftemperatur hat entscheidenden Einfluss auf die Ergebnisse. Durch die tieferen mittleren Kollektor- bzw. Absorberrtemperaturen verbessert sich der Kollektorwirkungsgrad.

Durch die Vorgabe eines möglichst hohen Deckungsgrades in den Monaten Juni, Juli und August ist die Gefahr der Stagnation zu beachten. Die hohen Kollektortemperaturen (und somit hohe mittlere Absorberrtemperaturen) verminderten den Kollektorwirkungsgrad. Die Simulationen ergaben, dass die vollständige Versorgung des Fernwärmenetzes mit Solarwärme bei dem gewählten Modell für Hochsommertage möglich ist, eine 100 %-ige Deckung über den Sommer aber nicht. Aus diesem Grund ist eine Zusatzinvestition in einen zusätzlichen Biomassekessel (150 kW) erforderlich. Diese Zusatzinvestition wurde in der wirtschaftlichen Betrachtung nicht berücksichtigt.

Die solaren Wärmegestehungskosten der gewählten Variante ergaben auch bei dieser solaren Betrachtungsvariante einen hohen Wert. Die Einsparungen durch die Substitution des Hackgutes sind geringer als bei den erdgasbefeuerten Anlagen. Dies zeigt sich vor allem in der durchgeführten Amortisationsrechnung, bei der bereits die statischen Amortisationsdauern über dem Betrachtungszeitraum liegen. Eine dynamische Amortisation stellt sich bei der gewählten Berechnung gar nicht ein. Der Einsatz einer thermischen Solaranlage durch Nachrüsten an bestehenden Anlagen mit hoher Restnutzungsdauer ist wirtschaftlich schwer argumentierbar. Aus diesem Grund muss diese Form der Wärmeerzeugung bei Eignung und Neuerrichtung eines Heizwerkes von Beginn an in die Planung mit einbezogen werden.

4.4.4 Wirtschaftlicher Vergleich möglicher Alternativen für Biomassenetzes B

Die Grundlage für die in diesem Kapitel 4.4.4 durchgeführte Vergleichsrechnung ist eine neue Betrachtung, die sich nicht auf die zuvor durchgeführten Berechnungen nach VDI 2067 (2012) stützt. Es wurde das Berechnungsverfahren einer betriebswirtschaftlichen Vergleichsrechnung für Energiesysteme nach der erweiterten Annuitätsmethode auf Basis der ÖNORM M 7140 (2004), unter Zuhilfenahme ihrer Ergänzungsblätter ÖNORM M 7140 (2004) Beiblatt 4 und Beiblatt 5, angewendet (vgl. Kapitel 2.4.6).

Ziel dieser Vergleichsrechnung war es, eine wirtschaftliche Gegenüberstellung von mehreren Möglichkeiten (Varianten) der gesamten jährlichen Wärmebereitstellung, für das Biomassenetz B zu erhalten und abzubilden. Die Berechnung erfolgte auf Basis von Bestandsdaten, Prognosen und Annahmen. Aus Gründen der Vereinfachung wurden Ersatzbeschaffungen, Restbuchwerte, Abbruchkosten und sonstige Kosten wie z.B. Versicherungen vernachlässigt. Bauliche Maßnahmen und Veränderungen am bestehenden Heizwerk wurden ebenfalls nicht berücksichtigt. Basis der Vergleichsrechnung waren nur die Hauptkomponenten der verschiedenen Anlagenvarianten.

Die Aufgabenstellung für das bestehende Biomassenetz B bestand darin, bei Errichtung einer thermischen Solaranlage einen möglichst hohen solaren Deckungsgrad zu erzielen. Die Möglichkeit einer vollständigen Substitution des derzeitigen Energieträgers Hackgut durch eine 100 %-ige solare Deckung wurde in Kapitel 4.4.1.a untersucht. Vor allem aus ökonomischen Überlegungen wurde diese Forderung in die Identifikation einer wirtschaftlich vertretbaren Anlagenkonfiguration mit einem sehr hohen solaren Deckungsgrad umdefiniert. Das Ergebnis wurde in Kapitel 4.4.1.b erläutert.

Bei Errichtung der beschriebenen Solarthermieanlage (1.000 m² Kollektorfläche & 75 m³ Speichervolumen) ist der Betrieb des bestehenden Biomassekessels wirtschaftlich und technisch nicht mehr sinnvoll. Die bereits bestehenden, ungünstigen Betriebsbedingungen des Biomassekessels im Teillastbetrieb während des Sommers würden sich dann weiter verschlechtern und zu verstärkten Staub- und Rußablagerungen am Wärmetauscher führen.

Auch der bestehende Ölkessel ist für diesen Betriebsfall weit überdimensioniert, ein Betrieb ist wegen der niedrigen Teillast nicht sinnvoll. Die Errichtung der thermischen Solaranlage würde eine Zusatzinvestition in einen neuen, kleinen Hackgutkessel notwendig machen und dadurch den Investitionsrahmen noch weiter erhöhen.

Aus diesem Grund sollte überprüft werden, wie sich die Gesamtkosten der Wärmebereitstellung (bestehend aus kapital-, verbrauchs- und betriebsgebunden Kosten) über die rechnerische Nutzungsdauer der Solaranlage von 20 Jahren (bei dem gewählten kalkulatorischen Zinssatz von 6 % und einer jährlichen Preissteigerungsrate von 3 %) entwickeln würden. Die Möglichkeit einer Alternativinvestition in einen neuen kleineren Hackgutkessel mit einer Leistung von 150 kW ohne Solaranlage wurde ebenfalls in Betracht gezogen.

Das Hauptaugenmerk der Betrachtung richtete sich auf das sommerliche Halbjahr (siehe Abbildung 4-46) wobei die Berechnung für den Zeitraum eines ganzen Jahres ausgeführt wurde. Die folgende Grafik zeigt die Lastganglinie des Wärmebedarfes 2012 und des Solarertrages der thermischen Solaranlage von 15. April bis 15. Oktober am Standort des Biomassenetzes B. Es wird gezeigt, dass der Wärmebedarf, der sich lt. getroffener Annahme auf die Warmwasserbereitung beschränkt, von Anfang Juni bis Mitte September zu einem Großteil von der Solarthermieanlage gedeckt werden kann.

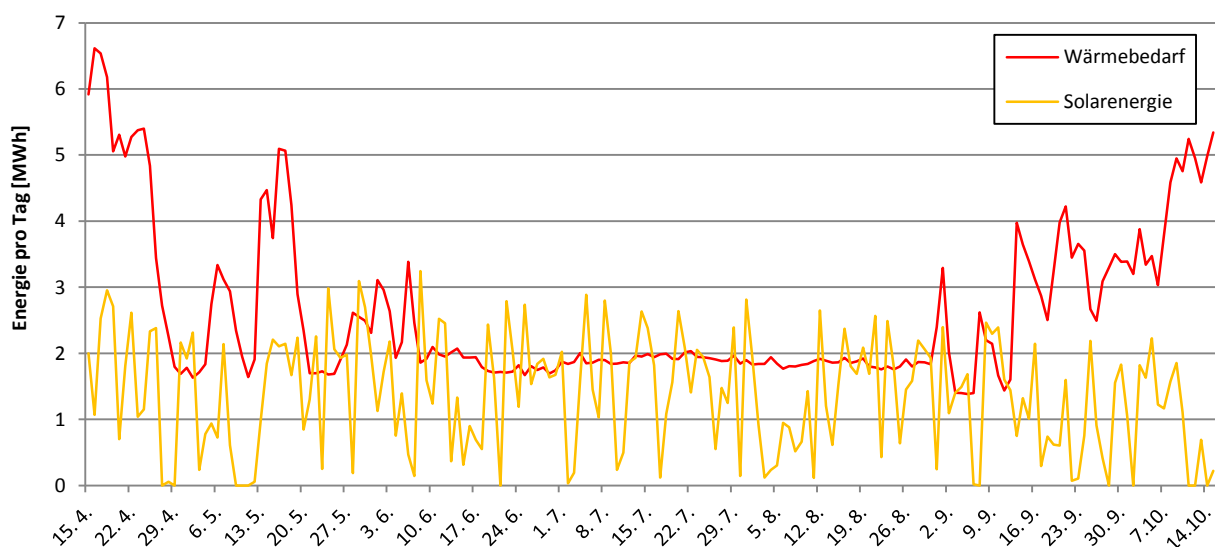


Abbildung 4-46: Tägliche Auswertung der Lastganglinie des Wärmebedarfes und der Solarenergie von 15.04. bis 15.10. für das Biomassenetz B

Die betriebswirtschaftliche Vergleichsrechnung wurde an folgenden vier Anlagenvarianten durchgerechnet und anschließend gegenübergestellt:

- Solarthermiesystem 1
- Solarthermiesystem 2
- Alternativsystem
- Weiterbetrieb

Abbildung 4-47 zeigt eine Gegenüberstellung der vier Anlagenvarianten für die durchgeführte betriebswirtschaftliche Vergleichsrechnung. Die dargestellten Balken sind nach den Einsatzzeiträumen der definierten Wärmebereitstellung gekennzeichnet.

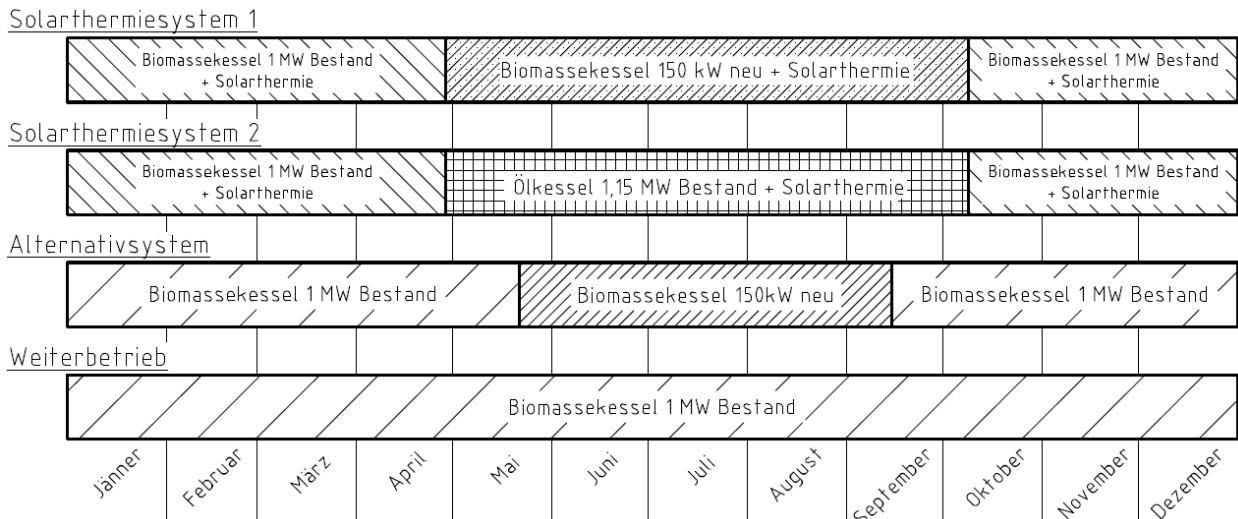


Abbildung 4-47: Betriebsweise und Gegenüberstellung der vier untersuchten Anlagenvarianten

Die Auswertung erfolgte in Form einer jährlichen Berechnung über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren. Sämtliche Richtwerte und Anleitungen zur Berechnung wurden der ÖNORM M 7140 (2004) und ihren Beiblättern 4 und 5 entnommen.

Die Investitionskosten der thermischen Solaranlage und des Speichers wurden bereits in Kapitel 4.1.3 behandelt. Die Bestimmung der Kosten für die neuen Kesselanlagen erfolgte durch Marktrecherchen. Die Eingabedaten, lukrierbaren Förderungen, Brennstoffberechnungen und der Aufbau der Vergleichsrechnung sind dem Anhang (Tabelle A-19 bis Tabelle A-27) zu entnehmen.

4.4.4.a Solarthermiesystem 1

Dieses Gesamtsystem entspricht jener Variante, die in den vorher diskutierten Kapiteln 4.4.1 und 4.4.2 ohne Investition in neuen Hackgutkessel (150 kW) beschrieben wurde. Der Sommerbetrieb erfolgt neben der definierten Solaranlage (1.000 m² Bruttokollektorfläche / 75 m³ Pufferspeicher) aus Kapitel 4.4.1.b mit einem neuen Hackgutkessel (150 kW) mit Raumaustragung. Bei Schlechtwetter und fehlender Solarwärme gewährleistet der Kessel den Weiterbetrieb und die Aufrechterhaltung der Wärmeerzeugung. Als Zeitraum für den Kesselbetrieb wurde die Periode vom 26. April bis 7. Oktober definiert. Durch die Einbindung des Hackgutkessels (150 kW) in den Pufferspeicher der Solaranlage ist es weiters möglich, in der Übergangszeit die Leistungsreserven lastschwacher Zeiten, wie beispielsweise der Nachtstunden, zu speichern, um bei Bedarf darauf zuzugreifen. Eine grafische Darstellung der angedachten Variante wurde bereits im Schema in Abbildung 4-31 gezeigt. Der Nutzungsgrad des neuen Hackgutkessels wurde konstant mit 81 % festgelegt. Das restliche Jahr wird durch den bestehenden Biomassekessel (1,0 MW) mit einem Nutzungsgrad von 80 % abgesichert. Die Brennstoffberechnung von Solarthermiesystem 1 ist in Tabelle 4-11 abgebildet.

Tabelle 4-11: Brennstoffberechnung von Solarthermiesystem 1

Zeit	Wärmebedarf	Solarertrag	Bedarf Kessel	Nutzungsgrad	Hackgutbedarf
	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[%]	[MWh]
26.04. - 07.10.	378,3	226,4	151,9	81	187,5
Übergangszeit	100,7	27,3	73,4	70	104,9
16.10. - 14.04.	1.725,8	67,1	1.658,7	80	2.073,4
Gesamt	2.204,9	320,9	1.884,0	-	2.365,8

Bei Installation des neuen Hackgutkessels (150 kW) besteht auch die Möglichkeit, bei Spitzenbedarf im Winter die Betriebszeit des Ölkessels (1,15 MW) zu minimieren und damit eine Reduzierung des fossilen Brennstoffbedarfs zu erzielen.

4.4.4.b Solarthermiesystem 2

Neben der definierten Solaranlage aus Kapitel 4.4.1.b erfolgt bei dieser Variante der Sommerbetrieb mit dem bestehenden Ölkessel (1,15 MW), welcher als Ausfallreserve- und Spitzenlastkessel installiert ist. Durch Investition in eine neuadaptierte Regelung und hydraulischer Einbindung des Ölkessels in den Pufferspeicher der Solaranlage stellt dieser den Betrieb der Wärmerzeugung bei fehlender Solarwärme und abgeschalteten Biomassekessel vom 26. April bis 7. Oktober sicher. Es erfolgt keine Investition in einen weiteren Hackgutkessel. Dieses System wurde so angedacht, dass der Ölkessel während der Nachtstunden den Fehlbetrag deckt und den Solarspeicher aufladet, um so die Versorgung am Morgen und Vormittag zu sichern. Bei Schlechtwetter und fehlender Solarwärme erfolgt der Betrieb auch am Tag. Die Brennstoffberechnung von Solarthermiesystem 2 ist in Tabelle 4-12 zu sehen. Als Nutzungsgrad für den Ölkessel wurden 84 % angenommen. Die Betriebsführung der restlichen Jahreszeit erfolgt gleich wie beim Solarthermiesystem 1 (vgl. 4.4.4.a) durch den bestehenden Biomassekessel (1 MW).

Tabelle 4-12: Brennstoffberechnung von Solarthermiesystem 2

Zeit	Wärmebedarf	Solarertrag	Bedarf Kessel	Nutzungsgrad	Hackgutbedarf	Ölbedarf
	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[%]	[MWh]	[MWh]
26.04. - 07.10.	378,3	226,4	151,9	84	-	180,8
Übergangszeit	100,7	27,3	73,4	70	104,9	-
16.10. - 14.04.	1.725,8	67,1	1.658,7	80	2.073,4	
Gesamt	2.204,9	320,9	1.884,0	-	2.178,3	180,8

4.4.4.c Alternativsystem

Diese Variante geht von der Annahme aus, dass es zu keiner Errichtung einer thermischen Solaranlage kommt und stattdessen ein weiterer kleiner Hackgutkessel mit einer Leistung von 150 kW mit eigenem Schubboden eingesetzt wird. Durch die Nichtinstallation eines Pufferspeichers kann der Betrieb, der sich lt. Annahme auf die Warmwasserbereitung beschränkt, nur im definierten Zeitraum von 21. Mai bis 12. September erfolgen. Somit ist ein technisch als auch wirtschaftlich ungünstiger Betrieb im Teillastbereich des bestehenden Biomassekessels (1 MW) nicht erforderlich. Als Nutzungsgrad des kleinen Biomassekessels wurden konstante 81 % angenommen. Die Brennstoffberechnung des Alternativsystems ist in Tabelle 4-13 zu sehen. Die Betriebsführung des restlichen Jahres erfolgt unter den gleichen Bedingungen wie bei Solarthermiesystem 1 und 2 (vgl. 4.4.4.a und 4.4.4.b). Der bestehende Ölkessel (1,15 MW) würde als Ausfallreserve und als Spitzenlastkessel zum Einsatz kommen.

Tabelle 4-13: Brennstoffberechnung von dem Alternativsystem

Zeit	Wärmebedarf	Nutzungsgrad	Hackgutbedarf
	[MWh]	[%]	[MWh]
21.05. - 12.09.	223,1	81	275,4
Übergangszeit	256,0	70	365,6
16.10. - 14.04.	1.725,8	80	2.157,3
Gesamt	2.204,9	-	2.798,4

4.4.4.d Weiterbetrieb

Bei dieser Variante wird der Betrieb der Anlage mit dem bestehenden Biomassekessel (1 MW) wie bisher fortgeführt (vgl. Kapitel 3.5.1). Der niedrige Wärmebedarf im Sommer erfordert einen niedriger Teillastbetrieb mit einem sehr ungünstigen Nutzungsgrad von 60 % und Temperaturen von 82 °C im Vorlauf und 67 °C im Rücklauf. Der Nutzungsgrad der Übergangszeit von 68,3% resultiert aus dem angenommenen Nutzungsgrad des Sommerhalbjahres von 65 %. Im Winterhalbjahr (16.10. – 14.4.) beträgt der Nutzungsgrad 80 %. Die Brennstoffberechnung des Weiterbetriebes ist in Tabelle 4-14 zu sehen. Die Kostenerfassung des Weiterbetriebes dient als Vergleichsgrundlage für die vorangeführten Systemfälle.

Tabelle 4-14: Brennstoffberechnung bei Weiterbetrieb

Zeit	Wärmebedarf	Nutzungsgrad	Hackgutbedarf
	[MWh]	[%]	[MWh]
01.06. - 31.08	178,1	60	298,8
Übergangszeit	301,0	68,3	440,0
16.10. - 14.04.	1.725,8	80	2.157,3
Gesamt	2.204,9	-	2.896,1

4.4.4.e Ergebnis der Vergleichsrechnung

Durch ein selbstentwickeltes Excel-Tool, dem die ÖNORM M 7140 (2004) zugrundegelegt wurde, erfolgte die Berechnung nach den Kostengruppen für die vier beschriebenen Anlagenvarianten. Ausgehend von den auf einen bestimmten Zeitpunkt bezogenen Barwert und aufgeteilt auf die Kostengruppen (kapitalgebundene Kosten, verbrauchsgebundene Kosten und betriebsgebundene Kosten) wurden die mittleren jährlichen Kosten (Annuitäten) berechnet. Die sonstige Kosten werden in der ÖNORM M 7140 (2004) nicht als eigene Kostengruppe geführt und sind in den betriebsgebundenen Kosten inkludiert.

In Tabelle 4-15 sind die Berechnungsergebnisse angeführt und nach den Kostengruppen, dem Rechnungsjahr 1, den mittleren jährlichen Kosten und der Summe der Barwerte exkl. USt. für den gesamten 20-jährigen Betrachtungszeitraum gegliedert. Dabei zeigt sich, dass die teuerste Variante in der Anschaffung (Solarthermiesystem 1) nicht automatisch die teuerste Variante über den berechneten Betrachtungszeitraum ist. Solarthermiesystem 2 besitzt eine Nachheizung mit dem bestehenden Ölkessel und ist aufgrund der diesbezüglich spezifisch höheren verbrauchsgebundenen Kosten teurer als Solarthermiesystem 1.

Da der Betrachtungszeitraum für die wirtschaftliche Vergleichsrechnung ein ganzes Jahr ist und der Ölkessel beim Solarthermiesystem 2 jedoch nur während des Sommers zum Einsatz kommt, wirkt sich der Unterschied der verbrauchsgebundenen Kosten zu den anderen Anlagenvarianten nicht so gravierend aus.

Tabelle 4-15: Kostenaufstellung der wirtschaftlichen Vergleichsrechnung für das Biomassenetz B

Betrachtungszeitraum: 20 Jahre, kalkulatorischer Zinssatz: 6 %/a, Preissteigerungsrate: 3 %/a					
Bezeichnung		Solarthermie-System 1	Solarthermie-System 2	Alternativsystem	Weiterbetrieb
Basiskosten im Rechnungsjahr					
Anschaffungskosten	[€]	219.050	195.250	37.620	0
verbrauchsgeb. Kosten	[€]	75.978	82.372	88.954	91.852
betriebsgeb. Kosten	[€]	19.203	20.758	14.610	17.500
mittlere jährliche Kosten					
m. j. kapitalgeb. Kosten	[€/a]	19.098	17.023	3.280	0
m. j. verbrauchsgeb. Kosten	[€/a]	99.351	107.712	116.318	120.108
m. j. betriebsgeb. Kosten	[€/a]	25.110	27.143	19.104	22.883
m. j. Gesamtkosten	[€/a]	143.559	151.878	138.703	142.991
Das System mit den niedrigsten mittleren Gesamtkosten ist das kostengünstigste.					
Summe der Barwerte im Betrachtungszeitraum					
kapitalgeb. Kosten	[€]	219.050	195.250	37.620	0
verbrauchsgeb. Kosten	[€]	1.139.554	1.235.447	1.334.162	1.377.624
betriebsgeb. Kosten	[€]	288.006	311.329	219.126	262.472
Barwert Gesamtkosten	[€]	1.646.610	1.742.026	1.590.909	1.640.096

Die Gegenüberstellung und Gesamtkostenentwicklung ist in Abbildung 4-48 dargestellt. Sie zeigt eindrucksvoll, dass das Alternativsystem, über den 20-jährigen Betrachtungszeitraum gesehen, das günstigste ist. Bereits im achten Jahr hat es sich gegenüber dem bestehenden System amortisiert. Mit einer Amortisierung des Solarthermiesystems 1 gegenüber dem bestehenden System ist erst im 21 Jahr zu rechnen. (Die zugehörigen Berechnungswerte sind in Tabelle A-27 im Anhang zu sehen.)

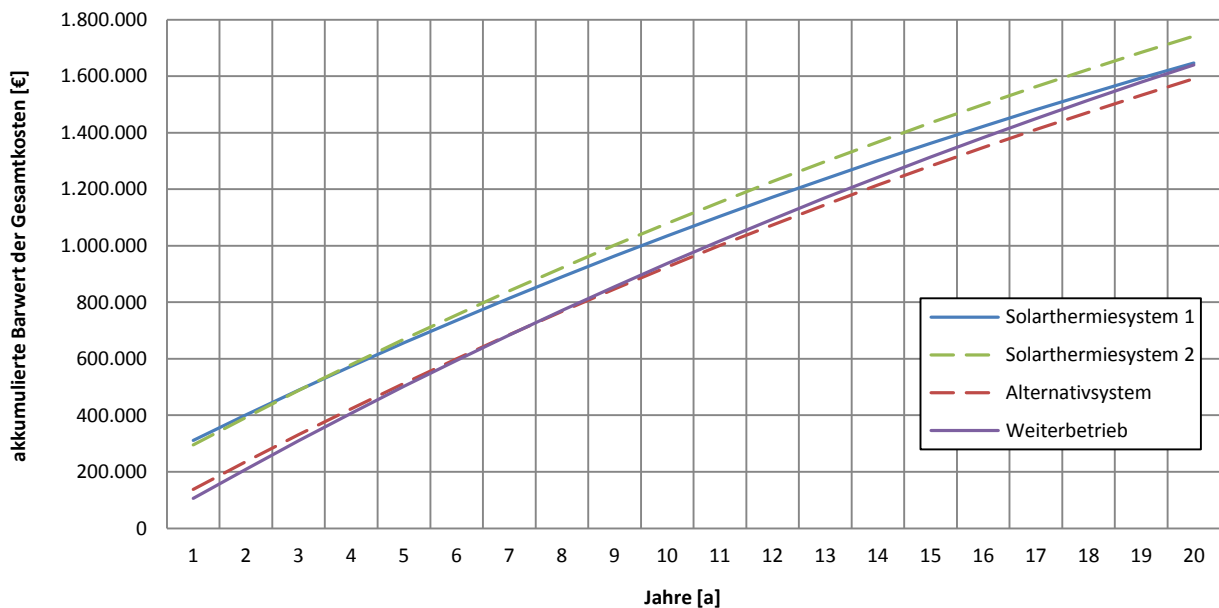


Abbildung 4-48: Gesamtkostenentwicklung der betriebswirtschaftlichen Vergleichsrechnung des Biomassenetzes B

Bei der Betrachtung der Amortisationsdauer von Solarthermiesystem 1 zur Variante des Weiterbetriebs darf kein Vergleich zur Amortisationsberechnung des Biomassenetzes B von Kapitel 4.4.2 e gezogen werden. Die Berechnungen basieren auf unterschiedlichen Grundlagen. Während sich die Berechnungen nach VDI 2067 (2012) ausschließlich auf die Solarthermieanlage und den Einsparungen infolge der Substitution des Hackgutes durch die eingespeiste Solarwärme richtete, wurde bei der Vergleichsrechnung nach ÖNORM M 7140 (2004) die gesamte Wärmebereitstellung (Solarthermie inkl. neuen Biomassekessel (150 kW) und Bestandskessel (1 MW)) untersucht.

Als Resultat dieser Berechnung kann festgehalten werden, dass eine Investition in einen zusätzlichen kleinen Biomassekessel (150 kW) aus rein wirtschaftlichen Überlegungen zu empfehlen ist.

Der Einsatz von fossilem Brennstoff für die Nachheizung (HL) wirkt sich aufgrund des höheren Ölpreises negativ auf die Entwicklung der Gesamtkosten aus. Solarthermiesystem 2 weist demnach die höchsten Gesamtkosten auf. Es ist jedoch zu beachten, dass die Preisentwicklung der Brennstoffe für den 20-jährigen Betrachtungszeitraum großen Unsicherheiten unterworfen ist. Die jährliche Preissteigerung wurde mit 3 % berücksichtigt. Die tatsächliche Schwankungsbreite des Ölpreises der letzten Jahre zeigte jedoch die schwer einzuschätzende Preisdynamik der sich ständig ändernden Energiepreise auf.

Für die Zukunft gesehen gewinnt der Einsatz der Solarthermie in der Wärmeerzeugung durch das kostenlose Solarangebot vermehrt an Bedeutung. Bis auf die Stromkosten für den Pumpenbetrieb ist diese Erzeugungsform nicht von der Energiepreisentwicklung abhängig.

5 ZUSAMMENFASSUNG

Die Erhöhung der Wärmeerzeugung auf Basis erneuerbarer Energieträger für Fernwärmenetze ist aus mehreren Gesichtspunkten sinnvoll und notwendig. Einerseits, um die geforderten Ziele des EU-Klimapaketes für 2020 zu erreichen, andererseits um die Abhängigkeit von Lieferengpässen und Brennstoffpreisen fossiler Energieträger zu vermindern. Die Ressourcenschonung und der Klimaschutz gehören zu den vorrangigen energiepolitischen Themen der Zukunft. Speziell die Solarthermie hat in Österreich durch bereits gewonnene Erfahrungen ein hohes Realisierungspotential beim Einsatz in Nah- und Fernwärmenetzen.

Die von der Sonne zur Verfügung gestellte Solarstrahlung ist kostenlos, emissionsfrei und unerschöpflich. Die Möglichkeit der Wärmegewinnung mittels thermischer Solaranlage ist jedoch nicht konstant, sondern hängt von der Tages- und Jahreszeit sowie vom Wetter ab und die Leistungsdichte der solaren Strahlung ist gering. Die notwendigen Investitionen für Kollektoren, Speicher, Grundfläche, Armaturen und Regelung sind verglichen mit der Nutzung anderer Energieträger als hoch einzustufen.

Das Ziel dieser Diplomarbeit war, Möglichkeiten und Realisierungspotentiale einer Einbindung von Solarthermie in die bestehenden Nah- und Fernwärmenetze der KELAG Wärme GmbH zu untersuchen. Die Basisjahr für die Verbrauchsdaten der Fernwärmenetze war 2012. Mittels vorgegebener Kriterien wurden aus der Anzahl von 80 Nah- und Fernwärmenetze 12 Standorte für die Eignung dieser Wärmeerzeugung bestimmt. Eine weitere Eingrenzung erfolgte durch drei „solare Betrachtungsvarianten“, wobei jeweils ein Referenznetz für die vertiefende Untersuchung ausgewählt wurde.

Als Rechenparameter und Richtwerte für die wirtschaftlichen Berechnungen wurden ausgehend von durchgeführten Markt- und Literaturrecherchen Annahmen getroffen, welche auch durch konkrete Angebote eines namhaften Kollektorherstellers bestätigt wurden. In weiterer Folge wurde die wirtschaftliche Beurteilung unter Verwendung der VDI 2067 (2012) durchgeführt. Durch Errechnung der jährlichen Annuitäten, aufgeteilt nach vier Kostengruppen, erfolgte eine Bestimmung der Kosten über einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren. Desweiteren wurden unter Einbeziehung der simulierten Solarerträge die solaren Wärmegestehungskosten ermittelt, wobei diese, gemeinsam mit den solaren Deckungsgraden, die wesentlichen Entscheidungskriterien für die gewählten Anlagenkonfigurationen darstellen. Die Berücksichtigung der Grundkosten für die Aufstellfläche erfolgte in dieser Diplomarbeit nicht. Da dieser Kostenfaktor aber maßgeblichen Einfluss auf die Investitionsentscheidung hat, muss er im Einzelfall genau betrachtet werden und die in dieser Arbeit enthaltenen Ergebnisse müssen je nach Gegebenheiten entsprechend adaptiert werden. Die für jedes Fernwärmenetz durchgeführte Amortisationsrechnung und Sensitivitätsanalyse sowie eine Miteinbeziehung der zu lukrierenden Förderungen rundet die wirtschaftliche Betrachtung ab.

Es wurden drei solare Betrachtungsvarianten definiert:

- Variante 1: Solare Direkteinspeisung in großen Fernwärmenetzen
- Variante 2: Teilweise Substitution in kleinen Wärmenetzen
- Variante 3: Sehr hohe Substitution in Biomasse-Wärmenetzen

Zu Variante 1: Solare Direkteinspeisung in großen Fernwärmenetzen

Das untersuchte große Fernwärmenetz B erwies sich für die teilweise Substitution in einem großen Netz und der solaren Direkteinspeisung als eine für diese Variante repräsentative Auswahl. Durch den hohen Wärmebedarf während der Sommermonate und der Auslegung als Rücklaufanhebung war eine Solarwärmeabgabe auf niedrigem Temperaturniveau möglich. Der damit verbundene hohe Kollektorwirkungsgrad ermöglicht hohe Solarerträge. Für die Simulation

der gewählten Variante mit 2.000 m² Bruttokollektorfläche und einen Kollektor-Neigungswinkel von 30° wurde die Annahme getroffen, das Volumen des Fernwärmenetzrücklaufes als Solarspeichervolumen mit einer konstanten Rücklauftemperatur von 60 °C zu berücksichtigen. Der simulierte solare Jahresertrag beträgt 920 MWh bei einem solaren Jahresdeckungsgrad von 2,4 %. Der Deckungsgrad in der Hochsommerzeit von 01.06. – 31.08. ergibt 7,2 %. Die solaren Wärmeegestehungskosten von 56,1 €/MWh können durch den Investitionskosten mindernden Einfluss der Förderungen auf 41,7 €/MWh gesenkt werden und sind von den drei Referenznetzen am niedrigsten. Die jährliche Einsparung an den verbrauchsabhängigen Erdgaskosten betragen (unter Beachtung des Nutzungsgrades und des Verrechnungsbrennwertes) ca. 48.300 €. Die durchgeführte Amortisationsrechnung ergibt sowohl für die statische, als auch für die dynamische Amortisationsdauer kürzere Werte als der gewählte Betrachtungszeitraum.

Zu Variante 2: Teilweise Substitution in kleinen Wärmenetzen

Die Untersuchung dieser solaren Betrachtungsvariante eignete sich gut für Anwendungsbeispiele von Wärmenetzen im mehrgeschossigen Wohnbau. Der Standort des kleinen Wärmenetzes A erwies sich sowohl wegen der konstanten Sommerlast (aufgrund der Warmwasserbereitung) als auch wegen der Substitution des fossilen Energieträgers Erdgas als gute Wahl. Zusätzliche Einsparungspotentiale durch Senkung der leistungsbezogenen Erdgaskosten bei entsprechender Einbindung des Solarspeichers zur Spitzenlastabdeckung waren ein weiterer Anreiz der durchgeführten Analyse. Die hydraulische Einbindung der thermischen Solaranlage in das Wärmenetz erfolgte auch hier in Form einer Rücklaufanhebung mit dem Ziel eines möglichst hohen solaren Jahresertrages. Mit der gewählten Variante eines 50 m³ Solarspeichers und einer Bruttokollektorfläche von 1.000 m² ergibt sich bei einem Neigungswinkel von 30° ein simulierter Jahresertrag von 356 MWh und ein solarer Deckungsgrad von 5,7 %. Der erreichte solare Deckungsgrad im Hochsommer beträgt 33,3 %. Auch die berücksichtigten Förderungen zur Senkung der Investitionssumme können die bei dieser gewählten Variante erzielbaren solaren Wärmeegestehungskosten von 103,6 €/MWh nicht maßgeblich reduzieren. Eine Reduktion der Wärmeegestehungskosten ist durch Förderung nur bis 76,4 €/MWh möglich.

Das finanzielle Einsparungspotential durch die Substitution von Erdgas in der Höhe von 17.763 € wird durch den Zusatznutzen des Pufferspeichers als Spitzenlastabdeckung und der daraus ergebenden Senkung der leistungsbezogenen Kosten um 2.747 € auf 20.510 € pro Jahr erhöht. Erst die Förderungen ermöglichen eine Unterschreitung der statischen Amortisationsdauer unter den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren. Die kürzeste dynamische Amortisationsdauer ist mit ca. 35,7 Jahren deutlich darüber.

Zu Variante 3: Sehr hohe Substitution in Biomasse-Wärmenetzen

Diese Untersuchung richtete sich auf Fernwärmenetze, die aufgrund der niedrigen Sommerlast ungünstige Betriebsbedingungen für den bestehenden Biomassekessel hervorrufen. Der Betrieb des Biomassekessels im niedrigen Teillastbereich soll vermieden werden. Diese Forderung wurde durch die Auswahl des Biomassenetzes B sehr gut abgebildet.

Eine Variante der vollständigen Wärmebereitstellung durch Solarthermie im Sommer war wirtschaftlich nicht vertretbar. Vor allem die hohen Investitionskosten in den dafür benötigten Speicher waren unwirtschaftlich. Die vertiefende Analyse befasste sich mit der Erreichung eines sehr hohen solaren Deckungsgrades im Sommer und mit einem möglichst hohen solaren Ertrages in dieser Jahreszeit. Ein weiterer Betrieb des bestehenden Biomassekessels (1 MW) während des Sommers ist durch die zusätzliche Wärmeerzeugung mittels Solaranlage aufgrund des daraus folgenden niedrigeren Teillastbetriebes wirtschaftlich nicht mehr sinnvoll. Aus diesem Grund ist die zusätzliche Installierung eines kleinen Biomassekessels (150 kW)

erforderlich, welcher den Fehlbetrag der Wärmelieferung sicherstellen soll. Die Einbindung dieses Kessels erfolgt in den Solarspeicher.

Für die gewählte Konfiguration mit 1.000 m² Bruttokollektorfläche, einem Speichervolumen von 75 m³ und einem Neigungswinkel von 20° wurden die Simulationen durchgeführt. Als solarer Jahresertrag ergeben sich 321 MWh bei einem solaren Jahresdeckungsgrad von 14,6 %. Die Ergebnisse für den Zeitraum Juni – August betragen 134 MWh als Solarertrag und 74,5 % solarem Deckungsgrad. Die solaren Wärmegegostehungskosten betragen 96,2 €/MWh und werden durch die Förderungen auf bis zu 72,4 €/MWh reduziert. Die Berechnung der Einsparungen durch die Substitution von Hackgut, bezogen auf den bestehenden Biomassekessel (1 MW) ergeben 14.059 € pro Jahr. Selbst die Inanspruchnahme der betrachteten Förderprogramme gestattet keine statische Amortisationsdauer innerhalb des Betrachtungszeitraums.

Die durchgeführte wirtschaftliche Vergleichsrechnung für das Biomassenetz B, unter Verwendung der ÖNORM M 7140 (2004), zeigt eine Gegenüberstellung von vier Anlagenvarianten, bezogen auf den gewählten 20-jährigen Betrachtungszeitraum. Die Berechnung ergibt, dass die Anlagenvariante „Alternativsystem“ mit einem neuen Hackgutkessel (150 kW) die wirtschaftlichste ist.

Abschließend kann festgestellt werden, dass die geplante Errichtung und der Betrieb von Solarthermieanlagen zur Wärmeeinspeisung in Nah- und Fernwärmenetzen in Abhängigkeit vom jeweiligen Standort im Einzelnen konkret betrachtet werden muss. Es konnte gezeigt werden, dass viele Einflüsse wie z.B. die Rücklauftemperatur des Fernwärmenetzes, der Wärmebedarf während des Sommers, eine geforderte Mindestprojektrendite, aktuelle Förderungen und der hohe Platzbedarf für Kollektoren gravierend auf die Ergebnisse einwirken.

Zukünftig ist voraussichtlich mit einem neuen Kostenfaktor in Form einer CO₂-Abgabe (betrifft die untersuchten Varianten 1 & 2) für den Bereich der Fernwärmebereitstellung zu rechnen, die sich negativ auf die verbrauchsgebundenen Kosten auswirken werden. Der vermehrte Einsatz von Solarthermie würde dadurch an zusätzlicher wirtschaftlicher Attraktivität gewinnen.

Eine konkrete Empfehlung kann nur dahin gehend ausgesprochen werden, Solarthermieanlagen bereits bei der Planung von Neuprojekten mit einzubeziehen, da der Aufwand, bestehende Anlagen umzurüsten, mit erheblichen Zusatzkosten verbunden ist.

LITERATUR

- Agentur für Erneuerbare Energien e.V., 2009, Hintergrundinformation Wärme speichern, abgerufen am 24. April 2013 von http://www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/18_hintergrundinfo_waerme_speichern_nov09_2.pdf.
- Arbeitsgemeinschaft QM Holzheizwerke, 2004, Planungshandbuch, C.A.R.M.E.N. e.V., Straubing.
- ARCON Solar A/S, 2010, Datasheed: ARCON solar collector - type HT-A 28/10, abgerufen am 20. Juni 2013 von http://www.arcon.dk/produkter/~media/ARCON/PDFer/HT%20A_28%2010_uk%20pdf.ashx.
- ARCON Solar A/S, 2010a, Datasheed: ARCON solar collector - type HT-SA 28/10, abgerufen am 20. Juni 2013 von http://www.arcon.dk/produkter/~media/ARCON/PDFer/HT%20SA_28%2010_uk%20pdf.ashx.
- Bauer, Ulrich, 2008, Betriebswirtschaftslehre, Lehrveranstaltungsskriptum, Institut für Betriebswirtschaftslehre und Betriebssoziologie, Technische Universität Graz, Graz.
- Beikircher, Thomas, 2010, Hocheffizienter Flachkollektor mit Folienisolation und Überhitzungsschutz für Betriebstemperaturen von 70-120°C, abgerufen am 20. Juni 2013 von http://www.zae.uni-wuerzburg.de/files/hocheffizienter_flachkollektor_mit_folienisolation.pdf.
- Biermayr, Peter, Eberl Manuela, Ehring Rita, Fechner Hubert, Kristöfel Christa, Eder-Neuhauser Peter, Prügler Natalie, Sonnleitner Andrea, Strasser Christoph, Weiss Werner und Wörgetter Manfred, 2012, Innovative Energietechnologien in Österreich, Marktentwicklung 2011, Berichte aus Energie- und Umweltforschung, 12/2012, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, abgerufen am 10. Mai 2013 von <http://www.aee-intec.at/0uploads/dateien835.pdf>.
- Bucar, Gerhard, Schweyer Karin, Fink Christian, Riva Richard, Neuhäuser Michael, Meissner Ernst, Streicher Wolfgang und Halmdienst Christian, 2005, Dezentrale erneuerbare Energie für bestehende Fernwärmenetze, Berichte aus Energie- und Umweltforschung, 78/2006, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, abgerufen am September. 24. April 2013 von http://download.nachhaltigwirtschaften.at/edz_pdf/0678_dezentrale_energieerzeugung_fuer_fernwaerme.pdf.
- Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, 2009, Erneuerbare Energie 2020, Potentiale und Verwendung in Österreich, abgerufen am 23. Februar 2013 von http://www.energiestrategie.at/images/stories/pdf/02_bmlfuw_09_erneuerbare2020.pdf.
- Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend, 2009, Energiestrategie Österreich, abgerufen am 18. Mai 2013 von http://www.bmwfi.gv.at/Ministerium/Staatspreise/Documents/energiestrategie_oesterreich.pdf.
- DIN 31051, 2012, Grundlagen der Instandhaltung, Grundlagen, 09.2012, DIN Deutsches Institut für Normung e. V., Berlin.

- Energie-Control Austria, 2013, Erdgaspreis, abgerufen am 01. Juni 2013 von <http://www.e-control.at/de/industrie/gas/gaspreis>.
- EU- Richtlinie 2009/28/EG, 2009, Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, abgerufen am 18. Mai 2013 von http://www.bmwfj.gv.at/EnergieUndBergbau/Energieversorgung/Documents/de_EE%20RL_2009_28_EG.pdf.
- FGW, 2012, Fernwärme in Österreich, Zahlenspiegel 2012, Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen, abgerufen am 18. Mai 2013 von http://www.gaswaerme.at/ufile/9/2619/zahlenspiegel_fw2012_hi.pdf.
- Fink, Christian und Hausner Robert, 2001, Strategien zur Vermeidung von unzulässigen Temperaturbelastungen an Anlagenkomponenten im Stagnationsfall, abgerufen am 30. April 2013 von <http://www.aee-intec.at/0uploads/dateien82.pdf>.
- Fink, Christian und Müller Thomas, 2008, Thermische Solarenergienutzung im Geschosswohnbau, Ein Leitfaden für Planung, Umsetzung und Betriebsführung, abgerufen am 01. Juni 2013 von http://www.hausderzukunft.at/hdz_pdf/leitfaden_0929b_solarenergienutzung_geschoss_wohnbau.pdf.
- Fink, Christian, Knabl Samuel und Mauthner Franz, 2013, Solarthermische Großanlagen in gewerblichen Anwendungen - Aktivitäten in Österreich, Solarforum St. Veit, abgerufen am 23. April 2013 von http://www.solarenergy.at/de/assets/downloads/Schulungen/Solarforum%202013/SEG_SCH_Solarforum2013_AEE_Fink.pdf?PHPSESSID=353d59e6ffa52e9b3082048957128277.
- Glück, Bernd, 1985, Heizwassernetze für Wohn- und Industriegebiete, VEB Verlag für Bauwesen, Berlin
- GSNE-VO 2013 - Novelle 2013, 2012, Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013, Bundesgesetzblatt, Republik Österreich
- GWG 2011, 2011, Gaswirtschaftsgesetz 2011, Bundesgesetzblatt, Republik Österreich,
- Hausner, Robert und Fink Christian, 2001, Das Verhalten von Solarsystemen im Stagnationsfall, abgerufen am 30. April 2013 von <http://www.aee-intec.at/0uploads/dateien114.pdf>.
- Hausner, Robert, Fink Christian, Wagner Waldemar, Riva Richard und Hillerns Frank, 2003, Entwicklung von thermischen Solarsystemen mit unproblematischem Stagnationsverhalten, Berichte aus Energie- und Umweltforschung, 9/2003, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, abgerufen am 02. Mai 2013 von <http://www.aee-intec.at/0uploads/dateien4.pdf>.
- Heimrath, Richard, Heinz Andreas, Mach Thomas, Streicher Wolfgang, Fink Christian und Riva Richard, 2002, Solarunterstützte Wärmenetze, Berichte aus Energie- und Umweltforschung, 12/2002, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, abgerufen am 23. Jänner 2013 von <http://www.aee-intec.at/0uploads/dateien70.pdf>.

- Hesselbach, Jens, 2012, Energie- und klimaeffiziente Produktion, Grundlagen, Leitlinien und Praxisbeispiele, Springer Vieweg, Wiesbaden.
- Kaltschmitt, Martin und Streicher Wolfgang, 2009, Regenerative Energien in Österreich, Grundlagen, Systemtechnik, Umweltaspekte, Kostenanalysen, Potentiale, Nutzung, vieweg+teubner, Wiesbaden.
- Kaltschmitt, Martin, Streicher Wolfgang und Wiese Andreas, 2006, Erneuerbare Energien, Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, Springer, Berlin.
- Karpf, Gilbert, 2000, Biomasseheizwerke auf dem Prüfstand, C.A.R.M.E.N. e.V., abgerufen am 20. April 2013 von <http://www.dbu.de/phpTemplates/publikationen/pdf/10110609025761.pdf>.
- Kelag, 2013, Industriepreis Gas der Kelag Kärntner-Elektrizitäts-Aktiengesellschaft, Klagenfurt.
- KELAG Wärme GmbH, 2013, Interne Dokumente und Informationen, Villach.
- Khartchenko, Nikolai, 1995, Thermische Solaranlagen, Grundlagen, Planung und Auslegung, Springer, Berlin.
- Klima- und Energiefonds, 2013, Leitfaden Solarthermie- solare Großanlagen, 4. Ausschreibung, abgerufen am 26. April 2013 von www.klimafonds.gv.at.
- Klima- und Energiefonds, 2013a, Telefongespräch mit zuständigen Sachbearbeiter am 04.06.2013.
- KLV, 2013, Telefongespräch mit Mitarbeiter der Kärntner Landesversicherung am 11.06.2013.
- Kommunkredit Public Consulting, 2012, Thermische Solaranlagen für Betriebe, Version 02/2012, abgerufen am 10. April 2013 von www.umweltfoerderung.at.
- Mangold, Dirk, 2007, Solare Nahwärme und Langzeit-Wärmespeicher, Wissenschaftlich-technische Programmbegleitung für Solarthermie 2000Plus, SOLITES, abgerufen am 24. April 2013 von <http://www.solites.de/download/literatur/AB-SUN%20VI%20FKZ%200329607L.pdf>.
- Marko, Armin und Braun Peter, 1997, Thermische Solarenergienutzung an Gebäuden, für Ingenieure und Architekten, Springer, Berlin.
- Mattausch, Claus, 2006, Zuverlässigkeitsanalyse von Fernwärmenetzen, Diplomarbeit, Institut für Elektrische Anlagen, Technische Universität Graz, abgerufen am 10. Juli 2013 von http://www.ifea.tugraz.at/sources/pdf/DA_Mattausch.pdf.
- Meißner, Rolf, 2009, Wie groß dürfen Solarspeicher sein?, Sonderdruck aus der Fachzeitschrift Heizungsjournal, Heft 4-5, abgerufen am 02. März 2013 von <http://www.ritter-xl-solar.com/uploads/media/Wie-gross-duerfen-Solarspeicher-sein-HZJ4-5-09.pdf>.
- Obernberger, Ingwald, 1997, Möglichkeiten der technologischen und wirtschaftlichen Optimierung von Biomasse-Nahwärme- und Mikronetzen, abgerufen am 07. Mai 2013 von <http://www.bios-bioenergy.at/uploads/media/Paper-Obernberger-OptimierungFWNetze-Altener-1997-09-30.pdf>.
- Obernberger, Ingwald, 2000, Thermische Nutzung fester biogener Brennstoffe, abgerufen am 09. Juni 2013 von <http://www.bios-bioenergy.at/de/downloads-publikationen/biomasse-allgemein.html>.

- ofi Technologie und Innovation GmbH, Austrian Bioenergy Centre GmbH und AEE – Arbeitsgemeinschaft ERNEUERBARE ENERGIEN NÖ–Wien, 2008, Heizen mit Holz - Was sie schon immer wissen wollten!, Klima Aktiv, abgerufen am 10. Juni 2013 von <http://www.holzwaerme.at/cms/cms.php?pageName=302>.
- ÖNORM M 7109, 2002, Begriffe der Energiewirtschaft – Energiehaushalten, 01.07.2002, Österreichisches Normungsinstitut, Wien.
- ÖNORM M 7140, 2004, Betriebswirtschaftliche Vergleichsrechnung für Energiesysteme nach der erweiterten Annuitätenmethode, Begriffsbestimmungen, Rechenverfahren, 01.11.2004, Österreichisches Normungsinstitut, Wien.
- ÖNORM M 7140 Beiblatt 4, 2004, Betriebswirtschaftliche Vergleichsrechnung für Energiesysteme nach der erweiterten Annuitätenmethode, Berechnungsbeispiele, 01.11.2004, Österreichisches Normungsinstitut, Wien.
- ÖNORM M 7140 Beiblatt 5, 2004, Betriebswirtschaftliche Vergleichsrechnung für Energiesysteme nach der erweiterten Annuitätenmethode, Richt- und Anhaltswerte für Eingaben, 01.11.2004, Österreichisches Normungsinstitut, Wien.
- Österreichischer Biomasseverband, 2013, Energieträgervergleich April 2013, abgerufen am 08. Juni 2013 von <http://www.biomasseverband.at/service/energietraegervergleich>.
- Polysun® Designer 5.0, 2012, Vela Solaris AG, Winterthur.
- Recknagel, Hermann, Sprenger Eberhard und Schramek Ernst Rudolf, 2009, Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik 09/10, 74. Auflage, Oldenburg Industrieverlag, München.
- Remmers, Karl-Heinz, 2001, Große Solaranlagen, Einstieg in Planung und Praxis, Beuth, Berlin.
- Royal Dutch Shell, 2013, New Lens Scenarios, abgerufen am 23. April 2012 von http://s08.static-shell.com/content/dam/shell-new/local/corporate/Scenarios/Downloads/Scenarios_newdoc.pdf.
- Rummich, Erich, 2011, Energiespeicher, Grundlagen, Komponenten, Systeme und Anwendungen, Expert Verlag, Renningen.
- Scheuren, Jörn, 2008, Untersuchungen zum Stagnationsverhalten solarthermischer Kollektorfelder, Unidruckerei der Universität Kassel, Kassel.
- Schneider, Birgit, 2010, Kunststoffolie isoliert Flachkollektor, abgerufen am 15. Juni 2013 von http://www.bine.info/fileadmin/content/Publikationen/Projekt-Infos/2010/Projektinfo_08-2010/projekt_0810_internetx.pdf.
- SDH, 2012, Solar district heating guidelines, Collection of fact sheets, abgerufen am 23. April 2013 von http://www.solar-district-heating.eu/Portals/0/Factsheets/SDH-WP3-D31-D32_August2012.pdf.
- Spitzer, Josef, 2006, Allgemeine Energiewirtschaftslehre, Induscript, 4. Auflage, Institut für Industriebetriebslehre, Technische Universität Graz, Graz.
- Statistik Austria, 2012, Hauptwohnsitzwohnungen 2012 nach Art der Heizung, Gebäudegröße und Bundesland, abgerufen am 18. Mai 2013 von http://www.statistik.at/web_de/statistiken/wohnen_und_gebaeude/bestand_an_gebaeuden_und_wohnungen/hauptwohnsitz-wohnungen/index.html.

Statistik Austria, 2013, Statistisches Jahrbuch Österreichs 2013, abgerufen am 18. Mai 2013 von http://www.statistik.at/web_de/services/stat_jahrbuch/index.html.

Stmk. BauG., 1995, Steiermärkisches Baugesetz, Bundesland Steiermark.

Streicher, Wolfgang, 2007, Sonnenenergienutzung, Manuskript zur Vorlesung, Institut für Wärmetechnik, Technische Universität Graz, Graz.

T*SOL[®] Expert 4.5, 2013, Dr. Valentin EnergieSoftware GmbH, Berlin.

Theißing, Matthias, Kraußler Alois, Muster Michaela, Schloffer Martin, Tragner Manfred, Wanek Michael und Theißing-Braunhart Ingrid, 2009, Instationarität von industrieller Abwärme als limitierenden Faktor bei der Nutzung und Integration in Wärmeverteil- und Wärmenutzungssystemen, Berichte aus Energie- und Umweltforschung, 34/2009, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, abgerufen am 07. Juni 2013 von http://www.fabrikderzukunft.at/fdz_pdf/endbericht_0934_industrielle_abwaerme.pdf.

Valentin Software, 2010, Benutzerhandbuch T*SOL, Version 4.5, Auslegung und Simulation thermischer Solaranlagen, Dr. Valentin EnergieSoftware GmbH, Berlin.

VDI 2067 Blatt 1, 2012, VDI-Richtlinie, Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen, Grundlagen und Kostenrechnung, 09.2012, VDI Verein Deutscher Ingenieure e.V., Düsseldorf.

Vela Solaris AG, 2012, Benutzerdokumentation Polysun Simulationssoftware, Winterthur.

Wawer, Tim, Hohmeier Stephan und Seidl Hannes, 2012, Steigerung der Flexibilität und Effizienz von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen durch die Kombination mit Wärmespeichern, dena Kurzstudie, Deutsche Energie-Agentur GmbH, abgerufen am 13. März 2013 von http://www.effiziente-energiesysteme.de/fileadmin/user_upload/1_Fachmodule/KWK/Apr-2012_dena-Studie_W%C3%A4rmespeicher_final.pdf.

Weinstich, Martin, 2013, Photoaufnahme des Biomasseheizwerk Oberzeiring der KELAG Wärme GmbH.

Weiss, Werner und Purkarthofer Gottfried, 2000, Technologie Portrait Thermische Solarenergie, Arbeitsgemeinschaft ERNEUERBARE ENERGIE – AEE, abgerufen am 15. 04 2013 von http://www.nachhaltigwirtschaften.at/nw_pdf/1033_technologieportrait_thermal_solar_energ.pdf.

Winter, Thomas, 2013, Marktforschungsstudie Fernwärme 2013, abgerufen am 15. Juli 2013 von <http://www.gaswaerme.at/de/pdf/13-1/winder.pdf>.

Zahoransky, Richard, 2009, Energietechnik, Systeme zur Energieumwandlung, Kompaktwissen für Studium und Beruf, Vieweg+Teubner, Wiesbaden.

ANHANG

Datasheet
page 1/2

ARCON solar collector - type HT-SA 28/10

Data

External dimensions: 2.27 x 5.96 x 0.14 m
 Gross area: 13.57 m²
 Aperture area: 12.52 m²
 Weight, excl. fluid: 250 kg
 Fluid content: 9.3 litre

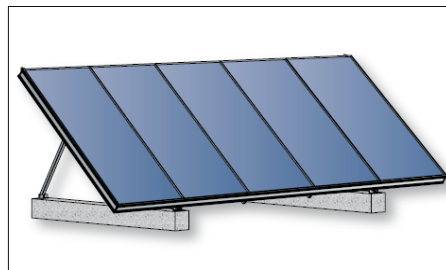


Figure 1: HT-SA collector mounted on concrete foundations

Efficiency

$$\eta = \eta_0 - \frac{a_1 \cdot (T_m - T_a)}{G} - \frac{a_2 \cdot (T_m - T_a)^2}{G}$$

where:

T_a = Ambient temperature [°C]
 T_m = Mean fluid temperature [°C]
 G = Irradiance [W/m²]

Efficiency based on aperture area of 12.56 m², a flow of 25 ltr/min and a wind velocity of 3 m/s:

$\eta_0 = 0.817$
 $a_1 = 2.205 \text{ [W/(m}^2\text{K)]}$
 $a_2 = 0.0135 \text{ [W/(m}^2\text{K}^2\text{)]}$

Conditions:

Fluid = 40 %
 Flow = 25 L/min
 Irradiance [G] > 800 W/m²

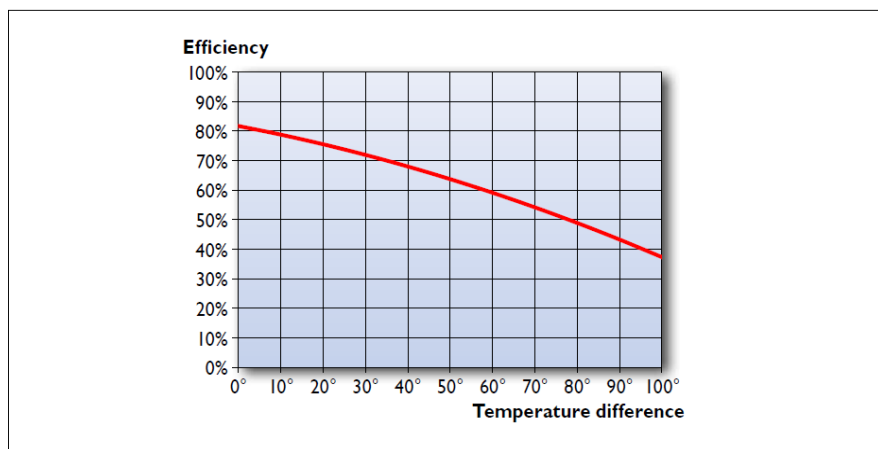


Figure 2: Efficiency graph (G = 800 W/m²)

Temperature difference [K]	Collector power output [W]		
	Irradiance [W/m ²]		
$T_m - T_a$	400	700	1000
10	3800	6870	9940
30	3113	6183	9253
50	2290	5360	8430
70	802	3872	6942

Figure 3: Collector power output at different irradiance



ARCON Solar A/S
 Skørping Nord 3
 DK-9520 Skørping
 Tel. +45 98 39 14 77
 arcon@arcon.dk
 www.arcon.dk

05.2010/HT-SA_28-10.dk

ARCON solar collector - type HT-SA 28/10

Datasheet
page 2/2

Absorber

Type: Selective - Alanod
 Material: Copper/aluminum
 Coating: Mirotherm, $\alpha > 0.95$; $\epsilon < 0.05$
 Pipe system: 18xØ10 parallel pipes and 2xØ28 distribution pipes
 Sectional area: 66 mm²
 Material thickness: 0.5 mm

Finish

Number of layers: 2
 Material: Anti reflex treated glass + ETFE foil
 Thickness: 3.2 + 0.025 mm

Connection

Stainless flex tube: 2 x 28 mm

Insulation

Back side: 75 mm mineral wool
 Side: 30 mm mineral wool

Pressure

Recommended max. working pressure: 10 bar
 Testing pressure: 13 bar
 Maximum flow: 3.3 m³/h

Incidence angle modifiers

$$K_{\theta} = 1 - \tan^a (\theta / 2)$$

where:

θ = incidence angle [°]

a = exponent (4.51)

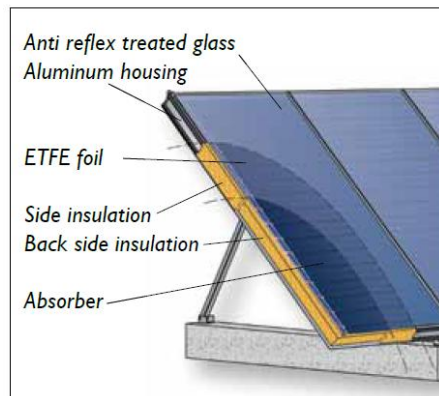


Figure 4: Cut through HT-SA solar collector

Pressure loss

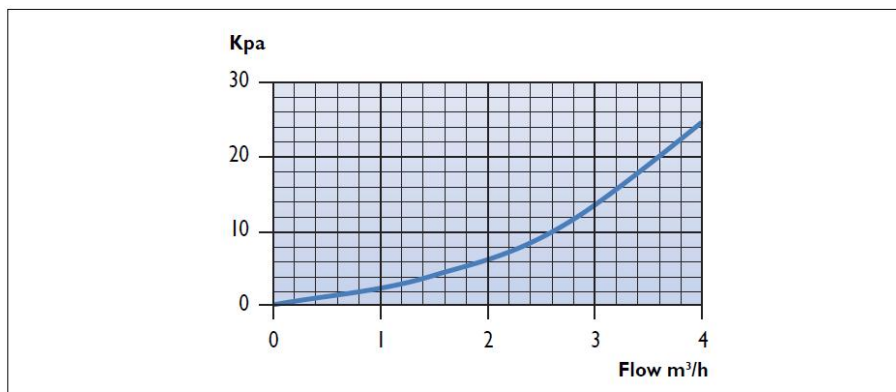


Figure 5: Pressure loss graph



ARCON Solar A/S
 Skørping Nord 3
 DK-9520 Skørping
 Tel. +45 98 39 14 77
 arcon@arcon.dk
 www.arcon.dk

05.2010/HT-SA_28-10.uk

Anhang zu Kapitel 4.2: Variante 1: Solare Direkteinspeisung in großen Fernwärmenetzen

Tabelle A-1: Eingabeparameter des großen Netzes B für T*SOL

Eingabeparameter beim Simulationsprogramm T*SOL 4.5 Expert großes Netz B		
Bezeichnung	Einheit	Eingabe
Fernwärmenetz		
Wärmebedarf Jahr 2012 (excl. 29.2.2012)	[MWh]	38.160
Wärmebedarf Juni - August	[MWh]	4.605
Gemittelter Tagesbedarf		
Gemittelter Tagesbedarf Jahr	[MWh]	104,5
Gemittelter Tagesbedarf Juni - August	[MWh]	51
Sommerhalbjahr (+ Hochsommer): 01.04. - 30.09.		
Netzvorlauftemperatur	[°C]	90
Netzurücklauftemperatur	[°C]	60
Winterhalbjahr: 01.10. - 31.03.		
Netzvorlauftemperatur	[°C]	98
Netzurücklauftemperatur	[°C]	60
Nutzungsgrad Erdgaskessel		
Nutzungsgrad EGK (1.6. - 31.8.)	[-]	0,86
Nutzungsgrad EGK (1.4. - 30.9.)	[-]	0,86
Nutzungsgrad EGK (1.10. - 31.3.)	[-]	0,88
Solarthermieanlage		
Klima Datensatz	[-]	St. Michael im Lungau
Gewählter Kollektor	[-]	ARCON Solar HT-SA 28/10
Brutto-Kollektorfläche	[m ²]	2.000
Aufstellwinkel	[°]	30
Azimutwinkel	[°]	0
Wärmeträgerflüssigkeit	[-]	Wasser + 40 % Glykol
Spezifischer Volumenstrom (low flow)	[l/h pro m ²]	20
Regelung der Kollektorkreisbindung		
Einschalten oberhalb der Differenz	[K]	8
Ausschalten unterhalb der Differenz	[K]	3
Temp.-Spreizung Kollektorkreis-WT	[K]	5
Speicher = Rücklaufvolumen Fernwärmenetz		
Volumen	[m ³]	237
Verhältnis Höhe / Durchmesser	[-]	1
Stärke Dämmung	[m]	0,4
Wärmeleitwert Dämmung	[W/mK]	0,03
Anschlüsse Kollektorkreis		
Eintritt oben	[%]	99
Austritt unten	[%]	1
Fühler- Einbauhöhen des Kollektorkreises (im Pufferspeicher)		
Kollektorkreis ein-/ ausschalten	[%]	5
Kollektorkreis abschalten (bei 99 °C)	[%]	10
Anbindung Speicherdurchfluss		
Eintritt unten	[%]	1
Austritt oben	[%]	99
Nachheizung		
Typ		2 x Gaskessel
Nennleistung	[MW]	insgesamt 16,5
Brennstoff	[-]	Erdgas MG Ost
Heizwert Hi	[kWh/Nm ³]	10,1
Brennwert Hs	[kWh/Nm ³]	11,2
Vorlaufzeit der Simulation		
	[-]	4 Monate

_2000_m2

_2000_m2

Vorgaben

Klimadaten

Standort: "St. Michael i. Lunggau"
 Klimadatensatz: 1194,76 kWh
 Jahressumme Globalstrahlung: 47,83 °
 Breitengrad: -13,48 °
 Längengrad:

Prozesswärme

Durchschnittlicher Tagesbedarf: 50 MWh
 Vorlauftemperatur: 90 °C
 Mindestvorlauftemperatur: 80 °C
 Rücklauftemperatur: 60 °C
 Datenimport aktiviert

Anlagenkomponenten

Kollektorkreis

Hersteller: ARCON SolVarme A/S
 Typ: HT-SA
 Anzahl: 147,38
 Gesamtbruttofläche: 1999,95 m²
 Gesamtbruttofläche: 1845,2 m²
 Aufstellwinkel: 30 °
 Azimut: 0 °

Pufferspeicher

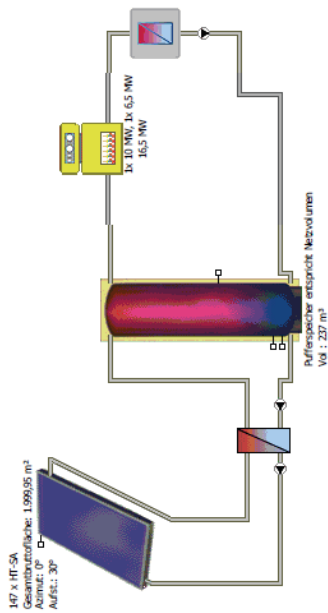
Hersteller: T*SOL Bibliothek
 Typ: Pufferspeicher entspricht
 Nettovolumen: 237 m³

Zusatzheizung

Hersteller: 2 Erdgaskessel
 Typ: 1x 10 MW, 1x 6,5 MW
 Nennleistung: 16,5 MW

Legende

Original T*SOL Bibliothek
 Mit Prüfbericht
 Solar Keymark



Ergebnisse (Simulation vom 1.6. bis 31.8.)

Installierte Kollektorleistung:	1.399,96 kW
Installierte Kollektorfläche (Brutto):	1999,95 m ²
Einstrahlung Kollektorfläche (Brutto):	453,35 kWh/m ²
Abgegebene Energie Kollektorfläche (Bezugsfläche):	184,15 kWh/m ²
Abgegebene Energie Kollektorkreis:	180,52 kWh/m ²
Energielieferung Prozesswärme:	4601,21 MWh
Zugeführte Energie Zusatzheizung:	4271,6 MWh
Einsparung Erdgas MG Ost:	38.433,7 m ³
Vermiedene CO ₂ -Emissionen:	77.558,50 kg
Deckungsanteil gesamt:	7,2 %
Systemnutzungsgrad:	39,9 %

Vorgaben

Klimadaten

Standort: "St. Michael i. Lunggau"
 Klimadatensatz: 1194,76 kWh
 Jahressumme Globalstrahlung: 47,83 °
 Breitengrad: -13,48 °
 Längengrad:

Prozesswärme

Durchschnittlicher Tagesbedarf: 50 MWh
 Vorlauftemperatur: 90 °C
 Mindestvorlauftemperatur: 80 °C
 Rücklauftemperatur: 60 °C
 Datenimport aktiviert

Anlagenkomponenten

Kollektorkreis

Hersteller: ARCON SolVarme A/S
 Typ: HT-SA
 Anzahl: 147,38
 Gesamtbruttofläche: 1999,95 m²
 Gesamtbruttofläche: 1845,2 m²
 Aufstellwinkel: 30 °
 Azimut: 0 °

Pufferspeicher

Hersteller: T*SOL Bibliothek
 Typ: Pufferspeicher entspricht
 Nettovolumen: 237 m³

Zusatzheizung

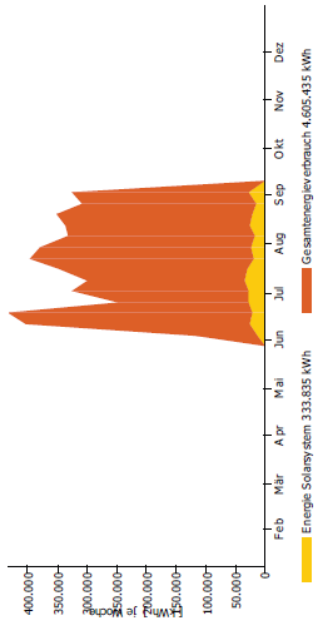
Hersteller: 2 Erdgaskessel
 Typ: 1x 10 MW, 1x 6,5 MW
 Nennleistung: 16,5 MW

Legende

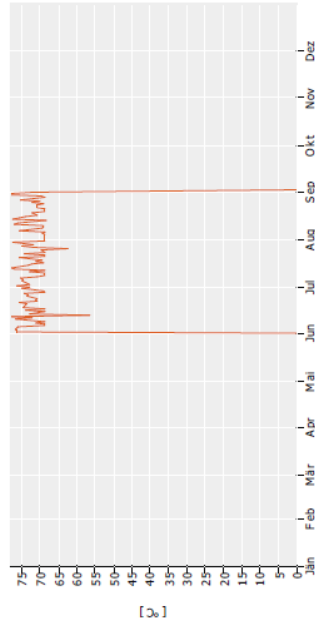
Original T*SOL Bibliothek
 Mit Prüfbericht
 Solar Keymark

Abbildung A-3: T*SOL-Simulationsbericht Seite 1 & 2 des Zeitraumes 1.6. - 31.8. des großen Netzes B

Anteil der Solarenergie am Energieverbrauch

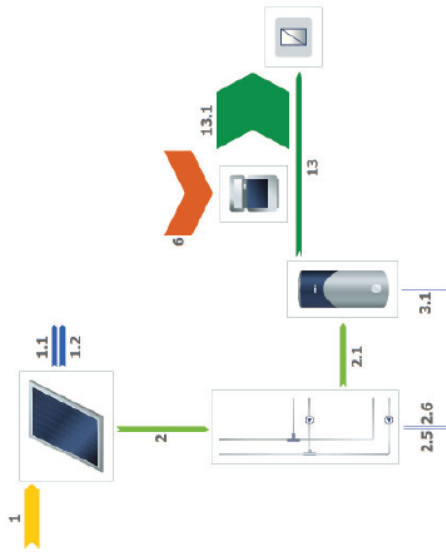


Tägliche Maximaltemperaturen im Kollektor



Die Berechnungen wurden mit dem Simulationsprogramm für thermische Solaranlagen T*SOL Expert 4.5 durchgeführt. Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung mit einer variablen Zeitschrittweite von max. 6 Minuten ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge können aufgrund von Schwankungen des Wetters, des Verbrauchs und anderen Faktoren davon abweichen. Das obige Anlagenschema ersetzt keine fachtechnische Planung der Solaranlage.

Energiebilanzschema



Legende

1	Einstrahlung Kollektorfläche (Bezugsfläche)	837 MWh
1.1	Optische Kollektorverluste	226 MWh
1.2	Thermische Kollektorverluste	271 MWh
2	Energie vom Kollektorfeld	340 MWh
2.1	Solarenergie an Speicher	334 MWh
2.5	Rohverluste innen	5.915 MWh
2.6	Rohverluste außen	44 MWh
3.1	Speicherverluste	1.427 MWh
6	Endenergie	4.967 MWh
13	Speicher an Prozesswärme	330 MWh
13.1	Durchlauferhitzer an Prozesswärme	4.272 MWh

Abbildung A-4: T*SOL-Simulationsbericht Seite 3 & 4 des Zeitraumes 1.6. - 31.8. des großen Netzes B

Glossar

- 1 Einstrahlung Kollektorfläche (Bezugsfläche)**
Die auf die geneigte Kollektorfläche (Bezugsfläche) eingestrahlte Energie
- 1.1 Optische Kollektorverluste**
Verluste u.a. durch Reflexion
- 1.2 Thermische Kollektorverluste**
Verluste u.a. durch Wärmeleitung
- 2 Energie vom Kollektorfeld**
Die abgabene Energie am Austritt des Kollektorfeldes (d.h. vor der Verrohrung)
- 2.1 Solarenergie an Speicher**
Energie vom Kollektorfeld an den Speicher (abzüglich Rohrverluste)
- 2.5 Rohrverluste innen**
Verluste der innen verlegten Rohre
- 2.6 Rohrverluste außen**
Verluste der außen verlegten Rohre
- 3.1 Speicherverluste**
Wärmeverluste über die Oberfläche
- 6 Endenergie**
Endenergiestrom in die Anlage. Diese kann als Erdgas, Öl oder Strom (ohne Solarenergie) unter Berücksichtigung der Nutzungsgrade einfließen
- 13 Speicher an Prozesswärme**
Energie vom Speicher an den Prozesswärme-Verbraucher
- 13.1 Durchlauferhitzer an Prozesswärme**
Energie vom Durchlauferhitzer an der Prozesswärme

Abbildung A-5: T*SOL-Simulationsbericht Seite 5 des Zeitraumes 1.6. - 31.8. des großen Netzes B

Tabelle A-2: Simulationsergebnisse des großen Netzes B

großes Netz B
 Klimadaten: St. Michael im Lungau T+SOL
 Kollektor: ARCON HT - SA 28/10
 ohne Pufferumgebung
 Low Flow: 20 l/(m²·h)

Aperturfäche: 13,57 m²
 Aperturwinkel (Neigungswinkel): 30°
 Speichervolumen entspricht dem Netzvolumen: 237 m³
 Netztemperatur Sommer (01.04. - 30.09.): Vorlauf: 90°C, Rücklauf: 60°C
 Nutzungsgrad Sommer: 86% bezogen auf HI
 Brennstoff: Erdgas WG Ost (H₁ = 11,20 kWhNm⁻³, H = 10,1 kWhNm⁻³)

Zeitraum: 01.06.2012 - 31.08.2012

Kollektorfläche Brutto [m ²]	Kollektorfläche netto (Apertur) [m ²]	Anzahl Kollektoren	Speichervolumen / Kollektorfläche (Apertur) [l/m ²]	Install. P. Koll [kW]	Einstrahlung Koll-Fläche		Abgegebene Energie Kollektorkreis		Einsparung Erdgas [m ³]	Einsparung Erdgas bez. auf Heizwert HI [MWh]	Einsparung Erdgas bez. auf Brennwert Hs [MWh]	solare Deckung [%]
					gesamt [MWh]	spezifisch [kWh/m ²]	gesamt [MWh]	spezifisch [kWh/m ²]				
250	230,66	18,42	1,028	175	104,55	453,35	41,66	180,62	4,795,7	48,4	53,7	0,9
500	461,31	36,85	514	350	209,16	453,35	82,98	179,87	9,553,7	96,5	107,0	1,8
750	691,97	55,27	343	525	313,71	453,35	125,49	181,35	14,447,4	145,9	161,8	2,7
1.000	922,62	73,69	257	700	418,26	453,35	166,78	180,77	19,200,7	193,9	215,0	3,6
1.500	1.383,94	110,54	171	1.050	627,42	453,35	250,15	180,75	28,799,5	290,9	322,6	5,4
2.000	1.845,25	147,38	128	1.400	836,53	453,35	333,84	180,92	38,433,7	388,2	430,5	7,2
2.500	2.306,56	184,23	103	1.750	1.045,69	453,35	416,94	180,76	48,001,8	484,8	537,6	9
3.000	2.767,87	221,08	86	2.100	1.254,85	453,35	497,20	179,63	57,241,9	578,1	641,1	10,8
4.000	3.690,49	294,77	64	2.800	1.673,11	453,35	648,63	175,76	74,675,1	754,2	836,4	14,1

Zeitraum: 01.04.2012 - 30.09.2012

Kollektorfläche Brutto [m ²]	Kollektorfläche netto (Apertur) [m ²]	Anzahl Kollektoren	Speichervolumen / Kollektorfläche (Apertur) [l/m ²]	Install. P. Koll [kW]	Einstrahlung Koll-Fläche		Abgegebene Energie Kollektorkreis		Einsparung Erdgas [m ³]	Einsparung Erdgas bez. auf HI [MWh]	Einsparung Erdgas bez. auf Brennwert Hs [MWh]	solare Deckung [%]
					gesamt [MWh]	spezifisch [kWh/m ²]	gesamt [MWh]	spezifisch [kWh/m ²]				
250	230,66	18,42	1,028	175	202,66	883,11	79,91	346,51	11,216,01	92,9	103,0	0,7
500	461,31	36,85	514	350	407,43	883,11	159,19	345,04	11,137,16	185,1	205,3	1,4
750	691,97	55,27	343	525	611,10	883,11	240,68	347,81	11,056,09	279,9	310,3	2,1
1.000	922,62	73,69	257	700	814,76	883,11	319,93	346,77	10,977,22	372,0	412,5	2,8
1.500	1.383,94	110,54	171	1.050	1.222,19	883,11	479,84	346,72	10,816,12	558,0	618,7	4,2
2.000	1.845,25	147,38	128	1.400	1.629,51	883,11	640,32	347,02	10,659,37	744,6	825,6	5,7
2.500	2.306,56	184,23	103	1.750	2.036,95	883,11	800,10	346,88	10,502,63	930,3	1.031,7	7,1
3.000	2.767,87	221,08	86	2.100	2.444,38	883,11	955,82	345,32	10,348,85	1.111,4	1.232,5	8,5
4.000	3.690,49	294,77	64	2.800	3.259,14	883,11	1.253,23	339,58	10,052,87	1.457,2	1.616,0	11,1

Netztemperatur Winter (01.10. - 31.03.): Vorlauf: 98°C, Rücklauf: 60°C

Nutzungsgrad Winter: 88% bezogen auf HI

Wärmebedarf Jahr: 38159,7 MWh

Kollektorfläche Brutto [m ²]	Kollektorfläche netto (Apertur) [m ²]	Anzahl Kollektoren	Speichervolumen / Kollektorfläche (Apertur) [l/m ²]	Install. P. Koll [kW]	Einstrahlung Koll-Fläche		Abgegebene Energie Kollektorkreis		Einsparung Erdgas [m ³]	Einsparung Erdgas bez. auf HI [MWh]	Einsparung Erdgas bez. auf Brennwert Hs [MWh]	solare Deckung [%]
					gesamt [MWh]	spezifisch [kWh/m ²]	gesamt [MWh]	spezifisch [kWh/m ²]				
250	230,66	18,42	1,028	175	119,33	1.400,51	114,86	498,08	38,051,24	132,6	147,1	0,3
500	461,31	36,85	514	350	238,71	1.400,51	228,73	495,77	37,938,12	264,1	292,9	0,6
750	691,97	55,27	343	525	356,02	1.400,51	346,00	500,01	37,821,61	399,5	443,1	0,9
1.000	922,62	73,69	257	700	477,35	1.400,51	459,85	498,43	37,708,43	531,0	588,9	1,2
1.500	1.383,94	110,54	171	1.050	716,06	1.400,51	689,67	498,34	37,480,02	796,4	883,1	1,8
2.000	1.845,25	147,38	128	1.400	954,70	1.400,51	920,23	498,72	37,251,77	1.062,6	1.178,4	2,4
2.500	2.306,56	184,23	103	1.750	1.193,41	1.400,51	1.149,99	498,57	37,026,85	1.327,9	1.472,6	3,0
3.000	2.767,87	221,08	86	2.100	1.432,12	1.400,51	1.374,53	496,59	36,804,31	1.587,2	1.760,1	3,6
4.000	3.690,49	294,77	64	2.800	1.909,46	1.400,51	1.810,22	490,51	36,372,49	2.090,2	2.317,8	4,7

Tabelle A-3: Eingabetabelle für die wirtschaftliche Berechnung des großen Netzes B

Aufbau der Annuitäten-Berechnung und Werte nach VDI 2067 (2012) und angenommenen Daten				Fläche	Solarer Ertrag	Einsparung Hs	
				[m ²]	[MWh/a]	[MWh/a]	
				Fall 1	2.000	920,23	1.178,40
				Fall 2			
				Fall 3			
				Fall 4			
Werkbezeichnung							
großes Netz B							
	Kurzzeichen	Einheit	Wert				
KAPITALGEBUNDENE KOSTEN							
Kollektor				Fall 1	Fall 2	Fall 3	Fall 4
Kollektorfläche Brutto		[m ²]	2.000	0	0	0	0
Anzahl Kollektoren		[#]	147,38	0,00	0,00	0,00	0,00
Kosten Solarthermiesystem excl. Speicher		[€/m ²]	225	Bsp.: 225			
Speicher							
Speichervolumen, PN 10		[m ³]	0				
spezifische Speicherkosten inkl. Dämmung		[€/m ³]	670	Bsp.: 670			
Grundfläche Kauf							
Benötigte Grundfläche pro Kollektor		[m ²]	0				
Kaufpreis pro m ²		[€/m ²]	0				
Förderungen							
Fördersatz		[%]	25	Bsp.: 25			
Leistungsgleicher Ölkessel		[€]	72.000	Bsp.: 1400 kW: 72000			
Kalk. Zinssatz und Zeitraum							
Betrachtungszeitraum in Jahren	T	[a]	20	Bsp.: 20			
Kapitalzinssatz	q	[%]	6	Bsp.: 6			
Annuitätsfaktor	a	[-]	0,08718				
BEDARFS- (VERBRAUCHS-) GEBUNDENE KOSTEN							
Hilfsenergie							
benötigte Hilfsenergie		[kWh/MWh]	15	Bsp.: 15			
Strompreis des 1. Jahres		[€/MWh]	150	Bsp.: 150			
jährl. Preisänderungsfaktor für Hilfsenergie	r	[%]	3	Bsp.: 3			
Preisdynamischer Annuitätsfaktor	ba _v	[-]	1,26954				
BETRIEBSGEBUNDENE KOSTEN							
Instandhaltung und Wartung							
jährl. Faktor für Wartung und Instandhaltung	f _{w&i}	[%]	1,5	Werte in % der A ₀			
jährl. Preisänderungsfaktor für Wartung und Instandhaltung	r	[%]	3	f _{w+insp} 1 f _{inst} 0,5			
Preisdynamischer Annuitätsfaktor	ba _{w&i}	[-]	1,26954				
Innerbetriebliche Leistungsverrechnung (Bedienen)							
ILV Satz, abhängig von Kollektorfeld	AB _{1,ILV}	[€]		Fall 1	Fall 2	Fall 3	Fall 4
jährl. Preisänderungsfaktor für ILV	r	[%]	3	Bsp.: 3			
Preisdynamischer Annuitätsfaktor	ba _{ILV}	[-]	1,26954				
SONSTIGE KOSTEN							
Zahlungen für Versicherung in % der Investitionssumme	f	[%]	0,202	Bsp.: 0,202: freistehend, 0,101: Dach			
jährl. Preisänderungsfaktor für Versicherung	r	[%]	3	Bsp.: 3 (mind.: 0,001)			
Preisdynamischer Annuitätsfaktor	ba _s	[-]	1,26954				
Benötigte Pachtfläche pro Kollektor		[m ²]	0,0				
Pachtpreis pro m ² pro Jahr		[€/m ²]	0,0				
jährl. Preisänderungsfaktor für Pacht	r	[%]	3				
Preisdynamischer Annuitätsfaktor	ba _{pacht}	[-]	1,26954				
ERTRAG							
Solarertrag				Fall 1	Fall 2	Fall 3	Fall 4
		[MWh/a]	920,23	0,00	0,00	0,00	0,00
EINSPARUNG Energieträger							
Einsparung				Fall 1	Fall 2	Fall 3	Fall 4
		[MWh/a]	1.178,40	0,00	0,00	0,00	0,00
Energiebeschaffungspreis Erdgas (nur variabler Preis)							
		[€/MWh]	41				
jährl. Preisänderungsfaktor der Energieträger							
	r	[%]	3				
Preisdynamischer Annuitätsfaktor							
	ba _E	[-]	1,26954				

Tabelle A-4: Berechnung der Annuitäten und Wärmegestehungskosten des großen Netzes B

Aufbau der Annuitäten-Berechnung und Werte lt. VDI 2067 (2012)

großes Netz B			Fall 1		
			2.000		
			m ² - Kollektoranlage ohne Förderung	m ² - Kollektoranlage mit Förderung	m ² - Kollektoranlage mit Förderung
				TSfB	S-SG
	Kurzzeichen	Einheit			
Fördersatz		[%]	0,00	25	
Leistungsgleicher Ölkessel		[€]			72.000
Betrachtungszeitraum in Jahren	T	[a]	20,00	20,00	20,00
Kapitalzinssatz	q	[%]	6,00	6,00	6,00
Annuitätsfaktor	a	[-]	0,08718	0,08718	0,08718
KAPITALGEBUNDENE KOSTEN					
Kollektor					
Kollektorfläche Brutto		[m ²]	2.000	2.000	2.000
Kollektorfläche Netto (Apertur / Absorber)		[m ²]	1.845,25	1.845,25	1.845,25
Anzahl Kollektoren		[#]	147,38	147,38	147,38
spez. Kosten Solarthermiesystem excl. Speicher		[€/m ²]	225,00	225,00	225,00
Kosten Solarthermiesystem	A _{0 Solar}	[€]	450.000,00	450.000,00	450.000,00
Speicher					
Speichervolumen, PN 10		[m ³]	0,00	0,00	0,00
spez. Speicherkosten inkl. Dämmung		[€/m ³]	670,00	670,00	670,00
Kosten Speicher	A _{0 Speicher}	[€]	0,00	0,00	0,00
Grundfläche Kauf					
Benötigte Grundfläche pro Kollektor		[m ²]	0,00	0,00	0,00
Aufstellfläche		[m ²]	0,00	0,00	0,00
Preis / Pachtpreis pro m2		[€/m ²]	0,00	0,00	0,00
Kosten Grundfläche	A _{0 Grund}	[€]	0,00	0,00	0,00
Investitionsbetrag	A ₀	[€]	450.000,00	450.000,00	450.000,00
Investitionsbetrag mit Förderung	A _{0 inkl. Förd.}	[€]		337.500,00	298.800,00
jährl. Investitionsgebundene Zahlung	A _{N,K}	[€]	39.233,05	29.424,79	26.050,75
BEDARFS- (VERBRAUCHS-) GEBUNDENE KOSTEN					
Hilfsenergie					
benötigte Hilfsenergie		[kWh/MWh]	15,00	15,00	15,00
Strompreis		[€/MWh]	150,00	150,00	150,00
jährliche Hilfsenergie		[MWh]	13,80	13,80	13,80
Zahlungen für Hilfsenergie 1. Jahr	A _{V,1}	[€]	2.070,52	2.070,52	2.070,52
jährl. Preisänderungsfaktor für Hilfsenergie	r	[%]	3,00	3,00	3,00
Preisdynamischer Annuitätsfaktor	ba _v	[-]	1,26954	1,26954	1,26954
jährl. Zahlungen für Hilfsenergie	A _{N,V}	[€]	2.628,61	2.628,61	2.628,61
BETRIEBSGEBUNDENE KOSTEN					
Wartung und Instandhaltung					
jährl. Faktor für Wartung und Instandhaltung	f _{W&I}	[%]	1,50	1,50	1,50
Zahlungen für Wartung und Instandhaltung 1. Jahr	A _{B1 W&I}	[€]	6.750,00	6.750,00	6.750,00
jährl. Preisänderungsfaktor für Wartung und IH	r	[%]	3,00	3,00	3,00
Preisdynamischer Annuitätsfaktor	ba _B	[-]	1,26954	1,26954	1,26954
jährl. Zahlungen für Wartung und Instandhaltung	A _{N,B W&I}	[€]	8.569,40	8.569,40	8.569,40
ILV Satz					
jährl. Preisänderungsfaktor für ILV	r	[%]	3,00	3,00	3,00
Preisdynamischer Annuitätsfaktor	ba _{ILV}	[-]	1,26954	1,26954	1,26954
jährliche Zahlungen ILV	A _{N,B ILV}	[€]	0,00	0,00	0,00
jährl. Zahlungen betriebsgebundene Kosten	A _{N,B}	[€]	8.569,40	8.569,40	8.569,40
SONSTIGE KOSTEN					
Zahlungen für Versicherung in % der Investitionssumme		[%]	0,20	0,20	0,20
Zahlungen für Versicherungen 1. Jahr	A _{S1 Vers.}	[€]	909,00	909,00	909,00
jährl. Preisänderungsfaktor für Versicherung	r	[%]	3,00	3,00	3,00
Preisdynamischer Annuitätsfaktor	ba _S	[-]	1,26954	1,26954	1,26954
jährliche Zahlungen für Versicherung	A _{N,S1 Vers.}	[€]	1154,01	1154,01	1154,01
Benötigte Pachtfläche pro Kollektor		[m ²]	0,00	0,00	0,00
Pachtpreis pro m ² pro Jahr		[€/m ²]	0,00	0,00	0,00
Zahlungen für Pacht 1. Jahr	A _{S 1 Pacht}	[€]	0,00	0,00	0,00
jährl. Preisänderungsfaktor für Pacht	r	[%]	3,00	3,00	3,00
Preisdynamischer Annuitätsfaktor	ba _{Pacht}	[-]	1,26954	1,26954	1,26954
jährliche Zahlungen für Pacht	A _{N,S1 Pacht}	[€]	0,00	0,00	0,00
jährliche Zahlungen sonstige Kosten	A _{N,S}	[€]	1154,01	1154,01	1154,01
Gesamtannuität	A _N	[€/a]	51.585,07	41.776,81	38.402,76
Solarertrag		[MWh/a]	920,23	920,23	920,23
Wärmegestehungskosten		[€/MWh]	56,06	45,40	41,73
EINSPARUNGEN					
Energieeinsparung bzw. Substitution		[MWh/a]	1.178,40	1178,4	1178,4
Energiebeschaffungspreis (nur variabler Preis)		[€/MWh]	41,0	41,0	41,0
Einsparungen 1. Jahr	E ₁	[€/MWh]	48.314,40	48.314,40	48.314,40
jährl. Preisänderungsfaktor der Energieträger	r	[%]	3,0	3,0	3,0
Preisdynamischer Annuitätsfaktor	ba _E	[-]	1,26954	1,26954	1,26954
Annuität der jährlichen Erlöse	A _{N,E}	[€/MWh]	61.337,10	61.337,10	61.337,10

Anhang

Tabelle A-5: Berechnungsdaten der Amortisationsrechnung des großen Netzes B

Großes Netz B	[m ²]	Fall 1		
		2000		
Förderung	[-]	regulär	TSfB	S - sG
Kapitalzinssatz	[%]	6,00	6,00	6,00
Investitionsbetrag	[€]	450.000,00	337.500,00	298.800,00
Energieeinsparung	[MWh/a]	1.178,40	1.178,40	1.178,40
Energiebeschaffungspreis	[€/MWh]	41,00	41,00	41,00
Einsparungen 1. Jahr	[€/a]	48.314,40	48.314,40	48.314,40
Kosten 1. Jahr	[€/a]	32.229,52	26.604,52	24.669,52
Gewinn = Einsparungen - Kosten	[€/a]	16.084,88	21.709,88	23.644,88
kalk. Abschreibung	[€/a]	22.500,00	16.875,00	14.940,00
Einnahmenüberschuss EÜ	[€/a]	38.584,88	38.584,88	38.584,88
stat. Amortisationsdauer	[a]	11,66	8,75	7,74

Tabelle A-6: Statische und dynamische Amortisationsrechnung des großen Netzes B

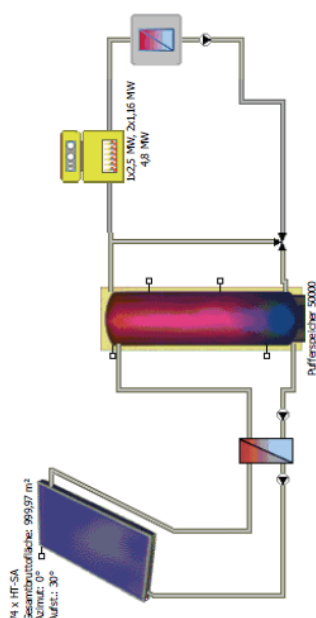
Statische Amortisationsdauer								
regulär			TSfB			S - sG		
Jahr	Restbetrag	EÜ	Jahr	Restbetrag	EÜ	Jahr	Restbetrag	EÜ
	[€]	[€/a]		[€]	[€/a]		[€]	[€/a]
0	-450.000,00	38.584,88	0	-337.500,00	38.584,88	0	-298.800,00	38.584,88
1	-411.415,12	38.584,88	1	-298.915,12	38.584,88	1	-260.215,12	38.584,88
2	-372.830,24	38.584,88	2	-260.330,24	38.584,88	2	-221.630,24	38.584,88
3	-334.245,35	38.584,88	3	-221.745,35	38.584,88	3	-183.045,35	38.584,88
4	-295.660,47	38.584,88	4	-183.160,47	38.584,88	4	-144.460,47	38.584,88
5	-257.075,59	38.584,88	5	-144.575,59	38.584,88	5	-105.875,59	38.584,88
6	-218.490,71	38.584,88	6	-105.990,71	38.584,88	6	-67.290,71	38.584,88
7	-179.905,82	38.584,88	7	-67.405,82	38.584,88	7	-28.705,82	38.584,88
8	-141.320,94	38.584,88	8	-28.820,94	38.584,88	7,74	0,00	
9	-102.736,06	38.584,88	8,75	0,00				
10	-64.151,17	38.584,88						
11	-25.566,29	38.584,88						
11,66	0,00							

Dynamische Amortisationsdauer								
regulär			TSfB			S - sG		
Jahr	Restbetrag	EÜ	Jahr	Restbetrag	EÜ	Jahr	Restbetrag	EÜ
	[€]	[€/a]		[€]	[€/a]		[€]	[€/a]
0	-450.000,00	38.584,88	0	-337.500,00	38.584,88	0	-298.800,00	38.584,88
1	-413.599,17	36.400,83	1	-301.099,17	36.400,83	1	-262.399,17	36.400,83
2	-379.258,76	34.340,41	2	-266.758,76	34.340,41	2	-228.058,76	34.340,41
3	-346.862,15	32.396,61	3	-234.362,15	32.396,61	3	-195.662,15	32.396,61
4	-316.299,31	30.562,84	4	-203.799,31	30.562,84	4	-165.099,31	30.562,84
5	-287.466,44	28.832,87	5	-174.966,44	28.832,87	5	-136.266,44	28.832,87
6	-260.265,62	27.200,82	6	-147.765,62	27.200,82	6	-109.065,62	27.200,82
7	-234.604,47	25.661,15	7	-122.104,47	25.661,15	7	-83.404,47	25.661,15
8	-210.395,84	24.208,63	8	-97.895,84	24.208,63	8	-59.195,84	24.208,63
9	-187.557,50	22.838,33	9	-75.057,50	22.838,33	9	-36.357,50	22.838,33
10	-166.011,91	21.545,60	10	-53.511,91	21.545,60	10	-14.811,91	21.545,60
11	-145.685,87	20.326,03	11	-33.185,87	20.326,03	10,73	0,00	
12	-126.510,37	19.175,50	12	-14.010,37	19.175,50			
13	-108.420,27	18.090,10	12,77	0,00				
14	-91.354,14	17.066,13						
20	-7.434,44	12.030,95						
20,66	0,00							

Anhang zu Kapitel 4.3: Variante 2: Teilweise Substitution in kleinen Wärmenetzen

Tabelle A-7: Eingabeparameter des kleinen Netzes A für T*SOL

Eingabeparameter beim Simulationsprogramm T*SOL 4.5 Expert kleines Netz A		
Bezeichnung	Einheit	Eingabe
Fernwärmenetz		
Wärmebedarf Jahr 2012 (excl. 29.2.2012)	[MWh]	6.205
Wärmebedarf Juni - August	[MWh]	451
Gemittelter Tagesbedarf		
Gemittelter Tagesbedarf Jahr	[MWh]	17
Gemittelter Tagesbedarf Juni - August	[MWh]	5
Sommerhalbjahr (+ Hochsommer): 15.04. - 15.10.		
Netzvorlauftemperatur	[°C]	75
Netzurücklauftemperatur	[°C]	60
Winterhalbjahr: 16.10. - 14.04.		
Netzvorlauftemperatur	[°C]	84
Netzurücklauftemperatur	[°C]	60
Nutzungsgrad Erdgaskessel		
Nutzungsgrad BMK (1.6. - 30.9.)	[-]	0,86
Nutzungsgrad BMK (15.4. - 15.10.)	[-]	0,86
Nutzungsgrad BMK (16.10. - 14.04.)	[-]	0,86
Solarthermieanlage		
Klima Datensatz	[-]	Amstetten
Gewählter Kollektor	[-]	ARCON Solar HT-SA 28/10
Brutto-Kollektorfläche	[m ²]	1.000
Aufstellwinkel	[°]	30
Azimutwinkel	[°]	0
Wärmeträgerflüssigkeit	[-]	Wasser + 40 % Glykol
Spezifischer Volumenstrom (low flow)	[l/h pro m ²]	20
Regelung der Kollektorkreisbindung		
Einschalten oberhalb der Differenz	[K]	8
Ausschalten unterhalb der Differenz	[K]	3
Temp.-Spreizung Kollektorkreis-WT	[K]	5
Pufferspeicher		
Volumen	[m ³]	50
Verhältnis Höhe / Durchmesser	[-]	2,5
Stärke Dämmung	[m]	0,4
Wärmeleitwert Dämmung	[W/mK]	0,065
Anschlüsse Kollektorkreis		
Eintritt oben	[%]	95
Austritt unten	[%]	1
Fühler- Einbauhöhen des Kollektorkreises (im Pufferspeicher)		
Kollektorkreis ein-/ ausschalten	[%]	15
Kollektorkreis abschalten (bei 99 °C)	[%]	98
Anbindung Speicherdurchfluss		
Eintritt unten	[%]	5
Austritt oben	[%]	99
Nachheizung		
Typ		3 x Gaskessel
Nennleistung	[MW]	insgesamt 6,96
Brennstoff	[-]	Erdgas MG Ost
Heizwert Hi	[kWh/Nm ³]	10,1
Brennwert Hs	[kWh/Nm ³]	11,2
Vorlaufzeit der Simulation		
Vorlaufzeit der Simulation	[-]	4 Monate



Ergebnisse (Simulation vom 1.6. bis 31.8.)

Installierte Kollektorleistung:	699,98 kW
Installierte Kollektorfläche (Brutto):	999,97 m²
Einstrahlung Kollektorfläche (Bezugsfläche):	440,81 kWh/m²
Abgegebene Energie Kollektoren:	155,00 MWh
Abgegebene Energie Kollektorkreis:	150,64 MWh
Energielieferung Prozesswärme:	450,9 MWh
Zugeführte Energie Zusatzheizung:	301,83 MWh
Einsparung Erdgas MG Ost:	17.343,1 m³
Vermiedene CO2-Emissionen:	34.998,06 kg
Deckungsanteil gesamt:	33,3 %
Systemnutzungsgrad:	37,0 %

Vorgaben

Klimadaten	
Standort:	"Amstetten"
Klimadatensatz:	1069,1 kWh
Jahressumme Globalstrahlung:	48,08 °C
Breitengrad:	-14,83 °
Längengrad:	
Prozesswärme	
Durchschnittlicher Tagesbedarf:	4,9 MWh
Vorlauftemperatur:	75 °C
Mindestvorlauftemperatur:	75 °C
Rücklauftemperatur:	60 °C
Datenimport: aktiviert	

Anlagenkomponenten

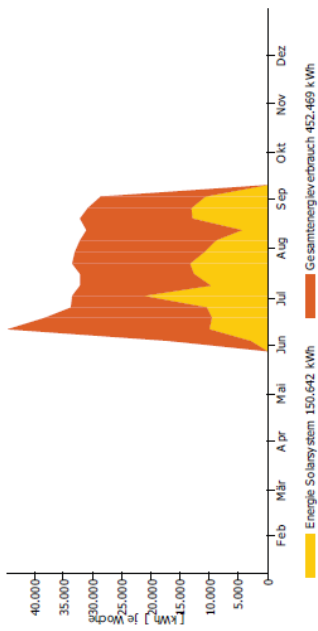
Kollektorkreis	
Hersteller:	ARCON Solvame A/S
Typ:	HT-SA
Anzahl:	73,69
Gesamtbruttofläche:	999,97 m²
Gesamtbezugsfläche:	922,6 m²
Aufstellwinkel:	30 °
Azimut:	0 °
Pufferspeicher	
Hersteller:	T*SOL Bibliothek
Typ:	Pufferspeicher 50000
Volumen:	50 m³
Zusatzheizung	
Hersteller:	T*SOL Bibliothek
Typ:	1x2,5 MW, 2x1,16 MW
Nennleistung:	4,8 MW

Legende

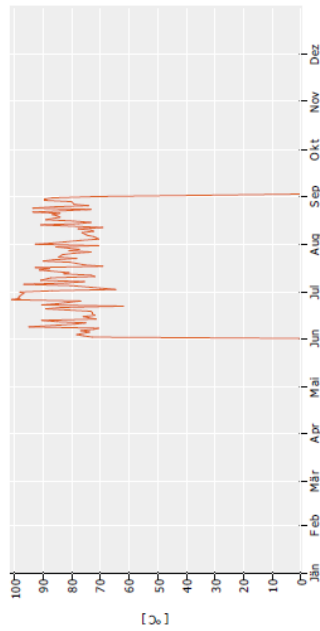


Abbildung A-6: T*SOL-Simulationsbericht Seite 1 & 2 des Zeitraumes 1.6. - 31.8. des kleinen Netzes A

Anteil der Solarenergie am Energieverbrauch

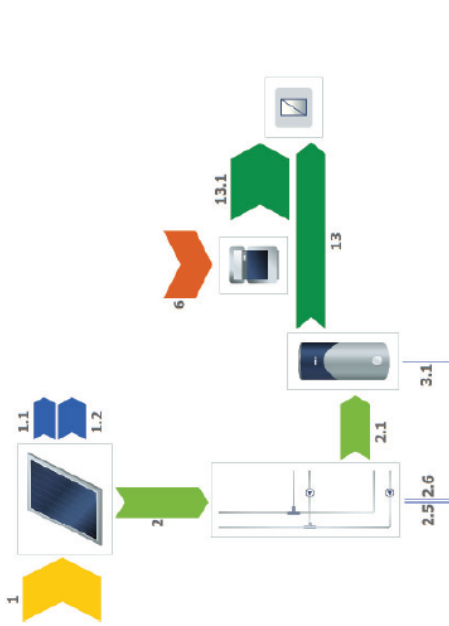


Tägliche Maximaltemperaturen im Kollektor



Die Berechnungen wurden mit dem Simulationsprogramm für thermische Solaranlagen T*SOL Expert 4.5 durchgeführt. Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung mit einer variablen Zeitschrittweite von max. 6 Minuten ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge können aufgrund von Schwankungen des Wetters, des Verbrauchs und anderen Faktoren davon abweichen. Das obige Anlagenschema ersetzt keine fachtechnische Planung der Solaranlage.

Energiebilanzschema



Legende

1	Einstrahlung Kollektorfläche (Bezugsfläche)	407 MWh
1.1	Optische Kollektorverluste	109 MWh
1.2	Thermische Kollektorverluste	142 MWh
2	Energie vom Kollektorfeld	155 MWh
2.1	Solarenergie an Speicher	151 MWh
2.5	Rohrverluste außen	4.121 kWh
2.6	Rohrverluste innen	236 kWh
3.1	Speicherverluste	1.412 kWh
6	Endenergie	351 MWh
13	Speicher an Prozesswärme	149 MWh
13.1	Durchlauferitzer an Prozesswärme	302 MWh

Abbildung A-7: T*SOL-Simulationsbericht Seite 3 & 4 des Zeitraume 1.6. - 31.8. des kleinen Netzes A

Glossar

- 1 Einstrahlung Kollektorfläche (Bezugsfläche)**
 Die auf die geneigte Kollektorfläche (Bezugsfläche) eingestrahlte Energie
- 1.1 Optische Kollektorverluste**
 Verluste u.a. durch Reflexion
- 1.2 Thermische Kollektorverluste**
 Verluste u.a. durch Wärmeleitung
- 2 Energie vom Kollektorfeld**
 Die abgegebene Energie am Austritt des Kollektorfeldes (d.h. vor der Verrohrung)
- 2.1 Solarenergie an Speicher**
 Energie vom Kollektorfeld an den Speicher (abzüglich Rohrverluste)
- 2.5 Rohrverluste innen**
 Verluste der innen verlegten Rohre
- 2.6 Rohrverluste außen**
 Verluste der außen verlegten Rohre
- 3.1 Speicherverluste**
 Wärmeverluste über die Oberfläche
- 6 Endenergie**
 Endenergiestrom in die Anlage. Diese kann als Erdgas, Öl oder Strom (ohne Solarenergie) unter Berücksichtigung der Nutzungsgrade einfließen
- 13 Speicher an Prozesswärme**
 Energie vom Speicher an den Prozesswärme-Verbraucher
- 13.1 Durchlaufheizter an Prozesswärme**
 Energie vom Durchlaufheizter an der Prozesswärme

Abbildung A-8: T³SOL-Simulationsbericht Seite 5 des Zeitraumes 1.6. - 31.8. des kleinen Netzes A

Tabelle A-8: Simulationsergebnisse des kleinen Netzes A

Kleines Netz A

Klimadaten: Amstetten (T°SOL)
 Kollektor: ARCONHT - SA28/10
 Kollektorfläche: 13,57 m²
 Aperturfläche: 12,52 m²
 Aufstellwinkel (Neigungswinkel): 30°
 Energieträger Nachheizung: Erdgas
 Betrieb: low flow 20 l/(m²h)

Sommertemp: Temp. VL = 75 °C, Temp. RL = 60 °C
 Wärmebedarf: 450,9 MWh
 Zeitraum: 01.06.2012 - 31.8.2012

Kollektorfläche Brutto [m ²]	Kollektorfläche netto (Apertur) [m ²]	Anzahl Kollektoren [-]	Speicher [m ³]	Speicher / Kollektorfläche (Apertur) [l/m ²]	Install. P. Koll [kW]	Einstrahlung Koll-Fläche		Abgegebene Energie Kollektorkreis		Zusatzheizung Erdgas [MWh]	Einsparung Erdgas bez. auf Heizwert HI [MWh]	Einsparung Erdgas bez. auf Brennwert Hs [MWh]	solare Deckung [%]	Systemnutzungsgrad [%]
						gesamt [MWh]	spezifisch [kWh/m ²]	gesamt [MWh]	spezifisch [kWh/m ²]					
500	461,36	36,85	50	108,4	350	203,37	440,81	80,36	174,17	371,95	93,4	103,7	17,8	39,5
750	691,98	55,27	50	72,3	525	305,03	440,81	118,28	170,83	334,27	137,5	152,7	26,1	38,8
1.000	922,60	73,69	50	54,2	700	406,69	440,81	150,64	163,41	301,83	175,2	194,4	33,3	37
1.250	1.153,22	92,11	50	43,4	875	508,35	440,81	178,44	154,73	273,82	207,5	230,3	39,5	35,1
750	691,98	55,27	75	108,4	525	305,03	440,81	119,64	172,9	333,26	139,1	154,4	26,3	39,2
1.000	922,60	73,69	75	81,3	700	406,7	440,81	154,26	167,21	298,62	179,4	199,1	34,1	37,9
1.250	1.153,22	92,11	75	65,0	875	508,35	440,81	185,72	161,05	267,04	216,0	239,7	41	36,5
1.500	1.383,86	110,54	75	54,2	1.050	610,07	440,81	215,5	155,71	237,19	250,6	278,1	47,6	35,3
1.250	1.153,22	92,11	100	86,7	875	508,35	440,81	189,48	164,3	263,72	220,3	244,6	41,8	37,3
1.500	1.383,86	110,54	100	72,3	1.050	610,07	440,81	221,37	159,96	232	257,4	285,7	48,8	36,3
1.750	1.614,58	128,96	100	61,9	1.225	711,73	440,81	247,68	153,4	205,66	288,0	319,7	54,6	34,8
1.500	1.383,86	110,54	125	90,3	1.050	610,07	440,81	225,32	162,81	228,29	262,0	290,8	49,7	36,9
1.750	1.614,58	128,96	125	77,4	1.225	711,73	440,81	253,14	156,79	200,69	294,3	326,7	55,8	35,6
2.000	1.845,20	147,38	125	67,7	1.400	813,39	440,81	277,2	150,23	176,55	322,3	357,8	61,1	34,1
1.750	1.614,58	128,96	150	92,9	1.225	711,73	440,81	257,73	159,6	196,43	299,7	332,7	56,7	36,2
2.000	1.845,20	147,38	150	81,3	1.400	813,39	440,81	282,5	153,1	171,58	328,5	364,6	62,2	34,7
2.250	2.075,84	165,81	150	72,3	1.575	915,1	440,81	304,51	146,69	149,33	354,1	393,0	67,1	33,3

Gewählte Konfiguration: 1.000m² Brutto-Kollektorfläche, 50m³ Speicher

Zeitspanne	Wärmebedarf [MWh]	Einstrahlung Koll-Fläche		Abgegebene Energie Kollektorkreis		Zusatzheizung Erdgas [MWh]	Einsparung Erdgas bez. auf Heizwert HI [MWh]	Einsparung Erdgas bez. auf Brennwert Hs [MWh]	Deckung [%]	Systemnutzungsgrad [%]
		gesamt [MWh]	spezifisch [kWh/m ²]	gesamt [MWh]	spezifisch [kWh/m ²]					
[-]										
01.06. - 31.08.	450,90	700	406,69	150,64	163,41	300,28	175,16	194,43	33,3	37
15.04. - 15.10.	1.436,94	700,0	765,8	283,5	307,3	1.153,4	329,7	365,91	19,7	37,0
16.10. - 14.04.	4.767,86	700,0	333,4	361,4	78,6	4.895,4	84,3	93,57	1,5	21,7
Ganzjahr	6.204,80	700,0	1.099,2	1.191,4	385,9	5.848,8	414,0	459,48	5,7	32,4

Tabelle A-9: Eingabetabelle für die wirtschaftliche Berechnung des kleinen Netzes A

Aufbau der Annuitäten-Berechnung und Werte lt. VDI 2067 (2012) und angenommenen Daten				Fläche	Solarer Ertrag	Einsparung Hs			
				[m ²]	[MWh/a]	[MWh/a]			
Fall 1				1.000	356	459,48			
Fall 2									
Fall 3									
Fall 4									
Werkbezeichnung									
kleines Netz A									
	Kurzzeichen	Einheit	Wert						
KAPITALGEBUNDENE KOSTEN				Fall 1	Fall 2	Fall 3	Fall 4		
Kollektor									
Kollektorfläche Brutto				[m ²]	1000	0	0	0	
Anzahl Kollektoren				[#]	73,69	0,00	0,00	0,00	
Kosten Solarthermiesystem excl. Speicher				[€/m ²]	300	Bsp.: 225 (bzw. 300 bei MehrgeschossWB)			
Speicher									
Speichervolumen, PN 10				[m ³]	50				
spezifische Speicherkosten inkl. Dämmung				[€/m ³]	670	Bsp.: 670			
Grundfläche									
Benötigte Grundfläche pro Kollektor				[m ²]	0				
Kaufpreis pro m ²				[€/m ²]	0				
Förderungen									
Fördersatz				[%]	25	Bsp.: 25			
Leistungsgleicher Ölkessel				[€]	56.000	Bsp.: 56000€ bei 700 kW			
Kalk. Zinssatz und Zeitraum									
Betrachtungszeitraum in Jahren				T	[a]	20	Bsp. 20		
Kapitalzinssatz				q	[%]	6	Bsp.: 6		
Annuitätsfaktor				a	[-]	0,08718			
BEDARFS- (VERBRAUCHS-) GEBUNDENE KOSTEN									
Hilfsenergie									
benötigte Hilfsenergie				[kWh/MWh]	15	Bsp. 15			
Strompreis des 1. Jahres				[€/MWh]	150	Bsp.: 150			
jährl. Preisänderungsfaktor für Hilfsenergie				r	[%]	3	Bsp.: 3		
Preisdynamischer Annuitätsfaktor				ba _v	[-]	1,26954			
BETRIEBSGEBUNDENE KOSTEN									
Instandhaltung und Wartung									
jährl. Faktor für Wartung und Instandhaltung				f _{w&i}	[%]	1,5	Werte in % der A ₀		
jährl. Preisänderungsfaktor für Wartung und Instandhaltung				r	[%]	3	f _{w+insp} 1 f _{inst} 0,5		
Preisdynamischer Annuitätsfaktor				ba _{w&i}	[-]	1,26954			
Innerbetriebliche Leistungsverrechnung (Bedienen)									
ILV Satz, abhängig von Kollektorfeld				AB _{1,ILV}	[€]	0	Fall 2	Fall 3	Fall 4
jährl. Preisänderungsfaktor für ILV				r	[%]	3	Bsp.: 3		
Preisdynamischer Annuitätsfaktor				ba _{ILV}	[-]	1,26954			
SONSTIGE KOSTEN									
Zahlungen für Versicherung in % der Investitionssumme				f	[%]	0,101	Bsp.: 0,202: freistehend, 0,101: Dach		
jährl. Preisänderungsfaktor für Versicherung				r	[%]	3	Bsp.: 3 (mind.: 0,001)		
Preisdynamischer Annuitätsfaktor				ba _s	[-]	1,26954			
ERTRAG									
Solarertrag				[MWh/a]	Fall 1	Fall 2	Fall 3	Fall 4	
					356	0	0	0	
EINSPARUNG Energieträger									
Einsparung				[MWh/a]	Fall 1	Fall 2	Fall 3	Fall 4	
					459,48	0	0	0	
Energiebeschaffungspreis				[€/MWh]	38,7				
jährl. Preisänderungsfaktor der Energieträger				r	[%]	3			
Preisdynamischer Annuitätsfaktor				ba _E	[-]	1,26954			
Kostenvorteil Puffereinbindung und EG-Höchstleistung (2600 kW)				[€/a]	2.747				

Tabelle A-10: Berechnung der Annuitäten und Wärmegestehungskosten des kleinen Netzes A

Aufbau der Annuitäten-Berechnung und Werte lt. VDI 2067 (2012)

kleines Netz A			Fall 1		
			1.000		
			m ² - Kollektoranlage ohne Förderung	m ² - Kollektoranlage mit Förderung	m ² - Kollektoranlage mit Förderung
				TSFB	S-sG
	Kurzzeichen	Einheit			
Fördersatz		[%]	0,00	25	
Leistungsgleicher Ölkessel		[€]			56000
Betrachtungszeitraum in Jahren	T	[a]	20,00	20,00	20,00
Kapitalzinssatz	q	[%]	6,00	6,00	6,00
Annuitätsfaktor	a	[-]	0,08718	0,08718	0,08718
KAPITALGEBUNDENE KOSTEN					
Kollektor					
Kollektorfläche Brutto		[m ²]	1.000	1.000	1.000
Kollektorfläche Netto (Apertur / Absorber)		[m ²]	922,62	922,62	922,62
Anzahl Kollektoren		[#]	73,69	73,69	73,69
spez. Kosten Solarthermiesystem excl. Speicher		[€/m ²]	300,00	300,00	300,00
Kosten Solarthermiesystem	A _{0Solar}	[€]	300.000,00	300.000,00	300.000,00
Speicher					
Speichervolumen, PN 10		[m ³]	50,00	50,00	50,00
spez. Speicherkosten inkl. Dämmung		[€/m ³]	670,00	670,00	670,00
Kosten Speicher	A _{0Speicher}	[€]	33.500,00	33.500,00	33.500,00
Grundfläche					
Benötigte Grundfläche pro Kollektor		[m ²]	0,00	0,00	0,00
Aufstellfläche		[m ²]	0,00	0,00	0,00
Preis / Pachtpreis pro m2		[€/m ²]	0,00	0,00	0,00
Kosten Grundfläche	A _{0Grund}	[€]	0,00	0,00	0,00
Investitionsbetrag	A ₀	[€]	333.500,00	333.500,00	333.500,00
Investitionsbetrag mit Förderung	A _{0 inkl. Förd.}	[€]	250.125,00	222.500,00	222.500,00
jährl. Investitionsgebundene Zahlung	A _{N,k}	[€]	29.076,05	21.807,04	19.398,56
BEDARFS- (VERBRAUCHS-) GEBUNDENE KOSTEN					
Hilfsenergie					
benötigte Hilfsenergie		[kWh/MWh]	15,00	15,00	15,00
Strompreis		[€/MWh]	150,00	150,00	150,00
jährliche Hilfsenergie		[MWh]	5,34	5,34	5,34
Zahlungen für Hilfsenergie 1. Jahr	A _{v,1}	[€]	801,00	801,00	801,00
jährl. Preisänderungsfaktor für Hilfsenergie	r	[%]	3,00	3,00	3,00
Preisdynamischer Annuitätsfaktor	ba _v	[-]	1,26954	1,26954	1,26954
jährl. Zahlungen für Hilfsenergie	A _{N,v}	[€]	1.016,90	1.016,90	1.016,90
BETRIEBSGEBUNDENE KOSTEN					
Wartung und Instandhaltung					
jährl. Faktor für Wartung und Instandhaltung	f _{w&i}	[%]	1,50	1,50	1,50
Zahlungen für Wartung und Instandhaltung 1. Jahr	A _{B1 w&i}	[€]	5.002,50	5.002,50	5.002,50
jährl. Preisänderungsfaktor für Wartung und IH	r	[%]	3,00	3,00	3,00
Preisdynamischer Annuitätsfaktor	ba _B	[-]	1,26954	1,26954	1,26954
jährl. Zahlungen für Wartung und Instandhaltung	A _{N,B w&i}	[€]	6.350,88	6.350,88	6.350,88
ILV Satz					
jährl. Faktor für ILV	A _{B1 ILV}	[€]	0,00	0,00	0,00
jährl. Preisänderungsfaktor für ILV	r	[%]	3,00	3,00	3,00
Preisdynamischer Annuitätsfaktor	ba _{ILV}	[-]	1,26954	1,26954	1,26954
jährliche Zahlungen ILV	A _{N,B ILV}	[€]	0,00	0,00	0,00
jährl. Zahlungen betriebsgebundene Kosten	A _{N,B}	[€]	6.350,88	6.350,88	6.350,88
SONSTIGE KOSTEN					
Zahlungen für Versicherung in % der Investitionssumme		[%]	0,10	0,10	0,10
Zahlungen für Versicherungen 1. Jahr	A _{s1}	[€]	336,84	336,84	336,84
jährl. Preisänderungsfaktor für Versicherung	r	[%]	3,00	3,00	3,00
Preisdynamischer Annuitätsfaktor	ba _s	[-]	1,26954	1,26954	1,26954
jährliche Zahlungen für Versicherung	A _{N,s}	[€]	427,63	427,63	427,63
Gesamtannuität	A _N	[€/a]	36.871,46	29.602,44	27.193,97
Solarertrag		[MWh/a]	356,00	356,00	356,00
Wärmegestehungskosten		[€/MWh]	103,57	83,15	76,39
EINSPARUNGEN					
Energieeinsparung bzw. Substitution		[MWh/a]	459,48	459,48	459,48
Energiebeschaffungspreis		[€/MWh]	38,7	38,7	38,7
Einsparungen Energie 1. Jahr		[€/MWh]	17.781,88	17.781,88	17.781,88
Kostenvorteil Puffereinbindung 1. Jahr		[€/a]	2.747,00	2.747,00	2.747,00
Einsparungen 1. Jahr	E ₁	[€/a]	20.528,88	20.528,88	20.528,88
jährl. Preisänderungsfaktor der Energieträger	r	[%]	3,0	3,0	3,0
Preisdynamischer Annuitätsfaktor	ba _E	[-]	1,26954	1,26954	1,26954
Annuität der jährlichen Erlöse	A _{N,E}	[€/MWh]	26.062,25	26.062,25	26.062,25

Tabelle A-11: Berechnungsdaten der Amortisationsrechnung des kleinen Netzes A

Kleines Netz A	[m ²]	Fall 1		
		1.000		
Förderung	[-]	regulär	TSfB	S - sG
Kapitalzinssatz	[%]	6,00	6,00	6,00
Investitionsbetrag	[€]	333.500,00	250.125,00	222.500,00
Energieeinsparung	[MWh/a]	459,48	459,48	459,48
Energiebeschaffungspreis	[€/MWh]	38,7	38,7	38,7
Einsparungen Energie 1. Jahr	[€/a]	17.781,88	17.781,88	17.781,88
Kostenvorteil Puffereinbindung 1. Jahr	[€/a]	2.747,00	2.747,00	2.747,00
Einsparungen 1. Jahr	[€/a]	20.528,88	20.528,88	20.528,88
Kosten 1. Jahr	[€/a]	22.815,34	18.646,59	17.265,34
Gewinn = Einsparungen - Kosten	[€/a]	-2.286,46	1.882,29	3.263,54
kalk. Abschreibung	[€/a]	16.675,00	12.506,25	11.125,00
Einnahmenüberschuss EÜ	[€/a]	14.388,54	14.388,54	14.388,54
stat. Amortisationsdauer	[a]	23,18	17,38	15,46

Tabelle A-12: Statische und dynamische Amortisationsrechnung des kleinen Netzes A

Statische Amortisationsrechnung								
regulär			TSfB			S - sG		
Jahr	Restbetrag	EÜ	Jahr	Restbetrag	EÜ	Jahr	Restbetrag	EÜ
	[€]	[€/a]		[€]	[€/a]		[€]	[€/a]
0	-333.500,00	14.388,54	0	-250.125,00	14.388,54	0	-222.500,00	14.388,54
1	-319.111,46	14.388,54	1	-235.736,46	14.388,54	1	-208.111,46	14.388,54
2	-304.722,92	14.388,54	2	-221.347,92	14.388,54	2	-193.722,92	14.388,54
3	-290.334,38	14.388,54	3	-206.959,38	14.388,54	3	-179.334,38	14.388,54
4	-275.945,84	14.388,54	4	-192.570,84	14.388,54	4	-164.945,84	14.388,54
5	-261.557,30	14.388,54	5	-178.182,30	14.388,54	5	-150.557,30	14.388,54
6	-247.168,75	14.388,54	6	-163.793,75	14.388,54	6	-136.168,75	14.388,54
7	-232.780,21	14.388,54	7	-149.405,21	14.388,54	7	-121.780,21	14.388,54
8	-218.391,67	14.388,54	8	-135.016,67	14.388,54	8	-107.391,67	14.388,54
9	-204.003,13	14.388,54	9	-120.628,13	14.388,54	9	-93.003,13	14.388,54
10	-189.614,59	14.388,54	10	-106.239,59	14.388,54	10	-78.614,59	14.388,54
11	-175.226,05	14.388,54	11	-91.851,05	14.388,54	11	-64.226,05	14.388,54
12	-160.837,51	14.388,54	12	-77.462,51	14.388,54	12	-49.837,51	14.388,54
13	-146.448,97	14.388,54	13	-63.073,97	14.388,54	13	-35.448,97	14.388,54
14	-132.060,43	14.388,54	14	-48.685,43	14.388,54	14	-21.060,43	14.388,54
15	-117.671,89	14.388,54	15	-34.296,89	14.388,54	15	-6.671,89	14.388,54
16	-103.283,34	14.388,54	16	-19.908,34	14.388,54	15,46	0,00	
17	-88.894,80	14.388,54	17	-5.519,80	14.388,54			
18	-74.506,26	14.388,54	17,38	0,00				
19	-60.117,72	14.388,54						
20	-45.729,18	14.388,54						
21	-31.340,64	14.388,54						
22	-16.952,10	14.388,54						
23	-2.563,56	14.388,54						
23,18	0,00							

Dynamische Amortisationsrechnung								
regulär			TSfB			S - sG		
Jahr	Restbetrag	EÜ	Jahr	Restbetrag	EÜ	Jahr	Restbetrag	EÜ
	[€]	[€/a]		[€]	[€/a]		[€]	[€/a]
0	-333.500,00	0,00	0	-250.125,00	0,00	0	-222.500,00	0,00
1	-333.500,00	13.574,10	1	-250.125,00	13.574,10	1	-222.500,00	13.574,10
2	-319.925,90	12.805,75	2	-236.550,90	12.805,75	2	-208.925,90	12.805,75
3	-307.120,15	12.080,90	3	-223.745,15	12.080,90	3	-196.120,15	12.080,90
4	-295.039,26	11.397,07	4	-211.664,26	11.397,07	4	-184.039,26	11.397,07
5	-283.642,19	10.751,95	5	-200.267,19	10.751,95	5	-172.642,19	10.751,95
35	-112.374,87	1.872,02	35	-28.999,87	1.872,02	35	-1.374,87	1.872,02
36	-110.502,85	1.766,06	36	-27.127,85	1.766,06	35,73	0,00	
37	-108.736,79	1.666,09	37	-25.361,79	1.666,09			
70	-83.605,34	243,56	70	-230,34	243,56			
71	-83.361,78	229,77	70,95	0,00				
72	-83.132,00	216,77						

Anhang zu Kapitel 4.4: Variante 3: Sehr hohe Substitution in Biomasse-Wärmenetzen

Tabelle A-13: Eingabeparameter des Biomassenetzes B für T*SOL

Eingabeparameter beim Simulationsprogramm T*SOL 4.5 Expert Biomassenetz B		
Bezeichnung	Einheit	Eingabe
Fernwärmenetz		
Wärmebedarf Jahr 2012 (excl. 29.2.2012)	[MWh]	2205
Wärmebedarf Juni - August	[MWh]	178
Gemittelter Tagesbedarf		
Gemittelter Tagesbedarf Jahr	[MWh]	6,05
Gemittelter Tagesbedarf Juni - August	[MWh]	1,935
Sommerhalbjahr (+ Hochsommer): 15.04. - 15.10.		
Netzvorlauftemperatur	[°C]	80
Netzurücklauftemperatur	[°C]	55
Winterhalbjahr: 16.10. - 14.04.		
Netzvorlauftemperatur	[°C]	93
Netzurücklauftemperatur	[°C]	53
Nutzungsgrad Biomassekessel		
Nutzungsgrad BMK (1.6. - 30.9.)	[-]	0,6
Nutzungsgrad BMK (15.4. - 15.10.)	[-]	0,65
Nutzungsgrad BMK (16.10. - 14.04.)	[-]	0,8
Solarthermieanlage		
Klima Datensatz	[-]	Amstetten
Gewählter Kollektor	[-]	ARCON Solar HT-SA 28/10
Brutto-Kollektorfläche	[m ²]	1.000
Aufstellwinkel	[°]	20
Azimutwinkel	[°]	0
Wärmeträgerflüssigkeit	[-]	Wasser + 40 % Glykol
Spezifischer Volumenstrom (low flow)	[l/h pro m ²]	20
Regelung der Kollektorkreisbindung		
Einschalten oberhalb der Differenz	[K]	8
Ausschalten unterhalb der Differenz	[K]	3
Temp.-Spreizung Kollektorkreis-WT	[K]	5
Pufferspeicher		
Volumen	[m ³]	75
Verhältnis Höhe / Durchmesser	[-]	2,5
Stärke Dämmung	[m]	0,4
Wärmeleitwert Dämmung	[W/mK]	0,065
Anschlüsse Kollektorkreis		
Eintritt oben	[%]	55
Austritt unten	[%]	1
Fühler- Einbauhöhen des Kollektorkreises (im Pufferspeicher)		
Kollektorkreis ein-/ ausschalten	[%]	5
Kollektorkreis abschalten (bei 99 °C)	[%]	95
Anschlüsse Nachheizung		
Eintritt oben	[%]	99
Austritt unten	[%]	65
Fühler- Einbauhöhen der Nachheizung		
Nachheizung einschalten	[%]	93
Nachheizung ausschalten	[%]	66
Anbindung Speicherdurchfluss		
Eintritt unten	[%]	1
Austritt oben	[%]	99
Zusatzheizung		
Typ		2 Biomassekessel: 1000 kW, 150 kW
Nennleistung	[MW]	1
Brennstoff	[-]	Biomasse Hackgut KWG
		Hi = 4,7215 kWh/kg
Vorlaufzeit der Simulation	[-]	4 Monate

Vorgaben

Klimadaten
Standort: Anstetten
Klimadatensatz: "Anstetten"
Jahressumme Globalstrahlung: 1069,1 kWh
Breitengrad: 48,08 °
Längengrad: -14,83 °

Prozesswärme
Durchschnittlicher Tagesbedarf: 1940 kWh
Vorbauftemperatur: 80 °C
Mindestvorbauftemperatur: 80 °C
Rücklauftemperatur: 55 °C
Datenimpot aktiviert

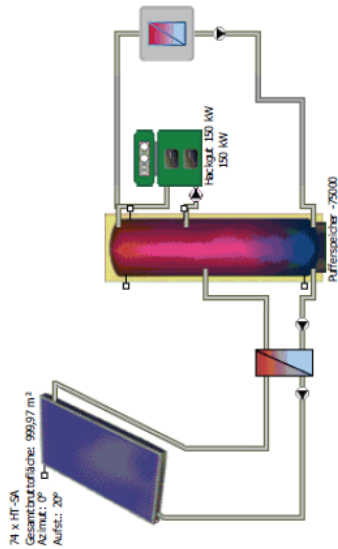
Anlagenkomponenten

Kollektorkreis
Hersteller: ARCON Solwarme A/S
Typ: HT-SA
Anzahl: 73,69
Gesamtnutzfläche: 999,97 m²
Gesamtbezugsfläche: 922,6 m²
Aufstellwinkel: 20 °
Azimut: 0 °

Pufferspeicher
Hersteller: T*SOL Bibliothek
Typ: Pufferspeicher -75000
Volumen: 75 m³

Zusatzheizung
Hersteller: Biomassekessel
Typ: Hackgut 150 kW
Nennleistung: 150 kW

Legende
Original T*SOL Bibliothek
Mit Profbericht
Solar Keymark

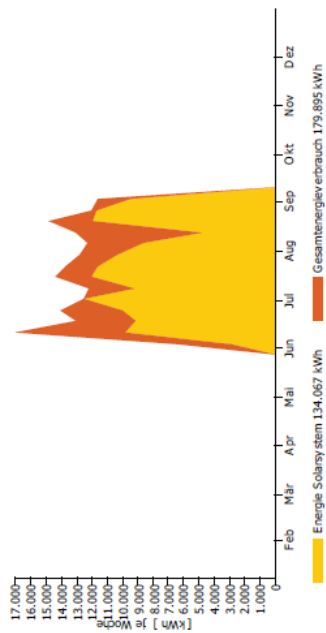


Ergebnisse (Simulation vom 1.6. bis 31.8.)

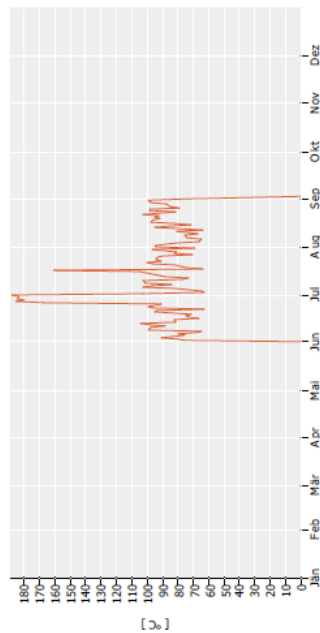
Installierte Kollektorleistung:	699,98 kW
Installierte Kollektorfläche (Brutto):	999,97 m ²
Einstrahlung Kollektorfläche (Bezugsfläche):	414,76 MWh
Abgegebene Energie Kollektoren:	138,90 MWh
Abgegebene Energie Kollektorkreis:	134,07 MWh
Energielieferung Prozesswärme:	177,56 MWh
Zugeführte Energie Zusatzheizung:	45,83 MWh
Einsparung Biomasse Hackgut KWG:	35.055,5 kg
Deckungsanteil gesamt:	74,5 %
Systemnutzungsgrad:	32,3 %

Abbildung A-9: T*SOL-Simulationsbericht Seite 1 & 2 des Zeitraumes 1.6. - 31.8. des Biomassenetzes B

Anteil der Solarenergie am Energieverbrauch

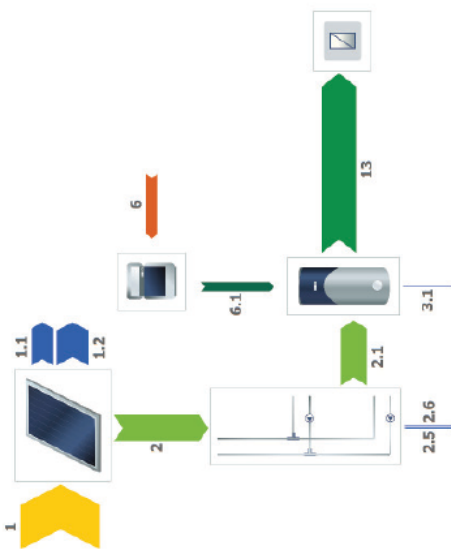


Tägliche Maximaltemperaturen im Kollektor



Die Berechnungen wurden mit dem Simulationsprogramm für thermische Solaranlagen T*SOL Expert 4.5 durchgeführt. Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung mit einer variablen Zeitschrittweite von max. 6 Minuten ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge können aufgrund von Schwankungen des Wetters, des Verbrauchs und anderen Faktoren davon abweichen. Das obige Anlagenschema ersetzt keine fachtechnische Planung der Solaranlage.

Energiebilanzschema



Legende

1	Einstrahlung Kollektorfläche (Bezugsfläche)	415 MWh
1.1	Optische Kollektorverluste	112 MWh
1.2	Thermische Kollektorverluste	164 MWh
2	Energie vom Kollektorfeld	139 MWh
2.1	Solarenergie an Speicher	4.572 kWh
2.5	Rohrverluste innen	261 kWh
2.6	Rohrverluste außen	2.350 kWh
3.1	Speicherverluste	57 MWh
6	Endenergie	46 MWh
6.1	Zusatzenergie an Speicher	178 MWh
13	Speicher an Prozesswärme	

Abbildung A-10: T*SOL-Simulationsbericht Seite 3 & 4 des Zeitraumes 1.6. - 31.8. des Biomassennetzes B

Glossar

- 1 Einstrahlung Kollektorfläche (Bezugsfläche)**
Die auf die geneigte Kollektorfläche (Bezugsfläche) eingestrahlte Energie
- 1.1 Optische Kollektorverluste**
Verluste u.a. durch Reflektion
- 1.2 Thermische Kollektorverluste**
Verluste u.a. durch Wärmeleitung
- 2 Energie vom Kollektorfeld**
Die abgegebene Energie am Austritt des Kollektorfeldes (d.h. vor der Verrohrung)
- 2.1 Solarenergie an Speicher**
Energie vom Kollektorkreis an den Speicher (abzüglich Rohrverluste)
- 2.5 Rohrverluste innen**
Verluste der innen verlegten Rohre
- 2.6 Rohrverluste außen**
Verluste der außen verlegten Rohre
- 3.1 Speicherverluste**
Wärmeverluste über die Oberfläche
- 6 Endenergie**
Endenergiestrom in die Anlage. Diese kann als Erdgas, Öl oder Strom (ohne Solarenergie) unter Berücksichtigung der Nutzungsgrade einfließen
- 6.1 Zusatzenergie an Speicher**
Zusatzenergie (z.B. Kessel) an Speicher
- 13 Speicher an Prozesswärme**
Energie vom Speicher an den Prozesswärme-Verbraucher

Abbildung A-11: T*SOL-Simulationsbericht Seite 5 des Zeitraumes 1.6. - 31.8. des Biomassenetzes B

Tabelle A-14: Simulationsergebnisse des Biomassenetzes B

Biomassenetz B

Klimadaten: Anstetten T°SOL
 Kollektor: ARCON HT - SA 28/10
 Kollektorfläche: 13,57 m²
 Aperturfläche: 12,52 m²
 Aufstellwinkel (Neigungswinkel): 20°
 Temp. VL: 80 °C, Temp. RL: 55 °C
 Betrieb: low flow 20 l/(m²h)
 Energieträger: Nachheizung: Biomasse, Öl
 Gewählt: Biomasse Hackgut KWG; H_i = 16997,4 kJ/kg (H_i = 4,7215 kWh/kg)
 Nutzungsgrad Sommer: 60 %
 Zeitraum: 01.06.2012 - 31.08.2012
 Wärmebedarf: 178,09 MWh

Kollektorfläche Brutto [m ²]	Kollektorfläche netto (Apertur) [m ²]	Anzahl Kollektoren [-]	Speicher [m ³]	Speicher / (Kollektorfläche (Apertur)) [l/m ²]	Install. P_Koll [kW]	Einstrahlung Koll-Fläche		Abgabe, Energie Kollektorreis		Zusatzheizung Biomasse [MWh]	Einsparung Biomasse [kg]	Einsparung Biomasse [MWh]	solare Deckung [%]	Systemnutzungsgrad [%]
						gesamt [MWh]	spezifisch [kWh/m ²]	gesamt [MWh]	spezifisch [kWh/m ²]					
500	461,3	36,85	75	162,6	350	207,4	449,55	82,53	178,89	91,43	29.133,6	137,6	45,9	39,8
750	692,0	55,27	75	108,4	525	311,1	449,55	113,47	163,98	66,12	40.055,1	189,1	63,2	36,5
1.000	922,6	73,69	75	81,3	700	414,76	449,55	134,07	145,31	45,83	47.324,9	223,4	74,5	32,2
500	461,3	36,85	100	216,8	350	207,4	449,55	82,44	178,68	91,59	29.099,7	137,4	47,4	39,7
750	692,0	55,27	100	144,5	525	311,1	449,55	113,83	164,5	66,59	40.181,0	189,7	63,1	36,6
1.000	922,6	73,69	100	108,4	700	414,76	449,55	136,8	148,28	43,96	48.289,4	228,0	75,7	33
1.250	1.153,3	92,11	100	86,7	875	518,4	449,55	149,06	129,26	31,63	52.618,2	248,4	82,5	28,8
750	692,0	55,27	125	180,6	525	311,1	449,55	115,04	166,25	66,28	40.609,4	191,7	63,4	37
1.000	922,6	73,69	125	136,5	700	414,76	449,55	138,46	150,08	42,7	48.876,8	230,8	76,4	33,4
1.250	1.153,3	92,11	125	108,4	875	518,4	449,55	153,35	132,98	28,19	54.131,8	255,6	84,5	29,6
1.000	922,6	73,69	150	162,6	700	414,76	449,55	139,74	151,46	41,68	49.325,9	232,9	77	33,7
1.250	1.153,3	92,11	150	130,1	875	518,4	449,55	154,51	133,98	27,44	54.540,3	257,5	84,9	29,8
1.500	1.383,9	110,54	150	108,4	1.050	622,16	449,55	162,19	117,19	19,52	57.252,5	270,3	89,3	26,1

Nutzungsgrad

Nutzungsgrad	gesamt [MWh]	spezifisch [kWh/m ²]	gesamt [MWh]	spezifisch [kWh/m ²]	gesamt [MWh]	spezifisch [kWh/m ²]	gesamt [MWh]	spezifisch [kWh/m ²]	gesamt [MWh]	spezifisch [kWh/m ²]	gesamt [MWh]	spezifisch [kWh/m ²]	gesamt [MWh]	spezifisch [kWh/m ²]	gesamt [MWh]	spezifisch [kWh/m ²]
0,6	414,76	449,55	134,07	145,31	45,83	47.324,90	223,45	74,5	32,2							
0,65	769,14	833,67	253,76	275,05	229,81	82.685,59	390,40	52,5	33,0							
0,8	217,25	235,48	50,02	54,21	1.004,84	13.242,61	62,53	4,7	23,0							
0,8	95,71	103,74	17,11	18,55	657,20	4.529,81	21,39	2,5	17,9							
0,8	312,96	339,22	67,13	72,76	1.662,04	17.772,42	83,91	3,9	21,5							
	1.082,10	1.172,89	320,89	347,81	1.891,85	100.458,01	474,31	14,6	29,7							

Zeitraum: 01.06.2012 - 31.08.2012
 Zeitraum: 15.04.2012 - 15.10.2012
 Zeitraum: 01.01.2012 - 14.04.2012
 Zeitraum: 16.10.2012 - 31.12.2012
 Zeitraum: 16.10.2012 - 14.04.2012
 Addierte Jahresberechnung

Gewählte Anlage:
 1.000 m² Kollektorfläche
 75 m³ Speicher

Tabelle A-15: Eingabetabelle für die wirtschaftliche Berechnung des Biomassenetzes B

Aufbau der Annuitäten-Berechnung und Werte nach VDI 2067 (2012) und angenommenen Daten				Fläche	Solarer Ertrag	Einsparung Hi	
				[m ²]	[MWh/a]	[MWh/a]	
				Fall 1	1.000	320,89	474,00
				Fall 2			
				Fall 3			
				Fall 4			
Werkbezeichnung							
Biomassenetz B							
	Kurzzeichen	Einheit	Wert				
KAPITALGEBUNDENE KOSTEN							
Kollektor				Fall 1	Fall 2	Fall 3	Fall 4
Kollektorfläche Brutto				1.000	0	0	0
Anzahl Kollektoren				73,69	0,00	0,00	0,00
Kosten Solarthermiesystem excl. Speicher				225	Bsp.: 225		
Speicher							
Speichervolumen, PN 10				75			
spezifische Speicherkosten inkl. Dämmung				670	Bsp.: 670		
Grundfläche Kauf							
Benötigte Grundfläche pro Kollektor				0			
Kaufpreis pro m ²				0			
Förderungen							
Fördersatz				25	Bsp.: 25		
Leistungsgleicher Ölkessel				56.000	Bsp. 1400 kW: 72000		
Kalk. Zinssatz und Zeitraum							
Betrachtungszeitraum in Jahren				20	Bsp. 20		
Kapitalzinssatz				6	Bsp.: 6		
Annuitätsfaktor				0,08718			
BEDARFS- (VERBRAUCHS-) GEBUNDENE KOSTEN							
Hilfsenergie							
benötigte Hilfsenergie				15	Bsp. 15		
Strompreis des 1. Jahres				150	Bsp.: 150		
jährl. Preisänderungsfaktor für Hilfsenergie				3	Bsp.: 3		
Preisdynamischer Annuitätsfaktor				1,26954			
BETRIEBSGEBUNDENE KOSTEN							
Instandhaltung und Wartung							
jährl. Faktor für Wartung und Instandhaltung				1,5	Werte in % der A ₀		
jährl. Preisänderungsfaktor für Wartung und Instandhaltung				3	f _{W+Insp} 1 f _{Inst} 0,5		
Preisdynamischer Annuitätsfaktor				1,26954			
Innerbetriebliche Leistungsverrechnung (Bedienen)							
ILV Satz, abhängig von Kollektorfeld				Fall 1	Fall 2	Fall 3	Fall 4
jährl. Preisänderungsfaktor für ILV				3	Bsp.: 3		
Preisdynamischer Annuitätsfaktor				1,26954			
SONSTIGE KOSTEN							
Zahlungen für Versicherung in % der Investitionssumme				0,202	Bsp.: 0,202: freistehend, 0,101: Dach		
jährl. Preisänderungsfaktor für Versicherung				3	Bsp.: 3 (mind.: 0,001)		
Preisdynamischer Annuitätsfaktor				1,26954			
Benötigte Pachtfläche pro Kollektor				0,0			
Pachtpreis pro m ² pro Jahr				0,0			
jährl. Preisänderungsfaktor für Pacht				3			
Preisdynamischer Annuitätsfaktor				1,26954			
ERTRAG							
Solarertrag				Fall 1	Fall 2	Fall 3	Fall 4
				320,89	0,00	0,00	0,00
EINSPARUNG Energieträger							
Einsparung				Fall 1	Fall 2	Fall 3	Fall 4
				474,00	0,00	0,00	0,00
Energiebeschaffungspreis Hackgut				29,66			
jährl. Preisänderungsfaktor der Energieträger				3			
Preisdynamischer Annuitätsfaktor				1,26954			

Tabelle A-16: Berechnung der Annuitäten und Wärmegestehungskosten des Biomassenetzes B

Aufbau der Annuitäten- Berechnung und Werte lt. VDI 2067 (2012)

Biomassenetz B			Fall 1		
			1.000		
			m ² - Kollektoranlage ohne Förderung	m ² - Kollektoranlage mit Förderung	m ² - Kollektoranlage mit Förderung
				TSfB	S-SG
	Kurzzeichen	Einheit			
Fördersatz		[%]	0,00	25	
Leistungsgleicher Ölkessel		[€]			56.000
Betrachtungszeitraum in Jahren	T	[a]	20,00	20,00	20,00
Kapitalzinssatz	q	[%]	6,00	6,00	6,00
Annuitätsfaktor	a	[-]	0,08718	0,08718	0,08718
KAPITALGEBUNDENE KOSTEN					
Kollektor					
Kollektorfläche Brutto		[m ²]	1.000	1.000	1.000
Kollektorfläche Netto (Apertur / Absorber)		[m ²]	922,62	922,62	922,62
Anzahl Kollektoren		[#]	73,69	73,69	73,69
spez. Kosten Solarthermiesystem excl. Speicher		[€/m ²]	225,00	225,00	225,00
Kosten Solarthermiesystem	A _{0 Solar}	[€]	225.000,00	225.000,00	225.000,00
Speicher					
Speichervolumen, PN 10		[m ³]	75,00	75,00	75,00
spez. Speicherkosten inkl. Dämmung		[€/m ³]	670,00	670,00	670,00
Kosten Speicher	A _{0 Speicher}	[€]	50.250,00	50.250,00	50.250,00
Grundfläche Kauf					
Benötigte Grundfläche pro Kollektor		[m ²]	0,00	0,00	0,00
Aufstellfläche		[m ²]	0,00	0,00	0,00
Preis / Pachtpreis pro m ²		[€/m ²]	0,00	0,00	0,00
Kosten Grundfläche	A _{0 Grund}	[€]	0,00	0,00	0,00
Investitionsbetrag	A ₀	[€]	275.250,00	275.250,00	275.250,00
Investitionsbetrag mit Förderung	A _{0 inkl. Förd.}	[€]		206.437,50	187.550,00
jährl. Investitionsgebundene Zahlung	A _{N,K}	[€]	23.997,55	17.998,16	16.351,46
BEDARFS- (VERBRAUCHS-) GEBUNDENE KOSTEN					
Hilfsenergie					
benötigte Hilfsenergie		[kWh/MWh]	15,00	15,00	15,00
Strompreis		[€/MWh]	150,00	150,00	150,00
jährliche Hilfsenergie		[MWh]	4,81	4,81	4,81
Zahlungen für Hilfsenergie 1. Jahr	A _{V,1}	[€]	722,00	722,00	722,00
jährl. Preisänderungsfaktor für Hilfsenergie	r	[%]	3,00	3,00	3,00
Preisdynamischer Annuitätsfaktor	ba _v	[-]	1,26954	1,26954	1,26954
jährl. Zahlungen für Hilfsenergie	A _{N,V}	[€]	916,61	916,61	916,61
BETRIEBSGEBUNDENE KOSTEN					
Wartung und Instandhaltung					
jährl. Faktor für Wartung und Instandhaltung	f _{W&I}	[%]	1,50	1,50	1,50
Zahlungen für Wartung und Instandhaltung 1. Jahr	A _{B1 W&I}	[€]	4.128,75	4.128,75	4.128,75
jährl. Preisänderungsfaktor für Wartung und IH	r	[%]	3,00	3,00	3,00
Preisdynamischer Annuitätsfaktor	ba _B	[-]	1,26954	1,26954	1,26954
jährl. Zahlungen für Wartung und Instandhaltung	A _{N,B W&I}	[€]	5.241,62	5.241,62	5.241,62
ILV Satz					
jährl. Preisänderungsfaktor für ILV	r	[%]	3,00	3,00	3,00
Preisdynamischer Annuitätsfaktor	ba _{ILV}	[-]	1,26954	1,26954	1,26954
jährliche Zahlungen ILV	A _{N,B ILV}	[€]	0,00	0,00	0,00
jährl. Zahlungen betriebsgebundene Kosten	A _{N,B}	[€]	5.241,62	5.241,62	5.241,62
SONSTIGE KOSTEN					
Zahlungen für Versicherung in % der Investitionssumme		[%]	0,202	0,202	0,202
Zahlungen für Versicherungen 1. Jahr	A _{S1 Vers.}	[€]	556,01	556,01	556,01
jährl. Preisänderungsfaktor für Versicherung	r	[%]	3,00	3,00	3,00
Preisdynamischer Annuitätsfaktor	ba _S	[-]	1,26954	1,26954	1,26954
jährliche Zahlungen für Versicherung	A _{N,S1 Vers.}	[€]	705,87	705,87	705,87
Benötigte Pachtfläche pro Kollektor		[m ²]	0,00	0,00	0,00
Pachtpreis pro m ² pro Jahr		[€/m ²]	0,00	0,00	0,00
Zahlungen für Pacht 1. Jahr	A _{S 1 Pacht}	[€]	0,00	0,00	0,00
jährl. Preisänderungsfaktor für Pacht	r	[%]	3,00	3,00	3,00
Preisdynamischer Annuitätsfaktor	ba _{Pacht}	[-]	1,26954	1,26954	1,26954
jährliche Zahlungen für Pacht	A _{N,S1 Pacht}	[€]	0,00	0,00	0,00
jährliche Zahlungen sonstige Kosten	A _{N,S}	[€]	705,87	705,87	705,87
Gesamtannuität	A _N	[€/a]	30.861,65	24.862,26	23.215,56
Solarertrag		[MWh/a]	320,89	320,89	320,89
Wärmegestehungskosten		[€/MWh]	96,18	77,48	72,35
EINSPARUNGEN					
Energieeinsparung bzw. Substitution		[MWh/a]	474,00	474	474
Energiebeschaffungspreis		[€/MWh]	29,66	29,66	29,66
Einsparungen 1. Jahr	E ₁	[€/MWh]	14.058,84	14.058,84	14.058,84
jährl. Preisänderungsfaktor der Energieträger	r	[%]	3,0	3,0	3,0
Preisdynamischer Annuitätsfaktor	ba _E	[-]	1,26954	1,26954	1,26954
Annuität der jährlichen Erlöse	A _{N,E}	[€/MWh]	17.848,27	17.848,27	17.848,27

Tabelle A-17: Berechnungsdaten der Amortisationsrechnung des Biomassenetzes B

Biomassenetz B	[m ²]	Fall 1		
		1.000		
Förderung	[-]	regulär	TSfB	S - sG
Kapitalzinssatz	[%]	6,00	6,00	6,00
Investitionsbetrag	[€]	275.250,00	206.437,50	187.550,00
Energieeinsparung	[MWh/a]	474	474	474
Energiebeschaffungspreis	[€/MWh]	29,66	29,66	29,66
Einsparungen 1. Jahr	[€/a]	14.058,84	14.058,84	14.058,84
Kosten 1. Jahr	[€/a]	19.169,26	15.728,63	14.784,26
Gewinn = Einsparungen - Kosten	[€/a]	-5.110,42	-1.669,79	-725,42
kalk. Abschreibung	[€/a]	13.762,50	10.321,88	9.377,50
Einnahmenüberschuss EÜ	[€/a]	8.652,08	8.652,08	8.652,08
stat. Amortisationsdauer	[a]	31,81	23,86	21,68

Tabelle A-18: Statische und dynamische Amortisationsrechnung des Biomassenetzes B

Statische Amortisationsrechnung								
regulär			TSfB			S - sG		
Jahr	Restbetrag	EÜ	Jahr	Restbetrag	EÜ	Jahr	Restbetrag	EÜ
	[€]	[€/a]		[€]	[€/a]		[€]	[€/a]
0	-275.250,00	8.652,08	0	-206.437,50	8.652,08	0	-187.550,00	8.652,08
1	-266.597,92	8.652,08	1	-197.785,42	8.652,08	1	-178.897,92	8.652,08
2	-257.945,84	8.652,08	2	-189.133,34	8.652,08	2	-170.245,84	8.652,08
3	-249.293,75	8.652,08	3	-180.481,25	8.652,08	3	-161.593,75	8.652,08
4	-240.641,67	8.652,08	4	-171.829,17	8.652,08	4	-152.941,67	8.652,08
5	-231.989,59	8.652,08	5	-163.177,09	8.652,08	5	-144.289,59	8.652,08
6	-223.337,51	8.652,08	6	-154.525,01	8.652,08	6	-135.637,51	8.652,08
7	-214.685,42	8.652,08	7	-145.872,92	8.652,08	7	-126.985,42	8.652,08
8	-206.033,34	8.652,08	8	-137.220,84	8.652,08	8	-118.333,34	8.652,08
9	-197.381,26	8.652,08	9	-128.568,76	8.652,08	9	-109.681,26	8.652,08
10	-188.729,18	8.652,08	10	-119.916,68	8.652,08	10	-101.029,18	8.652,08
11	-180.077,09	8.652,08	11	-111.264,59	8.652,08	11	-92.377,09	8.652,08
12	-171.425,01	8.652,08	12	-102.612,51	8.652,08	12	-83.725,01	8.652,08
13	-162.772,93	8.652,08	13	-93.960,43	8.652,08	13	-75.072,93	8.652,08
14	-154.120,85	8.652,08	14	-85.308,35	8.652,08	14	-66.420,85	8.652,08
15	-145.468,76	8.652,08	15	-76.656,26	8.652,08	15	-57.768,76	8.652,08
16	-136.816,68	8.652,08	16	-68.004,18	8.652,08	16	-49.116,68	8.652,08
17	-128.164,60	8.652,08	17	-59.352,10	8.652,08	17	-40.464,60	8.652,08
18	-119.512,52	8.652,08	18	-50.700,02	8.652,08	18	-31.812,52	8.652,08
19	-110.860,43	8.652,08	19	-42.047,93	8.652,08	19	-23.160,43	8.652,08
20	-102.208,35	8.652,08	20	-33.395,85	8.652,08	20	-14.508,35	8.652,08
21	-93.556,27	8.652,08	21	-24.743,77	8.652,08	21	-5.856,27	8.652,08
22	-84.904,19	8.652,08	22	-16.091,69	8.652,08	21,68	0,00	
23	-76.252,10	8.652,08	23	-7.439,60	8.652,08			
24	-67.600,02	8.652,08	23,86	0,00				
25	-58.947,94	8.652,08						
26	-50.295,86	8.652,08						
27	-41.643,77	8.652,08						
28	-32.991,69	8.652,08						
29	-24.339,61	8.652,08						
30	-15.687,53	8.652,08						
31	-7.035,44	8.652,08						
31,81	0,00							
Dynamische Amortisationsrechnung								
regulär			TSfB			S - sG		
Jahr	Restbetrag	Barwert EÜ	Jahr	Restbetrag	Barwert EÜ	Jahr	Restbetrag	Barwert EÜ
	[€]	[€/a]		[€]	[€/a]		[€]	[€/a]
0	-275.250,00	8.652,08	0	-206.437,50	8.652,08	0	-187.550,00	8.652,08
1	-266.597,92	8.162,34	1	-197.785,42	8.162,34	1	-178.897,92	8.162,34
2	-258.435,58	7.700,32	2	-189.623,08	7.700,32	2	-170.735,58	7.700,32
3	-250.735,25	7.264,46	3	-181.922,75	7.264,46	3	-163.035,25	7.264,46
4	-243.470,80	6.853,26	4	-174.658,30	6.853,26	4	-155.770,80	6.853,26
5	-236.617,54	6.465,34	5	-167.805,04	6.465,34	5	-148.917,54	6.465,34

**Anhang zu 4.4.4
Wirtschaftlicher Vergleich möglicher Alternativen**

Tabelle A-19: Eingabedaten der wirtschaftlichen Vergleichsrechnung nach ÖNORM M 7140 (2004)

Kesselberechnung Vergleich Biomassenetz B		
Wärmebedarf		2204,9 [MWh]
Benötigter Wärmebedarf		2204,9 [MWh]
Betrachtungszeitraum BZ	BZ	20 [a]
Kalkulatorischer Zinssatz	KZ	6 [%]
Annuitätsfaktor	KF	0,087184557
Verbrauchsgebundene Kosten / Energiekosten		
Stromkosten		150 [€/MWh]
Strombedarf Solar in kWh/MWh _{Wärme}		15 [kWh]
Strombedarf Biomasse in kWh/MWh _{Wärme}		18 [kWh]
Strombedarf Öl in kWh/MWh _{Wärme}		15 [kWh]
Preissteigerungsrate Strom	PVK _{Strom}	3 [%]
Teuerungsfaktor zu Aufzinsungsf. Strom	QP	0,971698113
Steigerungsfaktor jährl. anfallender K. Strom	SF ₁	0,971698113
Steigerungsfaktor anfallende Kosten Strom über BZ	SF _{BZ}	14,99837864
Brennstoff		
Biomasse		29,66 [€/MWh]
Preissteigerungsrate Biomasse	PVK _{Biomasse}	3 [%]
Teuerungsfaktor zu Aufzinsungsf. Biomasse	QP	0,971698113
Steigerungsfaktor jährl. anfallender K. Biomasse	SF ₁	0,971698113
Steigerungsfaktor anfallende Kosten Biom. über BZ	SF _{BZ}	14,99837864
Öl		66,5 [€/MWh]
Preissteigerungsrate Öl	PVK _{Öl}	3 [%]
Teuerungsfaktor zu Aufzinsungsf. Öl	QP	0,971698113
Steigerungsfaktor jährl. anfallender K. Öl	SF ₁	0,971698113
Steigerungsfaktor anfallende Kosten Öl über BZ	SF _{BZ}	14,99837864
Betriebsgebundene Kosten		
IK... Investitionssumme		
Wartung und Instandhaltung Solar		3 [% der IK]
Preissteigerungsrate W&I Solar	PBK _{Solar}	3 [%]
Teuerungsfaktor zu Aufzinsungsf. W&I Solar	QP	0,971698113
Steigerungsfaktor jährl. anfallender K. Solar	SF ₁	0,971698113
Steigerungsfaktor anfallende Kosten Solar über BZ	SF _{BZ}	14,99837864
Wartung und Instandhaltung Öl		3 [% der IK]
Preissteigerungsrate W&I Öl	PBK _{Öl}	3 [%]
Teuerungsfaktor zu Aufzinsungsf. W&I Öl	QP	0,971698113
Steigerungsfaktor jährl. anfallender K. Öl	SF ₁	0,971698113
Steigerungsfaktor anfallende Kosten Öl über BZ	SF _{BZ}	14,99837864
Wartung und Instandhaltung Biomasse		3 [% der IK]
Preissteigerungsrate W&I Biomasse	PBK _{Biomasse}	3 [%]
Teuerungsfaktor zu Aufzinsungsf. W&I Biom.	QP	0,971698113
Steigerungsfaktor jährl. anfallender K. Biomasse	SF ₁	0,971698113
Steigerungsfaktor anfallende Kosten Biom. über BZ	SF _{BZ}	14,99837864

Tabelle A-20: Eingabedaten der wirtschaftlichen Vergleichsrechnung des Solarthermiesystems 1

Solarthermiesystem 1					
		Fläche [m ²]	Solarertrag [MWh]		
		1.000	320,89	Zweitsystem	
SOLARANLAGE				KESSELSYSTEM	excl. Schubboden
Preissteigerungsrate	[%]	0		Preissteigerungsrate	[%] 0
Kollektoren				Kessel	
Hersteller, Typ		ARCON HT - SA 28 10		Hersteller, Typ	150 kW Hackgut excl. SB
Kollektorfläche Brutto	[m ²]	1.000		Nennleistung	[kW] 150
Anzahl der Kollektoren	[#]			Wirkungsgrad	[%]
spez.Kosten Solarthermiesystem exkl. Speicher	[€/m ²]	225		Nutzungsgrad	[%] 81
Erwerbskosten Kollektoren	[€]	225.000		Kosten / Richtpreis	[€] 31.500
				möglicher Firmenrabatt	[%]
Speicher				Erwerbskosten Kessel	[€] 31.500
Speichervolumen	[m ³]	75		Kosten Brenner	
spez. Speicherkosten inkl. Dämmung	[€/m ³]	670		Hersteller	
Speicherkosten	[€]	50.250		Typ	
alternativ: fixe Kosten	[€]	0		Kosten / Richtpreis	[€] 0
Kosten Speicher	[€]	50.250		möglicher Firmenrabatt	[%]
möglicher Firmenrabatt	[%]	0		Erwerbskosten Brenner	[€] 0
Erwerbskosten Speicher	[€]	50.250		Sonstiges	
				sonstige Kosten (Regelung)	[€] 0
Sonstiges				Kosten Sonstiges	[€] 0
sonstige Kosten	[€]	0		Kosten Kessel	[€] 31.500
Kosten sonstiges	[€]	0		Födersatz	[%] 0
Kosten Solaranlage	[€]	275.250		Gesamtkosten Kessel	[€] 31.500
Födersatz Solaranlage	[%]	32			
Gesamtkosten Solaranlage	[€]	187.550			
Summe Gesamtkosten	[€]	219.050			
Sonstiges					
Planung	[€]	0			
Hydraulik	[€]	0			
Sonstiges	[€]	0			
Kosten Sonstiges	[€]	0			
Gesamtkosten Solarthermiesystem	[€]	219.050			
Födersatz	[%]	0			
Gesamtkosten Solarthermiesystem abzgl. Förderungen	[€]	219.050		= Kapitalgebundene Kosten	

Tabelle A-21: Eingabedaten der wirtschaftlichen Vergleichsrechnung des Solarthermiesystems 2

Solarthermiesystem 2					
		Fläche [m ²]	Solarertrag [MWh]		
		1.000	320,89	Zweitsystem	
SOLARANLAGE				KESSELSYSTEM	Ölkessel Bestand inkl. neuer Regelung
Preissteigerungsrate	[%]	0		Preissteigerungsrate	[%] 0
Kollektoren				Kessel	Ölkessel Bestand
Hersteller, Typ		ARCON HT - SA 28 10		Hersteller, Typ	
Kollektorfläche Brutto	[m ²]	1.000		Nennleistung	[kW] 1.150
Anzahl der Kollektoren	[#]			Wirkungsgrad	[%]
spez. Kosten Solarthermiesystem exkl. Speicher	[€/m ²]	225		Nutzungsgrad	[%] 84
Erwerbskosten Kollektoren	[€]	225.000		Kosten / Richtpreis	[€] 0
				möglicher Firmenrabatt	[%]
Speicher				Erwerbskosten Kessel	[€] 0
Speichervolumen	[m ³]	75		Kosten Brenner	
spez. Speicherkosten inkl. Dämmung	[€/m ³]	670		Hersteller	
Speicherkosten	[€]	50.250		Typ	
alternativ: fixe Kosten	[€]	0		Kosten / Richtpreis	[€] 0
Kosten Speicher	[€]	50.250		möglicher Firmenrabatt	[%]
möglicher Firmenrabatt	[%]	0		Erwerbskosten Brenner	[€] 0
Erwerbskosten Speicher	[€]	50.250		Sonstiges	
				sonstige Kosten (Regelung)	[€] 7.700
Sonstiges				Kosten Sonstiges	[€] 7.700
sonstige Kosten	[€]	0		Kosten Kessel	[€] 7.700
Kosten sonstiges	[€]	0		Fördersatz	[%] 0
Kosten Solaranlage	[€]	275.250		Gesamtkosten Kessel	[€] 7.700
Fördersatz Solaranlage	[%]	32			
Gesamtkosten Solaranlage	[€]	187.550			
Summe Gesamtkosten	[€]	195.250			
Sonstiges					
Planung	[€]	0			
Hydraulik	[€]	0			
Sonstiges	[€]	0			
Kosten Sonstiges	[€]	0			
Gesamtkosten Solarthermiesystem	[€]	195.250			
Fördersatz	[%]	0			
Gesamtkosten Solarthermiesystem abzgl. Förderungen	[€]	195.250			= Kapitalgebundene Kosten

Tabelle A-22: Eingabedaten der wirtschaftlichen Vergleichsrechnung des Alternativsystems

Alternativsystem				
Biomassekessel				
Hersteller	Hackgutkessel 150 kW inkl. Schubboden			
Nennleistung	[kW]		150	
Wirkungsgrad	[%]			
Nutzungsgrad	[%]		81	
Kosten / Richtpreis	[€]		31.500	
möglicher Firmenrabatt	[%]		0	
Erwerbskosten Biomassekessel	[€]		31.500	
Speicher				
Speichervolumen	[m ³]		0	
spez. Speicherkosten inkl. Dämmung	[€/m ³]		670	Bsp: 670
Speicherkosten	[€]		0	
alternativ: fixe Kosten	[€]		0	
Kosten Speicher	[€]		0	
möglicher Firmenrabatt	[%]		0	Bsp: 15
Erwerbskosten Speicher	[€]		0	
Sonstiges				
Planung	[€]		0	
Hydraulik	[€]		0	
Sonstiges	[€]		18.000	
Kosten Sonstiges	[€]		18.000	
Gesamtkosten Alternativsystem	[€]		49.500	
Fördersatz	[%]		24	
Gesamtkosten Alternativsystem abzgl. Förderungen	[€]		37.620,00	= Kapitalgebundene Kosten

Die Kostenermittlung für die Hackgutkessel erfolgte mittels telefonischer Nachfrage über die Richtpreise bei den Herstellern.

Tabelle A-23: Richtpreise der Biomassekessel (150 kW)

Hersteller	Bezeichnung	Leistung [kW]	Preis [€]	sonstiges
KWB	Powerfire 130	39 - 130	25.000	inkl. Rührwerk
KWB	Powerfire 150	45 - 150	28.000	inkl. Rührwerk
KWB	Powerfire 240	73,5 - 245	45.000	inkl. Rührwerk
KWB	Powerfire 300	73,5 - 300	52.000	inkl. Rührwerk
Hersteller	Bezeichnung	Leistung [kW]	Preis [€]	sonstiges
Fröhling	TM 150	150	35.000	inkl. Rührwerk
Fröhling	TM 220	220	46.000	inkl. Rührwerk
Fröhling	TM 250	250	68.500	inkl. Schubboden
Fröhling	TM 320	320	87.500	inkl. Schubboden

Der Preis für den gewählten Hackgutkessel (150 kW) erfolgte durch Mittelwertbildung zwischen den Modellen KWB Powerfire 150 und Fröhling TM 150 und ergab 31.500 €.

Tabelle A-24: Eingabedaten der wirtschaftlichen Vergleichsrechnung des Weiterbetriebes

Weiterbetrieb Biomassekessel (1 MW) Bestand		
Biomassekessel		
Hersteller	URBAS UR 1000	
Nennleistung	[kW]	1.000
Wirkungsgrad	[%]	
Nutzungsgrad	[%]	76,18
Kosten / Richtpreis	[€]	0
möglicher Firmenrabatt	[%]	0
Erwerbskosten Biomassekessel	[€]	0
Speicher		
Speichervolumen	[m ³]	0
spez. Speicherkosten inkl. Dämmung	[€/m ³]	670 Bsp: 670
Speicherkosten	[€]	0
alternativ: fixe Kosten	[€]	0
Kosten Speicher	[€]	0
möglicher Firmenrabatt	[%]	0 Bsp: 15
Erwerbskosten Speicher	[€]	0
Sonstiges		
Planung	[€]	0
Hydraulik	[€]	0
Sonstiges	[€]	0
Kosten Sonstiges	[€]	0
Gesamtkosten Biomassesystem	[€]	0
Fördersatz	[%]	0
Gesamtkosten Biomassesystem abzgl. Förderungen	[€]	0,00
		= Kapitalgebundene Kosten
Wartung und Instandhaltung	[€]	17.500

Tabelle A-26: Übersicht der wirtschaftlichen Vergleichsrechnung nach ÖNORM M 7140 (2004): Alternativsystem und Weiterbetrieb

Betrachtungszeitraum [Jahre]		BZ	20					
Kalkulatorische Zinsen [%]		KZ	6					
Biomassekessel: Hackgutkessel 150 kW inkl. Schubboden								
Alternativsystem: 150 kW inkl. Schubboden		Weiterbetrieb (Bestehender Biomassekessel 1 MW)						
Kostengruppenunterteilung								
Kapitalgebundene Kosten								
Kurzzeichen	Anschaffungs-kosten [€]	Fördersatz [%]	Nutzungsdauer [a]	Preissteigerungsrate [%]	Anschaffungskosten [€]	Fördersatz [%]	Nutzungsdauer [a]	Preissteigerungsrate [%]
Kosten Biomassekessel	31.500,00	0,00						
Kosten Speicher	0,00	0,00	20	0,00				
Kosten Sonstiges	18.000,00							
Gesamtkosten Biomassensystem			49.500,00	24,00				
Summe Gesamtkosten (Anschaffungskosten)			37.620,00				0	
Biomassensystem abzgl. Förderungen								
Verbrauchsgebundene Kosten								
Kurzzeichen	Menge [MWh]	spez. Energiepreis [€/MWh]	Energiekosten [€]	Preissteigerungsrate [%]	Menge [MWh]	spez. Energiepreis [€/MWh]	Energiekosten [€]	Preissteigerungsrate [%]
Brennstoffeinsatz Biomasse	2.798,40	29,66		3,00	2.896,10	29,66		3,00
			83.000,54				85.898,33	
Brennstoffkosten								
Strombedarf	39,69	150,00		3,00	39,69	150,00		3,00
Elektrische Energie			5.953,23				5.953,23	
Summe der jährlichen verbrauchsgebundene Kosten im Zeitraum			88.953,77				91.851,56	
Betriebsgebundene und sonstige Kosten								
Kurzzeichen	Investition [€]	Rate [% der IK]	Kosten [€]	Preissteigerungsrate [%]	Investition [€]	Rate [% der IK]	Kosten [€]	Preissteigerungsrate [%]
W & I Biomassekessel neu	49.500,00	3,00	1.485,00	3,00			17.500,00	3,00
W & I Biomassekessel Bestand			13.125,00	3,00				
Summe Wartung und Instandhaltung			14.610,00					
sonstige betriebsgebundene Kosten							0	
Summe sonstige betriebsgebundene Kosten			0,00				17.500,00	
Summe betriebsgebundene Kosten im Zeitraum			14.610,00				17.500,00	

Tabelle A-27: Ergebnisse des Kostenvergleiches der verschiedenen Varianten – Jährliche Auflistung – akkumulierte Barwerte (nach ÖNORM M 7140)

Verbrauchsgebundene Kosten
 Teuerungsfaktor zu Aufzinsungsf. Strom QP 0,971698113
 Teuerungsfaktor zu Aufzinsungsf. Biomasse QP 0,971698113
 Teuerungsfaktor zu Aufzinsungsf. Öl QP 0,971698113
 Teuerungsfaktor zu Aufzinsungsf. Ö1 QP 0,971698113

Betriebsgebundene Kosten
 Teuerungsfaktor zu Aufzinsungsf. W&I Solar QP 0,971698113
 Teuerungsfaktor zu Aufzinsungsf. W&I Öl QP 0,971698113
 Teuerungsfaktor zu Aufzinsungsf. W&I Biom. QP 0,971698113

Annuitätsfaktor KF 0,087184557

Jahr	Kapitalgebundene Kosten		
	Solarthermie-system 1 [€]	Solarthermie-system 2 [€]	Weiterbetrieb (1 MW Bestand) [€]
1	219.049,85	195.249,85	37.620,00
2	219.049,85	195.249,85	37.620,00
19	219.049,85	195.249,85	37.620,00
20	219.049,85	195.249,85	37.620,00

Jahr	Verbrauchsgebundene Kosten						Betriebsgebundene Kosten						Gesamtkosten					
	Solarthermie-system 1 [€]	Solarthermie-system 2 [€]	Alternativsystem [€]	Weiterbetrieb (1 MW Bestand) [€]	Solarthermie-system 1 [€]	Solarthermie-system 2 [€]	Alternativsystem [€]	Weiterbetrieb (1 MW Bestand) [€]	Solarthermie-system 1 [€]	Solarthermie-system 2 [€]	Alternativsystem [€]	Weiterbetrieb (1 MW Bestand) [€]	Solarthermie-system 1 [€]	Solarthermie-system 2 [€]	Alternativsystem [€]	Weiterbetrieb (1 MW Bestand) [€]		
1	73.828,12	80.040,74	86.436,21	89.251,98	18.659,03	20.170,02	14.196,51	17.004,72	311.537,00	295.460,61	138.252,72	106.256,70						
2	145.566,77	157.816,18	170.426,12	175.977,97	36.789,98	39.769,20	27.991,23	33.528,17	401.406,60	392.835,22	236.037,35	209.506,14						
3	215.275,08	233.390,43	252.038,95	260.249,44	54.407,79	58.813,68	41.395,54	49.583,97	488.732,71	487.453,95	331.054,49	309.833,42						
4	283.010,51	306.825,78	331.341,99	342.135,88	71.526,98	77.319,16	54.420,47	65.185,37	573.587,34	579.394,79	423.382,46	407.321,25						
5	348.828,91	378.182,77	408.400,60	421.704,77	88.161,66	95.309,91	67.076,78	80.345,22	656.040,41	668.733,52	513.097,38	502.049,99						
6	412.784,51	447.520,23	483.278,31	499.021,71	104.325,55	112.773,74	79.374,89	95.076,02	736.159,91	755.543,81	600.273,20	594.097,73						
7	474.930,06	514.895,30	556.036,83	574.150,44	120.031,98	129.752,05	91.324,94	109.389,90	814.011,88	839.897,20	684.981,78	683.540,34						
8	535.316,76	580.363,54	626.736,16	647.152,88	135.293,88	146.249,85	102.936,78	123.298,68	889.660,49	921.863,23	767.292,94	770.451,56						
9	593.994,41	643.978,89	695.434,56	718.089,22	150.123,84	162.280,72	114.219,99	136.813,81	963.168,10	1.001.509,46	847.274,54	854.903,03						
10	651.011,38	705.793,82	762.188,66	787.017,92	164.534,08	177.857,90	125.183,85	149.946,44	1.034.595,30	1.078.901,56	924.992,52	936.964,36						
11	706.414,65	765.859,26	827.053,50	853.995,81	178.536,49	192.994,21	135.837,42	162.707,39	1.104.000,99	1.154.103,31	1.000.510,92	1.016.703,20						
12	760.249,91	824.224,74	890.082,54	919.078,10	192.142,61	207.702,13	146.189,48	175.107,18	1.171.442,36	1.227.176,72	1.073.892,02	1.094.185,28						
13	812.561,52	880.938,37	951.327,74	982.318,44	205.363,64	221.993,79	156.248,55	187.156,03	1.236.975,01	1.298.182,00	1.145.196,29	1.169.474,48						
14	863.392,62	936.046,89	1.010.839,58	1.043.768,96	218.210,49	235.880,97	166.022,93	198.863,88	1.300.652,96	1.367.177,71	1.214.482,51	1.242.632,84						
15	912.785,11	989.595,74	1.068.667,13	1.103.480,32	230.693,76	249.375,12	175.520,68	210.240,37	1.362.528,71	1.434.220,70	1.281.807,81	1.313.720,69						
16	960.779,69	1.041.629,06	1.124.858,05	1.161.501,72	242.823,72	262.487,36	184.749,62	221.294,89	1.422.653,26	1.499.366,26	1.347.227,67	1.382.796,62						
17	1.007.415,93	1.092.189,73	1.179.458,66	1.217.881,02	254.610,39	275.228,49	193.717,37	232.036,55	1.481.076,17	1.562.668,07	1.410.796,02	1.449.917,56						
18	1.052.732,29	1.141.319,44	1.232.513,96	1.272.664,67	266.063,47	287.609,03	202.431,31	242.474,19	1.537.845,60	1.624.178,32	1.472.565,27	1.515.138,86						
19	1.096.766,10	1.189.058,69	1.284.067,71	1.325.897,84	277.192,40	299.639,18	210.898,63	252.616,43	1.593.008,35	1.683.947,71	1.532.868,34	1.578.514,27						
20	1.139.553,67	1.235.446,83	1.334.162,38	1.377.624,42	288.006,37	311.328,84	219.126,31	262.471,63	1.646.609,88	1.742.025,52	1.590.908,70	1.640.096,04						