

Temperaturflexibilisierung im Schwachlastbereich des Betriebs von Nahwärmenetzen

TFlex

T. Kienberger, A. Hammer,
L. Kriechbaum, B. Böckl,
J. Vopava, K. Karner,
M. Theissing, J. Bärnthaler,
M. Rogetzer, J. Jungwirth,
H. Biedermann,
H. Strießnig, H. Kaufmann

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

34/2018

Liste sowie Downloadmöglichkeit aller Berichte dieser Reihe unter <http://www.nachhaltigwirtschaften.at>

Impressum

Medieninhaber, Verleger und Herausgeber:
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien
Leiter: DI Michael Paula

Auszugsweise Abdruck ist nur mit Quellenangabe gestattet. Es wird darauf verwiesen, dass alle Angaben in dieser Publikation trotz sorgfältiger Bearbeitung ohne Gewähr erfolgen und eine Haftung der Republik Österreich und der Autorin/des Autors ausgeschlossen ist. Nutzungsbestimmungen:
<https://nachhaltigwirtschaften.at/de/impressum/>

Temperaturflexibilisierung im Schwachlastbereich des Betriebs von Nahwärmenetzen

TFlex

Thomas Kienberger, Andreas Hammer, Lukas Kriechbaum,
Benjamin Böckl, Julia Vopava
Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik

Johann Jungwirth, Hubert Biedermann
Lehrstuhl für Wirtschafts- und Betriebswissenschaften

Katharina Karner, Matthias Theissing,
Josef Bärnthaler, Melanie Rogetzer
Fachhochschule Joanneum Kapfenberg

Horst Striessnig, Harald Kaufmann
Technisches Büro Harald Kaufmann GmbH

Leoben, April 2017

Ein Projektbericht im Rahmen des Programms



des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie

Vorbemerkung

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm Stadt der Zukunft des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie (BMVIT). Dieses Programm baut auf dem langjährigen Programm Haus der Zukunft auf und hat die Intention Konzepte, Technologien und Lösungen für zukünftige Städte und Stadtquartiere zu entwickeln und bei der Umsetzung zu unterstützen. Damit soll eine Entwicklung in Richtung energieeffiziente und klimaverträgliche Stadt unterstützt werden, die auch dazu beiträgt, die Lebensqualität und die wirtschaftliche Standortattraktivität zu erhöhen. Eine integrierte Planung wie auch die Berücksichtigung von allen betroffenen Bereichen wie Energieerzeugung und -verteilung, gebaute Infrastruktur, Mobilität und Kommunikation sind dabei Voraussetzung.

Um die Wirkung des Programms zu erhöhen sind die Sichtbarkeit und leichte Verfügbarkeit der innovativen Ergebnisse ein wichtiges Anliegen. Daher werden nach dem Open Access Prinzip möglichst alle Projektergebnisse des Programms in der Schriftenreihe des BMVIT publiziert und elektronisch über die Plattform www.NachhaltigWirtschaften.at zugänglich gemacht. In diesem Sinne wünschen wir allen Interessierten und AnwenderInnen eine interessante Lektüre.

DI Michael Paula
Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	9
Abstract.....	13
1 Einleitung.....	16
1.1 Aufgabenstellung	16
1.2 Stand der Technik.....	17
1.2.1 Erhöhung der Wärmebedarfsdichte	17
1.2.2 Verbesserung der Wärmeverteilsysteme	17
1.2.3 Verbesserung der Netzregelung	17
1.2.4 Integration von Solarthermie.....	18
1.2.5 Einsatz von Puffer-Systemen	18
1.3 Verwendete Methoden.....	18
1.3.1 Ausgewählte Netze	18
1.3.2 Simulationssoftware und Einbindung der Speicher.....	20
1.3.3 Speichermanagement über das „Plug Flow Model“	20
1.3.4 Netzregelungsstrategie.....	21
1.3.5 Verwendung von Messdaten, Datenaufbereitung, Validierung des Modells.....	22
1.3.6 Wieder-Aufheizung des Netzes	23
1.3.7 Integration der Solarthermie in das Modell	23
1.3.8 Modell Wärmeverlust.....	24
1.3.9 Modell Rohrstatik.....	26
1.3.10 Methoden wirtschaftlichen Begleitung	27
2 Ergebnisse	29
2.1 Szenarien für Speicherimplementierung	29
2.2 Anordnung der Speicher: dezentral und als Clustern-Speicher	29
2.3 Auslegungskriterien der Speicher	30
2.4 Abkühlverhalten der Rohrleitungen.....	30
2.5 Ergebnisse mit Einbindung der Speicher	32
2.6 Ergebnisse mit solarem Ertrag und Einbindung der Speicher	36
2.7 Verhalten der Rohrstatik	37
2.8 Ergebnisse der wirtschaftlichen Betrachtung	39
2.9 Einpassung in das Programm „Stadt der Zukunft“	41

3	Schlussfolgerungen	42
4	Ausblick und Empfehlungen	43
5	Verzeichnisse	45
5.1	Abbildungsverzeichnis	45
5.2	Tabellenverzeichnis	46
5.3	Literaturverzeichnis.....	46

Kurzfassung

Ausgangssituation/Motivation

Ziel des Vorhabens ist die Verringerung von Netzverlusten von Nahwärmenetzen im Schwachlastbetrieb. Während vor 10 Jahren Systeme mit Betriebsverlusten im Bereich von 30 % durchaus nicht ungewöhnlich waren, konnte bei heute neu errichteten Nahwärmenetzen, ein entsprechendes Qualitätscontrolling vorausgesetzt, durchwegs eine Reduktion der Verluste auf rund 15 % erreicht werden.

Die Verluste werden durch folgende Einflussgrößen definiert:

- Temperaturen von Vorlauf und Rücklauf (thermische Verluste)
- Durchmesser der Rohre (thermische Verluste, Pumpverluste)
- Dämmung der Rohre (thermische Verluste)
- Länge des Leitungsnetzes (thermische Verluste, Pumpverluste)

Diese Einflussgrößen wurden weitestgehend optimiert. Eine weitere Verbesserung ohne grundsätzliche Änderung des Netzkonzeptes ist wirtschaftlich nur mehr sehr beschränkt möglich.

Inhalte und Zielsetzungen

In der Sondierungsstudie soll eine neuartige Systemerweiterung untersucht werden, welche es ermöglicht, ohne teure Änderungen am Wärmenetz die Netzverluste weiter signifikant zu reduzieren. Die Projektidee sieht den Einsatz von dezentralen, bei den KundInnen installierten Wärmespeichern vor. In den besonders verlustbehafteten Schwachlastzeiten soll das Netz abgeschaltet und der Wärmebedarf der Verbraucher aus, zuvor bei verlustarmer Netzvollast geladenen, dezentralen Speichern bedient werden. Diese Maßnahme wirkt sich naturgemäß bei Netzen mit einem hohen Anteil an Schwachlastbetrieb, wie sie im Bereich der Nah-Wärmeversorgung im Agglomerationsbereich von Städten die Regel sind, besonders aus.

Methodische Vorgehensweise

Methodisch ist das Projekt in drei Projektteile gegliedert:

Der erste Teil beschäftigt sich mit der Sammlung von Daten und der energetischen Modellierung der Heiznetze. Dabei werden zunächst die Daten der zu betrachtenden Netze erhoben und aufbereitet und der Bearbeitung den anderen Projektteilen zugeführt. Anschließend wird das energetische Modell erstellt und Optimierungsrechnungen hinsichtlich Speichergrößen und Regelstrategien angestellt. Ein zusätzliches Arbeitspaket betrachtet die Integration von dezentral installierter Solarthermie zur weiteren Entlastung der Netze.

Der zweite Teil verläuft größtenteils parallel zum ersten und beantwortet netztechnische Fragestellungen. Die Ergebnisse der beiden ersten Projektteile werden abschließend hinsichtlich ihrer wirtschaftlichen Aspekte analysiert und einer Sensitivitäts- und Risikoanalyse unterworfen.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Durch den temperaturflexibilisierten Betrieb, der Installation von dezentralen Speichern und Abschaltung des Netzes, können bei den betrachteten Nahwärmenetzen die Netzverluste um bis zu 34 % reduziert werden. Die Einsparungen, bilanziert am Einspeisepunkt des Netzes, betragen dann je nach Speicherpositionen zwischen 3 % und 6 %.

Es stellte sich heraus, dass die Speichergröße weniger mit der Nenn-Anschlussleistung korreliert als mit den Jahresenergiemengen. Dabei kann mit einem Netz-Ausschaltzeitraum von etwa 3 bis 4 Tagen die größte Energieeinsparung erzielt werden. Bei der Optimierung der Speichergröße ist das wichtigste Kriterium die Anpassung an einen ähnlichen Entladeverlauf aller Speicher im System. Damit können unnötige Speichervolumen – und somit Wärmeverluste – vermieden werden.

Ein weiteres Vergrößern der Speicher, was auf den ersten Blick vorteilhaft erscheint und so die Anzahl der Hochfahrvorgänge reduziert, erfordert aber wieder längere Ladezeiten und ist mit der Problematik des Auskühlens unter die „Untere Grenze“ verbunden. Daher ist ein wichtiges Kriterium nicht nur die Dauer des Netz-Stillstandes, sondern auch die Netz-Betriebszeit. Es sollte der Quotient aus diesen beiden Parametern möglichst groß werden, um die Netzverluste zu minimieren. Dies kann mit verstärkter Speicher-Dämmung erreicht werden, aber auch mit einer erhöhten Ladeleistung der Speicher, was aber dann die Kapazitäten der meisten Netze und Wärmeerzeuger überschreiten würde. Es stellte sich auch heraus, dass die Stärke der Speicher-Dämmung einen großen Einfluss hat.

Die Regelungsstrategie für das Ein- und Ausschalten des Netzes ist direkt an die Speicher mit den definierten „Unteren Grenzen“ und „Oberer Grenze“ gebunden, welche als „Plug Flow Model“ in der Simulation konzipiert wurde.

Durch Clusterung mehrerer Verbraucher und Zuordnung zu einem Speicher können die spezifischen Speicherverluste reduziert werden, Teile des Netzes bleiben dann aber in Betrieb. Daher können durch Clusterungen die Netzverluste nicht so stark reduziert werden, weil dann die Netzabschnitte zwischen den Speichern und den Verbrauchern immer in Betrieb bleiben. Jedoch kann dies aufgrund der geringeren Investitionskosten einen wirtschaftlichen Vorteil bringen.

Bei Einbindung der solaren Erträge können je nach Netzkonfiguration bis zu 50 % an Energie, bezogen auf die Einspeisung des Heizwerkes in das Netz, eingespart werden. Für die Schwachlastzeit im Sommer kann dies bedeuten, dass für geclusterte Speicheranordnungen das Heizwerk überhaupt ausgeschaltet und die Energie ausschließlich über die Solaranlagen bereitgestellt werden kann. Dabei kann in guten Konstellationen ein Drittel der geeigneten Solarflächen auf den Gebäuden ausreichend sein.

Der TFlex Betrieb ist hinsichtlich der Rohrstatik grundsätzlich sowohl für vollkompensierte Rohrleitungen, Kunststoffrohrleitungen als auch direkt erdverlegte Rohrleitungen möglich. Zur Vermeidung von Problemen in Folge von Wärmespannungen muss allerdings die jeweilige Einbausituation der Rohrleitungen im Detail mitberücksichtigt werden.

Für Leitungen, die mit einer eindeutigen Auslegung Fixpunkt-Loslager-Kompensation ausgeführt sind, gibt es keine Einschränkungen hinsichtlich des temperaturflexiblen Betriebs. Bei erdverlegten Kunststoffmantelrohren ist der wesentliche Einflussfaktor die Verlegetemperatur. Durch eine geschickte Wahl dieser Temperatur können die maximalen Spannungen in den Rohrleitungen signifikant unter den Dauerfestigkeitswerten gehalten werden.

Dabei ist wichtig, dass die Lastwechselanzahl in einem temperaturflexiblen Betrieb (je nach Rahmenbedingung ca. 70 -200 Lastwechsel pro Jahr) aufsummiert auf die Lebensdauer der Leitungen um den Faktor 10^3 niedriger sind als die den Dauerfestigkeitswerten zugrundeliegenden Lastspiele. Dies gilt jedoch unter der Voraussetzung, dass die Hausanschlussleitungen und Abzweigungen entsprechend der geltenden Verlegevorschriften und Normen ausgeführt sind.

Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung weisen für das Referenzszenario eine Amortisationszeit von 21 Jahren auf. Mit einer Amortisation nach 22 Jahren (Betrachtungszeitraum von 25 Jahren) erzielt auch das Szenario mit Clusterspeichern einen positiven Kapitalwert. Der Einsatz von dezentralen Speichern lässt sich dagegen nicht wirtschaftlich darstellen. Die Einbindung der Solarthermie auf allen geeigneten Dächern erzielt bei allen Szenarien aufgrund der hohen Investitionskosten ebenfalls einen negativen Kapitalwert.

Die Bewertung der Ökoeffizienz wurde mithilfe der eingesparten Brennstoffmenge durchgeführt. Durch das Wärmespeicher-Clustering kann der Biomasseeinsatz um bis zu 53 Tonnen jährlich verringert werden. Die Ressourcenschonung im Fall der Solarthermie-Einbindung beträgt ein Vielfaches, beispielsweise im Szenario mit reduzierten Solarflächen bis zu 990 Tonnen pro Jahr.

Bei der Analyse der Szenarien stellte sich heraus, dass der größte Einfluss von der Höhe der Wärmeabnahme ausgeht, gefolgt von den Biomassebrennstoffkosten, dem Betrachtungszeitraum und der Förderquote. Vergleichsweise geringen Einfluss haben dagegen die relativen Änderungen der Speicherinvestitionskosten, des kalkulatorischen Zinssatzes oder der Netzverluste.

Im Fall der Solarthermie-Szenarien weisen die Investitionskosten den größten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit aus. Von Bedeutung sind zudem die Wärmeabnahme und an dritter Stelle die Förderrate. Der Grund dafür liegt im größeren Einfluss der Investitionskosten und der damit verbundenen Investitionsförderung sowie die gestiegene solare Deckung. Auch der kalkulatorische Zinssatz hat deshalb einen bedeutenderen Einfluss als die Brennstoffkosten.

Das Ergebnis der Risikoanalyse spiegelt die Entwicklung auf dem Energiemarkt der letzten Jahre wider. Die größten Auswirkungen auf den Kapitalwert haben demnach Änderungen beim Wärmepreisindex und dem Biomasseindex.

Ausblick

Der TFlex-Betrieb ist in der Lage, im reinen Speicherbetrieb geringe Mengen an Kohlenstoffdioxid und Brennstoffenergie einzusparen, mit Einbindung der solaren Erträge auch wesentlich größere Mengen. Aus wirtschaftlicher Betrachtung ist jedoch nur die Konstellation ausschließlich mit den Cluster-Speichern in bescheidenem Ausmaß sinnvoll. Dies insbesondere dann, wenn bei Installation von Cluster-Speichern die Abnehmer auf engem Raum gruppiert sind, die Abnehmerstruktur ähnlich ist (keine privaten Abnehmer zugleich mit großen Gewerbebetrieben oder Industriebetrieben) und die räumliche Distanz zwischen Heizwerk und Speicher möglichst groß ist, damit möglichst große Leitungsabschnitte abgeschaltet werden können.

Dieses Sondierungsprojekt diene dazu, um herauszufinden, ob dieser TFlex-Betrieb energetisch und wirtschaftlich sinnvoll ist und ob dies bezüglich der Rohrstatik auch zulässig ist. Da jedoch im Hinblick auf die wirtschaftlichen Ergebnisse für die im Rahmen der Projektpartner im Verantwortungsbereich liegenden Nahwärmenetze keine für den TFlex-Betrieb oben erwähnten optimalen Bedingungen aufweisen, ist auch kein Umsetzungs- oder Demonstrationsprojekt geplant.

Abstract

Starting point/Motivation

It is the aim of this project to present a method to reduce the losses of small district heating networks during low-load periods. Ten years ago losses of about 30 % of the delivered heat were quite common. Today, provided that there is a good quality control, losses account for approximately 15 % of the delivered heat.

Losses are characterized by following parameters:

- Temperatures of supply and return lines (thermal losses)
- Diameter of tubes (thermal losses and pumping losses)
- Insulation of the tubing (thermal losses)
- Length of the network (thermal losses and pumping losses)

Those parameters have been optimized as far as possible. A further improvement of the losses without changing the network topology and working principle is economically difficult.

Contents and Objectives

With the help of decentralized storage units, which are to be installed at the heat-customers location, the losses can be minimized without expensive changes in the network layout. In low-load periods the network can be shut down and the heat customers will be supplied by the previously charged storage units. This method proves particularly efficient in networks with a high portion of low-load operation.

Methods

Methodically the project is split into three parts. The first part deals with data-collection and the energetic modelling of the considered heating-grids. After modeling storage-sizes the appropriate control-algorithms are optimized. A further working package deals with the integration of solar-thermal energy for additional load-relieving in the grid. In the second part questions in regard to grid-technology will be answered. The grid-models and boundary-conditions developed will be implemented into the models used in the first part. Finally, the results are subsequently analyzed according their economic impacts. Also sensitivity and risk analysis are carried out.

Results

Grid losses in the investigated district heat networks can be reduced by 34% because of the installation of decentralized storages and network shutdowns. Dependent on the storage locations 3 to 6 % of the fed in energy can be saved compared to the status quo.

It turned out that the storage size correlates less with the nominal connection power than with the annual energy quantities. With a switch-off period of about 3 to 4 days the highest

energy savings can be achieved. The most important optimization criterion is the adaptation storage size. This avoids unnecessary storage volumes and thus heat losses.

A further enlargement of the storages, which at first sight appears to be advantageous and thus should reduce the number of start-up processes, again requires longer charging times and is associated with the problem of higher losses over the storage surfaces. Therefore, an important criterion is not only the duration of the grid off-times, but also the grid operating time. The quotient of these two parameters should be as large as possible in order to minimize the network losses. This can be achieved with increased storage insulation, but also with an increased charging capacity of the storage, which, however, would then exceed the capacities of most networks and heat generators.

The control strategy of the network is directly linked to defined "lower" and "upper"-temperature limits of the single storages, which were designed as a "plug flow model" in the simulation. By clustering several consumers and assigning to one storage, the specific storage losses can be reduced, but parts of the network have to remain in operation. However, it has been shown that clusters do not reduce the network losses this much, because the network sections between the storages and the consumers are always kept in operation. However, this can have an economic advantage due to the lower investment costs.

If embedding solar energy, up to 50 % of energy can be saved, depending on the network configuration and based on the feed-in of the heating plant into the grid. For low-load times in the summer, this can mean that for clustered storage systems the heating plant can be switched off at all and the energy can only be provided via the solar systems. One third of the suitable solar surfaces on the buildings can be sufficient in good constellations.

The TFlex operation is possible with regard to pipe statics for fully compensated pipelines, plastic pipelines and underground pipelines. However, in order to avoid problems due to thermal stresses, the particular installation situation of the pipelines must be taken into account in detail.

For lines which are designed with a unique design fixed-point-floating compensation, there are no restrictions with regard to temperature-flexible operation. In the case of buried plastic sheath pipes, the essential influencing factor is the laying temperature. By an appropriate choice of this temperature, the maximum stresses in the pipelines can be kept significantly below the fatigue strength values.

It is important that the load change number in a temperature-flexible operation (depending on frame conditions approx. 70 -200 load cycles per year) is added up to the life of the lines, stays by a factor of 10^3 lower than the fatigue loads. All this applies on the condition that the house connection lines and branches are designed according to the applicable installation regulations and standards.

The results of the profitability survey show a payback period of 21 years for the reference scenario. With an amortization period of 22 years (period under consideration of 25 years),

the scenario with cluster stores also achieves a positive capital value. The use of decentralized storages, on the other hand, cannot be represented economically. The heat input of the solar thermal systems on all suitable roofs also has a negative capital value in the other scenarios due to the high investment costs.

The evaluation of the eco-efficiency was carried out with the help of the saved fuel quantities. Heat storage clustering reduces biomass use by up to 53 tonnes per year. The saving of resources in the case of solar thermal integration is a much more, for example in the scenario with reduced solar surfaces up to 990 tonnes per year.

The analysis of the scenarios showed that the greatest impact has the heat loss, followed by the biomass fuel costs, the period of observation and the funding rate. On the other hand, the relative changes in storage investment costs, the imputed interest rate or network losses are relatively minor.

For the solar thermal scenarios, investment costs have the greatest impact on profitability. Also important are the heat purchase and the funding rate. The reason for this is the greater impact of the investment costs and the associated investment funding as well as the increased solar coverage. The interest rate has a more significant impact than fuel costs. The result of the risk analysis reflects the development on the energy market of recent years. The greatest impact on the value of the capital has therefore changes in the heat price index and the biomass index.

Prospects / Suggestions for future research

The TFlex operation is able to save minor amounts of carbon dioxide and fuel energy in the pure storage operation, and also considerably larger quantities with the integration of the solar yields. From an economic perspective, however, only the constellation exclusively with the cluster storage on a modest scale makes sense. This is especially the case when the customers are grouped in a narrow space around the cluster stores, when the customer structure is similar (no private customers together with large commercial enterprises or industrial enterprises) and when the spatial distance between heating station and storage is as large as possible, so that as large line sections as possible can be switched off.

This study was intended to find out whether this TFlex operation is energetically and economically feasible and whether this is permissible with regard to the pipe static. However, due to the economic results the project partners do not intend to do a further project, especially their district heating grids do not have those necessary optimal conditions.

1 Einleitung

Die Verluste von Nahwärmenetzen stellen einen der wesentlichsten Faktoren zur Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit dieser Gesamtsysteme dar. Dies wurde seitens der relevanten Stakeholder der Branche erkannt und Maßnahmen zur Verringerungen dieser Verluste gesetzt. Während vor 10 Jahren Systeme mit Betriebsverlusten im Bereich von 30 % durchaus nicht ungewöhnlich waren, konnte bei heute neu errichteten Nahwärmenetzen, ein entsprechendes Qualitätscontrolling vorausgesetzt, durchwegs eine Reduktion der Verluste auf rund 15 % erreicht werden (Lamers, 2014).

1.1 Aufgabenstellung

In dieser Arbeit sollte eine neuartige Systemerweiterung untersucht werden, welche es ermöglicht die Netzverluste durch Installation von Wärmespeichern beim Kunden weiter signifikant zu reduzieren. Es sollte durch Simulation die Frage beantwortet werden, ob sich die Netzverluste bestehender Nahwärmenetze dadurch weiter verringern lassen, indem das Netz in Schwachlastzeiten abschaltet und der Wärmebedarf der Kunden aus zuvor geladenen dezentralen Speichern bedient wird. Da thermische Verluste nicht von der übertragenen Leistung abhängen, wäre es zweckmäßig, das Wärmenetz immer bei möglichst hoher Leistung zu betreiben (Abbildung 1).

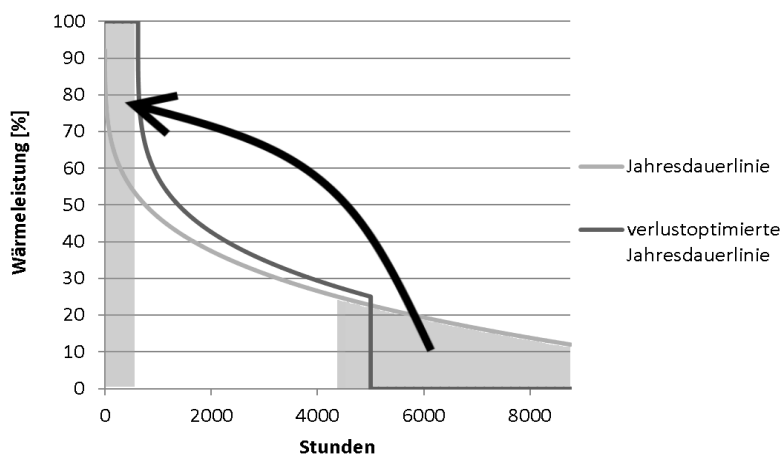


Abbildung 1: Verlustoptimierte Jahresdauerlinie TFlex (qualitative Darstellung)

Dabei soll untersucht werden, welche idealen Speichergrößen sich ergeben, ob es sinnvoll ist mehrere Kunden aus einer größeren Speichereinheit zu versorgen und ob die benötigten Speicher mittels Solarthermie geladen werden können, mit dem Ziel eine 100 % Wärmeversorgung zu gewährleisten. Als eine sehr wichtige Fragestellung ist hier auch jene der mechanischen Belastungen des Nahwärmenetzes durch die häufig wechselnden Temperaturniveaus zu untersuchen.

Die technischen Fragestellungen sollen über das gesamte Projekt wirtschaftswissenschaftlich begleitet werden

1.2 Stand der Technik

Die Senkung der durchschnittlichen Netzverluste wurde durch die im Folgenden beschriebenen Maßnahmen erreicht:

1.2.1 Erhöhung der Wärmebedarfsdichte

Netze mit geringem Bedarf weisen aufgrund der lastunabhängigen Netzverluste einen weitaus höheren Verlustanteil auf als Netze mit hohem Abnahmebedarf (Abbildung 2).

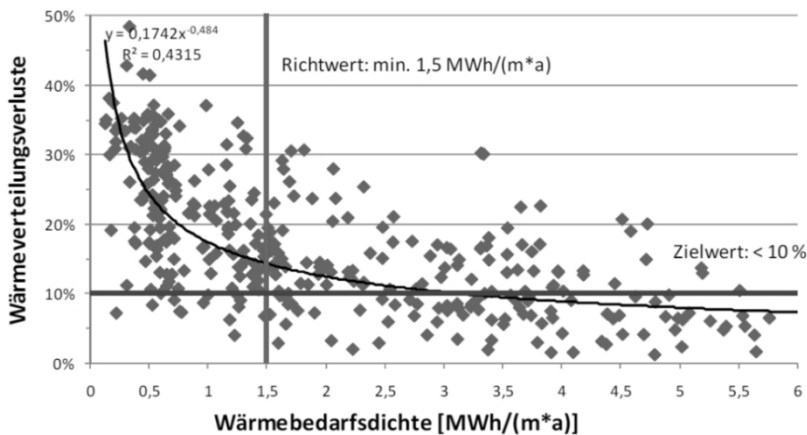


Abbildung 2: Netzverluste in Abhängigkeit der Wärmebedarfsdichte von 377 Nahwärmenetzen (CARMEN e.V., 2010, 9)

Carmen eV gibt als Richtwert eine minimale Wärmebedarfsdichte von 1,5 MWh/(Trm·a) vor (CARMEN e.V., 2012, 3). Gemäß den Daten von Carmen eV. bedeutet eine Verdichtung der Abnahme von 0,5 MWh/(Trm·a) auf 1 MWh/(Trm·a) eine Verringerung der absoluten Verluste von rund 8 %.

1.2.2 Verbesserung der Wärmeverteilsysteme

In Punkto Verbesserung der Wärmeverteilsysteme werden zwei unabhängige Größen optimiert:

Das erste ist die Verringerung der verwendeten Leitungsquerschnitte und damit der für die Wärmeverluste maßgeblichen Leitungsoberflächen. Durch den Einsatz von Speicherelementen sowie dezentraler Solarthermie kann eine Entlastung des Netzes in der Lastspitze erfolgen und somit die Leitungsquerschnitte reduziert werden (Hammerschmid, 2011).

Die zweite Verbesserung basiert auf der Verringerung von Wärmeverlusten durch verbesserte Rohrleitungsämmung. Durch eine Verwendung von sog. Doppelrohrsystemen verringert sich aufgrund der Integration von Vor- und Rücklaufleitung in einem Dämmsystem die mittlere Temperaturdifferenz gegenüber der Umgebung.

1.2.3 Verbesserung der Netzregelung

Die übertragene Leistung ist Abhängig von der sog. Spreizung zwischen Vor- und Rücklauf sowie des Netzvolumenstroms. Wird die Temperatur des Rücklaufs reduziert, sinken auch

die Netzverluste. Als notwendige Randbedingung müssen dabei gewisse Vorlauftemperaturen eingehalten werden, um die Qualität der Wärmedienstleistung (z.B. Warmwasser 60 °C) zu gewährleisten. In den meisten Fällen wird zur Regelung des Netzes eine kombinierte Regelstrategie mit gleitender Vorlauftemperatur angewendet. Diese kombiniert die Regelung der Vorlauftemperatur mit der Regelung des Volumenstromes (Fraunhofer Umsicht, 1998).

1.2.4 Integration von Solarthermie

Wird Solarthermie in Nahwärmenetze integriert, so dient dies nicht zur Verringerung der Netzverluste. Vielmehr steht dabei die Einsparung des sonst zur Wärmeerzeugung eingesetzten Brennstoffs im Vordergrund (vgl. Kranzl et al., 2015, 12-15, Pauschinger et al., 2011). In Österreich wurden mehrfach solarthermische Systeme in Wärmenetze eingebunden. Dies geschieht in großen Wärmenetzen üblicherweise bei einem Großabnehmer oder direkt beim Heizwerk.

1.2.5 Einsatz von Puffer-Systemen

Die bei den Wärmekunden installierte Spitzenleistung wird nur für wenige Stunden im Jahr benötigt. Selbst am kältesten Tag eines Jahres kann im Tagesdurchschnitt der Wärmebedarf mit rund 50 % der Spitzenleistung abgedeckt werden, ohne die angeforderte Wärmedienstleistung zu gefährden (Hammerschmid, 2013).

Werden Puffer zentral im Heizwerk installiert, so kann der oben erwähnte Vorteil der Reduzierung der Spitzenleistung nur für den Wärmeerzeuger wirksam werden. Die maximal zu übertragende Leistung wird nach wie vor durch volle Spitzenleistung definiert. Neben erhöhten Verlusten muss auch der entsprechende Leitungsquerschnitte mit einkalkuliert werden. Zentrale Puffer werden zur Reduktion der zu installierenden Kesselleistung als Stand der Technik durchaus eingesetzt. Als Beispiele dazu sollen die Heizwerke Nahwärme Eugendorf (Bäuerlicher Waldbesitzerverband, 2014, 18-19) sowie Nahwärme Gleinstätten genannt werden (Kuzmicki, 2007, 27).

Werden die Puffer hingegen dezentral installiert, kann nicht nur die Leistung des Wärmeerzeugers in der Heizzentrale reduziert werden. Es kommt zudem zu Entlastung des Netzsystems.

1.3 Verwendete Methoden

1.3.1 Ausgewählte Netze

Für die Untersuchung dieser Fragestellung wurden zwei repräsentative Nahwärmenetze ausgewählt, wie sie häufig in ähnlichen Konstellationen vorliegen. Damit sollte es ermöglicht werden, Überlegungen und Ergebnisse auch auf möglichst viele andere sich in Betrieb befindliche Netze zu übertragen.

Das Nahwärmenetz A wird von der Abwärme eines BHKW gespeist und hat zwei ausgeprägte Hauptstränge, wobei der südliche Strang einen Ortsteil versorgt und der nördlich verlaufende Strang in ein Gewerbegebiet führt. Nahwärmenetz B wird von einem Biomasseheizwerk mit Wärme gespeist und hat im Vergleich zu Netz A eine deutlich stärker verzweigte Struktur (Abbildung 3)

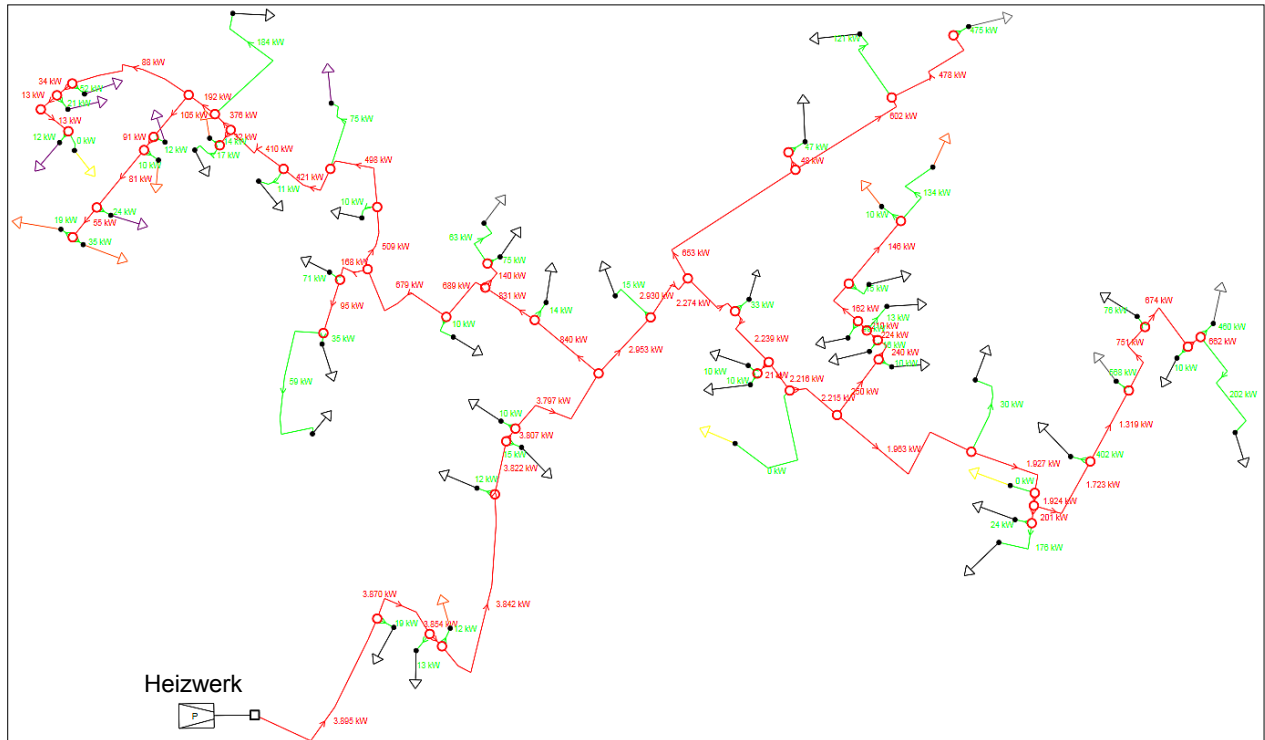


Abbildung 3: Netzstrukturen des ausgewählten Netzes B

Die Nennleistungen der einzelnen Verbraucher im Netz A liegen zwischen 12 kW und 300 kW, wobei eine maximale Leistung von 1,8 MW eingespeist wird und die Netzverluste 21,3 % betragen. In Netz B liegen die Nennleistungen der einzelnen Verbraucher zwischen 10 kW und 450 kW, die maximal in das Netz eingespeiste Leistung bei 4,5 MW und die Netzverluste bei 15,1 %. Weitere wichtige netzspezifische Daten der beiden Netze sind in Tabelle 1 angeführt.

Tabelle 1: Basisdaten der beiden Netze

Netz	Trassenlänge [km]	Anzahl der Verbraucher [-]	Jahreswärme- Menge Q_j [MWh]	Wärmebedarfs- dichte [MWh/m·a]
A	3,89	25	3.522	0,71
B	4,98	50	5.795	0,99

1.3.2 Simulationssoftware und Einbindung der Speicher

Für die Netzberechnungen wurde die kommerzielle Netzberechnungssoftware PSS Sincal® verwendet. PSS Sincal® ist ein Simulationsprogramm für elektrische Netze, welches die Möglichkeit bietet auch Wärme-, Kälte- und Gasnetze zu simulieren. Jedoch ist es bei Wärme- und Kältenetzen nicht möglich Wärmespeicher einzubinden.

PSS Sincal® bietet jedoch eine COM-Schnittstelle an, über welche eine Simulation automatisiert werden kann. Mittels dieser COM-Schnittstelle kann ein Wärmespeicher mithilfe eines Verbrauchers und einer Einspeisung simuliert werden. Dabei wurde in PSS Sincal® jeder Speicher durch eine Kombination von Erzeuger (entspricht dem Laden des Speichers) und Verbraucher (entspricht dem Entladen des Speichers) abgebildet (Abbildung 4). Jedoch musste die gesamte Logik des Speichers in der Programmiersprache, welche die COM-Schnittstelle implementiert, umgesetzt werden.

In diesem Fall wurde die Kombination aus Matlab® und PSS Sincal® für die Lösung des Problems verwendet, wobei von Matlab® die Steuerung von Entladen und Laden bzw. das Ein- und Ausschalten des Netzes übernommen wurde.

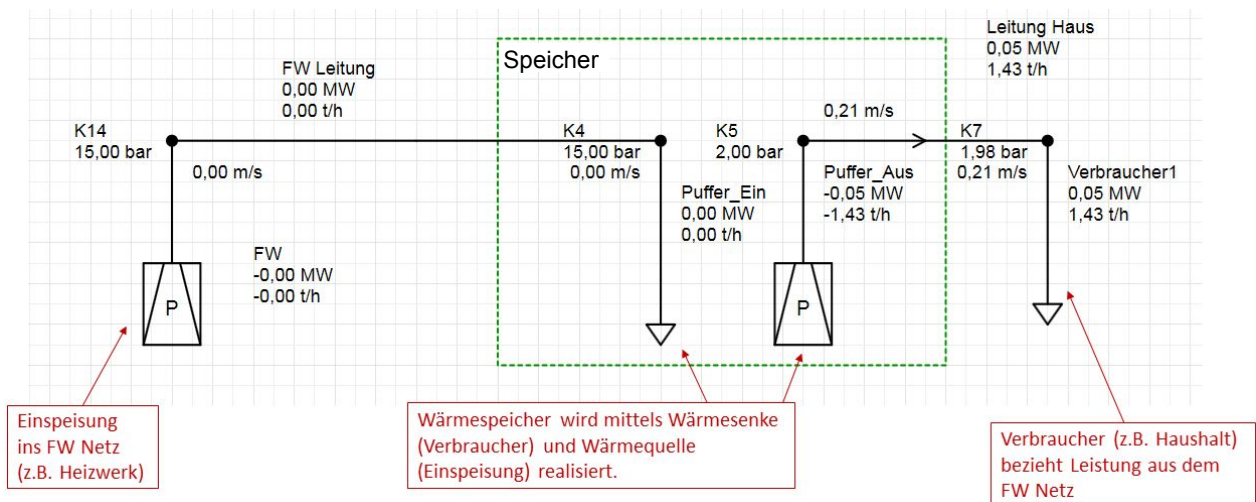


Abbildung 4: Einbindung des Wärmespeichers in PSS Sincal®

1.3.3 Speichermanagement über das „Plug Flow Model“

Für das Speichermanagement der Wärmespeicher wurde das „Plug Flow Model“ verwendet. Dabei wird beim Laden des Speichers die entsprechende Menge an Wasser von oben in den Speicher gedrückt, sodass im Speicher diese neue Schicht zuoberst angeordnet ist. Gleichzeitig wird dieselbe Menge Wasser – zumeist kühleres – nach unten aus dem Speicher gedrückt. Wird Wasser aus dem Speicher für den Verbraucher benötigt, so wird die entsprechende Menge von oben aus dem Speicher entnommen und der Rücklauf des Verbrauchers dem Speicher von unten zugeführt. Falls in einem Zeitschritt sowohl geladen als auch entladen wird, so erfolgt zuerst das Laden des Speichers und dann erst das Entladen.

Durch diese Vorgehensweise entsteht im Speicher eine Reihe von Schichten, in denen sich durch unterschiedlich lange Verweilzeiten im Speicher individuelle Temperaturen einstellen. Dabei wird der Wärmestrom durch den Mantel, den Boden und die Decke des Speichers berücksichtigt, und der nach außen fließende Wärmestrom für jede Schicht und jeden Zeitschritt berechnet. Entsprechend dieser Wärmemengen erfolgt die Absenkung der Temperatur jeder einzelnen Schicht. Die thermischen Verluste für einen Zeitschritt werden jeweils im Vorhinein berechnet, d.h. die thermischen Verluste des Speichers werden zuerst bestimmt, erst dann wird ge- oder entladen.

1.3.4 Netzregelungsstrategie

Die Netzregelungsstrategie, d.h. nach welcher Strategie das Netz ein- bzw. ausgeschaltet wird, bestimmen vorwiegend die Speicher.

Folgende Logik-Vorgaben wurden implementiert (Abbildung 5):

- Wenn der erste Speicher beim Entladen seine „untere Grenze“ unterschreitet wird das gesamte Netz eingeschaltet und alle Speicher werden geladen.
- Sobald ein einzelner Speicher voll ist, beendet dieser den Ladevorgang und geht im nächsten Zeitschritt wieder in den Entlade-Modus, bis die „obere Grenze“ unterschritten wird und wieder geladen wird. Alle anderen Speicher werden weiter geladen, bis diese jeweils vollständig geladen sind.
- Erst wenn alle Speicher die „obere Grenze“ überschritten haben, wird das Netz wieder ausgeschaltet.
- Grenzen werden in Prozent und Temperatur angegeben: Für eine „untere Grenze“ von z.B. von 15 % und 60 °C bedeutet dies, wenn weniger als 15 % eines Speichers eine Temperatur von mindestens 60 °C haben, wird das Netz eingeschaltet. Für eine „obere Grenze“ von z.B. 85 % und 70 °C bedeutet dies, wenn mehr als 85 % des Speichers eine Temperatur von mindestens 70 °C haben, gilt der Speicher als vollständig geladen.

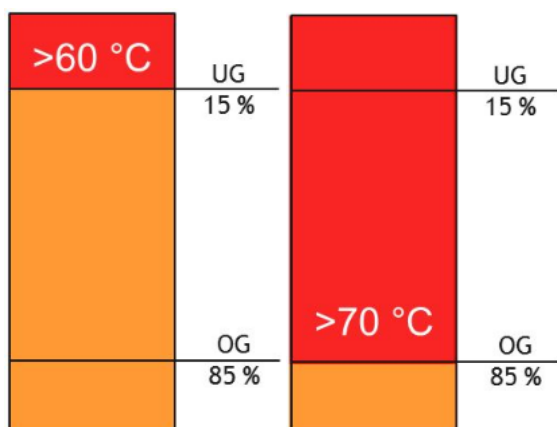


Abbildung 5: Ladegrenzen der Speicher

Es ist zu beachten, dass die Vorlauftemperatur immer deutlich über jener der „oberen Grenze“ liegt und die beiden Grenzen nicht zu knapp gewählt werden, da die Temperatur im

Speicher durch Wärmeverlust schon nach kurzer Zeit leicht abfällt und deshalb ein ständiges Nachladen verhindert wird.

1.3.5 Verwendung von Messdaten, Datenaufbereitung, Validierung des Modells

Um die Simulation auf eine möglichst realistische Basis zu stellen, wurden möglichst viele Parameter und Daten der beiden betrachteten Netze übernommen.

Netzspezifische Materialdaten:

Die Leitungsverläufe für beide Netze A und B sowie auch die Art und Dimensionen der Rohrmaterialien wurden übernommen und als Basisdaten in das Netzsimulationsprogramm PSS Sincal® implementiert. Bei Netz A wurden Doppelrohre aus Kunststoffmaterial und Durchmesser bis DN 80 verwendet, bei Netz B kamen Einzelrohre aus Stahl (2 x verstärkt) bis zu einem Durchmesser von DN 125 zum Einsatz. Die für die Ermittlung der Wärmeverluste maßgeblichen spezifischen Wärmedurchgangszahlen wurden den Datenblättern der Rohrhersteller entnommen.

Verwendung zeitaufgelöster Verbrauchsdaten der Kunden:

Um die Lastgänge der Wärmekunden möglichst realitätsnah einbinden zu können, wurde auf die gemessenen, zeitaufgelösten Wärmeverbrauchsdaten der Kunden zurückgegriffen. In Kooperation mit einem Netzbetreiber, der das Auslesen der Daten übernahm, erfolgte die Datenaufbereitung der Kundenverbrauchsdaten auf Stundenbasis.

Dies gestaltete sich oft recht aufwändig, da einerseits immer wieder Lücken in den Aufzeichnungen zu füllen waren, weil die Zähler beim Aufzeichnen aussetzten, oder andererseits bei vereinzelt Zählpunkten überhaupt nichts aufgezeichnet wurde. Dies wurde mit verschiedenen Methoden gelöst, wie simples Ausfüllen der Lücken bei kurzen Ausfällen, bis hin zur Verwendung von Lastgängen ähnlicher Verbraucher.

Nach Vorliegen aller vollständigen Lastgänge der Verbraucher wurden diese in das Modell des Netz-Simulationsprogramms geladen.

Validierung des Netzmodells:

Der Simulationszeitraum, der natürlich auch schon für die Validierung festgelegt werden musste, wurde auf einen Zeitraum von insgesamt einem Jahr festgelegt. Dabei erfolgte noch eine Unterteilung in die meteorologischen Jahreszeiten, in denen die Parameter Boden-, Vor- als auch Rücklaufemperatur (aus Messdaten) als konstant angenommen wurden.

Mit dieser Konstellation konnte die Validierung der Modelle für beide Netze durchgeführt werden. Dabei wurden einerseits die in der Validierung simulierten Lastkurvenverläufe am Einspeisepunkt des Netzes mit jenen des Netzeingangszählers, andererseits auch die Energiemengen verglichen (Abbildung 6). Gegebenenfalls erfolgte auch eine Anpassung von Parametern wie spezifische Rohrverluste oder Bodentemperatur.

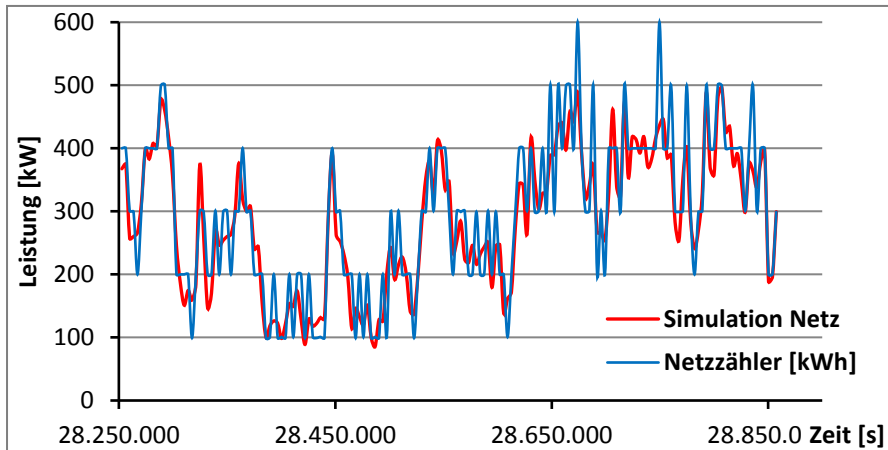


Abbildung 6: Vergleich der Lastprofile von Simulation und Netzzähler für den Zeitraum einer Woche

1.3.6 Wieder-Aufheizung des Netzes

Da das Netz während der Versorgung aus den dezentralen Pufferspeichern immer wieder abgeschaltet wird, kühlt dieses aus. Daher muss es beim darauffolgenden Einschaltvorgang wieder aufgeheizt werden. Da dies von der Netzberechnungssoftware PSS Sincal® nicht mitberücksichtigt wird, erfolgte eine externe Berechnung dieses zusätzlichen Energieaufwandes.

Dabei wurden Netzauskühlkurven mit Berücksichtigung der Bodentemperatur der jeweiligen Saison für einige repräsentative Rohrdurchmesser herangezogen, welche über das Modell des Wärmeverlustes berechnet wurden.

Mit Hilfe der Anzahl der Ein- und Ausschaltvorgänge, der durchschnittlichen Ausschaltdauer, der Aufteilung der Wassermengen in den verschiedenen Rohrdimensionen und den oben erwähnten Temperaturen aus den Auskühlkurven, erfolgte die Berechnung der jeweiligen saisonalen Energiemenge für die Summe aller Aufheizvorgänge.

$$Q_{\text{Aufheiz}} = \left[V_{\text{Netz}} * \rho * c_p * \left(\frac{T_v + T_r}{2} - T_{\text{Auskühl}} \right) \right] * n_{\text{Hochfahren}} \quad (1)$$

Q_{Aufheiz} ...Aufheizenergie [kWh], V_{Netz} ...Wasservolumen Teilabschnitt [m³], ρ ...Dichte [kg/m³],
 c_p ...spez. Wärmekapazität [kJ/kg*K], Q_{Verl} ... Wärmeverlust der Leitung, $T_{\text{Auskühl}}$...Auskühltemperatur [°C],
 $n_{\text{Hochfahren}}$Anzahl Hochfahrvorgänge [-], T_vVorlauftemperatur [°C], T_rRücklauftemperatur [°C]

1.3.7 Integration der Solarthermie in das Modell

Die Integration der Solarthermie wird wiederum einerseits im Simulationsprogramm PSS Sincal® festgelegt (Abbildung 7), aber auch in der zugehörigen Matlab-Anwendung wurde für die Steuerung der Einspeicherung der solaren Energie in den Speicher ein entsprechender Programmcode implementiert.

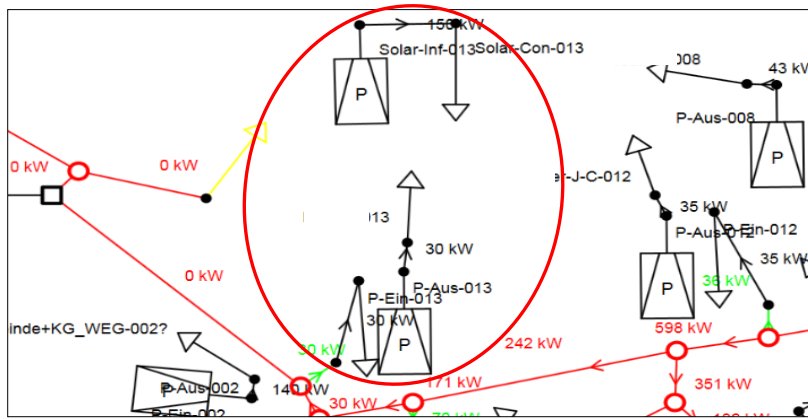


Abbildung 7: Integration der Solarthermie in das Simulationsprogramm PSS Sincal® mit Hilfe einer Matlab Applikation. Der rote Kreis stellt das System Solar und Speicher dar.

Dabei ist das Solarmodul als Wärmequelle und der Speicher als Wärmesenke (Laden) für das Solarmodul realisiert. Die Steuerung und Kontrolle des Ladevorganges wird durch das externe Matlab®-Programm übernommen, im Solarmodul als Wärmequelle in PSS Sincal® ist in der Datenbank der Lastgang eines entsprechenden Moduls hinterlegt, der bei der Simulation abgearbeitet wird.

Ein wichtiger Teilschritt ist die Berechnung der solaren Gewinne. Dabei wurden die Lastprofile, ausgehend von den Einstrahlungsdaten der Zentralanstalt für Meteorologie und Geophysik (ZAMG), über das Einstrahlungsmodell von Perez (in Duffie et al., 2006), mit Berücksichtigung der Kollektorkennlinien und der Außentemperatur ermittelt. Ebenfalls wurde jede Dachneigung und Dachausrichtung der einzelnen Abnehmer in die Berechnung eingebunden, sodass völlig individualisierte und deshalb genaue Lastprofile erstellt werden konnten. Da für die beiden betrachteten Netze in den Bundesländern kein Solardachkataster vorhanden war, erfolgte die Ermittlung der Flächen und Dachneigungen über die Luftbilder.

1.3.8 Modell Wärmeverlust

Mit Hilfe der Simulationsumgebung IPSEpro wurde ein Modell entwickelt, das den Wärmeverlust von Wärmeverteilmrohren und deren Längenänderung aufgrund von Temperaturänderungen darstellt. Dadurch können das Aufheiz- und Abkühlverhalten von Wärmeverteilmrohren bzw. einzelnen Abschnitten simuliert werden, sowie die Netzverluste und Speicherfähigkeit des Netzes bewertet werden.

Als Hauptliteraturquelle und Grundlage der Modellentwicklung diente in diesem Stadium der VDI-Wärmeatlas (VDI-Gesellschaft Verfahrenstechnik und Chemieingenieurwesen, 2002). Das Modell bildet nun mit Hilfe von Differentialgleichungen den zweidimensionalen Wärmeübergang eines (instationär) durchströmten Rohrleitungsabschnitts ab. Ausgangspunkt der Modellentwicklung war ein einfaches Modell mit ebenem Wärmeübergang und ohne Durchfluss, darauf aufbauend wurde die Komplexität immer weiter gesteigert, bis das finale Modell erreicht wurde. Dieses besteht aus konzentrischen Kreisringen bzw. Zylinderringen mit einem axialen Durchfluss durch das Rohr und einen radialen Wärmeverlust über die Ringe.

Die Kreis- bzw. Zylinderringe werden mittels Komponentenmodelle (Rohr, Rohrwand, Isolierung, Erdreich) im Simulationsmodell dargestellt. Die Komponentenmodelle werden validiert und verifiziert und in einem iterativen Verbesserungsprozess gegebenenfalls adaptiert.

Bei erdverlegten Einzelrohrleitungen bestehen keine Wechselwirkungen mit Nachbarrohrleitungen. Aufgrund dessen wird das Modell „Einzelrohr“ anhand des in Abbildung 8 dargestellten Schemas aus den Komponentenmodellen aufgebaut. Der Aufbau der Komponentenmodelle erlaubt einen (instationären) Durchfluss des Rohres bzw. auch eine Reduktion der Strömungsgeschwindigkeit auf 0.

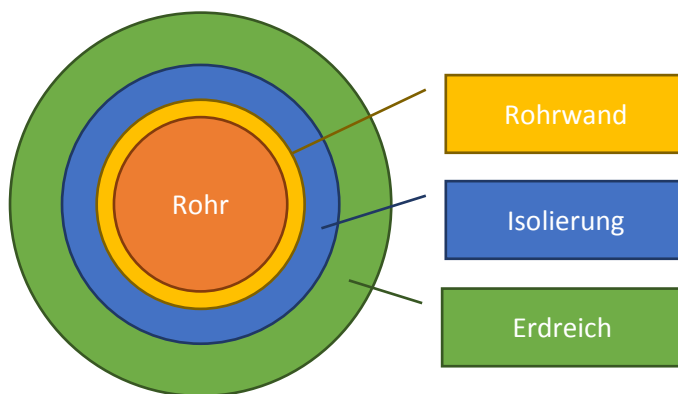


Abbildung 8: Aufbau eines Einzelrohres

Für die Abbildung von Doppelrohren wird die generelle Modellkonzeption abgeändert, um die gegenseitige Beeinflussung von Vorlauf- und Rücklaufleitungen darstellen zu können. Der Aufbau der Komponentenmodelle erlaubt einen (instationären) Durchfluss des Rohres bzw. auch eine Reduktion der Strömungsgeschwindigkeit auf 0. Abbildung 9 zeigt den Wärmefluss des Modells und stellt das aus der Wirklichkeit abstrahierte Modell aus Abbildung 10 dar. Dieses besteht aus konzentrischen Kreisringen bzw. Zylinderringen mit einem axialen Durchfluss durch das Rohr und einem radialen Wärmeverlust über die Ringe.

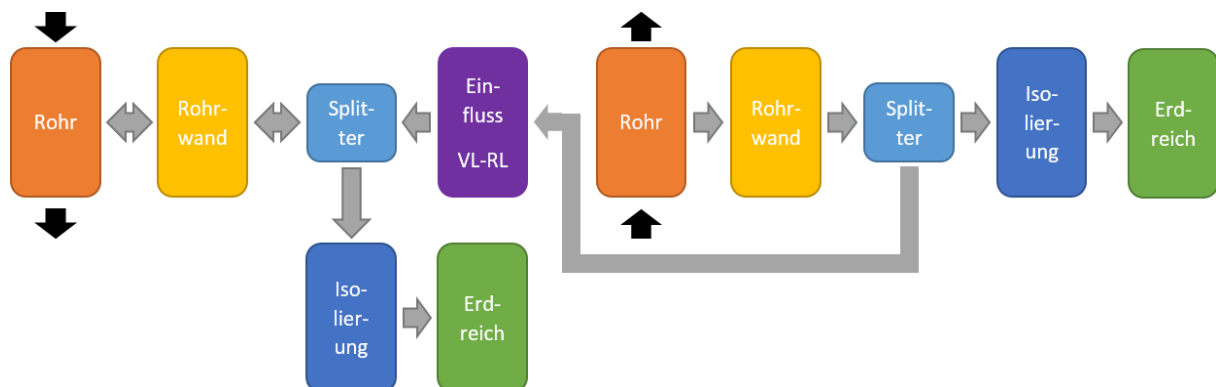


Abbildung 9: Informationsfluss in einem Doppelrohr

Die Parametrierung erfolgt anhand der Produktdatenblätter von ISOPLUS (isoplus Fernwärmetechnik Vertriebsgesellschaft mbH., 2017) Datenlücken wurden mit Hilfe des Taschenbuchs für Heizung und Klimatechnik (Recknagel et al., 2011) vervollständigt.

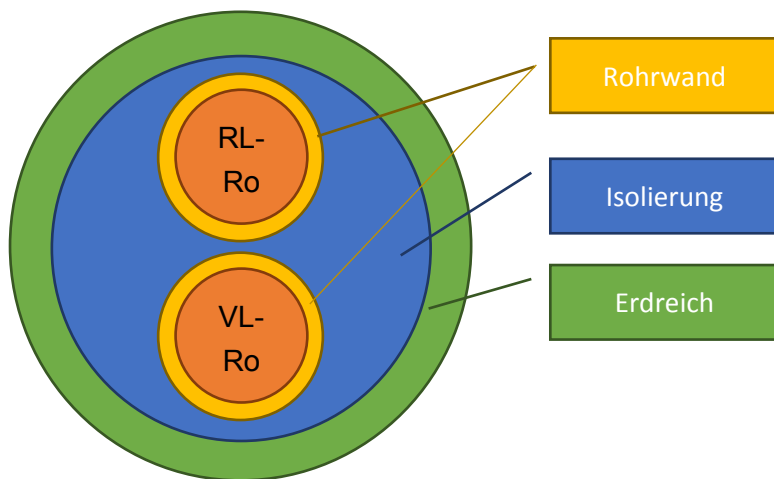


Abbildung 10: Aufbau eines Doppelrohres

Für die Simulation stehen zusätzlich folgende Realdaten auf Stundenbasis zur Verfügung: Vorlauf- und Rücklauftemperatur, Massenstrom in den Rohrleitungen und Außentemperatur. Anhand dieser Daten kann der normale Netzbetrieb simuliert werden.

Der TFlex Betrieb ist charakterisiert durch oftmaliges Ausschalten des Netzes, um die Netzverluste zu reduzieren. In dieser Zeit kühlt das Netz aus und für das Wiederaufheizen des Netzes wird zusätzlich Energie benötigt. Im Simulationsmodell wird dafür der Durchfluss im Rohr auf „null“ gesetzt und die Temperaturabsenkung stündlich aufgezeichnet, bis sich die Vorlauf- bzw. Rücklauftemperatur an die Umgebungstemperatur angepasst haben. Die erhaltenen Abkühlkurven dienen zur Aussage über die Speicherefähigkeit des Netzes sowie zur Ermittlung des Energiebedarfs zum Wiederaufheizen des Netzes.

1.3.9 Modell Rohrstatik

Metallwerkstoffe zeigen ein temperaturabhängiges Ausdehnungsverhalten. Gerade in Wärmeverteilnetzen mit deutlich höheren Temperaturniveaus muss dementsprechend Vorsorge getroffen werden, dass die dadurch auftretenden Wärmespannungen begrenzt werden. Diese Wärmespannungen können vor allem bei Betrieb mit veränderlichen Temperaturen oder auch schon bei der Verlegung der Rohrleitungen in Wärmeverteilnetzen entstehen.

Die klassische Form einer Auslegung der Leitungen mit definierten Fixpunkten, Loslagern und Kompensatoren vermeidet bzw. begrenzt Wärmespannungen von vorne herein. Bei der Verwendung von erdverlegten Kunststoffmantelrohren (KMR) wird aus Kostengründen zumeist darauf verzichtet. Durch thermisches Vorspannen kann der Maximalbereich der auftretenden Spannungen in den Rohrleitungen allerdings betragsmäßig reduziert werden, wie in Abbildung 11 ersichtlich. So kommt es nicht nur zu Druckspannungen (σ negativ) sondern auch zu Zugspannungen (σ positiv).

Die auftretenden Spannungen können anhand folgender Formel 2 berechnet werden:

$$\sigma = E_S * \alpha * [(T_V - T_K) - (T_B - T_K)] \quad (2)$$

E_S ... E-Modul [N/mm²]
 α ... Längenausdehnungskoeffizient [mm/mK]
 T_V ... Vorspanntemperatur [K]
 T_K ... Temperatur Erdreich [K]
 T_B ... Betriebstemperatur [K]

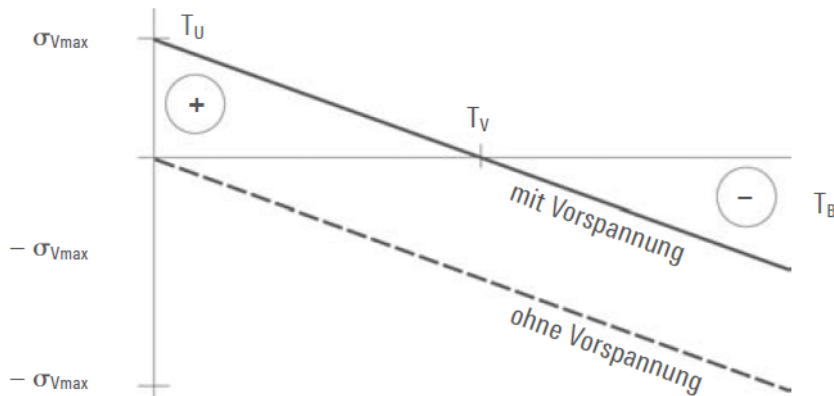


Abbildung 11: Einfluss des thermischen Vorspanns auf die auftretenden Spannungen, (Brugg Rohrsystem AG, 2015)

Je nach Quelle (Beitz et al., 1995; Matek et al. 1994) wird eine Dauerfestigkeit für Zug-Wechselbeanspruchung von 150 – 170 N/mm² für den in Fernwärmerohrleitungen vornehmlich eingesetzten Stahl ST37 angegeben. Dauerfestigkeit ist für Lastfälle größer 10⁷ Lastspiele definiert. Bei einem TFlex-Betrieb treten allerdings nur 10⁴ Lastspiele auf. Somit besteht kein echtes Dauerfestigkeitsproblem und bei Berücksichtigung der Dauerfestigkeitswerte der Werkstoffe ist somit eine große Sicherheitsreserve einbezogen.

1.3.10 Methoden wirtschaftlichen Begleitung

Zur Entwicklung einer technisch-ökonomisch optimierten Systemgestaltung wurden die modellierten Nahwärmekonzepte einer wirtschaftlichen Betrachtung unterzogen. Diese beinhaltet neben einer dynamischen Investitionsrechnung die Bewertung der einzelnen Konzepte. Zur Generierung von Referenzwerten wurde von den betrachteten Standorten jener mit der umfangreichsten Realkostenaufzeichnung ausgewählt (Netz B). Aus den vorangegangenen Simulationsergebnissen wurden folgende Systemkonzepte wirtschaftlich betrachtet:

- S0: Referenzszenario mit Realkosten
- S1: Speicherszenario mit dezentralen Speichern bei jedem Abnehmer
- S2: Speicherszenario mit Clusterspeichern
- S3: Solarthermie Integration (geeignete Dachflächen) in Szenario S1
- S4: Solarthermie Integration (geeignete Dachflächen) in Szenario S2
- S4: Solarthermie Integration (30 % der Fläche) in Szenario S2

Die wirtschaftliche Analyse geht in der Betrachtung aller Szenarien von einer Neuinvestition aus. Dazu wurden aktuelle Investitionskosten für die Komponenten der einzelnen Systemkonzepte bestimmt. Im Zuge der Erlös- und Kostenerhebung wurde in kapital-, verbrauchs- und betriebsgebundene Kosten sowie laufende und einmalige Erlöse differenziert. Ausgeklammert wurden Miet- bzw. Grundstückskosten für die Aufstellung der Wärmespeicher und der Solarthermieanlagen. Die dynamische Investitionsrechnung basiert auf der Kapitalwertmethode, wobei ein kalkulatorischer Zinssatz von 4 % und ein Betrachtungszeitraum von 25 Jahren angenommen wurden.

Um die Effizienz der einzelnen Konzepte zu betrachten wurden Kennzahlen für die Dimensionen Gesamtsystem, Kosten und Ökologie erarbeitet und ausgewertet. Zur Durchführung einer probabilistischen Risikoanalyse wurden im ersten Schritt mögliche Risiko-parameter erhoben. Diese gliedern sich in technische, betriebliche und finanzielle Risiken.

Betriebliche und teilweise finanzielle Risiken auf Basis der Inputparameter Wärmeabnahme, Brennstoffkosten, Finanzierungszeitraum, Förderquote, Investitionskosten, Zinssatz und Netzverluste wurden mithilfe einer Sensitivitätsanalyse untersucht. Diese zeigt die Auswirkungen von sich relativ zum Ausgangswert ändernden Eingabeparametern auf die ermittelten Kapitalwerte der einzelnen Systemkonzepte.

Zur Untersuchung der Robustheit der Ergebnisse aus der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurde zusätzlich eine Risikoanalyse mittels einer Monte-Carlo Simulation auf Basis der erhobenen Risiken untersucht. Betrachtet wurde neben Preissteigerungsraten bei Biomasse, Zweitbrennstoff, Strom, Entsorgung und Hilfsstoffe auch die Wärmeabnahmemenge. Im Zuge der Modelleingaben wurde jeweils eine Dreiecksfunktion als Wahrscheinlichkeitsverteilung mit dem erwarteten Wert aus der Erlös- und Kostenerhebung sowie Minimal- und Maximalwerten basierend auf den Verläufen der letzten 10 Jahre definiert. Als mathematisches Modell wurde jenes der Investitionsrechnung herangezogen.

2 Ergebnisse

2.1 Szenarien für Speicherimplementierung

Grundsätzlich gibt es verschiedenste Variationsmöglichkeiten, um Szenarien zu simulieren. Die hier gewählten Szenarien sind neben den beiden Netzen A und B die lokale Anordnung der Speicher und die Auslegung dieser auf eine meteorologische Jahreszeit bei gleichbleibenden anderen Parametern wie z.B. die Übernahme der saisonalen Vor- und Rücklauftemperaturen aus Messdaten.

2.2 Anordnung der Speicher: dezentral und als Clustern-Speicher

Bei der Anordnung der Speicher wurden die vollständig dezentrale Anordnung und mehrere Cluster-Varianten untersucht.

Die vollständig dezentrale Anordnung sieht die Installation von Speichern bei jedem einzelnen Verbraucher vor. Dies gewährleistet die vollständige Abschaltung des gesamten Netzes bis hin zu jedem einzelnen Verbraucher. Bei Cluster-Anordnung werden mehrere Verbraucher einem Cluster-Speicher zugeordnet (Abbildung 12).

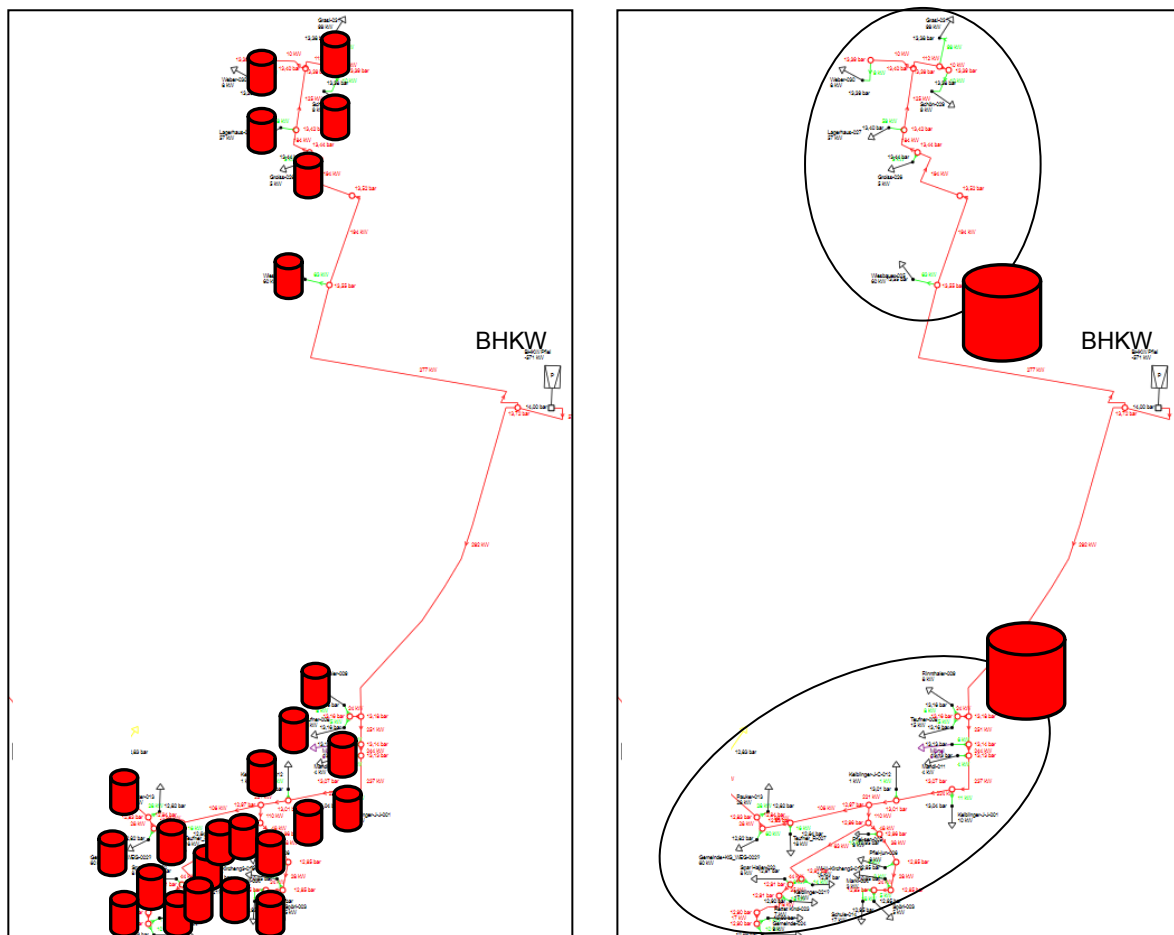


Abbildung 12: Positionierung der Speicher bei Netz A: Vollständig dezentral bei jedem Verbraucher (links) und die beste zu Clustern zusammengefasste Variante (rechts)

Diese Clusterung senkt die spezifischen Investitionskosten für die Speicher, hat jedoch den Nachteil, dass der Teil des Netzes vom Speicher bis zu den jeweils zugeordneten Verbrauchern ständig in Betrieb ist.

Für das Netz A sind die Cluster-Anordnungen einfach zu treffen, da hier die Verbraucher in 2 Zonen verdichtet angeordnet sind. Für Netz B wurden insgesamt 8 Cluster-Speicher für verdichtete Verbrauchergruppen – meist kurze Stränge - installiert, die verbliebenen Verbraucher wurden mit dezentralen Speichern belassen (Abbildung 13).

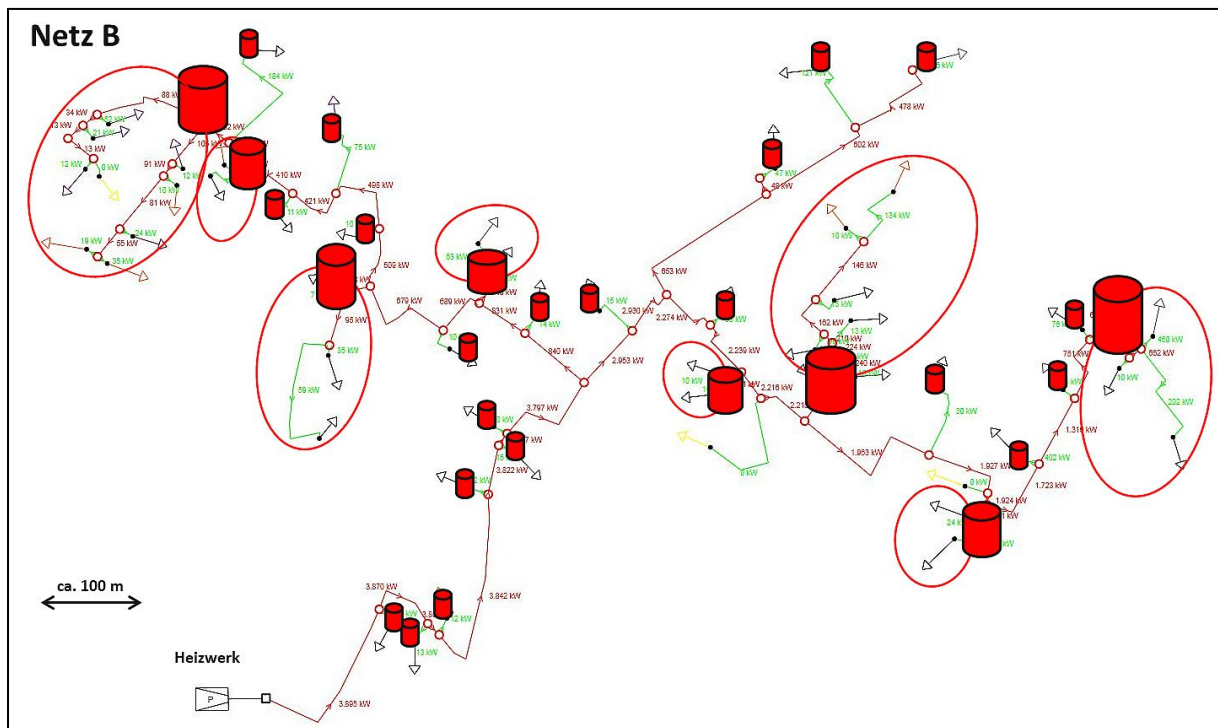


Abbildung 13: Positionierung der Speicher bei Netz B mit Cluster-Speichern für verdichtete Verbrauchergruppen

2.3 Auslegungskriterien der Speicher

Da die Intention dieser Idee besonders auf die Reduktion der Netzverluste in Schwachlastzeiten abzielt, wurden die Speicher auf den meteorologischen Sommer – die Monate Juni, Juli und August – ausgelegt. Für Netz B erfolgte datenbedingt eine Ausweitung des Zeitraumes des Sommers auch noch auf einen Großteil des Septembers.

2.4 Abkühlverhalten der Rohrleitungen

Abbildung 14 zeigt das Abkühlverhalten zweier Rohrleitungen mit unterschiedlichen Durchmessern für eine typische Woche im Jänner. Man kann deutlich erkennen, dass die Rohrleitung mit dem kleineren Durchmesser bereits nach bereits 6 Stunden auf ca. 50 °C abgekühlt ist, wobei die Leitung mit dem größeren Durchmesser erst nach ca. 45 Stunden auf das genannte Temperaturniveau abgekühlt ist.

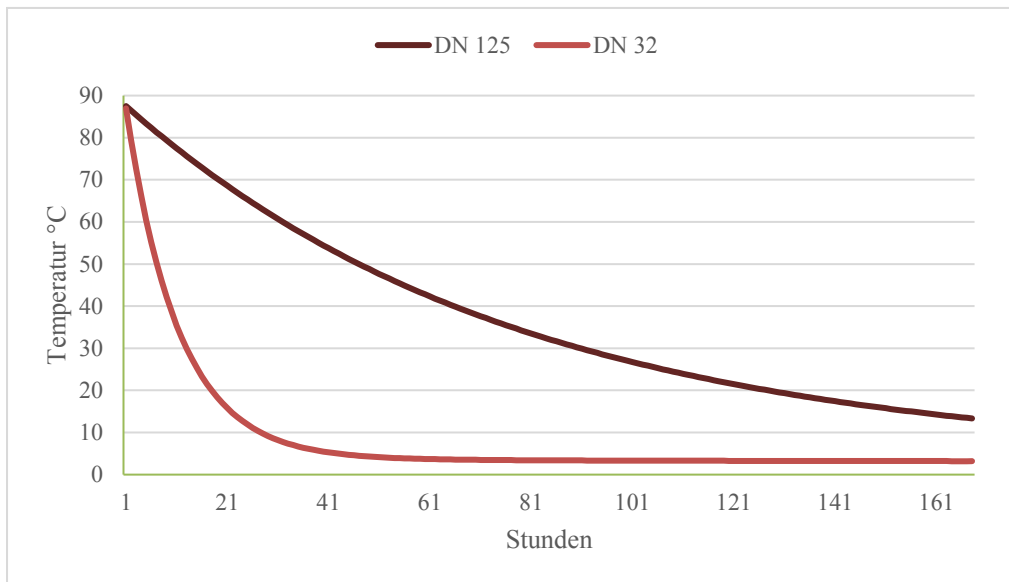


Abbildung 14: Abkühlverhalten von Rohrleitungen mit unterschiedlichen Durchmessern (Jänner), VL-Temperatur 87 °C, Verlegetiefe 0,80 m, Außentemperatur: Realdaten im Bereich von -4,1 bis 3,5 °C

Abbildung 15 zeigt das Abkühlverhalten zweier Rohrleitungen mit unterschiedlichen Durchmessern für eine typische Woche im August. Im Vergleich Jänner zu August wird das Abkühlverhalten auf Grund der unterschiedlichen Außentemperaturen und Temperaturen im Rohr beeinflusst und es kommt zu einem leicht verzögerten Erreichen der 50 °C Marke.

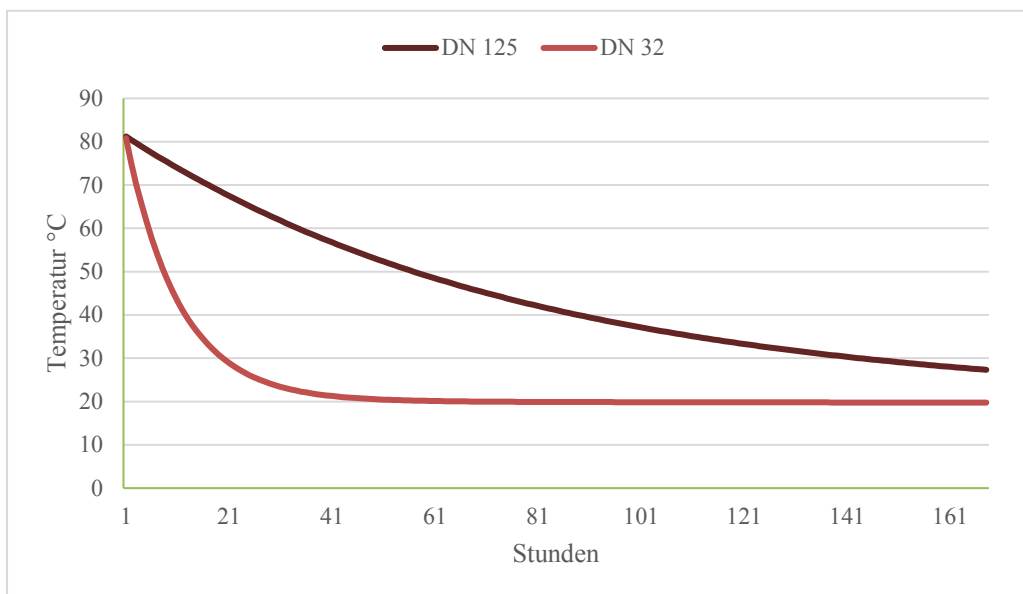


Abbildung 15: Abkühlverhalten von Rohrleitungen mit unterschiedlichen Durchmessern (August), VL-Temperatur 80 °C, Verlegetiefe 0,80m, Außentemperatur: Realdaten im Bereich von -4,1 bis 3,5 °C

Abbildung 16 zeigt das Abkühlverhalten eines Doppelrohres mit Durchmesser 2 x 63 für eine typische Woche im Jänner. Die Vorlaufleitung kühlt verhältnismäßig rascher ab, als das Rücklaufrohr. Durch die gemeinsame Isolierung des Doppelrohres, erwärmt sich beim Abkühlvorgang die Rücklaufleitung zuerst und passt sich der Temperatur der Vorlaufleitung an, bevor beide gemeinsam abkühlen und sich die Temperaturen der Außentemperatur anpassen.

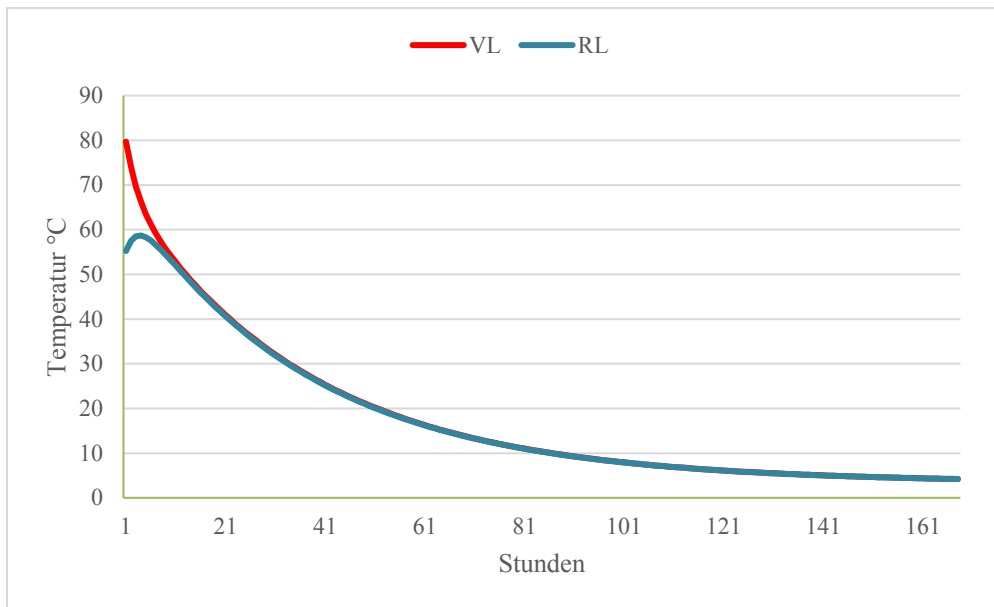


Abbildung 16: Abkühlverhalten eines Doppelrohres (Jänner), VL-Temperatur 80 °C, RL-Temperatur 50 °C, Verlegetiefe 0,80 m, Außentemperatur: Realdaten im Bereich von 3,6 bis 26,2 °C

2.5 Ergebnisse mit Einbindung der Speicher

Nachdem, wie oben bereits beschrieben, die Speicher auf die Schwachlastzeiten im Sommer ausgelegt werden sollten, erfolgte auch für diese meteorologische Jahreszeit die meisten Berechnungen, um dem Optimum für die Speichergrößen zu erreichen.

Dabei ist es wichtig, dass alle Speicher in der Abschaltperiode des Netzes ähnlich stark entleert werden, wofür viele Simulationen und laufende Anpassungen der Speichergrößen notwendig waren (Abbildung 17). Eine völlig synchrone Anpassung ist natürlich nicht möglich, da die einzelnen Verbraucher ungleichmäßige Lastprofile aufweisen.

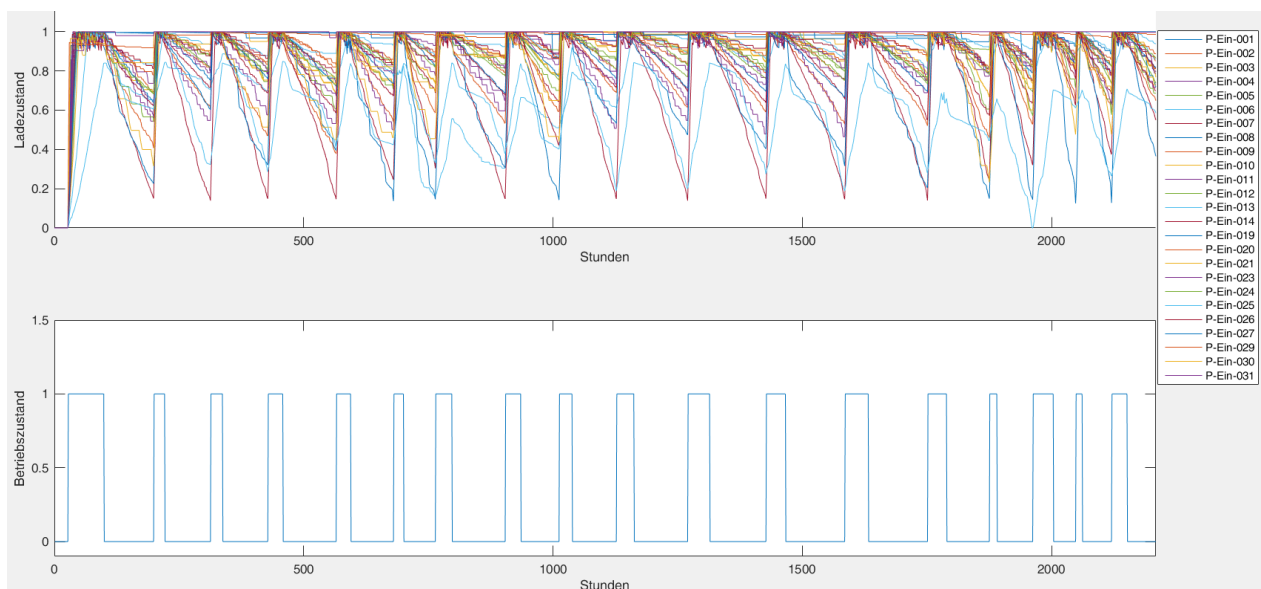


Abbildung 17: Ladezustände (oben) der dezentralen Speicher und Betriebszustand (unten) für Netz A im Sommer

Im Laufe der Berechnung hat sich herausgestellt, dass Ausschaltzeiten des Netzes von etwa 90 Stunden (3 bis 4 Tagen) energetisch sich am günstigsten erweisen. Dies kann damit erklärt werden, dass hier ein Optimum zwischen Auskühlung des Netzes – und daher Minimieren des Netzverlustes – und dem Auskühlen der Speicher unter die „Unter Grenze“ erreicht wird. Bei zu langer Speicherung sinken die Temperaturen in vielen Speichern unter die „Unter Grenze“ und es muss wieder geladen werden.

Es wurde herausgefunden, dass die Speichergröße weniger mit der Nenn-Anschlussleistung korreliert als mit den Jahresenergiemengen (Abbildung 18).

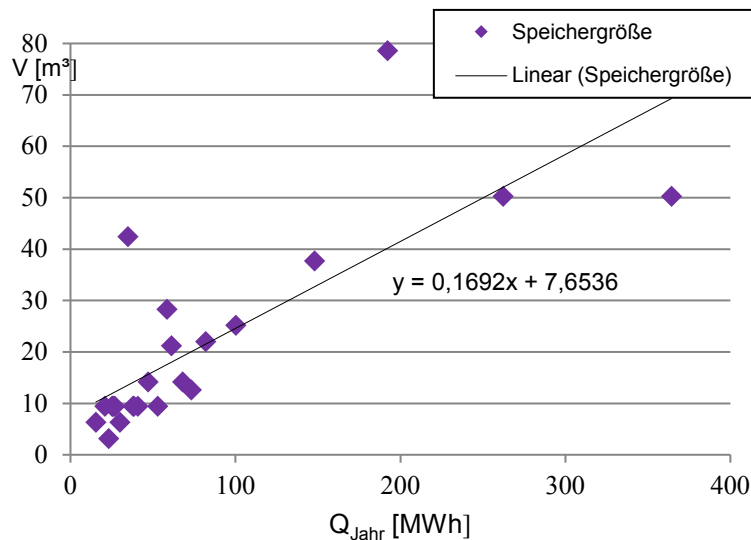


Abbildung 18: Zusammenhang der Speichergrößen mit der Jahresenergiemenge für das Netz A

Die größeren Ausreißer in der Abbildung sind darauf zurückzuführen, dass hier auch gewerbliche Abnehmer mit einem von Haushalten völlig anderen Nutzungsverhalten an das Nahwärmenetz angeschlossen sind.

Nach der Optimierung der Speicher für den meteorologischen Sommer wurden mit diesen Speichergrößen die weiteren Jahreszeiten Herbst, Winter und Frühjahr simuliert.

In Abbildung 19 sind Ausschnitte von etwa 500 Betriebsstunden aus den grafischen Ergebnissen der Simulationen verschiedener Saisonen für Netz B zu sehen.

Dabei ist zu erkennen, dass im Sommer ein Großteil der Speicher geleert wird und die Stillstand-Zeiten des Netzes deutlich länger sind als die Betriebszeiten.

Im Gegensatz dazu sind im Frühjahr (auch Herbst) und im Winter die Betriebszeiten länger als die Stillstand-Zeiten. Dies ist damit zu begründen, dass einerseits die Abnahme hoch ist bzw. auch einige große Speicher sehr lange Ladezeiten haben, was einer Kombination aus großem Speichervolumen und gleichzeitiger starker Abnahme von Wärme geschuldet ist.

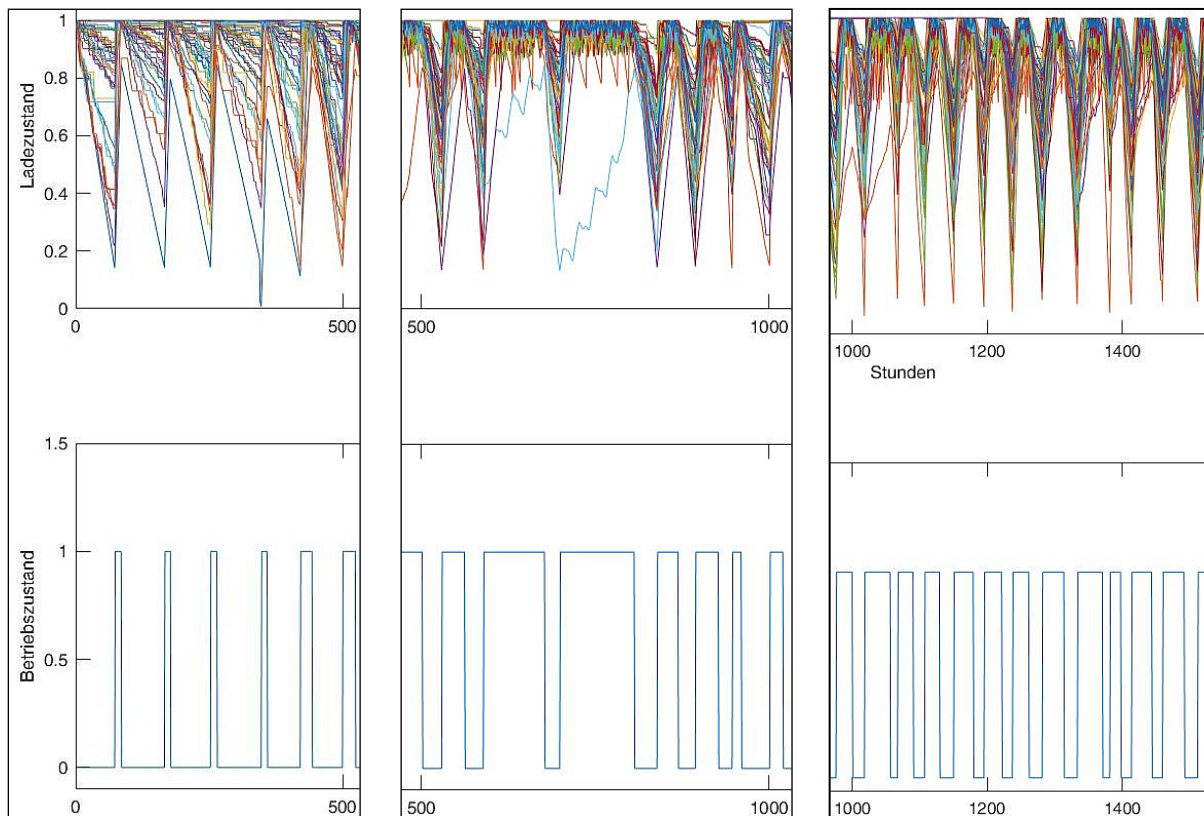


Abbildung 19: Vergleich der Ladezustände der dezentralen Speicher und Betriebszustände für Netz B im Sommer (links), Frühjahr (mitte) und Winter (rechts)

In Tabelle 2 sind die Detailergebnisse für die einzelnen Jahreszeiten von Netz A bei dezentraler Speicheranordnung aufgelistet. Darin sind auch die Einsparungen des Speicherbetriebes ohne Berücksichtigung des Energieaufwandes für das Wieder-Aufheizen des Netzes nach Netzstillstand und die Zeiten der durchschnittlichen, saisonalen Netzstillstände dargestellt. Die Spalte „Referenz Netzzähler“ ist jene ohne Speicherbetrieb in das Netz abgegebene Wärmemenge, die durch einen installierten Wärmezähler erfasst wurde und als Referenz dient.

Tabelle 2: Detailergebnisse Netz A bei dezentraler Speicheranordnung

Jahreszeit	Referenz Netzzähler [MWh]	Einsparung ohne Aufheizen [%]	Einsparung mit Aufheizen [MWh]	Einsparung mit Aufheizen [%]	Reduktion Netzverluste [%]	Zeit Netz AUS [h]
Sommer	394,2	-13,1	28,0	-7,1	-20,1	92
Herbst	826,3	-10,7	43,2	-5,2	-20,6	29
Winter	1.416,2	-8,5	101,9	-7,2	-43,8	13
Frühjahr	890,8	-8,5	37,4	-4,2	-21,9	24
Jahr	3.527,5	-9,5	210,6	-6,0	-28,0	-

Demnach ist zu sehen, dass in Schwachlastzeiten wie Sommer, Herbst oder Frühjahr die Einsparungen durch zusätzliche Berücksichtigung des Wieder-Aufheizens etwa zur Hälfte reduziert werden. So sinkt die Einsparung (bezogen auf die Einspeisung in das Netz) im Frühjahr von -8,5 % durch das Aufheizen des Netzes auf -4,2 %. Dies ist damit zu begründen, dass in diesen Schwachlastzeiten die Netzstillstände, im Vergleich zum Winter, relativ lange sind, das Netz daher stärker abkühlt als im Winter und dadurch auch die benötigten Wärmemengen zum Wieder-Aufheizen größer sind.

Die erstaunlich große Einsparung der Netzverluste im Winter basiert auf der Tatsache, dass im Sommer bisher auch schon Netzteile ohne Abnahme nicht durchströmt, also quasi abgeschaltet waren und der Effekt des TFlex-Betriebes sich im Winter verstärkt zeigt. Es sind dann Teile des Netzes bereits ausgeschaltet, de facto passiert dann ein flexibilisierter Betrieb schon. Damit kann auch erklärt werden – neben der geringeren Temperaturdifferenz zwischen Wärmeträger und Boden, dass die absoluten Netzverluste im Sommer deutlich geringer sind als im Winter.

Die Spalte „Reduktion der Netzverluste“ zeigt die Verringerung der Netzverluste im Vergleich zu den Netzverlusten ohne installierte Speicher. Die Verluste der Speicher selbst sind in allen dargestellten Werten schon inkludiert.

In Tabelle 3 sind die zusammengefassten Jahres-Ergebnisse für beide Netze A und B bzw. für die beiden Varianten der Speicheranordnung dargestellt, in der zu sehen ist, dass bis zu 34 % an Netzverlusten – verglichen an den Netzverlusten ohne Speicherbetrieb – eingespart werden können.

Tabelle 3: Zusammengefasste Jahres-Ergebnisse mit dezentralen Speichern und Cluster-Speichern für die Netze A und B

Netz	Referenz Netzzähler [MWh]	Referenz Netzverlust [MWh]	Dezentrale Speicher			Cluster-Speicher		
			Einsparung		Reduktion Netzverlust [%]	Einsparung		Reduktion Netzverlust [%]
			[MWh]	[%]		[MWh]	[%]	
A	3.527	752	210,6	-6,0	-28,0	108,2	-3,1	-14,4
B	5.788	874	298,6	-5,2	-34,1	251,9	-4,4	-28,8

Die bei Netz B etwas größere Reduktion der Netzverluste kann auch mit der geringfügig größeren Isolationsstärke der Speicher von 12,5 cm gegenüber von 10 cm bei Netz A erklärt werden.

Die Ergebnisse zeigen bei beiden Netzen A und B denselben Trend: Die Installation von dezentralen Speichern bringt eine größere Reduktion der Netzverluste als die Zusammenfassung von mehreren Verbrauchern zu einem Cluster-Speicher. Dies ist damit

zu erklären, dass bei Cluster-Speichern die zu Clustern zusammengefassten Netzabschnitte nicht abgeschaltet werden.

Bei Netz B fällt dieser Unterschied nicht so deutlich aus, weil nur etwa die Hälfte der Verbraucher einem Cluster-Speicher zugeordnet ist und der Rest auch mit dezentralen Speichern bedient wird

2.6 Ergebnisse mit solarem Ertrag und Einbindung der Speicher

Die Lastprofile der solaren Gewinne wurden, ausgehend von den Einstrahlungsdaten der Zentralanstalt für Meteorologie und Geophysik (ZAMG), über das Einstrahlungsmodell von Perez (in Duffie et al., 2006) ermittelt (Abbildung 20). Mit Berücksichtigung der Kollektorkennlinien und der Außentemperatur wurden die drei Kollektorarten Flach-, Vakuumflach- und Vakuumröhrenkollektor in die Berechnung miteinbezogen.

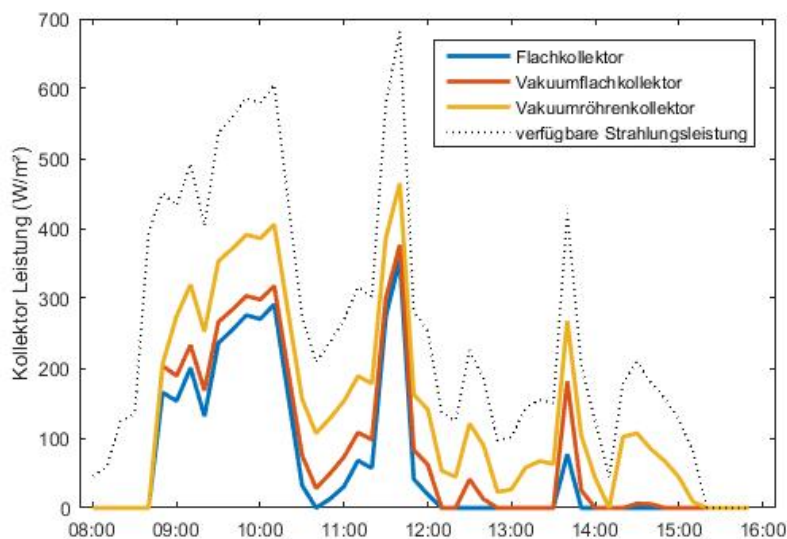


Abbildung 20: Beispielhafter Tagesleistungsverlauf für verschiedene Kollektoren am 15. Jänner 2014 für Netz A

Bei den Netzsimulationen mit Speicher und mit den Erträgen der Solarkollektoren wurden die Speichergößen gleich belassen wie nach der Optimierung bei den dezentralen Variantenrechnungen. Im ersten Simulationsdurchgang wurden alle für die solare Nutzung geeigneten Dachflächen in die Berechnung miteingebunden, wobei aus wirtschaftlichen Gründen nur Flachkollektoren berücksichtigt wurden. Dabei hatte die Ladung der Speicher Vorrang gegenüber der Ladung aus dem Netz und überschüssige Energie, die weder sofort genutzt oder nicht mehr gespeichert werden konnte wurde nicht mehr berücksichtigt. Bei den Varianten mit den Cluster-Speichern wurden ebenfalls die Modulflächen der Dächer als Richtwert für die Einspeisung in die Speicher herangezogen.

Da die verfügbaren Dachflächen für die Installation von Modulen den Bedarf an solarer Energie in den Schwachlastzeiten bei weitem überstiegen, erfolgte in den Simulationsrechnungen für die wirtschaftlich interessanten Varianten mit den Cluster Speichern eine Reduktion um etwa 30 % der verfügbaren Flächen.

In Tabelle 4 sind die zusammengefassten Ergebnisse dargestellt.

Tabelle 4: Jahresergebnisse für die Netze A und B bei Einsatz von Speichern und optimierten Solarerträgen

Speicherkonfiguration		„Dezentral + solar“			„Cluster + solar“		
Netz	Vergleich Netzzähler	Einspeisung BHKW + Aufheiz mit Solar	Summe Einsparung mit Solar	Vergleich Einsparung nur mit Speicher	Einspeisung BHKW + Aufheiz mit Solar	Summe Einsparung mit Solar	Vergleich Einsparung nur mit Speicher
	[MWh]	[MWh]	[%]	[%]	[MWh]	[%]	[%]
A	3.527,5	2.192,0	-37,9	-5,3	1.794,3	-49,1	-3,1
A optimierte Solarflächen	3.527,5				2.512,6	-28,8	-3,1
B	5.788,2	3.381,3	-41,6	-5,2	3.379,6	-41,6	-4,4
B optimierte Solarflächen	5.788,2				4.052,6	-30,0	-4,4

Da nur geclusterte Anordnungen wirtschaftlich darstellbar sind, wurde nur für die Cluster-Varianten eine Optimierung der Solarflächen durchgeführt.

2.7 Verhalten der Rohrstatik

Für Leitungen, die mit einer eindeutigen Auslegung Fixpunkt-Loslager-Kompensation ausgeführt sind, gibt es keine Einschränkungen hinsichtlich temperaturflexiblen Betriebs. Dieser Fall stellt ein best-case Szenario dar, da hier keine thermisch induzierten Spannungen auftreten. Derartige Leitungskonstruktionen sind allerdings eher im Bereich der Infrastrukturleitungen zu finden, typischerweise als Ausführung in Kollektorgängen.

Kunststoffleitungen stellen einen speziellen Fall dar, auch hier treten keine thermisch induzierten Spannungen auf, da die Rohrwände durch ihre Strukturelastizität selbst die Verformungen aufnehmen können.

Für direkt erdverlegte Rohrleitungen wird eine worst-case Betrachtung (nach der oben in Punkt 1.3.9 beschriebenen Methode) gewählt, unter der Annahme, dass es zu einer vollständigen Dehnungsbehinderung kommt. In der Praxis werden Dehnpolster verwendet, die hier einen Teil der Belastung abfedern können. In der Tabelle 5 werden die simulierten Spannungen für die vier betrachteten Netzabschnitte dargestellt. Wie zu erkennen ist, befinden sich fast 60 % der Werte unter dem Grenzwert von 150 N/mm², ein Drittel der Werte liegt im Schwankungsbereich der Grenzwerte 150 - 170 N/mm². Lediglich bei einem Achtel kommt es zum Überschreiten des Grenzwertes von 170 N/mm².

Tabelle 5: Auftretende Spannungen während des Abkühlvorganges, 70°C Vorspanntemperatur

		Winter		Frühling		Sommer		Herbst	
σ [N/mm ²]		VL	RL	VL	RL	VL	RL	VL	RL
Netz A	Biogas Westen	-26 / 177	40 / 177	-20 / 156	40 / 156	-33 / 130	40 / 130	-26 / 155	40 / 155
	Biogas Süden	-27 / 177	40 / 177	-22 / 156	40 / 156	-36 / 130	40 / 130	-27 / 156	40 / 156
Netz B	Heizwerk	-42 / 143	50 / 150	-38 / 124	52 / 133	-27 / 107	43 / 113	-38 / 128	40 / 135
	Abschnitt MB	-40 / 159	50 / 159	-37 / 139	52 / 139	-26 / 119	43 / 119	-37 / 143	41 / 143

Analog zum Temperaturverlauf können auch die auftretenden Spannungen bei der Netzausschaltung aufgezeichnet werden. Exemplarisch ist das für den Netzstrang Netz A – Süden dargestellt (Abbildung 21).

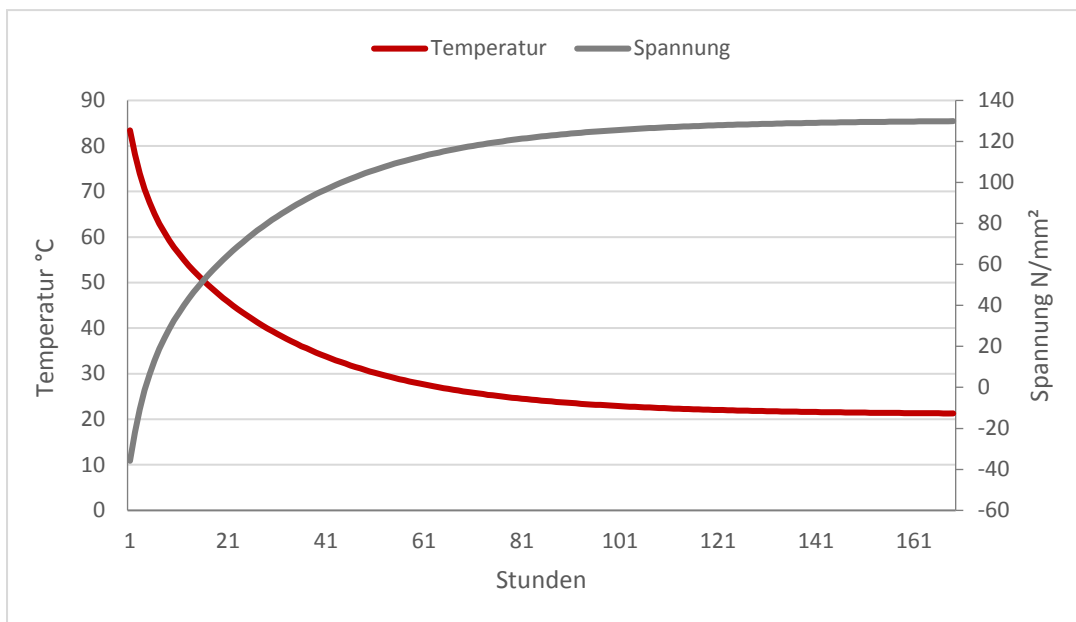


Abbildung 21: Spannungsverlauf eines Rohres während des Abkühlvorganges (August), Temperatur 80°C, Verlegetiefe 0,80m, Vorspanntemperatur 70°C, Außentemperatur: Realdaten im Bereich von 11,2 bis 24,8°C

Gemäß Formel 1 steigt die Spannung mit sinkender Temperatur an und nähert sich dem Wert 130 N/mm². Zusätzlich zur Betriebstemperatur und der Außentemperatur hat besonders die Verlegetemperatur (Vorspanntemperatur) einen wesentlichen Einfluss auf die auftretenden Spannungen. Für den gewählten Netzstrang wurde in einer zweiten

Simulationsrechnung die Vorspanntemperatur auf 52 °C reduziert, wodurch sich der Bereich der auftretenden Spannungen verschiebt. Bei dieser gewählten Vorspanntemperatur kommt es zu Druck- und Zugspannungen in gleichen Größenordnungen (Abbildung 22).

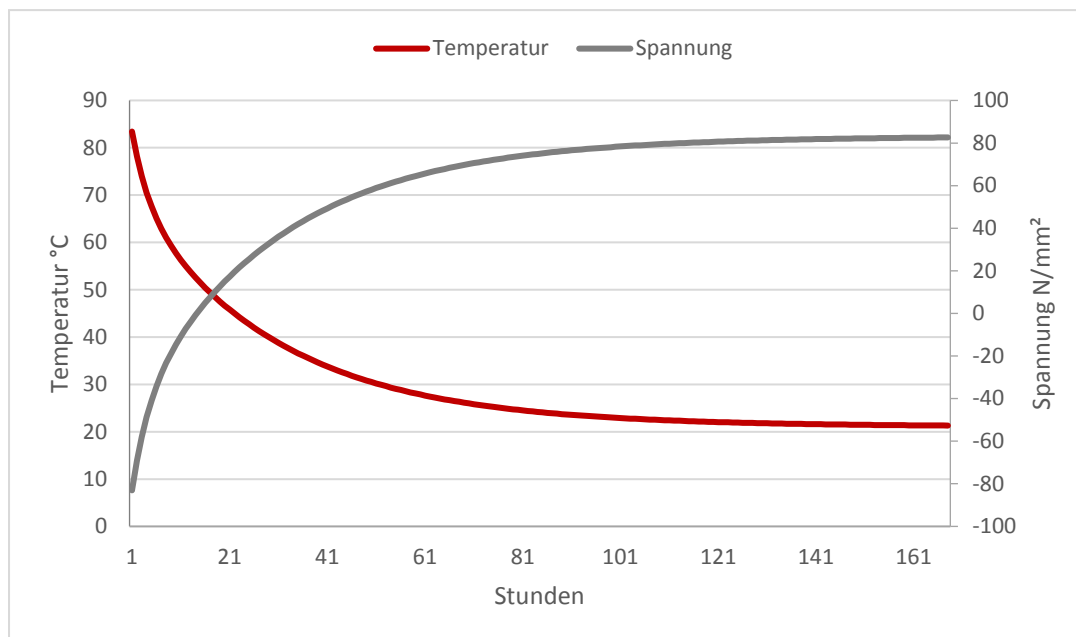


Abbildung 22: Spannungsverlauf eines Rohres während des Abkühlvorganges (August), Temperatur 80 °C, Verlegetiefe 0,80 m, Vorspanntemperatur 52 °C, Außentemperatur: Realdaten im Bereich von 11,2 bis 24,8 °C

Bei den betrachteten Netzabschnitten werden ganzseitig angebrachte Dehnpölster im Ausmaß von 40 mm verwendet. Bei den bestehenden Rahmenbedingungen (Stahlrohr ST 37, Temperaturdifferenz von 50 K) können die Dehnpölster bei einer Rohrleitungslänge bis zu von 150 m die Längenänderung voll kompensieren.

Dabei ist wichtig, dass die Lastwechselanzahl in einem temperaturflexiblen Betrieb (je nach Rahmenbedingung ca. 70 -200 Lastwechsel pro Jahr) aufsummiert auf die Lebensdauer der Leitungen um den Faktor 10^3 niedriger sind als die den Dauerfestigkeitswerten zugrundeliegenden Lastspiele. Dies alles gilt unter der Voraussetzung, dass die Hausanschlussleitungen und Abzweigungen entsprechend der geltenden Verlegevorschriften und Normen ausgeführt sind.

2.8 Ergebnisse der wirtschaftlichen Betrachtung

Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für Netz B weisen für das Referenzszenario eine Amortisationszeit von 21 Jahren auf. Mit einer Amortisation nach 22 Jahren erzielt auch das Szenario mit Clusterspeichern einen positiven Kapitalwert. Der Einsatz von dezentralen Speichern lässt sich dagegen nicht wirtschaftlich darstellen. Die Wärmeeinspeisung der Solarthermieranlagen auf allen geeigneten Dächern erzielt bei den übrigen Szenarien mit Einbindung der Solarthermie aufgrund der hohen Investitionskosten ebenfalls einen negativen Kapitalwert. Bei Betrachtung der reduzierten Solarfläche konnte

das Ergebnis zwar deutlich verbessert werden, jedoch war eine wirtschaftliche Auslegung auch hier nicht gegeben.

Während die verbrauchsgebundenen Kosten der adaptierten Nahwärmenetze durch die Integration von Speicher und Solarthermie sinken, steigen neben den Investitionskosten die Betriebskosten aufgrund der zunehmenden Komplexität und der zusätzlichen Komponenten im Netz an. In den Szenarien mit ausschließlich dezentralen Speichern und allen solaren Szenarien wurde daher kein wirtschaftliches Ergebnis erzielt.

Die Bewertung der Ökoeffizienz wurde mithilfe der eingesparten Brennstoffmenge durchgeführt. Durch das Wärmespeicher-Clustering kann der Biomasseeinsatz um bis zu 53 Tonnen jährlich verringert werden. Die Ressourcenschonung im Fall der Solarthermie-Einbindung beträgt ein Vielfaches, beispielsweise im Szenario mit reduzierten Solarflächen bis zu 990 Tonnen pro Jahr (Tabelle 6).

Tabelle 6: Überblick über die Bewertung der einzelnen Systemkonzepte

Systemeffizienz							
Gesamteffizienz	%	78	82	82	85	84	83
Energieverluste Gesamt	MWh/a	1.370	1.053	1.104	869	916	975
... davon Netzverluste	%	64	55	56	66	68	64
Solarer Deckungsgrad	%	1	0	0	38	39	27
Kosteneffizienz							
Wärmegestehungskosten	€/MWh	61	65	62	124	121	81
∅ Variable Energiekosten	€/MWh	34	35	35	36	36	36
Energieverluste zu var. Energiekosten	€/a	46.981	36.725	38.473	31.693	33.392	34.864
Eingesparte Biomasse-Brennstoffkosten	€/a	2.659	6.353	4.977	150.176	151.940	106.242
Invest.kosten/eingesparter Energie	€/MWh	80	94	54	155	149	81
Ökoeffizienz							
Ressourcenschonung	t/a	26	68	53	1.399	1.415	990

Bei der Analyse der Szenarien stellte sich heraus, dass der größte Einfluss von der Höhe der Wärmeabnahme ausgeht, gefolgt von den Biomassebrennstoffkosten, dem Betrachtungszeitraum und der Förderquote. Vergleichsweise geringen Einfluss haben dagegen die relativen Änderungen der Speicherinvestitionskosten, des kalkulatorischen Zinssatzes oder der Netzverluste.

Im Fall der Solarthermie-Szenarien weisen die Investitionskosten den größten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit aus. Von Bedeutung sind zudem die Wärmeabnahme und an dritter Stelle die Förderrate. Der Grund dafür liegt im größeren Einfluss der Investitionskosten und der damit verbundenen Investitionsförderung sowie die gestiegene solare Deckung. Auch der kalkulatorische Zinssatz hat deshalb einen bedeutenderen Einfluss als die Brennstoffkosten.

Die größten Auswirkungen auf den Kapitalwert haben demnach Änderungen beim Wärmepreisindex und dem Biomasseindex.

2.9 Einpassung in das Programm „Stadt der Zukunft“

Das vorliegende Programm „Stadt der Zukunft“ setzt sich zur Umsetzung der österreichischen F&E-Ziele im Bereich der Energieforschung folgende operative Programmziele:

1. *Entwicklung resilienter Städte und Stadtteile mit hoher Energieeffizienz und verstärktem Einsatz erneuerbarer Energieträger.*

Dieses Programmziel deckt sich mit den Zielen des vorliegenden Projektes: Durch die Verringerung von Verlusten in Nahwärmenetzen steigen die Energie- als auch die Ressourceneffizienz des gesamten urbanen Energiesystems. Auch ein verstärkter Einsatz erneuerbarer Energieträger ist zu erwarten – vgl. dazu Einordnung des Projektes in den Subschwerpunkt „Integration erneuerbarer Energiequellen in die Wärmenetze“. Dadurch, dass Nahwärmesysteme bereits heute integraler Teil der meisten Wärmeversorgungssysteme österreichischer urbaner Strukturen sind, können entsprechende Multiplikatoreffekte erwartet werden.

2. *Beitrag zur Optimierung und Anpassung der städtischen Infrastruktur vor dem Hintergrund fortschreitender Urbanisierung und erforderlicher Energieeffizienz.*

Randzonen von Städten entwickeln sich rasant. Hohe Lebensqualität durch das urbane Angebot, beispielsweise an Kultur- und Einkaufsmöglichkeiten, in Verbindung mit ruhigen, wenig dicht verbauten Wohnstrukturen erweisen sich als sehr attraktiv. Derartige urbane Räume können effizient mit Nahwärmenetzen versorgt werden. Durch dieses Projekt wird die Energieeffizienz derartiger Systeme erhöht.

3. *Aufbau und Absicherung der Technologieführerschaft bzw. Stärkung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit.*

Die Ausstattung von Wärmenetzen sowohl im Bereich der Einzeltechnologien- als auch der Systemkomponenten stellt einen Exportschlager dar. Der starke Heimmarkt hat österreichischen Firmen eine globale Technologieführerschaft ermöglicht. Viele am Markt äußerst erfolgreiche Hersteller von Feuerungsanlagen sind österreichische Firmen wie z.B. Polytechnik, Kohlbach oder Binder. Des Weiteren ist aus dem Bereich der Steuerung und Regelung von Wärmenetzen die Firma Schneid zu nennen, welche weltweit bereits hunderte Wärmenetze mit Regelungen ausgestattet hat. Durch einzigartige österreichische Initiativen wie beispielsweise QM-Heizwerke wurden im Bereich der Verringerung von Netzverlusten von Nahwärmenetzen bereits beträchtliche Erfolge erzielt. Das Projekt stellt demnach eine konsequente Weiterführung des eingeschlagenen Wegs dar und kann mithelfen, die Technologieführerschaft österreichischer Unternehmen und Forschungsinstitute zu erhalten.

3 Schlussfolgerungen

Durch die Installation von dezentralen Speichern und die Abschaltung des Netzes in Schwachlastzeiten können die Netzverluste um bis zu 34 % reduziert werden. Die Einsparungen, bilanziert am Einspeisepunkt des Netzes, betragen je nach Speicherpositionen zwischen 3 % und 6 %.

Bei den Simulationen hat sich auch gezeigt, dass die Stärke der Isolation der Speicher-Dämmung einen großen Einfluss hat. Bei den hier durchgeführten Berechnungen wurde ein Wärmeleitkoeffizient λ von 0,03 W/m·K verwendet (PUR Hartschaum 0,020 – 0,030 W/m·K (Nierobis, 2003)).

Ein Vergrößern der Speicher, was auf den ersten Blick vorteilhaft erscheint und so die Anzahl der Hochfahrvorgänge reduziert, erfordert aber wieder längere Ladezeiten und ist mit der Problematik des Auskühlens unter die „Untere Grenze“ verbunden. Daher ist ein wichtiges Kriterium nicht nur die Dauer des Netz-Stillstandes, sondern auch die Netz-Betriebszeit. Es sollte der Quotient aus diesen beiden Parametern möglichst groß werden, um die Netzverluste zu minimieren. Dies kann mit verstärkter Speicher-Dämmung erreicht werden, aber auch mit einer erhöhten Ladeleistung der Speicher, was aber dann die Kapazitäten der meisten Netze und Wärmeerzeuger überschreiten würde.

Ein wichtiges Kriterium ist die Optimierung der Speicher auf eine Größe, dass alle einen ähnlichen Entladeverlauf aufweisen. Damit können unnötige Speichervolumen – und somit Wärmeverluste – vermieden werden.

Durch Clusterung mehrerer Verbraucher und Zuordnung zu einem Speicher können die spezifischen Speicherverluste reduziert werden, Teile des Netzes bleiben dann aber in Betrieb. Es hat sich jedoch gezeigt, dass durch Clusterungen die Netzverluste nicht so stark reduziert werden, weil dann die Netzabschnitte zwischen den Speichern und den Verbrauchern immer in Betrieb bleiben. Jedoch kann dies aufgrund der geringeren Investitionskosten einen wirtschaftlichen Vorteil bringen.

Bei Einbindung der solaren Erträge können je nach Netzkonfiguration bis zu 50 % an Energie, bezogen auf die Netzeinspeisung, eingespart werden. Für die Schwachlastzeit im Sommer kann dies bedeuten, dass für geclusterte Speicheranordnungen das Heizwerk überhaupt ausgeschaltet werden kann und die Energie ausschließlich über die Solaranlagen bereitgestellt werden kann.

Für den Betrieb mit den Doppelrohren ergibt sich die wichtige Erkenntnis, dass ein Teil der Wärmeverluste im System bleibt, da es zu einer Wärmeverschiebung von der Vorlauf- zur Rücklaufleitung kommt. Diese im Sinne der Gesamtenergieverluste günstige Situation kann allerdings durch die Anhebung der Rücklaufftemperatur (Wärmeverschiebung von der Vorlaufleitung) zu einer Einschränkung der Wärmeeinbindung in den Heizwerken (Stichwort: Rauchgaskondensation) führen.

Der TFlex Betrieb ist hinsichtlich der Rohrstatik grundsätzlich sowohl für vollkompensierte Rohrleitungen, Kunststoffrohrleitungen als auch direkt erdverlegte Rohrleitungen möglich.

Zur Vermeidung von Problemen in Folge von Wärmespannungen muss allerdings die jeweilige Einbausituation der Rohrleitungen im Detail mitberücksichtigt werden.

Für Leitungen, die mit einer eindeutigen Auslegung Fixpunkt-Loslager-Kompensation ausgeführt sind, gibt es keine Einschränkungen hinsichtlich temperaturflexiblen Betriebs. Bei erdverlegten Kunststoffmantelrohren ist der wesentliche Einflussfaktor die Verlegetemperatur. Durch eine geschickte Wahl dieser Temperatur können die maximalen Spannungen in den Rohrleitungen signifikant unter den Dauerfestigkeitswerten gehalten werden. Dabei ist wichtig, dass die Lastwechselanzahl in einem temperaturflexiblen Betrieb (je nach Rahmenbedingung ca. 70 -200 Lastwechsel pro Jahr) aufsummiert auf die Lebensdauer der Leitungen um den Faktor 10^3 niedriger sind als die den Dauerfestigkeitswerten zugrundeliegenden Lastspiele. Dies alles gilt unter der Voraussetzung, dass die Hausanschlussleitungen und Abzweigungen entsprechend der geltenden Verlegevorschriften und Normen ausgeführt sind.

Der aus der wirtschaftlichen Betrachtung und der anschließenden Sensitivitätsanalyse abgeleitete Maßnahmenkatalog beinhaltet folgende Vorschläge für die technisch-ökonomische Optimierung der Systemkonzepte:

- Der Einsatz von Clusterspeichern bringt aufgrund der geringeren Investitionskosten deutliche Vorteile gegenüber dezentral – bei jedem Abnehmer – angeordnete Wärmespeicher.
- Die Integration von Solarthermieanlagen ist in den betrachteten Konzepten aus ökonomischer Sicht nicht zielführend, bringt aber deutliche ökologische Vorteile mit sich. Die Einbindung in geclusterte Wärmespeicher sollte möglichst an den Wärmebedarf angepasst werden.
- Technische Risiken sollten durch den Einsatz entsprechender Materialien, die der wechselnden Wärmebeanspruchung standhalten, reduziert werden.
- Betriebliche und finanzielle Risiken sollten durch eine möglichst langfristige vertragliche Absicherung vor allem in Bezug auf die Wärmeabnahme, den Wärmepreis und den Biomassepreis vermindert werden.

4 Ausblick und Empfehlungen

Der TFlex-Betrieb ist in der Lage, im reinen Speicherbetrieb kleine Mengen an Kohlenstoffdioxid einzusparen, mit Einbindung der solaren Erträge auch wesentlich größere Mengen. Aus wirtschaftlicher Betrachtung ist jedoch nur die Konstellation mit den Cluster-Speichern in bescheidenem Ausmaß sinnvoll. Dies insbesondere dann, wenn bei Installation von Cluster-Speichern die Abnehmer auf engem Raum gruppiert sind, die Abnehmerstruktur ähnlich ist (keine privaten Abnehmer zugleich mit großen Gewerbebetrieben oder Industriebetrieben) und die räumliche Distanz zwischen Heizwerk und Speicher möglichst groß ist, damit möglichst große Leitungsabschnitte abgeschaltet werden können.

Dieses Sondierungsprojekt diente dazu, herauszufinden, ob dieser TFlex-Betrieb energetisch und wirtschaftlich sinnvoll ist und ob dies bezüglich der Rohrstatik auch zulässig ist. Da

jedoch aufgrund der wirtschaftlichen Ergebnisse für die im Rahmen der Projektpartner im Verantwortungsbereich liegenden Nahwärmenetze keine für den TFlex-Betrieb die oben erwähnten optimalen Bedingungen aufweisen, sind ist auch kein Umsetzungs- oder Demonstrationsprojekt geplant.

5 Verzeichnisse

5.1 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Verlustoptimierte Jahresdauerlinie TFlex (qualitative Darstellung)	16
Abbildung 2: Netzverluste in Abhängigkeit der Wärmebedarfsdichte von 377 Nahwärmenetzen (CARMEN e.V., 2010, 9).....	17
Abbildung 3: Netzstrukturen des ausgewählten Netzes B.....	19
Abbildung 4: Einbindung des Wärmespeichers in PSS Sincal®.....	20
Abbildung 5: Ladegrenzen der Speicher.....	21
Abbildung 6: Vergleich der Lastprofile von Simulation und Netzzähler für den Zeitraum einer Woche	23
Abbildung 7: Integration der Solarthermie in das Simulationsprogramm PSS Sincal® mit Hilfe einer Matlab Applikation. Der rote Kreis stellt das System Solar und Speicher dar.	24
Abbildung 8: Aufbau eines Einzelrohres	25
Abbildung 9: Informationsfluss in einem Doppelrohr	25
Abbildung 10: Aufbau eines Doppelrohres.....	26
Abbildung 11: Einfluss des thermischen Vorspanns auf die auftretenden Spannungen, (Brugg Rohrsystem AG, 2015)	27
Abbildung 12: Positionierung der Speicher bei Netz A: Vollständig dezentral bei jedem Verbraucher (links) und die beste zu Clustern zusammengefasste Variante (rechts).....	29
Abbildung 13: Positionierung der Speicher bei Netz B mit Cluster-Speichern für verdichtete Verbrauchergruppen	30
Abbildung 14: Abkühlverhalten von Rohrleitungen mit unterschiedlichen Durchmessern (Jänner), VL-Temperatur 87 °C, Verlegetiefe 0,80 m, Außentemperatur: Realdaten im Bereich von -4,1 bis 3,5 °C	31
Abbildung 15: Abkühlverhalten von Rohrleitungen mit unterschiedlichen Durchmessern (August), VL-Temperatur 80°C, Verlegetiefe 0,80m, Außentemperatur: Realdaten im Bereich von -4,1 bis 3,5°C.....	31
Abbildung 16: Abkühlverhalten eines Doppelrohres (Jänner), VL-Temperatur 80 °C, RL-Temperatur 50 °C, Verlegetiefe 0,80 m, Außentemperatur: Realdaten im Bereich von 3,6 bis 26,2 °C	32
Abbildung 17: Ladezustände (oben) der dezentralen Speicher und Betriebszustand (unten) für Netz A im Sommer	32
Abbildung 18: Zusammenhang der Speichergrößen mit der Jahresenergiemenge für das Netz A	33
Abbildung 19: Vergleich der Ladezustände der dezentralen Speicher und Betriebszustände für Netz B im Sommer (links), Frühjahr (mitte) und Winter (rechts).....	34
Abbildung 20: Beispielhafter Tagesleistungsverlauf für verschiedene Kollektoren am 15. Jänner 2014 für Netz A.....	36

Abbildung 21: Spannungsverlauf eines Rohres während des Abkühlvorganges (August), Temperatur 80°C, Verlegetiefe 0,80m, Vorspanntemperatur 70°C, Außentemperatur: Realdaten im Bereich von 11,2 bis 24,8°C	38
Abbildung 22: Spannungsverlauf eines Rohres während des Abkühlvorganges (August), Temperatur 80 °C, Verlegetiefe 0,80 m, Vorspanntemperatur 52 °C, Außentemperatur: Realdaten im Bereich von 11,2 bis 24,8 °C.....	39

5.2 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Basisdaten der beiden Netze	19
Tabelle 2: Detaillierergebnisse Netz A bei dezentraler Speicheranordnung	34
Tabelle 3: Zusammengefasste Jahres-Ergebnisse mit dezentralen Speichern und Cluster- Speichern für die Netze A und B	35
Tabelle 4: Jahresergebnisse für die Netze A und B bei Einsatz von Speichern und optimierten Solarerträgen	37
Tabelle 5: Auftretende Spannungen während des Abkühlvorganges, 70°C Vorspanntemperatur.....	38
Tabelle 6: Überblick über die Bewertung der einzelnen Systemkonzepte	40

5.3 Literaturverzeichnis

Bäuerlicher Waldbesitzerverband OÖ: Gebündelte Kompetenz: Das Heizwerk in Eugendorf.
In: Waldverband aktuell, 01.2014, S. 18–19. Online verfügbar unter http://www.waldverband-ooe.at/uploads/media/Ausgabe_2014_01_Waldverbandaktuell.pdf, (abgerufen am 30.01.2017; 9:38).

Beitz W, Küttner K-H (Hrsg.): Dubbel - Taschenbuche für den Maschinenbau. 18. Auflage,
Springer Verlag, Berlin Heidelberg 1995

Brugg Rohrsystem AG: PREMANT-Fernwärmeleitung. Kleindöttingen 2015

CARMEN e.V.: Biomasseheizwerke erfolgreich planen und umsetzen. Beispiele aus Bayern.
Online verfügbar unter <http://www.duesse.de/znr/pdfs/2010/2010-01-28-waerme-02.pdf>,
2010, (abgerufen am 30.01.2017; 8:49).

CARMEN e.V.: Merkblatt Nahwärmenetze und Bioenergieanlagen. Ein Beitrag zur effizienten
Wärmenutzung und zum Klimaschutz. Hg. v. CARMEN e.V. Straubing. Online verfügbar
unter [https://www.carmen-
ev.de/files/festbrennstoffe/merkblatt_Nahwaermenetz_carmen_ev.pdf](https://www.carmen-ev.de/files/festbrennstoffe/merkblatt_Nahwaermenetz_carmen_ev.pdf), 2012 (abgerufen am
30.01.2017; 10:17).

Duffie John, Beckman William A.: Solar engineering of thermal processes. Wiley, Hoboken,
2006

Fraunhofer Umsicht: Leitfaden Nahwärme. Hrsg. v. Fraunhofer IRB Verlag, Oberhausen 1998

Hammerschmid, Alfred : Heizwerkstuning – Praxisbeispiele zur erfolgreichen Optimierung von Biomasse-Nahwärmanlagen. Durch Optimierung zur Machbarkeit. BIOS Bioenergiesysteme GmbH. Linz, 27.05.2011

Hammerschmid, Alfred : Mikronetze und/oder Fernwärme: Was und wo ist die richtige Lösung? BIOS Bioenergiesysteme GmbH. TIS innovation park. Bozen 2013.

isoplus Fernwärmetechnik Vertriebsgesellschaft mbH: isoplus Fernwärmetechnik. <http://www.isoplus.at/> (abgerufen am 25. Jänner 2017; 8:25).

Kranzl Lukas, Müller A, Halmdienst C, Heimrath R, Mauthner F, Totschnig G. Solarthermie in Wärmenetzen: (Was) können wir von Dänemark lernen? In: AEE-Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energie – Dachverband (Hrsg.): Erneuerbare Energie 2015;3:12-15

Kuzmick Bettina: Umweltfreundliche Wärme. Offizielle Eröffnung des ersten Biomassehofes nächste Woche in Pistorf. In: *Kleine Zeitung Süd & Südwest*, 23.03.2007, S. 27. Online verfügbar unter http://www.nahwaerme-gleinstaetten.at/fileadmin/user_upload/Pressemeldungen/Kleine_Zeitung_Logistikzentrum_2007_03.pdf, zuletzt (abgerufen am 30.01.2017; 14:32)

Lamers Gottfried: Förderungsregime für Biomasse ab 2015. 18. österreichischer Biomassetag. Österreichischer Biomasseverband. Salzburg, 20.10.2014


Matek W, Muhs D, Wittel H, Becker M. Roloff/Matek: Maschinenelemente. Vieweg+Teubner Verlag, Wiesbaden 1994

Nierobis Lars: Information über Wärmedämmstoffe, 2003, <http://www.waermedaemmstoffe.com/htm/pur.htm>, (abgerufen am 27.01.2017; 15:07).

Pauschinger Thomas: Das SDH Projekt. HG. Solites-Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme. http://solar-district-heating.eu/Portals/3/120105_Brosch%C3%BCre_SDH_deutsch.pdf, (abgerufen am 5.4.2016; 11:51)

Recknagel H, Sprenger E: Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik. 75. Auflage. Oldenbourg Industrieverlag, München 2011

VDI-Gesellschaft Verfahrenstechnik und Chemieingenieurwesen (Hrsg.): VDI-Wärmeatlas. 9. Auflage. Springer, Berlin Heidelberg 2002.



Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
Radetzkystraße 2, 1030 Wien
[bmvit.gv.at](https://www.bmvit.gv.at)