



joule²
Fernwärme:
intelligent
+
erneuerbar

Durch die neue Hochtemperatur- und Großwärmepumpe TOPPUMP wird die Nutzung von Umgebungswärme für die Fernwärmenetze möglich. Auch bisher verlorene Niedertemperatur (-Abwässer) können erschlossen werden. Dadurch können fossile Energieträger substituiert werden, Treibhausgas Emissionen gesenkt werden bzw. ein wesentlicher Beitrag zur Effizienzsteigerung erreicht werden.

Die in aufgelassenen Bergwerken vorhandenen Warmwasserreservoirs stellen eine wichtige Ressource für die Energieversorgung ehemaliger Bergbauregionen dar. Aufgrund des jahrhundertelangen Bergbaubetriebes in Fohnsdorf (Steiermark) verfügt die Gemeinde über ein ausgedehntes Stollensystem. Dieser unterirdische Wasserspeicher bietet sich zur geothermischen Nutzung für die Nahwärme- bzw. Kälteversorgung an.

Um dem steigenden Bedarf an Biomasse entgegenzuwirken wird das Fernheizkraftwerk Tamsweg (Salzburg) optimiert. Zusätzlich werden die Schadstoffemissionen minimiert – das verbessert die Abgasqualität und verlängert die Lebensdauer der Anlage. Die Systemkombination Biomassekessel mit aktiver Abgaskondensation und ORC-Prozess wird implementiert. Ziel ist bei gleicher Brennstoffzufuhr die Wärmekapazität deutlich zu erhöhen.

Wärme des Warmwasserverbrauchs gelangt meist ungenutzt in den Kanal. Aus Abwasser lässt sich jedoch thermische Energie gewinnen. Im Rahmen des Projekts werden Einsatzmöglichkeiten für die Nutzung von Abwasserenergie analysiert und Potenziale für die energetische Nutzung in Österreich von Angebots- und Nachfrageseite erhoben. Einbindungsmöglichkeiten der abwassertechnischen Infrastruktur in regionale Energieversorgungskonzepte werden bewertet.

Smart Grids Modellregion Salzburg - Smart Heat Networks

Seite 33

Ziel des Projektes ist es, das Potenzial von Smart Grid Konzepten für Nah- und Fernwärmenetze am Beispiel der Modellregion Salzburg zu evaluieren. Durch die Reduktion von Lastspitzen kann die Gesamteffizienz der Fernwärmeversorgung gesteigert, der Einsatz von fossil befeuerten Spitzenlastkesseln weitgehend minimiert und damit CO₂ eingespart werden.

Fernwärme für Passiv- und Niedrigenergiehäuser mit niedrigen Vorlauftemperaturen

Seite 43

Die Deckung des geringen Raumwärmebedarfs von Passiv- und Niedrigenergiehäusern kann durch niedrige Vorlauftemperaturen erfolgen. Dadurch wird das Potenzial zur Einspeisung von Wärme aus erneuerbaren Quellen und Abwärme erhöht. Im Rahmen des Projekts werden ökologisch und ökonomisch sinnvolle Konzepte für Niedertemperatur-Fernwärmenetze für unterschiedliche Regionen Österreichs entwickelt.

Energie-Kaskaden in städtischen Fernwärmesystemen

Seite 51

Ziel des Projektes ist die Optimierung städtischer Fernwärme- und Fernkältesysteme durch kaskadische Nutzung von Wärmeenergie. Für die zwei Fallbeispiele (Wien, Klagenfurt) werden Optimierungspotenziale in Gebäudetypen identifiziert, Synergieeffekte in Gebäudeverbünden betrachtet und der Einfluss dieser Maßnahmen auf die Temperaturen im gesamtstädtischen Fernwärmesystem abgeleitet.

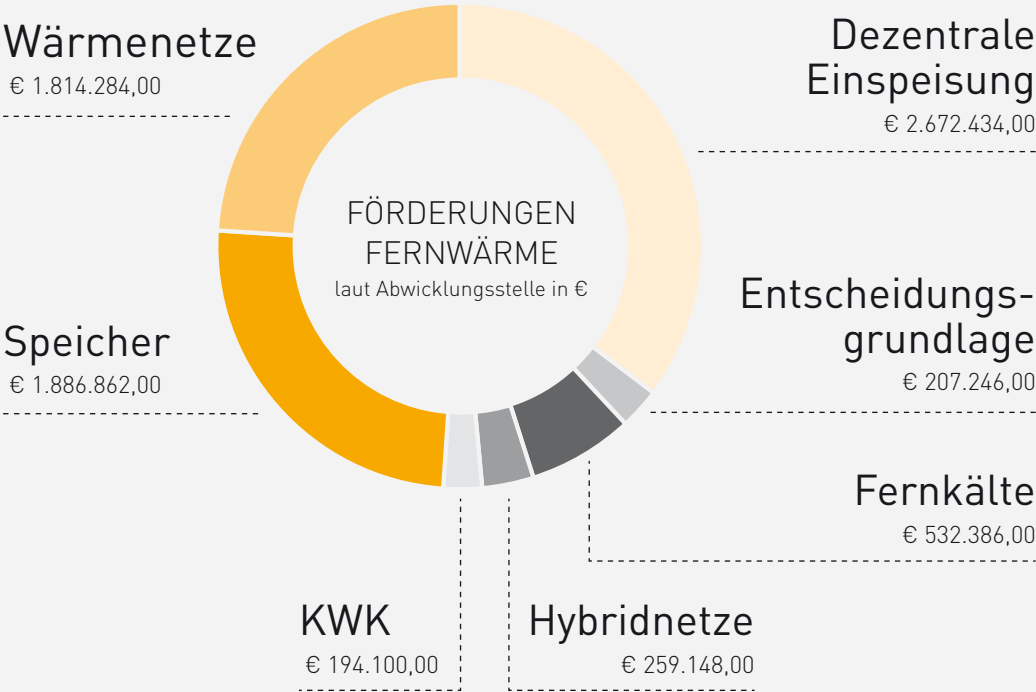
Energiemanagement für kleine und mittlere Wärmenetze

Seite 55

Nah- und Fernwärmenetze haben eine große Bandbreite an Elektronik zur Fernüberwachung und -steuerung der Wärmesysteme. Speziell bei kleinen Wärmenetzen gibt es keine Verbindung zwischen den verschiedenen Steuer- und Regelsystemen. Daher wird ein Optimierungs- und Effizienzsteigerungspotenzial bei bestehenden Systemen vermutet. Ziel des Projekts ist die Überprüfung der Machbarkeit eines übergeordneten Energiemanagementsystems.

Alle geförderten Projekte im Überblick

Seite 62



QUELLE: KLIMA- UND ENERGIEFONDS, STAND: NOVEMBER 2013



„Intelligent integrierte Fernwärme bringt Energieeffizienz und erneuerbare Energien in die kommunale Versorgung und reduziert den CO₂-Fußabdruck insbesondere im Gebäudebestand“. THERESIA VOGEL, GESCHÄFTSFÜHRERIN DES KLIMA- UND ENERGIEFONDS

Wärmeversorgung im Wandel!

Der technologische Fortschritt der Fernwärme hat begonnen.

22 % aller Wohnungen in Österreich werden heute mit Fern- und Nahwärme versorgt. Trend steigend. Die durchschnittlichen Zubauraten im Zeitraum 2013 bis 2022 sollen bei 92 km jährlich liegen¹. Dieser steigende Ausbau von Fern- und Nahwärmenetzen ist ein Indikator für vermehrtes Klimabewusstsein.

Herausforderungen bestehen in der Integration von erneuerbaren Energien, der Nutzung verschiedener Abwärme- und Kältequellen sowie die Entwicklung von neuen Anwendungsbereichen außerhalb der klassischen Heizsaison. Fernwärme hat auch das Potenzial, einen Beitrag zum Lastenausgleich zur Bewältigung von Produktionsspitzen von Wind- und Sonnenenergie zu leisten.

Die Unterstützung des Klima- und Energiefonds mit seinen Forschungsprogrammen „e!Mission.at“ und „Smart Cities Demo“ reicht von der Entwicklung neuartiger Planungskonzepte sowie der Erprobung innovativer Einzelkomponenten bis zur Optimierung des Gesamtsystems.

Seit 2007 wurden 32 Forschungsprojekte mit Förderungen in der Höhe von 7,6 Mio. Euro unterstützt. Prioritäres Thema der österreichischen Fernwärmeforschung liegt in der dezentralen Einspeisung in Wärmenetze, da es eine besondere technische Herausforderung darstellt.

Eine aufschlussreiche Lektüre wünscht Ihnen

Ihr Klima- und Energiefonds

¹ Quelle: Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen (FGW): Fernwärme in Österreich Zahlenspiegel 2013



→ **Projektleitung:** KARL OCHSNER
Ochsner Wärmepumpen GmbH



Wärmepumpen erweitern die Fernwärmekapazität

TOPPUMP: DIE HOCHTEMPERATUR- UND GROSSWÄRMEPUMPE

Die rationelle Nutzung von Energie ist ein Gebot der Stunde. Die Nutzung von Abwärme steigert die Energieeffizienz von Industriebetrieben, reduziert den Einsatz von Energieträgern sowie die damit verbundenen Kosten und leistet einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz.

Im industriellen, gewerblichen und öffentlichen Bereich bieten Großwärmepumpen immer neue und interessante Anwendungsbereiche mit großen Sparpotenzialen. Dazu gehört etwa die Nutzung von Abwärme aus der Industrie, aus Rechenzentren, Heizkraftwerken oder Fernwärmenetzen zur Erzeugung von Prozesswärme mit Temperaturen bis 98°C oder die gleichzeitige Heizung und Klimatisierung einer Anlage. Auch bei der Netzglättung der Stromspitzen aus Erneuerbaren Energien werden Wärmepumpen künftig eine wichtige Rolle spielen. Die große Bandbreite der Wärmepumpen-Technologie kann von der Firma Ochsner Wärmepumpen abgedeckt werden. Der Einsatz von Wärmepumpen zur Nutzung der Umgebungswärme ist eine Technologie, die bisher vor allem für die Beheizung von Ein- und Mehrfamilienhäusern angewendet wird. In großvolumigen Gebäuden ist die Wärmepumpe als wirtschaftliche und umweltfreundliche Alternative zu konventionellen Heiz- oder Kühlsystemen noch kaum verbreitet. Großwärmepumpen (>100 kW) und Hochtemperatur-Wärmepumpen (bis 98°C) können in der Industrie eine signifikante Reduzierung des Energieverbrauchs und der Emissionen bewirken und ermöglichen neben der Nutzung von Grundwasser oder Außenluft auch die Einbindung von Abwärme zum Beispiel aus Serverräumen, Abluftsystemen, Klimasystemen, Kältenetzen

oder aus Abwasserkanälen. Ein weiteres hervorragendes Einsatzgebiet der Wärmepumpe liegt in der Fernwärme.

Vorteile des Einsatzes von Wärmepumpen in Fernwärmenetzen

Stromspitzen glätten durch Ausgleichskonzepte in der Fernwärme

Als Option zur Glättung des schwankenden Stromangebots durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien gilt der Einsatz von Großwärmepumpen. Die Nutzung von Großwärmepumpen als Flexibilitätsreserve in Fernwärmenetzen kann künftig eine zentrale Rolle spielen. Sie könnte eine der Flexibilisierungsoptionen zum Ausgleich des schwankenden Stromangebots aus Wind- und Solarenergie sein, deren Anteil in künftigen Energieversorgungssystemen zunehmen wird. Dabei kann zum Beispiel in der Zeit eines Stromüberangebotes (mit kostenlosem Strom) Wärme in das Fernwärmenetz geladen oder die Netztemperatur etwas erhöht werden (dies hat einen ähnlichen, kurzfristigen Effekt).

Fernwärmenetze sind riesige vorhandene und damit kostenlose Wärmespeicher.

Drei Einsatzmöglichkeiten von Wärmepumpen für Fernwärmenetze

Erzeugung von Vorlauftemperaturen zur Nutzung in Fernwärmenetzen

Der Einsatz einer Wärmepumpe ist in diesem Fall für Vorlauftemperaturen bis 98° möglich. Je höher das Temperaturniveau der Quelle ist, desto bessere COPs können mit dem System erreicht werden. Ein sehr

Typen von Wärmepumpen

TABELLE 1

Einstufige Hochtemperatur-Wärmepumpe

Die einstufige Ausführung wird vor allem für die Nutzung kostenloser Abwärme von Prozessen in der chemischen-, Lebensmittel-, Getränke-Industrie und Kraftwerkstechnik für Temperaturen der Wärmequelle von 25°C bis 55°C und der Wärmenutzung von 65°C bis 98°C eingesetzt.

Zweistufige Hochtemperatur-Wärmepumpe

Die zweistufigen Maschinen werden für Leistung von 190 kW bis 750 kW gebaut, Vorlauftemperatur bis ca. 100°C bei Wärmequelltemperatur beispielhaft 10°C.

Standard-Wärmepumpe

Einstufige Maschine von <100 KW bis 1000 KW bei einem Einsatzgebiet von max. 65° bei einer max. Quelltemperatur von max. 32°C

guter Anwendungsfall ist der Ersatz eines Biomassekessels im Sommer, da im Sommer meist niedrigere Temperaturen benötigt werden, die Leistung des Biomassekessels oft zu groß dimensioniert ist und somit bei einem schlechten Wirkungsgrad betrieben wird.

Nutzung des Rücklaufes des Fernwärmesystems

Die Rücklauftemperatur von Fernwärmeleitungen ist meist zu niedrig um diese direkt zu nützen. Mit Hochtemperatur-Wärmepumpen kann der Rücklauf als Wärmequelle herangezogen werden. Die Wärmepumpe erzeugt dann hohe Temperaturen bis 98°C welche statt über Transformer die Wärmeverbraucher mit Heizenergie versorgt.

Niedertemperatur-Fernwärme

Wenn ein Fernwärmenetz für eine reine Neubausiedlung errichtet wird, dann kann das System auch in einer Niedertemperatúrausführung gebaut werden (Temp <60°C).

Mögliche Wärmequellen

Der entscheidende Faktor ist die richtige Wahl der Quelle um auch mögliche Potenziale in der näheren Umgebung auszuschöpfen.

Fernwärme aus industrieller Abwärme

Aus umliegenden Industriebetrieben kann häufig Energie mit niedrigem Temperaturniveau erhalten werden, um sie für Fernwärme zu nutzen. Die Abwärme entsteht dann beispielsweise während eines Kühlprozesses.

Das Fernwärmenetz agiert in diesem Fall als Wärmesenke – die aufgenommene Wärme des Kühlmediums wird an das Fernwärmenetz abgegeben.

Fernwärme aus Abwasser

Der Grundgedanke dabei ist, mittels eines Wärmetauschers dem Abwasser Wärme zu entziehen und diese Wärme zu Heizzwecken zu verwenden. Durch Umkehrung des Prozesses können dabei die Anlagen je nach Gestaltung nicht nur zu Heizzwecken, sondern, insbesondere während der Sommermonate, auch zur Gebäudekühlung, bzw. -klimatisierung eingesetzt werden. In diesem Fall dient das Abwasser zum Abtransport der dem Gebäude entzogenen überschüssigen Wärme.

Konventionelle Wärmetauscher (Platten/Rohrbündel) verstopfen jedoch nicht nur durch Feststoffe (Fäkalien), sondern auch durch Fette, welche sich an den abgekühlten Tauscherwänden ablagern. Zudem müssen

die Systeme auch unempfindlich sein gegenüber Gegenständen, welche eigentlich nicht ins Abwasser gehören wie Küchenabfälle, Windeln und dergleichen. Zudem ist die Abwasserwärme aufgrund des Temperaturniveaus nur in Sonderfällen, beispielsweise in der Nähe von Wäschereien, Papierindustrie etc., direkt nutzbar.

Bei der Nutzung von Abwärme muss darauf geachtet werden, dass das Abwasser nicht zu stark abgekühlt wird, um nicht die mikrobiologischen Prozesse in der Kläranlage zu unterbinden.

Mit Hilfe von Wärmepumpen kann jedoch die gewünschte Vorlauftemperatur (z. B. $< 70^{\circ}\text{C}$) erreicht werden. Dabei sind sehr gute Leistungszahlen durchaus realistisch. In auf Wärmepumpenbetrieb ausgelegten Gebäuden oder Fernwärmenetzen kann die Technologie Wärmepumpe effizient zum Heizen und Kühlen eingesetzt werden.

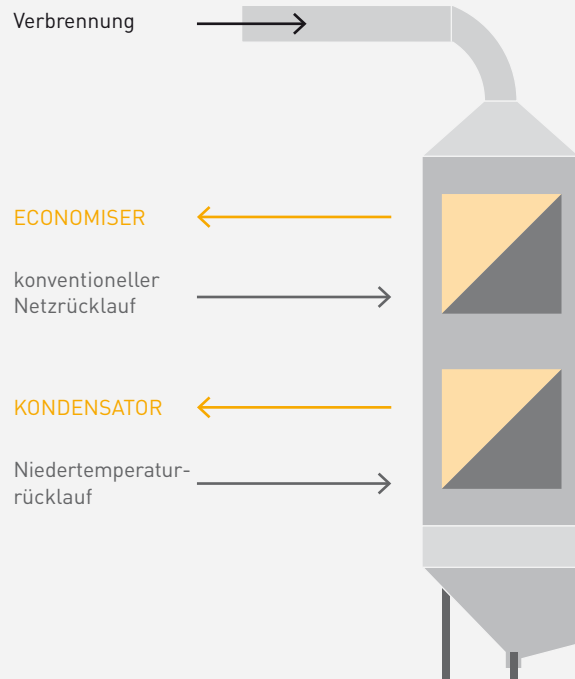
Realisierte Projekte: Stadtwerke Amstetten, Wohnanlage in Straubing, Ikea Berlin, Überlandwerke Krumbach

Wärmepumpen zur Rauchgaskondensation

Der Trend zur Umstellung auf Erneuerbare Energien hat auch Biomasse-Nahwärmeversorgungen entstehen lassen. Die Rauchgaskondensation kann durch eine Wärmepumpe noch effizienter genutzt und der Wirkungsgrad der Anlage verbessert werden. Die nach dem Kondensator vorhandene Abwärme aus dem Rauchgas kann über die Wärmepumpe genutzt werden. Rauchgaswärmetauscher stellen die kostenlose Wärmequelle dar und die Wärmepumpe spiest die Wärme bei Temperaturen von bis zu 98°C zusätzlich ins Fernwärmenetz ein.

Sowohl vorhandene als auch neue Anlagen lassen sich mit der Systemlösung aus Biomasse und Wärmepumpe verbessern.

Mit einem Wärmetauscher werden das Rauchgas abgekühlt und dieses wird dabei nochmalig gewaschen und Wasserdampf auskondensiert.



Vorteile der Rauchgaskondensation:

- Rückgewinnung eines Teils der Restwärme (Kesselverluste aus dem Rauchgas) und der Verdampfungswärme (latenter Wärmeinhalt) und daher Reduzierung des Brennstoffeinsatzes um ca. 10-15 %
- Durch die Kondensation des Rauchgases wird gleichzeitig die Flugasche ausgewaschen
- Entschwädung des Rauchgases (Eliminierung der Wasserdampffahne)

Die dabei entstehende Niedertemperaturenergie kann durch eine Wärmepumpe für das Fernwärmenetz genutzt werden.

Fernwärme aus Geothermieabwärme

Effizienzsteigerung von Geothermiefernwärmesystemen durch erhöhte Thermalwasseraus Kühlung, Wärmepumpe zur Netzleistungserweiterung. Die Nutzung der Tiefengeothermie als Wärmequelle für die Fernwärmeversorgung von Kommunen gewinnt

immer mehr an Bedeutung. Das Thermalwasser wird aus Tiefen von bis zu 2500 m herauf gepumpt und erreicht dabei Fördertemperaturen von 60°C bis über 85°C. Meist arbeiten diese Geothermiefornwärmesysteme nur in Kombination mit fossilen Brennstoffen zur Spitzenlastabdeckung. Der Rücklauf von der Geothermiebohrung beträgt meist ca. 50°C und kann somit nicht mehr wirtschaftlich genutzt werden und wird in das Erdreich wieder verpresst. Mit einer Hochtemperatur Wärmepumpe kann der Rücklauf noch tiefer abgekühlt werden und dient somit als Wärmequelle. Der heutige Stand der Technik erlaubt es auch mit Wärmepumpen hohe Temperaturen bis 98° zu erzeugen um diese wirtschaftlich in Fernwärmenetzen einzusetzen. Durch die Verwendung der Wärmepumpe können wichtige fossile Ressourcen eingespart werden.

Heizen & Kühlen mit Wärmepumpen

In vielen Großbauten wird sowohl Wärme als auch Kälte gleichzeitig benötigt. Vor allem in der Übergangszeit liegt in vielen Bürogebäuden in den südseitig ausgerichteten Räumen bereits ein Kühlbedarf vor, während in den nordseitig ausgerichteten Räumen noch geheizt werden muss. Darüber hinaus liegt bei vielen Objekten ein ganzjähriger Warmwasserbedarf vor. Hier kann im Sommer durch den Einsatz der Wärmepumpe Kälte bereitgestellt und die daraus resultierende Abwärme zur Warmwasserbereitung eingesetzt werden.

War es in der Vergangenheit üblich für die Wärmeerzeugung einen Öl- oder Gaskessel und für die Kälteerzeugung einen Kaltwassersatz einzusetzen, kann dies mit nur einer Wärmepumpe viel wirtschaftlicher erfolgen.

Der COP (Coefficient of Performance) als Leistungszahl einer Wärmepumpe kann als “Energienmultiplikator” angesehen werden. Er drückt das Verhältnis von eingesetzter (elektrischer) Energie zu erzeugter (Wärme) Energie aus. (COP 4 = 1 kWh Strom + 3 kWh aus Umgebung = 4 kWh Nutzwärme). Bei gleichzeitiger Verwendung der Wärmepumpe zum Heizen und

Kühlen kann auch der Nutzen als gleichzeitiger Kälteerzeuger gerechnet werden, zB.:

COP Heizung	= 5	(Niedertemperatursystem) ca. 40°C Vorlauftemperatur
COP Kühlung	= 3	
COP Summarisch	= 8	oder
COP Heizung	= 2,5	(Hochtemperatursystem) ca. 85°C Vorlauftemperatur
COP Kühlung	= 3	
COP Summarisch	= 5,5	
Bei diesen Betriebszuständen werden wirtschaftlich nicht zu überbietende Energie-Effizienzen und damit CO ₂ -Einsparungen erreicht.		

Großwärmepumpen zur Beheizung und Klimatisierung von Industriegebäuden

Der Einsatz von Wärmepumpen zur Nutzung der Umgebungswärme ist eine Technologie, die bisher vor allem für die Beheizung von Ein- und Mehrfamilienhäusern angewendet wurde. In großvolumigen Gebäuden ist die Wärmepumpe als wirtschaftliche und umweltfreundliche Alternative zu konventionellen Heiz- oder Kühlsystemen noch kaum verbreitet. Großwärmepumpen (> 100 kW) und Hochtemperatur-Wärmepumpen (bis 98°C) können in der Industrie eine signifikante Reduzierung des Energieverbrauchs und der Emissionen bewirken und ermöglichen neben der Nutzung von Grundwasser oder Außenluft auch die Einbindung von Abwärme zum Beispiel aus Serverräumen, Abluftsystemen, Klimasystemen, Kältenetzen oder aus Abwasserkanälen.

Projekt TOPPUMP

Großwärmepumpe mit Schraubenverdichter

Bei der ersten entwickelten Wärmepumpe im Rahmen des Projekts TOPPUMP handelte es sich um eine Großwärmepumpe mit Schraubenverdichter und optimiertem Rohrbündelwärmetauscher für die Funktionen Heizen und Kühlen. Die Leistung beträgt 340 kW. Die Schraubenverdichter-Großwärmepumpe wurde mit einem reversierbarem Kältemittelkreislauf für wahlweisen Kühl- bzw. Heizbetrieb ausgestattet.

Aufbauend auf Marktrecherchen konnte ein Portfolio an Baugruppen zusammengestellt werden, welches für die Entwicklung der Wärmepumpe bestmöglich geeignet war. Einen zentralen Aufgabenbereich stellte die optimale Auslegung des Kältekreis und die Auswahl und Optimierung der eingesetzten Rohrbündel-Wärmetauscher dar. Um eine Verbesserung der Wärmetauscher zu erreichen, wurde die Verwendung von speziellen Wärmetauscherrohren untersucht. Wärmetauscher wurden entsprechend ausgelegt und die Verschaltung des Kältekreis festgelegt.

Großwärmepumpe mit Wärmequelle Luft

Im Rahmen des *Projekts TOPPUMP* wurde von der Firma Ochsner GmbH eine neue Technologie für *effiziente Luftwärmepumpen* entwickelt, mit der großvolumige Gebäude wirtschaftlich beheizt und gekühlt werden können. Die **neue Modellreihe von Luft-Großwärmepumpen in Split-Technologie erzielt Spitzenleistungen von bis zu 300 kW** und erreicht damit eine neue Dimension in der Luftwärmepumpentechnik. Die Split-Technologie hat den Vorteil, dass die Wärmepumpe geschützt im Gebäude und die Verdampfer für die Nutzung der Wärmequelle verlustfrei im Freien aufgestellt werden. Baulicher Aufwand und Raumbedarf sind durch die Split-Technologie vergleichsweise gering.

Pro Wärmepumpe kommen zwei Verdampfer zur Außenaufstellung zum Einsatz. Sie besitzen ein Kupfer/Aluminium-Lamellenpaket und je vier Axial-Lüfter. Als Verdichter werden Schraubenkompressoren mit höchsten Wirkungsgraden verwendet.

Bei dieser Technik gab es in den vergangenen Jahren einen Technologiesprung mit Effizienzsteigerungen von rund 10 Prozent. **Die Einsatzgrenze der Topump**

mit 300 kW Leistung liegt bei einer Außentemperatur von -15°C; sie liefert Vorlauftemperaturen von bis zu 50°C. Beim Betrieb mit Lufttemperaturen unter 0°C erfolgt eine eventuell notwendige Abtauung der Verdampfer thermodynamisch über eine Umkehr des Kältekreis. Die Abtauung wird über eine elektronische Steuerung besonders wirtschaftlich geregelt.

Hochtemperaturwärmepumpe für den Betrieb Heizen mit Vorlauftemperaturen zwischen 65°C und 100°C

Es bestand die Herausforderung, Wärmepumpen mit entsprechender Leistung und *höheren Heizwasser-Vorlauftemperaturen* zu entwickeln, damit auch großvolumige Bauten mit Hochtemperatur-Wärmeverteilsystemen (Radiatoren für 65°C bis 95°C) auf diese neue, erneuerbare Heiztechnik umgerüstet werden können. Weitere Anwendungen liegen in der Nutzung von Wärme und Kälte in der Industrie, um dort auch im Prozess verwendet zu werden.

Bei der Energetischen Sanierung von Großbauten ist das Anbringen einer nachträglichen Wärmedämmung oft entweder nicht machbar (historische Fassaden, Glas-Fassaden) oder zu teuer. In all diesen Fällen muss die energietechnische Sanierung über eine neue Heiz- bzw. Kühltechnik erfolgen.

Der Bedarf an Wärmepumpen mit Temperaturen zwischen 65 und 100°C hat an Bedeutung gewonnen.

Mit der neu entwickelten Hochtemperaturwärmepumpe können nun Anwendungen bedient werden, welche Vorlauftemperaturen von über 100°C benötigen.

Dies ist bspw. im Bereich der Pasteurisation oder Sterilisation erforderlich. Auch zur Substitution alter Heizungssysteme mit Vorlauftemperaturen von mehr als 80°C können Hochtemperaturwärmepumpen nun als Sanierungsmaßnahme eingesetzt werden.

DREI GUTE GRÜNDE FÜR DAS PROJEKT

- TOPPUMP stellt Wärme und Kälte für Prozesse in der Industrie bereit
- TOPPUMP kann als Sanierungsmaßnahme eingesetzt werden
- TOPPUMP reduziert erheblich den Energieverbrauch und Emissionsausstoß der Industrie

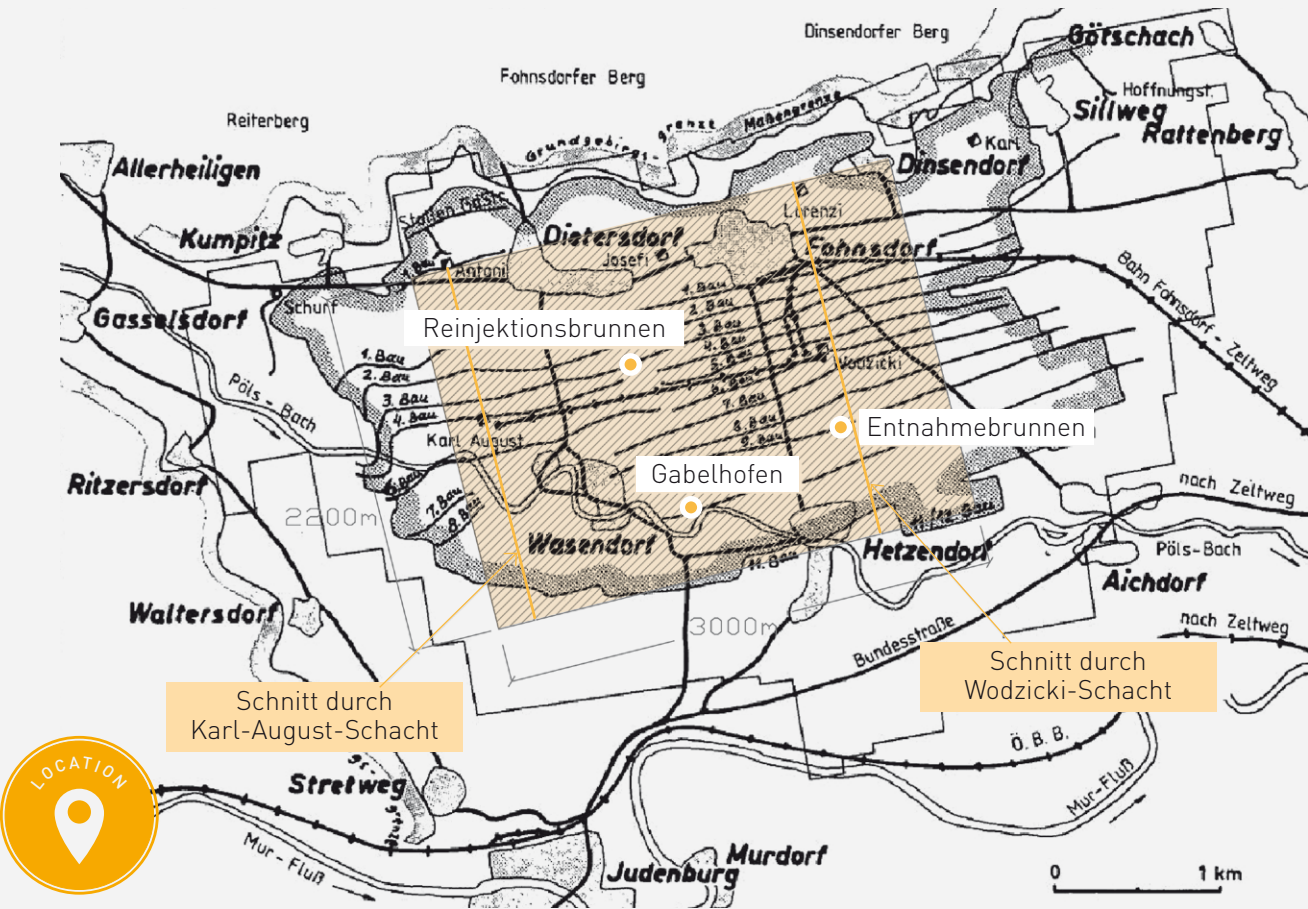




Projektleitung: WALTER MARTINELLI, MILENA BIEG, ANITA ANGERER
Porr Umwelttechnik GmbH

Lageplan des 3D-Modells
(geändert nach Weber&Weiss, 1983)

ABBILDUNG 1



Nutzung des tiefengeothermischen Potenzials ehemaliger Untertagebergbaustätten

BERGBAUGEOTHERMIE

Fohnsdorfer Kohlenrevier

Fohnsdorf ist eine Gemeinde in der Steiermark mit 7.900 Einwohnern (Quelle: Statistik Austria, Stand: 1. Jänner 2012). In Fohnsdorf wurde von 1670 bis 1978 tertiäre „Glanzkohle“, eine dem Heizwert der Steinkohle sehr ähnliche Braunkohle, abgebaut. Die Fohnsdorfer „Kohlenmulde“ hatte eine Ausdehnung von 30 km² und war die tiefste Braunkohlengrube der Welt mit einer tiefsten Fördersohle von 1.035 m Teufe [Dauner 1985]. Aufgrund der jahrhundertelangen Bergbautradition verfügt die Gemeinde über ein sehr ausgedehntes unterirdisches Stollensystem. Mit Beendigung des Bergbaubetriebes wurde der überwiegende Teil der Gebäude übertage geschliffen und alle Schächte vollständig mit standfestem Füllgut verschlossen. Die Richtstrecken und die Grundstrecken beim Rückzug blieben weitgehend offen [Dauner 1985]. Nach Einstellung der Wasserhaltung im Jahr 1977 stieg das Grubenwasser an und stellt heute ein erhebliches **Potenzial für eine geothermische Nutzung** dar.

Ziel des Projektes

Das Ziel der vorliegenden Studie ist, zu überprüfen, ob eine Erdwärmenutzung aus dem stillgelegten Untertagebergbau in Fohnsdorf prinzipiell möglich, ökonomisch sinnvoll und umweltfreundlich ist.

Hierfür wurde zunächst ein konzeptionelles Modell erstellt, welches als Basis für numerische Simulationen zur grundsätzlichen Untersuchung der Machbarkeit diene.

Zur Verfolgung der oben genannten Ziele wurden folgende 3 Ansätze verwendet.

- 1 Entwicklung eines konzeptuellen, standortspezifischen Modells (KSM)
- 2 numerische Simulationen bzw. Modellierung der Eignung des Standortes zur Erdwärmegewinnung
- 3 Kosten-Nutzen-Analyse

Konzeptuelles, standortspezifisches Modell

Zu Beginn des Projektes wurde eine sorgfältige Analyse des Grubenbildes (Bergbau-geschichte, Grubenwassertemperatur und -chemie, Zugänglichkeit von Grubenwasser über bestehende Schächte) in Verbindung mit der geologischen Struktur und regionaler Bedingungen (Nähe der NutzerInnen, rechtliche Bedingungen usw.) durchgeführt. Des Weiteren wurden hydrogeologische und thermische Parameter des Untergrundes sowie Porosität, Permeabilität, Wärmeleitfähigkeit, Wärmekapazität, Untergrundtemperatur aus vorhandenen Literaturdaten ermittelt, die für die Erstellung des numerischen Modells nötig waren.

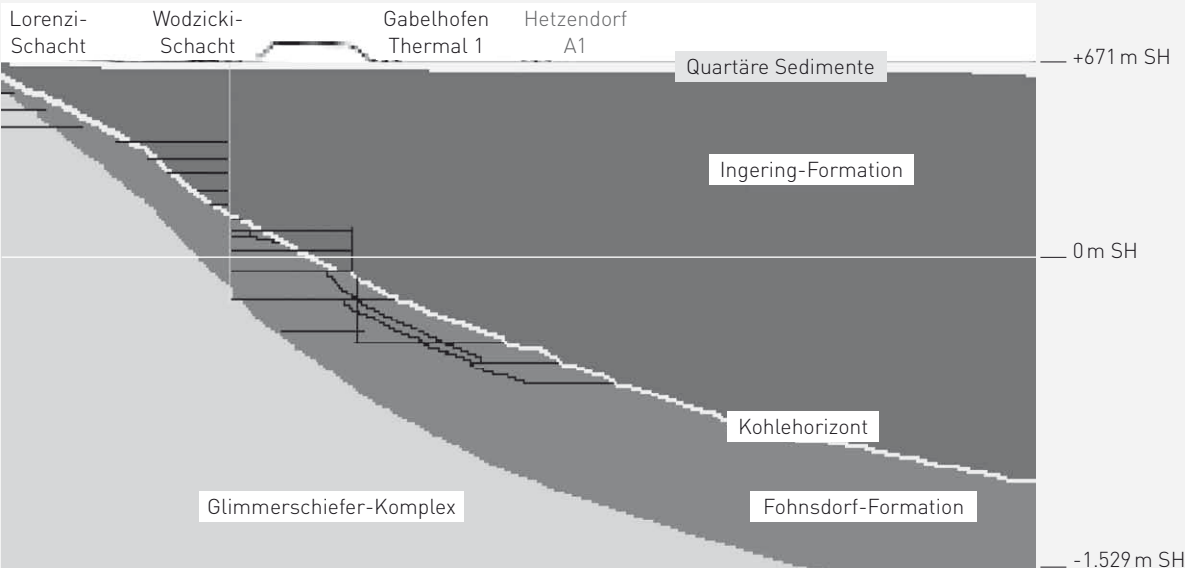
Anhand dieser Parameter wurde ein standortbezogenes, in sich konsistentes und aktuelles hydrogeothermales Systemmodell, das sogenannte „konzeptuelle standortspezifische Modell“ (Abbildung 2) erstellt, das die Grundlagen für die numerischen Berechnungen darstellt.

Die Geologie des Beckens wurde in fünf lithostratigraphische Haupteinheiten vereinfacht:

1. das Grundgebirge (Glimmerschieferkomplex) an der Basis des Beckens, 2. der tiefere Komplex mit Brekzien und Sandsteinen, 3. das Kohleflöz (Fohnsdorfformation), 4. der mittlere Komplex mit Hangendmergel, Sandstein und Konglomeraten (Ingering Formation) und 5. die quartären Lockersedimente am Top des Beckens.

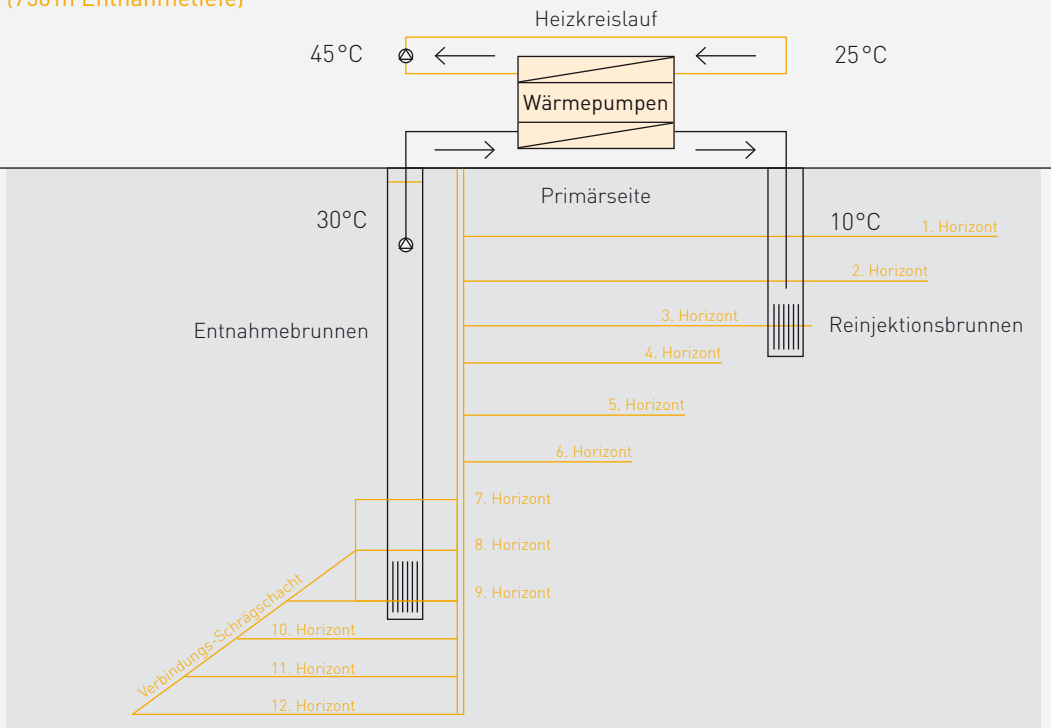
Konzeptuelles, standortspezifisches Modell

ABBILDUNG 2



Konzept der geplanten geothermischen Pilotanlage
(750 m Entnahmetiefe)

ABBILDUNG 3



Die geöffneten Stollen, Schrägschächte, Richt- und Hauptstrecken wurden im Modell als Hohlräume mit Wasser verfüllt berücksichtigt (im Profilschnitt in Abbildung 2 schwarz dargestellt).

Die verfüllten Schächte sind in hellblau abgebildet. Jede Zone bzw. eine Einheit des Modells hat eine Reihe von Gesteinseigenschaften: Wärmeleitfähigkeit, spez. Wärmekapazität, Porosität und Permeabilität.

Numerische Simulationsabschätzung des geothermischen Potenzials

Eine erste Abschätzung des verfügbaren Energiepotenzials im aufgelassenen Bergwerk am Standort Fohnsdorf wurde mithilfe eines numerischen Modells gemacht.

Das Langzeitverhalten des Reservoirs in Bezug auf die zeitliche Entwicklung der hydraulischen und thermischen Verhältnisse des Untertagesystems wurde unter verschiedenen Betriebsweisen (mit oder ohne Wärmespeicherung) simuliert. Auf diese Weise konnte ein an das Reservoir angepasstes Energieversorgungskonzept entwickelt werden.

Die Abbildungen veranschaulichen das Konzept der untersuchten geothermischen Pilotanlage. Der Wasserspeicher wird mit einem Förder- und einem Injektionsbrunnen erschlossen. Es ist vorgesehen, warmes Grubenwasser mit ca. 30°C aus rund 750 m Teufe zu fördern und das abgekühlte Grubenwasser mit 10°C rund 1.100 m weiter westlich in den 3. Horizont des ehemaligen Bergbaus wieder zu infiltrieren. Das Wasser wird danach für Heizungs- und Warmwasserbedarf verwendet. Die Förderrate wurde mit 15 l/s gesetzt, was ca. der Wasserhaltungsrate während des Bergbaubetriebes entspricht (Dauner 1985).

Ergebnisse

Modellkalibrierung: Das 3D-Modell wurde anhand vorhandener Temperaturdaten zunächst hinsichtlich der thermischen Randbedingungen kalibriert. Für die hydraulische Kalibrierung fehlten aber Daten, zB. aus Pumpversuchen im tertiären Becken oder

genaue Daten über den Flutungsvorgang in der Fohnsdorfer Grube.

Die Modellergebnisse zeigen, dass für die Betriebsdauer von 30 Jahren aus hydrogeologischer Sicht eine weitgehend konstante Wärmemenge von 15 l/s gefördert werden kann; die Abkühlung des Grubenwassers an der Entnahmestelle im Niveau der Schachtsohle beträgt max. 1,5°C nach 30 Jahren (Abbildung 4). Somit ist aufgrund des derzeitigen Kenntnisstands keine Rückspeicherung von Solarwärme im Untergrund erforderlich.

Im Rahmen der Sensitivitätsanalyse wurde nachgewiesen, dass das gut durchlässige Bergwerkssystem sehr starke hydraulische Auswirkungen auf die Modellergebnisse hat. Anhand eines Modells ohne Berücksichtigung des Bergwerks wurde berechnet, dass eine Förderrate von 15 l s⁻¹ in diesem Fall nicht möglich ist. Das zeigt noch einmal die Bedeutung einer zuverlässigen Ermittlung der hydraulischen Eigenschaften des für eine Erdwärmegewinnung vorgesehenen Reservoirbereichs.

Seichtere Niederbringung der Entnahmestelle:

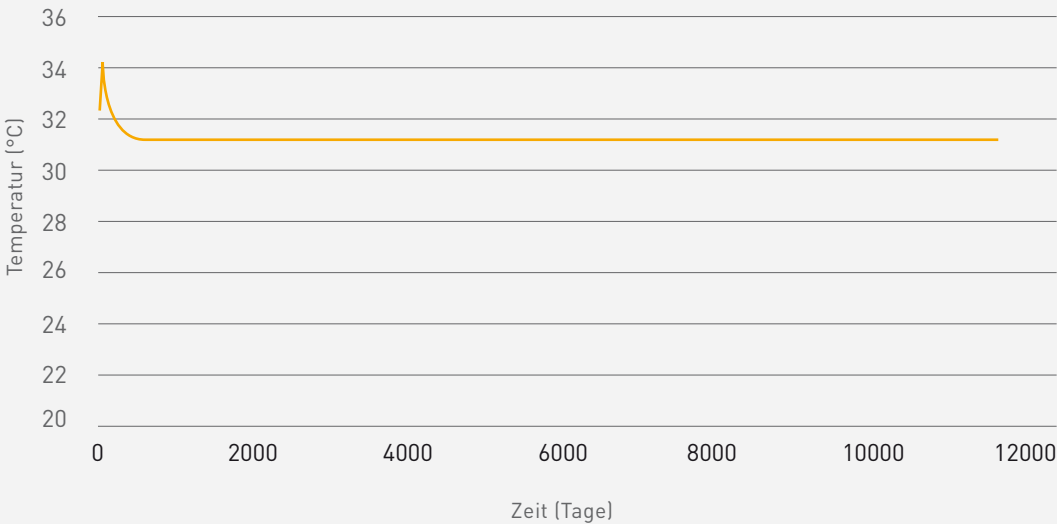
Wie oben beschrieben könnte das Grubenwasser in einer Teufe von 750 m mit relativ hoher Temperatur entnommen werden. Das Niederbringen der Bohrungen wäre dann allerdings mit hohen Investitionskosten (Bohrkosten) verbunden. Daher wurde auch ein anderes Szenario berücksichtigt, bei dem die Förder- und Injektionsstelle die gleiche Teufe von 370 m (ca. 3. Horizont) haben.

Der Temperaturverlauf über 30 Jahre ist in der Abbildung 5 dargestellt (orange Linie). Die seichtere Niederbringung des Förderbrunnens verursacht eine niedrigere Entnahmetemperatur. Da die Entnahme- und Injektionsstelle auf dem 3. Horizont positioniert sind, ist der hydraulische Kontakt zwischen den beiden Brunnen größer. Daher ist der Einfluss vom Injektionsbrunnen auf den Entnahmebrunnen stärker und die Temperatur sinkt in 30 Jahren um ca. 7°C.

In einem zweiten Schritt wurde die Regeneration des Reservoirs mit Wärme aus einer Solaranlage betrachtet.

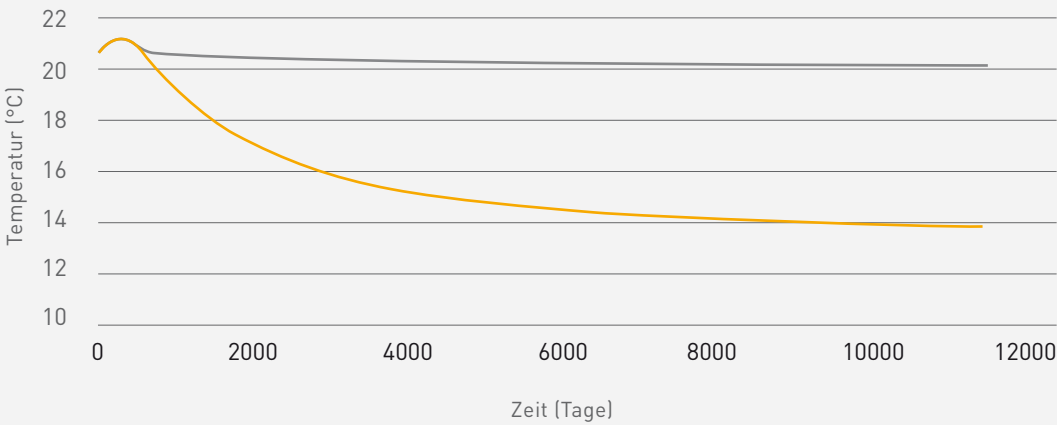
Temperaturverlauf des 3D-Modells

ABBILDUNG 4



Temperaturverlauf an der Entnahmezelle (Tiefe 370 m)
nach 30 Jahren mit einer Reinjektionstemperatur
von 10 °C (orange Linie) und 30 °C (graue Linie)

ABBILDUNG 5



Zusammenfassung der betrachteten Szenarien für das Heizsystem Bergwerksgeothermie

TABELLE 1

	Max. Entnahmemenge	Nutzbare dT	Max. Wärmeertrag
Best Case (750 m Entnahme)	15 l/s	20 K	14.239 [MWh/a]
Wahrscheinlichster Fall (750 m Entnahme)	10 l/s	15 K	7.875 [MWh/a]
Worst Case (750 m Entnahme)	5 l/s	10 K	3.817 [MWh/a]
Wahrscheinlichster Fall (350 m Entnahme)	10 l/s	7 K	3.477 [MWh/a]

Hierbei wird das Grubenwasser im Sommer mit 30°C (statt 10°C) in den Untergrund rückgeführt. In diesem Fall beträgt die Temperaturabsenkung lediglich 2°C. Somit ist ein ausreichendes geothermisches Potenzial für die Betriebsdauer von 30 Jahren gewährleistet.

Kosten-Nutzen-Analyse

Zur vollständigen Beurteilung der Erdwärmegewinnung wurden im Zuge einer Kosten-Nutzen-Analyse die wirtschaftlichen und ökologischen Aspekte der Wärmegewinnung aus der geothermischen Grubenwasseranlage untersucht und konventioneller Energieversorgung gegenübergestellt. Auf diese Weise konnten die verschiedenen Energieversorgungskonzepte verglichen werden und das wirtschaftlichste und umweltfreundlichste Energiekonzept ermittelt werden. Folgende Punkte werden in die Bewertung einbezogen:

- Investitions- und Betriebskosten →
Jahresgesamtkosten
- Primärenergieeinsatz
- Treibhausgasemissionen
(CO₂ bzw. CO₂-Äquivalent)

Im Rahmen der Kosten-Nutzen-Analyse wurden vier Szenarien für die geothermische Grubenwasseranlage betrachtet (siehe Tabelle 1).

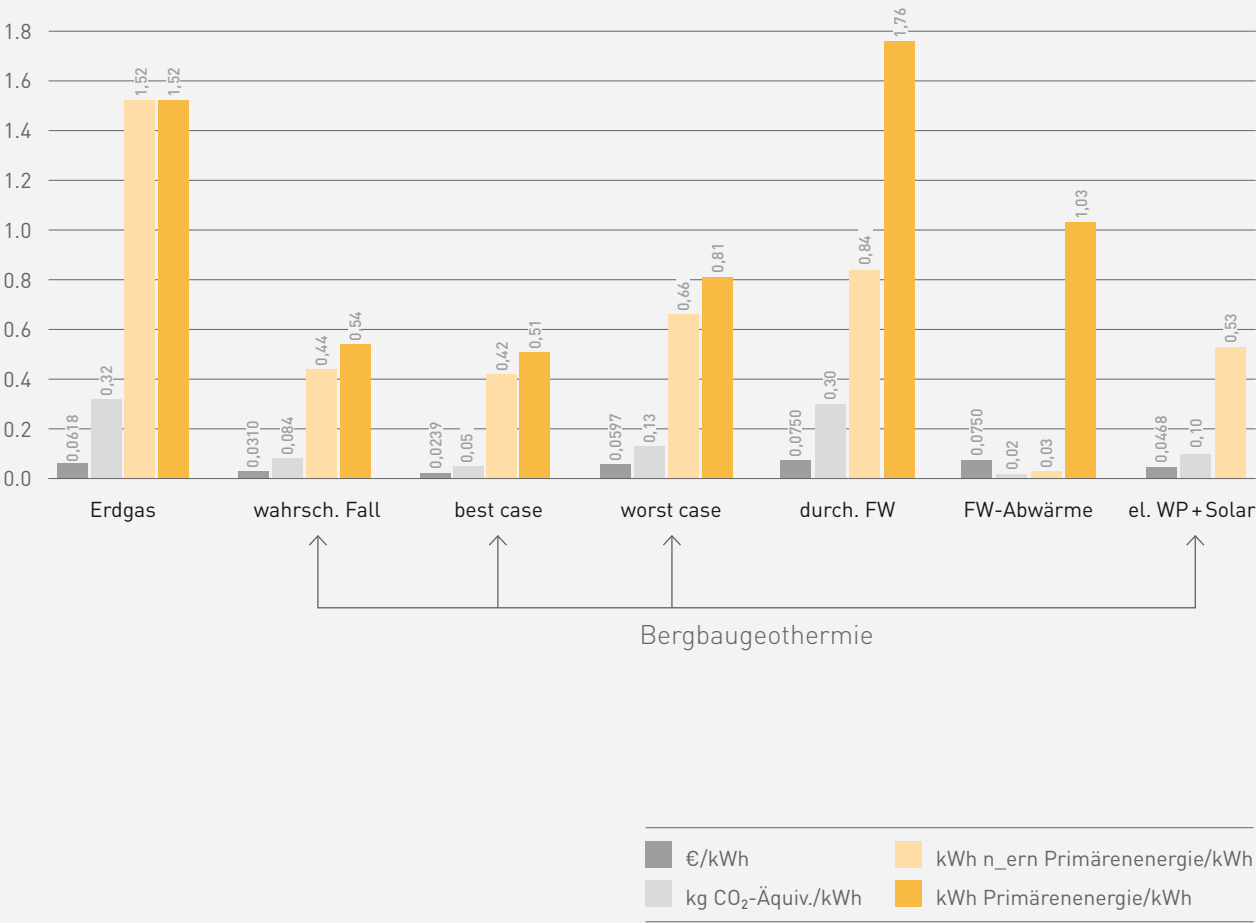
Diese Szenarien wurden hinsichtlich ökonomischer und ökologischer Kriterien mit anderen Technologien zur Wärmebereitstellung wie Gastherme und Fernwärme verglichen. Bei Fernwärme wurde zwischen durchschnittlicher österreichischer Fernwärme und Fernwärme aus industrieller Abwärme unterschieden. Ökonomische Betrachtungen: Um das mögliche Einsparungspotenzial bei den laufenden Betriebskosten beim Umstieg von Fernwärme auf Bergwerksgeothermie darstellen zu können, wurden drei Varianten der möglichen Entwicklung der Betriebskosten der beiden Heizsysteme (Fernwärme und Bergwerksgeothermie) miteinander verglichen:

- *Variante 1:* Ohne Energiepreisindices (EPI), sondern Verbraucherpreisindex (VPI) = 3,0 %
- *Variante 2:* Strompreis-Index (SPI) = 2,5 %, Fernwärmeindex (FWI) = 4,1 %
- *Variante 3:* Strompreis-Index (SPI) = 4,1 %, Fernwärmeindex (FWI) = 2,5 %, Annahme einer „inversen“ Entwicklung zu den letzten zehn Jahren zwischen Strompreis und Fernwärmepreis

Mittels Barwertmethode wurden die zukünftigen laufenden Betriebskosten beider Heizsysteme diskontiert und den Investitionskosten nach Abzug der Förderung von 30 % gegenübergestellt.

Zusammenfassung der ökologischen und ökonomischen Betrachtungen

ABBILDUNG 6



Das größte Einsparungspotenzial nach zehn Jahren ist bei Eintreten der Variante 2 mit einer größeren Fernwärmepreissteigerung (FWI = 4,1 %) als Strompreiserhöhung (SPI = 2,5 %) gegeben (Anmerkung: entspricht der Strompreis- und Fernwärmepreisentwicklung der letzten zehn Jahre).

Für dieses Energiepreisentwicklungsszenario und diese Betriebsbedingungen zwischen „Wahrscheinlichem Fall“ und „Best Case“ liegt die Amortisationsdauer des Projektes zwischen drei und acht Jahren.

Ökologische Betrachtungen: Im ökologischen Vergleich der Versorgungsvarianten verursacht das Heizsystem Fernwärme aus industrieller Abwärme die geringsten und das Heizsystem Gastherme die höchsten CO₂- und CO₂-Äquivalent-Emissionen. Die „Bergwerksgeothermie“ verursacht um 82,5 % (Best Case) bis 58 % (Worst Case) geringere CO₂-Äquivalent-Emissionen als die „durchschnittliche Fernwärme“. Im Vergleich zum Gastherme-Heizsystem ergeben sich für die Bergwerksgeothermie sogar Einsparungen der CO₂-Äquivalent-Emissionen zwischen 61 % und 83,4 % je Szenario.

In Bezug auf den Einsatz von nicht-erneuerbaren Energieträger gelten die gleichen Schlussfolgerungen. Das Heizsystem Fernwärme aus industrieller Abwärme hat den geringsten und das Heizsystem Gastherme den höchsten Verbrauch an nicht-erneuerbarer Energie bei allen Betriebsszenarien. Betrachtet man den gesamten Verbrauch an Energie, so ist die Grubenwassergeothermianlage das umweltfreundlichste System.

Ausblick

Die Erdwärmegewinnung im aufgelassenen Fohnsdorfer Kohlerevier ist nach derzeitigem Datenstand technisch möglich, wirtschaftlich rentabel und umweltfreundlich. Eine höhere Förderleistung und geringe Aufbereitungskosten sind ausschlaggebend für die effiziente Nutzung des Grubenwassers. Die theoretischen Ergebnisse dieser Machbarkeitsstudie sollen im Rahmen eines Pilotprojektes (Demonstrationsprojekt) verifiziert werden. Die Anlage wäre eine Pilotanlage in der Steiermark bzw. in Österreich.

Im Rahmen eines solchen Projektes sollen zusätzliche hydrogeologische Untersuchungen (Pump- und Tracer-Versuche) erfolgen, um die Annahmen der Durchlässigkeit der Gesteine bzw. Stollen sowie die mögliche Pumpleistung und die Grubenwasserbeschaffenheit zu ermitteln. Vor der Realisierung des Projektes ist auch eine Anpassung und Optimierung der Anlage im Hinblick auf den tatsächlichen Wärmeabnehmer vorzunehmen.

Quellen

Dauner, G. (1985): Aspekte der Schließung eines Bergbaues am Beispiel des ehemaligen Glanzkohlebergbaues Fohnsdorf.- Berg. u. Hüttenmänn.Monatsh.,12,476-482, Wien, 1985

Weber, L.& Weiss, A. (1983): Bergbaugeschichte und Geologie der österreichischen Braunkohlenvorkommen. -Archiv Lagerst Forsch Geol B-A 4, S. 1-317



DREI GUTE GRÜNDE FÜR DAS PROJEKT

- Die in aufgelassenen Bergwerken vorhandenen Warmwasserreservoirs stellen eine wichtige, aber weit unerforschte Option bei der Nahwärmeversorgung ehemaliger Bergbauregionen dar. Die Erdwärmegewinnung im stillgelegten Fohnsdorfer Kohlerevier ist nach derzeitigem Datenstand technisch möglich, wirtschaftlich rentabel und umweltfreundlich.
- Die Grubenwasseranlage erweist sich im Vergleich zum Gastherme- und Fernwärmeheizsystem als die preisgünstigste Heizvariante im laufenden Betrieb.
- Hinsichtlich der CO₂- und CO₂-Äquivalent-Emissionen ist die Bergbaugeothermianlage die zweit-umweltfreundlichste Variante. Bezüglich des gesamten (erneuerbaren und nicht erneuerbaren) Primärenergiebedarfs ist die geplante Anlage die ökologischste Variante.

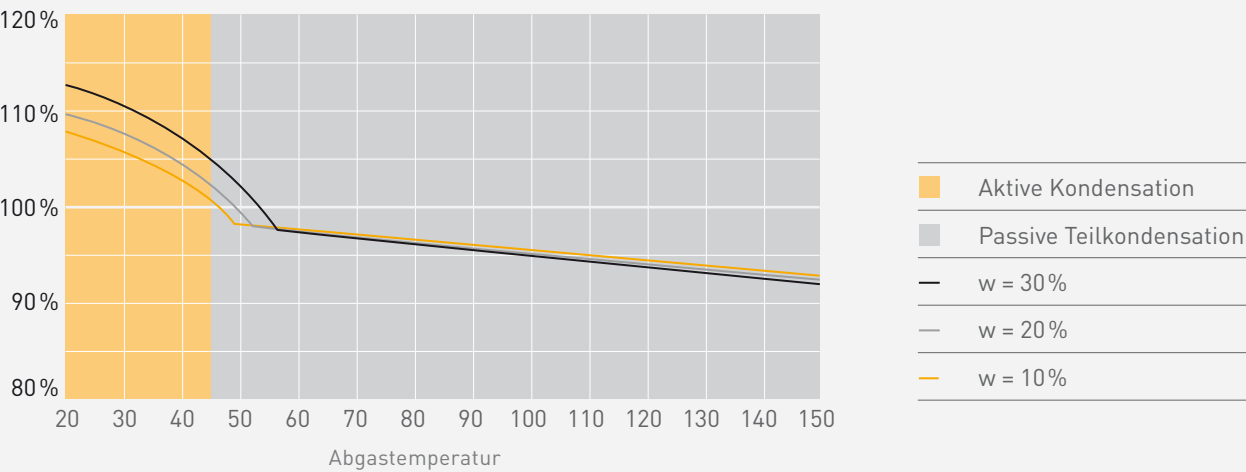




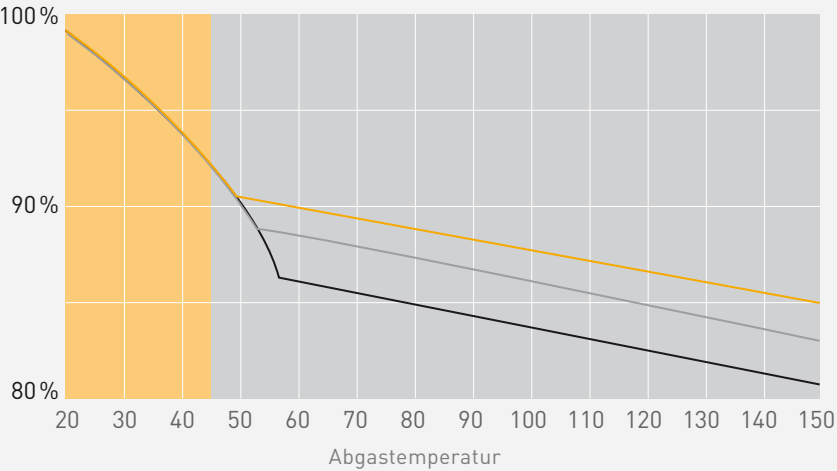
Projektleitung: ERNST HÖFTBERGER
BIOENERGY 2020+ GmbH

Wirkungsgrad bezogen auf Heizwert H_u

ABBILDUNG 1



Wirkungsgrad bezogen auf Brennwert H_o



Erreichbare Wirkungsgrade durch Rauchgaskondensation (Fichtenholz - Luftverhältnis 1,5 - nur Rauchgasverlust berücksichtigt, Umgebungstemperatur 20°C)

Effizienzsteigerung eines Biomasse-Fernheizkraftwerks mit ORC und aktiver Kondensation

In Österreich gibt es eine Vielzahl an Nah- und Fernwärmenetzen, deren Anzahl stetig im Steigen begriffen ist. Viele davon basieren auf der Verbrennung von Holz und Holzresten, womit auch der Verbrauch dieses Rohstoffes kontinuierlich zunimmt. Um das Holz möglichst nachhaltig und Ressourcen schonend einzusetzen, ist es notwendig die angewandten Prozesse hinsichtlich ihres Ressourceneinsatzes zu optimieren.

Ein Teil der verlorenen Energie befindet sich bei vielen Verbrennungsanlagen in Form von Wasserdampf im Rauchgas. Eine Kondensation dieses Wasserdampfes bietet somit die Möglichkeit den Energieverlust zu reduzieren. Um die Menge des kondensierten Wassers konstant auf einem hohen Niveau zu halten, wird im vorgestellten Projekt eine Wärmepumpe zum Transfer der Wärmeenergie aus dem Niedertemperaturrücklauf in den Hochtemperaturrücklauf eingesetzt.

Dieser Einbau einer Kompressionswärmepumpe in das bestehende Fernheizkraftwerk (FHKW) in Tamsweg (Betreiber: Fernwärmeversorgungs GmbH Tamsweg) wird im Rahmen des hier vorgestellten Projekts bilanziert. Auf Basis dieser Ergebnisse wird eine Optimierung des Anlagenbetriebs und der Prozessregelung mit einer Prozesssimulation untersucht werden.

Ausgangssituation

Der Einbau einer Wärmepumpe in das FHKW Tamsweg im Jahr 2012 führte zu einer bis dahin noch nie getesteten Kombination an Technologien in Heizwerken. Die vorhandenen Einzelkomponenten sind alle am Stand der Technik (Heizwerk, Kondensation, ORC-Anlage, Hochtemperaturkompressionspumpe).

Die hydraulische Verschaltung und die Anwendung einer Hochtemperatur-Wärmepumpe zur Rauchgaswärmerückgewinnung stellen die Neuheit dar. Eine grundlegende Untersuchung dieses neuen Systems bildet im Projekt die Basis für eine Maximierung der Gesamteffizienz.

Definition „aktive Rauchgaskondensation“

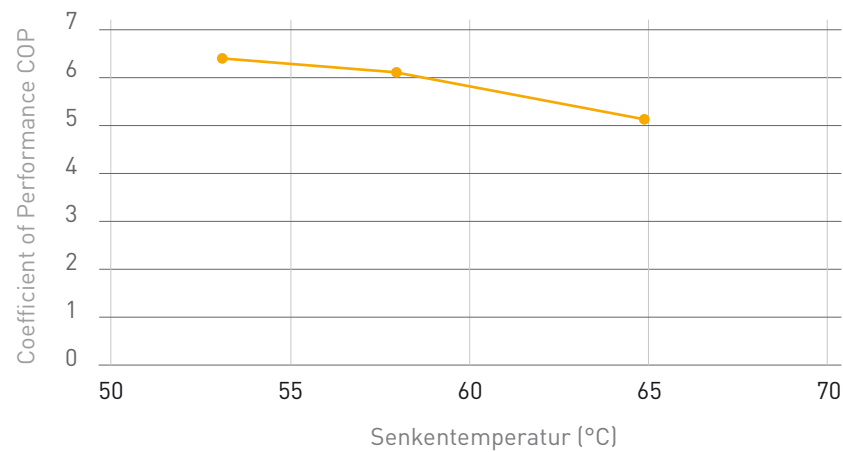
Die Nutzung der im Rauchgas gespeicherten Energie nennt man „aktive Rauchgaskondensation“. Ermöglicht wird die Nutzung durch die Abkühlung der Rauchgase auf Raumtemperatur. Dabei kondensiert der in den Rauchgasen enthaltene Wasserdampf. Die Anhebung der in diesem Prozess aufgenommenen Wärme auf die benötigte Fernwärmenetztemperatur erfolgt mithilfe einer Wärmepumpe. Der Vorteil liegt in einer höheren Brennstoffenergienutzung bei relativ geringem zusätzlichem Energieaufwand. Als weitere positive Effekte neben der Verminderung des spezifischen Brennstoffverbrauchs sind reduzierte spezifische Emissionen sowie ein zusätzliches Potenzial zur Emissionsminderung durch die Kondensatoreinheit anzuführen.

Hochtemperaturwärmepumpen

Wärmepumpen die den Anforderungen eines Biomasseheizwerkes gerecht werden, müssen um wirtschaftliche Leistungszahlen zu erreichen bei über 30°C verdampfen und bei über 65°C kondensieren können. Solche Maschinen werden mit Industrieverdichter in Einzelfertigungen und teuren Maschinenbau hergestellt und zumeist mit dem toxischen und brennbaren Kältemittel Ammoniak (NH_3) betrieben. Da die Auflagen,

Wirkungsgrad einer Wärmepumpe mit Kältemittel R236fa

ABBILDUNG 2



Wirkungsgrad einer Wärmepumpe mit Kältemittel R236fa bei einer Quelltemperatur von 45°C. Spreizung 5°C auf Kalt- und 7°C auf der Heißseite (Berechnungen der Firma Frigopol).

Anschaffungskosten und Instandhaltung solcher Aggregate relativ hoch sind und sich die Wirtschaftlichkeit oft nicht positiv genug darstellen lässt, entwickelt die Firma Frigopol-Energieanlagen GmbH Aggregate die mit dem Kältemittel R236fa arbeiten. Dieses Kältemittel erlaubt eine Verdampfungstemperatur von 35°C und eine Kondensationstemperatur von 95°C bei einem Einsatz von Standardverdichtern und Kältekomponenten. Beispielsweise erreicht die Wärmepumpe bei einer Quelltemperatur von 45°C und einer Senkentemperatur von 58°C einen COP (Coefficient of Performance) von 6.1 (siehe Abb. 2).

Aufgabenstellung und Projektbeschreibung

Ausgangspunkt des Projekts ist das FHKW Tamsweg. Das FHKW Tamsweg wurde 1996 mit zwei Kesseln (3 + 5 MW_{thermisch}) in Betrieb genommen. Der 3MW Kessel wurde 2006 an einen ORC-Prozess zur Stromerzeugung (0.5 MW_{elektrisch}) gekoppelt. Die Wärme wird auf zwei verschiedenen Temperaturniveaus rückgeführt, weshalb zwei Rücklauftemperaturen mit unterschiedlichen Massenströmen zur Verfügung stehen. Das Rauchgas aus beiden Kesseln wird in einer Kondensation abgekühlt und die gewonnene Energie für Niedertemperatur-Rücklaufanhebung, Luftvorwärmung und Entschwadung verwendet. Aufgrund einer geringen Auslastung des Niedertemperaturkreislaufs kann das Kondensationsmodul derzeit nicht optimal ausgenutzt werden. Daher wird das FHKW Tamsweg im Winter 2011/12 umgerüstet. Zur Rückgewinnung der im Rauchgas enthaltenen Energie wird eine Wärmepumpe der Firma Frigopol in den Kondensationsteil des FHKW eingebaut. Bis jetzt gibt es kaum umgesetzte Projekte zur aktiven Rauchgaskondensation im Bereich Biomasse- oder auch Müllverbrennungsanlagen. Bei einer Recherche konnte kein Projekt mit gleichzeitiger Einbindung von Wärmepumpe und ORC-Prozess gefunden werden. Daher wurde der Umbau im FHKW Tamsweg zum Anlass genommen um diese Systemkombination wissenschaftlich zu untersuchen.

Besonderes Augenmerk liegt dabei auf 3 Punkten:

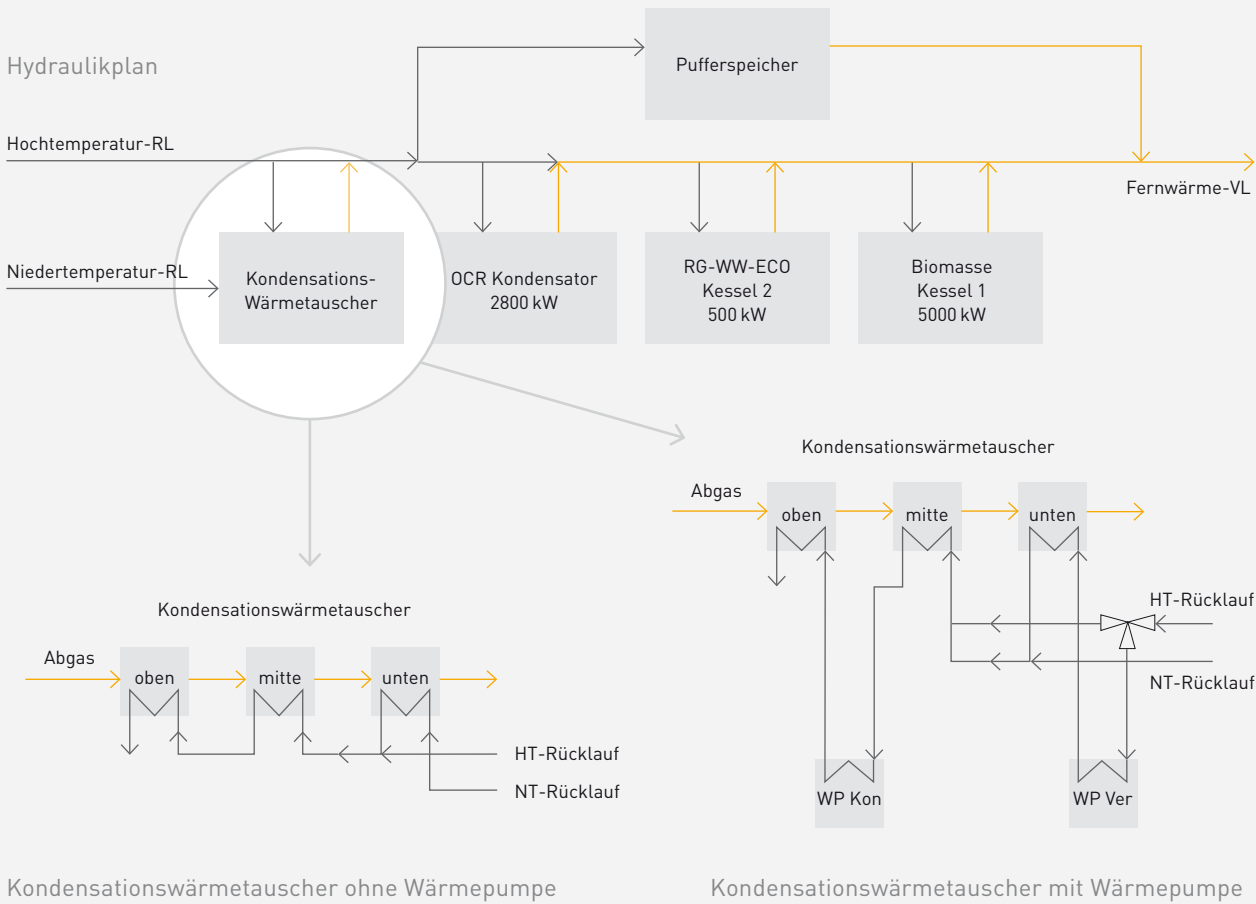
- 1 der Untersuchung der Hochtemperatur-Wärmepumpe und ihrer Eignung zur Rauchgaskondensation
- 2 der modularen Abbildung der Komponenten in einer Prozesssimulation um gegenseitige Abhängigkeiten erstmals darstellen zu können
- 3 der Untersuchung innovativer Prozessregelungsstrategien um das Gesamtsystem bestmöglich betreiben zu können.

Die Wärmepumpe wird mit einem speziell für Hochtemperaturanwendungen entwickelten Kältemittel R236fa betrieben und soll eine weitere Absenkung der Abgastemperatur inklusive Kondensation des im Rauchgas enthaltenen Wasserdampfes ermöglichen. Ziel ist eine deutliche Senkung der Energieverluste über das Rauchgas. Durch das speziell angepasste Kältemittel erfolgt die Einspeisung der anfallenden Wärme auch bei hohen Rücklauftemperaturen. Die beste Einbindung der Wärmepumpe hängt von verschiedenen Parametern ab (Eigenschaften des Kältemittels, Temperaturen, Massenströme), die nicht unabhängig voneinander verändert werden können. Durch den Einbau der Wärmepumpe kommt es zu einer Verschiebung der Gleichgewichte innerhalb der Anlage. Dies hat Einfluss auf die Stoff- und Energiebilanzen innerhalb der Anlage. Somit wird auch der Durchsatz der korrosiven Elemente Cl und S in der Anlage beeinflusst. Eine mögliche Einbindung ist im Schema in Abbildung 3 dargestellt, andere Einbindungen sind ebenfalls denkbar. Zusätzlich ist durch die hydraulischen Verschaltungen der jeweilige Massenstrom durch die einzelnen Kondensatorbündel variabel. Daher eröffnet die Entwicklung der Prozesssimulationstools erstmals die Möglichkeit die Kopplung der Parameter abzubilden.

Die Erkenntnisse aus der Prozesssimulation müssen im Anschluss daran auch im Betrieb umgesetzt werden um einen ökologisch und ökonomisch optimierten Betrieb zu ermöglichen. Dazu bedarf es einer neuartigen Regelung, die den Einfluss der Parameter

Anlagenschema des Einbaus der Hochtemperatur-Kompressionswärmepumpe in das FHKW Tamsweg

ABBILDUNG 3



HT Hochtemperatur, VL Vorlauf, NT Niedertemperatur, RL Rücklauf, WP Wärmepumpe, ECO Economizer, KON Wärmetauscher mit Rauchgaskondensation, LUVU Luftvorwärmer, ORC Organic Rankine Cycle, Ver Verdampfer, Kon Kondensator

untereinander berücksichtigt. Im Zuge des Projekts werden verschiedene Regelstrategien evaluiert um das Potenzial unterschiedlicher Herangehensweisen abschätzen zu können. Dabei soll auch insbesondere auf betriebswirtschaftliche Faktoren eingegangen werden, die eine Anpassung an aktuelle Tarife und Kosten ermöglichen.

Aktueller Stand

Die Wärmepumpe wurde im Dezember 2012 in Betrieb genommen. Erste Ergebnisse zeigen, dass die Wärmepumpe die erwartete Kälteleistung über die vorangegangene Heizsaison liefern konnte. Es wurde jedoch noch Verbesserungspotenzial im Bereich der Kopplung identifiziert. Aktuell liegt deshalb der Schwerpunkt der Arbeiten in diesem Themenbereich. Eine erste Messkampagne zur Bilanzierung der korrosiven Stoffe wurde bereits im Jänner 2013 durchgeführt. Eine eingehende Verifizierung der vorläufigen Ergebnisse erfolgt erst nach einer Wiederholung der Messungen im Jänner 2014.

Ausblick

In der kommenden Heizsaison (2013/2014) werden neuerlich Messungen vor Ort zur Bilanzierung der korrosiven Elemente durchgeführt. Spätestens im Sommer 2014 sollte die hydraulische Einbindung endgültig festgelegt sein. Dies gewährleistet die Möglichkeit der Realisierung dieser für die Heizsaison 2014/2015.

Mithilfe der Prozesssimulation werden auch noch Regelungsstrategien entworfen, die bei einer praktischen Umsetzung zu einer Reduzierung der Verluste führen. Generell sind die Simulationstools derart aufgesetzt, dass sie bei Bedarf auch an andere Anlagen angepasst werden können. Somit ist es mit den im Projekt entwickelten Werkzeugen möglich, in weiterer Folge auch Optimierungen anderer Fernheizwerke bzw. –kraftwerke vorzunehmen.

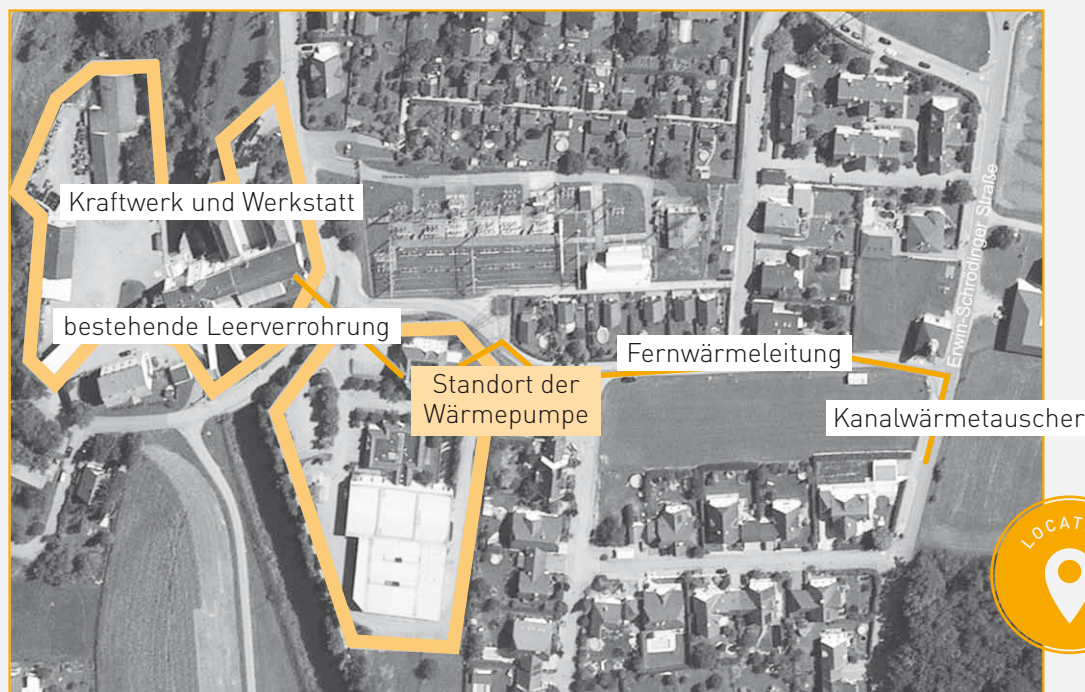
DREI GUTE GRÜNDE FÜR DAS PROJEKT

- verminderter Rohstoffverbrauch: Durch die Gewinnung der Kondensationswärme aus dem Rauchgas wird der Verbrauch an Brennstoff im gleichen Ausmaß gesenkt
- erhöhte maximale Wärmeauskopplung: bei Volllast erhöht sich die maximale Wärmeauskopplung aus dem FHKW um die aus der Kondensation gewonnene Wärme
- Ein optimierter Anlagenbetrieb wird durch die aus der Prozesssimulation abgeleiteten Regelungsstrategien erreicht





Projektleitung: FRANZ ZACH
Österreichische Energieagentur



„Auch für Fernwärme- und Fernkältenetze ist Abwasserenergie von Bedeutung. Speziell wenn die vorhandenen Wärme- und Kältequellen nicht ausreichen kann Abwasserenergie eine gute Ergänzung sein. Besonders hinsichtlich Wärme muss aber auf die vielfach zu hohen Temperaturen in Fernwärmenetzen (weit über 100°C) Bedacht genommen werden. Sinnvoll ist dies daher v.a. lokal dort, wo Niedertemperatur-Wärmebedarf gegeben ist (zB. einige Sekundärnetze der Fernwärme Wien).“ PROJEKTLITER FRANZ ZACH

Energie aus Abwasser – Einbindung in regionale Energieversorgungskonzepte

ABWASSERWÄRME- UND -KÄLTENUTZUNG MITTELS HOCHEFFIZIENTER GROSSWÄRMEPUMPEN

Die Motivation, sich mit thermischer Abwassernutzung zu beschäftigen, ist, dass die Wärme aus der Warmwasserproduktion von Haushalten und Gewerbe in Österreich derzeit zum größten Teil ungenutzt in den Kanal gelangt. In der Schweiz, Skandinavien und auch in Deutschland existieren aber bereits viele realisierte Projekte, die zeigen, dass sich aus dem Abwasser verlässlich und effizient erhebliche Mengen thermischer Energie gewinnen lassen.

Im ersten Projekt wurden der Stand der Technik (bestehende Anlagen), die Möglichkeiten der Energierückgewinnung aus dem Abwasser mittels Wärmepumpen, die rechtlichen Rahmenbedingungen und das Potenzial näher untersucht sowie Machbarkeitsstudien an ausgewählten Orten in Österreich durchgeführt. Der erste Teil des Beitrags präsentiert die erzielten Ergebnisse bzw. Erkenntnisse.

Im zweiten Teil werden die Ziele und die erwarteten Ergebnisse des aktuellen Projektes beschrieben.

Warum Abwasserenergie?

Häufiges Problem bei Standard-Wärmequellen für Wärmepumpen (va. Luft) ist die niedrige Temperatur während der Hauptheizperiode. Abwasser hat das ganze Jahr über oft eine Temperatur um oder über 10°C. Dies ist optimal für Wärmepumpen: So können höhere Jahresarbeitszahlen erreicht werden bzw. sind höhere Temperaturen realisierbar.

Die Verfügbarkeit anderer Wärmequellen ist in dicht verbauten Gebieten oft beschränkt bzw. bei Außenluft aus Schallschutzgründen problematisch. Abwasserenergie weist eine gute örtliche Korrelation zwischen

Angebot und Nachfrage auf: Dort, wo Abwasser anfällt, befinden sich auch Wärme- bzw. Kälteabnehmer. Die Temperaturen des Abwassers im Sommer eignen sich oft für effiziente Kühlung. Durch Einbeziehung des Kühlbedarfs kann die Anlage wirtschaftlicher betrieben werden. Besonders energiesparend ist „Free Cooling“: Wenn die Abwassertemperatur unter der Kühlflächentemperatur liegt, wird durch bloße Zirkulation des Wärmemediums ohne Wärmepumpe aufgrund des natürlichen Wärmegefälles Wärmeenergie aus dem Gebäude transportiert. Das Gegenstück – Free Heating – ist dann möglich, wenn die Abwassertemperatur die im Gebäude notwendige Vorlauftemperatur für die Heizflächen übersteigt.

Es geht nicht darum, in Konkurrenz mit anderen Wärmequellen für Wärmepumpen zu treten, sondern darum, das vorhandene Abwärmepotenzial in unserer Umwelt in Zukunft noch besser nutzen zu können und EnergiekundInnen, die sich für eine Wärmepumpe interessieren, erweiterte Möglichkeiten zu bieten.

Varianten der thermischen Abwassernutzung

Die Energieentnahme kann entweder aus dem Kanal (ungereinigtes Abwasser) oder im Ablauf der Kläranlage (gereinigtes Abwasser) erfolgen. Für große Objekte gibt es die Möglichkeit der Direktnutzung des eigenen Abwassers über einen Sammelschacht.

Bei Nutzung des Kanalabwassers kann entweder ein speziell angefertigter Wärmetauscher direkt in den Kanal verlegt werden (siehe Abb. „Abwasserwärmetauscher Amstetten“), oder das Abwasser wird aus dem Kanal geleitet, vorgereinigt und zu einem externen



1

Wärmetauscher geleitet. Anschließend wird das Abwasser wieder in den Kanal zurückgeleitet. Neben der Abwassertemperatur sind jedoch viele andere Aspekte zu beachten, auf die nun eingegangen wird.

Thermische Abwassernutzung

Herausforderungen und Voraussetzungen

Damit die thermische Abwassernutzung – sowohl aus technischer und wirtschaftlicher, aber auch aus Sicht der Abwassertechnik bzw. des Gewässerschutzes – einsetzbar ist, müssen bestimmte Voraussetzungen erfüllt sein, die bei anderen Heizungs- bzw. Kühlsystemen nicht gestellt werden. Die Planung ist relativ komplex (verglichen z.B. mit Gasheizungen), daher braucht es längere Vorlaufzeiten, höhere Anfangsinvestitionen und viel Know-how.

Wirtschaftlichkeit

Bei der Nutzung von Abwasser als Energiequelle fallen vergleichsweise hohe Anfangskosten an; im Gegenzug sind die Betriebskosten eher niedrig. Anlagen zur Nutzung von Abwasserenergie können ab ca. 100 kW wirtschaftlich sein, da die spezifischen Investitionskosten mit der Größe der Anlage sinken. Daher eignet thermische Abwasserenergie v.a. für Gebiete mit hoher Energienachfragedichte oder große Objekte. Synergieeffekte können bei Neubauten bzw. dort genutzt werden, wo Investitionen in Kanalisation, Gebäudetechnik etc. anstehen.

Vorteilhaft sind die Nähe zu einer Kläranlage oder einem Kanal (< 1 km, oft auch mehr; abhängig von Anlagengröße und Gelände) mit genügendem Trockenwetterabfluss (ca. ab 10 l/s; je mehr, desto kontinuierlicher wird der Abwasserfluss) sowie Niedertemperaturheizsysteme.

Thermische Abwassernutzung aus siedlungswasserwirtschaftlicher Sicht

Ein wesentlicher Punkt ist die Berücksichtigung der Interessen der Abwasserwirtschaft: Durch die Nutzung von Abwasserenergie wird in Kanäle und/oder Klär-

anlagen eingegriffen. Die Abkühlung des Abwassers vor der Kläranlage kann die Funktion der Kläranlage negativ beeinträchtigen. Die Erwärmung der Gewässer durch Kältenutzung ist für Wasserlebewesen u.U. problematisch. Die Auswirkungen müssen stets für den Einzelfall geprüft werden.

Für Kanalwärmetauscher muss im Kanal eine ausreichende Abflussreserve vorhanden sein und während der Bauphase muss die Vorbeileitung des anfallenden Abwassers möglich sein.

In jedem Fall sind Zustimmungen des Kanal- und des Kläranlagenbetreibers notwendig. Nach Erfahrungen aus der Schweiz kommen für die Wärmenutzung nach der Kläranlage Anlagen ab 2.000 – 3.000 und aus dem Kanal ab rund 5.000 – 10.000 angeschlossenen EinwohnerInnen in Frage.

Rechtliche Rahmenbedingungen

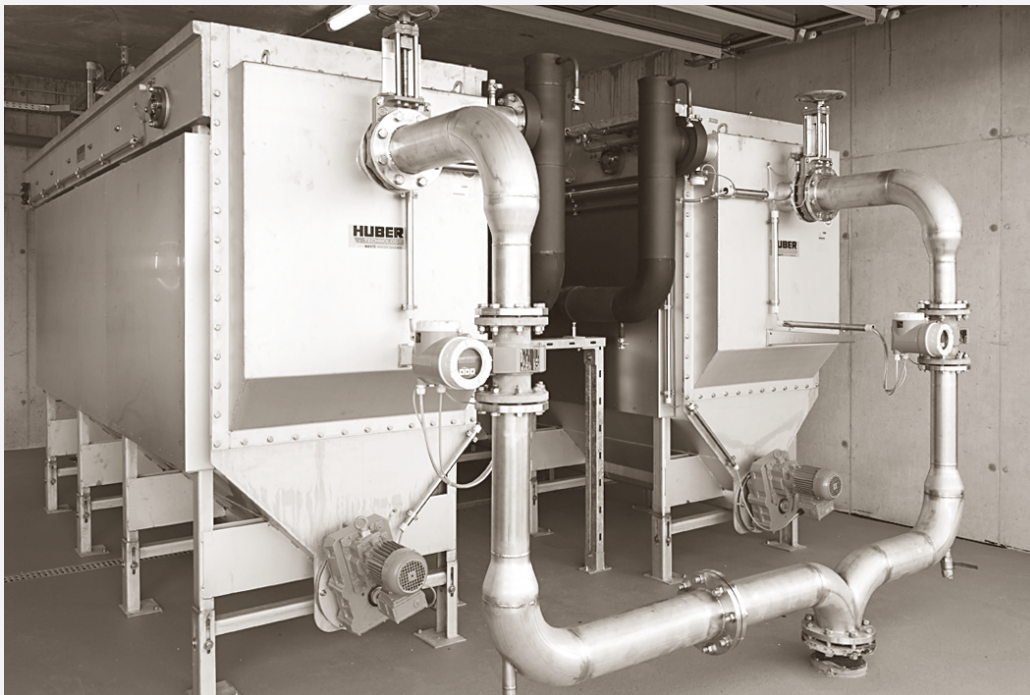
Zentraler Punkt bei den rechtlichen Rahmenbedingungen ist die wasserrechtliche Bewilligung, über die von der zuständigen Behörde auf Basis von Sachverständigengutachten entschieden wird. Dabei sind die Auswirkungen auf Kanal und Kläranlage wesentlich. Aufgrund der Neuheit des Themas besteht aber derzeit noch Interpretationsspielraum, sowohl in der Frage der Zuständigkeit als auch bei der Beurteilung der Bewilligungsfähigkeit. Die Bewilligungspflicht hingegen steht außer Frage. Zentrale Ergebnisse der rechtlichen Analyse sind:

- Anlagen zur thermischen Abwassernutzung im öffentlichen Kanal oder nach der Kläranlage sind in jedem Fall bewilligungspflichtig (Wasserrechtsgesetz WRG, § 32).
- Zuständig ist die Wasserrechtsbehörde, die je nach Größe und Lage der Anlage eine unterschiedliche sein kann (siehe Wasserrechtsgesetz WRG, § 98 ff).
- Es sind Nutzungsvereinbarungen mit Kanal- und/oder Kläranlagenbetreiber und eventuell betroffenen GrundeigentümerInnen einerseits sowie mit Errichtenden der thermischen Abwassernutzungsanlage andererseits zu schließen.

2



3



- 2 Wärmepumpe der Stadtwerke Amstetten
 - 3 externe Wärmetauscher
-

- Für den reibungslosen Ablauf wird die frühzeitige Kontaktaufnahme mit Kanal- und/oder Kläranlagenbetreiber, der Wasserrechtsbehörde sowie eventuell betroffenen GrundeigentümerInnen empfohlen.

Energiepotenzial

Bei der Berechnung des Potenzials muss man zwischen

- theoretischem Potenzial (wie viel Abwasser gibt es und wie stark kann dieses abkühlt werden)
- technischem Potenzial (welche Kanäle, Kläranlagen auf der einen und Abnehmer auf der anderen Seite eignen sich für die thermische Abwassernutzung) und
- wirtschaftlichem Potenzial (welcher Teil des technischen Potenzials lässt sich mit einer für die AkteurInnen vernünftigen Wirtschaftlichkeit/Amortisationsdauer realisieren)

unterscheiden. Von oben nach unten werden die Werte immer geringer und schwieriger zu ermitteln. Auf Österreich-Ebene kann man nur das theoretische Potenzial ohne übermäßigen Aufwand mit guter Genauigkeit bestimmen: Mit bivalenten Anlagen und 5 K Abwasserabkühlung ließe sich rund ein Achtel der österreichischen Wohnungen mit Abwasserwärme beheizen.

Dieses ließe sich aber nur nach der Kläranlage nutzen, weil 5 K Abkühlung vor der Kläranlage mit dem Gewässerschutz nicht vereinbar wären. Nach der Kläranlage ist man aber an deren Standorte gebunden, wobei dort nur selten hohe Wärmenachfrage herrscht. Dies ist eine der Einschränkungen, die bewirken, dass nur ein Teil des theoretischen Potenzials realisierbar ist. Eine andere Einschränkung ist die nicht immer gegebene Möglichkeit, Abwasser und Abnehmer mit einer Leitung zu verbinden.

Es wäre möglich alle Betriebe, die im Umkreis bis 2 km von der Kläranlage Platz hätten, mit Abwasserwärme nach der Kläranlage zu versorgen. Da diese Dichte

niemals erreicht werden wird, könnten potenzialmäßig auch wesentlich weiter entfernte Betriebe versorgt werden. Limitierend wirkt sich daher die Machbarkeit von Verbindungsleitungen aus, nicht das Energiepotenzial. In der Schweiz wurde 2008 ein wirtschaftliches Potenzial für Energie aus Abwasser von 2,5 % ermittelt.

Machbarkeitsstudie Amstetten

Insgesamt wurden im Projekt für 6 Standorte Machbarkeitsanalysen durchgeführt. Eine davon soll besonders hervorgehoben werden: Die Studie für die Stadtwerke Amstetten mündete noch innerhalb der Projektlaufzeit in einer fertigen Anlage, die nun seit über 1 Jahr problemlos und sehr effizient (Jahresarbeitszahl ca. 4,5) läuft. Das Betriebsgebäude der STADTwerke samt Werkstätten ist komplett mit Fußbodenheizung ausgestattet und daher gut für Wärmepumpen geeignet.

Eine Wärmepumpe versorgt über Pufferspeicher und ein Niedertemperatur-Nahwärmenetz das Betriebsgelände mit Heizenergie. Als Energiequelle dient das Abwasser aus einem ca. 210 m entfernten Verbandssammler des GAV Amstetten. Aus diesem wird über einen Kanalwärmetauscher Energie gewonnen. Die Anlage wurde auch zur Kühlung der Gebäude ausgelegt. Die vorhandenen Gaskessel werden als Backup-System bzw. zur absoluten Spitzenlastabdeckung (99,9 % erbringt das WP-System) beibehalten. Die Abwasserenergieanlage wird über die zentrale Leittechnik gesteuert und überwacht.

Die Gesamtanlage ging Anfang Oktober 2012 in Betrieb. Wegen der hohen Abwassertemperaturen wurde die Anlage adaptiert, damit in der Übergangszeit direkt, also ohne Einsatz der Wärmepumpe, geheizt werden kann. Da das Abwasser bei der Kläranlage nur um ca. 0,15°C abgekühlt wird und die Abwassertemperatur nie unter 14°C sinkt, ist keine Beeinträchtigung des Kläranlagenbetriebs zu erwarten.

Die Investitionskosten betrugen ca. € 240.000.-.

Im ersten Betriebsjahr ergibt sich eine Ersparnis von ca. € 20.500.- bzw. 72 % gegenüber dem Gaskesselbetrieb. Die Amortisationsdauer beträgt 12 Jahre.

Technische Daten

TABELLE 1

Max. VT Nahwärmenetz	45°C
Wärmepumpe	OCHSNER ISWS210ER2
Heizleistung	228 kW
(Leistungszahl) COP	5,4
Kanalwärmetauscher Uhrig ThermLiner:	
Gesamtlänge	ca. 42 m
überströmte WT-Fläche	37 m²
Entzugsleistung	186 kW
Abwasserkanal Eiprofil	900/1350 mm
Trockenwetterabfluss minimal	130 l/s
Trockenwetterabfluss maximal	342 l/s
CO ₂ -Reduktion	54,40 t/a bzw. 72,43 %

Neues Projekt „Abwasserenergie – Einbindung der abwassertechnischen Infrastruktur in regionale Energieversorgungskonzepte“

Im gerade laufenden Projekt möchte das Projektteam die abwassertechnische Infrastruktur, also in erster Linie Kanäle und Kläranlagen, bei der Entwicklung von Energieversorgungskonzepten miteinbinden. Die Nutzung der thermischen Abwasserenergie soll also nicht mehr auf Einzelinitiativen und daraus entstehende Einzelprojekte beschränkt sein, sondern bei der Erstellung von raumplanerischen und/oder Energiekonzepten soll diese Form der Energie(rück)gewinnung von Anfang an mitbedacht werden. Die Anlagenoptimierung sowie Programme zur erfolgreichen Umsetzung bilden weitere Schwerpunkte.

Raumplanung

Ziel ist es, bei der Raumplanung in Zukunft die optimale Nutzung von Abwasserenergie mitzubedenken. Weiteres Ziel ist das Design eines Planungsprozesses für Abwasserenergiegewinnungsanlagen zur frühzeitigen Einbindung relevanter Stakeholder.

Initialisierungsprogramm

Abwasserenergie wird im Ausland zT. bereits seit 30 Jahren mit Erfolg angewendet und hat insbesondere in der Schweiz und in jüngster Zeit auch in Baden-Württemberg eine recht starke Verbreitung erreicht. In diesem Projekt werden das Know-how und die Erfahrungen aus dem Ausland erfasst, ausgewertet und die Übertragbarkeit auf Österreich untersucht. Insbesondere gilt dies auch für die Förderinstrumente sowie die gesetzlichen Instrumente (u.a. Energieplanung) zur Umsetzung.

Optimierte Planung

Um Abwasserreinigungsanlagen als Energiezentralen entsprechend planen zu können, werden untereinander gekoppelte Planungstools entwickelt. Basis ist ein GIS-Werkzeug, das Input-Daten für ein Optimierungswerkzeug liefert, das auf der „Prozessnetzwerksynthese“ beruht. Ziel ist das Ermitteln wirtschaftlich optimaler Technologienetze.

Darin werden folgende Bereiche definiert:

- vorhandene Ressourcen in und um die Abwasserreinigungsanlage (u.a. nutzbare Wärme im Abwasser, Klärgas, biogene Abfälle, verfügbare Flächen...) und deren Kosten,
- Technologien, die diese Ressourcen verarbeiten können (u.a. Wärmepumpen, KWK-Anlagen, PV-Anlagen, Gasreinigungsanlagen...) und deren Kosten,
- Produkte, die sich aus den definierten Ressourcen und Technologien ergeben (in erster Linie Wärme und Strom und ev. gereinigtes Gas zur Einspeisung ins Gasnetz) und deren Preise, sowie
- die Möglichkeit der Abnahme dieser Produkte auf bzw. rund um die Anlage (zB. durch ein angrenzendes Gewerbegebiet).

Diese Werkzeuge werden an drei Fallbeispielen erprobt. und entsprechend den Testerfahrungen angepasst.

Integriert ist auch eine Nachhaltigkeitsbewertung der ermittelten Technologienetzwerke, basierend auf der Methodik des „Sustainable Process Index“.

Optimierung der Anlageneffizienz

Die Anlageeffizienz der Abwasserenergieanlage der Stadtwerke Amstetten wird im Zuge des Projekts optimiert.

Dazu wird eine Energieflussanalyse aus den laufenden Monitoringdaten aus der GLT durchgeführt und speziell die Anlageneffizienz als Funktionen der Temperaturen, Durchflüsse und el. Energieverbrauch der Umwälzpumpen und Verdichter analysiert. Zusätzlich wird der Kanalarinnen-Wärmetauschers in Abhängigkeit des Verschmutzungsgrades durch Sielhautbildung auf dessen Effizienz untersucht.

Webseite

In Kürze wird unter www.abwasserenergie.at eine nationale Online-Plattform zum Thema Thermische Energienutzung aus Abwasser zur Verfügung stehen.

DREI GUTE GRÜNDE FÜR DAS PROJEKT

- Das Potenzial aus Abwasser Wärme und Kälte zu gewinnen ist groß, aber derzeit wird es so gut wie gar nicht genutzt.
- Im benachbarten Ausland hat man schon zahlreiche Erfahrungen mit dieser Technologie gemacht, die sich nun auf Österreich übertragen lassen.
- Durch die höhere Vielfalt an Optionen zur Nutzung einer Wärmepumpe wird die Abhängigkeit von Energieimporten aus dem Ausland reduziert und die Wertschöpfung im Inland erhöht.





Projektleitung: DANIEL REITER
Salzburg AG für Energie, Verkehr
und Telekommunikation



„Smarte“ Nah- und Fernwärmenetze sind ein wichtiges Element der Energieinfrastruktur von morgen, da sie signifikante Erhöhungen der (Primär-)Energieeffizienz und Reduktionen der CO₂-Emissionen ermöglichen. Neben innovativen Planungs- und Finanzierungsinstrumenten, der Reduktion der Temperaturniveaus im Netz, der Optimierung der Schnittstellen zu anderen Energiesystemen und einem intelligenten Netzbetrieb wird die Einbeziehung der Verbraucher zunehmend wichtig.“ PROJEKTLITER DANIEL REITER

Smart Grids Modellregion Salzburg - Smart Heat Networks

WIE EIN "SMARTES" FERNWÄRMENETZ AUSSIEHT UND WELCHE BETRIEBS- UND REGULINGSSTRATEGIEN LASTSPITZEN REDUZIEREN

Problemstellung

Stark ausgeprägte tageszeitliche Lastspitzen (insbesondere Morgen- und Abendspitzen) stellen ein wesentliches Problemfeld für den Betrieb von Nah- und Fernwärmenetzen dar und weisen somit entsprechendes Verbesserungspotenzial auf. Meist müssen zur Abdeckung dieser Lastspitzen Spitzenlasterzeuger vorgehalten und in Betrieb genommen werden. Diese werden aus Kostengründen in der Regel fossil (mit Gas oder Heizöl) befeuerte, reine Wärmeerzeuger (dh. ohne Kraftwärmekopplung) ausgeführt. Der Betrieb dieser Spitzenlastkessel verschlechtert die ökonomische (hohe spezifische Wärmekosten durch geringe Auslastung und teure Brennstoffe) und ökologische (hohe spezifische CO₂-Emissionen) Performance der Nah- und Fernwärmesysteme. Es ist daher zielführend eine Reduktion von bzw. einen vollständigen Verzicht auf den Einsatz von Spitzenlastkesseln durch produktions- oder konsumseitige Maßnahmen – wie intelligente Betriebs- und Regelungsstrategien – anzustreben.

Zielsetzung

Ziel des Projekts war es, eine gesamtheitliche Übersicht über vielversprechende Smart Grid Ansätze in Nah- und Fernwärmenetzen zu gewinnen und deren Potenzial zu evaluieren. Der Fokus lag dabei auf intelligenten Betriebs- und Regelungsstrategien zur Reduktion der tageszeitlichen Lastspitzen. Die betrachteten Konzepte weisen Parallelen zu elektrischen Smart Grids auf und reichen von der regelungstechnisch optimierten Integration von zentralen und dezentralen Wärmespeichern, der Nutzung des Netzes und der Gebäude als

Speicher bis zur Lastverschiebung bei den KundInnen. Diese Strategien wurden beispielhaft anhand eines ausgewählten Nahwärmenetzes mittels Netzsimulation und Modellrechnungen evaluiert um erste Erfahrungen zu sammeln, methodische Konzepte zu entwickeln und grundlegende Hypothesen zu erstellen. In einem nächsten Schritt wurden diese Aussagen anhand des städtischen Netzes in Teilen verifiziert und die Übertragbarkeit bestimmter Maßnahmen geprüft. Darüber hinaus wurde mit Hilfe der Smart City versucht, eine allgemeingültige Definition von intelligenten Fernwärme- und Fernkältenetzen zu erstellen.

Zusammenfassung der wesentlichen Projektergebnisse

Intelligente Fernwärmenetze

Die Definition für „intelligente“ bzw. „smarte“ Maßnahmen im Fernwärme- bzw. Fernkältenetz (im Allgemeinen auch als „thermische Netze“ bezeichnet) wird aus drei Perspektiven festgelegt: a) Smart Grids: Management von Stromnetzen, b) Niedertemperaturfernwärme: Anpassung des Temperaturniveaus und c) Smart Cities: ganzheitliche Betrachtungsebene. Es wurde eine Definition für „smart thermal networks“ erstellt, die folgendes Maßnahmenbündel inkludiert:

- A *Intelligenter Netzbetrieb*: Lastprognose, Integration und Management von Speichern, Nutzung des Netzes als Speicher, Teilbetrieb des Netzes, Lastverschiebung, hydraulische Optimierungen

- B *I*: Energiefeedback und Anreiztarife basierend zB. auf Smart (Heat) Metering, selbstbestimmter Komfort
- C *Temperaturniveau Anpassung*: Optimierung der Rücklauftemperatur, verteilte Niedertemperatur-Mikro-Netze, kaskadische Wärmeenergienutzung
- D *Innovative Planungs- und Finanzierungsinstrumente*: Energieraumplanung, Finanzierungs- und Geschäftsmodelle, legistische Rahmenbedingungen
- E *Schnittstellen zu anderen Energiesystemen*: Optimierte Kombination von Technologien (KWK und WP), Erhöhung der Flexibilität für elektrische Smart Grids durch thermisch-elektrische Kopplung, Optimierung Kraftwerksfahrplan

Innerhalb des Projektes wurden **ausgewählte Maßnahmen mit Hilfe von Modellrechnungen und Simulationsuntersuchungen anhand eines Beispielnetzes näher analysiert und die Übertragbarkeit auf andere Netze bewertet.**

Konsumseitige Maßnahmen

Charakterisierung der Verbraucher: Für die Analyse unterschiedlicher Maßnahmen wurde das Fernwärmenetz Altenmarkt im Pongau ausgewählt. Die angeschlossenen Verbraucher wurden mit Hilfe von unterschiedlichen Datenquellen bewertet. Zusätzlich wurde eine Begehung durchgeführt. Es wurden Algorithmen zur Prüfung der Integrität und Plausibilität der Monitoringdaten entwickelt, sowie Maßnahmen zur Datenkorrektur.

Lastverschiebung: Die Nachtabsenkung ist eine übliche Maßnahme zur Reduktion des Energiebedarfes in Gebäuden. Der zeitgleiche Wechsel vieler Verbraucher zwischen Nacht- und Tagsollwert verursacht jedoch erhebliche Spitzenlasten im Netz.

In diesem Projekt wurde eine Strategie zur Optimierung der Heizzeiten der Gebäude zur Reduktion der Spitzenlast entwickelt. Dazu wurde das thermische Verhalten der Gebäude mit Hilfe von vereinfachten Gebäudesimulationen ermittelt und mit vorhandenen Monitoringdaten validiert. Die so erstellten Lastprofile

wurden mit Hilfe eines Optimierungsalgorithmus so verschoben, dass in der Simulation des Modellnetzes Altenmarkt im Pongau im Idealfall **Spitzenlastreduktionen von bis zu 30%** erzielt werden konnten.

Die Wirksamkeit der Lastverschiebung ist abhängig von der vorliegenden Gebäudestruktur. So ist diese insbesondere dann sinnvoll, **wenn viele Gebäude mit geringen Aufheizzeiten am Fernwärmenetz angeschlossen sind.** Neben einer geringen thermischen Masse ist das vor allem dann der Fall, wenn die Anschlussleistung der Übergabestation überdimensioniert ist.

Obwohl nicht im Antrag vorgesehen, wurde der experimentellen Umsetzung bestimmter Maßnahmen ein Mehrwert zugeordnet. Bei der Fernsteuerung der Übergabestationen im Fernwärmenetz Altenmarkt stellte sich jedoch heraus, dass oftmals die **sekundärseitige Regelung im Gebäude die primärseitige Anforderung z.T. überschrieben hat und die Steuerung somit unwirksam ist.**

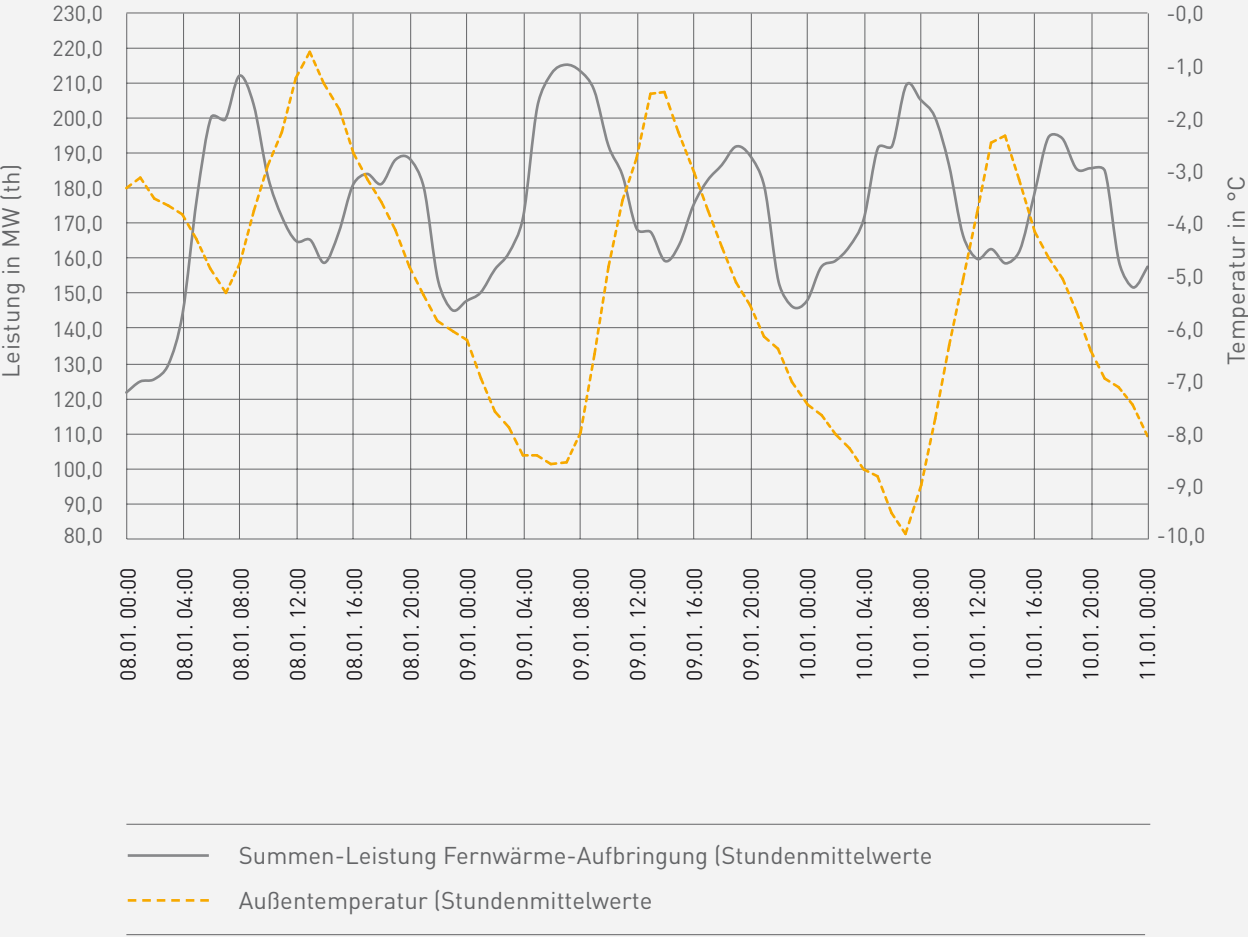
Produktionsseitige Maßnahmen

Adaptive Vorlauftemperaturregelung: Das Volumen des Fernwärmenetzes kann zu einem gewissen Grad selber als Speicher genutzt werden. Bei einer alleinigen Vorlauftemperaturerhöhung („No DP Regler“, siehe Abb. 4) ist die Speicherkapazität des Netzes allerdings limitiert – aufgrund des unveränderten Heizwärmebedarfs gleicht die Gebäuderegelung die Erhöhung der Vorlauftemperatur zeitverzögert mit einer Reduktion des Massenstroms aus.

Bei dem hier entwickelten Regelungsalgorithmus (finaler Regler) werden vor der Lastspitze ggf. vorhandenen Bypässe im Netz geöffnet um so den Massenstrom im Netz vor der Lastspitze steigern zu können und somit über den Bypass den Rücklauf zur Speicherung der Energie nutzen zu können. Hierdurch können in der Simulation des Modellnetzes Altenmarkt im Pongau die **Spitzenlast um bis zu 15% reduziert werden.** Da vergleichsweise geringe Investitionen zur Umsetzung dieser Regelungsstrategie notwendig sind, ist die Vorlauftemperaturregelung besonders effizient.

Lastgang Fernwärmenetz
[Salzburg, Jänner 2009]

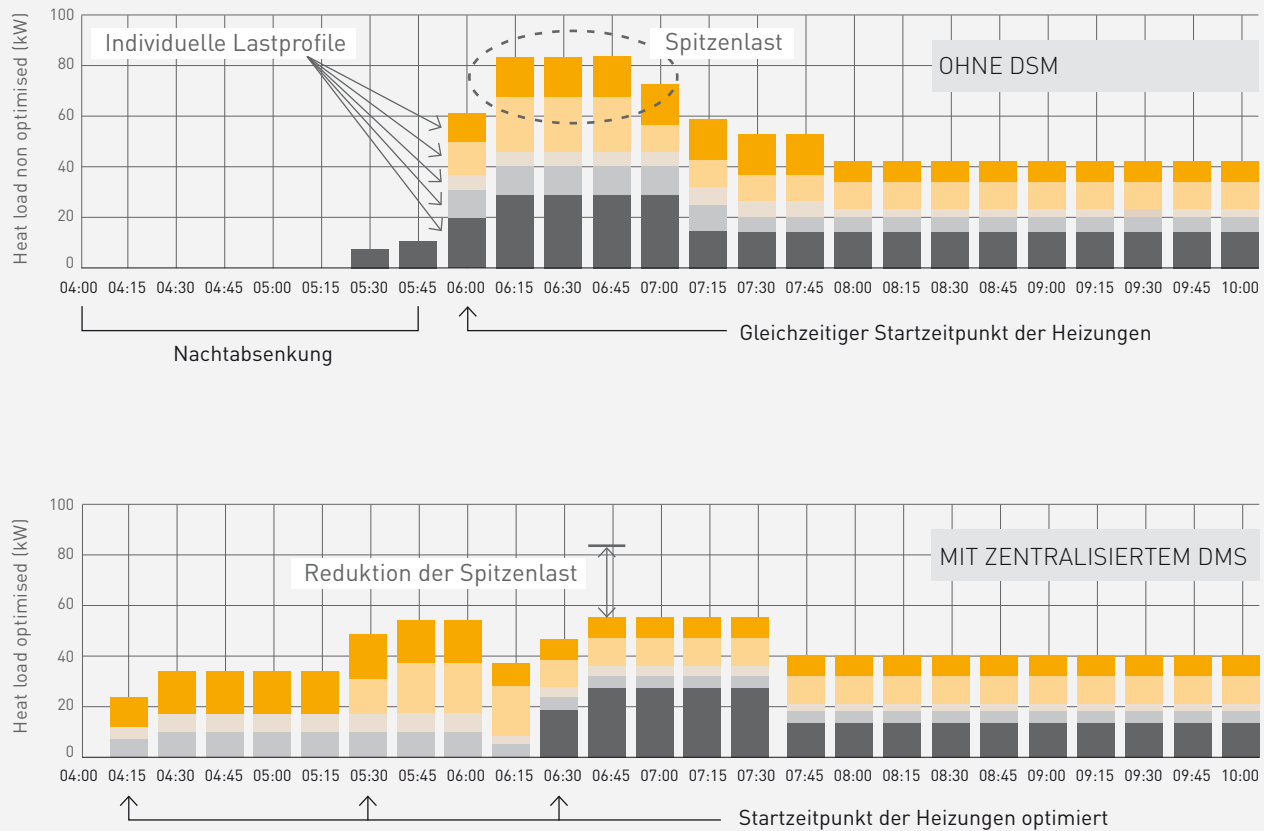
ABBILDUNG 1





Staffelung der Einschaltzeiten der Heizung in einem vereinfachten Fallbeispiel mit 5 Gebäuden

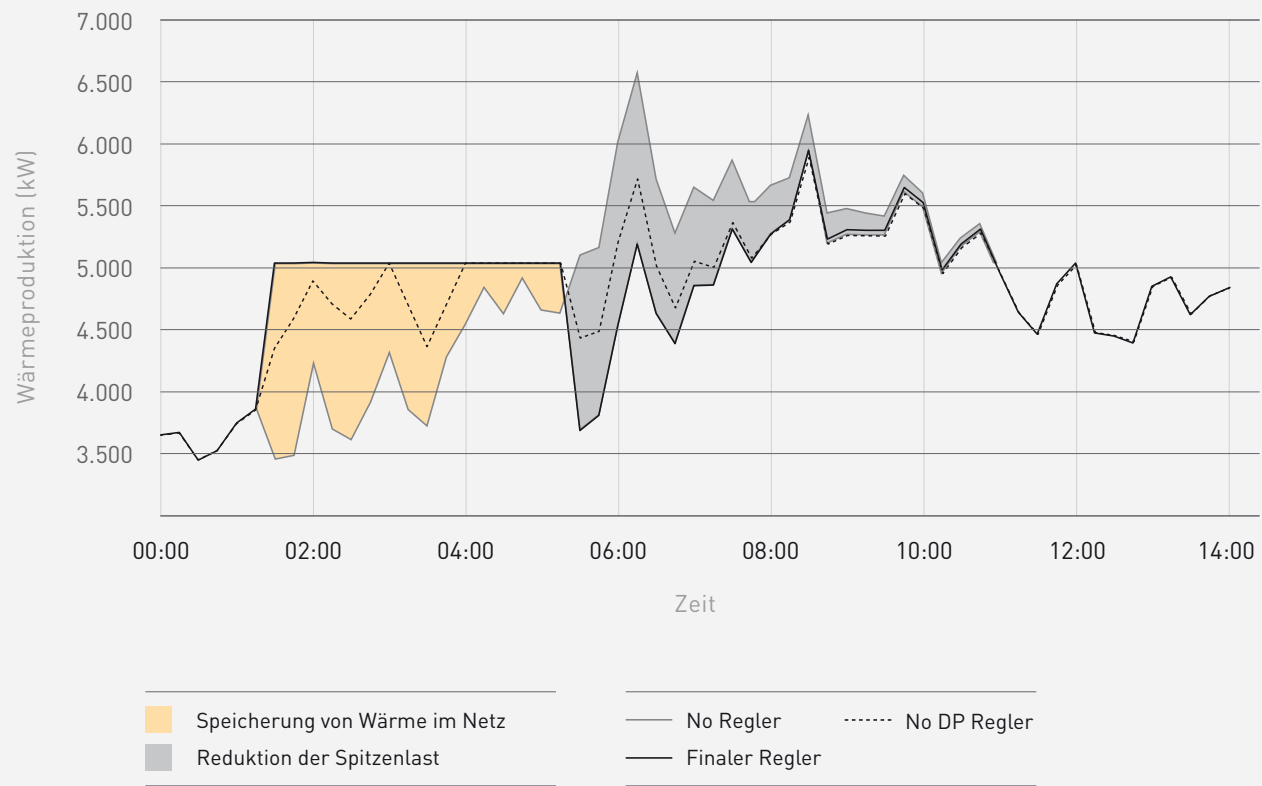
ABBILDUNG 3



oben: Ohne Steuerung des Startzeitpunktes der Heizung treten hohe Spitzenlasten auf,
 unten: der Startzeitpunkt der Heizung wird für eine maximale Reduktion der Spitzenlast optimiert.

Adaptive Vorlauftemperaturregelung

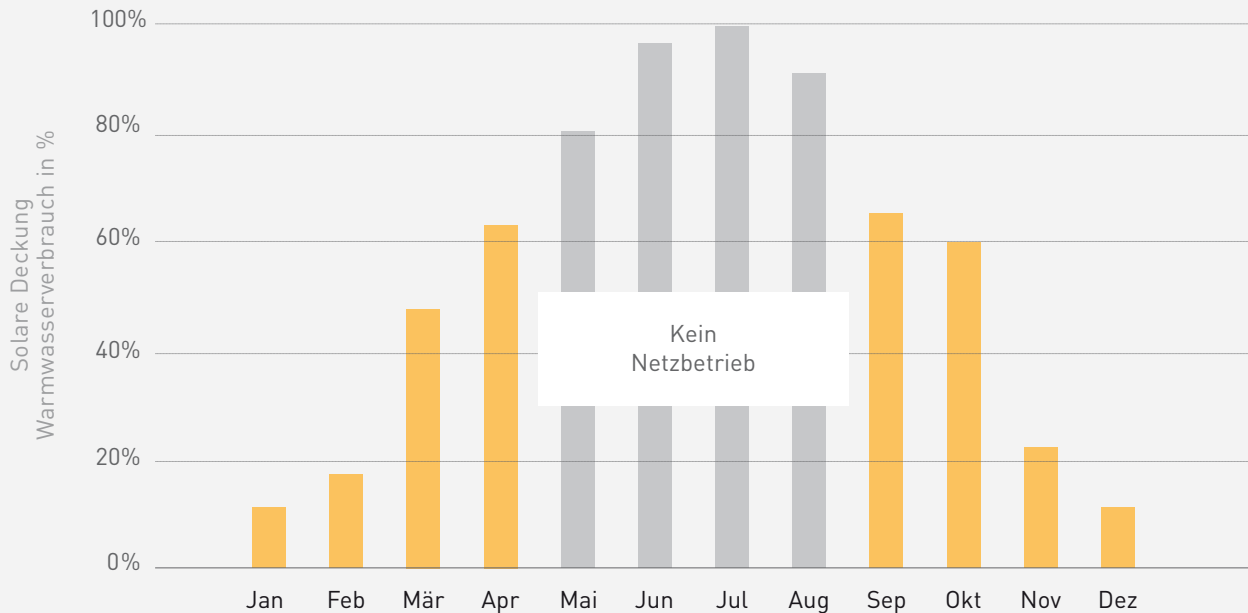
ABBILDUNG 4



Wärmeproduktion im Referenzszenario (No Regler),
kein PD Regler, finaler Regler

Solarer Deckungsgrad für den Warmwasserverbrauch

ABBILDUNG 5



Ein Nachteil dieser Maßnahme sind die aufgrund des Temperaturwechsels hervorgerufenen zusätzlichen Lastwechsel in den Komponenten des Fernwärmenetzes, die eine erhöhte Belastung darstellen und wodurch ein vorzeitiges Versagen hervorgerufen werden kann.

Einsatz von Speichern: Modellrechnungen mit vereinfachten Annahmen zeigen, dass der Einsatz von im Netz verteilten Speichern die Spitzenlasten reduzieren kann, aber sehr hohe Investitionskosten nach sich zieht, wodurch die Rentabilität der Maßnahme gering ist.

Vielversprechender ist die Installation eines zentralen Speichers, wodurch bei gegebenen Investitionskosten höhere Reduktionen der Spitzenlasten erreicht werden, als bei verteilten Speichern. Im Allgemeinen kann festgestellt werden, dass eine geringe Anzahl an Lastzyklen und geringe Kosten fossiler Energieträger die Wirtschaftlichkeit von Speichern reduzieren.

Teilnetzbetrieb

Um die relativen Wärmeverteilungsverluste in der Fernwärme in den Sommermonaten zu reduzieren, wurden anhand eines Fallbeispiels verschiedene Varianten mittels Modellrechnungen betrachtet. Hierbei stellte es sich heraus, dass eine Reduktion der Temperaturen im Netz nach Anlassfall sehr interessant ist, insbesondere bei abgeschlossenen Bauprojekten. Eine Stilllegung gewisser Netzabschnitte in den Sommermonaten ist dann interessant, wenn das Warmwasser im Sommer effizient und nachhaltig erzeugt werden kann. **Die Nutzung von Solarthermie in diesen Zeiten hat den Vorteil, dass vorhandene Sonnenenergie im vollen Umfang genützt wird.** Jedoch reduziert sich die Rentabilität für den Wärmenetzbetreiber. Konservative Maßnahmen, wie die Erhöhung der Dämmung, sind ebenfalls sehr effizient.

Evaluierung des Umsetzungspotenzials für andere Wärmenetze: Stadt- und Landnetze

TABELLE 1

Maßnahme	Relevanz für Landnetze	Relevanz für Fernwärme Stadt	Bemerkung
Nutzung des Netzes als Speicher durch Vorlauf-temperatursteuerung	Mittel bis niedrig – höhere spezifische Speicherkapazität – Zustand des Netzes besser bekannt	Niedrig – geringe spezifische Speicherkapazität – große Anzahl an Erzeugern, manche nicht bzgl. der Vorlauf-temperatur steuerbar – oftmals zentrale Speicher vorhanden	Netzseitige Restriktionen erlauben die Vorlauf-temperatursteuerung nur in begrenztem Ausmaß. --» Somit kann diese Maßnahme nur bedingt umgesetzt werden. Sie wäre aber jedenfalls attraktiv, um überlastete Netzteile zu entlasten.
Ausschaltung Nachtabenkung	Niedrig	Niedrig	Wenig Relevanz, Win-win-Situation schwierig herzustellen
Demand side management (Lastverschiebung)	Hoch (inkl. WW) Implementierungsmöglichkeiten klären	Hoch (inkl. WW) – Umsetzung bei den größten Verbrauchsanschlüssen	Lastabwurfmanagement der größten KundInnen, intelligente Steuerung des Warmwasserspeichers
Speicher zentral	Hoch	Hoch	Bei Landheizwerke jedenfalls prüfen; in der Stadt Salzburg ist bereits ein zentraler 27.000 m³ großer FW-Speicher vorhanden
Speicher dezentral	Niedrig	Niedrig	Jeder dezentrale Speicher reduziert die Lastspitze und Pumpenergie, wirtschaftlicher ist aber eine zentrale Lösung
Mikronetze Teilnetzbetrieb	Niedrig	Niedrig	Großteils zu hoher Material- und Regelungsaufwand (u.U. Einzelprüfungen)
Mikronetze: Optimierung Temperaturen & Bauteile	Hoch	Hoch	Rücklauf Temperatursenkung Stadtnetz, höchste Dämmstandards, am Land Doppelrohr/PEX Systeme erproben
Effizienz – Tarif (RL-Temperatursenkung)	Hoch (m³ basiert)	Hoch (m³ basiert)	Kein Investitionskosten nötig, sollte umgehend weiterverfolgt werden
RL-Temperatursenkung technische Maßnahmen	Hoch	Hoch	Detailstudie ergibt deutliches Potenzial zur Erhöhung der nutzbaren Abwärme

Hydraulikoptimierung

Es wurden unterschiedliche Maßnahmen zur Optimierung der hydraulischen Bedingungen in einem konkreten Teilnetz untersucht. Hierbei zeigte es sich, dass **Verbesserungen durch einen Ringschluss im Wesentlichen bei einem Teillastszenario** zum Tragen kommen und aufgrund eines hohen Druckverlustes die Übertragungsleistung eingeschränkt waren.

Tarifmodelle

Unterschiedliche Tarifmodelle können Anreize zur Effizienzsteigerung und Spitzenlastreduktion für KundInnen schaffen. Diese Maßnahme ist nahezu frei von Investitionen und kann maßgeblich zu einer Erhöhung der Effizienz beitragen. Eine ggf. vorliegende Langfristigkeit der Verträge kann als problematisch angesehen werden. Hierbei ist über neue Verträge ein Zusatznutzen für die KundInnen darzustellen, um eine Win-win-Situation zu erreichen.

Übertragung und Skalierung der Maßnahmen auf andere Fernwärmenetze

Die Skalierung bzw. Inter- und Extrapolation der hier entwickelten Betriebsstrategien und Regelalgorithmen aus dem Nahwärmenetz auf größere und komplexere Fernwärmenetze ist ein Risikofaktor, da sich die Netz-, Erzeuger- und Abnehmerstrukturen wesentlich unterscheiden. Im Rahmen dieses Projektes wurden für zwei Maßnahmen Korrelationen entwickelt, um diese auf andere Fernwärmenetze zu übertragen:

- die Nutzung des Netzes als Speicher und
- die Lastverschiebung.

Die anderen Maßnahmen werden ob deren **Relevanz für städtische Fernwärmenetze und für andere ländliche Netze** in Tabelle 1 zusammenfassend bewertet.

DREI GUTE GRÜNDE FÜR DAS PROJEKT

- Definition von „smarten“ Maßnahmen im Fernwärmenetz auf einer gesamtheitlichen Ebene
- intelligente Betriebsstrategien im Fernwärmenetz können die CO₂-Emissionen und die Betriebskosten signifikant reduzieren
- Bewertung der Relevanz der hier entwickelten Maßnahmen für Nah- und Fernwärmenetze

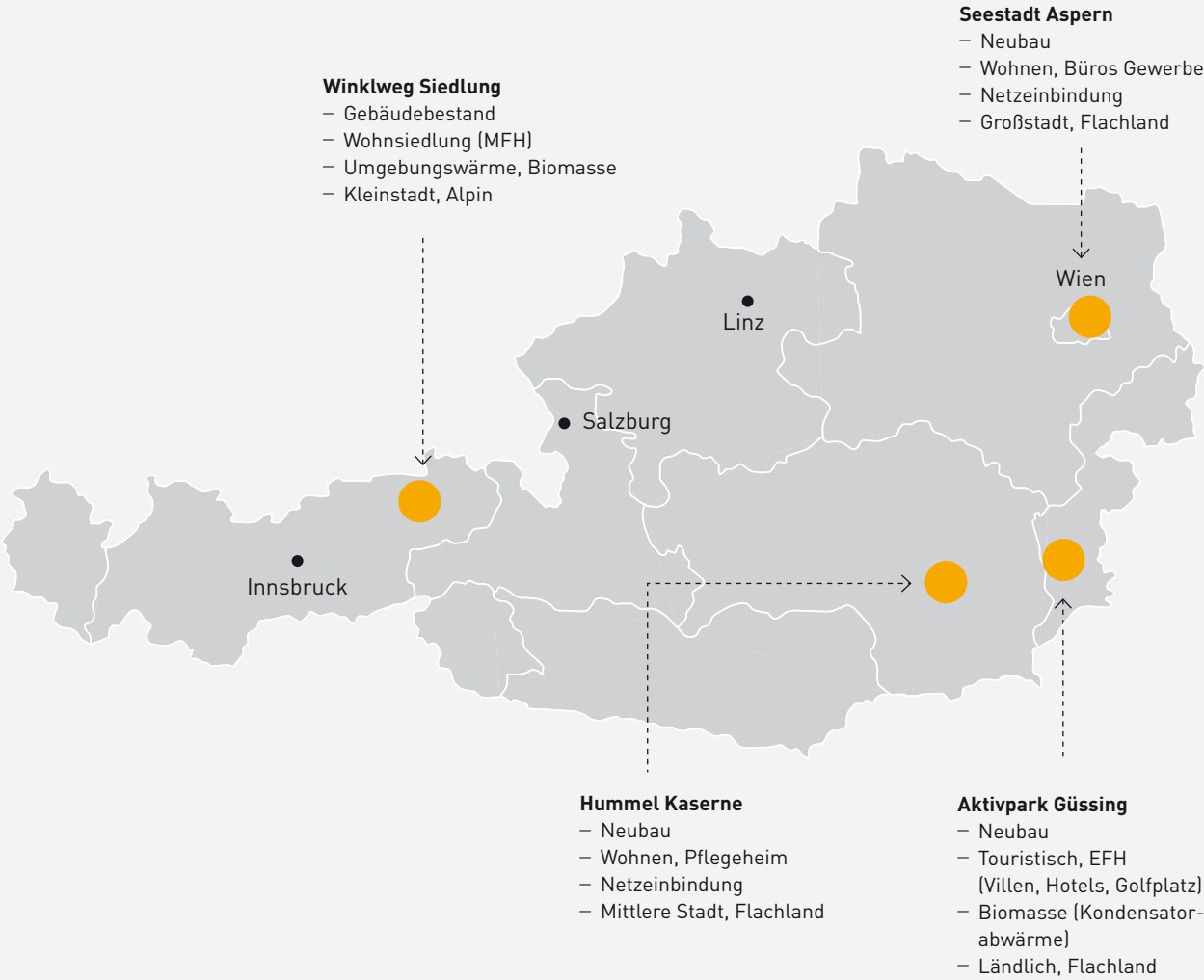




Projektleitung: RALF-ROMAN SCHMIDT
AIT Austrian Institute of Technology GmbH

Vier Fallbeispiele innerhalb der Projekte

ABBILDUNG 1



Fernwärme für Passiv- und Niedrigenergiehäuser mit niedrigen Vorlauftemperaturen

ENTWICKLUNG VON KONZEPTEN ZUR ÖKONOMISCH UND ÖKOLOGISCHEN OPTIMIERUNG
ERPROBUNG ANHAND VON VIER FALLBEISPIELEN

Ausgangssituation

Eine ökonomisch und ökologisch sinnvolle Deckung des geringen Raumwärmebedarfs von Passiv- und Niedrigenergiehäusern mit Fernwärme kann durch den Einsatz niedriger Vorlauftemperaturen erfolgen. Dieses resultiert in einer **Reduzierung der Wärmeverluste und der Netzinvestitionskosten**. Das Potenzial zur **Einspeisung von Wärmeenergie aus erneuerbaren Quellen und industrieller Abwärme** wird erhöht.

Zielsetzung

Ziel des Projektes ist es, ökologisch und ökonomisch sinnvolle Konzepte für Niedertemperaturfernwärmenetze für unterschiedliche Regionen Österreichs mit Hilfe der vier repräsentativen **Fallbeispiele Güssing, Wien, Wörgl und Graz** zu entwickeln. Hierbei werden unterschiedliche Kopplungsszenarien und Randbedingungen bzgl. der lokalen Abnahme und Produktion von Wärme, aber auch unterschiedliche wirtschaftliche Entwicklungen vergleichend betrachtet. Des Weiteren werden technische Lösungsmöglichkeiten zur hygienischen Bereitstellung von Warmwasser bei niedrigen Vorlauftemperaturen entwickelt und evaluiert.

Methodik

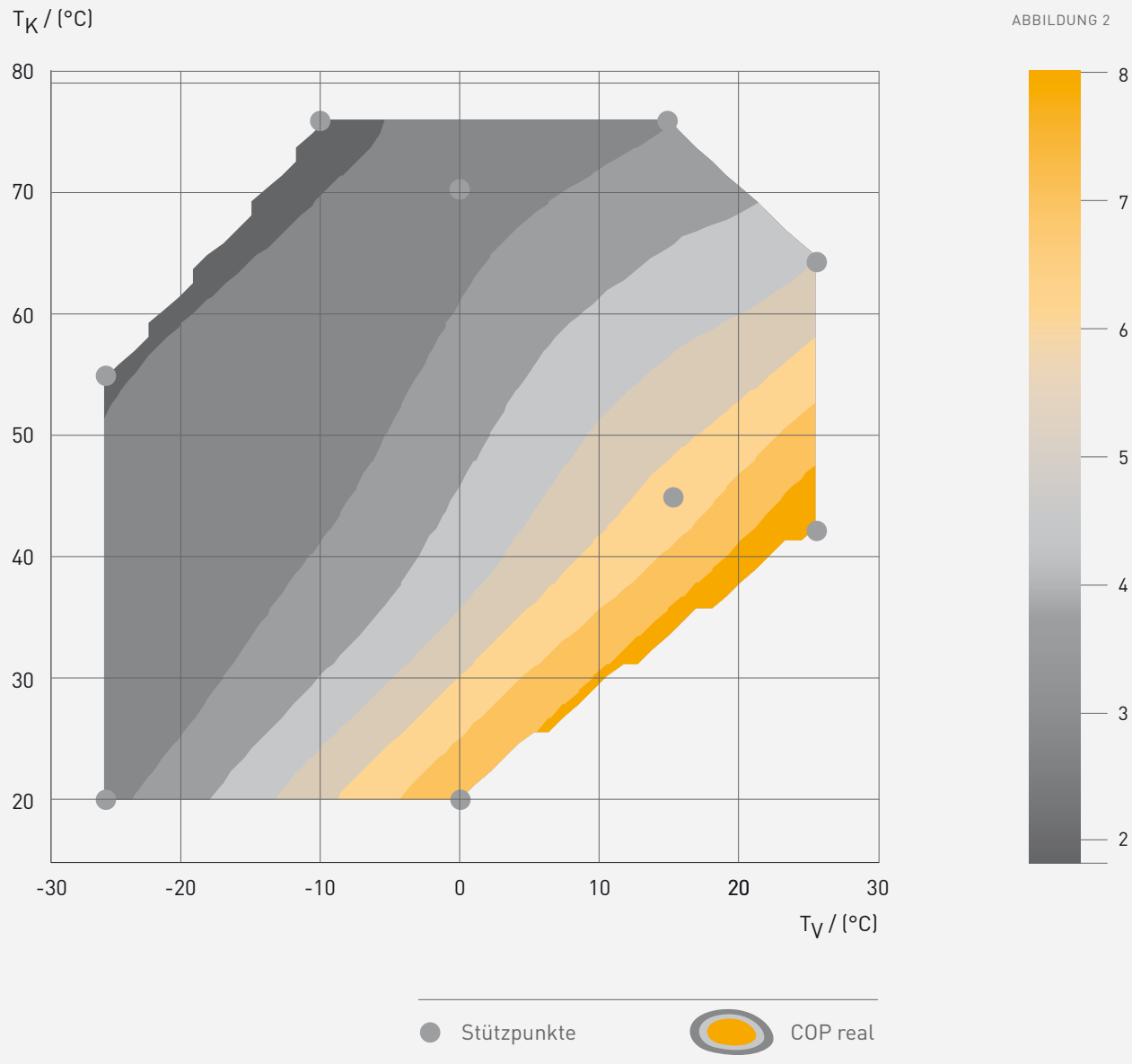
Wesentlicher Bestandteil des Projektes sind die Untersuchungen zur Umsetzung von Niedertemperaturfernwärmenetzen in vier ausgewählten Fallbeispielen, die für Österreich repräsentative Regionen und Situationen abdecken. Diese Fallbeispiele werden in der **Abbildung 1** zusammengefasst. Diese Fallbeispiele werden im Rahmen des Projektes analysiert und geeignete Umsetzungskonzepte basierend auf einer statischen

Bewertung ausgewählt. Anschließend werden sowohl dynamische Netzwerksimulationen zur Darstellung der komplexen Wechselwirkungen im Gesamtsystem als auch detaillierte Wirtschaftlichkeitsrechnungen durchgeführt. Für sinnvolle Varianten werden Monitoringkonzepte entwickelt und die VerbraucherInnenakzeptanz diskutiert, erste Geschäftsmodelle werden skizziert.

Das Projekt NextGenerationHeat gliedert sich in folgende 3 Phasen:

Phase 1 Definition von Zielszenarien sowie Erfassung genereller Randbedingungen: In der ersten Phase werden der Referenzzustand und unterschiedliche Zielszenarien für die Fallbeispiele definiert. Des Weiteren werden relevante Charakteristika typischer Verbraucher und Erzeuger thermischer Energie auf niedrigem Temperaturniveau analysiert und entsprechende Profile bestimmt. Bestimmte Verbraucher werden für eine vereinfachte Gebäudesimulation modelliert und die Ergebnisse werden mit den Verbrauchsprofilen abgeglichen. Ein weiterer Schwerpunkt liegt in der Bestimmung der Charakteristika geeigneter Wärmepumpen.

Phase 2 Entwicklung und Analyse technischer Konzepte: Unter Berücksichtigung der in Phase 1 bestimmten Randbedingungen werden technische Konzepte zur Implementierung von Niedertemperaturnetzen und zur Erzeugung von Warmwasser entwickelt. Hierbei werden sowohl Lösungsansätze für die Verteilernetze als auch auf Seiten der Verbraucher behandelt. Diese Konzepte werden anhand der definierten Referenz- und



Reales Betriebskennfeld COP_{real} einer einstufigen Wärmepumpe mit einem Kältemittel R134a und einem halbhermetischen Verdichter der Firma Copeland vom Typ ZH56K4E-TWD in Abhängigkeit der Verdampfungs- und Kondensationstemperatur [T_V und T_K]

TABELLE 1

Fernwärmeszenarien	Szenarien der individuellen Einzelheizung
Lokale Referenz	Standard
Fernwärme vor dem Umstieg auf Niedertemperatur Einbindung in den Vorlauf des existierenden Fernwärmenetzes (soweit vorhanden)	Individuelle Heizung vor dem Umstieg auf Niedertemperaturfernwärme (Gas- oder Ölheizung)
Konventionell	Alternative
Wie wäre ein konventionelles Fernwärmesystem im jeweiligen Fallbeispiel aufgebaut? z.B. Errichtung eines konventionellen Fernwärmenetzes mit Vorlauftemperaturen $\geq 90^{\circ}\text{C}$ (Gas KWK, Biomasseheizkessel, etc.)	Wie hätte eine dezentrale Alternative zu einer individuellen dezentralen Heizung ausgesehen? zB.: Wärmepumpen, Biomasseheizung

Zielszenarien mit Hilfe der in entwickelten Indikatoren für die Fallbeispiele statisch evaluiert und vielversprechende Szenarien herausgestellt.

Phase 3 Umsetzung für ausgewählte Fallbeispiele:

Die dritte Phase unterteilt sich in die simulationsgestützte Analyse von Niedertemperaturfernwärmenetzen in den Fallbeispielen (a) und die Vorbereitung für die Umsetzung entsprechender Systeme (b).

- A theoretische Analyse: Ein Teilbereich der Netzwerke der Fallbeispiele, die relevanten Verbraucher und Erzeuger sowie technischen Varianten werden in der Simulationsumgebung modelliert. Die Dynamik der Komponenten und das Systemverhalten werden unter Berücksichtigung variierender Randbedingungen und Betriebsstrategien systematisch simuliert. Die Ergebnisse werden hinsichtlich ökonomischer und ökologischer Kriterien bewertet und für Phase 3 b) vorbereitet.
- B praktische Konzepte: Basierend auf den Ergebnissen aus Phase 3 a) werden jeweils überschlägige Investitions- und Betriebskostenrechnungen durchgeführt und die Ergebnisse hinsichtlich einer möglichen Umsetzung in den für ausgewählten Fallbeispielen bewertet. Für wirtschaftliche sinnvolle Varianten werden Modelle zur Erreichung einer möglichst hohen Verbraucherakzeptanz diskutiert und geeignete Monitoringmaßnahmen entwickelt.

Beispielhafte Ergebnisse der bisherigen Projektlaufzeit

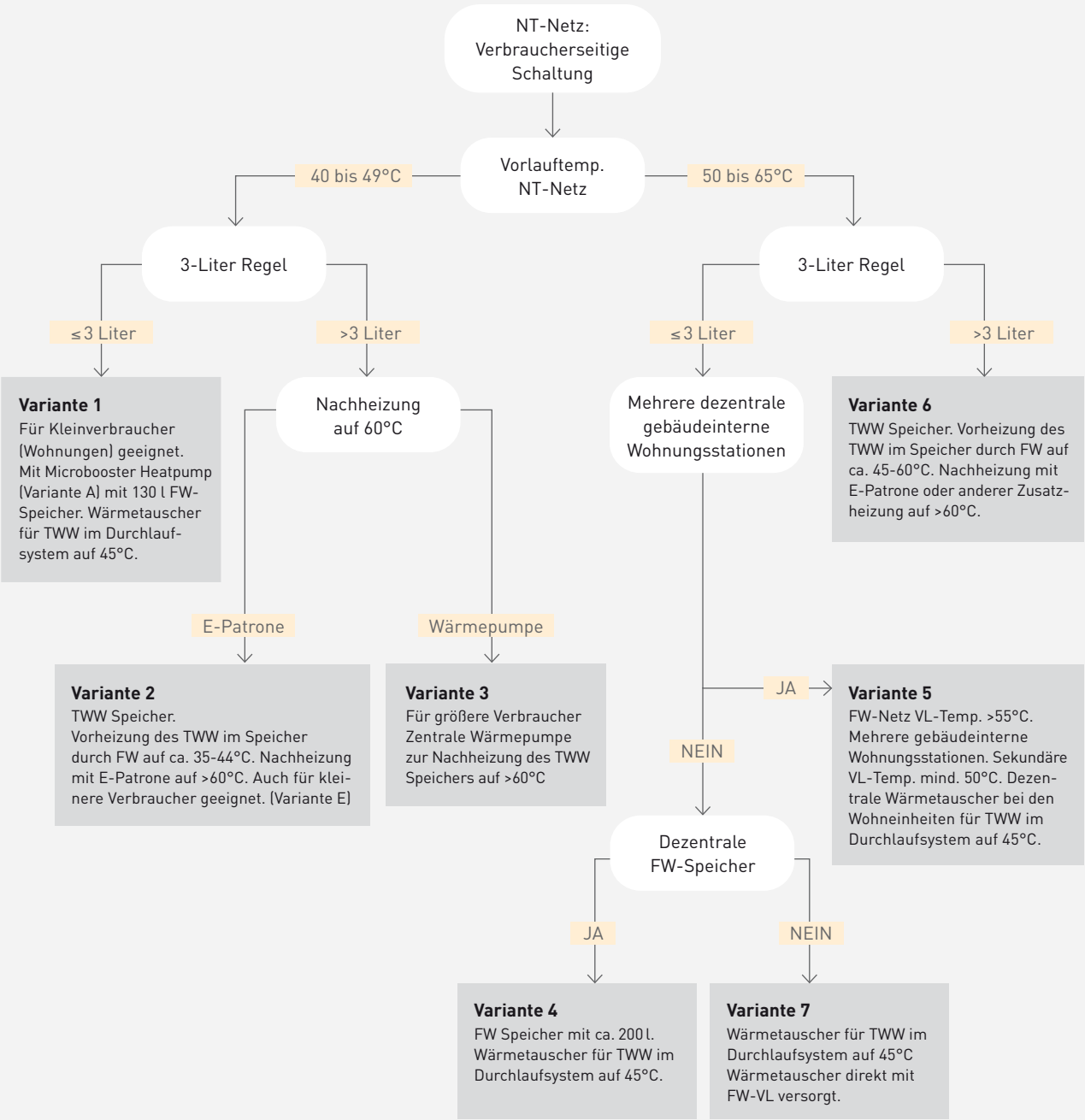
Im Rahmen des Projektes wird folgende Definition für Niedertemperaturfernwärme erstellt: Es handelt sich hierbei um **Wärmenetze, die Vorlauftemperaturen zwischen 35°C und 65°C aufweisen**. Die untere Temperaturgrenze ist so gewählt, dass mit Hilfe von Fußbodenheizungen oder der Betonkernaktivierung komfortable Raumtemperaturen erreicht werden können. Die obere Grenze wird durch die hygienische Warmwasserbereitung definiert: Die Gesetzgebung schreibt nach (ÖNORM-B5019, 2007) vor, dass bei der Speicherung von Warmwasser zur Vermeidung eines Legionellenbefalls bestimmte Mindesttemperaturen eingehalten werden sollen (in öffentlichen Gebäuden) – im Regelfall müssen 60°C dauerhaft überschritten werden. Hierbei sind noch 5°C Grädigkeit des Wärmetauschers zu berücksichtigen.

Für die Bewertung der Niedertemperaturfernwärme wurden *Referenzszenarien* (siehe Tabelle 1) entwickelt, die auf die lokalen Gegebenheiten der Fallbeispiele angepasst werden.

Verbraucher/ Erzeugercharakteristika: Um das Verhalten der Verbraucher hinreichend in der Simulation abbilden zu können, wurde ein vereinfachtes Gebäudemodell erstellt, das mit Hilfe von Messdaten kalibriert wurde. Da in der Literatur nur sehr wenige Daten von

Mögliche Lösungen/Varianten für die Erzeugung von Warmwasser bei unterschiedlichen Vorlauftemperaturen

ABBILDUNG 3



„Niedertemperaturfernwärme stellt ein wichtiges Konzept für die zukünftige Wärmeversorgung von Städten und Gemeinden dar, da es die direkte Nutzung von Abwärmequellen auf niedrigem Temperaturniveau ermöglicht und die Effizienz anderer Erzeugungstechnologien signifikant erhöhen kann.“ PROJEKTLEITER RALF-ROMAN SCHMIDT



Niedrig- und Passivhäusern vorliegen, wurden hierfür Monitoringdaten der Projektpartner genutzt. Für unterschiedliche relevante Erzeugertypen wurden die Charakteristika in Form von Kennlinien anhand von Literaturrecherchen ermittelt. Hierbei wurde sowohl die Abhängigkeit der Effizienz von unterschiedlichen Rücklauftemperaturen als auch bei Teillastbetrieb untersucht. Wärmepumpen stellen eine wichtige Komponente im Niedertemperaturfernwärmenetz dar, sie können sowohl **als Wärmequellen dienen** als auch soweit notwendig die **Temperaturniveaus auf ein nutzbares Niveau anpassen** (zB. Booster-Wärmepumpen für die Warmwasserbereitung mit niedrigen Vorlauftemperaturen). Für die statische und dynamische Bewertung der Niedertemperaturfernwärme wurde im Rahmen des Projektes ein Wärmepumpenmodell einer Kompressionswärmepumpe mit folgenden Eigenschaften entwickelt:

- Kurze Rechenzeit
- Auswahl unterschiedlicher, gängiger Kältemittel und Verdichtertypen
- Robustes und reales Verhalten bei Überschreitung der Einsatzgrenzen
- Statisches Modellverhalten
- Skalierbarkeit

Die Charakteristik der Wärmepumpe wurde auf Basis des idealen Vergleichsprozesses ermittelt. Die Verluste der realen Wärmepumpe werden durch den Gütegrad abgebildet. Die Einsatzgrenzen sind durch Herstellerangaben festgelegt. Für das Modell wird der Gütegrad einerseits durch Prüfergebnisse realer Wärmepumpen des AIT bestimmt und andererseits durch Herstellerangaben von Verdichtern bei unterschiedlichen Be-

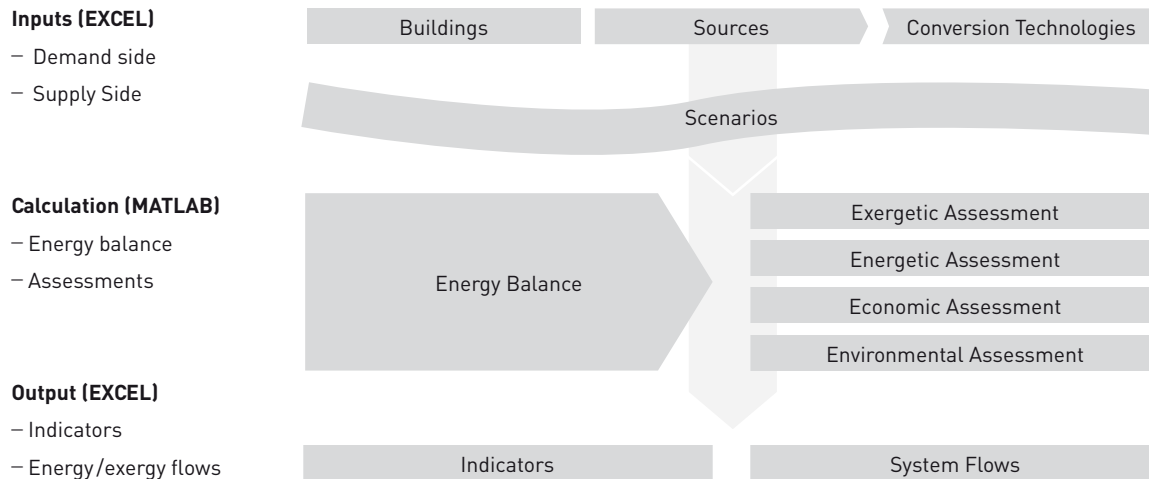
triebsbedingungen. In Abbildung 2 sieht man das reale Betriebskennfeld am Beispiel eines einstufigen Kältekreis mit halbhermetischen Hubkolbenverdichter.

Technischer Systemvarianten für Niedertemperaturnetze:

Während die Erzeugung von Raumwärme über Fußbodenheizungen und Betonkernaktivierung oder ausreichend dimensionierte Radiatoren bei der Nutzung von niedrigen Vorlauftemperaturen relativ problemlos möglich ist, liegt eine **besondere Herausforderung ist die hygienische Bereitung von Warmwasser**. Die oben genannte Definition der Vorlauftemperaturen in der Niedertemperaturfernwärme ermöglicht unterschiedliche Lösungsmöglichkeiten, die in Abbildung 3 schematisch dargestellt sind. Die Verwendung von Frischwassermodule ohne dezentralen fernwärmeseitigen Pufferspeicher bringt wirtschaftliche, als auch anlagentechnische Vorteile (geringerer Durchfluss der Fernwärmeleitung). Bei einer Fernwärme-Vorlauftemperatur von 50°C kann eine Warmwassertemperatur von 45°C erzeugt werden, die für die Versorgung von Badewannen ausreichend ist. Zur Einhaltung der 3-Liter-Regel (DVGW W511) werden die angeschlossenen Trinkwasserarmaturen in Wohnungen oft mit einzelnen Leitungen direkt vom Wärmetauscher versorgt. Auch die Verwendung von Kunststoffleitungen für das Niedertemperaturnetz ist möglich und bietet einen flexibleren und kostengünstigeren Einsatz. Um die mittleren Fernwärmerücklauftemperaturen zu gering wie möglich (30 bis 40°C) zu halten, muss das Hauptaugenmerk des Fernwärme-Monitorings bei der Kontrolle der Rücklauftemperatur von jedem Verbraucher liegen. Damit sollen „Rücklaufverschmutzer“ rasch festgestellt werden und Reparaturen (meist am Ventil) durchgeführt werden.

Struktur des Vorevaluierungstools zur statischen Bewertung von Niedertemperaturfernwärmenetzen

ABBILDUNG 4



Die Gleichzeitigkeit stellt im Niedertemperaturfernwärmenetz einen entscheidenden Faktor dar. Hierbei lässt sich feststellen, dass die Gleichzeitigkeit zur Erzeugung von Warmwasser über Wärmetauscher im Durchlaufsystem mit steigender Verbraucheranzahl sehr rasch absinkt. So beträgt die Gleichzeitigkeit bei 10 Verbrauchern nur noch etwa zwischen 10 % und 20 %, bei 100 Verbrauchern sind es nur noch etwa 6 %. Der fernwärmeseitige Wärmeleistungsbedarf liegt bei der Verwendung von dezentralen fernwärmeseitigen Pufferspeichern (bei den Verbrauchern situiert, mit etwa 110 Liter Volumen) nur bei etwa der Hälfte, verglichen mit einem Frischwassermodul ohne dezentralen Pufferspeicher.

Aufgrund der meist geringen Wärmeabnahme von Niedrigenergiehäusern betragen die Wärmeverteilungsverluste trotz Niedertemperaturnetz oftmals zwischen 20 und 30 %. Hier ist noch Einsparungspotenzial vorhanden, vor allem in der richtigen Ausführung der Dämmung zwischen Fernwärmeleitung (Eintritt ins Gebäude) und Fernwärmeübergabestation.

Bei der Verwendung von Fernwärmeverlaufttemperaturen kleiner als 50 °C besteht die Möglichkeit der Installation von dezentralen Wärmepumpen zur Bereitung des Warmwassers. Firma Danfoss bringt dieses Produkt auf den Markt, wobei die bisherigen Simulationen und Erfahrungswerte in den Endbericht einfließen werden.

Für die *ökonomische und ökologische Bewertung der Niedertemperaturfernwärme* wurde ein auf Matlab basierendes statisches Evaluierungstool mit einer Excel Schnittstelle für die Eingangs- und Ausgangsdaten entwickelt. Dieses Tool dient der Bewertung verschiedener Versorgungsszenarien der Fallbeispiele umso relevante Szenarien für eine nähere Betrachtung in der dynamischen Simulation vorauszuwählen. Ein Fokus liegt hierbei auf der Untersuchung unterschiedlicher Vorlaufttemperaturen. Diese Berechnung folgt zwei Zielen: 1. Der Bewertung der Energieumwandlung (sowohl für individuelle als auch für zentrale Anlagen) und 2. Der Bewertung der Energieverteilung (relevant für Szenarien mit Fernwärmenetz). In der Berechnungs-

phase wird das Energieversorgungssystem ohne eine detaillierte Modellierung der eingesetzten Komponenten vereinfacht dargestellt. Neben ökologischen und ökonomischen Indikatoren werden auch exergetische¹ Indikatoren betrachtet. Mit Hilfe einer exergetische Betrachtungsweise kann eine energetische Optimierung erfolgen. **Die Nutzung von Niedertemperaturwärme hat eindeutige Auswirkungen auf die Exergieeffizienz des Gesamtsystems, insbesondere weil die Exergieverluste reduziert werden, der Nutzungsanteil der erzeugten Wärmeexergie erhöht wird und die erzeugte elektrische Energiemenge ggf. beeinflusst wird.**

Ausblick

Nach Finalisierung des statischen Vorevaluierungstools werden die unterschiedlichen Szenarien mit Hilfe der ökologischen und ökonomischen Indikatoren bewertet und ausgewählte Szenarien für die dynamische Simulation herangezogen. Dazu werden daraufhin die Netzbereiche der Fallbeispiele modelliert, hierbei werden die relevante Netzinfrastruktur und die entsprechende Topologie bei Bedarf vereinfacht und für die Simulation nachgebildet.

Für die ökonomische Bewertung der Szenarien werden die Kosten – sowohl für die Netzbetreiber als auch für die VerbraucherInnen – aufgeschlüsselt nach Komponenten, recherchiert bzw. aus den Erfahrungen der Projektpartner gewonnen und in eine Datenbank eingepflegt. Dabei werden zukünftige Kostenentwicklungen

für den gewählten Abschreibungszeitraum berücksichtigt. Es wird eine Software entwickelt, die anhand einer vorliegenden Netzstruktur sowohl die Investitionskosten (basierend auf der Kostendatenbank) als auch die Wartungs- und Betriebskosten (basierend auf der Netzstruktur) ermittelt. Weiters werden die wichtigsten ökonomischen Kennzahlen (dynamische Amortisation etc.) ermittelt.

Im letzten Schritt werden Umsetzungs- und Monitoringkonzepte für die Fallbeispiele entwickelt. In den bisherigen Gesprächen mit Fernwärmeanbietern, VertreterInnen von Städten etc. hat sich gezeigt, dass geeignete Umsetzungsmodelle zur Attraktivierung der Fernwärme (Verdichtung im bestehenden Netz, Anschlüsse von Entwicklungsgebieten an bestehende Fernwärme-Leitungssysteme die im Hochtemperaturbereich keine Reserven mehr zur Verfügung haben, etc.) bereits zum jetzigen Zeitpunkt von großem Interesse und somit dringend erforderlich sind. Erste Recherchen und Interviews zu Anreiz- und Tarifmodellen für Niedertemperatur-Fernwärme wurden bereits durchgeführt.

¹ Exergie bewertet Energieformen bzgl. deren Umwandlungsfähigkeit, so besteht elektrische Energie ausschließlich aus „wertvoller“ Exergie, während der Exergiegehalt von thermischer Energie von der Bezugstemperatur abhängt

DREI GUTE GRÜNDE FÜR DAS PROJEKT

- Entwicklung und Erprobung von Konzepten zur Nutzung von Wärmequellen mit Temperaturen zwischen 35 und 65°C für die Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser
- Ökonomische und ökologische Bewertung anhand von vier für Österreich repräsentativen Fallbeispielen: von Kleinstadt bis Metropole, von Bestand bis Neubau, von Osten über Süden bis Westen, für Wohnen, Gewerbe und Tourismus.
- technische Lösungsmöglichkeiten zur Einbindung von Wärmepumpen zur hygienischen Bereitstellung von Warmwasser bei niedrigen Vorlauftemperaturen

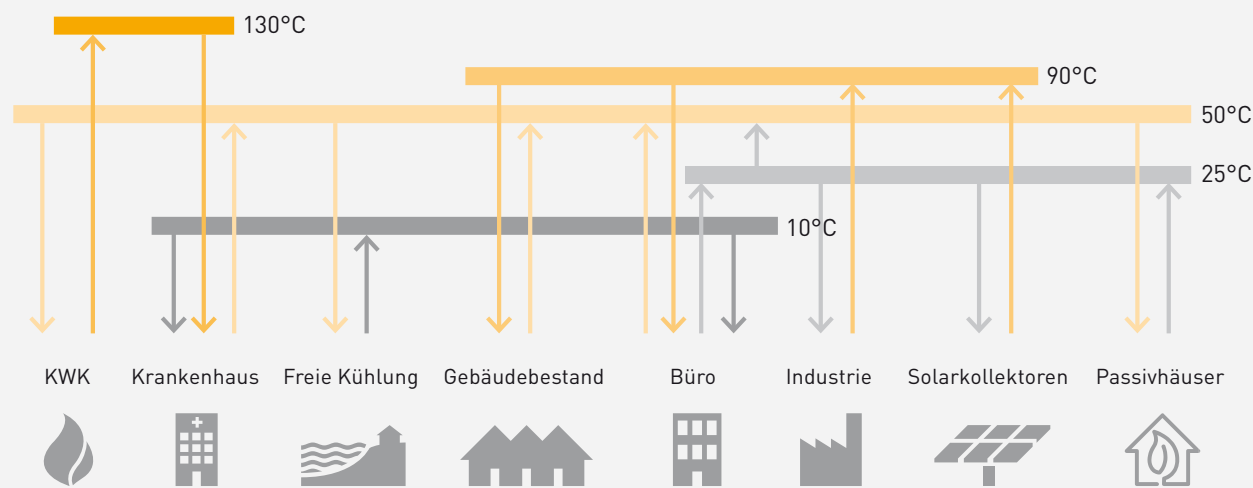




Projektleitung: RALF-ROMAN SCHMIDT
AIT Austrian Institute of Technology GmbH

Beispiel für die kaskadische Verschaltung unterschiedlicher Verbraucher und Erzeuger im Fernwärme- und Fernkältesystem

ABBILDUNG 1



Energie-Kaskaden in städtischen Fernwärmesystemen

ABWÄRME UND ERNEUERBARE ENERGIEN BESTMÖGLICH NUTZEN
STEIGERUNG DER GESAMTEFFIZIENZ

Ausgangssituation

Die Temperaturen im Fernwärmenetz richten sich nach dem höchsten Bedarf der direkt angeschlossenen Verbraucher, dem nutzbaren Temperaturniveau der Erzeuger, der Auskühlung des Wärmeträgers bei den Verbrauchern und der zu transportierenden Wärmemenge. Hohe Systemtemperaturen verursachen relativ hohe Wärmeverteilverluste und reduzieren das Potential erneuerbarer Energieträger sowie industrieller Abwärme bzw. die Effizienz konventioneller Erzeugungsanlagen.

Zielsetzung

Ziel des Projektes ist die Identifikation von Möglichkeiten zur **Optimierung städtischer Fernwärme- und Fernkältesysteme durch kaskadische Nutzung von Wärmeenergie**. Hierbei sollen durch eine bedarfsorientierte Einbindung aller Verbraucher und die Integration von Wärmepumpen die Vorlauf und Rücklauftemperaturen im Fernwärmenetz so optimiert werden, dass die **Netzverluste minimiert, Transportkapazitäten optimiert und das Potenzial erneuerbarer Energieträger (inkl. Abwärme) sowie die Effizienz von konventioneller Erzeugungsanlagen gesteigert werden können**.

Vorteile angepasster Netztemperaturen

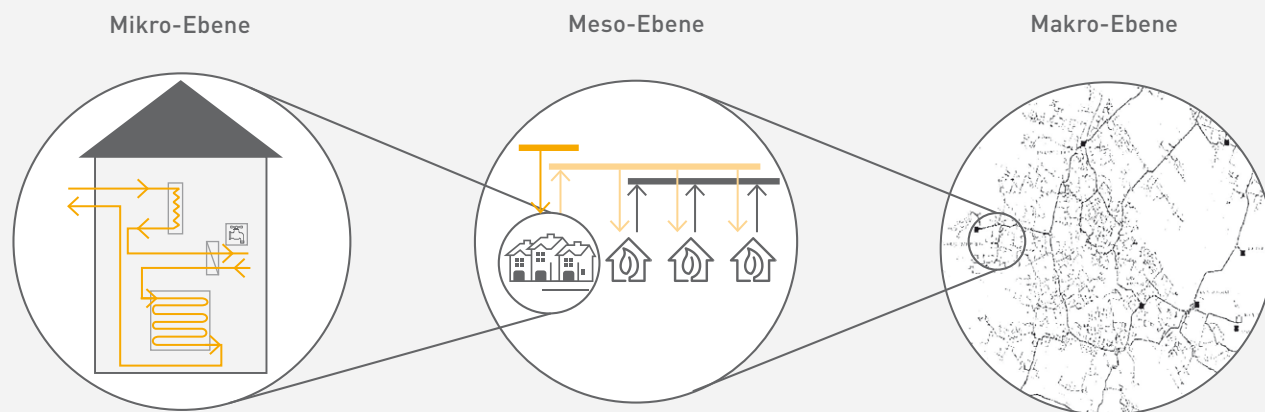
— Durch eine Senkung der Vorlauftemperaturen aufgrund gebäudeseitiger Maßnahmen lassen sich die *Wärmeverteilverluste reduzieren*, was in einem

höheren effektiven Brennstoffnutzungsgrad in den Erzeugungsanlagen resultiert (bezogen auf den Endenergiebedarf).

- Ein weiterer Vorteil der Senkung der Vorlauftemperaturen ist die *Erhöhung des Integrationspotenzials erneuerbarer Energieträger* im gesamtstädtischen Fernwärmesystem, womit der Zukauf fossiler Energieträger reduziert werden kann.
- Eine *Senkung der Rücklauftemperatur* erhöht im Allgemeinen die Wirtschaftlichkeit der Erzeugungsanlagen, was einen zusätzlichen Nutzen bringt. Ggf. sind hier Investitionen zu tätigen, um die Anlagentechnik an die niedrigen Rücklauftemperaturen anzupassen.
- Alternativ können *(Ab-)Wärmequellen mit niedrigem Temperaturniveau*, wie z.B. Abwärme bestimmter Industrieprozesse in den Rücklauf integriert werden. So können z.B. erst Maßnahmen zur Reduktion der Rücklauftemperatur gesetzt werden, um dann den Rücklauf durch Rücklauf-einspeisung wieder auf sein ursprüngliches Niveau anzuheben.
- Die *Erhöhung der Spreizung* zwischen Vor- und Rücklauftemperatur erhöht einerseits die Transportkapazität der Fernwärmeleitungen, andererseits kann bei gleich bleibender Transportkapazität durch die bessere Ausnutzung des Wärmeträgers der Massenstrom und damit der Pumpstrombedarf erheblich reduziert werden.

Drei-Ebenen Ansatz zur kaskadischen Optimierung des Fernwärmenetzes

ABBILDUNG 2



„Die Anpassungen der Temperaturniveaus in Fernwärmenetzen ist einer der wichtigsten Schritte zur Steigerung der Primärenergieeffizienz und des Anteils erneuerbarer Energieträger. Das gegenständliche Projekt liefert hierfür eine Reihe von Maßnahmen, beginnend von Optimierungen des Heizsystems im Einzelgebäude, über die kaskadische Verschaltungen innerhalb von Gebäudeclustern bis hin zur Bewertung der Auswirkungen im Gesamtsystem.“ PROJEKTLLEITER RALF-ROMAN SCHMIDT

Methodik

Aufbauend auf den verfügbaren Daten des Gebäudebestandes sowie der Erzeuger- und Netzstruktur werden Optimierungspotenziale für zwei Fallbeispiele (Wien und Klagenfurt) in einem Drei-Ebenen-Modell herausgearbeitet. Dieses erlaubt die Erfassung gesamtstädtischer Fernwärmesysteme auf unterschiedlichen Detaillierungsgraden und somit die Optimierung auf allen Ebenen, vom Einzelgebäude über Gebäudecluster (z.B. Stadtteil) bis hin zum gesamten Fernwärmenetz.

- In der *ersten Ebene* („Mikro- Ebene“) werden relevante Mustergebäude identifiziert und es wird analysiert, inwieweit sich durch interne Maßnahmen (z.B. thermische Sanierungen, hydraulischer Abgleich etc.) das notwendige Temperaturniveau reduzieren und die Auskühlung des Wärmeträgers erhöhen lassen.
- Auf der *zweiten Ebene* („Meso-Ebene“) werden in der Kombination unterschiedlicher Mustergebäude zu charakteristischen Gebäudeclustern gebäudeübergreifenden Synergien durch die kaskadische Verschaltung von Hoch- und Niedertemperaturverbraucher identifiziert.
- Die *dritte Ebene* („Makro-Ebene“) leitet Auswirkungen der Optimierungspotenziale der ersten und zweiten Ebene auf das gesamtstädtische Fernwärmenetz ab. Hierbei werden unterschied-

lichen Szenarien betrachtet (Sanierung, Fernwärmeausbau), die Maßnahmen entsprechend der Stadtentwicklung hochskaliert und der Effekt auf die Vorlauf- und Rücklauftemperaturen im Netz, die Transportkapazität sowie auf die Erzeugeranlagen evaluiert.

Schließlich werden das Potenzial und die Möglichkeiten der Integration von Wärmepumpen auf allen drei Ebenen analysiert, Einsatzszenarien für eine maximale Reduktion des Primärenergiebedarfs entwickelt und die Möglichkeiten zur Installation von Mikronetzen evaluiert.

Wesentlicher Bestandteil des Projektes ist die Anwendung der Methodik innerhalb der *zwei Fallbeispiele* Wien (Fernwärmeanteil 36%) und Klagenfurt (Fernwärmeanteil 30%). Während in Wien das größte Fernwärmenetz Österreichs besteht, ist das Klagenfurter das älteste. In Wien bestehen mehrere Temperaturebenen (Primär- und Sekundärnetz), des Weiteren existieren mehrere (kleinere) Fernkältenetze. Somit erlaubt einem das Wiener Fernwärmesystem sehr viele Freiheitsgrade in der kaskadischen Nutzung von Wärmeenergie, während das Klagenfurter Fernwärmesystem repräsentativ für andere Fernwärmenetze ist (z.B. Salzburg, Graz, Villach, Linz...).

DREI GUTE GRÜNDE FÜR DAS PROJEKT

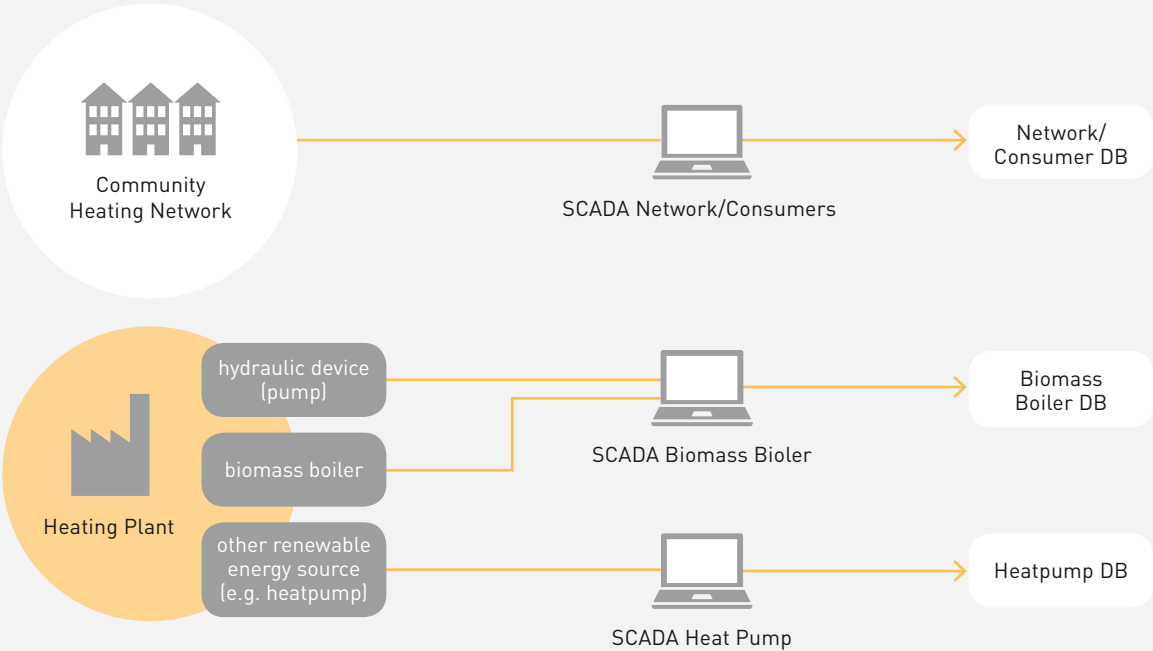
- Der Gebäudebestand bietet ein erhebliches Potenzial zur Erhöhung der Effizienz städtischer Fernwärmenetze durch die Reduktion des benötigten Temperaturniveaus und die Erhöhung der Auskühlung des Wärmeträgers.
- Durch eine kaskadische Kombinationen von Bestandsgebäuden mit geeigneten Neubauten lässt sich die Auskühlung des Wärmeträgers weiter reduzieren
- Die Integration von Wärmepumpen ermöglicht weitere Flexibilitäten zu generieren deutlich erhöht.





- **Projektleitung:** ANTON ASCHBACHER
ASTRA BioEnergie GmbH
- **Projektleitung:** MANFRED TRAGNER
4ward Energy Research GmbH

Informationsinseln in kleinen und mittleren Wärmenetzen



Energiemanagement für kleine und mittlere Wärmenetze

EIN ÜBERGEORDNETES ENERGIEMANAGEMENT ZUR GESAMTSYSTEMOPTIMIERUNG

Einleitung und Problemstellung

Nah- und Fernwärmenetze haben eine große Bandbreite an hochentwickelter Elektronik, die Fernüberwachung, -steuerung und zusätzliche -services der Wärmesysteme ermöglichen. Es gibt verschiedene Software- und Hardwareanwendungen auf unterschiedlichen Niveaus mit verschiedenen Formaten und Schnittstellen, die ohne miteinander zu kommunizieren arbeiten.

Speziell bei kleinen Wärmenetzen (bis zu 5 MWth) gibt es keine Verbindung zwischen den verschiedenen Steuer- und Regelsystemen. Es wird daher ein erhebliches Optimierungs- und Effizienzsteigerungspotenzial bei bestehenden Systemen vermutet.

Methodische Vorgangsweise

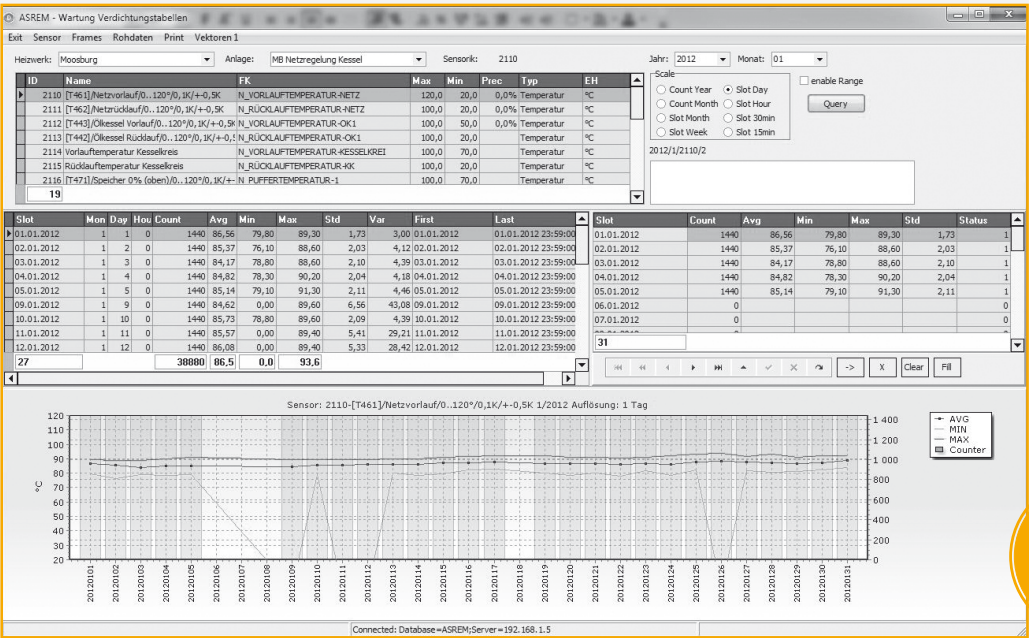
Mit Bezug auf die zuvor beschriebene Problemstellung ist das **Hauptziel** des Vorhabens **die Überprüfung der Machbarkeit eines übergeordneten Energiemanagementsystems für kleine und mittlere Wärmenetze**. Um eine Aussage darüber treffen zu können, sind folgende Schritte erforderlich:

- Analyse der vorhandenen Daten und Komponenten
- Erhebung der wesentlichen Modellierungsparameter für das Wärmesystem und für weitere erneuerbare und Wärmequellen
- Erarbeitung eines Simulationsmodells für ein entsprechendes Wärmenetz in Matlab/Simulink
- Evaluierung von Effizienzsteigerungspotenzialen mit Hilfe des Simulationsmodells und Abschätzung der Integrationsmöglichkeiten weiterer erneuerbarer und Wärmequellen
- Abschätzung der Möglichkeit zur Entwicklung eines übergeordneten Energiemanagementsystems

Erhebung der Daten, Komponenten & Schnittstellen

Die Datenerhebung wurde an zwei ausgewählten Heizwerken des Projektpartners ASTRA BioEnergie GmbH durchgeführt. Dabei wurden die Komponenten des bestehenden Systems und mögliche Erweiterungen um vorhandene Wärmequellen untersucht. Für die Datenerhebung wurden die Komponenten dokumentiert, die Schnittstellen analysiert und die Daten ausgelesen. Die Hauptparameter des Erzeugungssystems, die Netzstrukturdaten und die Lastgänge (Erzeugung und Verbrauch) wurden ebenfalls bei den beiden Nahwärmesystemen erhoben. Für die Möglichkeit zur Erweiterung des Wärmesystems um weitere erneuerbare Wärmequellen und Speichermöglichkeiten, wurden die notwendigen Parameter durch Literaturrecherche und Herstellerbefragungen gewonnen. Zusätzlich wurden für die Standorte die Solarstrahlung und die Referenztemperatur (ZAMG) erhoben, um eine Abschätzung der Möglichkeit zur Integration von solarthermischen Anlagen vornehmen zu können. **Die erhobenen Daten wurden in ein weiterverarbeitbares Format gebracht und in einer Datenbank zusammengeführt.**

Hinsichtlich der Datenmenge kann für kleinere und mittlere Wärmenetze von etwa 285 Sensoren (Erzeugung, Netz und Verbraucher) ausgegangen werden. Bei minutengenauer Aufzeichnung ergibt dies **ca. 40.000 Werte pro Tag** und hochgerechnet für ein Jahr, kann von einem Datenvolumen von ca. 150 Mio. Messwerten für eine Anlage gesprochen werden. Um die Probleme der Datenmengen, der Fehlerwerte und der unterschiedlichen Zeitaufösungen zu lösen, wurde ein relationales Datenmodell für die Archivierung und Auswertung der Messdaten entwickelt.



„Die Entwicklung eines übergeordneten Energiemanagementsystems für kleine und mittlere Wärmenetze könnte eine Gesamtsystemoptimierung ermöglichen und den Wärmenetzbetreibern ein einfach zu bedienendes Werkzeug in die Hand geben, den gesamten Betrieb (Erzeugung, Netz, Verbraucher) besser zu bewerkstelligen.“ PROJEKTLEITER ANTON ASCHBACHER

Für das Projekt wird ein Softwaretool (ASREM) bereitgestellt, welches den Datenimport, die Datenüberprüfung und die Generierung von Analysevektoren für eine beliebige Anzahl von Heizwerken und den dazugehörenden Nahwärmeverteilernetzen mit den Verbrauchern erlaubt. Das Tool ist darüber hinaus dazu geeignet, die erforderlichen Informationen für die Meilensteine aus QM-Heizwerke zu liefern, sowie grafische Auswertungen der importierten Daten zur Verfügung zu stellen. Durch das Konzept des Analysetools können beliebige Grafiken und Tabellen aus den Datenverdichtungen gezogen werden. Die Rohdaten stehen zur Kontrolle in der Datenbank unverändert zur Verfügung.

Im Zuge der Datenanalyse wurde ersichtlich, dass in der Datenerhebung und -aufzeichnung der Heizwerke Messfehler vorkommen, die für die Simulation bereinigt werden und die in weiterer Folge für ein entsprechendes Echtzeitoptimierungstool erkennbar und handhabbar sein müssen. Dieser Umstand wird bei der Simulation berücksichtigt und die Arbeiten entsprechend angepasst.

Modellbildung und Simulation

Basierend auf den vorhandenen Daten und den erarbeiteten mathematischen und funktionellen Zusammenhängen des Systems, wurde das Modell für ein Referenzheizwerk in MATLAB/Simulink erstellt.

Dabei erfolgte zunächst eine separate Betrachtung der Erzeuger- und Verbraucherseite, wobei das Modell grundsätzlich in einzelne Blöcke z.B. Kessel, Speicher usw. gegliedert ist. In weiterer Folge wurden die Modelle der Erzeuger- und Verbraucherseite zu einem Gesamtsystem zusammengeführt.

Für die Validierung des Modells wurden ausgewählte Parameter der Originaldaten mit den Ergebnissen eines ersten Simulationsdurchlaufs verglichen, um die Brauchbarkeit des Modells für die geplante Optimierung zu überprüfen.

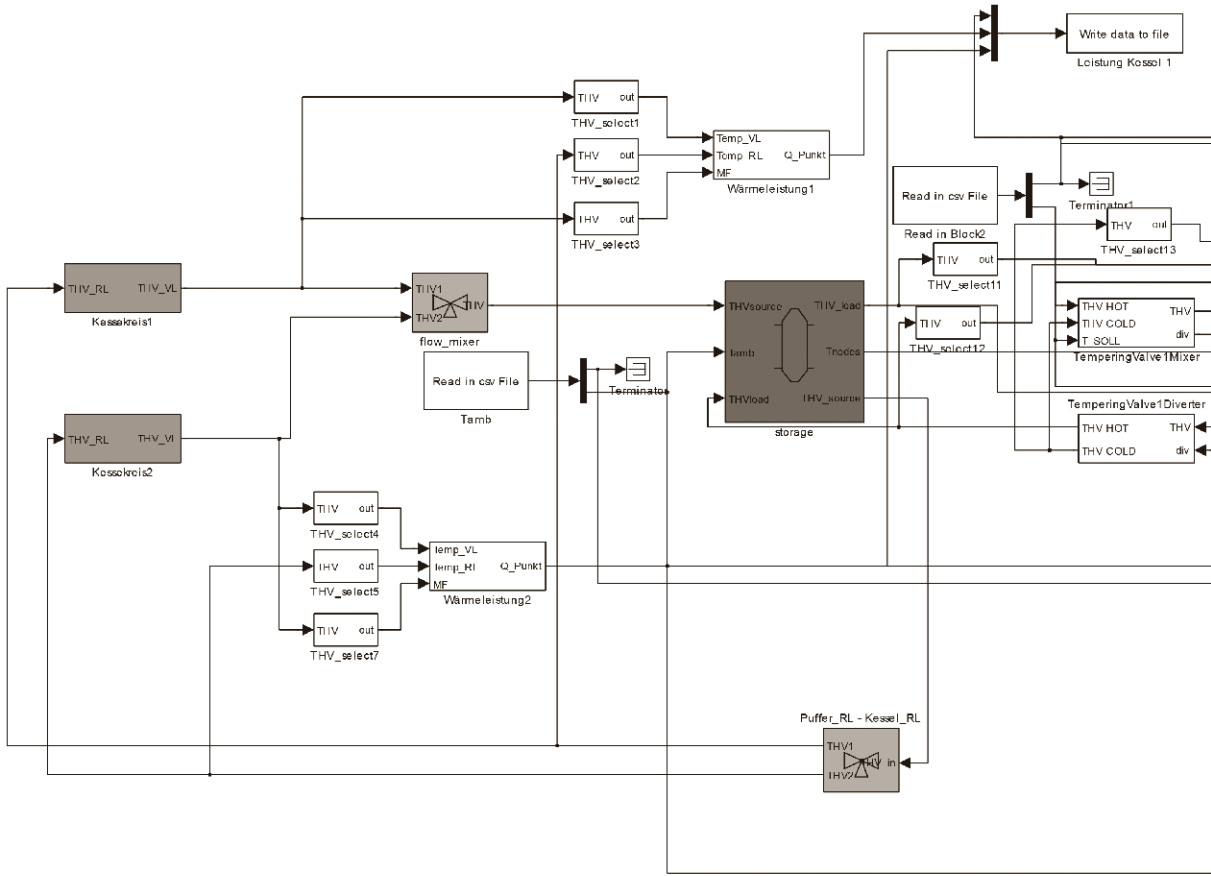
Die simulierte Netzvorlauftemperatur folgt im Wesentlichen den Originalwerten, die Schwankungen können

dadurch begründet werden, dass die unteren und oberen Grenzwerte vom Heizwart individuell eingestellt werden. Einzelne Ausreißer können auf fehlende Messwerte zu diesen Zeitpunkten zurückgeführt werden. Bei der Netzrücklauftemperatur fällt auf, dass die Werte der Simulation über den Temperaturen der Messdaten (Originaldaten) liegen. Dies lässt sich dadurch begründen, dass nicht bei allen Verbrauchern (vor allem bei den sehr kleinen Wärmeabnehmern) die entsprechenden Daten, die der Simulation hinterlegt wurden, zur Verfügung standen.

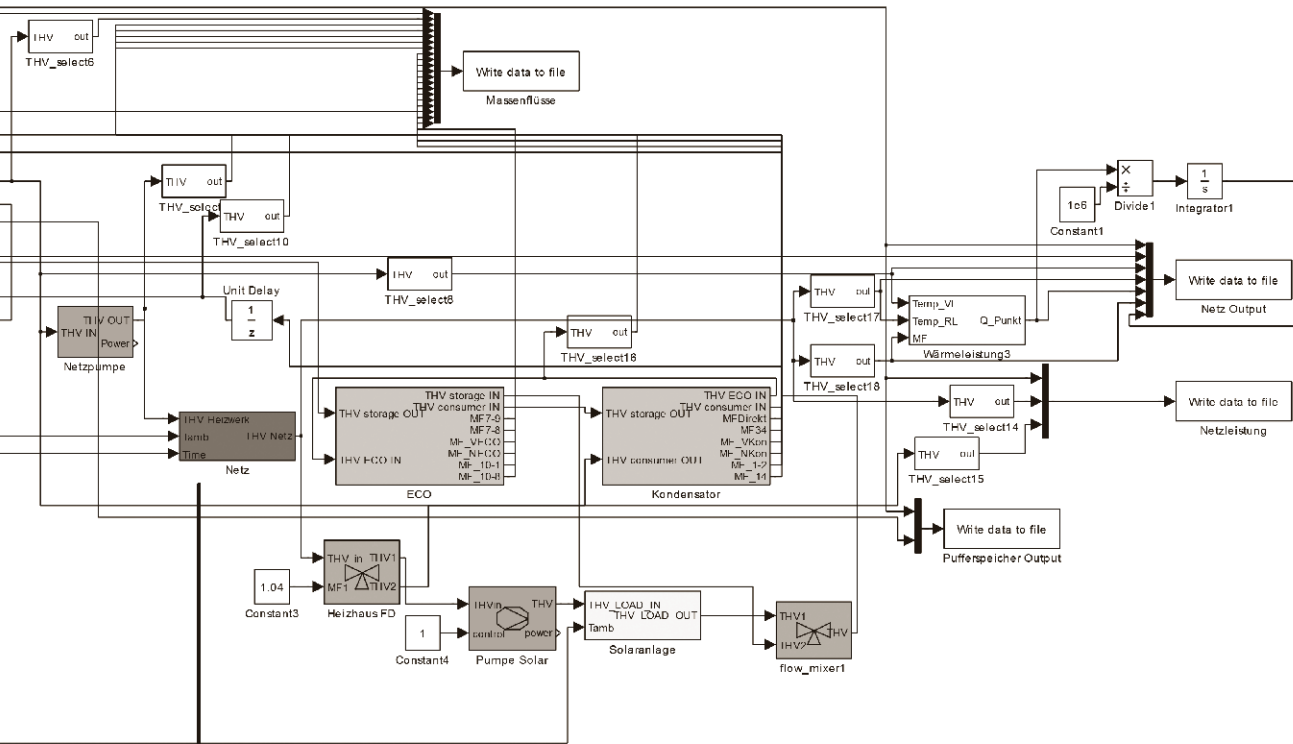
Bei der Simulation des Gesamtnetzes wurden drei unterschiedliche Szenarien berechnet. Einerseits wurde durch Veränderung und Anpassung von einstellbaren Parametern versucht, einer Verbesserung der Gesamteffizienz des Wärmesystems zu erreichen (Szenario A). In einem zweiten Szenario wurden die Auswirkungen der Integration einer solarthermischen Anlage (308 m² Kollektorfläche), deren produzierte Wärme in den Netzrücklauf eingespeist wird, betrachtet, mit dem Sinn, das nachhaltige Optimum für das Wärmenetz zu finden (Szenario B). Ein drittes Szenario berechnet die Auswirkungen der Kombination aus Optimierung und Integration zusätzlicher Wärmequellen (Szenario C). Anhand der Ergebnisse der unterschiedlichen Szenarien (siehe Tab.), konnten die zu erwartenden Systemkosten und mögliche Einsparungen bestimmt werden.

Für *Szenario A*, in dem eine Optimierung der Netzvorlauftemperatur angenommen wurde, ergibt sich durch Einsparungen des Brennstoffs und einer Reduktion der Stromkosten eine jährliche Gesamtersparnis von 6.033,92 €.

Für *Szenario B* fällt das Einsparungspotenzial etwas geringer aus, da der Stromverbrauch der Solarpumpe berücksichtigt werden muss. Die Einsparungen der Brennstoffkosten sind geringer, da die Solaranlage hauptsächlich in den Sommermonaten einen nennenswerten Beitrag zur Wärmeproduktion leisten kann. Insgesamt ergeben sich für *Szenario B* Einsparungen in der Höhe von 5.783,56 € pro Jahr.



Heizwerk



Netz

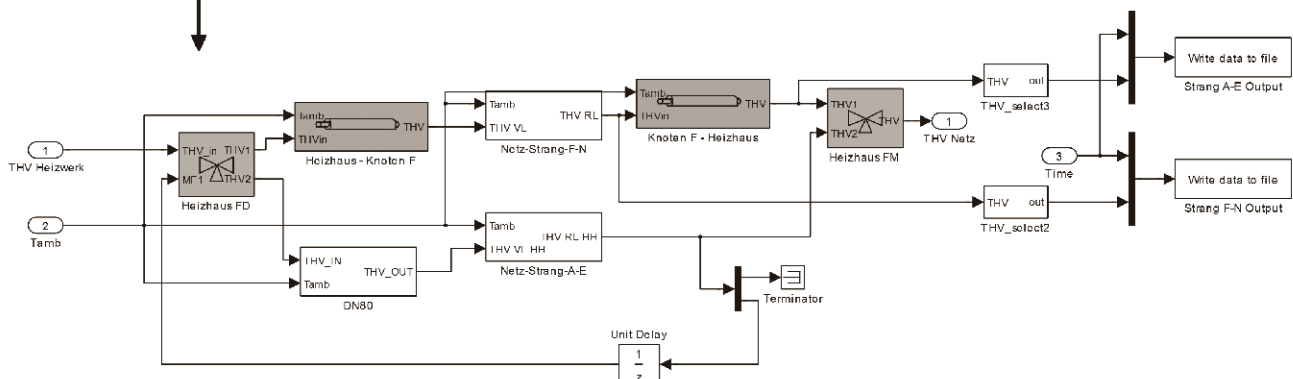


TABELLE 1

	Einsparung Q_Brennstoff [MWh/a]	Einsparung Q_Erzeugung [MWh/a]	Anteil bei 14.000 MWh/a [%]
Szenario A	245,6	211,7	1,75%
Szenario B	182,0	268,7	1,30%
Szenario C	448,7	388,2	3,20%

In *Szenario C* erfolgt eine Optimierung der Netzvorlauftemperatur und die Integration einer Solaranlage, weshalb hier die Einsparungen am größten sind. Durch eine Reduktion des Brennstoffbedarfs und einem geringeren Stromverbrauch in der Gesamtanlage können in Summe 10.875,34€ pro Jahr an Kosten für den Betrieb des Heizwerks gespart werden. Für die Berechnungen wurde von einem Biomassepreis von 22 €/MWh_{th} und einem spezifischen Strombedarf von 17,5 kWh_{el}/MWh_{th}, bei einem Strompreis von 0,17€, ausgegangen.

Erkenntnisse hinsichtlich der Modellierung und Simulation

Um eine Weiterentwicklung des erarbeiteten Modells hinsichtlich des allgemeinen Einsatzes für Heizwerke mit beliebigen Aufbau zu ermöglichen, konnte eine bestimmte Anzahl an Sensoren identifiziert werden, deren Daten unbedingt messtechnisch im Heizwerk erfasst und in weiterverarbeitbarer Form zur Verfügung stehen müssen.

Das Programm qm heizwerke hat durch die Einführung von Mindeststandards bei der Errichtung von Nahwärmenetzen sicherlich bereits einen wesentlichen Beitrag zur Verbesserung der Effizienz von Biomassewärmesystemen geleistet. Im Zuge der Bearbeitung des Projektes musste allerdings festgestellt werden, dass die Umsetzung in der täglichen Praxis der Heizwerkbetreiber noch Verbesserungspotenzial aufweist. Als ein Punkt kann z.B. die Messdatenerfassung in den Heizwerken genannt werden, die nicht in

der gewünschten Qualität durchgeführt bzw. überwacht wird (fehlende Sensoren, schlechte Datenaufzeichnung, Sensorausfälle werden oft nicht bemerkt etc.).

Folgende Empfehlungen hinsichtlich zusätzlicher Sensoren können, basierend auf den Erkenntnissen der Datenanalyse und des Simulationsmodells, für die Errichtung neuer bzw. die Optimierung bestehender Biomassewärmesysteme abgegeben werden:

- Erfassung des Primärenergiebedarfs und messtechnische Bestimmung des Heizwertes der eingesetzten Brennstoffe
- Sensoren bei den Verbrauchern müssen überwacht oder zumindest in regelmäßigen Abständen überprüft werden, um eine entsprechende Datenqualität zu gewährleisten und Sensorausfälle bzw. -fehler sofort beheben zu können.
- Aufzeichnung der Pumpendrehzahl aller im Heizwerk verbauten Pumpen: Durch die Kennlinien in den Datenblättern und den Pumpentyp kann dann automatisch die Leistung im Modell für die Simulation errechnet werden. Des Weiteren kann für die Modellbildung auch der Massenfluss bzw. die Regelkennlinie der Pumpe eruiert werden. Es wäre sicher auch vorteilhaft die Leistungen aufzuzeichnen, um so den Jahresgesamtverbrauch ablesen zu können.
- Messung des Differenzdrucks an jedem Verbraucher, um die Pumpe dahingehend zu regeln, dass der Differenzdruck an keinem Verbraucher $< \Delta p_{\min}$ ist.

Schlussfolgerungen und Ausblick

Auf Basis der zuvor erhaltenen Ergebnisse kann aufgrund der zu erwartenden Systemkosten eines übergeordneten Energiemanagementsystems und der erzielbaren Einsparungen (Bezug auf Szenario C), von einer **Amortisationszeit von knapp 19 Jahren** ausgegangen werden. Basierend auf diesen Ergebnissen erscheint der Nutzen einer Implementierung eines übergeordneten Energiemanagement-Tools, unter den gegebenen bzw. angenommenen Rahmenbedingungen, für kleine und mittlere Wärmenetze zu gering, im Gegensatz zum (finanziellen) Aufwand.

Zu sagen ist allerdings, dass das Optimierungspotenzial als weitaus größer eingeschätzt werden kann, da für das Referenzheizwerk die Daten hinsichtlich weiterer Optimierungsmöglichkeiten (Kesselschaltung, Leistungsregelung etc.) nicht zur Verfügung standen und daher diesbezüglich weitere Untersuchungen durchgeführt werden müssen. Auch Überlegungen hinsichtlich einfacher zu realisierenden Optimierungspotenziale müssen erfolgen.

Ebenso ist eine **Erweiterung des Import- und Analyse-tools** hinsichtlich zB. Abbildung der Topologie des Nahwärmenetzes, Erfassung informeller Daten, sowie Interaktionen im Betrieb und Einbau zusätzlicher Sensoren im System (zB. Brennstoffmenge, Heizwert, Pumpendrehzahl usw.) geplant. Es wurden bereits Überlegungen zu einem zukünftigen Datenszenario angestellt. Um das aufwändige Verfahren des manuellen Datenimports zu vermeiden, ist für zukünftige Heizwerke bzw. bei der Modernisierung bestehender Anlagen geplant, ein Konzept für die automatisierte Datenübernahme in die Datenbank vorzusehen. Ein mögliches Szenario könnte der Einsatz von Agents auf den jeweiligen SCADA-Systemen in den Heizwerken sein, welche die Daten beispielsweise über ein REST-Webservice an die Auswertungssoftware übermitteln. Durch weitere Untersuchungen und Adaptierungen des Modells können mit Sicherheit zusätzliche Einsparungspotenziale identifiziert und weitere Schritte hinsichtlich der Entwicklung und Implementierung eines übergeordneten Energiemanagementsystems für kleine und mittlere Wärmenetze gesetzt werden.

DREI GUTE GRÜNDE FÜR DAS PROJEKT

- Die existierenden Software- und Hardware-Anwendungen haben ein signifikantes Potenzial für Effizienzsteigerung in der Wärmeversorgung und um multifunktionale Anwendungen anbieten zu können.
- Das derzeitige Regelsystem ermöglicht keine rasche Implementierung von smarten Lösungen, die als Schlüsselfaktoren für eine stärkere Einbindung von erneuerbaren Energiequellen identifiziert werden können.
- Speziell bei kleinen Wärmenetzen (bis zu 5 MW_{th}) gibt es keine Verbindung zwischen den verschiedenen Steuer- und Regelsystemen.





Entwicklung von technisch optimierten Großwärmepumpen zur Beheizung und Klimatisierung von großvolumigen Gebäuden

Projektnummer 818769
Koordinator Ochsner Wärmepumpen GmbH
Projektleitung Karl Ochsner: karl.ochsner@ochsner.at
Förderprogramm Neue Energien 2020, 1. Ausschreibung
Dauer 01.04.2008 - 31.07.2011 **Budget:** 920.001,00 €



Nutzung des tiefeingeothermischen Potenzials ehemaliger Untertagebergbaustätten

Projektnummer 834563
Koordinator Porr Umwelttechnik GmbH
Projektleitung Walter Martinelli, Milena Bieg, Anita Angerer: put@porr.at
Partner Geophysica
Förderprogramm Neue Energien 2020, 5. Ausschreibung
Dauer 01.03.2012 - 30.04.2013 **Budget:** 184.464,00 €



Effizienzsteigerung eines Biomasse-Fernheizkraftwerks mit ORC & aktiver Kondensation

Projektnummer 834638
Koordinator BIOENERGY 2020+ GmbH
Projektleitung Ernst Höftberger: ernst.hoeftberger@bioenergy2020.eu
Partner VOIGT+WIPP, Frigopol, Fernwärmeversorgung
Förderprogramm Neue Energien 2020, 5. Ausschreibung
Dauer 01.03.2012 - 28.02.2015 **Budget:** 280.850,00 €



Energie aus Abwasser; Einbindung in regionale Energieversorgungskonzepte

Projektnummer 821900 + 838716
Koordinator Ochsner Wärmepumpen GmbH; Österr. Energieagentur
Projektleitung Franz Zach: franz.zach@energyagency.at
Partner eam, Energie + Umwelt, BOKU - Inst. f. Siedlungswasserbau, Fernwärme Wien, AIT - Austrian Institute of Technology, TU Graz - Inst. f. Prozess- und Partikeltechnik
Förderprogramm Neue Energien 2020, 2. Ausschr., e!Mission.at – Energy Mission Austria, 1. Ausschr.
Dauer 01.11.2009 – 30.11.2012; 01.04.2013 - 31.03.2016 **Budget:** 418.783 € + 824.076 €



Smart Grids Modellregion Salzburg - Smart Heat Networks

Projektnummer	825549	
Koordinator	Salzburg AG	
Projektleitung	Daniel Reiter: daniel.reiter@salzburg-ag.at	
Partner	AIT - Austrian Institute of Technology GmbH	
Förderprogramm	Neue Energien 2020, 3. Ausschreibung	
Dauer	01.03.2010 - 28.02.2013	Budget: 348.164,00 €



Fernwärme für Passiv- und Niedrigenergiehäuser mit niedrigen Vorlauftemperaturen

Projektnummer	834582	
Koordinator	AIT - Austrian Institute of Technology GmbH	
Projektleitung	Ralf-Roman Schmidt: ralfroman.schmidt@ait.ac.at	
Partner	Österr. Energieagentur, Stadtwerke Wörgl, Güssing Energy Technologies, Fernwärme Wien, WSE, Freizeitzentrum Güssing, Güssinger Fernwärme, Grazer Energieagentur, MCI Management Center Innsbruck	
Förderprogramm	Neue Energien 2020, 5. Ausschreibung	
Dauer	01.06.2012 - 31.05.2015	Budget: 997.317,00 €



Energie-Kaskaden in städtischen Fernwärmesystemen

Projektnummer	838683	
Koordinator	AIT - Austrian Institute of Technology GmbH	
Projektleitung	Ralf-Roman Schmidt: ralfroman.schmidt@ait.ac.at	
Partner	Fernwärme Wien, Energie Klagenfurt	
Förderprogramm	e!Mission.at – Energy Mission Austria, 1. Ausschreibung	
Dauer	01.06.2013 - 31.05.2015	Budget: 303.866,00 €



Energiemanagement für kleine und mittlere Wärmenetze

Projektnummer	834441	
Koordinator	ASTRA BioEnergie GmbH	
Projektleitung	Anton Aschbacher, anton.aschbacher@astra-bioenergie.eu	
Partner	4ward Energy Research	
Förderprogramm	Neue Energien 2020, 5. Ausschreibung	
Dauer	01.02.2012 - 30.04.2013	Budget: 220.829,00 €

Medieninhaber

Klima- und Energiefonds

Gumpendorfer Straße 5/22, 1060 Wien

Tel: (+43 1) 585 03 90, Fax: (+43 1) 585 03 90-11

office@klimafonds.gv.at

www.klimafonds.gv.at

Für den Inhalt verantwortlich

Die AutorInnen tragen die alleinige Verantwortung für den Inhalt dieser Broschüre. Er spiegelt nicht notwendigerweise die Meinung des Klima- und Energiefonds wider. Weder der Klima- und Energiefonds noch das Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (bmvit) oder die Forschungsförderungsgesellschaft (FFG) sind für die Weiter-nutzung der hier enthaltenen Informationen verantwortlich.

Gestaltung

www.angieneering.net

Druck

Druckerei Janetschek GmbH. Bei der mit Ökostrom durchgeführten Produktion wurden die Anforderungen des Österreichischen Umweltzeichens erfüllt. Sämtliche während des Herstellungsprozesses anfallenden Emissionen wurden im Sinne einer klimaneutralen Druckproduktion neutralisiert.

Verlags- und Herstellungsort: Wien

Wir haben diese Broschüre mit größtmöglicher Sorgfalt erstellt und die Daten überprüft. Rundungs-, Satz- oder Druckfehler können wir dennoch nicht ausschließen.

www.klimafonds.gv.at



In Kooperation mit:

