



Urbane Wärme wende

Cover Illustration: Stefanie Hilgarth

VORWORT

Seite 03

ecoRegeneration: Entwicklung einer „Merit-Order“ bei Regenerationswärme für Erdsondenfelder in urbanen Wohngebieten

Seite 05

In ecoRegeneration wurden verschiedene Optionen innerhalb eines Siedlungsgebietes überprüft um die erforderliche Regenerationswärme für Erdsondenfelder bereitzustellen. Erarbeitet wurden Geschäftsmodelle und bewertete Wärmepreise von sämtlichen Lösungen, sodass eine Art „Merit-Order“ für Regenerationswärme erstellt werden konnte.

Hybrid DH: Sondierung einer hybriden Netzeinspeisung im städtischen Fernwärmesystem Neusiedl am See

Seite 13

Das Ziel des Forschungsprojektes ist die Erarbeitung der technischen, wirtschaftlichen, rechtlichen und sozialen Aspekte zur Entwicklung eines gesamtheitlichen Konzeptes für die hybride Einspeisung des Fernwärmenetzes von Neusiedl am See. Ein besonderer Schwerpunkt ist dabei die effiziente Aufnahme von regionaler erneuerbarer Energie.

DeStoSimKaFe: Konzeptentwicklung & gekoppelte deterministisch/ stochastische Bewertung kalter Fernwärme zur Wärme- & Kälteversorgung

Seite 19

Das übergeordnete Ziel dieses Projektes ist die Anwendbarkeit und Umsetzbarkeit innovativer und nachhaltiger Wärme- und Kälteversorgung auf Basis von Kalter Fernwärme zu ermöglichen, indem die methodischen und simulationstechnischen Grundlagen für die Planung und langfristige Bewertung entwickelt werden.

Speicherstudie: „Big Solar Feldbach“

Seite 27

Im Rahmen des Klima- und Energiemodellregion Leitprojekts „Big Solar Feldbach“ wurde die techno-ökonomische Einbindung von Solarthermie und eines Saisonspeichers in das Fernwärmenetz Feldbach untersucht.

giga_TES: Giga-Scale Thermal Energy Storage for Renewable Districts

Seite 33

Das Leitprojekt giga_TES zielt darauf ab, Großspeicherkonzepte für Distrikte zur Einbindung eines hohen Anteils an erneuerbaren Energien zu entwickeln. Besonderer Fokus wurde auf realisierbare Umsetzungen in Österreich gelegt.

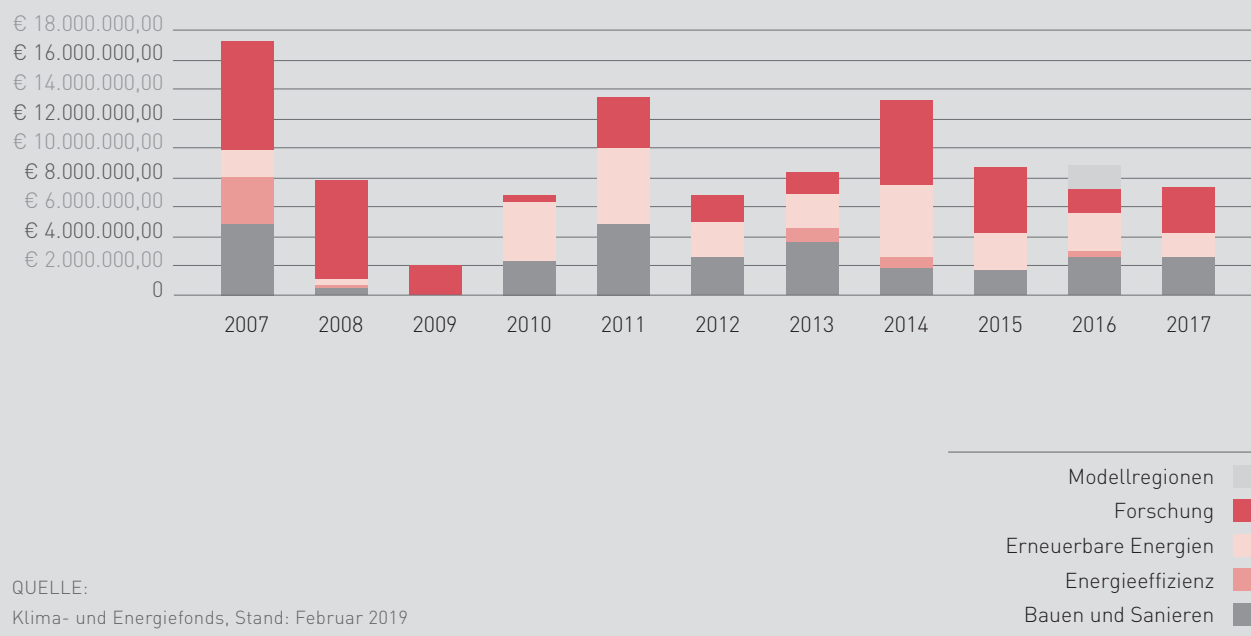
GeoTief Wien: Exploration Tiefer Geothermie in Wien

Seite 43

Bei GeoTief Wien geht es um die wissenschaftlich fundierte und auf dem höchsten Stand der Technik durchgeführte Erforschung und Vermessung der Geologie im östlichen Raum Wiens. Dabei werden mögliche Wärmepotenziale erforscht und die Entscheidungsgrundlage für mögliche Wärmeprojekte der Zukunft gelegt.

Alle geförderten Projekte im Überblick

Seite 48



QUELLE:

Klima- und Energiefonds, Stand: Februar 2019



„Der Wärmesektor ist für einen Großteil des österreichischen Endenergieverbrauchs verantwortlich. Gerade in diesem Bereich sind neue innovative Ansätze notwendig um die Dekarbonisierung unseres Energiesystems voranzutreiben. Der Klima- und Energiefonds ist mit seinen Programmen ein wichtiger Treiber der urbane Wärmewende!“

THERESIA VOGEL, GESCHÄFTSFÜHRERIN DES KLIMA- UND ENERGIEFONDS

Mit der Wärmewende die Klimaziele erreichen

Urbane Wärmewende – das große Potenzial

Der Wärmebereich ist für mehr als 50% des österreichischen Endenergieverbrauchs verantwortlich und wird zu einem Großteil von rund 60% noch mit fossiler Energie abgedeckt. Gerade im urbanen Raum ist daher eine erfolgreiche Wärmewende von zentraler Bedeutung für die Erreichung der nationalen und internationalen Pariser Klimaziele.

Deshalb fördert der Klima- und Energiefonds seit seiner Gründung im Jahr 2007 fast 570 innovative Forschungs- und Umsetzungsprojekte im Bereich „Urbane Wärmewende“ und unterstützt die Entwicklung von bedeutsamen und neuen Innovationen mit mehr als 100 Millionen Euro. Durch diese Förderungen konnten Investitionen in Höhe von über 250 Millionen Euro ausgelöst werden und neue wichtige Erkenntnisse im Bereich Wärmespeicher, Wärmenetze, Sektorkopplung und Wärmeerzeugung gewonnen werden.

Ein weiterer Schwerpunkt des Klima- und Energiefonds ist die Überleitung von Forschungsergebnissen in den Markt. Dadurch soll die Marktdurchdringung von klimarelevanten und nachhaltigen Energietechnologien gefördert und der Wirtschaftsstandort Österreich gestärkt werden. Durch seine Forschungs- und Marktdurchdringungsprogramme ist der Klima- und Energiefonds ein wichtiger Treiber der urbanen Wärmewende.

Auch im Regierungsprogramm der Bundesregierung wird die Erarbeitung und Umsetzung einer Wärmestrategie mit erneuerbarer Wärme in der Wirtschaft, im öffentlichen und privaten Bereich angestrebt. Der Klima- und Energiefonds leistet auch hier einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der ambitionierten Ziele der Bundesregierung und zeigt mit seinen geförderten Projekten auf, wie die urbane Wärmewende gelingen kann.

Eine aufschlussreiche Lektüre wünschen Ihnen

Ihr Klima- und Energiefonds



Projektleitung: GERHARD HOFER
e7 Energie Markt Analyse GmbH

ecoRegeneration

Entwicklung einer „Merit-Order“ bei Regenerationswärme für Erdsondenfelder in urbanen Wohngebieten

Einleitung

Als Alternativen zur gängigen Wärmeversorgung in urbanen Wohngebieten mit Fernwärme oder Gas-Kessel bieten sich Lösungen mit Wärmepumpen und Erdsonden(feldern) an. Eine Untersuchung im Auftrag der Stadt Wien (Stadt Wien MA 20, 2016) hat ergeben, dass diese Art der Wärmeversorgung über den Lebenszyklus auch wirtschaftlich sein kann. Da in urbanen Wohngebieten vornehmlich Wärme zur Raumheizung und für das Warmwasser benötigt wird, ist eine ausgeglichene Wärmebilanz der Erdsondenfelder nicht möglich. Daher ist eine thermische Regeneration der Erdsonden mit anderen Wärmebereitstellungslösungen erforderlich.

Eine Regeneration der Erdsonden ist dann erforderlich, wenn die Erdsonden den Ausgleich der entnommenen Wärme im Winter nicht durch die Umgebung im Erdreich oder durch einen gegenläufigen Kühlbetrieb im Sommer und saisonaler Speicherung bewältigen können. Die Regenerationserfordernisse hängen von der Größe und der Nutzung des Gebäudes ab:

- Kleinere Wohngebäude, eine oder nur wenige Erdsonden: In diesem Fall ist die Beeinflussung von anderen Erdsonden nicht oder nur gering vorhanden, sodass keine Regeneration erforderlich ist (ZHAW, 2018).
- Gebäude oder Siedlungen mit Mischnutzung (Wohn- und gewerbliche Nutzung): hier kann dieses Konzept gut eingesetzt werden, da sowohl ein Heiz- als auch ein Kühlbedarf vorliegt, der durch die Wärmepumpe mit Erdsonden abgedeckt werden

kann (Hässig, 1998). Hier gibt es die Herausforderung, dass der Wärmeentzug aus der Wärmeeintrag in die Erdsonden annähernd ausgeglichen sein soll, um kein zusätzliches System für Heizen oder Kühlen einsetzen zu müssen.

- Großvolumige Wohngebäude sowie in urbanen Wohngebieten: hier ist die Ausgangsposition schwieriger. Aufgrund des großen Wärmebedarfs ist hier die Anordnung einer Vielzahl von Erdsonden in einem Erdsondenfeld erforderlich. Aufgrund der hohen Wärmeentzugsdichte erfolgt eine übermäßige Abkühlung des Erdreiches. Diese Abkühlung bewirkt zum einen eine geringere Effizienz des Energiekonzeptes und kann zum anderen zur Frostbildung in den Sonden und somit zu einem „Totalschaden“ der Erdsonden führen. In diesem Konzept kann die Nutzung oberflächennaher Geothermie nur bei gleichzeitiger Regeneration des Erdreiches erfolgen. (Stadt Zürich, 2015)

Als Erdsondenfelder werden rasterartige Anordnungen von Tiefenbohrungen verstanden, welche mit Wärmetauscherrohren bestückt sind, durch die eine Wärmeträgerflüssigkeit im geschlossenen Kreislauf geführt wird und so dem umgebenden Erdreich je nach Anforderung Wärme entzieht oder an dieses abgibt. Typische Tiefenentwicklungen betragen 100 bis 250 m. Erdsonden bieten sich als sehr effektive und temperaturstabile Wärmequellen für Wärmepumpensysteme an und zeichnen sich für die Anwendung im urbanen Kontext durch ihren geringen Flächenbedarf aus.

Lösungen für Regenerationswärme

TABELLE 1

Bestehende Wärme nutzen (Abwärme)		Wärme neu schaffen				
im Gebiet		angrenzend		am Gebäude	angrenzend am Gebäude	
im Wohngebäude		Nicht-Wohnnutzung mit hoher Abwärme		bereits eingeplante Technologie nutzen	zusätzliche Technologie	Zusätzliche Technologie
Wohnnutzung	Nicht-Wohnnutzung	Fokus Datacenter		Liste an Technologien		Fokus Asphalt-kollektor



Literatur

Hässig W. et al (1998) Regeneration von Erdwärmesonden, Phase 1: Potenzialabschätzung.

Bundesamt für Energie, Forschungsprogramm Umgebungs- und Abwärme.

Huber A. (2014) Speicherung von Wärme in Erdwärmesonden. Huber Energietechnik AG, Zürich.

Magistrat der Stadt Wien MA 20 – Energieplanung (2016) Energieversorgungsoptionen für das Stadtentwicklungsgebiet Donauefeld.

Untersuchung von acht unterschiedlichen Energieversorgungsszenarien, die für das Stadtentwicklungsgebiet infrage kommen.

Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften ZHAW (2018) Optimierung von Erdwärmesonde, Erdsonden regenerieren, <http://www.erdsondenoptimierung.ch/index.php?id=269187>, Abgerufen: 09.08.2018

Stadt Zürich, Amt für Hochbauten (2015) RegenOpt, Optimierungen zur Vermeidung nachbarschaftlicher Beeinflussung von Erdwärmesonden: energetische und ökonomische Analysen. Schlussbericht.

Ohne Regeneration sinkt die Temperatur im Sondenrücklauf deutlich ab wogegen mit Regeneration keine Abkühlung eintritt. Bei ausgeglichener Energiebilanz der Sonden verhält sich ein Sondenfeld ähnlich wie eine Einzelsonde. Dadurch kann auch die Anzahl von Erdsonden eingespart werden, da ein höherer Ertrag möglich ist. Es ist sogar eine höhere „Aufladung“ des Erdreichs möglich, sodass die mittlere Erdreichtemperatur ansteigt. Dadurch wird die Effizienz des Energiekonzeptes erhöht und die Anzahl der Erdsonden verringert (Huber, 2014).

Fragestellung

Die Ausgangssituation ist eine Wärmeversorgung mittels Wärmepumpe und Erdsondenfeld sowie eine überwiegende Wohnnutzung im gesamten Untersuchungsgebiet. In diesem Fall wird im Erdsondenfeld überwiegend Wärme entzogen. Welche kostengünstigen Lösungen sind verfügbar, um das Erdsondenfeld im Zeitraum von einem Jahr ausgeglichen zu bilanzieren? Können die Lösungen anhand einer Reihenfolge entsprechend der Gesamtkosten für die Regenerationswärme gelistet werden, sodass eindeutig ersichtlich ist, welche Lösung die nächstgünstigste ist? Können die Lösungen für Regenerationswärme ähnlich einer Merit-Order für Kraftwerke dargestellt werden?

Technologien Und Lösungen

Die Möglichkeiten für Regenerationswärme sind in Tabelle 1 dargestellt.

- **Abwärme, in Wohngebäuden, Wohnnutzung:** Gängige Lösung zur Regeneration von Erdsonden ist das Entziehen von Wärme aus den Wohnungen über Free-Cooling. Die Nutzung von Flächenheizungen zur Raumkühlung bietet sich als Wärmequelle zur Regeneration der Sondenfelder an.
- **Abwärme, in Wohngebäuden, Nicht-Wohnnutzung:** Eine weitere Möglichkeit ist die Nutzung von Abwärme der Kühlung für gewerbliche Nutzung. Beispielsweise die Kühlung von Supermärkten,

Gastronomiebetrieben oder Bäckereien, die auch in urbanen Wohngebieten – in der Regel im Erdgeschoß von Gebäuden – angesiedelt werden.

- **Abwärme, im Gebiet oder angrenzend, Fokus Datacenter:** ein weitere Möglichkeit für Abwärme sind Datacenter/Rechenzentren. Hier wird an 365 Tagen im Jahr Abwärme generiert. Entscheidend dabei ist, die gezielte Ansiedelung von Datacentern in urbane Wohngebiete, um diese Wärme direkt vor Ort nutzen zu können.
- **Wärme neu schaffen:** Hier sind Technologien abgebildet, die Wärme im Sommer möglichst CO₂ neutral bereitstellen können. Entscheidend dabei ist die Integration in das Wärmekonzept sowie die Lebenszykluskosten der Technologien.
- **Wärme neue schaffen, Asphaltkollektor:** Asphaltkollektoren sind Systeme aus in die Asphaltdecke von Straßen- oder Gehbelägen eingelegten Wärmetauscherrohren. Sie weisen außerdem die Zusatznutzen der Verlängerung der Asphaltlebensdauer und der Senkung der Wärmeabstrahlung des Asphalts und somit der Milderung von Urban-Heat-Island-Effekten, die zunehmende Bedeutung aufweisen.

Methode

Zur Ermittlung der Wärmekosten für Technologien und Lösungen für die Regenerationswärme wurden zwei Modellgebäude mit jeweils zwei unterschiedlichen Niveaus der Energienachfrage definiert. Das große Gebäude umfasst eine Bruttogrundfläche (BGF) von 18.000 m². Diese Art von Gebäuden haben rund 6-8 Geschoße und sind in sehr dicht besiedelten Städten, vor allem in Wien, zu finden. Das mittelgroße Gebäude hat eine Fläche von 3.000 m² BGF. Diese Größenordnung von Gebäuden kommt auch in mittleren und kleineren Städten vor. Für die Wärmenachfrage für Warmwasser und Raumheizung wurde in ein Normal- und ein Effizienzzenario definiert. Die Niveaus für die Wärmenachfrage liegen bei 63 bzw. 42 kWh/m² BGFa für das große Gebäude, sowie bei

Werte für Berechnungsparameter und Sensitivitäten

TABELLE 2

Parameter NOMINALWERTE	Basiswert	Sensitivität	Einheit
Kalkulationszinssatz	3,0	7,0	%/a
Betrachtungszeitraum	30		Jahre
Inflation/Preissteigerung allgemein	1,0		%/a
Preissteigerung Bau	2,5		%/a
Preissteigerung Haustechnik	2,5		%/a
Preissteigerung Wartung/Instandsetzung	2,5		%/a
Preissteigerung Energie – Strom	2,0		%/a
Preissteigerung Energie – Fernwärme Wien	2,0		%/a
Preissteigerung Energie – Gas	2,0		%/a
Restwertbetrachtung – wenn Teile der Lösung bzw. Technologie eine geringere Lebensdauer als der Betrachtungszeitraum hat	ja		-
Energiepreis Strom (Mischtarif Netto, typischer Wert für Wohnbauträger in Österreich)	0,125		€/kWh

„Es gibt vielfältige Möglichkeiten Erdsondenfelder thermisch zu regenerieren. Die Untersuchung am konkreten Gebäude und Gebiet ist entscheidend für die am Besten geeigneten Lösungen. Die Wärmewende in der Stadt muss auch alternativ zur Fernwärme möglich sein. Wärmepumpen mit Umweltenergie aus dem Erdreich bieten eine langfristig nachhaltige Lösung zur Wärmeversorgung. Gleichzeitig bietet es die Chance, Wohnungen im Sommer zu kühlen. Abwärme aus Gewerbeflächen in Wohngebieten, beispielsweise Supermärkte, können zur thermischen Regeneration von Erdsondenfeldern genutzt werden.“ PROJEKTLEITER GERHARD HOFER



73 bzw. 47 kWh/m² BGfA für das mittelgroße Gebäude. Für die Gebäude wurde eine Fläche auf dem Dach definiert, die für die erneuerbare Wärmebereitstellung zur Verfügung steht.

Die Wärmeversorgung erfolgt mit einer Wärmepumpe und einem Erdsondenfeld sowie einem Spitzenlastkessel. Die Auslegung und der Energiefluss der Wärmepumpe sowie des Spitzenlastkessels wurden mit der Software Polysun ermittelt. Der Anteil der Wärmebereitstellung über die Wärmepumpe liegt – je nach Gebäude und Nachfrageszenario – zwischen 63 und 70%. Die restliche Wärme wird mit einem Kessel bereitgestellt. Diese Aufteilung berücksichtigt bereits eine ökonomische Optimierung: eine hundertprozentige Abdeckung der Wärme mittels Wärmepumpen und Erdsondenfeld führt zu einer sehr hohen Anzahl an Erdsonden, dass damit auch die Spitzenlast, die nur an wenigen Tagen auftritt, abgedeckt werden kann. Die Berechnung der Wärmekosten erfolgt über eine Dimensionierung der Lösungen und Technologien anhand der Gebäudevarianten sowie Nachfrageszenarien. Mit diesen Vorgaben können die Investitionskosten sowie allfällige Betriebskosten ermittelt werden. Zusätzlich wird die Energiemenge ermittelt, die über die Lösung oder Technologie als Regenerationsmenge bereitgestellt werden kann. Damit werden unter Berücksichtigung der Kalkulationsparameter aus Tabelle 2 die Bandbreiten für Wärmetarife ermittelt.

Oft sind in den Technologien und Lösungen auch Einschränkungen hinsichtlich der Energiemenge oder des Temperaturniveaus festgelegt, die in der Konzeption der Regenerationswärme zu berücksichtigen sind.

Ergebnisse

Ergebnisse des Projektes sind Wärmekosten sowie eine Reihung der Niveaus der Kosten für die Regenerationswärme der Erdsondenfelder (siehe Abb 1).

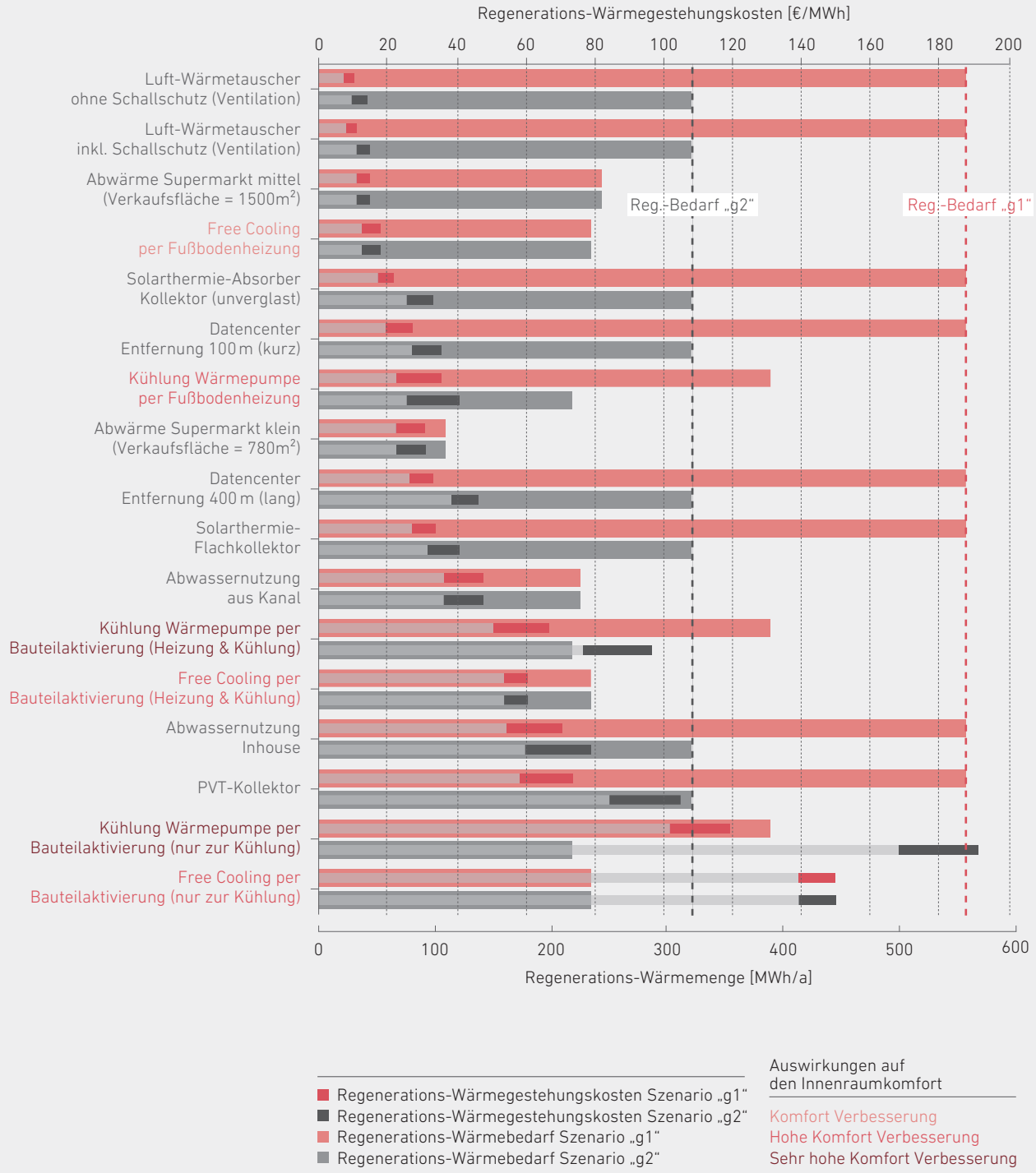
Die y-Achse beschreibt mögliche Lösungen und Technologien zur Generierung von Regenerationswärme, die obere x-Achse beschreibt die Gesamtkosten der Wärmeproduktion in Euro pro MWh. In rot ist der Energiebedarf für das Normalszenario und somit auch das höhere Niveau für die Regenerationswärme dargestellt, in grau das Energieeffizienzzenario und das geringere Niveau der Regenerationswärme. Die untere x-Achse stellt das Ausmaß der Regenerationswärme, die je Technologie oder Lösung bereitgestellt werden kann, dar. Die strichlierte vertikale Linie gibt die maximal erforderliche Regenerationswärme der Erdsonden für die beiden Energiebedarfsvarianten dar.

Für einzelne Lösungen sind auch die Auswirkungen auf den Nutzungskomfort dargestellt. Lösungen, die Wärme in den Räumen entziehen und somit in den Sommermonaten für Kühlung sorgen sind nur als Nutzung für Regenerationswärme dargestellt. In hellrot sind die Auswirkungen gering, in dunkelrot sind große Auswirkungen auf den Nutzungskomfort dargestellt. Der zusätzliche Nutzen für KundInnen ist nicht monetär bewertet worden.

Als Ergebnis kann festgehalten werden, dass der Einsatz von Luft-Wärmetauschern sowie die Nutzung der bestehenden Fußbodenheizung für Free-Cooling ökonomisch am attraktivsten ist. Gleichzeitig ist auch die Nutzung der Abwärme eines größeren Supermarktes ökonomisch attraktiv. Hier liegen die Kosten für

Wärmetarife zur Regenerationswärme von Erdsondenfelder

ABBILDUNG 1



Regenerationswärme bei rund 10-20 EUR/MWh.

Etwas höher liegen die Kosten für Solarthermie-Absorber oder einem Solarthermie-Flachkollektor (20-40 EUR/MWh). In einem ähnlichen Niveau liegen die Kosten für die Nutzung der Abwärme von kleineren Supermärkten und Datacentern, die relativ nahe der Erdsonden liegen (ca. 100 m Entfernung), sowie die Nutzung des Abwasserkanals. Die aktive Kühlung des Fußbodens erhöht den Ertrag des Wärmezuges, dafür wird jedoch auch ein höherer Energieeinsatz benötigt.

Darüber hinaus liegen Lösungen, die zusätzlich eine Bauteilaktivierung der Decke für Kühlung nutzen möchten. Hier sind die baulichen Zusatzkosten für die Integration in der Decke relativ hoch und führen zu höheren Wärmekosten. Ein PVT-Kollektor für die Nutzung der Regenerationswärme ist technisch eine sehr gute Lösung, weil hier die Temperaturen der Wärmegewinne niedrig sind und somit direkt für die Regeneration genutzt werden können. Gleichzeitig sind die Investitionskosten noch relativ hoch, was zu hohen Wärmekosten führt.

Insgesamt gesehen gibt es eine Reihe von Technologien und Lösungen, die ein sehr kostengünstiges Konzept für die Regenerierung der Erdwärmesonden darstellen. Diese Technologien und Lösungen sind in die Energiekonzepte zu integrieren, um eine langfristige und energieeffiziente Nutzung des Erdreichs sicherstellen zu können.

Danksagung

Dieser Bericht wurde im Rahmen des Projektes „eco-Regeneration: Entwicklung einer „Merit-Order“ bei Regenerationswärme für Erdsondenfelder in urbanen Wohngebieten“ des Programmes Stadt der Zukunft erstellt. Stadt der Zukunft ist ein Forschungs- und Technologieprogramm des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie. Es wird im Auftrag des BMVIT von der Österreichischen Forschungsförderungsgesellschaft gemeinsam mit der Austria Wirtschaftsservice GmbH und der ÖGUT - Österreichischen Gesellschaft für Umwelt und Technik abgewickelt.

DREI GUTE GRÜNDE FÜR DAS PROJEKT

- Die Energieraumplanung wird als Instrument der Gebietskörperschaften nun aktiv genutzt. Welche ökologisch vorteilhafte Lösungen können in urbanen Wohngebieten außerhalb der Fernwärme-Zone eingesetzt werden? Regenerationsmöglichkeiten sind ein fehlendes Puzzlestein für Wärmeversorgung über Erdsondenfelder.
- Fernwärme wird oft in Stadtentwicklungsgebieten an der Peripherie nicht genutzt. Gas-Kessel sollen aus ökologischen Gründen nicht eingesetzt werden und werden in naher Zukunft im Neubau verboten werden. Konzepte mit Wärmepumpe und Erdsonden bieten ein geeignete Lösungen für die Wärmeversorgung. In urbanen Wohngebieten ist ein zu geringer Kühlbedarf vorhanden, um Erdsonden saisonal thermisch ausgeglichen bilanzieren zu können. Daher sind zusätzliche Lösungen zur thermischen Regeneration von Erdsondenfelder notwendig.
- Erdgeschoßflächen in Wohngebäuden bieten in vielen Fällen Gewerbeflächen an, beispielsweise für den Supermarkt. Diese Gewerbeflächen werden oft aktiv gekühlt, die entnommene Wärme kann zur thermischen Regeneration der Erdsondenfelder genutzt werden. Ein Zusammenschluss der Energiesysteme der Wohn- und der Gewerbenutzung ist erforderlich.





Projektleitung: MARKUS PUCHEGGER
Forschung Burgenland GmbH

Wärmzentrale des Neusiedler Wärmenetzes

ABBILDUNG 1



Hybrid DH

Sondierung einer hybriden Netzeinspeisung im städtischen Fernwärmesystem Neusiedl am See

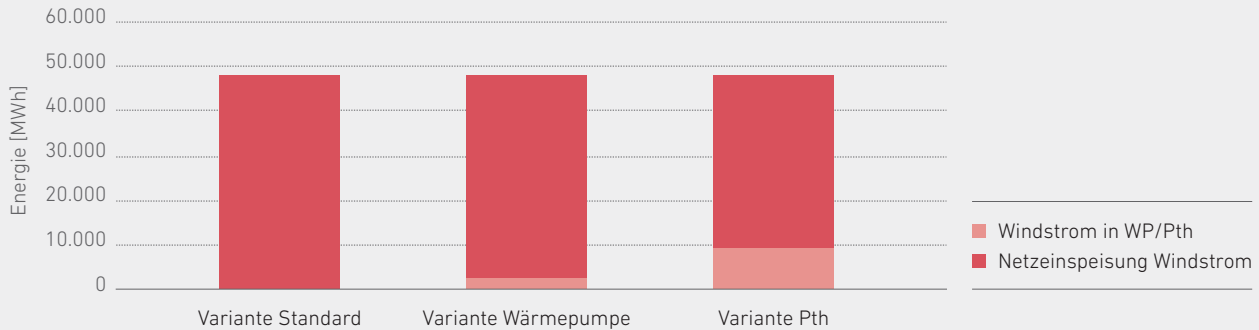
Das Energiesystem Österreichs und Europas ist im Wandel hin zu einem regenerativen, flexiblen, intelligenten und vernetzten System. Diese Wandlung muss vollzogen werden um den Klimazielen gerecht zu werden und die Erwärmung der Atmosphäre auf +2°C zu beschränken.

In Österreich hat man sich zum Ziel gesetzt, eine Energieversorgung auf Basis erneuerbarer Erzeugung zu schaffen. In der Energiestrategie #mission2030 wird das Ziel definiert, bis 2030 den nationalen Gesamtstromverbrauch bilanziell zu 100% aus erneuerbaren Energieträgern zu erzeugen. Eine Dekarbonisierung der Energiewirtschaft ist bis 2050 geplant. Dafür ist ein umfassender Ausbau erneuerbarer Energieträger, vor allem in der Stromerzeugung notwendig. Aktuell beläuft sich der Anteil Erneuerbarer in der Stromerzeugung auf 71,7%. Eine wesentliche Rolle für den Ausbau der Erneuerbaren in Österreich spielt die Windenergie, wie die Entwicklung des Zubaus an Windkraftanlagen demonstriert. Bezüglich des Ausbaus der Windkraft spielt in Österreich vor allem das Burgenland eine Vorreiterrolle, wo im Jahresschnitt bilanziell um rund 50% mehr elektrische Energie erzeugt als verbraucht wird. Dieser Vorstoß in Richtung erneuerbare Energieregion Burgenland ist durch den massiven Ausbau von Windkraftanlagen gelungen. Der Bauboom der Windkraft begann im Burgenland im Jahr 2002, derzeit befinden sich 426 Anlagen mit einer gesamt installierten Leistung von 1.026,1 MW in

Betrieb. Der bisherige und weitere Zubau an Windkraft beruht zu großen Teilen auf der attraktiven Förderung durch die OeMAG mittels fixen Tarifen. Der Fördertarif ist jedoch zeitlich begrenzt, was dazu führt, dass zunehmend mehr bestehende Windkraftanlagen keine Tarifförderung mehr erhalten. Da die nicht mehr geförderten Anlagen auch aus der von der OeMAG bewirtschafteten Bilanzgruppe fallen, müssen diese am liberalisierten Strommarkt vermarktet werden. Auch für künftige Neuanlagen tut sich bei Einführung der derzeit diskutierten Marktprämienmodelle anstatt der bisher üblichen Fixtarifmodelle ein Bedarf zur Entwicklung neuer Vermarktungsstrategien für Strom aus Windkraftanlagen auf. Die Eigenvermarktung von Windstrom führt aufgrund von Prognoseunsicherheiten in der Erzeugung zu erheblichen Risiken und Kosten für Ausgleichsenergie. Die Vermarktung des betroffenen Windstroms des assoziierten Partners Energie Burgenland AG passiert derzeit in der 24/7 Windleitwarte, welche die Windenergie am Terminmarkt, Day Ahead Markt und Intraday Markt bewirtschaftet sowie die einzelnen Assets auf Fahrplanbasis steuert. Um weiterhin den Ausbau und die langfristige Wirtschaftlichkeit von bestehenden und neuen Windkraftanlagen und somit den Absolutzuwachs an Windkapazität für das Voranschreiten der Energiewende sicherzustellen, sind alternative Geschäftsmodelle für die Windkrafterzeugung bzw. –verwertung notwendig.

Verwendung Windstrom

ABBILDUNG 2



Aktuell stehen Flexibilitäten als eine der wichtigsten Mechanismen zur Bewältigung der Herausforderungen in einem Energiesystem basierend auf fluktuierenden erneuerbaren Energieträgern in Diskussion. Nach der Definition im EU-Mandat 490 bezieht sich Flexibilität allgemein auf die Elastizität des Ressourceneinsatzes (Verbrauch, Speicherung, Erzeugung), insbesondere zur Bereitstellung von Hilfsdiensten für die Netzstabilität und/oder Marktoptimierung. Die Bereitstellung von Flexibilitäten bedingt, dass die VerbraucherInnen über die Möglichkeit verfügen, auf einen Speicher zuzugreifen. Diese Speicherkapazitäten können durch reale physische Speicher bereitgestellt werden, wie z. B. bei industriellem Demand Side Management, chemischen Speichersystemen (wie Batterien oder Gas) oder durch Umwandlung von Elektrizität in Wärme, um die thermischen Kapazitäten als Flexibilitäten für das Stromnetz nutzbar zu machen.

Im Kontext von Hybrid DH wurde in erster Linie die Möglichkeit, die Sektorkopplung Strom zu Wärme zur Kompensation von Fluktuationen von Windkrafterzeugung für das Gebiet um Neusiedl untersucht. Bei der

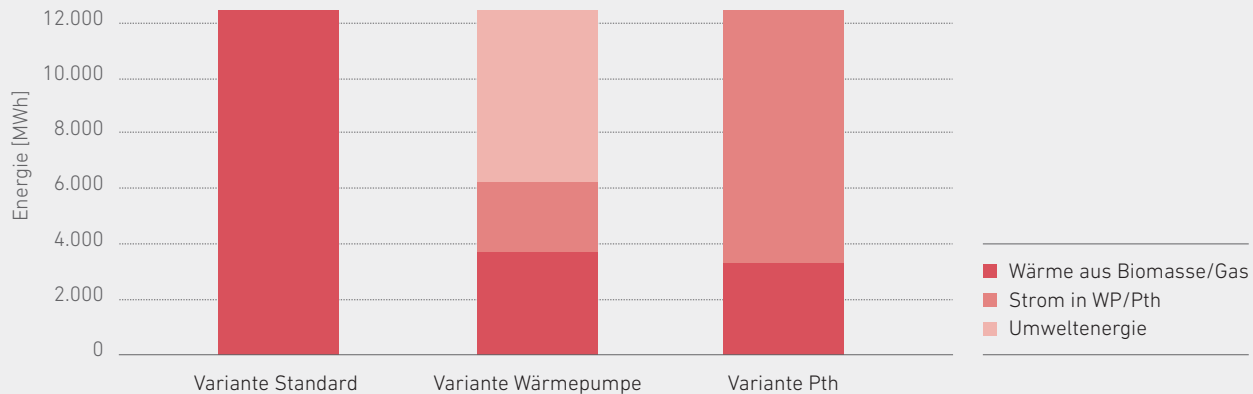
Sektorkopplung werden einzelne Energieverteilungsnetze in integrierte Energiesysteme (hybride Netze), die den Einsatz von Flexibilitäten enorm erleichtern, umgewandelt. Dabei ist die Kopplung unterschiedlicher Netze und Infrastrukturen notwendig um zusätzliche Speicherpotenziale zu generieren. In integrierten Energiesystemen ist das Ziel, ein globales Optimum für die Nutzung aller betrachteten Energiearten (Strom, Wärme, Mobilität etc.) zu schaffen.

Das Wärmenetz der Stadtgemeinde Neusiedl wies im Jahr 2016 eine Spitzenlast in der Höhe von 4,8 MW auf. Der jährliche Wärmebedarf betrug knapp 12,5 GWh. Die Energiezentrale des Wärmenetzes der Stadtgemeinde Neusiedl weist einen Hackgutkessel (2,6 MW) sowie einen Gaskessel als Back-Up und Spitzenlastkessel (3,9 MW). Das städtische Fernwärmesystem zeichnet sich durch einen ganzjährig hohen Bedarf an Wärme aus. Die Reduktion des Gaskesselspitzenlastanteils zur CO₂-Einsparung über regional erzeugten erneuerbaren Strom stellt ein großes Potenzial dar.

In unmittelbarer Nähe zum Stadtgebiet befindet sich zudem der Windpark Neusiedl, der mit 18 Wind-

Primärenergie für Wärmeerzeugung

ABBILDUNG 3



energieanlagen eine Nennleistung von 32,4 MW aufweist. Im Jahr 2016 konnten damit knapp 48 GWh an Strom erzeugt werden. Der Windpark ist aufgrund seiner Inbetriebnahme Anfang der 2000er Jahre nicht mehr im Förderregime der OeMAG integriert, die erzeugte Windenergie wird somit auf dem freien Markt verwertet.

Die energetische Potenzialanalyse für die Stadt Neusiedl zeigt, dass derzeit nur 7,9% des Wärmebedarfs der Stadt aus regionaler Wärmebereitstellung erfolgt. Verschiedene Faktoren lassen zudem auf eine Zunahme des Wärmebedarfs schließen (z.B. Zuzug in die Stadt, Zunahme von Wärmebedarf für Kälteanwendungen). Somit zeigt sich enormes Potenzial für Sektorkopplung über Power-to-Heat. Innerhalb des Projekts lag der Fokus somit auf der technoökonomischen Detailanalyse von Sektorkopplungsoptionen zwischen regionalen Windstrom und dem Wärmenetz. Dabei wurden zwei technische Hauptvarianten für Power-to-Heat untersucht:

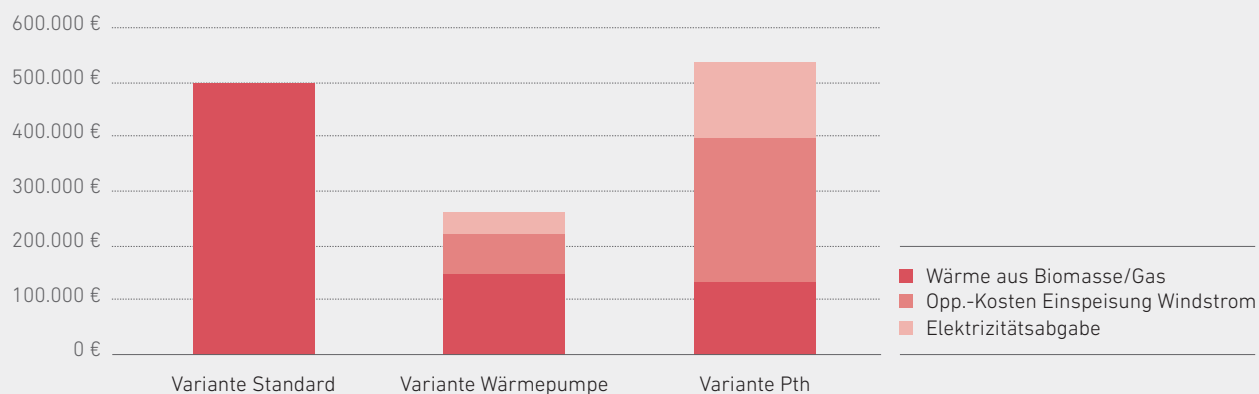
1. Elektrodenkessel
2. Großwärmepumpen

Zudem stellt sich die Frage der optimalen Anlagengröße, der technischen Einbindung sowie die Entwicklung einer geeigneten Betriebsstrategie, die auch die Entscheidung beinhaltet, ob die Power-to-Heat-Anlage nur mit lokalem Windstrom oder auch mit Netzstrom betrieben werden soll.

Elektrodenkessel haben dabei den Vorteil, dass diese einfach in ein bestehendes System einbindbar sind, einfach geregelt werden können und niedrigere Investitionskosten als Wärmepumpen aufweisen. Wärmepumpen sind dagegen exergetisch wesentlich effizienter, daher fallen niedrigere Primärenergiekosten bzw. Opportunitätskosten (für nicht eingespeisten Strom aus den Windenergieanlagen) an. Die Einbindung ist allerdings komplexer, eine geeignete Wärmequelle muss genutzt werden können und die Investitionskosten sind somit höher. Die Analysen erfolgten anhand von regelbasierten Jahresbetriebssimulationen der technologischen Lösungen und einer Sensitivitätsanalyse der Anlagengröße. Aufgrund einer fehlenden ganzjährig nutzbaren Abwärmequelle wurde ein zweistufiges Konzept mit Luftwärmepumpen entwickelt, welches

Primärenergiekosten für die Wärmebereitstellung

ABBILDUNG 4



Literatur

Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus, Erneuerbare Energie in Zahlen 2017, Wien, Dezember 2017

Statistik Austria, Energiebilanz Burgenland 1988 bis 2016

Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien, Agora Energiewende, 2014

Hinterberger R., Hinrichsen J., Dedeyne S. (2018), Einsatz von Power-To-Heat Anlagen zur Verwertung von EE-Überschussstrom, 15. Symposium Energieinnovation, Technische Universität Graz

Hinterberger R. (2015a): Hybridnetze und Synergiepotenziale mit kommunalen Infrastrukturen. Visions- und Strategiepapier. Bericht aus Energie- und Umweltforschung. Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie.

„Wesentlicher Schlüssel zum Gelingen der Energiewende ist neben der technischen Integration fluktuierender Erzeugung auch die Entwicklung von organisatorischen, ökonomischen und partizipativen Lösungen. Die Sektorkopplung wird dabei zukünftig eine tragende Rolle spielen, die unterschiedlichen Energieformen sind dabei integriert zu behandeln und die jeweiligen Wechselwirkungen zu berücksichtigen. Im Projekt Hybrid DH ist es uns gelungen, ein innovatives und exergetisch effizientes Umsetzungsprojekt als einen Baustein des integrierten Energiesystems anzustoßen.“ PROJEKTLEITER MARKUS PUCHEGGER



im Sommer monovalent betrieben werden kann, während in der kalten Jahreszeit, wenn der Biomassekessel in Betrieb ist, eine Rauchgaskondensationsanlage als Wärmequelle dient. Abbildung 1 zeigt die Wärmzentrale des Neusiedler Wärmenetzes.

Die technologiebasierte Energiebilanz zeigt, dass gegenüber der derzeitigen Variante ein wesentlicher Teil der im Wärmenetz benötigten Energie über die Sektorkopplung Strom Wärme bereitgestellt werden kann (vgl. Abbildung 2). Abbildung 3 zeigt wiederum, dass damit sowohl bei der Variante mit dem Elektrodenkessel (Pth) als auch bei der Wärmepumpenvariante ein großer Anteil der Wärme für das Wärmenetz zur Verfügung gestellt werden kann. Wesentlicher Unterschied der Sektorkopplungsvarianten ist die Menge an Windenergie, die für die Umwandlung benötigt wird. Dies führt aufgrund der dafür anzusetzenden Opportunitätskosten auch zu erheblichen Unterschieden bei den jährlichen Primärenergiekosten für die Wärmebereitstellung (vgl. Abbildung 4). Es bleibt zu erwähnen, dass diese Primärenergiekosten nicht die Investition in

die Neuanlagen berücksichtigen, die Differenz zwischen den Varianten muss daher die etwaige Mehr-Investition in die Wärmepumpe finanzieren. Dabei zeigt sich, dass die zu berücksichtigende Elektrizitätsabgabe ein wesentlicher Einflussparameter auf die jährlichen Kosten der technischen Varianten darstellt. In der Investitionsrechnung führt dies letztlich zu der Entscheidung zu Gunsten der Wärmepumpenlösung.

Durch das Projekt konnte somit ein technisches und wirtschaftliches Konzept für die Umsetzung einer Sektorkopplung Strom-Wärme mittels Einbindung von Wärmepumpen entwickelt werden. Die entwickelte Lösung befindet sich derzeit in Umsetzung beim Betreiber des Windparks und Wärmenetzes. In einem Demonstrationsprojekt wird ab März 2019 u.a. die Installation, Inbetriebnahme sowie das Betriebsmonitoring sowie die laufende Betriebsoptimierung durchgeführt. Zudem sollen weitere Konzepte für Sektorkopplungsoptionen im und um das Stadtgebiet auf technischer, ökonomischer und partizipativer Ebene erarbeitet und umgesetzt werden.

DREI GUTE GRÜNDE FÜR DAS PROJEKT

- Lokale Verwendung fluktuierend erzeugter Windenergie
- Effiziente Umwandlung in Power-to-Heat Anlage über Wärmepumpe
- Entwicklung einer für andere Nahwärmenetze im Windgebiet multiplizierbaren Lösung ohne Notwendigkeit einer zusätzlichen Abwärmequelle



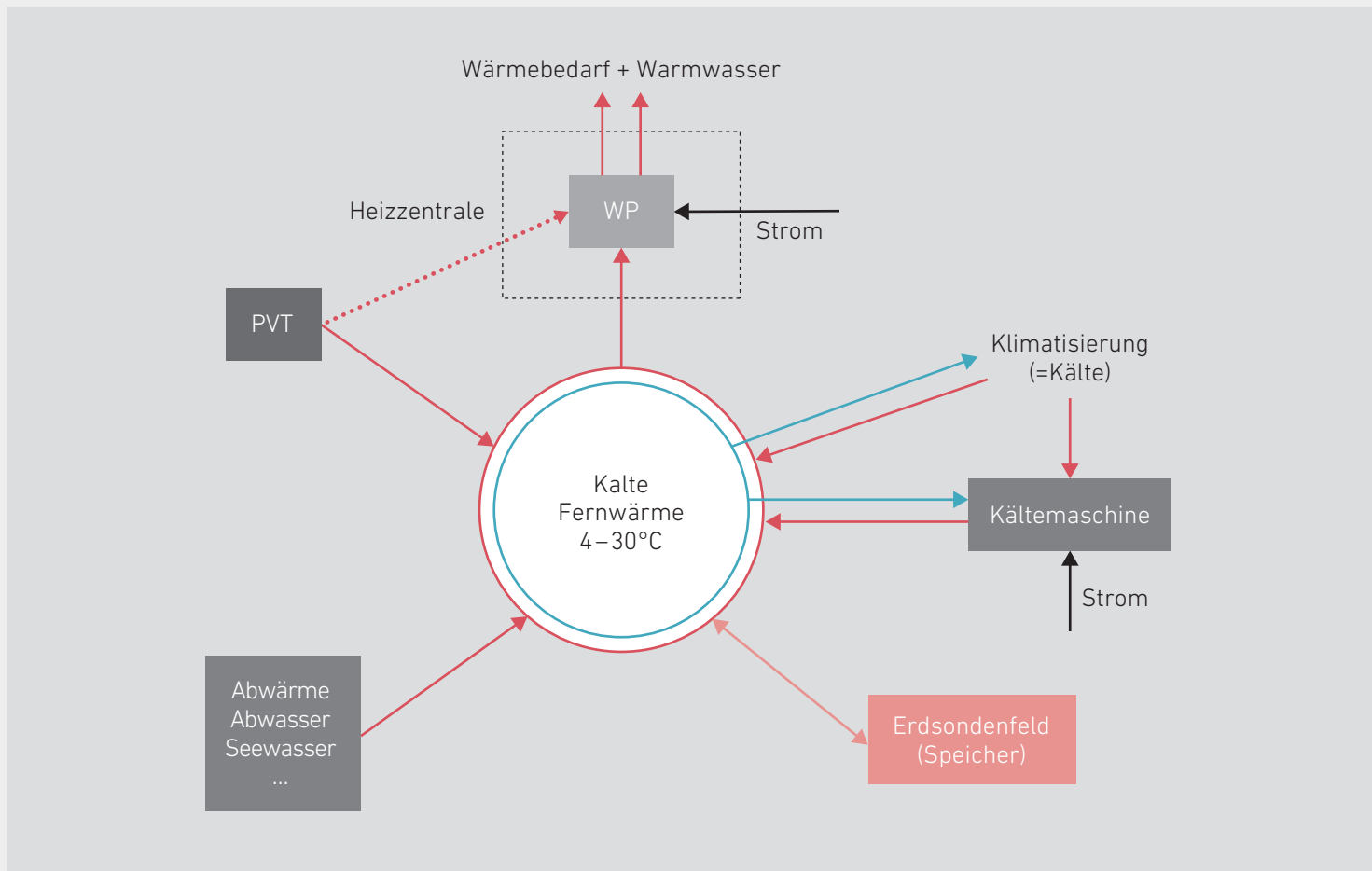


Projektleitung:

HERMANN EDTMAYER, HARALD SCHRAMMEL
AEE - Institut für Nachhaltige Technologien, Gleisdorf

Mögliche Systemkomponenten in einem kalten Fernwärmenetz

ABBILDUNG 1



DeStoSimKaFe

Konzeptentwicklung & gekoppelte deterministisch/stochastische Bewertung kalter Fernwärme zur Wärme- & Kälteversorgung

Derzeit werden 51 % des Endenergiebedarfes der EU zur Wärme- und Kälteversorgung aufgewendet¹. Um die ambitionierten Pariser Klimaziele zu erreichen, ist daher eine vollständige Dekarbonisierung der Wärme- und Kälteversorgung erforderlich. Innovative Konzepte für Wärme- und Kältenetze werden dabei als Schlüsseltechnologie betrachtet. Durch intelligente Vernetzung von Erneuerbaren und Abwärmequellen, Speichern, Wärmeabnehmern und durch Kopplung mit anderen Energieversorgungsnetzen (Strom, Gas) und Infrastrukturen (Abwasser, Abwärme) wird eine Steigerung der Gesamteffizienz sowie eine Reduktion des Primärenergiebedarfes erzielt. Damit ermöglichen sie den Übergang zu einem dekarbonisierten, effizienten, nachhaltigen und fossilfreien Energiesystem.

In der österreichischen Energieversorgung spielt Fernwärme eine zentrale Rolle und deckt hier bereits 26 % des nationalen Wärmebedarfs (Stand 2017). Die Energieversorgung der Wärmenetze hat sich mit dem Ziel der Reduktion von CO₂-Emissionen in den letzten Jahren stark geändert. Der Anteil biogener Brennstoffe konnte insbesondere durch eine Vielzahl an Biomasse-Nahwärmenetzen von knapp 8 % Anfang der 1990er Jahren auf 46 % im Jahr 2016 erhöht werden. Der Anteil von Kohle und Öl ist in diesem Zeitraum von knapp 50 % auf nunmehr 10 % gesunken². Das Temperaturniveau mit dem Fernwärmenetze in Österreich bzw. in Mitteleuropa betrieben werden, bewegt sich zumeist zwischen 80 und 120°C Vorlauftemperatur. Die Rücklauftemperaturen liegen vorwiegend zwischen 50 und 70°C³.

Anlagen mit niedrigeren Temperaturniveaus (Niedertemperaturnetze) und innovativen Systemkonzepten wie z.B. in Salzburg-Lehen stellen eine neue Generation von Fernwärmesystemen dar.

Fernkälte ist sowohl in Österreich als auch in Europa stetig wachsend, sodass sich die gelieferte Fernkälte in den letzten zehn Jahren von 25 GWh auf 147 GWh knapp versechsfacht hat². Die installierte Fernkälteleistung betrug 2017 134 MW. Dies liegt an gestiegenen Komfortanforderungen im privaten und kommerziellen Bereich und an steigenden Jahresmitteltemperaturen.

Kalte Fernwärme / Anergienetze

Bei Kalter Fernwärme ist die grundlegende Idee, durch sehr niedrige Temperaturniveaus (<35°C) niedrigexergische Wärmequellen wie NT-Abwärme, Geothermie, Oberflächengewässer, Grundwasser, Abwasser oder NT-Solarthermie in Kombination mit dezentralen Wärmepumpen nutzbar zu machen sowie Transportverluste fast vollständig zu eliminieren. Diese Systeme werden häufig mit flexiblen Systemtemperaturen (5-35°C) betrieben und als hydraulisch ungerichtetes Netz mit ring- oder maschenförmiger Topologie ausgeführt. Aufgrund der niedrigen Systemtemperaturen kann über dieselbe Infrastruktur nicht nur Wärme, sondern auch Kälte bereitgestellt werden. Wobei die Kälteversorgung gleichzeitig einen Energieeintrag bedeutet und z.B. zur Regeneration von saisonalen Speichern dient.

Verrohrung des Hauptversorgungsstrangs des Anergienetzes FGZ Zürich

ABBILDUNG 2



Aufgrund des intelligenten Systemdesigns werden Jahresarbeitszahlen von 4 bis 5 und trotz hoher Massenströme ein vertretbarer Pumpstrombedarf erreicht. Weitere Vorteile sind sowohl die Möglichkeit unge-dämmte Kunststoffrohrleitungen einzusetzen sowie ein hohes Maß an Flexibilität hinsichtlich der Integration neuer Quellen, Senken und Speicher an nahezu beliebiger Position im System.

Vorreiter in Sachen Kalter Fernwärme ist die Schweiz. Hier sind bereits mehrere Anergienetze zur Wärme- und Kälteversorgung auf Basis von Abwärme bzw. gespeist von Abwasser- oder Seewasserwärme in Betrieb bzw. in Planung.

Beispielsweise wird im Südwesten von Zürich ein Wohnviertel im Eigentum der Familienheimgenossenschaft Zürich (FGZ) teilweise über ein Anergienetz versorgt. Jährlich werden in dem Quartier der FGZ rund 32-33 GWh für Heizung und Warmwasser benötigt, wovon 2017/18 bereits 23 % durch das Anergienetz gedeckt wurde. Das Anergienetz wird laufend ausgebaut und soll mittelfristig das gesamte Quartier versorgen. Zwei große Datacenter nutzen das Netz zur Rückkühlung und speisen so gleichzeitig Wärme in das System ein. Erdsondenfelder dienen als saisonale Speicher und ergeben im Jahresmittel eine ausgeglichene Energiebilanz. Die Temperaturen im Netz schwanken zwischen 27°C zu Beginn und 7°C zum Ende der Heizperiode. Projektpartner aneX Ingenieure GmbH ist maßgeblich an der Entwicklung, dem Monitoring und dem weiteren Ausbau dieses Netzes beteiligt. Know-How und Praxiserfahrungen aus erster Hand stehen dadurch für die Arbeiten im Projekt DeStoSimKaFe zur Verfügung.

Weitere Projekte im Bereich kalter Fernwärme wurden bereits in Schweden, Deutschland und Wien umgesetzt.

Herausforderung und Zielsetzung

Damit man von Kalter Fernwärme als planbare, technisch/wirtschaftlich/ökologisch beurteilbare und langfristig betreibbare Systemlösung sprechen kann, gilt es noch eine Vielzahl an speziellen technischen und methodischen Fragestellungen zu lösen.

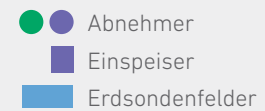
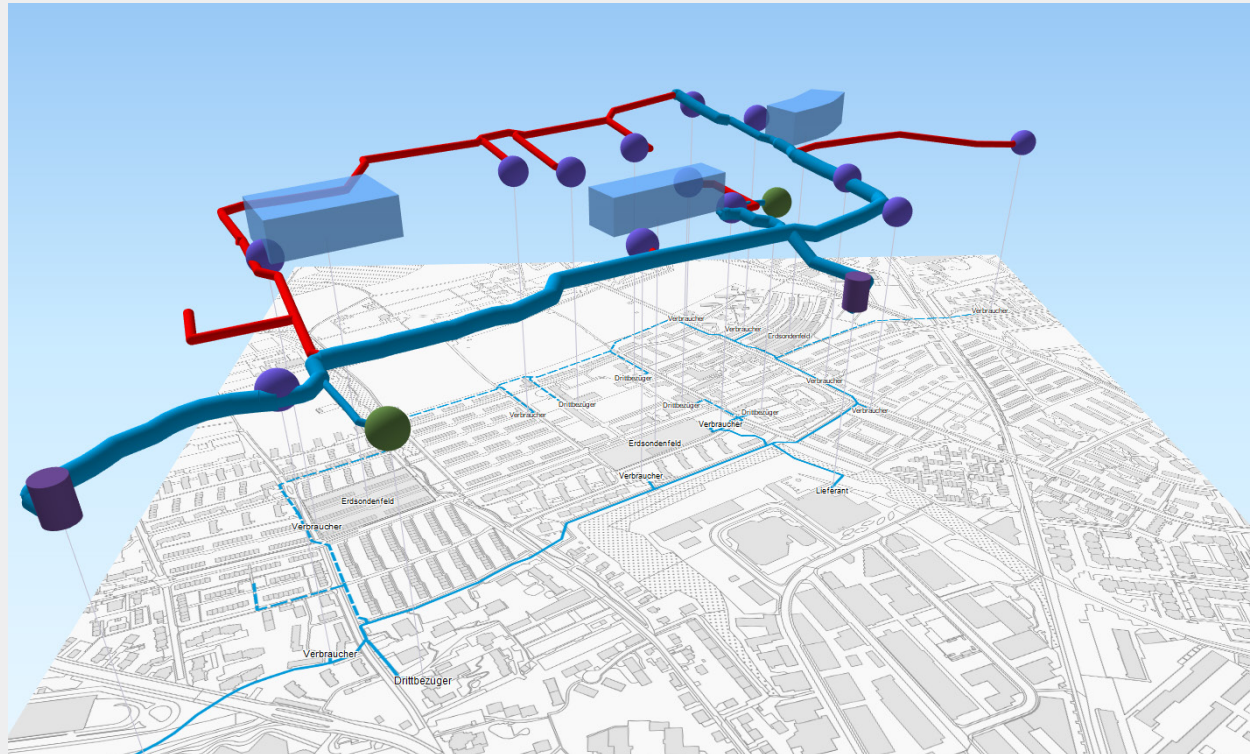
Beispiele dazu sind:

- Systematische Konzeption, Planung und (Langzeit-) Beurteilung
 - Funktionstaugliche und umsetzbare technische Systemlösungen für wechselnde Rahmenbedingungen
 - Aussagen über daraus resultierende Energiepreise
 - Untersuchung und Optimierung von Betriebsweisen und Regelungsstrategien
- Methoden zur ganzheitlichen Simulation
 - Zeitlich hochaufgelöst, dynamisch
 - Jahressimulationen und ggf. Langzeiteffekte (z.B. Erdsondenfelder/Speicher)
 - Simulation der komplexen hydraulischen Verhältnisse (ungerichtetes System)
 - Simulation des Gesamtsystems Erzeuger-Speicher-Verteilung-Abnahme (inkl. Wärmepumpen und ggf. Gebäude)
 - Gleichzeitiger bzw. alternierender Wärme-/Kälteversorgungsbetrieb
- Systematische und zeitabhängige Analyse relevanter Rahmenbedingungen und deren Auswirkungen auf das System
- Analyse von Flexibilitätspotenzialen in Hinblick auf Sektorkopplung mit dem Stromnetz

Übergeordnetes Ziel des Projektes ist es daher, die Anwend- und Umsetzbarkeit innovativer und nachhaltiger Wärme- und Kälteversorgung auf Basis kalter Fernwärme zu ermöglichen bzw. zu erhöhen. Um

3D-Modell eines Anergienetzes mit Energiezentralen, Einspeisern und Erdspeichern

ABBILDUNG 3



Quellen

- ¹ Fleiter, T.; Steinbach, J.; Ragwitz, M. et al. (2016): Mapping and analyses for the current and future (2020-2030) heating/cooling fuel development (fossil/renewables) – Executive Summary. Brussels: European Commission, DG Energy <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/Summary%20WP1%20and%20WP2.pdf>
- ² FGW, WKO, 2018, Gas und Fernwärme in Österreich, Zahlenspiegel 2018.
- ³ Robbi, S., 2013: LowEx-Fernwärme: Vergleichende Bewertung von Maßnahmen für eine effizientere multifunktionale Fernwärmeversorgung, Dissertation, TU Dresden

das zu erreichen, erfolgt die Entwicklung komplexer technischer Systemlösungen und methodischer und simulationstechnischer Grundlagen für die Konzeption, Planung und langfristige Bewertung solcher Systeme. Weiters wird ein stochastisches Modell für die Langzeitbewertung von Systemlösungen auf Basis variierender Rahmenbedingungen und externer Szenarien entwickelt. Aufbauend auf den erarbeiteten Systemlösungen und der technisch/ökologischen Bewertung werden maßgeschneiderte Produkte und Dienstleistungen für kalte Fernwärme erarbeitet, die dann in eine ökonomische Bewertungsmethode einfließen.

Konzeption und Simulation technischer Systemlösungen

Der Projektpartner anex Ingenieure AG hat zeitlich hochaufgelöste Betriebsdaten eines Anergienetzes für das Projekt zur Verfügung gestellt. Diese dienen als Basis für die Entwicklung und Validierung eines ersten dynamischen Simulationsmodells in der Simulationsumgebung Dymola/Modelica. Des Weiteren werden die Daten für eine Analyse des aktuellen Betriebsverhaltens und möglicher Optimierungspotenziale genutzt. Das Simulationsmodell ist bereits lauffähig und wird nun hinsichtlich Detaillierungsgrad der einzelnen Systemkomponenten schrittweise verbessert. Weitere Komponenten wie beispielsweise verschiedene Wärmequellen, Speicher- und Hydraulikkonfigurationen werden ergänzt und getestet. Mit dem Modell wurden bereits zwei Varianten des Netztes erstellt. Zum einen der zum jetzigen Zeitpunkt bestehende Ausbau des Netztes ohne Ringschluss (in Abb. 3 Blauer Strang), sowie ein Endausbauzustand des Netztes mit Ringschluss (in Abb. 3 Blauer und roter Strang).

Auf Basis dieser Messdaten, Praxiserfahrungen und abgeleiteten Simulationen wird ein weiterführendes Simulationspaket entwickelt, welches auf andere

Versorgungsgebiete, Rahmenbedingungen und Anwendungsfälle übertragbar ist und womit maßgeschneiderte Systemlösungen konzipiert und berechnet werden können. Über die Simulation werden Key Performance Indicators ermittelt, welche in die Bewertung der verschiedenen Netzkonzepte einfließen.

Mit Hilfe eines simulationstechnisch abgebildeten virtuellen Stadtquartiers im Simulationstool IDA-ICE, verschiedenste Rahmenbedingungen in Hinblick auf Typ, Alter oder Nutzungsart von bis zu 1.500 Einzelgebäuden zu generieren und mit verschiedenen noch zu erarbeitenden Systemkonzepten zu kombinieren.

Dies ermöglicht es auch, zeitliche Veränderungen sowohl auf der Konsumenten- als auch auf der Produzentenseite, wie beispielsweise zeitlich variable Besiedlungsdichten, Renovierungsraten, Auswirkungen von Klimaveränderungen auf Heiz- und Kühlbedarf und veränderliches Nutzerverhalten abzubilden. Die entwickelten deterministischen Simulationsmodelle bilden die Grundlage für die spätere stochastische Langzeitbewertung von Wärmenetzen sowie die Untersuchung und Definition von Flexibilitätspotenzialen. Dies ist in Hinblick auf einen gezielten und auf das Stromnetz bzw. den Strompreis abgestimmten Betrieb der Wärmepumpen von hoher Relevanz und kann zur signifikanten Reduktion der Energiegestehungskosten führen.

Das Projekt im Kontext aktueller Forschung

Die Energieraumplanung ist eine Schlüsselkomponente bei der Entwicklung und Konzeption zukünftiger und bei der Erweiterung/Optimierung bestehender Energiesysteme. Die im Projekt geplante Entwicklung von stochastischen Langzeitevaluierungsmethoden bieten Interaktionsmöglichkeiten mit GIS-basierten Analyse- und Darstellungsverfahren, wie aktuell bereits am Beispiel des virtuellen Stadtquartiers vorgezeigt wird. Anergienetze im Bereich von Smart Cities haben eine besondere Bedeutung für den intelligenten, gebäude-



„Die Dekarbonisierung der Wärme- und Kälteversorgung ist von großer Wichtigkeit und dringlicher denn je. Anergienetze erschließen bislang ungenutzte Wärmequellen mit niedrigem Temperaturniveau und können Wärme sowie Kälte mit der gleichen Infrastruktur leitungsgebunden zur Verfügung stellen. Die fast vollständige Reduktion der Netzverluste, die neuartige Systemarchitektur, die hohe Systemflexibilität in Hinblick auf die Integration neuer Quellen und Senken sowie Kurz- und Langzeitspeicher und die Interaktionsmöglichkeiten mit dem Stromnetz stellen weitere herausragende Systemvorteile dar. Damit Kalte Fernwärme verstärkt angewendet werden kann, bedarf es eines tieferen Verständnisses des komplexen Systemaufbaus und dessen spezifischen Eigenschaften, um diese Systeme technisch und wirtschaftlich optimal einsetzen zu können. Die Entwicklung, Simulation und Optimierung unterschiedlicher Systemvarianten unter wechselnden Rahmenbedingungen ist daher ein zentraler Arbeitstask im Projekt.“ DIE PROJEKTLEITER

übergreifenden Energieaustausch, der thermischen Vernetzung von Gebäuden und die Nutzung lokaler, regenerativer Energiequellen. Über das gleiche Versorgungssystem kann auch eine ökologisch nachhaltige Gebäudekühlung zur Verfügung gestellt werden. Mit saisonalen Speichern werden Erzeugungsspitzen im Sommer zu den Lastspitzen im Winter transferiert und sogar Wärmeeinträge aus der Kälteversorgung nutzbar gemacht.

In der Sektorkopplung wird eine holistische Betrachtung und Vernetzung einzelner Systeme zu einem optimierten Gesamtsystem angestrebt.

Des Weiteren wird die Integration von großen Anteilen von Erneuerbaren gefördert, welche für die Dekarbonisierung der Energiesysteme ausschlaggebend sind.

Mit Anergienetzen steht eine ideale Verbindungstechnologie zwischen Wärme- und Stromnetz zur Verfügung, die hohe Flexibilität bereitstellt.

DREI GUTE GRÜNDE FÜR DAS PROJEKT

- Anergienetze können einen entscheidenden Beitrag zur Dekarbonisierung der Fernwärme und -kälte der Erschließung bislang ungenutzter Wärmequellen leisten und helfen, die gesteckten Klimaziele zu erreichen.
- Es fehlen detaillierte Methoden zur Konzeption und Bewertung maßgeschneiderter Systemkonzepte für verschiedenste Rahmenbedingungen. Diese müssen entwickelt werden, um die Anwendbarkeit kalter Fernwärmesysteme zu erhöhen.
- Komplexe Energiesysteme in urbanen Gebieten hängen stark von dynamisch veränderlichen Faktoren ab. Es ist daher entscheidend, Einflüsse von Langzeitentwicklungen (z.B. Klimawandel) zu untersuchen und deren Auswirkungen zu bewerten.

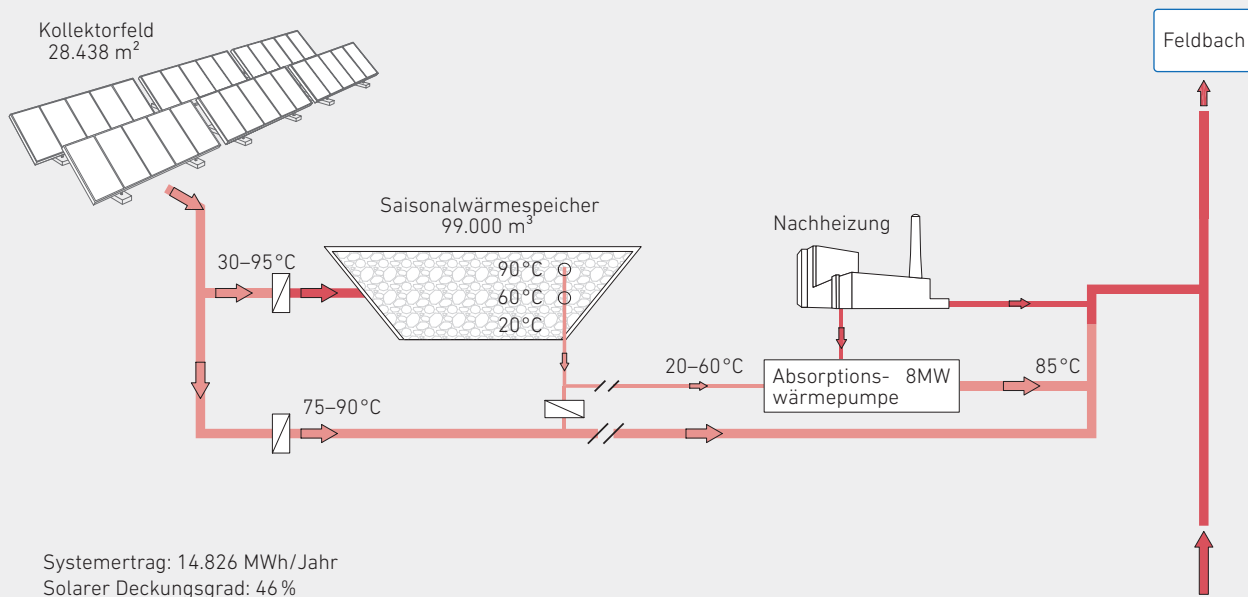




Projektleitung: ROBERT SÖLL, PATRICK REITER
Gesellschaft für Solarinstallation und Design mbH (SOLID GmbH)

**Big Solar Konzept für Feldbach inkl. Auslegung und Simulationsergebnisse
des techno-ökonomischen Optimum**

ABBILDUNG 1





Big Solar Feldbach

Saisonspeicher in Kombination mit Solarthermieanlage und Wärmepumpe für das Fernwärmenetz Feldbach

Projektbeschreibung

Im Rahmen des Klima- und Energiemodellregion Leitprojekts „Big Solar Feldbach“ wurde die techno-ökonomische Einbindung von Solarthermie und eines Saisonspeichers für das Fernwärmenetz Feldbach untersucht.

Übergeordnetes Ziel der Studie war es, ein erneuerbares Systemkonzept (mit den Kernkomponenten Saisonspeicher, Solarthermie, Wärmepumpe) zu entwickeln, das den größtmöglichen Anteil an erneuerbarer Wärme im Fernwärmenetz (Gesamtsystem) garantiert und gleichzeitig wirtschaftliche, rechtliche und gemeindespezifische Randbedingungen erfüllt. Antragsteller und Projektverantwortlicher des Leitprojektes war das Solartechnikunternehmen Gesellschaft für Solarinstallation und Design mbH (SOLID), das für die Entwicklung des Systemkonzepts sowie die übergeordnete Projektabwicklung verantwortlich war. Des Weiteren wurden der lokale Energieversorger und Fernwärmebetreiber die Energie Steiermark Wärme GmbH, die in der Stadt Feldbach ansässige Lokale Energieagentur, der KEM Manager des Mittleren Raabtals Ing. Karl Puchas, Verantwortliche der Stadtgemeinde Feldbach sowie das dänische Planungsbüro PlanEnergi miteingebunden.

Die enge Zusammenarbeit mit den Projektpartnern und die frühzeitige und kontinuierliche Einbindung lokaler Stakeholder in den Prozess sollte sicherstellen, dass die Bedürfnisse aller Beteiligten berücksichtigt werden und eine mögliche spätere Umsetzung bestmöglich vorbereitet werden kann.

Innovationscharakter

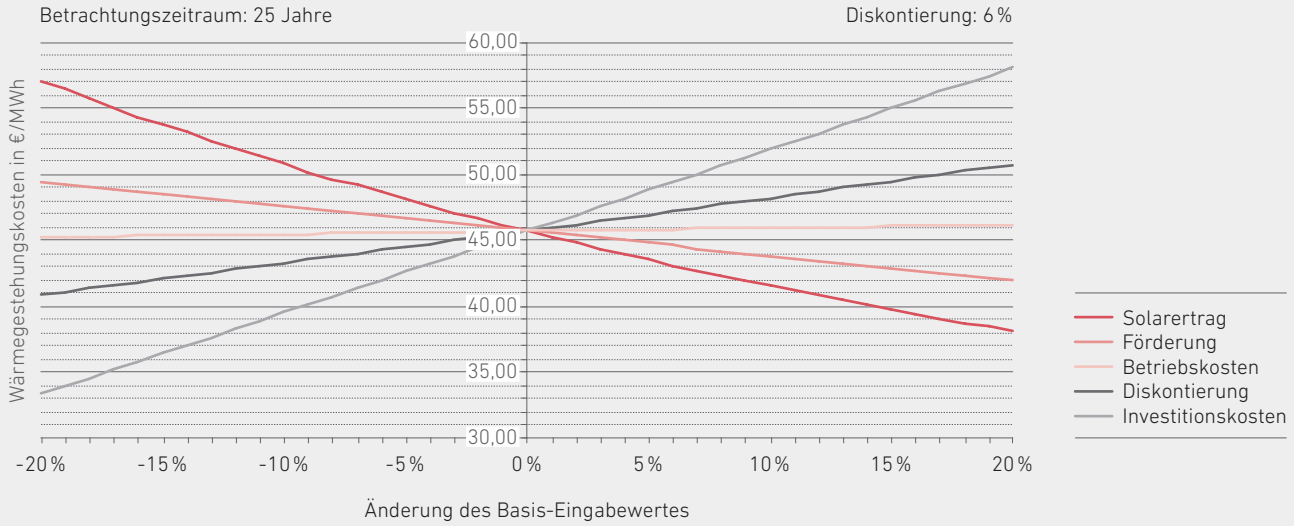
Auf technischer Ebene hat dieses Projekt insofern erheblichen Innovationsgehalt, da durch die Erweiterung der erwähnten Systemkomponenten das Fernwärmesystem zusätzliche Freiheitsgrade gewinnt, welche neue Betriebsweisen ermöglichen. In den österreichischen Fernwärmenetzen gibt es bislang noch keine saisonalen Wärmespeicher, diese sind jedoch unabdingbar um den Anteil erneuerbarer (solarer) Wärme in Wärmenetzen in Zukunft wesentlich zu erhöhen sowie ihre Flexibilisierung voranzutreiben.

Big Solar-Konzeptbeschreibung

Das Big Solar-Konzept ist ein innovatives Systemkonzept zur erneuerbaren Versorgung der Fernwärme durch Solarwärme. Die Schlüsselkomponenten des Systems bestehen aus drei Haupttechnologien, ein solarthermisches Kollektorfeld, einen Saisonspeicher und einer Absorptionswärmepumpe. Solarwärme wird entweder direkt oder über einen saisonalen Wärmespeicher, der je nach Temperaturniveau wiederum direkt oder über eine thermisch angetriebene Wärmepumpe (Absorptionswärmepumpe) in das Fernwärmenetz einspeist. Das System kann das ganze Jahr über Wärme mit max. 85°C liefern. Die Wärmepumpe wird einerseits genutzt um die niedrigeren Temperaturen des Speichers, wenn dieser schon zum Teil entleert wurde, zu hebeln und ins Fernwärmenetz einzuspeisen und andererseits um die Temperaturen im Speicher weiter zu senken um somit mehr Solarwärmekapazität bereitzustellen. Zusätzlich

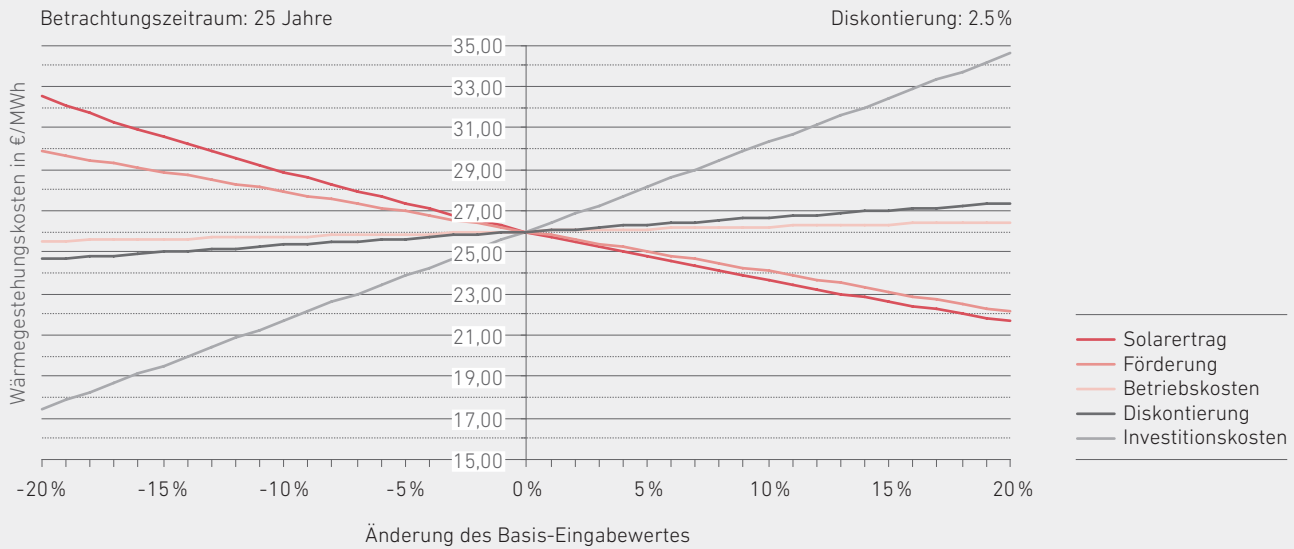
Sensitivität – Option 1

ABBILDUNG 2



Sensitivität – Option 2

ABBILDUNG 2



Übersicht der Investitionskosten (exkl. Grundstückskosten)

TABELLE 1

Kollektorfeld	€	5.118.840
Saisonalwärmespeicher	€	3.960.000
Absorptions-Wärmepumpe 10 MW	€	500.000
Anlagenbau (Zentrale, Regelung, Gebäude)	€	1.200.000
Rohrleitung/Verbindung	€	400.000
Projektentwicklung, -abwicklung	€	548.942
GESAMT	€	11.727.782

Übersicht der angenommenen jährlichen Betriebskosten

TABELLE 2

Betrieb & Wartung	€	22.239
Versicherung	€	10.979
GESAMT pro Jahr	€	33.218

bedarf es einer Zusatzheizkomponente im Hochtemperaturbereich wie zum Beispiel eines schon bestehenden Heizkessels oder einer KWK-Anlage. Diese dient einerseits als Antriebsenergie zum Betrieb der Absorptionswärmepumpe und zum anderen zur Anhebung auf ein höheres Temperaturniveau über 85°C. Höhere Temperaturen sind in der Regel in der Wintersaison erforderlich, wenn die Außentemperaturen aufgrund der Betriebsanforderung des Fernwärmenetzes sehr niedrig sind.

Ergebnisse

Zur Beurteilung der Rahmenbedingungen im Fernwärmenetz wurde das Last- und Temperaturprofil des Fernwärmenetzes untersucht und diente als Grundlage für die Dimensionierung der einzelnen Komponenten des Systemkonzepts. Zusätzlich wurden in Abstimmung mit Vertreten der Stadtgemeinde Feldbach mögliche potenzielle Flächen für die Solarthermie und den saisonalen Wärmespeicher eruiert und in der Grobdimensionierung berücksichtigt.

Unter Berücksichtigung der untersuchten Rahmenbedingungen wurde mit Hilfe des Simulationstools TRNSYS eine Parameterstudie durchgeführt um ein

mögliches technisch-ökonomisches Optimum zu analysieren. Daraus resultierte eine optimale techno-ökonomische Auslegung des Systems mit 28.438 m² Kollektorfläche, einem Saisonspeicher mit 99.000 m³ und einer Absorptionswärmepumpe mit einer Leistung von 8 MW bei einem Solarertrag von 14.826 MWh pro Jahr und einer solaren Deckung von 46% im Fernwärmenetz Feldbach (Abbildung 1).

Als Basis für die Investitionskosten wurden aktuelle Preise für die Kollektoranlage, Absorptionswärmepumpe, Anlagenbau und Verbindungsleitungen angenommen. Da in Österreich noch kein saisonaler Wärmespeicher in dieser Größenordnung realisiert wurde und es bis dato noch keine österreichischen Referenzpreise gibt, wurden für die Investitionskosten des Speichers Benchmarks verwendet. Einerseits wurden dänische Speicherkosten herangezogen und andererseits österreichische Erfahrungspreise im Tiefbau analysiert. Grundstückskosten sind in den Investitionskosten nicht berücksichtigt, da eine äußerst realistische Abschätzung tatsächlicher Preise nahezu unmöglich ist. Tabelle 1 illustriert die Investitionskosten aufgeteilt in den Hauptkostenpositionen.

Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsberechnung für beide Optionen

TABELLE 3

	Option 1 – Eigeninvestition: Energie Steiermark investiert zu 100% in die Anlage	Option 2 – Contractingmodell: Energie Steiermark bezieht die Wärme durch Lieferungsvertrag und Beteiligung an Firma
Investitionskosten	€ 11.727.782	
Betriebskosten	€ 33.218 pro Jahr ¹	
Wärmeerzeugung	14.826 MWh/a	
Förderung	30 %	45 %
Kapitalkosten - Diskontierung	6 % pro Jahr (bei 100% EK)	2,5% pro Jahr (bei 100% FK)
Wärmegestehungskosten – auf 15 Jahre (Betrachtungszeitraum für Finanzierung)	€ 59,3/MWh	€ 37,5/MWh
Wärmegestehungskosten – auf 25 Jahre (min. technische Lebensdauer)	€ 45,7/MWh	€ 26,0/MWh

¹ Annahme: Jährliche Indexanpassung von 1,5 % (e.g. Strom, Arbeit, etc.).


„Eines der herausragendsten Ergebnisse war, dass durch das Leitprojekt ein wirklicher Business Case entstanden ist (auf Grund der Rahmenbedingungen Systemanforderungen, Flächenverfügbarkeit, Wirtschaftlichkeit, etc.), der konkurrenzfähig zu konventionellen Energieanlagen ist. Des Weiteren konnte mit dem Projekt bestätigt werden, dass Big Solar-Konzepte auch für kleinere Nahwärmenetze (ab 30 GWh/a) wie das von Feldbach technisch-wirtschaftlich umsetzbar sind und hohes Replikationspotenzial besitzen. Durch die Ergebnisse des Leitprojektes ist SOLID aktuell in der Bearbeitung weiterer Studien oder kurz vor ihrer Vorbereitung.“ DIE PROJEKTLLEITER

In Tabelle 2 sind die angenommenen jährlichen Betriebskosten dargestellt.

Auf Basis der Systemkonfiguration, der Investitionskosten und Betriebskosten wurden dynamische Wirtschaftlichkeitsberechnungen durchgeführt. Als Business Cases wurden zwei unterschiedliche Betrachtungen gewählt:

Option 1 – Eigeninvestition

Energie Steiermark investiert selbst zu 100% in die Anlage

Option 2 – Partnerschaftscontractingmodell

Energie Steiermark bezieht Wärme über einen Liefervertrag einer neugegründeten Betreiberfirma (und hält eine Minderbeteiligung an der Firma)

Tabelle 3 gibt einen Überblick über die Annahmen bzw. Ergebnisse der unterschiedlichen Optionen. Investitionskosten, Betriebskosten und Wärmeerzeugung sind in beiden Optionen gleich. Unterschiedlich wurden die Annahmen der Förderquoten und Kapitalkosten gewählt, welche in mehreren Gesprächen mit Förderverantwortlichen und Finanziers als realistisch eingeschätzt wurden. Zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurden zwei Betrachtungszeiträume gewählt. 15 Jahre als maximaler Zeitraum für die Finanzierungsrückzahlung und 25 Jahre als die mindestens technische Lebensdauer des Systems. Des Weiteren wurde als Ziel-

parameter die sogenannten Wärmegestehungskosten gewählt, welche die durchschnittlichen Kosten einer Wärmeinheit (€/MWh) aus den Investitionskosten und Betriebskosten über den Betrachtungszeitraum darstellen.

Zusätzlich zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurde Sensitivitätsanalysen durchgeführt, in der verschiedene Parameter wie Investitionskosten, Betriebskosten, Solarertrag, Förderung und Diskontierung verändert wurden.

Abbildung 3 und 4 zeigt die Sensitivität der unterschiedlichen Parameter, der zwei Optionen in Bezug auf die Auswirkung der Wärmegestehungskosten in einem Betrachtungszeitraum von 25 Jahre.

Statement

Eines der herausragendsten Ergebnisse war, dass durch das Leitprojekt ein wirklicher Business Case entstanden ist (auf Grund der Rahmenbedingungen Systemanforderungen, Flächenverfügbarkeit, Wirtschaftlichkeit, etc.), der konkurrenzfähig zu konventionellen Energieanlagen ist.

Des Weiteren konnte mit dem Projekt bestätigt werden, dass Big Solar-Konzepte auch für kleinere Nahwärmenetze (ab 30 GWh/a) wie das von Feldbach technisch-wirtschaftlich umsetzbar sind und hohes Replikationspotenzial besitzen. Durch die Ergebnisse des Leitprojektes ist SOLID aktuell in der Bearbeitung weiterer Studien oder kurz vor ihrer Vorbereitung.

DREI GUTE GRÜNDE FÜR DAS PROJEKT

- Aufgrund ähnlicher Rahmenbedingungen in vielen anderen Bezirksstädten gibt es ein hohes Replikationspotenzial.
- Das Big Solar-Konzept ist wirtschaftliche Konkurrenzfähig zu konventionellen Energieträgern und kann einen relevanten Beitrag zur Dekarbonisierung der Fernwärme liefern.
- Optimale Rahmenbedingungen wie Systemanforderungen, Flächenverfügbarkeit, Wirtschaftlichkeit aber auch politische Unterstützung können zu einer raschen Umsetzung führen und die Stadtgemeinde Feldbach als Vorbild für viele andere ländlichen Gemeinden positionieren.

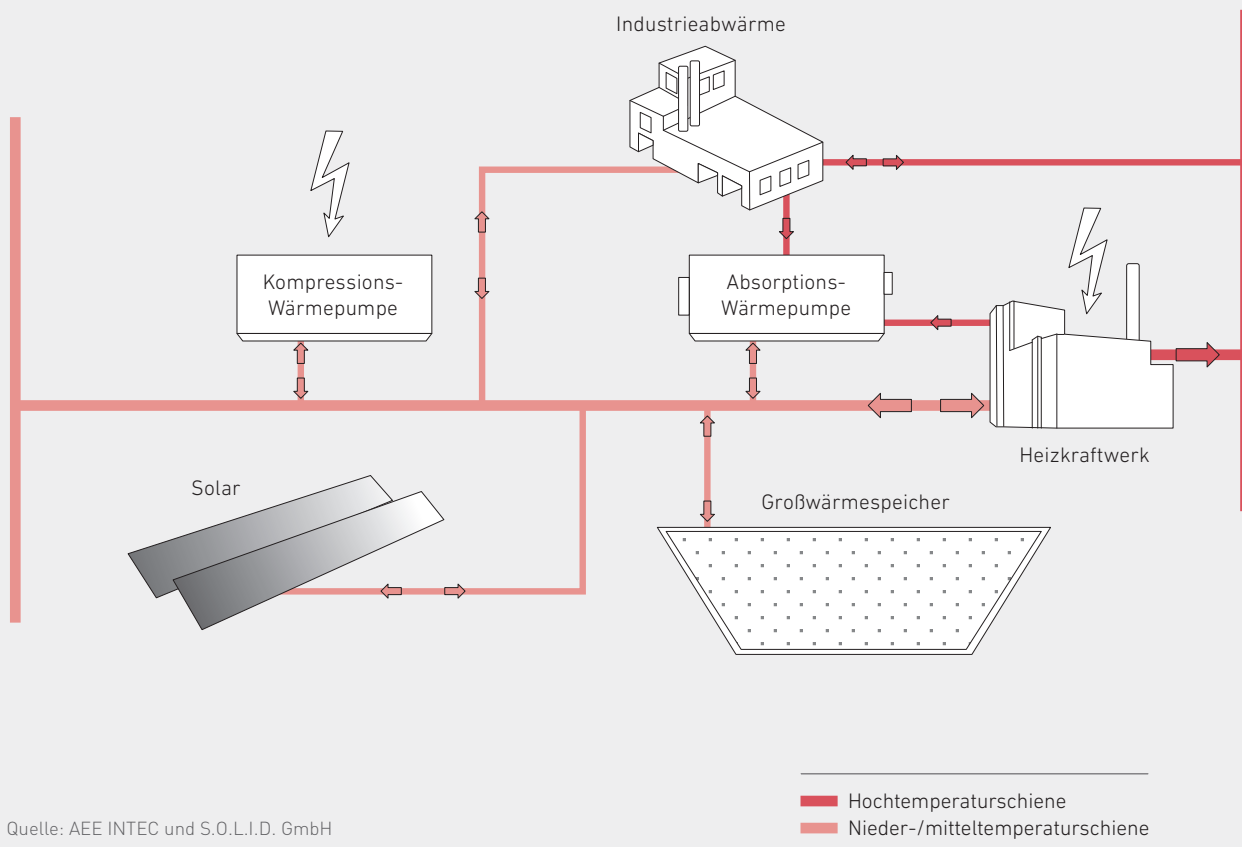




→ **Projektleitung:** WIM VAN HELDEN
AEE - Institut für Nachhaltige Technologien

Mögliche Integration eines Großwärmespeichers in ein Fernwärmesystem bestehend aus Absorptions- und Kompressionswärmepumpe, Solarthermie, industrieller Abwärme und Wärme aus einem Heizkraftwerk

ABBILDUNG 1



giga_TES

Große thermische Energiespeicher als Teil von Fernwärmenetzen zur Versorgung von Städten mit erneuerbarer Energie

Die Notwendigkeit der Integration von Großwärmespeichern in Fernwärmenetzen

Eine sichere, zuverlässige und saubere Energieversorgung mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energieformen ist und bleibt eine *der* Herausforderungen unserer und zukünftiger Generationen. Da der Großteil der Bevölkerung in urbanen Gegenden bzw. Städten lebt, ein Trend der sich laut Prognosen fortsetzen wird, muss die Thematik der urbanen Energieversorgung einen wesentlichen Platz in unseren energie- und umweltstrategischen Überlegungen einnehmen. In Österreich sind beispielsweise Fernwärmenetze ein probates Mittel, um in diesen Fällen thermische Energie bereit zu stellen. Konsequenterweise sind das Finden und Realisieren geeigneter Lösungen zur Integration erneuerbarer Energien in Wärmenetze ein wichtiger Schritt in Richtung der Erfüllung unserer Energie- und Klimaziele. Prinzipiell sind Erneuerbare, wie z.B. Sonnen- oder Windenergie, ausreichend vorhanden. Ein Hindernis für eine direkte Integration Erneuerbarer in unsere Energieversorgungssysteme stellt aber die meist zeitliche Verschiebung zwischen Angebot und Nachfrage dar.

In Zentraleuropa zum Beispiel liefert die Sonne rund zwei Drittel ihrer Einstrahlung in den Monaten zwischen Mai und September. Dagegen treten deutlich über zwei Drittel des Öl- und Gasverbrauchs in der Heizperiode zwischen Oktober und April auf.

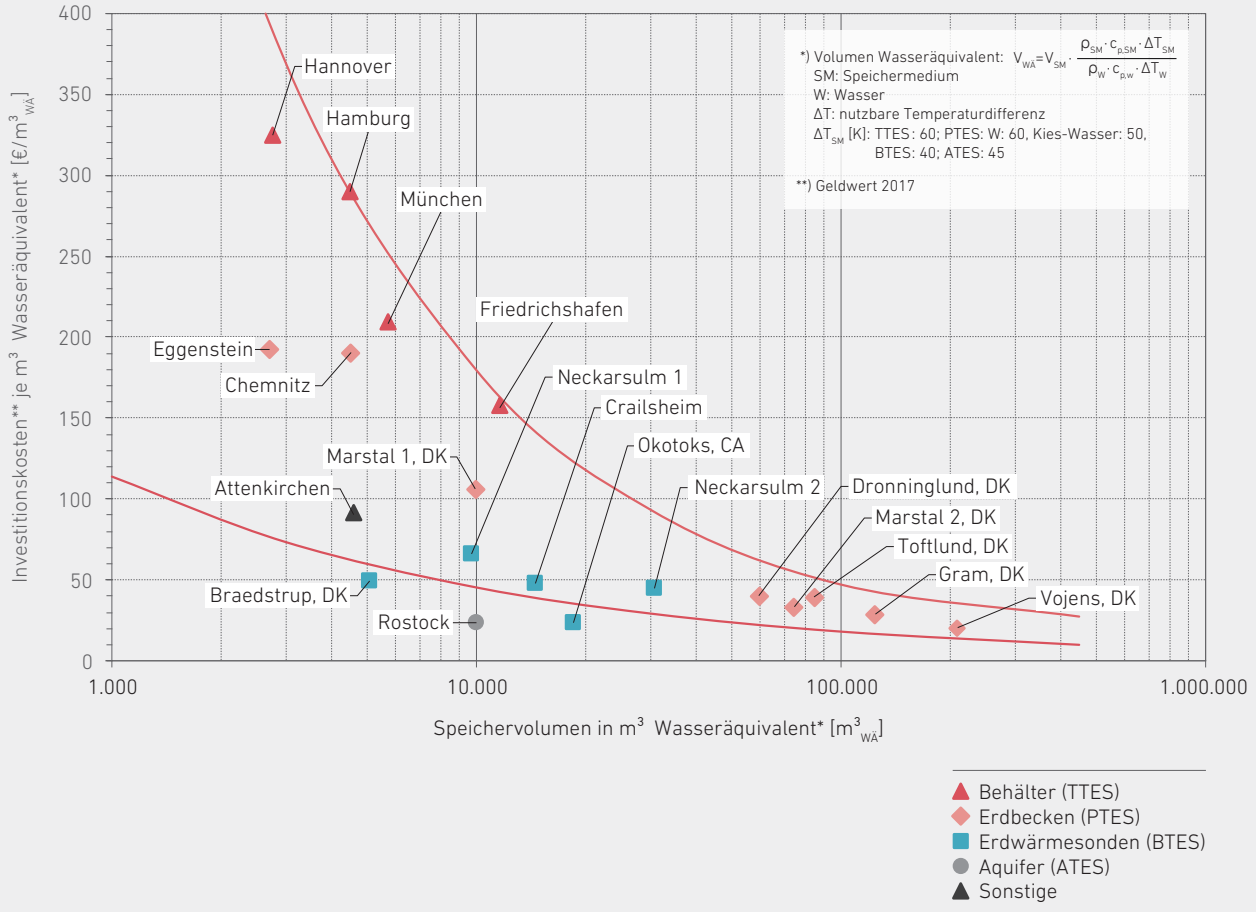
Um den Wärmebedarf auch im Winter mittels Energie aus Solarthermie abzudecken und fossile Energieträger zu substituieren, sind saisonale Wärmespeicher von Nöten, die einen Großteil der Sonnenenergie im Sommer aufnehmen und möglichst effektiv bis in den Herbst bzw. Winter speichern können. (Mangold und Deschaintre 2015)

Große thermische Energiespeicher, so genannte Großwärmespeicher, als Teil von Fernwärmesystemen sind eine solche Lösung. Großwärmespeicher, wie beispielsweise wassergefüllte Erdbeckenspeicher, ermöglichen die saisonale Speicherung erneuerbarer Wärme und somit auch deren Integration in unseren Energieversorgungsmix. Darüber hinaus erlauben sie auch eine flexible Speicherung von geothermischer Wärme oder von Abwärme aus industriellen Prozessen. Abbildung 1 zeigt exemplarisch die Integration eines Großwärmespeichers in ein Fernwärmesystem.

Weitere Anwendungsfälle für Großwärmespeicher ergeben sich auch aus der Möglichkeit der Integration von Power-to-Heat-Konzepten, bei denen elektrische Überschussenergie in Wärme umgewandelt wird. Durch den steigenden Anteil an Strom aus Wind und Sonne kommt es auch hier vermehrt zu Ungleichgewichten zwischen Angebot und Nachfrage im Stromnetz. Großwärmespeicher können in diesem Fall einen wichtigen Beitrag zum Ausgleich von Lastschwankungen und damit zur Stabilisierung des Stromnetzes beitragen.

Spezifische Kosten in Abhängigkeit des Speichervolumens realisierter Großspeicherprojekte

ABBILDUNG 2



giga_TES: giga-Scale Thermal Energy Storage for Renewable Districts

Ein Konsortium bestehend aus Forschungs- und Industriepartnern konzentriert sich im Projekt „giga_TES“ auf die Entwicklung von derartigen Großwärmespeichern als Teil von Fernwärmenetzen zur Versorgung von Städten mit erneuerbaren Energien. Das Projektkonsortium besteht aus vier österreichischen und zwei ausländischen Forschungsinstituten, die über fundierte Kenntnisse und Erfahrungen auf dem Gebiet der Materialien, Komponenten und Systemtechnologien großer thermischer Energiespeicher verfügen. Darüber hinaus wird das Konsortium durch Schlüsselunternehmen der Material- und Komponentenindustrie, Bauunternehmen, Ingenieurbüros und Fernwärmenetzbetreibern komplettiert. Die angestrebten Resultate der Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten sollen den industriellen Kernpartnern umfassende Kenntnisse bieten, die für eine Prototypenphase im Bereich von Großwärmespeichern notwendig sind und den Partnern die Möglichkeit bieten in diesem Bereich eine nationale und internationale Vorreiterrolle einzunehmen. Ein besonderer Schwerpunkt im Projekt liegt dabei auf der Durchführbarkeit in Österreich.

Großwärmespeicher wurden bis jetzt erst in wenigen Ländern, wie beispielsweise in Deutschland sowie vor allem in Dänemark, realisiert. Die Volumina der für kleine bis mittelgroße Fernwärmenetze konzipierten Speicher liegen dort bei etwa 200.000 m³.

Für größere städtische Fernwärmeversorgungssysteme in Österreich, wie beispielsweise in Wien, Graz, Salzburg und Linz, sind hingegen Speichervolumina von einer Million Kubikmeter und mehr erforderlich. **Auf Basis dieser Rahmenbedingungen werden im Projekt „giga_TES“ Konzepte mit Speichervolumina von bis zu zwei Millionen Kubikmeter bzw. zwei Milliarden Liter, also im Giga-Bereich, entwickelt.** Ein Vergleich, um einen Eindruck von den Dimensionen eines solchen Speichers zu erhalten, ein Volumen von zwei Millionen

Kubikmetern entspricht in etwa dem Volumen des Wiener Ernst-Happel-Stadions.

Das Streben nach möglichst großen Speichervolumina kann mit den daraus entstehenden positiven Skaleneffekten begründet werden. Einerseits sinken die Wärmeverluste mit zunehmenden Speichervolumen aufgrund des abnehmenden Oberflächen-Volumen-Verhältnisses. Dabei ermöglichen die geringen Wärmeverluste erst die saisonale Wärmespeicherung mittels Großwasserspeicher. Andererseits sinken mit zunehmender Speichergröße die spezifischen Kosten pro Kubikmeter Speichervolumen signifikant.

Abbildung 2 zeigt die spezifischen Kosten in Abhängigkeit des Speichervolumens bereits realisierter Großspeicherprojekte. Aus der Abbildung ist die starke Abnahme der spezifischen Kosten mit steigendem Speichervolumen ersichtlich.

Das Potenzial in Österreich für Großwärmespeicher im Giga-Bereich liegt bei 10 bis 25 für Fernwärmenetze mittelgroßer und großer österreichischer Städte, für kleinere Fernwärmenetze mit geringeren Speichervolumina bei mehreren Hundert. Zusätzlich bietet der um einiges größere Markt der österreichischen Nachbarländer erhebliche Exportmöglichkeiten für die österreichischen Marktakteure.

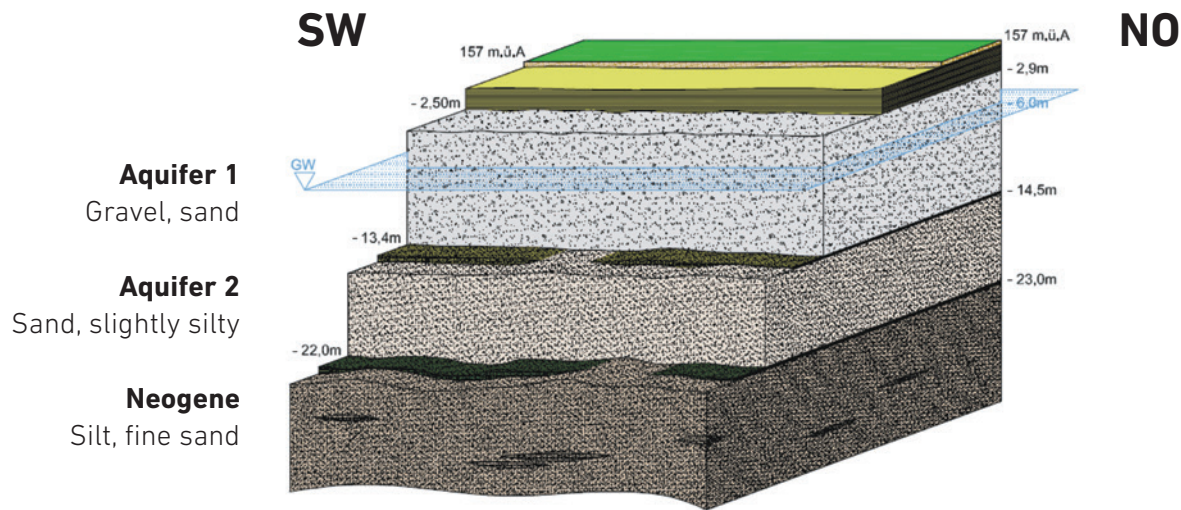
Herausforderungen bei einer Integration von Großwärmespeicher in einem Fernwärmenetz in Österreich

Im Vergleich zu anderen Ländern, in denen bereits mehrere Großwärmespeicher errichtet wurden, ergeben sich für Österreich abweichende und teils erschwerte Anforderungen an den Bau und den Betrieb der Speicher.

Nachdem Großwärmespeicher vorzugsweise im urbanen Umfeld realisiert werden und Freiflächen in diesen Gebieten rar und Grundstückspreise entsprechend hoch sind, muss aus wirtschaftlichen Überlegungen die verbaute Oberfläche minimiert werden.

Darstellung des Aufbaus des Erdreiches und der Tiefe des Grundwassers anhand eines geologischen Modells exemplarisch für einen Standort der Anwendungsszenarien.

ABBILDUNG 3



Um dennoch hohe Speichervolumina zu ermöglichen, wird daher eine tiefe Bauweise der Speicher nötig. Die im Projekt angedachten Tiefen von 50 Metern und mehr, erfordern jedoch neue innovative Konstruktionskonzepte, welche über den aktuellen Stand der Technik hinausgehen und im Rahmen des Projekts entwickelt werden müssen. Eine weitere Möglichkeit hohe Grundstückskosten zu kompensieren, ist eine Mehrfachnutzung der Speicherabdeckung. Dabei wäre beispielsweise die Verwendung der Speicherabdeckung als Nutzfläche für Photovoltaik oder Solarthermie, aber auch als Naherholungsraum denkbar.

Eine weitere Herausforderung bei der Umsetzung von Großwasserwärmespeicher sind grundwasserführende Schichten, welche in den meisten österreichischen Wohngebieten in vergleichsweise geringen Tiefen, rund 3 bis 15 m unter der Erdoberfläche, liegen. Um die Wärmeverluste möglichst gering zu halten und um Beeinflussungen des Grundwassers zu vermeiden, ergeben sich zusätzliche Anforderungen an die Konstruktion der Speicherböden und -wände.

Wege zu einer möglichen Integration

Die enorme Größe derartiger Speicheranlagen, die tiefe Bauweise und unterschiedlichsten geohydrologische Rahmenbedingungen erfordern die Entwicklung neuartiger Konstruktionsmethoden und Bauverfahren. (Langzeit-)Erfahrungen mit derartigen Großwärmespeichern sind begrenzt, zeigen allerdings Verbesserungspotenzial bezüglich Leistungsfähigkeit und Haltbarkeit der verwendeten Materialien sowie in der Material- und Komponentenentwicklung in Hinblick auf Kosteneffizienz.

Die Anforderung an Kosteneffizienz erfordern höhere Systemspeicherdichten und daraus resultierend höhere Temperaturen, was wiederum zu zusätzlichen Belastungen der Materialien führt. Das als auch die Anforderungen an Dampfundurchlässigkeit, Wartung und Haltbarkeit verlangen nach Entwicklung innovativer Materialien und Komponenten sowie nach neuentwickelten Testmethoden dieser.

Daraus ergeben sich folgende wesentliche Ziele für das Projekt giga_TES:

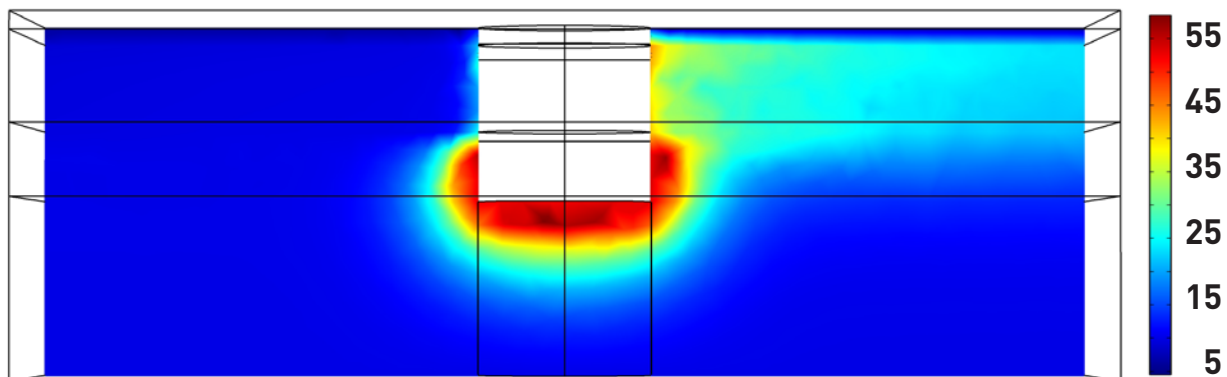
- Entwicklung neuartiger Konzepte für große thermische Energiespeicher, welche mehr Speicherkapazität aufweisen, energetisch besser (weniger Wärmeverluste) und kosteneffizienter sind, bessere Integration in das gesamte Fernwärmesystem und eine gesteigerte Lebensdauer als aktuelle State-of-the-Art Speicher aufweisen
- Entwicklung neuer Materialien und Komponenten
- Entwicklung innovativer Konstruktionsmethoden und Bauverfahren
- Entwicklung von Simulationsmodellen für den Speicher selbst als auch die Entwicklung von Simulationsmodellen für die Integration des Speichers in Fernwärmenetzen
- Beurteilungen der Auswirkungen auf die Umwelt insbesondere Beeinflussung des Grundwassers

Erste Ergebnisse

In der ersten Phase des Projektes wurden bestehende Fernwärmesysteme hinsichtlich Größe, Temperaturniveau und Potenzial für die Integration von erneuerbarer Energie und Abwärme charakterisiert, um das Potenzial für eine mögliche Umsetzung von Großwärmespeicher im Giga-Bereich in Österreich zu bewerten. Basierend darauf wurden fünf repräsentative österreichische Standorte und Anwendungsszenarien ausgewählt, welche detaillierten Bewertungen, Simulationen und Optimierungen unterzogen werden. Die geohydrologischen Bedingungen der Standorte sind unter diesem Hintergrund von großer Bedeutung, da diese weitgehend die Auswahl der Baukonzepte, Materialien und Konstruktionsmethoden beeinflussen. Entscheidend sind hierbei vor allem der Aufbau des Erdreichs und die Tiefe des Grundwassers. Abbildung 3 zeigt exemplarisch die geohydrologischen Bedingungen anhand eines geologischen Modells für einen Standort der Anwendungsszenarien.

Simuliertes Temperaturfeld (in °C) des umschließenden Erdreichs eines Großwasserspeichers bei Auftreten von Grundwasserströmungen

ABBILDUNG 4



Quelle: Universität Innsbruck

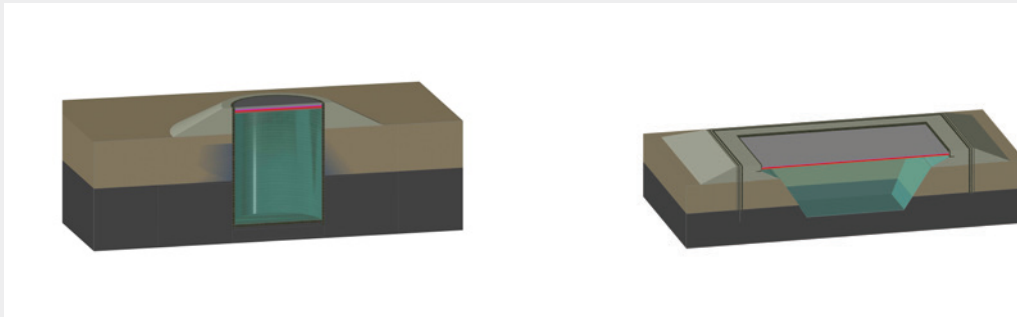


„Großwärmespeicher spielen eine sehr wichtige Rolle beim Erreichen der langfristigen Klimaziele. Mit dem Projekt „giga_TES“ als Basis können österreichische Unternehmen dabei eine Vorreiterrolle in Europa einnehmen.“

PROJEKTLEITER WIM VAN HELDEN

Mögliche Geometrien von Großwasserspeichern. Links: Schachtartig, mit vertikalen Wänden. Rechts: Beckenartig, mit geböschten Wänden

ABBILDUNG 4



Quelle: ste.p ZT-GmbH

Die geohydrologischen Bedingungen werden des Weiteren bei der computergestützten Optimierung der Speicherkonzepte unter der Verwendung von CFD-Simulationen untersucht. Abbildung 4 zeigt ein simuliertes Temperaturfeld des umschließenden Erdreichs eines Großwasserspeichers bei Auftreten von Grundwasserströmungen (im Bild von links nach rechts). Das in dieser Simulation untersuchte Speicherkonzept wurde im Bereich der Grundwasserströmungen mit einer Wärmedämmung versehen. Aus der Abbildung ist gut ersichtlich, dass es durch die Wärmedämmung nur zu einer geringen Beeinflussung bzw. Erhöhung der Grundwassertemperaturen kommt. Im Bereich des Speicherbodens, ohne Dämmung, muss jedoch mit entsprechend hohen Wärmeverlusten gerechnet werden. Je nach geohydrologischen Rahmenbedingungen könnten daher auch Wärmedämmungen am Speicherboden benötigt werden.

Ein weiteres integrales Ziel stellt die Entwicklung möglicher Bauformen, Konstruktionsmethoden und Wandaufbauten für Speichervolumina in der Größenordnung zwischen 100.000 m^3 bis $2.000.000 \text{ m}^3$ dar. Daher werden mögliche Geometrien für Großwärmespeicher, wie grundsätzlich a) schachtartig mit vertikalen Wänden (siehe Abbildung 5, links) oder b)

beckenartig mit geböschten Wänden (siehe Abbildung 5, rechts) als auch Kombinationen aus beiden Geometrien betrachtet. Im Zuge von Analysen werden verschiedene Konstruktionsmethoden ermittelt und eine Ermittlung der Material- und Baukosten vorgenommen. Wie erste Evaluierungen aus dem Projekt zeigen, kann die schachtartige Bauweise bei Speichervolumina bis zu rund 100.000 m^3 (mit einem Durchmesser und einer Tiefe von rund 50 m) wirtschaftlich und bautechnisch effizient umgesetzt werden. Die beckenartige Bauweise ist hingegen für Speichervolumina größer als 500.000 m^3 (mit einer Tiefe von rund 50 m) zu bevorzugen.

Der Aufbau der Speicherwand besteht grundlegend aus mehreren Schichten, welche neben Festigkeit, Wasser- und Dampfdichtigkeit auch gute Wärmedämmeigenschaften besitzen soll. Durch die bis dato nicht als Stand-der-Technik anzusehenden Anforderungen werden neue Entwicklungen sowie Testmethoden zur Langzeitstabilität innovativer Materialien, wie beispielsweise neuartige, multifunktionale Betonmaterialien benötigt. Abbildung 6 zeigt in diesem Zusammenhang die Produktion von Prüfkörpern für Materialtests von innovativen Betonschaummischungen mit verbesserten Wärmedämmeigenschaften für Großwärmespeicher.

Produktion von Prüfkörpern für Materialtests von neuartigen Betonschaummischungen (AIRIUM 250 der Lafarge Zementwerke GmbH) mit verbesserten Wärmedämmeigenschaften

ABBILDUNG 6



Quelle: Smart Minerals GmbH



Weiterführende Literatur

Hot air aging behavior of polypropylene random copolymers. Grabmann, M., Wallner, G.M., Maringer, L., Buchberger, W., Nitsche, D. Journal of Applied Polymer Science 136, 15, (2019)

Advances in Seasonal Thermal Energy Storage for Solar District Heating Applications: A Critical Review on Large-Scale Hot-Water Tank and Pit Thermal Energy Storage Systems. Abdulrahman Dahash, Fabian Ochs, Applied Energy, accepted 20-1-2019.

Referenzen

Mangold, Dirk, und Laure Deschaintre. 2015. „Seasonal thermal energy storage – Report on state of the art and necessary further R+D“. Created within IEA SHC Task 45.

Zusammenfassung

Völlig auf erneuerbare Energien basierende Fernwärmesysteme benötigen große Wärmespeicher im Giga-Bereich, die es ermöglichen, den hohen Anteil an erneuerbarer Wärme und industrieller Abwärme saisonal zu speichern und dem Fernwärmesystem ein hohes Maß an Flexibilität zu verleihen. **Im Vergleich zu den derzeit installierten Großwärmespeichern ist eine Verzehnfachung des Volumens erforderlich, während die Integration eines so großen Volumens in eine urbane Umgebung, tiefe Bauweisen erfordert.** Die dabei auftretenden breiten wissenschaftlichen

und technologischen Herausforderungen, das fundamentale Level einzelner Schritte der Material- und Technologieentwicklung sowie die enorme Größe derartiger Speicheranlagen bedürfen eines gezielten Forschungsvorhabens, an dem alle Hauptakteure der gesamten Wertschöpfungskette für thermische Großspeichersysteme teilnehmen. Dies geschieht im Leitprojekt „giga_TES“, mit dem Ziel, innerhalb von drei Jahren ein Design-Handbuch für thermische Energiespeicher im Giga-Bereich zu erstellen.

www.gigates.at

DREI GUTE GRÜNDE FÜR DAS PROJEKT

- Erhöhung der Anteile erneuerbarer Energien (v.a. Solarthermie) und industrieller Abwärme in Fernwärmesystemen sowie Erhöhung der Flexibilität und Entlastung des Stromnetzes durch Power-to-Heat Konzepte
- Hohes Marktpotential in Österreich und in den Nachbarländern für eine zukünftige Implementierung derartiger Großwärmespeicher
- Bereitstellung eines Design-Handbuches durch Bündelung der Ergebnisse aus dem Projekt, welches zukünftige Demonstrationsprojekte ermöglichen soll

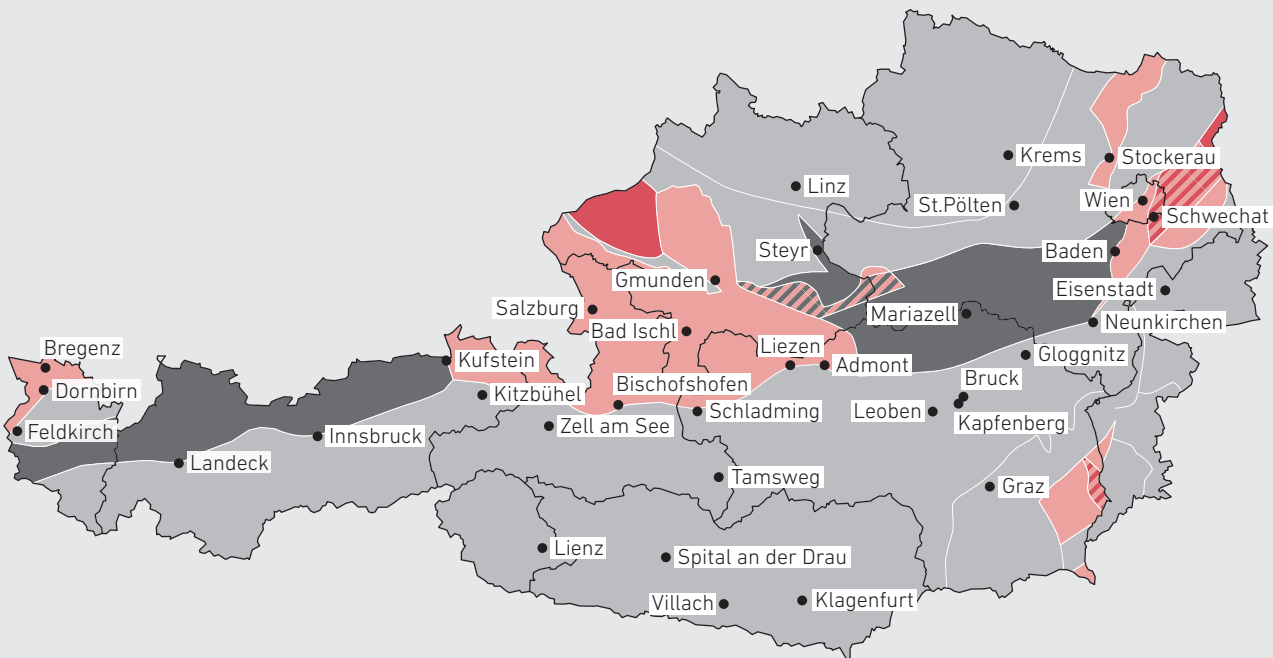




Projektleitung: RUSBEH REZANIA
Wien Energie GmbH

Potenzialkarte hydrothermale Geothermie in Österreich

ABBILDUNG 1



Hydrothermales Potenzial

- hoch
- mittel
- gering
- unbedeutend

Quelle: Studie GeoEnergie 2050

GeoTief EXPLORE (3D)

Integrative Maßnahmen zur systematischen Erforschung und Nutzbarmachung der Tiefen Geothermie im Wiener Becken

Hydrothermale Geothermie stellt eine lokale, regenerative und umweltfreundliche Wärmeenergiequelle dar und steht als grundlastfähiger Wärmeinspeiser für Fernwärmenetze zur Verfügung.

Verschiedene Studien prognostizieren derzeit eine realistische Anwendungskapazität dieser Energieform in Österreich zwischen 450 MW bis 700 MW thermisch (siehe Abbildung 1). Dem Großraum Wien im Wiener Becken wird einen Anteil von 40 % bis 60 % dieser Kapazitätswerte zugeschrieben. Zugleich weist der Ballungsraum Wien eines der größten Fernwärmenetze Europas auf, weshalb der angestrebten Nutzung der Geothermie in der Energierahmenstrategie 2030 für Wien eine tragende Rolle zugeordnet wird.

Die zukünftige Nutzbarmachung dieser erneuerbaren Wärmequelle hängt jedoch von nachhaltigen und belastbaren Explorations- und Umsetzungskonzepten ab, die heute noch nicht in dieser Form existieren. Die bisherige Explorationstätigkeit in diesem Gebiet wurde hauptsächlich von der Kohlenwasserstoffindustrie betrieben, welche andere geologische Ziele im Fokus hatte. Jedoch wurden bereits in den 1970/80er Jahren diese Thermalwasservorkommen durch Kohlenwasserstoffbohrungen zufällig aufgefunden.

Die potenziellen Thermalwasservorkommen im östlichen Raum Wiens liegen in Tiefen von zirka 2.500 m bis 5.500 m und bestehen vorwiegend aus karbonatischen Gesteinen der Nördlichen Kalkalpen und klastischen Sedimenten der Miozänen Füllung des Wiener Beckens.

Mit der 2012 durchgeführten Erkundungsbohrung wurde ein erstmaliger Versuch zur Nutzung der hydrothermalen Geothermie im Wiener Becken gestartet. Die Bohrung brachte einen bedeutsamen Erkenntnisgewinn über den geologischen Aufbau. Die hieraus gezogenen Schlüsse führten zu einem Paradigmenwechsel in der Geothermie Explorationsstrategie im Raum Wien.

Wien Energie untersucht derzeit im Rahmen des Forschungsprojekts „GeoTief Wien“ gemeinsam mit Partnern aus Wissenschaft, Forschung und Industrie gesamtheitlich die Nutzungsmöglichkeiten der hydrothermalen Geothermie im östlichen Raum Wiens im Detail. Es soll eine fundierte Wissensbasis über die Thermalwasservorkommen im tiefen Untergrund liefern. Dabei wird nach zwei Phasen – GeoTief BASE (2D) und GeoTief EXPLORE (3D) – vorgegangen. Mit dem bereits erfolgreich umgesetzten und von der FFG geförderten Forschungsprojekt „GeoTief BASE (2D)“ wurde die neue Herangehensweise für die Erkundung des Geothermiepotenzials gestartet. Dabei wurden mittels innovativer Explorations- und Auswertungsmethoden speziell auf die Fragestellung der Geothermie zugeschnittene Daten im kleinen Maßstab aufgenommen und bearbeitet.

GeoTief EXPLORE (3D) schließt nahtlos an das Vorgängerprojekt an und setzt sich zum Ziel, das Wissen über die Thermalwasservorkommen im Raum Wien signifikant zu vertiefen und zu erweitern. Als ein Ergebnis wird ein großflächiges geologisches 3D Modell des Untergrunds über das gesamte Potenzialgebiet erarbeitet.

3D Seismik Messung in Wien

ABBILDUNG 2





Gesamtheitliche Analyse im Rahmen von GeoTief Explore (3D)

ABBILDUNG 3



„Anhand der Resultate des Forschungsprojekts kann Wien Energie auf gesicherter Basis entscheiden, ob künftige Investitionen in Geothermie strategisch, finanziell und im Sinne der nachhaltigen Wärmeversorgung Wiens sinnvoll sind. Im Idealfall können in Zukunft hunderttausende Wiener Haushalte mit umweltfreundlicher Wärme und Warmwasser aus Geothermie versorgt werden.“ PROJEKTLEITER RUSBEH REZANIA



Projektpartner



Im Herbst/Winter 2018 wurde mit der Durchführung einer 3D Seismik-Messung (siehe Abbildung 2) die wesentliche Datenbasis dafür geschaffen. **Mit dieser innovativen Messung konnten erstmalig in Österreich über eine Fläche von ca. 150 km² – in teils urbanem Gebiet – seismische Daten für Erkundungstiefen von bis zu 6.000 m generiert werden.**

Dieses Forschungsprojekt stellt keinen einzelnen Standort in den Fokus wie bisher üblich, sondern betrachtet das gesamte Potenzialgebiet großflächig. Damit einher geht auch eine detaillierte Analyse zu möglichen Herausforderungen einer Integration der Geothermie in das bestehende Wiener Fernwärmenetz.

Zudem werden durch die Interaktion mit Stakeholdern und Entscheidungsträgern Konzepte zur Verbesserung der allgemeinen Rahmenbedingungen in Österreich im Zusammenhang mit der Nutzung der Geothermie entstehen.

Durch das Verständnis des Gesamtsystems unter Einbeziehung technischer, ökonomischer und regulatorischer Aspekte kann somit eine optimale Strategie für eine erfolgreiche Nutzbarmachung des Potenzials für den Raum Wien erarbeitet werden (siehe Abbildung 3).

Zusammenfassend erkundet GeoTief EXPLORE (3D) – durch Bündelung des Know-hows aus Wissenschaft, Forschung und Industrie – das Geothermiepotenzial im östlichen Raum Wiens, bewertet es hinsichtlich geologischer, technischer und ökonomischer Machbarkeit und leitet daraus einen Umsetzungsplan für die Erschließung umweltfreundlicher Wärme ab. Damit kann die Stadt Wien als Modellregion für eine nachhaltige und ökonomisch sinnvolle Wärmeversorgung auf Grundlage der Geothermie etabliert werden und somit den Weg zu einer erfolgreichen, intensiven Nutzung dieser Energieform in Österreich ebnen.

Weitere Informationen zum Projekt finden Sie auf www.geotiefwien.at

DREI GUTE GRÜNDE FÜR DAS PROJEKT

- Visionär und innovativ
- Beachtliches Potenzial für die urbane Wärmewende
- Leuchtturmprojekt für Österreich





ecoRegeneration: Entwicklung einer „Merit-Order“ bei Regenerationswärme für Erdsondenfelder in urbanen Wohngebieten

Projektnummer	854649
Koordinator	e7 Energie Markt Analyse GmbH
Projektleitung	Gerhard Hofer: gerhard.hofer@e-sieben.at
Partner	Institute of Building Research & Innovation ZT-GmbH, Urban Innovation Vienna - Energy Center, VASKO+PARTNER INGENIEURE Ziviltechniker für Bauwesen und Verfahrenstechnik GesmbH
Förderprogramm	Stadt der Zukunft, 3. Ausschreibung
Dauer	09.2016 - 02.2019
Budget	377.620 €



Hybrid DH: Sondierung einer hybriden Netzeinspeisung im städtischen Fernwärmesystem Neusiedl am See

Projektnummer	864975
Koordinator	Forschung Burgenland GmbH
Projektleitung	Markus Puchegger: markus.puchegger@forschung-burgenland.at
Partner	4ward Energy Research GmbH, TBH Ingenieur GmbH Stadtgemeinde Neusiedl, Energie Burgenland AG
Förderprogramm	Sondierungsprojekt im Programm Smart Cities Demo, 9. Ausschreibung
Dauer	03.2018 - 03.2018
Budget	70.394 €



DeStoSimKaFe: Konzeptentwicklung & gekoppelte deterministisch/stochastische Bewertung kalter Fernwärme zur Wärme- & Kälteversorgung

Projektnummer	865010
Koordinator	AEE - Institut für Nachhaltige Technologien, Gleisdorf
Projektleitung	Hermann Edtmayer, Harald Schrammel: h.schrammel@aee.at
Partner	anex Ingenieure AG, Institut für Wärmetechnik der TU Graz, Energieinstitut Vorarlberg, 3F Solar Technologies GmbH, Ochsner Energietechnik GmbH
Förderprogramm	Energieforschungsprogramm 2017
Dauer	09.2018 - 08.2020
Budget	568.697 €



Big Solar Feldbach – Saisonalspeicher in Kombination mit Solarthermieanlage und Wärmepumpe für das Fernwärmenetz Feldbach

Projektnummer	B772169
Koordinator	Gesellschaft für Solarinstallation und Design mbH (SOLID GmbH)
Projektleitung	Robert Söll, r.soell@solid.at ; Patrick Reiter, p.reiter@solid.at
Partner	Energie Steiermark Wärme GmbH (ESTMK), Lokale Energieagentur (LEA), KEM Manager Mittleres Raabtal Karl Puchas, PlanEnergi
Förderprogramm	Klima- und Energie-Modellregionen
Dauer	01.2018 - 01.2019
Budget	75.500 €



giga_TES: Große thermische Energiespeicher als Teil von Fernwärmenetzen zur Versorgung von Städten mit erneuerbarer Energie

Projektnummer	860949
Koordinator	AEE - Institut für Nachhaltige Technologien
Projektleitung	Wim van Helden, w.vanhelden@ace.at
Partner	S.O.L.I.D. GmbH, "agru" Kunststofftechnik GmbH, Universität Innsbruck, WIEN ENERGIE GmbH, Smart Minerals GmbH, Universität Linz, Gabriel-Chemie GmbH, Solites, PlanEnergi, ste.p ZT-GmbH, Geologie und Grundwasser GmbH, Lenzing Plastics GmbH & Co KG, GVT Verfahrenstechnik GmbH, Bilfinger VAM Anlagentechnik GmbH, PORR Bau GmbH, Salzburg AG, Metawell GmbH
Förderprogramm	Energieforschung, 3. Ausschreibung Energieforschung 2016
Dauer	01.2018 - 12.2020
Budget	4.441.552 €



GeoTief Wien: Exploration Tiefer Geothermie in Wien

Projektnummer	865009
Koordinator	Wien Energie GmbH
Projektleitung	Rusbeh Rezania, rusbeh.rezania@wienenergie.at
Partner	AIT GmbH, Geo5 GmbH, Geologische Bundesanstalt, Helmholtz-Zentrum Potsdam, Heinemann Oil GmbH, Montanuni Leoben, Uni Salzburg, Uni Wien, RAG Austria AG, ZAMG
Förderprogramm	Energieforschungsprogramm 2017, 4. Ausschreibung
Dauer	10.2018 - 09.2021
Budget	3,2 Mio. € / Gesamtförderung: 1,6 Mio. €

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 Weiterentwicklung 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:

