



Modulare, erneuerbare **Nahwärme-** und **Kältenetze**

Ein Handbuch

- Autoren: Dominik Rutz, Christian Doczekal, Richard Zweiler, Morten Hofmeister, Linn Laurberg Jensen
- Reviewers: Rita Mergner, Rainer Janssen, Per Alex Soerensen, Tomislav Puksec, Neven Duic, Borna Doracic, Rok Sunko, Blaž Sunko, Vladimir Gjorgievski, Ljupco Dimov, Natasa Markovska, Nikola Rajkovic, Ilija Batas Bjelic, Anes Kazagic, Alma Ademovic-Tahirovic, Izet Smajevic, Slobodan Jerotic, Emir Fejzovic, Amra Babić, Milada Mataradzija, Mitja Kolbl
- ISBN: 978-3-936338-46-1
- Übersetzer: Dominik Rutz, Christian Doczekal (aus dem Englischen)
- Verleger: © 2017, WIP Renewable Energies, München, Deutschland
- Edition: 1st Edition
- Kontakt: WIP Renewable Energies, Sylvensteinstr. 2, 81369 München, Deutschland
Dominik.Rutz@wip-munich.de, Tel.: +49 89 720 12 739
www.wip-munich.de
- Website: www.coolheating.eu
- Copyright: Alle Rechte vorbehalten. Kein Teil dieses Buches darf ohne schriftliche Genehmigung des Herausgebers in irgendeiner Form zu kommerziellen Zwecken vervielfältigt oder verarbeitet werden. Die Autoren garantieren nicht die Richtigkeit und / oder Vollständigkeit der Informationen und der in diesem Handbuch enthaltenen oder beschriebenen Daten.
- Disclaimer: Die alleinige Verantwortung für den Inhalt dieses Handbuches liegt bei den Autoren. Der Inhalt entspricht nicht unbedingt der Meinung der Europäischen Union. Weder die INEA noch die Europäische Kommission sind für die Nutzung der darin enthaltenen Informationen verantwortlich.



Danksagungen

Dieses Handbuch wurde im Rahmen des CoolHeating-Projekts erarbeitet. Die Autoren danken der Europäischen Kommission für die Unterstützung des Projekts. Die Autoren danken den Firmen und Mitarbeitern der Wien Energie GmbH (Burkhard Hölzl), dem DLR (Michael Nast), dem Steinbeis Forschungsinstitut Solites (Thomas Pauschinger), der Thermaflex Isolierprodukte GmbH (Jana Tanneberg-Kranz), W.A.S. Wasseraufbereitungssysteme GmbH (Ralf Kotlan), Snowpower AB (Kjell Skogsberg), Gram Fjernvarme AmbA, Braedstrup Fjernvarme AmbA, Dürr Thermea GmbH, UNEP, Solair Project, GeoModel Solar s.r.o., PlanEnergi, Danish Geothermal District Heating, GeoDH Project, Heat Roadmap Europe Map and Data Portal, PARAT Halvorsen AS, Danish Energy Agency, Energinet.dk, Hjallerup Fjernvarmeværk A.m.b.a., Güssing Energy Technologies, WIP Renewable Energies, Isoterm AS und Tour & Andersson Ges.m.b.H.

Das CoolHeating Projekt

Der Energiebedarf zum Heizen und Kühlen in Europa macht etwa die Hälfte des Endenergieverbrauchs der EU aus. Die Politik der erneuerbaren Energien konzentriert sich häufig hauptsächlich auf den Strommarkt, während der Wärmebereich in der Energiedebatte in der Regel viel weniger intensiv diskutiert wird. Deshalb werden im CoolHeating-Projekt erneuerbare Wärme- und Kühlkonzepte unterstützt und gefördert.

Ziel des CoolHeating Projekts, das im Rahmen des EU-Programms Horizon2020 gefördert wird, ist es, die Umsetzung "kleiner modularer erneuerbarer Wärme- und Kühlnetze" für ausgewählte Gemeinden in Südosteuropa zu unterstützen. Dies geschieht durch Wissenstransfer und gegenseitigen Erfahrungsaustausch von Partnern in Ländern, in denen erneuerbare Wärme- und Kältenetze existieren (Österreich, Dänemark, Deutschland) und in Ländern mit wenig Beispielen (Kroatien, Slowenien, Mazedonien, Serbien, Bosnien und Herzegowina) (Abbildung 1).

Zu den Kernaktivitäten gehören, neben technoökonomischen Bewertungen, auch Maßnahmen, um das Interesse von Behörden und Bürgern an erneuerbarer Nahwärme zu fördern. Dazu gehören auch Schulungen zu Finanzierungs- und Geschäftsmodellen. Als Ergebnis werden neue Nahwärme- und Nahkältenetze in fünf Zielgemeinschaften initiiert und bis zur Investitionsstufe begleitet. Diese Leuchtturmprojekte werden sich langfristig positiv auf die Entwicklung "kleiner modularer erneuerbarer Wärme- und Kältenetze" auf nationaler Ebene in den Zielländern auswirken.

Ein wichtiges Instrument des CoolHeating Projektes ist das vorliegende Handbuch. Obwohl viele Informationsmaterialien über Technologien für kleine modulare erneuerbare Wärme- und Kältenetze auf Deutsch oder Englisch existieren, war die Erarbeitung des Handbuchs notwendig, da es in die Sprachen der Zielländer übersetzt wurde und kostenlos zu Verfügung steht. In vielen Zielländern fehlen solche Informationen in der Landessprache. Das Handbuch beinhaltet sowohl technische als auch nichttechnische Aspekte. Es werden die Hauptmerkmale der verschiedenen Wärmequellen aus Solarenergie, Biomasse, Geothermie und Abwärme beschrieben und ihre Kombinationsmöglichkeiten in modularen Nahwärme- und Nahkältenetzen vorgestellt. Dazu gehören auch die Integration von Pufferspeichern und saisonalen Speichern sowie der Einsatz von Wärmepumpen. Besonders wird auf die Anwendung der Technologien in kleinen Wärme- und Kältenetze eingegangen.



Abbildung 1: Zielländer und –Gemeinden (rote Punkte) des CoolHeating Projekts

Projektkonsortium und nationale Kontakte:



WIP Renewable Energies, Projektkoordinator, Deutschland
Dominik Rutz [Dominik.Rutz@wip-munich.de]
www.wip-munich.de



PlanEnergi, Dänemark
Morten Hofmeister [mh@planenergi.dk]
www.planenergi.dk



Güssing Energy Technologies GmbH, Österreich
Richard Zweiler [office@get.ac.at]
www.get.ac.at



University of Zagreb, Faculty of Mechanical Engineering and Naval Architecture, Kroatien
Neven Duić [neven.duc@fsb.hr]
www.fsb.unizg.hr



Skupina Fabrika d.o.o., Slowenien
Rok Sunko [rok@skupina-fabrika.com]
www.skupina-fabrika.com



International Center for Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems - Macedonian Section, Mazedonien
Natasia Markovska [sdewes.skopje@sdewes.org]
www.sdewes.org/macedonian_section.php



University of Belgrade, School of Electrical Engineering, Serbien
Nikola Rajakovic [rajakovic@etf.rs]
www.etf.bg.ac.rs



JP Elektroprivreda BiH d.d.-Sarajevo, Bosnien-Herzegowina
Anes Kazagic [a.kazagic@elektroprivreda.ba]
www.elektroprivreda.ba



City of Šabac, Serbien
Slobodan Jerotić [slobodan.jerotic@sabac.org]
www.sabac.org



Opcina Visoko, Bosnien-Herzegowina
Emir Fejzović [ler@visoko.gov.ba]
www.visoko.gov.ba



Občina Ljutomer, Slowenien
Mitja Kolbl [mitja.kolbl@ljutomer.si]
www.obcinaljutomer.si

Content

Danksagungen	2
Das CoolHeating Projekt	3
1 Einführung	7
2 Grundlagen über Wärme	9
2.1 Größen und Umrechnungseinheiten von Wärme.....	9
2.2 Wärmequalität	10
2.3 Wärmenutzung	10
3 Wärmequellen und -technologien	11
3.1 Solarthermie.....	11
3.2 Biomassensysteme	20
3.3 Geothermie	37
3.4 Abwärme	40
3.5 Elektrische Heizeinrichtungen: Power-to-Heat.....	41
3.6 Wärmepumpen.....	43
3.7 Spitzenlast- und Notkessel	51
4 Wärmespeichertechnologien	52
4.1 Kurzzeitspeicher.....	54
4.2 Saisonale Wärmespeicher.....	56
5 Wärmenetze	58
5.1 Größe des Wärmenetzes	58
5.2 Temperaturniveaus	59
5.3 Wärmenetzleitungen	63
5.4 Wärmeträgermedium.....	69
5.5 Anschluss von Wärmeverbrauchern.....	71
6 Planung von Wärmenetzen	76
6.1 Erhebung des Wärmebedarfs.....	76
6.2 Planung eines Wärmenetzes.....	79
6.3 Planung der Heizzentrale	84
6.4 Verbraucherbedürfnisse und Verbraucherverhalten	89
6.5 Wirtschaftlichkeit von Wärmenetzen.....	91
7 Kältetechnologien	91
7.1 Freies Kühlen	92
7.2 Kompressionskältemaschinen.....	92

7.3	Absorptionskältemaschinen.....	93
7.4	Adsorptionskältemaschinen.....	96
7.5	Sorptionsgestützte Klimatisierung	98
8	Speichertechnologien für Kälte.....	99
9	Integration von Kühlsystemen	99
9.1	Kühlen mit Wärme.....	99
9.2	Kältenetze	100
9.3	Ausgewählte Beispiele	100
	Abkürzungen	104
	Literatur.....	105

1 Einführung

Kleine modulare Nahwärme- und Kältenetze sind lokale Konzepte zur Versorgung von Haushalten und anderen Wärmeabnehmern mit erneuerbarer Wärme und / oder Kälte. In einigen Fällen können Nahwärmenetze mit großen Fernwärmenetzen kombiniert werden, normaler Weise handelt es sich aber um individuelles Rohrleitungsnetze die eine kleinere Anzahl von Verbrauchern verbindet. Oft wurden diese Konzepte für Dörfer oder Kleinstädte umgesetzt. Sie können durch verschiedene Wärmequellen gespeist werden wie z.B. durch Solarkollektoren, Biomassesysteme und Abwärmequellen (z.B. Abwärme von Industrieprozessen oder von Biogasanlagen, die sonst nicht genutzt würde). Ein Schema solcher Netze ist in Abbildung 2 dargestellt.

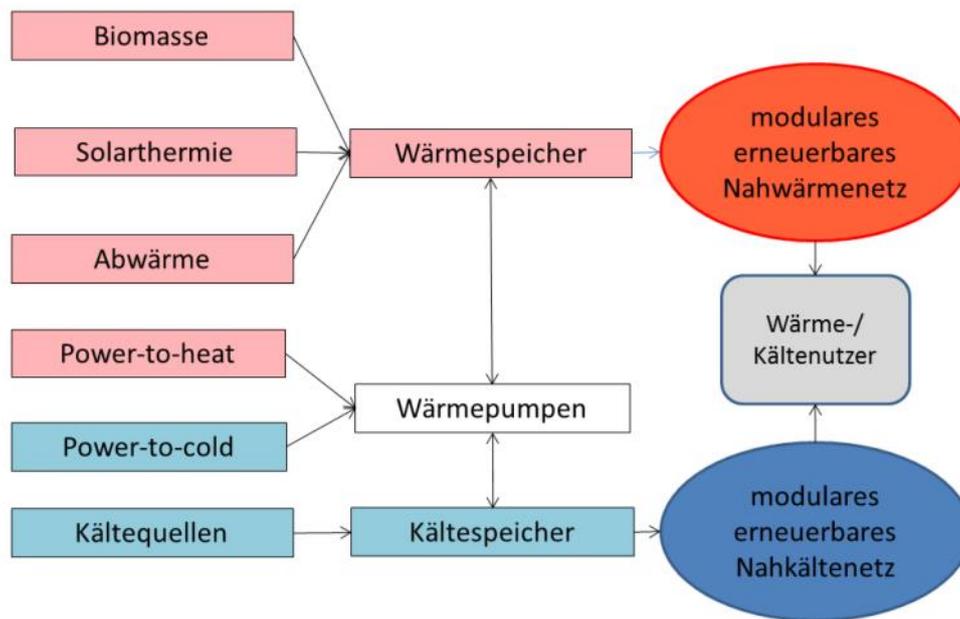


Abbildung 2: Konzept von kleinen modularen Nahwärme- und Kältenetze (Quelle: Rutz D.)

Vor allem die Kombination von Solarthermie und Biomasse als Wärmequellen in Nahwärmenetzen ist für kleinere ländliche Gemeinden interessant da sie zur Versorgungssicherheit, Preisstabilität, lokalen Wirtschaftsentwicklung, lokalen Beschäftigung usw. beitragen kann. Einerseits benötigt die Solarthermie keine Brennstoffe, andererseits ist Biomasse gespeicherte Energie, die eingesetzt werden kann, wenn weniger Sonne vorhanden ist, z.B. im Winter. Solche Wärmenetze beinhalten meist auch Wärmespeicher (Pufferspeicher für die Kurzzeitspeicherung und saisonale Speicher für die Langzeitspeicherung).

Ein Schema für den saisonalen Bedarf und das Angebot eines kombinierten Nahwärmenetzes ist in Abbildung 3 dargestellt. Die Hauptvorteile eines Biomasse-Solkonzeptes sind:

- Reduzierter Bedarf an Biomasse
- Reduzierte Kapazität des Wärmespeichers
- Reduzierter Wartungsaufwand von Biomassekesseln

Durch den steigenden Marktanteil von erneuerbarer fluktuierender Stromerzeugung (PV, Wind) kann Power-to-Heat, also die Nutzung von Überschussstrom zu Heizzwecken, dazu beitragen, das Stromnetz zu stabilisieren. Dies geschieht idealer Weise nicht direkt, sondern durch den Einsatz von Wärmepumpen.

Wenn der Planungsprozess nachhaltig erfolgt, haben kleine modulare Nahwärme- und Kältenetze den Vorteil, dass, falls später notwendig, zusätzliche Wärmequellen und Verbraucher nachträglich hinzugefügt werden können. Um modular zu sein, sind eine gute Planung und eine geeignete Dimensionierung der Technik (z.B. Rohre) notwendig. Dabei kann das Netz kontinuierlich wachsen wobei die Investitionskosten insgesamt reduziert werden können.

Neben der Nahwärme kann auch die Nahkälte eine wichtige Technologie mit vielen Vorteilen sein. Mit steigenden Temperaturen durch die globale Erwärmung steigt auch die Nachfrage nach Kälte, vor allem in Südeuropa und in den CoolHeating Zielländern. Im Gegensatz zu konventionellen Klimaanlageanlagen, die meist einen hohen Energiebedarf haben, kann die Nahkälte dazu unter bestimmten Voraussetzungen eine nachhaltige Alternative sein, vor allem für größere Gebäudekomplexe. Es bestehen allerdings viel weniger Erfahrungen und Technologien als für Wärmenetze. Das CoolHeating Projekt umfasst sowohl die Unterstützung von Wärmenetzen, als auch von Kältenetzen.

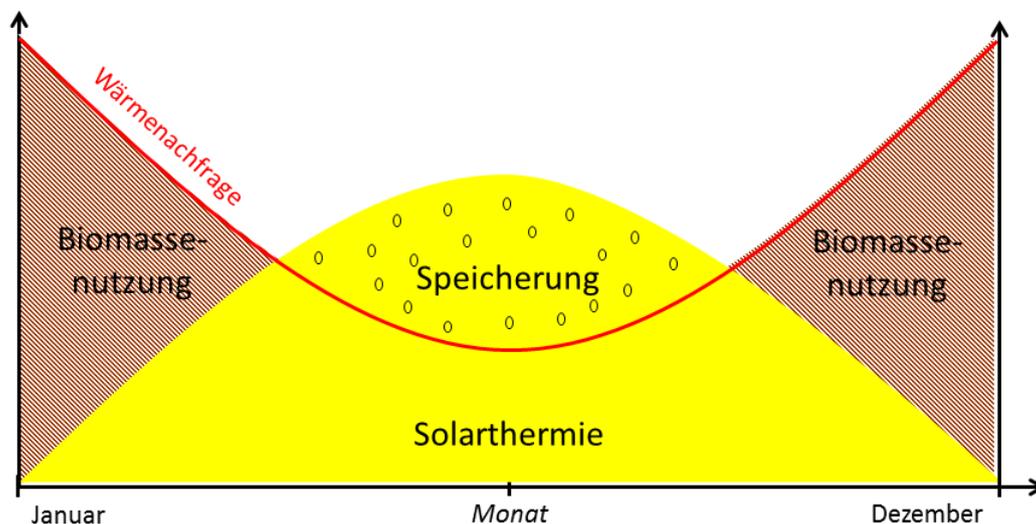


Abbildung 3: Schema für den saisonalen Bedarf und das Angebot eines kombinierten Nahwärmenetzes in Europa (Quelle: Rutz D.)

Der Bedarf von Kälte in Kombination mit Wärme ist vor allem in Ländern mit hoher Sonneneinstrahlung, wie in Südosteuropa, groß. Die Berücksichtigung von kombinierter Nahwärme und Nahkälte im selben Planungsprozess spart Kosten und Aufwand, auch wenn manche Verbraucher entweder nur Wärme oder nur Kälte benötigen. Dabei können technische Synergien genutzt werden (Rohrleitungen, Einsatz von Wärmepumpen). CoolHeating entwickelt Geschäftsmodelle für die Zielgemeinden mit folgenden Merkmalen:

- Saisonaler Speicher
- Tagesspeicher
- Wärme aus erneuerbaren Quellen (z.B. Solarthermie in Kombination mit Biomasse)
- Wärmebasiertes Kühlen
- Abwärmenutzung

Kleine modulare Nahwärme- und Kältenetze haben mehrere Vorteile. Sie tragen dazu bei, die lokale Wirtschaft durch lokale Biomassewertschöpfungsketten zu unterstützen. Es werden Arbeitsplätze vor Ort gesichert und neu geschaffen, sowie die Versorgungssicherheit erhöht. Außerdem steigt der Komfort für die angeschlossenen Haushalte: In den Kellern der

Gebäude werden statt den Brennstofflagern (z.B. Öltanks) und den Kesseln, die beide viel Platz einnehmen können, nur die Wärmetauscher benötigt. Des Weiteren muss sich der Kunde nicht um den Kauf und die Lieferung von Brennstoffen kümmern.

Aufgrund all dieser Vorteile ist es das Ziel des CoolHeating-Projektes, die Umsetzung kleiner, modularer, erneuerbarer Wärme- und Kältenetze für Kommunen (Gemeinden und kleinere Städte) in Südosteuropa zu unterstützen.

2 Grundlagen über Wärme¹

Wärme wird in der Thermodynamik definiert als Energie, die von einem System zum anderen durch thermische Wechselwirkung übertragen wird. Es handelt sich dabei um eine Prozessfunktion im Gegensatz zu einer Zustandsfunktion wie z.B. die Temperatur oder das Volumen. Es beschreibt den Übergang eines Systems aus einem Gleichgewichtszustand in einen anderen Gleichgewichtszustand. Dabei zeichnet sich das System durch definierte Systemgrenzen aus. Wärme fließt spontan immer von einem System mit hohen Temperaturen zu einem mit niedrigeren Temperaturen. Der Begriff "Wärme" wird oft auch als "Wärmestrom" und "Wärmeübertragung" ausgedrückt. Wärmeübertragung kann durch Leitung, Strahlung, Konvektion, Stoffübertragung und durch chemische Reaktionen erfolgen. Kühlen ist die Bereitstellung von Medien mit niedrigen Temperaturen, während gleichzeitig Energie (Wärme) auf andere Medien übertragen wird. Somit ist die Kühlung immer mit der Wärmeübertragung verbunden.

Es ist notwendig, zwischen sensibler und latenter Wärme zu unterscheiden. Sensible Wärme ist direkt durch die Änderung der Temperatur messbar. Latente Wärme ist die in einem Medium oder thermodynamischen System gespeicherte Wärme. Sie kann durch einen Prozesses freigesetzt oder absorbiert werden, der ohne Veränderung der Temperatur auftritt. Ein typisches Beispiel ist die Zustandsänderung von Stoffen, wie z.B. der Phasenübergang von Eis (Festphase) zu Wasser (Flüssigphase).

Auf ein Nahwärmenetz übertragen, wird die Wärme normalerweise durch ein bestimmtes Wasservolumen mit einer bestimmten Temperatur charakterisiert, das durch Rohre zu den Verbrauchern transportiert wird. Diese Wärme kann von den Verbrauchern genutzt werden, während die Temperatur des Wassers dabei auf ein niedrigeres Niveau sinkt.

2.1 Größen und Umrechnungseinheiten von Wärme

Das mathematische Symbol für Wärme ist **Q** und die SI-Einheit **Joule (J)**. In einigen technischen Bereichen werden auch die britische Thermische Einheit (BTU), die Tonne Öläquivalent (toe) und die Kalorien verwendet. Das mathematische Symbol für die Wärmeübertragungsrate (Kapazität) ist \dot{Q} mit der Einheit Watt (W), definiert als Joule pro Sekunde. Watt ist die am häufigsten verwendete Einheit im Bereich Nahwärme und –Kälte.

- $1 \text{ J} = 1 \text{ Ws} = 1/3.600 \text{ Wh}$
- $1 \text{ Wh} = 3.600 \text{ Ws} = 3.600 \text{ J}$
- $1 \text{ toe} = 11.630 \text{ kWh} = 41,87 \text{ GJ}$
- $1 \text{ BTU} = 1.055 \text{ J}$

Die Gesamtleistung einer Heizungsanlage wird üblicherweise in **kW** oder MW (Kilo oder Megawatt). Für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) oder Blockheizkraftwerken (BHKW) ist die Einheit **kW_{el}** für die elektrische und **kW_{th}** für die thermische Leistung. Die erzeugte Energie wird als **kWh** (Kilowattstunde) oder MWh angegeben. Die tatsächliche, jährliche Energieabgabe einer Heizungsanlage wird üblicherweise in **kWh/a** (Kilowattstunden pro

¹ Dieses Kapitel basiert auf: Rutz et al. 2015

Jahr) ausgedrückt. Dies basiert auf der Anzahl der Stunden eines regulären Jahres von **8.760 Stunden** pro Jahr (a). Für die Größe typischer kleiner Heizzentralee werden üblicherweise die SI-Präfixe kilo (10^3), mega (10^6) und giga (10^9) verwendet.

Wärme kann entweder mit einem **Kalorimeter** gemessen oder anhand anderer Daten, wie Volumen, Massestrom, Temperatur und Wärmekapazität, **berechnet** werden. Für den Einsatz von Wärme in größeren Heizanlagen wird üblicherweise ein **Wärmezähler** verwendet. Der Wärmezähler misst die die Wärmeenergie von einer Quelle (z.B. Biogas-BHKW), indem der Massestrom des Wärmemediums (z.B. Wasser) und dessen Temperaturänderung (ΔT) zwischen Vor- und Rücklauf gemessen wird.

Eine wichtige Größe für KWK-Anlagen ist die **Stromkennzahl**, die das Verhältnis von erzeugter elektrischer zur thermischen Energie angibt (Richtlinie 2004/8 / EG). Eine große Zahl kennzeichnet eine hohe elektrische Leistung. Die Kennzahlen typischer KWK-Anlagen liegen zwischen 0,4 und 0,9, bei Biomasseanlagen ist sie oft niedriger.

2.2 Wärmequalität

Neben der Energiemenge (Quantität) sind bei der Entwicklung von Energiekonzepten die Eigenschaften der Energieform (Qualität) von Bedeutung. Ein wichtiger Parameter, der die Energiequalität charakterisiert, ist die Übertragbarkeit einer Energieform auf eine andere Energieform. Generell wird elektrischer Strom von höherem Wert als Wärme betrachtet, da Strom vielseitiger eingesetzt werden kann: er kann leicht transportiert und für verschiedene Zwecke, wie die Herstellung von mechanischer Energie, Wärme, Elektromagnetik usw. verwendet werden.

In der Thermodynamik wird dazu der Begriff **Exergie** verwendet. Es beschreibt den maximalen Energieanteil eines Systems, der in eine nutzbare Arbeit umgewandelt werden kann, wenn das System im Gleichgewicht mit der Umgebung steht.

Außerdem ist Wärme durch das **Temperaturniveau** und die **Wärmemenge** gekennzeichnet. Generell kann man sagen, dass je höher die Temperatur und die Menge an Energie ist (Entropie), desto mehr Optionen für die Nutzung vorhanden sind. Beispiele für minimale Temperaturen von verschiedenen Verwendungen sind:

- Warmwasserversorgung: 50-80°C
- Wohnraumheizung: 50-80°C
- **Rankine-Prozesse** (ORC, CRC): 60-565°C
- **Trocknung** für landwirtschaftliche Produkte: 60-150°C

Moderne **Nahwärmenetze** sollten nicht nur erneuerbar sein, sondern auch die Exergie der eingesetzten Heizungsressourcen berücksichtigen. Die Qualität der Wärme im Netz soll optimiert und an den benötigten Energiebedarf angepasst werden. Wärme mit höheren Temperaturen sollte, wenn möglich, für höherwertige Dienstleistungen wie z.B. für die Stromproduktion oder für industrielle Prozesse verwendet werden. Abwärme mit niedrigerer Temperatur aus der Industrie oder Stromerzeugung kann zu Heizzwecken oder zur Warmwasserbereitung verwendet werden. Der Rücklauf kann dann, in Kombination mit Wärmepumpen, in sogenannten Niedertemperaturnetzen für Siedlungen mit hohem Dämmstandard noch weiter genutzt werden. Diese Kaskadennutzung von Wärme erhöht die Nachhaltigkeit von erneuerbaren Wärmenetzen zusätzlich. Das Konzept dieser "**LowEx-Wärmenetze**" ist in Von Hertle et al. (2015) gut beschrieben.

2.3 Wärmenutzung

Wärme wird für viele Zwecke benötigt. In Fern- oder Nahwärmenetzen wird sie vor allem zum Heizen von privaten und öffentlichen Gebäuden und zur Trinkwassererwärmung genutzt. Beispiele für den Wärmebedarf von privaten Haushalten sind in Box 1 dargestellt.

Neben der Beheizung von Gebäuden können auch Industrie- und Gewerbebetriebe mit Wärme aus Wärmenetzen versorgt werden. Oft werden dabei aber höhere Temperaturen benötigt, als zur reinen Gebäudeheizung. Industriebetriebe können nicht nur Wärmeverbraucher, sondern auch Wärmelieferanten sein. Die Abwärme aus Industriebetrieben, die nicht für die industriellen Prozesse genutzt wird, kann zur Versorgung des Wärmenetzes genutzt werden. Das heißt, je nach Produktionstyp ist dann der Industriebetrieb Verbraucher, Produzent oder beides (Prosumer).

Box 1: Wie hoch ist der Wärmebedarf pro Person im Haushalt?

Die folgenden Beispiele zeigen den durchschnittlichen Nettoenergieverbrauch pro Person in Deutschland (basierend auf Berechnungen von Paeger 2012, siehe Rutz et al., 2015):

- Nettoenergieverbrauch für Heizung und Warmwasser pro Person in Haushalten: 20,2 kWh / Tag oder 7.373 kWh / a
- Nettoenergieverbrauch für Heizung pro Person in Haushalten: 17 kWh / Tag oder 6.205 kWh / a
- Nettoenergieverbrauch für Heizung pro Person im Haushalt (pro m² Wohnfläche): 155 kWh / a / m²
- Nettoenergieverbrauch für WW pro Person in Haushalten: 3,2 kWh / Tag oder 1.168 kWh / a

3 Wärmequellen und -technologien

Für kleine modulare erneuerbare Wärmenetze sind verschiedene Technologien verfügbar, die marktreif und wirtschaftlich sind. Die wichtigsten erneuerbaren Wärmequellen sind Solarthermie, Biomasse und Geothermie. Außerdem ist es sinnvoll, die Abwärme aus Biogasanlagen oder industriellen Prozessen zu nutzen, falls die Wärme nicht schon anderweitig verwendet wird. Power-to-heat ist eine zunehmend wichtige und einfache Technologie, um überschüssigen Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energien, wie aus Windenergie und Photovoltaikstrom, in Wärme umzuwandeln. Noch intelligenter ist dabei die Verwendung von Wärmepumpen, die zusätzlich verschiedene Niedertemperatur-Wärmequellen nutzen können. Oft sind einfache Spitzenlastkessel (Öl- oder Gaskessel) in Nahwärmenetze integriert, um das Gesamtprojekt finanziell umsetzbar zu machen, da ihre Investitionskosten niedrig sind.

3.1 Solarthermie²

Die Nutzung der Sonnenenergie zur Wärmegewinnung mit Hilfe von Kollektoren ist eine Technologie, die sich schon jahrelang bewährt hat. Heute sind weltweit mehr als 580 Millionen m² Solarkollektoren mit einer installierten Gesamtleistung von 410 GW_{th} installiert.

Außerhalb der Erdatmosphäre beträgt die Sonnenstrahlung 1.367 W/m². Die Einstrahlung auf der Erdoberfläche beträgt etwa 1.000 W/m². Am Äquator ist sie am höchsten, weiter südlich oder nördlich nimmt sie ab. Die Einstrahlungswirkung ist senkrecht zur Sonnenstrahlung am größten. Deshalb sollten Sonnenkollektoren mit einem Winkel von ca. 30-40 Grad installiert werden, um möglichst viel Einstrahlung einzusammeln.

² Dieses Kapitel basiert auf folgenden Quellen: www.Task45.iea-shc.org, Spezifische Anlagendaten: www.solvarmedata.dk und www.solarheatdata.eu, Hersteller: www.arcon.dk

Solarthermietechologien können einfach und flexibel mit anderen Technologien kombiniert werden. Außerdem sind sie modular erweiterbar, was eine Installation beliebiger Größe ermöglicht. Dabei ist die Wärmespeicherung wichtig, da sie die Schwankungen der solarthermischen Wärmesammlung ausgleichen kann. Im dänischen Klima können durch Kurzzeitspeicher etwa 20-25% des jährlichen Wärmebedarfs mit Solarthermie abgedeckt werden, wie einige Projekte zeigen. Ein Saisonspeicher kann den solaren Deckungsanteil auf bis zu 80-100% erhöhen. Dies wird auch in Kapitel 4.2 beschrieben.

Die Herausforderung eines Solar-Heizsystems ist die Tatsache, dass die meiste Wärme im Sommer und tagsüber gesammelt werden kann, wenn der Wärmebedarf am niedrigsten ist - sowohl im täglichen als auch im saisonalen Verlauf. Der Solaranteil in einem Wärmenetz ohne Wärmespeicher ist relativ gering (5-8% des jährlichen Wärmebedarfs). Die meisten Systeme beinhalten Tagesspeicher, die zu einer solaren Deckung von ca. 20-25% beitragen können. Der Einsatz eines saisonalen Wärmespeichers kann den solaren Deckungsanteil auf 30-50% oder sogar noch höher, in der Theorie bis zu 100%, steigern.

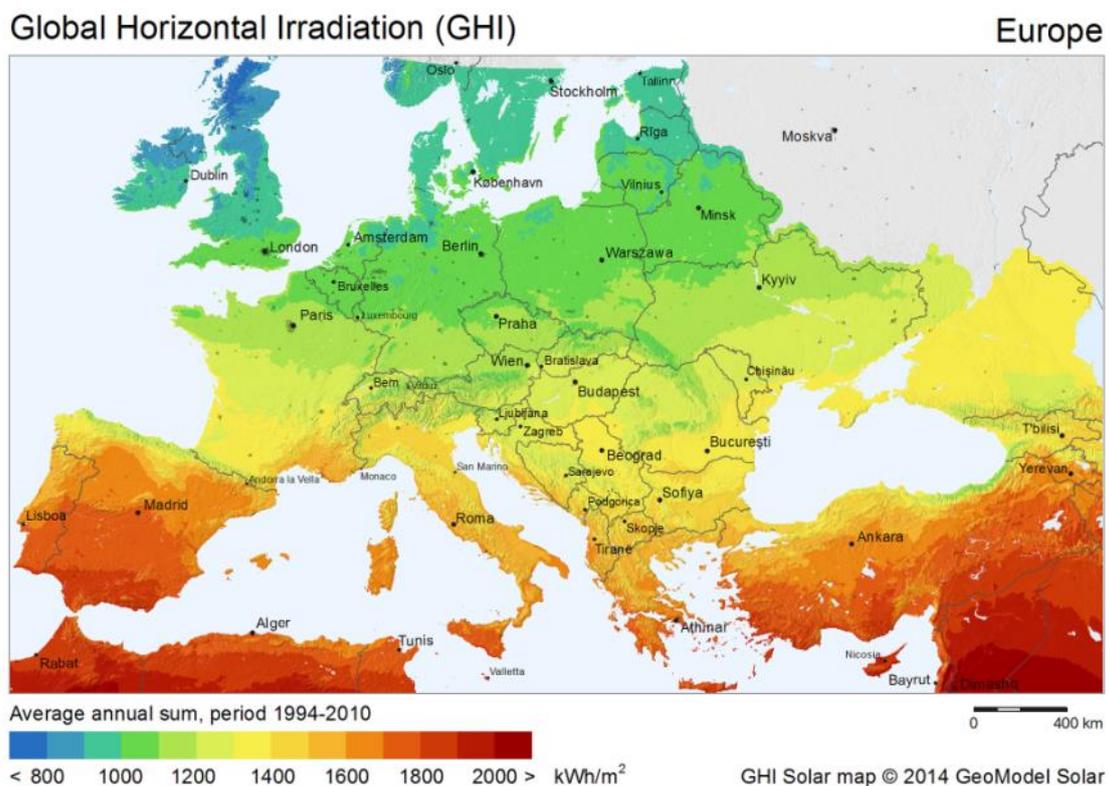


Abbildung 4: Karte der Sonnenstrahlung von Europa: Globale horizontale Bestrahlungskarte von Europa (Quelle: SolarGIS © 2011 GeoModel Solar s.r.o.³)

3.1.1 Technologien für Solarthermieanlagen

Solarthermieanlagen werden zur Raumheizung und zur Warmwasserbereitung eingesetzt. Normalerweise wird das Wasser mit mehreren aneinandergereihten Sonnenkollektoren erwärmt. In Nahwärmenetzen werden die Kollektoren häufig als Freiflächenanlagen in Serie geschaltet (Abbildung 7, Abbildung 8). In kleineren Systemen werden die Kollektoren oft auch auf Hausdächern installiert (Abbildung 9, rechts).

³ <http://solargis.com/products/maps-and-gis-data/free/download/europe>

Es gibt verschiedene Arten von Sonnenkollektoren, wie in Abbildung 5 dargestellt ist. Für kleine solare Nahwärmenetze werden vor allem Flachkollektoren und Vakuumröhren (evakuierte Röhrenkollektoren) eingesetzt.

Die am häufigsten eingesetzten Kollektoren sind **Flachkollektoren** (Abbildung 8), die in verschiedenen Varianten erhältlich sind. Sie bestehen aus einem dunklen flachen Plattenabsorber aus hitzebeständigem Polymer, Aluminium, Stahl oder Kupfer, auf den eine mattschwarze oder selektive Beschichtung aufgetragen wird. Auf der Rückseite des Absorbers befinden sich die Netzartigen oder spiraligen (mäandernde) Wärmeträgerrohre und das isolierte Gehäuse aus Glas- oder Polymerabdeckung. In dem Wärmeträgerrohr wird die eingesammelte Wärme vom Wärmeträger (Luft, Frostschutzmittel oder Wasser) zur Heizzentrale befördert. Der Absorber wird üblicherweise von einer transparenten Glas- oder Polymerabdeckung vor Wärmeverlusten und Witterung geschützt. Es gibt auch unbedeckte Kollektoren, die aber in der Regel nicht in solaren Nahwärmenetzen eingesetzt werden. Eine Wärmeisolierung verringert die Wärmeverluste auf der Rückseite des Kollektors.

Vakuumröhrenkollektoren (Abbildung 7) bestehen aus mehreren Vakuumröhren aus Glas, die zu einem Kollektor zusammengefasst sind. Die Glasrohre werden auf unter 10^{-2} bis 10^{-6} bar evakuiert, um Wärmeverluste zu minimieren. Die meisten Vakuumröhren werden bei 10^{-5} bar evakuiert (Metz et al., 2012). Es gibt verschiedene Technologien, wobei die zwei Grundprinzipien sind:

- **Direkt durchströmte Vakuumröhrenkollektoren:** Röhre durch die der Wärmeträger direkt fließt, ohne zu verdampfen
- **“Heatpipe” Vakuumröhrenkollektoren:** Röhre in denen die Wärmeträgerflüssigkeit am Absorber verdampft

Direkt durchströmte Vakuumröhren können in zwei Varianten eingeteilt werden. Sie können aus einem einzigen Glasrohr bestehen, das evakuiert wird. In diesem Rohr ist eine Absorberplatte mit dem Rohr verschmolzen, durch der Wärmeträger strömt. Die andere Variante ist die sogenannte "Sydney" -Röhre, die eine doppelte Glasröhre (wie eine Vakuumflasche) ist. Das Innenrohr ist beschichtet, um als Absorber wirken zu können. Ein U-förmiges Kupferrohr sammelt die Wärme von diesem Absorber.

Vakuumrohre können auch mit einem außenliegendem Reflektor (Compound Parabolic Concentrator - CPC) unter den Rohren ausgerüstet sein, um auch die Einstrahlung zwischen den Rohren auszunutzen.

Es gibt viele Hersteller von Solarkollektoren auf dem Markt. Bei solarthermischen Kollektoren handelt es sich um eine ausgereifte Technologie, die nun in die Phase der Großanwendungen tritt, dabei die Herstellungskosten reduziert und die ökonomische Machbarkeit erhöht.

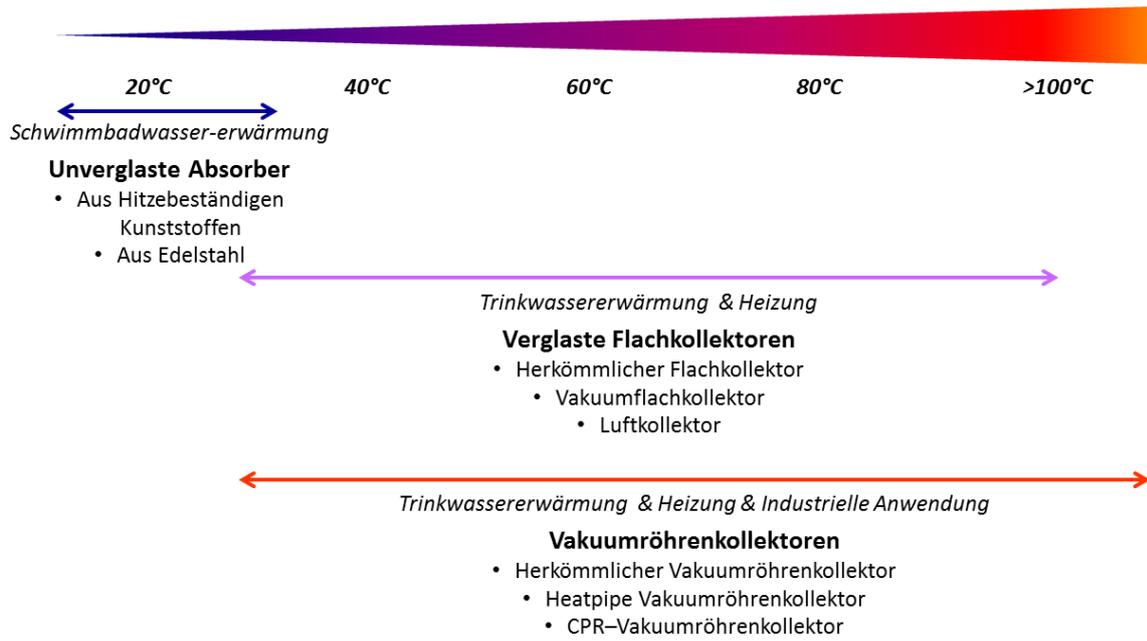


Abbildung 5: Absorber- und Kollektortypen in Bezug auf den eingesetzten Temperaturbereich (Quelle: Rutz D.)

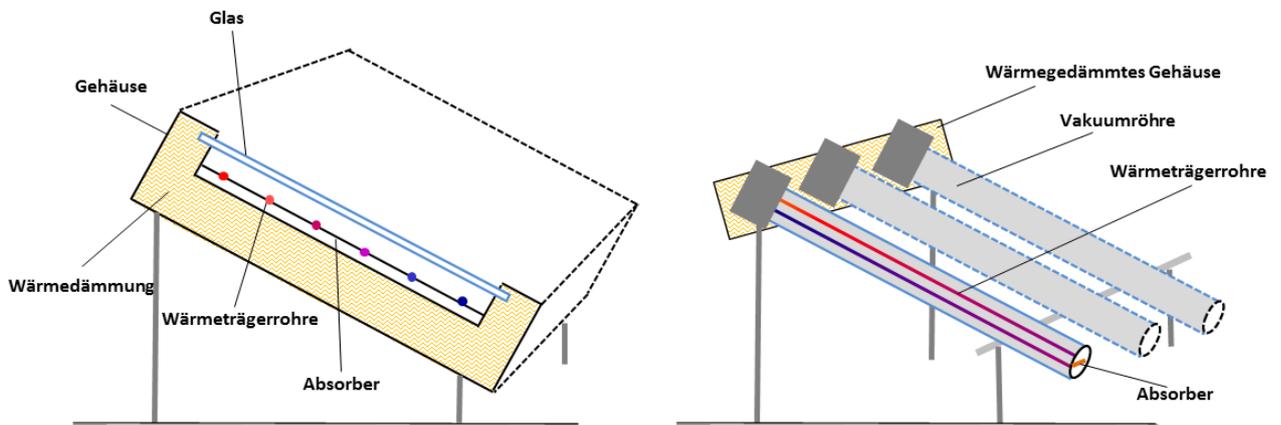


Abbildung 6: Grundlagen eines Flachkollektors (links) und eines Vakuurröhrenkollektors (rechts) (Quelle: Rutz D.)



Abbildung 7: Vakuurröhrenkollektoren der Freiflächenanlage (links) des solaren Nahwärmenetzes in Büsingen, Deutschland, und Beispielsexemplar dieser Kollektoren (rechts) mit dem U-förmigen Wärmeträgerrohr in der rechten Röhre sowie der Compound Parabolic Concentrator (CPC) Technologie (Quelle: Rutz D.)



Abbildung 8: Flachkollektoren der Freiflächenanlage des solaren Nahwärmenetzes in Gram, Dänemark (Quelle: Rutz D.)

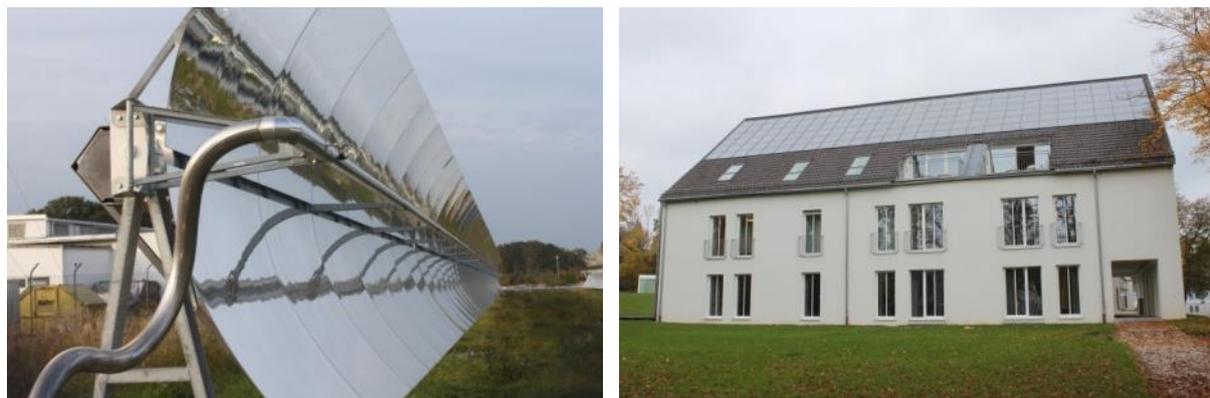


Abbildung 9: Parabolrinnen-Solarthermieanlage (links) sowie Dachkollektoren eines kleinen solaren Nahwärmenetzes in Bad Aibling, Deutschland (Quelle: Rutz D.)

Box 2: Was sind die Hauptvorteile / Nachteile von Vakuumröhrenkollektoren im Vergleich zu Flachkollektoren? (basierend auf Metz et al., 2012)

Vorteile

- Der Wirkungsgrad ist bei kalten Umgebungstemperaturen und geringer Einstrahlung (im Winter) höher.
- Der Wirkungsgrad ist unter Bedingungen mit hoher Temperaturdifferenz zwischen Absorber und Umgebungstemperatur (im Sommer) höher.
- Auf der gleichen Fläche generieren Vakuumröhrenkollektoren etwa 30% mehr Wärme.
- Höhere Temperaturen können bereitgestellt werden, was die Exergie erhöht.
- Wenn der Kollektor in anderen Richtungen als Süden ausgerichtet werden muss, kann die reduzierte Einstrahlung entweder durch axiales Drehen der Rohre oder durch Verwendung von CPS kompensiert werden.
- Sie sind mit Systemen kompatibel, bei denen nur Wasser als Wärmeträgermedium verwendet wird.

Nachteile

- Sie sind teurer.
- Das Preis-Leistungsverhältnis ist niedriger, d. H. nicht so gut.
- Das System muss höhere Stagnationstemperaturen tolerieren können.

Neben Flachkollektoren und Vakuumröhren könnten auch **Parabolrinnen** (Abbildung 9, links) als solarthermischer Kollektor für kleine Wärmenetze eingesetzt werden. Sie werden jedoch vorwiegend für so genannte konzentrierte Solarkraftwerke (CSP) eingesetzt, die bei hohen Temperaturen Strom erzeugen. Parabolrinnen könnten dann eingesetzt werden, wenn hohe Temperaturen benötigt werden, z.B. zur Stromerzeugung oder für industrielle Anwendungen.

Das Prinzip des Sonnenkollektors in einem Wärmenetz besteht darin, die Sonnenenergie in einer **Wärmetransportflüssigkeit** (z.B. Glykol, Wasser) zu absorbieren. Die Wärme in der Wärmeträgerflüssigkeit wird dann über einen Wärmetauscher in das Wärmenetz oder in den Wärmespeicher abgegeben (Abbildung 10). Der Wärmeträger ist in der Regel Wasser, dem Glykol als Frostschutz beigemischt ist.

Reines Wasser sollte als Wärmeträgerflüssigkeit verwendet werden, wann immer es möglich ist, da es bessere Eigenschaften hat, sowohl aus thermo-physikalischer als auch aus wirtschaftlicher Sicht. Je nach Klima und Einfriergefahr können jedoch Propylenglykol (PG) / Wasser-Gemische erforderlich sein. Da eine höhere Konzentration von Glykol, in Bezug auf die spezifische Wärme und auf die Wärmeübertragung, schlechtere Fluideigenschaften mit sich bringt, kann eine geringere Konzentration bevorzugt werden, die allerdings nur einen eingeschränkten Gefrierschutz gewährleistet. In diesem Fall ist es notwendig, dass die Flüssigkeit erwärmt und durch den Kollektorkreis gepumpt werden muss. Dieser Ansatz macht die Steuerungsstrategie etwas komplexer und benötigt mehr Temperatursensoren, kann aber die jährliche Sonnenkollektorleistung erhöhen. (Bava et al., 2015)

Es könnte auch nur Wasser als Wärmeträger verwendet werden, z.B. wenn es sich um sensible Grundwasserschutzflächen handelt. Dies geht sogar wenn die Anlage an Orten mit Frostgefahr installiert ist. In diesem Fall muss das Wasser bei niedrigen Temperaturen in den Kollektoren mit dem Rücklauf des Wärmenetzes leicht erwärmt werden, damit sie nicht durch

Gefrieren beschädigt werden. Ein Beispiel hierfür ist das solare Nahwärmenetz Büsingen in Deutschland.

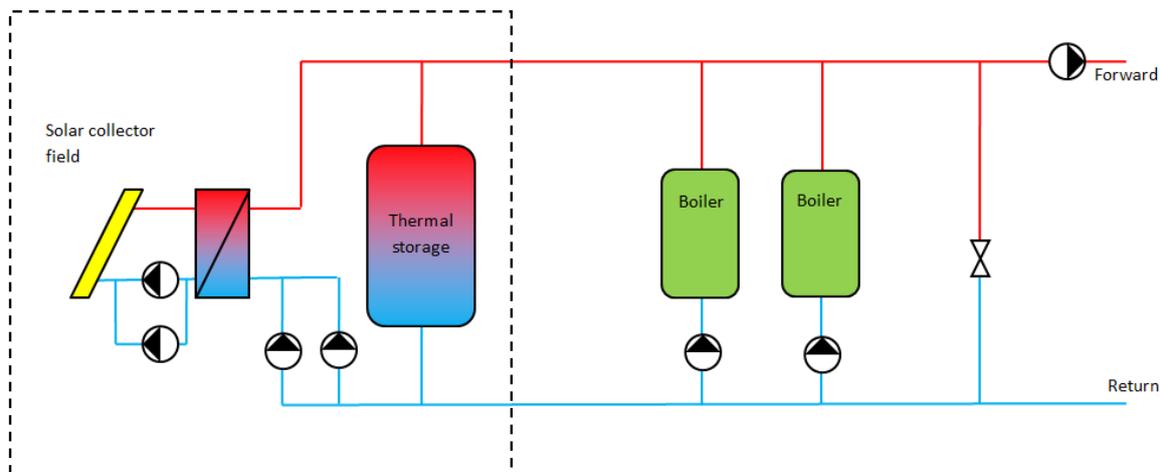


Abbildung 10: Schema eines solaren Nahwärmenetzes (Quelle: PlanEnergi)

Solarthermische Kollektoren können als individuelle Anwendungen an oder auf Einzel- oder Mehrfamilienhäusern installiert werden. Sie können aber auch in größerem Maßstab als Freiflächenanlage eingesetzt werden. Die meisten großen Solarthermieanlagen sind Freiflächenanlagen. Als Fundamente können Betonblöcke, Betonpfosten oder in den Boden eingerammte Stahlfundamente verwendet werden.

Gute Sonnenkollektoren bringen auch Ertrag wenn die Außentemperaturen sehr niedrig sind. Sie sind vor Überhitzung an heißen, sonnigen Tagen geschützt. Solarbetriebene Fernwärmesysteme benötigen aber in der Regel noch andere Wärmequellen, um eine ständige Wärmeversorgung zu gewährleisten, gerade dann, wenn nicht genügend Sonnenschein zur Verfügung steht.

3.1.2 Märkte und Erfahrungen von bestehenden Solarthermieanlagen

Einen Überblick über die weltweit größten Solarthermieanlagen gibt es unter www.solarthermalworld.org. Aufgrund des großen Marktanteils und der Bedeutung Dänemarks in der Branche werden in den folgenden Abschnitten Erfahrungen aus Dänemark vorgestellt.

Die Entwicklung von Solaranlagen und Kollektorflächen in Dänemark ist in Abbildung 12 dargestellt. Der Trend zeigt, dass die neuen Anlagen größer werden und saisonale Wärmespeicher integrieren. Ende 2016 machten die Anlagen in Dänemark, die größer als 100.000 m² sind, insgesamt mehr als 1 Million m² Kollektorfläche aus. Dies ist eine deutliche Steigerung. 2009 waren weniger als 100.000 m² installiert.

Eine Online-Karte mit Solaranlagen in Dänemark ist unter www.solvarmedata.dk verfügbar. Die Karte ist interaktiv und enthält detaillierte Informationen über Solaranlagen. Sie zeigt mehr als 125 Anlagen mit insgesamt mehr als 1 Million m² Kollektorfläche.

Die Investitionskosten für Solaranlagen in Dänemark sind in Abbildung 11. dargestellt. Die Anlage in der oberen rechten Ecke der Grafik ist die Anlage von "Dronninglund" mit 37.573 m² Kollektorfläche und mit einer saisonalen Wärmespeicher. Die Investitionskosten betragen hierfür wesentlich mehr als die erwarteten Kosten (rote Linie).

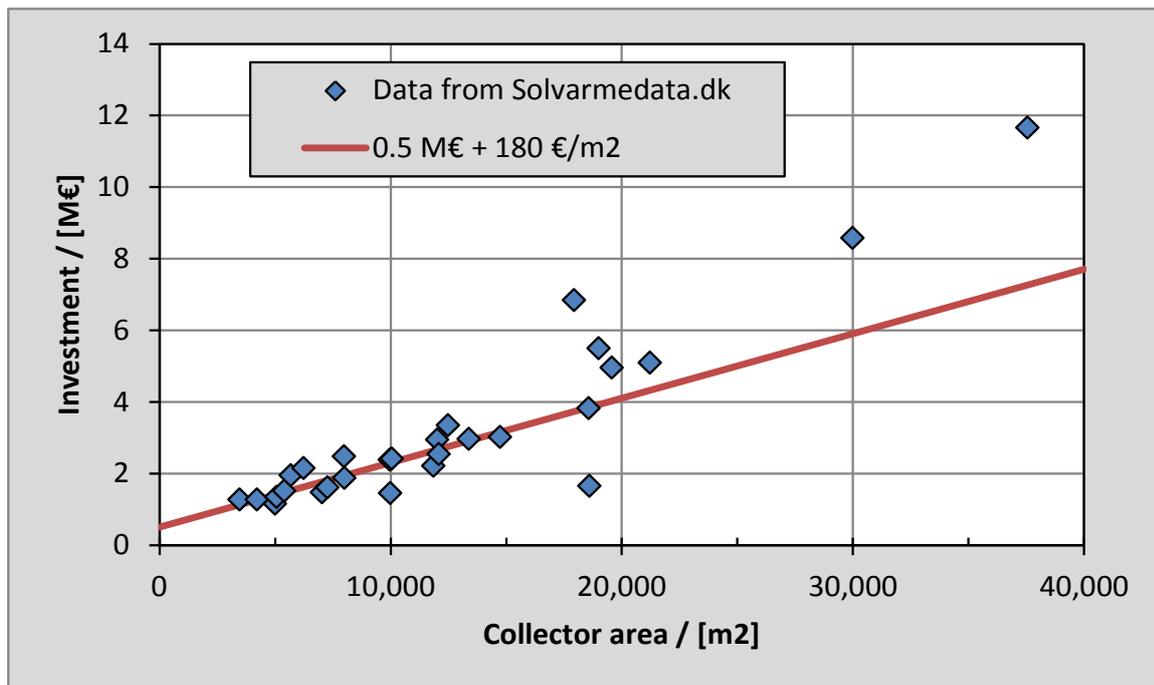


Abbildung 11: Investitionskosten von Solaranlagen in Dänischen Projekten (Quelle: PlanEnergi)

Dieses Wachstum für Solarthermieanlagen in Dänemark hat zu folgenden Entwicklungen geführt:

- **Anbieter und Hersteller:** Es gibt mehr Anbieter und Hersteller, die an den technischen Entwicklungen beteiligt sind: z.B. Arcon-Sunmark, Viessmann, KBB, Clipsol, Savo Solar, Greenonotech.
- **Hybridsysteme:** Kleine Wärmenetze werden oft mit mehreren Technologien ausgestattet. Besonders die Kombination von Solar- und Bioenergie (Holzspäne und Stroh) wird realisiert. Auch Energiesparmaßnahmen werden berücksichtigt.
- **Wärmespeichersysteme:** Bei Systemen, die mit großtechnischen Solarthermieanlagen betrieben werden, werden oft saisonale Speicher eingesetzt. Sie können bis zu 80% des jährlichen Wärmebedarfs speichern.
- **Solarthermieanlagen für Großstädte:** Einige neue Solarthermieanlagen sind geplant oder werden derzeit für größere Städte gebaut, z. Graz, Österreich (265.000 Einwohner, 450.000 m² Kollektorfläche, 1.8 Mio. m³ Speicher) oder Belgrad, Serbien (in der Entwicklung).
- **Solarthermieanlagen mit höheren Temperaturen:** Mehrere Anlagen werden mit höheren Temperaturen für Industriebetriebe oder für Wärmenetze gefahren. Einige Beispiele liefern auch Wärme zur Stromerzeugung (z.B. CSP - konzentrierte Sonnenenergie, ORC - Organic Rankine Cycles).

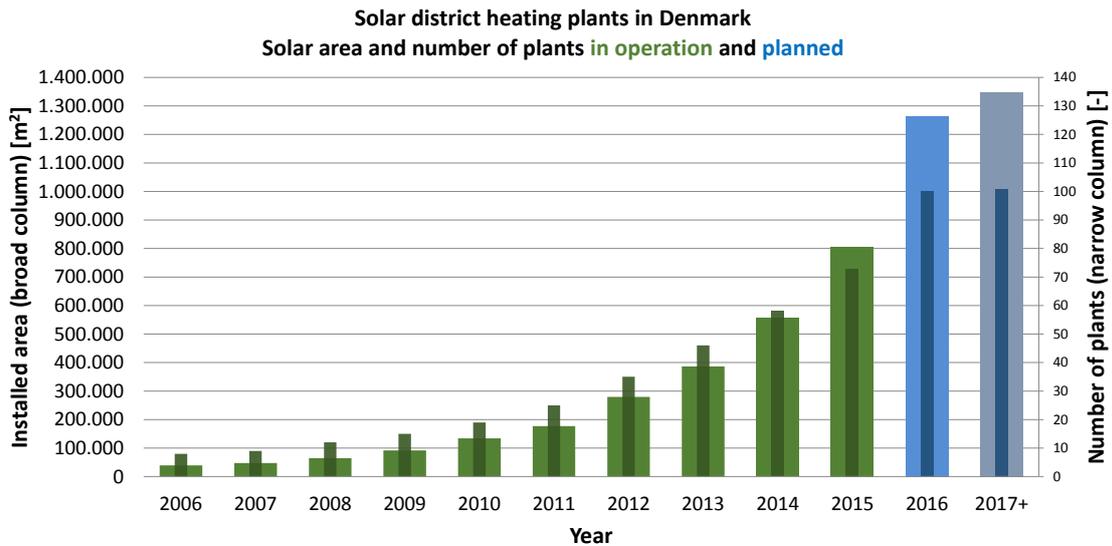


Abbildung 12: Solare Fernwärmeanlagen in Dänemark in Betrieb (bis 2015) und geplant (Quelle: PlanEnergi)

Die Entwicklung der Solarthermie beweist, dass Solarthermie eine bewährte und marktreife Technologie ist, die sich durch eine lange technische Lebensdauer auszeichnet. Sie hat ein Entwicklungsstadium für Großanlagen erreicht, in dem sie in Kombination mit anderen Technologien wettbewerbsfähig ist. Die **Hauptvorteile** der solaren Wärmebereitstellung sind:

- Einfache, robuste und bewährte Technologie; Über 100 dänische Fernwärmeanlagen verfügen über Solarthermieanlagen.
- Lange Lebensdauer, von 25-30 Jahren. Neue Anlagen haben sogar längere Lebensdauern.
- Geringe Wartungskosten, die in aktuellen Anlagen ca. 0,7 € pro produzierte MWh Wärme betragen.
- Geringer Stromverbrauch (3-4 kWh pro produzierte MWh Solarheizung).
- Geringer Personalaufwand: Die Anlage muss nicht durchgehend von Personal betreut werden.
- Die Wärmegestehungskosten sind nicht abhängig von variablen Kraftstoffkosten. Die Planung des Wärmepreises ist einfacher, wenn ein Anteil des Wärmepreises bekannt ist.
- Es wird eine CO₂-freie Energiequelle genutzt.
- Hoher Energieertrag / Fläche gegenüber Biomasse und PV.
- Einfacher Rückbau von Freiflächenanlagen mit geringen Auswirkungen auf den Boden.
- 98% einer Anlage können recycelt werden.

Die **Hauptnachteile** der Solarheizung sind:

- Die Wärmeproduktion hängt von der Sonneneinstrahlung und den Witterungsverhältnissen ab.
- Der Wärmebedarf im Sommer bestimmt die benötigte Größe des Kurzzeitspeichers.
- Solarthermie stellt 80% der Wärmeenergie im Zeitraum April bis September bereit, wenn der Wärmebedarf am geringsten ist. Dieses Problem kann durch eine saisonale Wärmespeicherung behoben werden.
- Im Vergleich zu anderen Fernwärmetechnologien wie Verbrennungsanlagen oder Wärmepumpen benötigen Freiflächen-Solaranlagen eine große Fläche von ca. 2,5 m² Bodenfläche für jeden m²-Solarkollektor. Der Standort einer Freiflächenanlage sollte in der Nähe des Fernwärmenetzes liegen, kann aber auch mit einer Übertragungsleitung von einigen km Länge überbrückt werden. Dies bedeutet jedoch zusätzliche Kosten.
- Hohe Investitionskosten pro MW. Bei einer Abschreibungsdauer von 15 bis 20 Jahren sind die Wärmegestehungskosten jedoch wettbewerbsfähig mit den Gestehungskosten von z.B. Biomasse-Heizanlagen.

In der IEA SHC Task 45⁴ wurden umfangreiche Anleitungen für die solare Fernwärme erarbeitet. Es stehen Informations- und Datenblätter zur Verfügung, die technischen Anforderungen beschreiben und Anleitungen zu Freiflächenanlagen und Wärmespeichern geben.

3.2 *Biomassensysteme*

Biomasse ist die organische Substanz, die durch lebende oder abgestorbene Organismen (Pflanzenmaterial, Menschen und Tiere und ihre Ausscheidungen) geschaffen wird. Es umfasst auch Sekundärprodukte, das heißt verarbeitete Biomasseprodukte, wie z.B. Bioabfälle, Papier, Holzprodukte usw. Primäres organisches Material wird durch Photosynthese der Pflanzen produziert, die CO₂ aus der Atmosphäre, Wasser und Sonnenenergie in Kohlenstoffe umwandeln (Box 3). Diese Kohlenstoffverbindungen enthalten die gespeicherte Energie aus der Sonne, die durch Verbrennung wieder freigesetzt werden kann.

Box 3: Warum ist Biomasse erneuerbar? (Dimitriou & Rutz 2015)

Während des Verbrennungsprozesses wird vor allem **Kohlendioxid** (CO₂) ausgestoßen. CO₂ ist das hauptverantwortliche Gas für die globale Erwärmung. Es wird bei der Verbrennung von fossilen Brennstoffen (z.B. Braunkohle, Steinkohle, Öl, Gas), aber auch bei der Verbrennung von Biomasse freigesetzt. Der Unterschied ist, dass Biomasse zunächst während der Wachstumsphase (durch die Photosynthese) CO₂ aus der Atmosphäre absorbiert und einlagert. Bei Kurzumtriebsplantagen zum Beispiel absorbieren die Bäume CO₂ während eines Zeitraumes von beispielsweise 4-6 Jahren des Wachstums, bevor die aus ihnen gewonnene Biomasse anschließend verbrannt wird. Wegen dieses kurzen und geschlossenen Kreislaufes ist Biomasse von KUPs erneuerbar und hilft unser aller Klima zu schützen. Nichtsdestotrotz sind Biomasseenergiequellen nicht komplett „CO₂-neutral“, da fossile Energieträger noch immer für die Zurverfügungstellung von Biomasse (z.B. für Ernte und Transport) verwendet werden müssen.

⁴ <http://task45.iea-shc.org/fact-sheets>

Dementsprechend kann Biomasse als erneuerbare und speicherbare Energiequelle genutzt werden. Biomasse kann direkt verbrannt oder zuerst in Sekundärprodukte (Biogas, Ethanol, Biodiesel, Holzkohle etc.) umgewandelt und dann verbrannt werden. Die Umwandlung von Biomasse in weitere Produkte kann in folgende Kategorien eingeteilt werden:

- **Mechanische Behandlung:** Hacken, Pressen, Mahlen, Pelletieren, Brikettieren
- **Thermo-chemische Behandlung:** Vergasung, Pyrolyse, Torrifizierung
- **Biochemische Behandlung:** anaerobe Vergärung, Fermentation

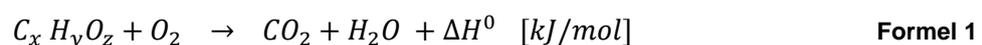
Biomasse wird oft in Nahwärmenetzen eingesetzt. Der Hauptvorteil von Biomasse ist die Lagerfähigkeit und die Möglichkeit sie bedarfsgerecht einzusetzen. Holz kann über lange Zeit gelagert werden, bis seine gespeicherte Energie im Winter benötigt wird. Der Hauptnachteil besteht darin, dass die Biomassensysteme mit Rohstoffen versorgt werden müssen, die angebaut, geerntet, transportiert und anschließend energetisch verwertet werden müssen. Dies ist ein wesentlicher Unterschied zu den fluktuierenden erneuerbaren Energien wie Solar und Wind, die geringere Betriebsanforderungen haben. Die fluktuierenden Erneuerbaren sind jedoch schwieriger zu speichern. So ist die Kombination von Biomassensystemen mit Solarsystemen sehr gut, da sie die unterschiedlichen Vorteile vereint.

3.2.1 Verbrennungsprozess

Feste Biomasse ist definiert als lignozellulosehaltige Biomasse, die direkt für die Verbrennung verwendet werden kann. Es handelt sich überwiegend um Holz, Holzhackschnitzel und Pellets aus Forstwirtschaft, Landschaftspflege, Sägewerksindustrie oder aus Kurzumtriebsplantagen (KUP). In manchen Fällen können aber auch landwirtschaftliche Reste wie Maisspindeln oder Stroh direkt zur Verbrennung verwendet werden.

Biomasse aus Pflanzen besteht im Wesentlichen aus Kohlenstoff (C), Wasserstoff (H) und Sauerstoff (O). Der Anteil an Kohlenstoff bestimmt die freigesetzte Energie während der Verbrennung (Oxidation). Aber auch der in fester Biomasse enthaltene Wasserstoff liefert Energie für die Verbrennung. Zusammen mit dem Kohlenstoff bestimmt er den Heizwert des trockenen Brennstoffes. Der Sauerstoff unterstützt den Verbrennungsprozess lediglich, hat aber keinen Einfluss auf den energetischen Gehalt des Brennstoffes. (Dimitriou & Rutz 2015)

Die Verbrennungsenergie (ΔH^0) (Formel 1) ist die Energie, die als Wärme freigesetzt wird, wenn eine Verbindung (Biogas, Holz, fossile Brennstoffe) einer vollständigen Reaktion mit Sauerstoff unter Standardbedingungen unterliegt. Die chemische Formel der Verbrennung wird durch die Biomasse ausgedrückt, die mit Sauerstoff unter Bildung von Kohlendioxid, Wasser und Hitze reagiert.



Angewandt auf Verbrennungssysteme werden die Eigenschaften von Brennstoffen oft durch den niedrigeren und oberen Heizwert gekennzeichnet (Box 4). Sie hängen von der chemischen Zusammensetzung des Brennstoffs ab.

**Box 4: Was ist der Unterschied zwischen dem oberen und dem unteren Heizwert?
(Dimitriou & Rutz 2015)**

Wichtige Informationen über die Beschaffenheit des Brennstoffes werden durch die Heizwerte geliefert.

Der **untere Heizwert** (Heizwert, H_u) gibt die Menge an Wärme an, die bei der gesamten Verbrennung der Biomasse freigesetzt wird (Oxidation). Dieser Wert berücksichtigt nicht die Kondensationswärme (Evaporationswärme) des im Abgas enthaltenen Wasserdampfes. Deshalb nimmt der untere Heizwert mit einem höheren Feuchtigkeitsgehalt des Brennstoffes ab.

Der **obere Heizwert** (Brennwert, H_o) hingegen wird bestimmt indem man alle Produkte der Verbrennung, in Relation zur Temperatur vor der Verbrennung, addiert. Insbesondere muss auch die Kondensation von Wasserdampf berücksichtigt werden. Für Biomasse liegt der obere Heizwert bei durchschnittlich 6% (für die Rinde), 7% (für das Holz) und 7,5% (für landwirtschaftliche Erzeugnisse) über dem unteren Heizwert (siehe Tabelle 1). Dies gilt allerdings nur für feste Brennstoffe, die sich in einem absolut trockenen, wasserfreien Zustand befinden. Für die meisten Biomassearten ist die Diskrepanz höher. Tabelle 2 zeigt die Werte für typische Holzarten.

Holzbrennstoffe haben einen hohen Kohlenstoffanteil von 47-50%. Der Sauerstoffgehalt von Holzbrennstoffen liegt zwischen 40 bis 45% und der Wasserstoffanteil liegt bei 5-7%. Neben diesen drei Elementen gibt es noch andere Bestandteile. Diese können, obwohl sie nur in sehr geringer Menge vorhanden sind, starke Auswirkungen auf die Abgasemissionen haben. Schwefel, Chlor und Stickstoff haben die größten Effekte im Hinblick auf verschmutzende Schadstoffemissionen. Brennstoffe können nach diesen emissionsrelevanten Bestandteilen differenziert werden. (Dimitriou & Rutz 2015)

3.2.2 Qualität von Festbrennstoffen

Eine wichtige Eigenschaft die den Verbrennungsprozess beeinflusst, ist die Qualität des Brennstoffs. Qualitätsbrennstoffe können in jedem System verwendet werden, aber Brennstoffe mit niedriger Qualität können nur in speziellen Systemen verwendet werden, in der Regel in größeren Systemen mit spezieller Ausrüstung. Die Qualität von festen Biomassebrennstoffen (Pellets, Briketts, Holzspäne, Brennholz usw.) wird von der Internationalen Organisation für Normung unter den verschiedenen Normen mit der Nummer ISO 17225 beschrieben (z.B. "ISO 17225-1: 2014 - Feste Biokraftstoffe - Kraftstoffspezifikationen und Klassen - Teil 1: Allgemeine Anforderungen").

Tabelle 1: Charakteristika der Verbrennung fester Brennstoffe (Hiegl et al. 2011)
(durchschnittliche/typische Werte; reale Werte hängen von mehreren Faktoren ab!)

Brennstoff	H _u [MJ/kg]	H _o [MJ/kg]	Aschegehalt [%]	Ascheerweichungspunkt [°C]
Pappelholz	18,5	19,8	1,8	1.335
Weidenholz	18,4	19,7	2,0	1.283
Buchen- /Eichenholz	18,4	19,7	0,5	k.A.
Fichtenholz	18,8	20,2	0,6	1.426
Rinde (Nadelholz)	19,2	20,4	3,8	1.440
Weizenstroh	17,2	18,5	5,7	998
Weizenkörner	17,0	18,4	2,7	687
Steinkohle	29,7	k.A.	8,3	1.250
Braunkohle	20,6	k.A.	5,1	1.050

Tabelle 2: Überblick des Energiegehalts von Hackschnitzeln im Vergleich zum Wassergehalt
(durchschnittliche/typische Werte; reale Werte hängen von mehreren Faktoren ab!)

Wassergehalt [%]		0	15	20	30	50
Einheit		Heizwert [kWh]				
Buche (Dichte 558 kg Trockenmasse/ Festmeter)	kg	5,00	4,15	3,86	3,30	2,16
	Festmeter	2.790	2.720	2.700	2.630	2.410
	Schüttraummeter	1.116	1.090	1.077	1.052	964
Fichte (Dichte 379 kg Trockenmasse/ Festmeter)	kg	5,20	4,32	4,02	3,44	2,26
	Festmeter	1.970	1.930	1.900	1.860	1.710
	Schüttraummeter	788	770	762	745	685
Pappel (Dichte 353 kg Trockenmasse/ Festmeter)	kg	5,00	4,15	3,86	3,30	2,16
	Festmeter	1.765	1.723	1.705	1.662	1.525
	Schüttraummeter	706	689	681	666	610
Weide (Dichte 420 kg Trockenmasse/ Festmeter)	kg	4,54*	3,76**	n.a.	2,97**	n.a.
	Festmeter	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
	Schüttraummeter	n.a.	680-810**	n.a.	620-740**	n.a.

Quelle: CARMEN 2014, *Verscheure 1998, ** ETA Heiztechnik GmbH n.d. erster Wert des Schüttraummeters bezieht sich auf G50, der zweite auf G30, andere Quellen.



Abbildung 13: Pelletpresse (links) und Pellets hoher Qualität (rechts) (Quelle: Rutz D.)



Abbildung 14: Hohe Qualität (links) und niedrige Qualität (Mitte und rechts) von Waldhackschnitzeln aus Deutschland (Quelle: Rutz D.)

3.2.3 Verbrennungssysteme für feste Biomasse

Feste Biomassebrennstoffe können in den folgenden Systemen eingesetzt werden:

- **Kleine Holzöfen** (Holz oder Pellets) zum Beheizen von Einzelzimmern
- **Zentrale Holzessel** (Holz oder Pellets) zum Beheizen eines Haushaltes
- **Kleinere Holzessel** (Holz, Pellets oder Holz hackschnitzel) zum Heizen von größeren Gebäuden oder wenigen Haushalten
- **Mittelgroße Holzessel** (Holz hackschnitzel, Holz- oder Pellets) für Mikro-Fernwärmenetze für mehrere angeschlossene Haushalte
- **Kleine Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK)** (Pellets oder Hackschnitzel) mit Vergasern

- **Mittelgroße KWK-Anlagen** (Holz, Pellets oder Holz hackschnitzel) mit Organic Rankine Cycle (ORC) Technologien
- **Große KWK-Anlagen** (Holz-, Pellets- oder Holz hackschnitzel) mit Dampfturbinen
- **Mitverbrennen** (Co-combustion) von Holz hackschnitzeln oder Industriepellets in großen Kraftwerken (fossile Brennstoffe)

Pelletkessel werden für kleinere Heizsysteme (Einzel- oder Mehrfachhaushalt) eingesetzt, können aber auch in mittelgroßen Systemen verwendet werden. Hackschnitzelkessel (Abbildung 15, Abbildung 16) werden für Heizsysteme ab ca. 20 kW eingesetzt. Heizen mit Holz hackschnitzel ist in der Regel nur für größere Haushalte, Bauernhöfe, mehrere Haushalte oder für Wärmenetze in kleineren Dörfern (kleine Wärmenetze) wirtschaftlich. (Dimitiou & Rutz 2015)

Technologien für Holz- und Pelletheizungen sind ausgereift. Diese Heizsysteme werden inzwischen von vielen Herstellern angeboten. Typische biomassebefeuerte Heizsysteme bestehen aus einem Brennstofflager, Fütterungssystem, Biomassekessel, Abgasanlage und einem Wärmeverteilungssystem (oftmals mit Pufferspeicher). Die Investitionen für Hackschnitzel- oder Pelletkessel sind oft höher als für Öl- oder Gaskessel, aber in der Regel sind die Brennstoffkosten niedriger. Daher sind Holz- oder Pelletkessel langfristig wirtschaftlicher als Öl- oder Gaskessel. (Dimitiou & Rutz 2015)



Abbildung 15: Kleines Hackschnitzelheizsystem (24-50 kW Heizkapazität) von der Firma Fröling mit dem Boiler (links), der Zuführeinrichtung (Mitte) und dem Hackschnitzelbunker (rechts) (Quelle: Rutz D.)



Abbildung 16: Mittelgroßes Hackschnitzelheizsystem (3,000 kW Kapazität) des Biomassehofes Achental in Deutschland mit dem Kessel (rechts) und dem Puffertank (links) (Quelle: Rutz D.)

Für die Verbrennung von landwirtschaftlichen Reststoffen, wie z.B. Stroh, werden spezielle Technologien benötigt (Abbildung 17 und Abbildung 18), da diese Brennstoffe besondere Eigenschaften haben. Eine Herausforderung im Zusammenhang mit der Verbrennung von Stroh ist vor allem die hohe Konzentration an Chlor, das zu Korrosionsproblemen von nicht angepassten Geräten führen kann. Darüber hinaus ist die niedrige Ascheschmelztemperatur eine Herausforderung, da die Entfernung von geschmolzener Asche (Schlacke) (Abbildung 18) anspruchsvoller ist, als bei einer normalen Holzverbrennungsanlage.



Abbildung 17: Brennstoffzuführung für Strohballen (links) und 1,6 MW Strohballenfeuerungsanlage in Ballen-Brundby, Dänemark (Quelle: Rutz D.)



Abbildung 18: Geschmolzene Rostasche nach der Strohverbrennung (Quelle: Rutz D.)

3.2.4 Kraft-Wärme Kopplungsanlagen für feste Biomasse

Systeme, die neben Wärme auch Strom erzeugen werden als **Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen** (KWK) oder Blockheizkraftwerke (BHKW) bezeichnet und kommen immer häufiger zum Einsatz. Da sie zwei Energieformen liefern, nämlich Wärme und elektrischen Strom, sind sie komplexer als reine Heizanlagen. Die optimale Integration in Nahwärmenetze wird durch verschiedene Rahmenbedingungen beeinflusst. KWK-Systeme können entweder wärmebedarfs- oder strombedarfsgeführt werden.

Wärmegeführte KWK-Anlagen erzeugen nur die Wärmemenge, die tatsächlich benötigt wird. Wenn weniger Wärme benötigt wird, wird auch weniger Strom erzeugt. Idealerweise wird dieses Konzept verwendet, wenn es einen konstanten Wärmebedarf gibt und 7.500 bis 8.760 Volllaststunden pro Jahr anfallen. Wenn der Wärmebedarf variiert oder gering ist, wird die KWK-Einheit nach dieser Definition bei Teillast betrieben. Dies führt zu weniger Volllaststunden (2.000 bis 3.000 Stunden) z.B. in Nahwärmenetzen die nur private Abnehmer versorgen.

Stromgeführte KWK-Anlagen erzeugen nur die Menge an elektrischen Strom, die tatsächlich benötigt wird oder die in das Stromnetz eingespeist werden kann. Die meisten Biomasse-KWK-Anlagen sind für die Erzeugung von Ökostrom nach einem garantierten Einspeisetarif (EEG) ausgelegt. So werden fast alle Stromgeführte KWK-Anlagen entweder mit maximalen Volllaststunden betrieben oder flexibel, um das Stromnetz zu stabilisieren. In einigen Ländern, wie in Deutschland, wurden eigene Anreize eingeführt, um die Kapazität zu verdoppeln und um somit zu Spitzenstromlasten (z.B. während des Tages) beitragen zu können. Im Gegensatz dazu können diese Anlagen bei geringer Last heruntergefahren werden (z.B. während der Nacht). So spielen flexible KWK-Anlagen für den Ausgleich des Stromnetzes eine immer größere Rolle.

Bei Anwendung von stromgeführten KWK-Anlagen wird die Wärmeversorgung oft nicht mit dem potenziellen Wärmebedarf übereinstimmen und eher zu viel Wärme verfügbar sein. In

diesem Fall wird die überschüssige Wärme (Abwärme) oft nicht genutzt, wie es in Box 5 für Biogasanlagen beschrieben wird. Einspeisegesetze, die dies nicht berücksichtigt haben, führten dazu, dass Biogasanlagen bis zu 70% der Primärenergie verschwenden. Um diesen Missstand zu ändern, reagierten fast alle Länder die ein Einspeisegesetz haben, und führten Regeln zur verpflichtenden Wärmenutzung von 40% bis 50% ein, um die Einspeisevergütung für den eingespeisten Strom zu erhalten. Dies erhöht die Gesamteffizienz der Biogasanlagen auf ca. 70%. Jede neue Biogasanlage sollte ein sinnvolles Wärmekonzept haben das auch die Wirtschaftlichkeit der Anlage erhöht.

Historisch gesehen wurden die Technologien für Biomasseanlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung nach der benötigten thermischen und elektrischen Leistung des Systems ausgewählt. ORC-Systeme wurden damals für kleine bis mittlere Anlagen und Dampfturbinen für große Anlagen ausgewählt. Beide sind thermodynamische Prozesse, die auf dem Prinzip des Rankine-Zyklus basieren.

Die Entwicklung hocheffizienter Dampfturbinen wurde von großen Kohle- oder Kernkraftwerken mit einer elektrischen Leistung von einigen hundert MW vorangetrieben. Diese Dampfprozesse wurden auf 5-100 MW_{el} verkleinert und für die Nutzung als Biomasse-KWK Anlagen angepasst (Abbildung 19).

Für kleinere Anlagen wurden **Organic-Rankine-Cycle** (ORC) Prozesse entwickelt, die im Vergleich zu Wasserdampfturbinen einige Vorteile bieten. Der Hauptunterschied zwischen einem Dampfprozess und einem ORC-Prozess ist das Arbeitsmedium. Wasser, bzw. Dampf, wird im ORC-Prozess durch eine organische Flüssigkeit ersetzt, die andere Kondensations- und Verdampfungstemperaturen aufweist. Mit diesen Eigenschaften kann das Verfahren, je nach den Anforderungen des Wärmeverbrauchers und der Wärmequelle, angepasst werden. So wurden ORC-Prozesse für niedrige Temperaturen von 85-95°C für die bereitgestellte Wärme und für Temperaturen von 250-350°C an der Wärmequelle (Biomassekessel) optimiert. Mit diesen Parametern ist der ORC-Prozess für niedrigere Temperaturen etwas effizienter als ein Dampfzyklus. Ein weiterer Vorteil von ORC-Anlagen ist der geringe Wartungsaufwand. Einige Hersteller bieten standardisierte ORC-Module mit langfristigen Wartungsverträgen an. Dies führte zu zuverlässigen Anlagen mit minimalem Personalbedarf. Die Entscheidung für einen ORC Prozess wurde auch von der Verfügbarkeit von qualifiziertem Personal beeinflusst. In den meisten EU-Ländern wurden nämlich besondere Qualifikationen für Personal, das Dampfkessel betreibt, erforderlich. Aufgrund niedrigerer Drücke, niedrigerer Temperaturen und anderen Eigenschaften der organischen Arbeitsmedien eines ORC-Prozesses waren die Qualifikationsanforderungen für den Betrieb von ORC-Anlagen niedriger. Schließlich schneiden ORC-Anlagen in gesamtwirtschaftlichen Lebenszyklusbewertungen besser ab, als Wasserdampfprozesse. Aufgrund dieser schnelleren Entwicklung sind Biomasse betriebene ORC-Anlagen heute weit verbreitet.

Abbildung 20 zeigt eine typische ORC-Anlage mit 1,5 MW_{el}. Als sich der Markt in den Jahren 2002-2010 in Europa aufgrund der Einspeisevergütungen für Ökostrom entwickelte, begannen einige Dampfturbinenhersteller, auch kleine Dampfturbinen zu entwickeln. Heute sind diese beiden Technologien, ORC und Dampfturbinen, hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit gleichwertig (Zweiler, 2008).



Abbildung 19: Holzhackschnittelbetriebene KWK-Anlage und dessen Dampfturbine der Stadtwerke Augsburg Energie GmbH in Deutschland (Leistung: 80.000 t/a Hackschnittel; 7,8 MW_{el}; 15 MW_{th}) (Quelle: Rutz D.)



Abbildung 20: ORC Anlage (1.520 kW_{el}) der Grünfuttertrocknungsgenossenschaft Kirchdorf a.H. eG in Deutschland (Quelle: Rutz D.)

Biomassevergasungsanlagen sind seit über 100 Jahren bekannt, wurden aber erst nach 2002 für Mittel- und Großanlagen und nach 2012 für Kleinanlagen marktreif. Basierend auf den Erfahrungen einiger Demonstrations- und kommerzieller Anlagen hat die Biomassevergasung heute viele Anwendungsmöglichkeiten, vor allem in kleinen Anlagen. Vergasungsanlagen für Holzhackschnittel oder Pellets haben oft eine Leistung von 10-100 kW_{el} (Abbildung 21).

Unter Vergasung versteht man einen Prozess, der die feste Biomasse in ein Nutzgas umwandelt, welches hauptsächlich aus Wasserstoff, Methan, Kohlenmonoxid und Kohlendioxid besteht. Die Biomasse reagiert bei hohen Temperaturen (> 600°C) und bei begrenzter, kontrollierter Sauerstoffzufuhr ($0 <\lambda < 1$). Dieser Vergasungsprozess ähnelt der ersten Phase der normalen Verbrennung, bei dem die Biomasse in gasförmige Produkte

umgewandelt wird. Im Gegensatz zum Verbrennungsprozess wird dieses Gas nicht sofort im Prozess selbst verbrannt, sondern in einem Gasmotor verwendet, um Strom und Wärme zu erzeugen. Im Nutzgas sind bis zu 80% der chemischen Energie der Biomasse enthalten. Wenn ein anderes Oxidationsmedium als Luft verwendet wird, wird Synthesegas hergestellt. Für die Verwendung in einem Gasmotor ist Luft als Verbrennungsmedium ausreichend.

Abbildung 21 zeigt typische kleine Vergasungs-BHKWs, die auf dem Markt verfügbar sind. Die Produktion hoher Stückzahlen und Erfahrungen führten zu sinkenden Preisen, so dass die Vergasungstechnologien heutzutage auch gut im kleinen Maßstab angewandt werden können.



Abbildung 21: Kleine Vergaseranlage der Firma "SpannerRE²" für Hackschnitzel in einem Container (links) und auf dem Prüfstand des Herstellers (rechts) (Quelle: Rutz D.)

Alle vorgenannten Technologien wurden in verschiedenen Studien untersucht und bewertet. Eine Studie, die frühere Forschungsergebnisse zusammenfasst und mit den neuesten Entwicklung aktualisiert hat, zeigt, dass die verschiedenen Prozesse durch Skaleneffekte gekennzeichnet sind, während die Unterschiede zwischen den diskutierten KWK-Prozessen generell eher klein sind (Zweiler, 2013). Abbildung 22 zeigt die Grenzkosten für die Stromproduktion verschiedener Technologien. Nach 2012 führte die Massenproduktion von kleinen Vergaseranlagen bis zu einigen hundert kW_{el} zu geringeren Stromgestehungskosten.

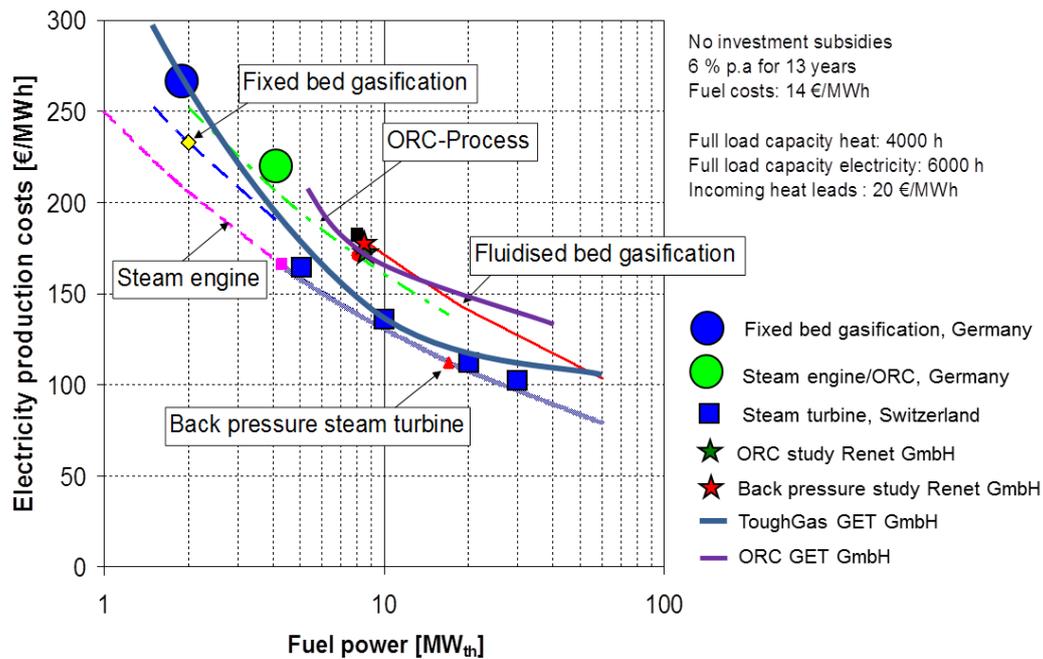


Abbildung 22: Vergleich verschiedener Studien von KWK Technologien (Zweiler, 2013)

Generell sind KWK Anlagen für Biomasse ausgereift, die Auswahl der Technologie erfordert aber gutes Know-how. Wichtige Aspekte für die Auswahl der Technologie für Biomasseprojekte sind Folgende.

Brennstoffqualität: Je geringer die Qualität der Biomasse, desto weniger ist sie für die Festbettvergasung geeignet. Nach derzeitigem Stand der Technik benötigen Festbettvergaser hochwertige Hackschnitzel größer als G50 oder einen standardisierten Brennstoff wie Pellets. Wirbelschichtvergaser und Verbrennungsanlagen sind weniger empfindlich gegenüber der Kraftstoffqualität. Sie können jede Brennstoffqualität verarbeiten, sogar Reststoffe oder Abfälle, allerdings gibt es noch Forschungs- und Entwicklungsbedarf, um Abfälle in Wirbelschichtvergasern wirtschaftlich einsetzen zu können (Zweiler, 2013). Noch weniger empfindlich bezüglich der Brennstoffqualität sind Heizkessel die die Wärme für ORC Anlagen liefern. Sie sind in der Lage, fast jeden Brennstoff zu verarbeiten. Je niedriger die Kraftstoffqualität ist, desto aufwendiger ist aber die Rauchgasbehandlung.

Wassergehalt: Aufgrund der niedrigeren Preise für Biomassebrennstoffe mit hohem Wassergehalt scheint es oft sinnvoll zu sein, eine KWK Anlage mit feuchten Brennstoffen (Wassergehalt bis zu 60%) zu betreiben, was aber aus technischer und wirtschaftlicher Sicht problematisch sein kann. Standardkessel sind typischerweise in der Lage, Brennstoffe mit einem Wassergehalt von 5-40% (für trockenen Brennstoff) oder von 20%-60% (für nasse Brennstoffe) zu verbrennen. Mehr Flexibilität kann mit Rauchgasrückführung erreicht werden. Für höhere Wassergehalte sind Wirbelschichtvergaser und Verbrennungsanlagen besser geeignet. In einer Festbettvergasungsanlage sollte der maximale Wassergehalt 15% nicht überschreiten, da sonst Abwasser produziert wird, das im Prozess Probleme verursacht. Deshalb sind Festbettvergaser üblicherweise mit einer vorgeschalteten Trocknungsstufe ausgestattet.

Temperaturniveau: Technologien, die auf dem Rankine-Zyklus basieren, sind sehr empfindlich gegenüber dem niedrigeren Temperaturniveau der Nutzwärme, die nicht zu hoch sein sollte. Dieses Temperaturniveau definiert die Vorlauftemperatur eines Wärmenetzes. Größere Wärmenetze, die auch industrielle Abnehmer haben, erfordern oft Temperaturen von über 120°C, die ungünstig für Dampf- oder ORC-Prozesse sind. Bei diesen Temperaturen sinken die Wirkungsgrade im Vergleich zu Vorlauftemperaturen von 85°C deutlich. Abhängig von der installierten Leistung kann sich der elektrische Wirkungsgrad von

18-20% auf 15-17% reduzieren. Wirbelschichtvergaser haben eine elektrische Effizienz von 23-28% und können Wärme von bis zu einer Vorlauftemperatur von 180°C liefern..

3.2.5 Biogasanlagen⁵

Durch die Vergärung organischer Stoffe unter Ausschluss von Sauerstoff entsteht Biogas. Der Vorgang wird auch als **anaerobe Vergärung** bezeichnet. In diesem biochemischen Prozess zerlegen verschiedenste anaerobe Mikroorganismen (Bakterien) organisches Material (Biomasse) in kleinere chemische Verbindungen. Die anaerobe Vergärung ist ein Prozess, der auch in der natürlichen Umwelt vorkommt, wie z.B. in Meeressedimenten, in Mägen von Wiederkäuern und in Mooren. Das in Biogasanlagen verwendete Substrat wird unter Sauerstoffausschluss zerlegt, so dass Biogas und Gärreste entstehen. Um die Biogasproduktion zu stabilisieren und zu optimieren werden vielfach unterschiedliche Substratmixturen gleichzeitig verwendet. Dieser Vorgang wird Ko-fermentation genannt. In Biogasanlagen werden viele unterschiedliche Einsatzstoffe verwendet, die leicht zersetzbar sind. Dazu gehört Biomasse mit hohen Anteilen an Fetten, Ölen, Zuckern und Stärke. Auch zellulosehaltige Biomasse ist durch Vergärung zersetzbar. Lignin hingegen, ein Hauptbestandteil von Holz, ist schwer vergärbare. Typisch eingesetzte Substrate für Biogasanlagen haben pflanzlichen oder tierischen Ursprung:

- Tierische Exkrememente (Mist, Gülle, Jauche)
- Landwirtschaftliche Reststoffe und Nebenerzeugnisse
- Organische Abfälle aus der Agro- und Nahrungsmittelindustrie
- Organische Abfälle aus der Biomaterialindustrie (z.B. Zellstoff, Papier, Pharmaprodukte)
- Organische Anteile aus Kommunalabfällen
- Lebensmittelabfälle aus der Gastronomie
- Klärschlamm aus Kläranlagen
- Energiepflanzen (z.B. Mais, Zuckerrüben, Grünschnitt)

Die Substratart beeinflusst die anaerobe Vergärung und schlussendlich die Zusammensetzung des produzierten Biogases. Biogas besteht hauptsächlich aus Methan (CH_4 , 40-80 %) und Kohlenstoffdioxid (CO_2 , 15-45 %) sowie aus kleineren Mengen von Schwefelwasserstoff (H_2S), Ammoniak (NH_3), Stickstoff (N_2) und weiteren minimalen Bestandteilen. Normalerweise ist das Biogas mit Wasserdampf (H_2O) gesättigt. Die Methanausbeute ist eine der wichtigsten Eigenschaften des verwendeten Substrats. Neben der Substratart spielen weitere Faktoren, wie das Fermenterdesign, Gärtemperatur, Verweilzeit und die Raumbelastung eine wesentliche Rolle die die Zusammensetzung des Biogases beeinflussen.

Der Biogasmarkt in Europa besteht aus tausenden von Biogasanlagen. Länder wie Deutschland, Österreich, Dänemark, Schweden, Tschechien, Italien und die Niederlande gehören zu den technischen Vorreitern mit der höchsten Anzahl moderner Biogasanlagen. Die installierten Leistungen von modernen Anlagen sind im Bereich von 50 kW_{el} bis zu 30 MW_{el} . Die durchschnittlichen installierten Leistungen von typischen landwirtschaftlichen Biogasanlagen in Europa mit BHKWs liegen im Bereich von etwa 500 kW_{el} , wobei etwa 550-600 kW_{th} Wärmeleistung hinzukommen. Davon stehen etwa 500 kW_{th} für die externe Wärmenutzung zur Verfügung. Etwa 25% der erzeugten Wärme (oder Wärmeleistung) sind erforderlich, um die Fermenter in zentral-europäischen klimatischen Bedingungen zu beheizen. Unter der Annahme von etwa 8.000 Volllaststunden pro Jahr beträgt die Gesamtenergie einer 500 kW -Biogasanlage etwa 4.000 MWh_{th} .

⁵ Zur Erstellung dieses Kapitels wurden Texte des BiogasHeat Handbuchs verwendet (Rutz et al. 2015).

Biogas kann für viele Zwecke verwendet werden (Abbildung 24). In der Zeit des Biogasbooms vor einigen Jahren in Deutschland und Europa stand die Maximierung der Stromproduktion im Vordergrund der Biogasanlagen. Der Fokus auf die Stromerzeugung war vor allem auf die Einspeisegesetze für Biogasanlagen zurückzuführen, die zunächst nur die Stromerzeugung im Blickpunkt hatten. Dabei wurde die effiziente Nutzung der Wärme oft vernachlässigt. In der Zwischenzeit hat sich dies geändert und die meisten Länder mit Einspeisegesetzen haben geeignete Instrumente (z.B. KWK Bonus, vorgeschriebene Wärmenutzung) eingeführt, um die Abwärmenutzung zu fördern. Einen Überblick über die Möglichkeiten der Wärmeverwendung von Biogasanlagen wird von Rutz et al. (2015) gegeben.

Die folgenden Zahlen sind für die Energieberechnung und Messung von Biogasanlagen nützlich:

- Energiegehalt in 1 kg Biomethan: 50 MJ
- Energiegehalt in 1 Nm³ Biomethan: 35,5 MJ oder ca. 9,97 kWh
- Biomethangehalt in 1 Nm³ Biogas: 0,45-0,75 Nm³
- Energiegehalt in 1 Nm³ Biogas: 5-7,5 kWh
- Stromproduktion aus 1 Nm³ Biogas: 1,5-3 kWh
- Dichte von 1 Nm³ Biomethan: 0,72 kg/Nm³

Um den Energiegehalt von Biogas darzustellen, hilft die Daumenregel, dass 0,6 l Heizöl etwa 1 m³ Biogas entsprechen.

Eine 500 kW_{th} Biogasanlage könnte den jährlichen Verbrauch von 543 Personen decken, wenn eine jährliche Energieproduktion von 4.000 MWh_{th} zugrunde gelegt und ein Energieverbrauch von 7.373 kWh/a pro Person für Warmwasser und Heizung angenommen wird. Diese Berechnung beruht natürlich auf einer groben Schätzung, die auf Durchschnittswerten basiert. Andere Faktoren, wie der jahreszeitlich schwankende Wärmebedarf, welcher auf den unterschiedlichen klimatischen Bedingungen im Winter und Sommer beruht, müssen auch berücksichtigt werden. Saisonbedingte Schwankungen des Wärmebedarfs stellen eine grundlegende Herausforderung für Abwärmekonzepte zur Beheizung von Gebäuden dar.



Abbildung 23: Fermenter einer landwirtschaftlichen Biogasanlage (links) und ein Biogas-BHKW (rechts) (Quelle: Rutz D.)

Die Integration von Wärme aus Biogasanlagen in Nahwärmenetze gewinnt zunehmend an Bedeutung. Verschiedene Konzepte wurden umgesetzt. Da Biogasanlagen in der Vergangenheit oft auf dem "grünen" Feld gebaut wurden, ist die Distanz zu den potenziellen

Wärmeverbrauchern oft die zentrale Herausforderung der Wärmeverwendung bei Bestandsanlagen. Als Alternative zur direkten Wärmeleitung von der Biogasanlage zum Wärmeverbraucher bietet sich eine Biogasleitung an. Diese Gasleitung führt zu einem **Satelliten-BHKW**, das in der Nähe des Wärmeverbrauchers installiert werden kann, um dort die Wärme ideal zu verwerten (Abbildung 25).

Eine weitere Alternative für die Verwendung von Biogas ist die **Aufbereitung zu Biomethan**, welches Erdgasqualität hat und in das Erdgasnetz eingespeist werden kann. Es gibt mehrere Aufbereitungstechnologien: Aminwäsche, Wasserwäsche, Druckwechseladsorption, Membrantrennung und kryogene Trennung. Aufgrund der relativ hohen Kosten werden Aufbereitungsanlagen meist nur in größeren Biogasanlagen mit einer Leistung von $> 1 \text{ MW}_{el}$ eingesetzt. Sobald sich das Biomethan im Erdgasnetz befindet, kann es an jedem Ort mit Anschluss an das Gasnetz eingesetzt werden. Da das Gas physisch mit Erdgas gemischt wird, wird ein Zertifizierungssystem eingesetzt um Verbraucher mit Biomethan zu versorgen.

Für die Planung der Wärmenutzung aus einer Biogasanlage ist zu berücksichtigen, dass die Fermenter beheizt werden müssen, um einen stabilen und effizienten Prozess zu gewährleisten. Übliche Fermentertemperaturen sind 38°C bis 44°C für klassische mesophile Biogasanlagen, je nach verwendetem Substrat und Gesamtprozess. Die Fermenter können durch verschiedene Technologien beheizt werden, z.B. durch Heizrohre entlang der Fermenterwände oder durch das Pumpen des Substrats durch einen Wärmetauscher.

Der Wärmebedarf der Fermenter muss berücksichtigt werden, da diese Wärme für andere Zwecke nicht mehr zur Verfügung steht. Der Wärmebedarf des Fermenters wird durch die Umgebungstemperatur und damit durch klimatische Bedingungen beeinflusst. Darüber hinaus kann in Abfallbehandlungsanlagen auch Wärme zur Hygienisierung des Einsatzmaterials benötigt werden. Beispiele für den Wärmebedarf von Fermentern sind in Abbildung 26 und Abbildung 27 dargestellt.

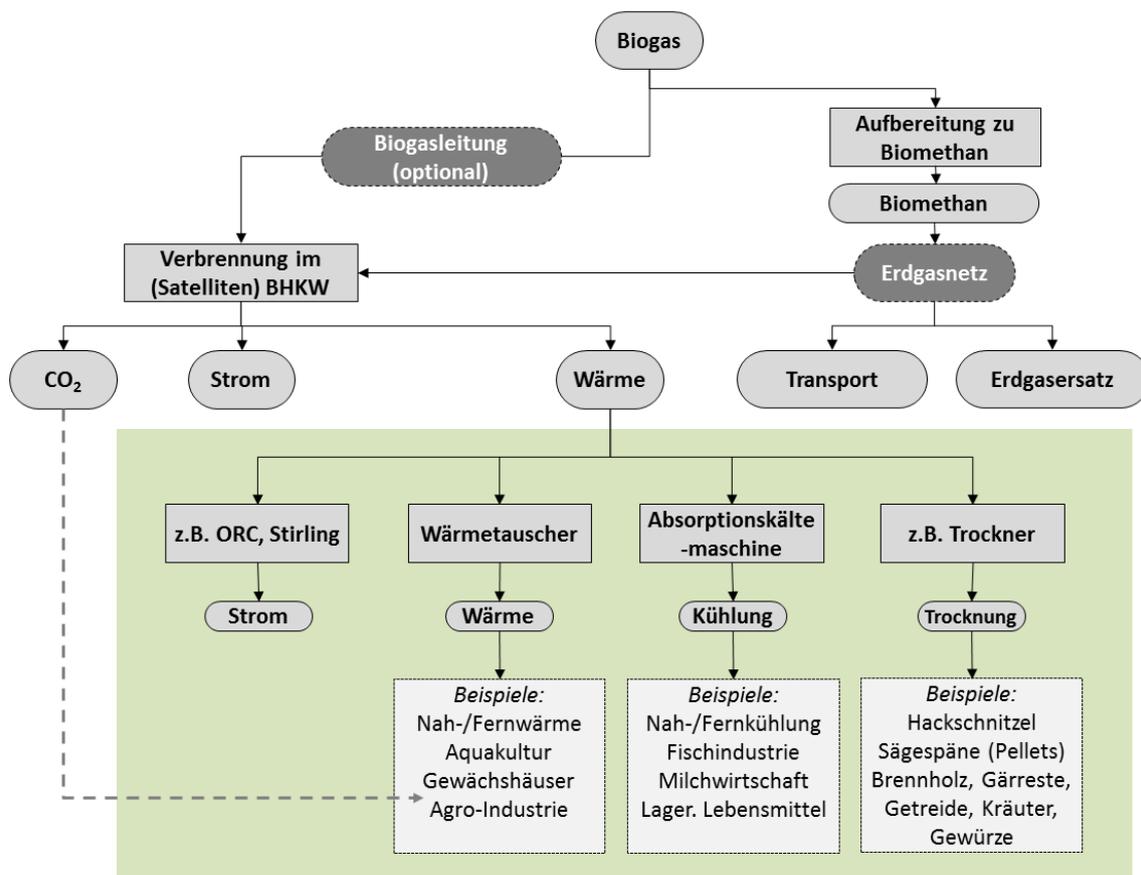


Abbildung 24: Vereinfachte Darstellung über Nutzungspfade von Biogas (Quelle: Rutz et al. 2015)

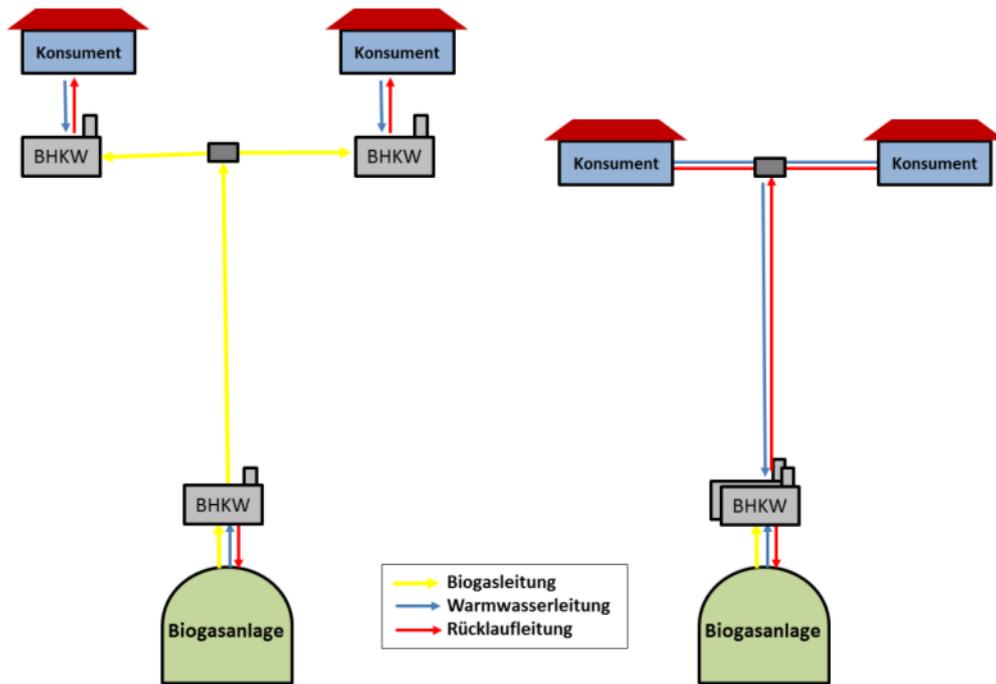


Abbildung 25: Biogasleitung zu Satelliten-BHKWs für längere Trassenlängen (links) und Wärmeleitung für kürzere Trassenführungen zwischen der Biogasanlage und den Wärmekunden (rechts) (Quelle: Rutz et al. 2015)

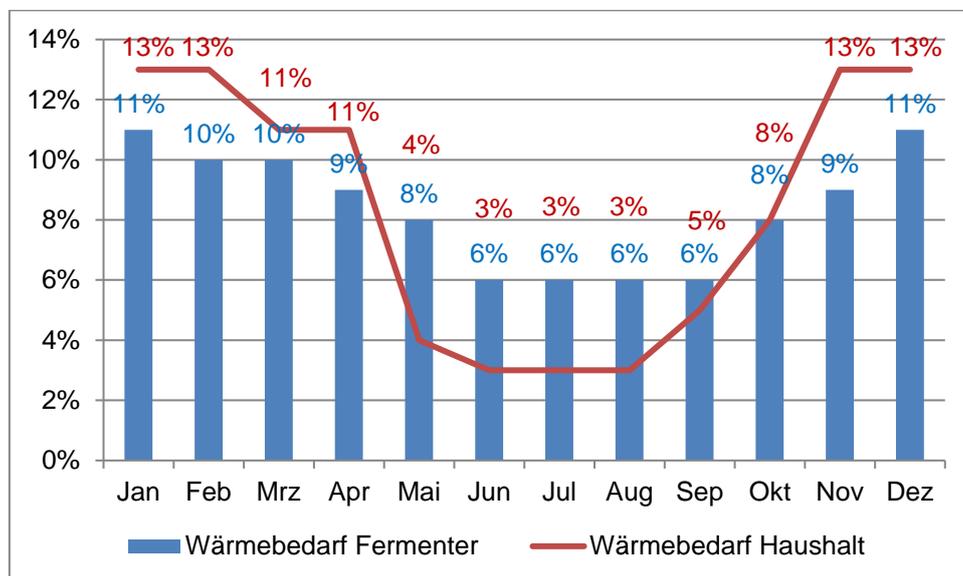


Abbildung 26: Monatliche Verteilung des Wärmebedarfs eines Fermenters (Angenommene Daten) und von Haushalten (Heizen und Warmwasser; erhobene Daten) einer Fallstudie in Deutschland (Quelle: Rutz et al. 2015)

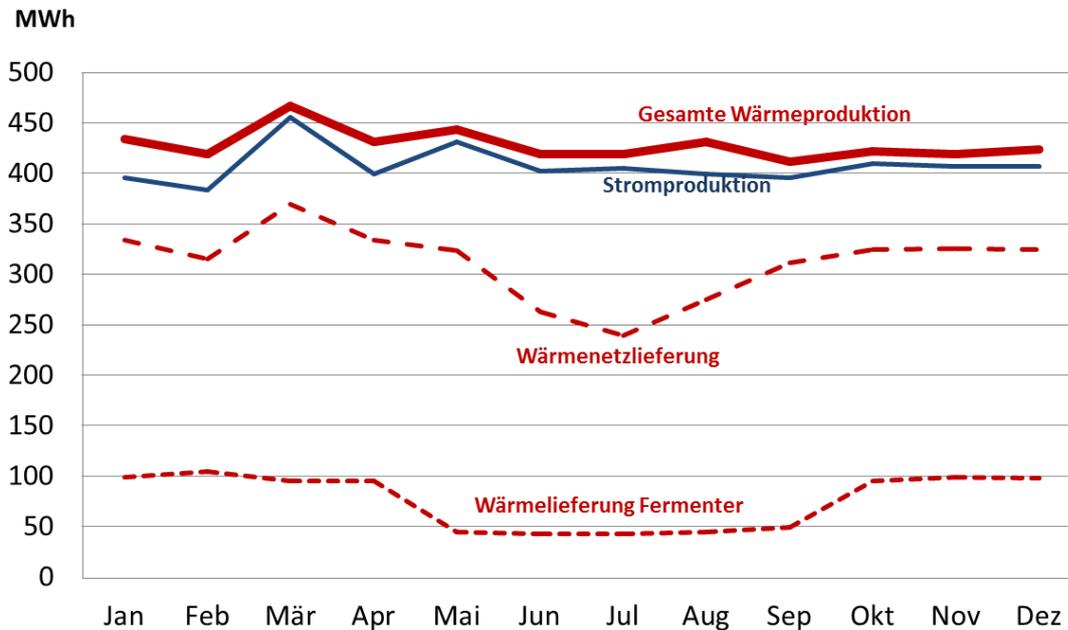


Abbildung 27: Beispiel einer Wärmeversorgungskurve einer Biogasanlage mit einer Leistung von 600 kW_{th} in Zentraleuropa über den Zeitraum eines Jahres (Quelle: Rutz et al. 2015)

3.2.6 Pflanzenöl-BHKWs

Pflanzenöle werden durch Pressen der Samen spezieller Ölpflanzen gewonnen. Wichtige Ölpflanzen in Europa sind z.B. Raps und Sonnenblumen. Ein Überblick über Ölpflanzen wird von Rutz & Janssen (2008) im Biofuels Technology Handbook gegeben. Pflanzenöle können entweder direkt als Kraftstoff verwendet oder durch Umesterung in Biodiesel umgewandelt und dann verwendet werden, um fossiles Öl zu ersetzen. Wenn sie im Verkehrssektor verwendet werden, werden diese Kraftstoffe "Biokraftstoffe" genannt.

Pflanzenöle können auch in stationären Ölkesseln oder in BHKWs eingesetzt werden. In diesem Fall werden sie als "bioliquids" (EG, RED Richtlinie) bezeichnet. Vor einigen Jahren gab es in Deutschland sehr gute Anreize, Pflanzenöl BHKWs zu betreiben, da sie durch hohe Einspeisetarife unterstützt wurden. Aufgrund von Nachhaltigkeitsfragen und Ölpreisen wurden diese Anreize aufgehoben, so dass heute der Einsatz von Pflanzenöl in stationären Kesseln oder in BHKWs in Deutschland und auch in anderen Ländern nicht sehr verbreitet ist.

Allerdings hat der Einsatz von Pflanzenöl-BHKWs einige Nischenanwendungen. In einigen Nahwärmenetzen werden Spitzenlastkessel benötigt, um Wärme bei maximalem Wärmebedarf zu liefern (siehe Kapitel 3.7). Als Spitzenlastkessel werden manchmal fossile Ölkessel eingesetzt, die auch mit Pflanzenöl betrieben werden könnten.



Abbildung 28 Rapsöl BHKW (Quelle: Rutz D.)

3.3 Geothermie

Geothermie ist die Nutzung der Erdwärme. Die Erdwärme ist die im zugänglichen Teil der Erdkruste gespeicherte Wärme, die aus der Entstehung der Erde und dem radioaktiven Materialverfall resultiert. Die Temperatur verändert sich vom Kern des Planeten zur Oberfläche. Diese Temperaturveränderung nennt man geothermischer Gradient. Der Erdkern ist extrem heiß, so dass Stein in geschmolzener Form (Magma) vorliegt. Das Temperaturniveau ändert sich in den verschiedenen Tiefen der Kruste. In einigen Gebieten wird es erst sehr tief unter der Erdoberfläche heiß, in anderen Gebieten sind heiße Zonen schon sehr oberflächennah.

Geothermie kann in vielerlei Hinsicht als Energiequelle genutzt werden, von großen und komplexen Kraftwerken bis hin zu kleinen und relativ einfachen Pumpensystemen. Die Verwendung von Geothermie hängt vom geothermischen Temperaturgradienten ab, wobei die gewünschte Temperatur in einer ortsspezifisch definierten Tiefe liegt. Die Stromerzeugung aus der Geothermie ist nur bei hohen Temperaturen wirtschaftlich und wenn diese Temperaturen nicht zu tief liegen. Wenn die Temperatur niedriger ist, z.B. 100°C, ist die Stromerzeugung eher schwierig, dann kann die Geothermie aber als Wärmequelle dienen.

Je nach Temperaturgradient gibt es unterschiedliche Konzepte für die Nutzung von Erdwärme. In der Regel wird geothermisches Wasser von einer Pumpe nach oben gefördert und die Wärme wird dort durch Wärmeaustauscher oder Wärmepumpen extrahiert. Dann wird das Wasser durch eine zweite Bohrung (die Injektionsbohrung) wieder in den Untergrund gepumpt. Abbildung 29 zeigt dieses Konzept.

Geothermische Bohrungen sind den Öl- und Gasbohrungen sehr ähnlich. Es wird die gleiche Technik und Ausrüstung verwendet, aber typischerweise haben geothermische Bohrungen einen größeren Durchmesser, da die Volumina, die gepumpt und wieder injiziert werden müssen, relativ groß sind. (Dansk Fjernvarme, 2016)

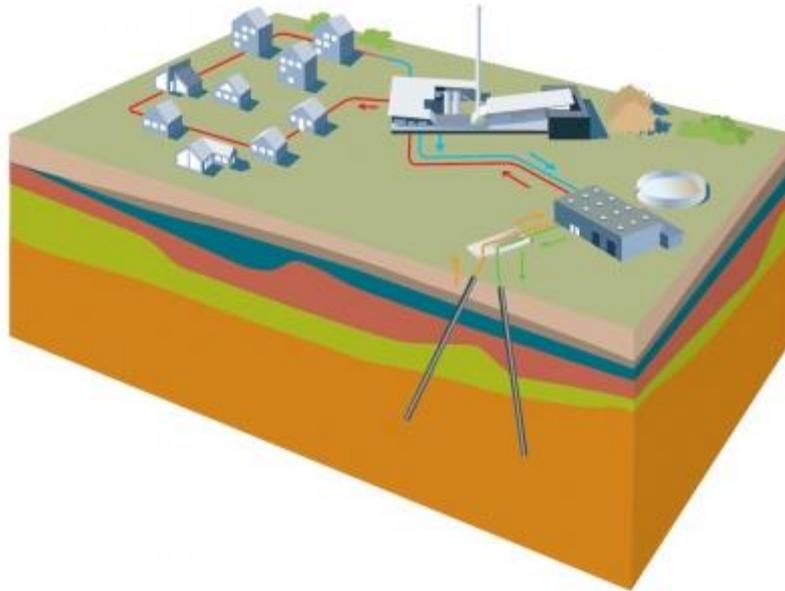


Abbildung 29: Schema einer Geothermieanlage (Quelle: Danish Geothermal District Heating, 2016)

Die wichtigsten Vorteile der Geothermie zum Heizen und Kühlen sind die Bereitstellung lokaler und flexibler erneuerbarer Energie, die Diversifizierung des Energiemixes, sowie die konstanten und vorhersehbaren Energiepreise.

25% der EU-Bevölkerung leben in potenziell nutzbaren Gebieten für geothermische Nahwärme (GeoDH, n.d.). Derzeit gibt es in Europa rund 250 geothermische Wärmenetze (einschließlich KWK-Anlagen) mit einer installierten Gesamtleistung von rund 4.400 MW_{th} und einer geschätzten jährlichen Produktion von rund 13.000 GWh/a (2013). Geothermische Wärmenetze haben sich in den vergangenen Jahren, insbesondere in Frankreich, Deutschland und Ungarn verstärkt entwickelt. Es gibt 200 geplante Projekte (einschließlich der Modernisierung bestehender Anlagen), so dass die installierte Leistung von 4.500 MW_{th} im Jahr 2014 auf mindestens 6.500 MW_{th} im Jahr 2018 steigen wird. Aufgrund des großen Potenzials wird geothermische Wärme in vielen Teilen Europas verstärkt genutzt werden. Geothermische Wärme ist in vielen Teilen Europas verfügbar (Abbildung 30).

Abbildung 30 zeigt existierende und potenzielle Fernwärmeprojekte in Südosteuropa und Europa. Die Karten sind interaktive Online-Karten und haben unterschiedliche Ebenen, die ein- und ausgeschaltet werden können und unterschiedliche Informationen über den Wärmebedarf, der Wärmeflussdichte, der Wärmequellen und der Temperaturen veranschaulichen.

Ein wesentliches Merkmal von Geothermieanlagen sind die relativ hohen Investitionskosten, insbesondere in Gebieten, in denen die geeigneten Temperaturen nur sehr tief vorliegen. So sind Geothermieanlagen vor allem in Gebieten mit relativ hohen Temperaturniveaus in geringen Tiefen rentabel und wenn sie zur Grundlastdeckung in großen Fernwärmesystemen eingesetzt werden. Vor allem tiefe Bohrungen von über 2-3 km Tiefe sind wirtschaftlich riskant.

Je nach verfügbarem Temperaturniveau der Geothermieanlage kann es sinnvoll sein, Geothermie mit Wärmepumpen zu kombinieren, um die Temperatur zu erhöhen. Dies können entweder elektrische Wärmepumpen oder Absorptionswärmepumpen sein, die z.B. mit Biomassekesseln angetrieben werden können. Daher bedeutet die Nutzung von Geothermie manchmal beträchtlichen zusätzlichen Verbrauch von Biomasse oder Strom. Dies wirkt sich auch auf die Betriebskosten aus, die für die Geothermie selbst eigentlich eher niedrig sind (Pumpkosten), aber schnell steigen, wenn eine zusätzliche strom- oder biomassebetriebene Wärmepumpe benötigt wird.



Abbildung 30: Karten mit vorhandenen geothermischen Wärmenetzen (rote Punkte) (links) und Potential für Geothermie (rechts); Legende: Temperatur > 50 ° C bei 1.000 m Tiefe (blau) und Temperaturverteilung > 90 ° C bei 2.000 m Tiefe (rot); Lila Farbe = Überlappung der beiden Schichten (Quelle: http://map.mfqi.hu/geo_DH/)

Die Pumpkosten erhöhen sich je tiefer die Bohrung ist. Erfahrungen aus Dänemark zeigen, dass es oft wirtschaftlicher ist, Bohrungen nur bis 1.000-3.000 m zu machen bei denen Temperaturen von 30-90°C vorliegen und falls die Temperaturen nicht ausreichen Wärmepumpen zu verwenden. Eine Faustregel gibt einen Temperaturgradient von 30°C je 1.000 m Tiefe an. (Frederiksen & Werner, 2013)

Bei der Planung von Geothermieanlagen sollte die jährliche Energieproduktion relativ groß sein, um die Investitionskosten in überschaubarer Zeit zu amortisieren. Auf Datengrundlage der dänischen Energieagentur sollte eine Fernwärmanlage in Dänemark mindestens 400-500 TJ/Jahr Wärme absetzen, um gegenüber anderen Wärmequellen konkurrenzfähig zu sein. Dies kann, je nach geothermischem Potenzial, von Land zu Land variieren.

Obwohl das Potential der tiefen Geothermie beachtlich ist, gibt es relativ wenige Geothermieprojekte. Die folgenden vier Aspekte könnten diese Situation verbessern (GeoDH, n.d.):

- Konsequente Energiestrategien zur Dekarbonisierung im Wärmebereich
- Beseitigung von Gesetzes- und Marktbarrieren sowie vereinfachte Verfahren für Betreiber und Entscheidungsträger
- Entwicklung innovativer Finanzmodelle für geothermische Wärmenetze, die sehr kapitalintensiv sind.
- Ausbildung von Technikern, Beamten und Entscheidungsträgern von regionalen und lokalen Behörden, um den technischen Hintergrund verständlich zu machen was die Genehmigung Realisierung von Projekten erleichtert.

Es gibt mehrere Forschungs- und Entwicklungsprojekte zum Einsatz von Geothermie in Wärmenetzen:

- Im Zeitraum 2012-2014 wurde das von der EU finanzierte Projekt GeoDH durchgeführt. Dieses Projekt legte den Schwerpunkt auf nichttechnische Barrieren in Geothermieprojekten zur Wärmenetznutzung 14 europäischen Ländern. Das Projekt erarbeitete einige Leitfäden und einen Film die Grundkonzept der Geothermie erklären.

- Einen allgemeinen Überblick über die Entwicklung von Geothermie zeigt der Technologieentwicklungsplan (Technology Roadmap) für geothermische Wärme und Strom von 2011⁶

3.4 Abwärme

Abwärme oder Überschusswärme die in Industriebetrieben oder in anderen erneuerbaren Energieanlagen (z.B. Biogas) anfällt, ist eine interessante Wärmequelle, da der Wärmepreis sehr niedrig sein kann. Bevor die Abwärme in ein Nahwärmekonzept eingeplant wird, muss der Energiefluss der Wärmequelle (der Industrie oder Biogasanlage) untersucht werden. Dabei sollten die Temperaturniveaus und Energieeinsparpotenziale ermittelt werden.

Ob die Abwärmenutzung sinnvoll ist, hängt immer von der Örtlichkeit der Wärmequelle ab, sowie von der verfügbaren Wärmemenge und dem Temperaturniveau. Das Wärmenutzungspotenzial ist durch den Anteil der Wärme den der Industriebetrieb nicht selbst nutzen kann, gekennzeichnet. Es muss berücksichtigt werden, dass die Abwärmelieferung unterbrochen wird falls die Produktion des Industriebetriebes heruntergefahren wird oder stoppt. Daher sollte die Energieflussdynamik des spezifischen Betriebes berücksichtigt werden.

Ein weiterer wichtiger Aspekt ist das Risiko, dass der Industriebetrieb eines Tages seine Produktion ganz stoppen könnte. Daher sollten klare Vereinbarung getroffen werden, wie das Investitionsrisiko zwischen den Parteien aufgeteilt werden kann. Industriebetriebe setzen oft sehr kurze Abschreibungszeiten (z.B. drei bis fünf Jahre) voraus, was oft zu kurz für Wärmenetze ist.

Diese Überlegungen sind besonders wichtig, wenn die Abwärme einen hohen Anteil der Wärmenetzversorgung übernimmt. In einem Beispiel in Dänemark (Skjern Papirfabrik die Wärme an das Wärmenetz Skjern liefert) liefert die Abwärme mehr als 50% des Wärmebedarfs. In vielen anderen Wärmenetzen ist der Abwärmeanteil in der Regel eher geringer.

Die Heat Roadmap Europe 2050 stellt Wärmebedarfs- und Potenzialkarten mit verschiedenen Energiequellen, einschließlich Abwärme, zur Verfügung. Diese Informationsquelle, wie auch andere Quellen (z.B. Energieatlas Bayern), könnten der erste Schritt sein, mögliche Wärmequellen zu identifizieren.

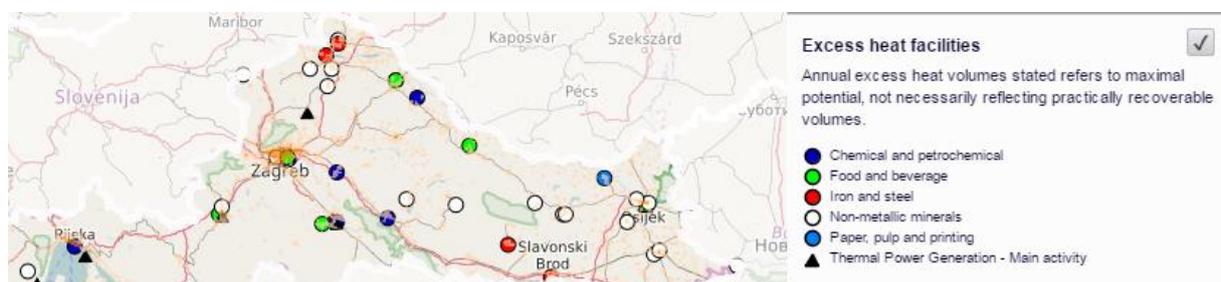


Abbildung 31: Beispiel von Abwärmequellen in Kroatien⁷

Ein Projektansatz wäre, energieintensive Industriebetriebe in der Nähe des geplanten Wärmenetzes zu kontaktieren und zusammen Möglichkeiten der Abwärmenutzung zu diskutieren. Normalerweise müsste der Betrieb daran interessiert sein, zusätzliches Einkommen aus einem „Abfallprodukt“ zu bekommen. Oft ist den Betrieben aber der

⁶ http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Geothermal_roadmap.pdf

⁷ <http://maps.heatroadmap.eu/maps/30662?preview=true#>

Aufwand zu hoch, da der Wärmeverkauf nicht ihr Kerngeschäft ist. Dies bedeutet, dass die Initiative von einem Wärmenetzbetreiber übernommen werden sollte.

Bei der Abwärmenutzung kommt oft eine Wärmepumpe zum Einsatz, um das Temperaturniveau auf die erforderliche Vorlauftemperatur des Wärmenetzes zu erhöhen.

Neben der Verwendung von industrieller Abwärme kann auch die Wärme aus anderen erneuerbaren Energien, wie z.B. aus bestehenden Biogasanlagen, eingesetzt werden. Gründe, warum Biogasanlagen ihre anfallende Wärme oft noch nicht effizient verwenden, sind in Box 5 beschrieben. Ein Vorteil der Abwärmenutzung von Biogasanlagen ist die kontinuierliche Wärmeproduktion während des ganzen Jahres und die relativ geringen Wärmekosten, falls die Abwärme sonst nicht genutzt würde. Eine Herausforderung ist, dass viele Biogasanlagen in ländlichen Gebieten "auf der grünen Wiese" und nicht in der Nähe von potenziellen Wärmeverbrauchern sind. Für neue Biogasanlagen sollte die Wärmeverwendung und damit der Standort der Biogasanlage schon im Planungsprozess berücksichtigt werden. Weitere Details zu Biogas sind in Kapitel 3.2.5 beschrieben.

Box 5: Warum fällt an einigen Biogasanlagen Abwärme an?

In Europa, aber auch weltweit ist die Produktion und Nutzung von Biogas aufgrund der wachsenden Nachfrage nach erneuerbaren Energien als Ersatz für fossile Energieträger erheblich gestiegen. Die meisten landwirtschaftlichen und industriellen Biogasanlagen in Europa nutzen das Biogas für die Stromerzeugung in BHKWs (KWK-Anlagen). Allerdings wird die Wärme aus den BHKWs oft nicht genutzt, sondern verschwendet. Grund dafür ist der Fokus vieler Förderprogramme auf die Stromproduktion, die die effiziente Nutzung von Wärme vernachlässigt. Wenn die Wärme von Biogasanlagen nicht genutzt wird ist das nicht nur für das Image von Biogas schädlich, da sich die Landnutzungseffizienz verschlechtert, sondern kann auch negative wirtschaftliche Auswirkungen haben. Weitere Informationen zum Einsatz von Abwärme aus Biogasanlagen finden Sie im Handbuch "Nachhaltige Wärmeverwendung von Biogasanlagen - ein Handbuch" (Rutz et al., 2015).

3.5 Elektrische Heizeinrichtungen: Power-to-Heat

Die Umwandlung von elektrischer Energie in Wärmeenergie erfolgt mit nahezu 100% Wirkungsgrad. Allerdings ist die Stromerzeugung in der Regel mit hohen Energieverlusten verbunden. Der Gesamtwirkungsgrad der gesamten Kette hängt also weitgehend von der Stromquelle ab. Außerdem ist die Exergie (= Flexibilität der Energie) von elektrischem Strom höher als für Wärme. Deshalb wird die Nutzung von Strom zu Heizzwecken in der Regel eher abgelehnt.

Die Nutzung von Strom zum Heizen in Wärmenetzen wird vor allem als Systemdienstleistung angewandt und wird nicht durch die Nachfrage nach Wärme getragen. Der Einsatz von Elektroheizern ist in der Regel eine Ergänzungstechnologie, die zusätzliche Einnahmen durch Systemdienstleistungen (Stromnetzstabilisierung) auf dem Strommarkt ermöglichen kann. Elektrische Heizsysteme können ein Teil des modernen Energiesystems sein, das z.B. Stromüberschüsse aus der Windenergie abfängt und das effiziente Einbinden anderer Energiequellen ermöglicht.

Elektrische Kessel sind Geräte in MW-Größe, die Wasser erhitzen, das in Industriebetrieben oder in Wärmenetzen verwendet werden kann. Sie werden normaler Weise ähnlich wie Öl- oder Gaskessel als Spitzenlastkessel installiert. Im Allgemeinen sind zwei Arten von Elektrokesseln verfügbar:

- Heizelemente mit **elektrischen Widerständen**: Diese Technologie basiert auf dem gleichen Prinzip wie ein Wasserkocher in der Küche. Sie wird für kleinere Anwendungen bis zu 1-2 MW eingesetzt und werden an niedrige Spannung angeschlossen.
- Heizelemente mit **Elektroden** (Abbildung 32): Sie werden für größere Anwendungen (größer als ein paar MW) eingesetzt und werden direkt an das Mittelspannungs- bis Hochspannungsnetz angeschlossen.

Durch den sehr einfachen Aufbau ist der Elektrokessel sehr zuverlässig und pflegeleicht. Der Kessel verfügt über keine komplexen Bauteile, die den Betrieb und die Wartung beeinträchtigen können. Der Kessel kann schnell anfahren werden und ist einfach zu regeln. Es erfordert keine Brennstoffzuführsysteme und kein Abgassystem.

Der Einsatz von Elektrokesseln wird häufig in Wärmenetzen in Dänemark angewandt. Dort sind 45 Anlagen mit einer Gesamtkapazität von 490 MW installiert. Die größten Kessel haben eine Leistung von sind 80 und 93 MW (2015 bzw. 2002). Eine interaktive Karte, die die verschiedenen Projekte in Dänemark zeigt, ist unter www.smartvarme.dk (auf Dänisch) zugänglich.

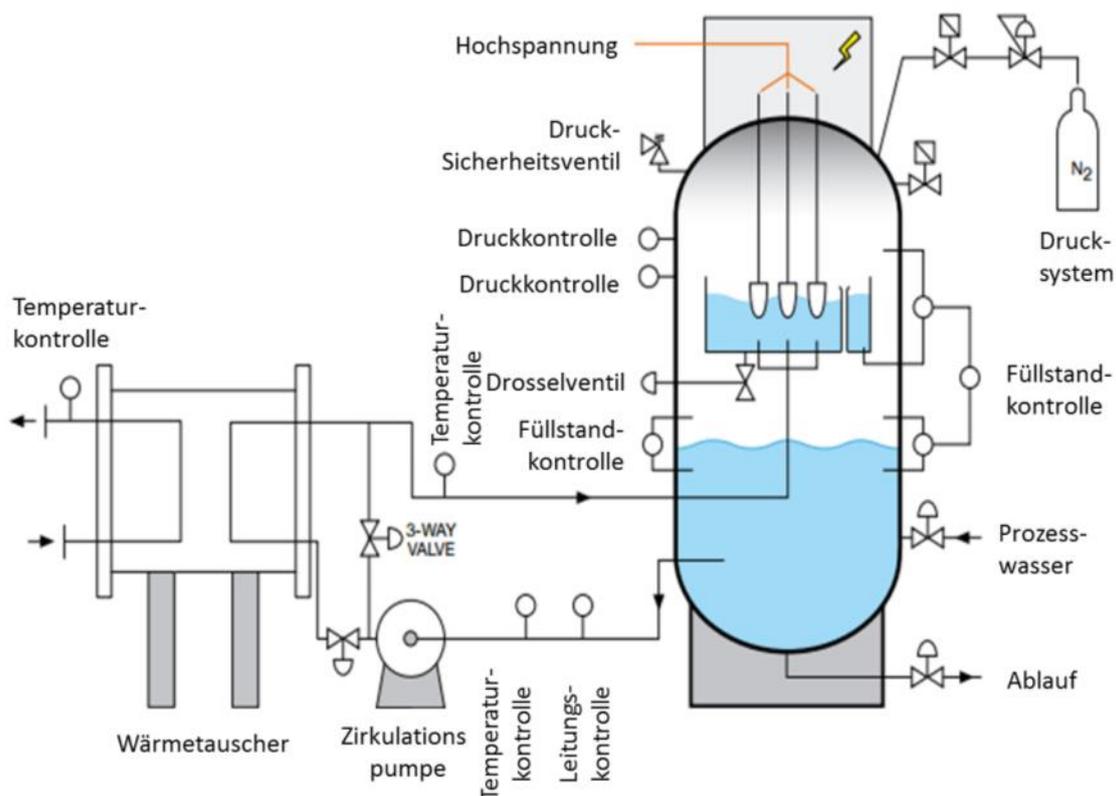


Abbildung 32: Schematische Darstellung eines Elektrodenkessels. Die Wärme wird in der oberen Kammer durch ohmschen Widerstand zwischen den Elektroden erzeugt. Der Kessel wird mit einem Inertgassystem (z.B. Stickstoff) unter Druck gesetzt (Quelle: PARAT Halvorsen AS⁸)

⁸ <http://parat.no/en/products/industry/parat-ieh-high-voltage-electrode-boiler/>



Abbildung 33: 10 MW Elektrokessel mit 14,4 m³ Speichervolumen des solaren Wärmenetzes in Gram, Dänemark (Quelle: Rutz D.)

3.6 Wärmepumpen

Wärmepumpen werden normalerweise nicht als Haupttechnologie von Wärmenetzen eingesetzt, die hauptsächlich andere erneuerbare Energien nutzen, wie z.B. Solarthermie. Sie sind nur ergänzend, um Systeme zu optimieren und zu verbessern. Wärmepumpen nutzen Energiequellen mit niedrigen Temperaturen indem sie das Temperaturniveau anheben. Dadurch können auch Energiequellen mit niedrigen Temperaturen für Wärmenetze verwendet werden.

Wärmepumpen können in modularen Nahwärme- und Kältenetzen **zentral** eingesetzt werden. In diesem Fall werden nur eine oder wenige zentrale Wärmepumpen eingesetzt. Wärmepumpen können aber auch **dezentral** an den Wärmeübergabestationen der Verbraucher eingesetzt werden. In diesem Fall hat jeder Anschlusspunkt, neben dem Wärmetauscher und der Übergabestation, eine kleine Wärmepumpe installiert. Dies kann angewendet werden, wenn die Vorlauftemperatur niedrig gehalten wird, um die Netzeffizienz zu erhöhen und wenn bei den Verbrauchern höhere Temperaturen benötigt werden (z.B. für heißes Brauchwasser). Beispiele für zentrale und dezentrale Wärmepumpen in kleinen, modularen, erneuerbaren Wärme- und Kältenetzen werden im Best Practice-Bericht von Laurberg Jensen et al. (2016) gegeben.

Das technische Prinzip von Wärmepumpen funktioniert genauso wie Kühlschränke (siehe Kapitel 7.2). Die Wärme wird mit einer speziellen Flüssigkeit (Kältemittel) von einem niedrigen Temperaturniveau auf ein höheres Temperaturniveau angehoben. Wärmepumpen entziehen die Wärme der Umgebung (Eingangswärme, Wärmequelle) und heben diese durch einen geschlossenen Prozess auf ein höheres Temperaturniveau (Nutzwärme) an. Dabei wird Prozessenergie in Form von Wärme- oder Strom benötigt. Ein allgemeines Schema des Wärmepumpenprozesses ist in Abbildung 35 dargestellt.

Der Vorteil von Wärmepumpen ist, dass sie in der Lage sind, Wärmequellen mit niedrigen Temperaturen nutzbar zu machen, die sonst ungenutzt blieben. Dazu muss die Wärmequelle anzapfbar und in das Gesamtsystem integrierbar sein. Schwankungen in der verfügbaren Wärmemenge oder Temperatur beeinflussen die Leistung der Wärmepumpe und erhöhen eventuell die Komplexität des Wärmepumpensystems.

Als Wärmequellen kommen die Umgebungsluft, das Grundwasser, Oberflächengewässer, der Boden oder Abwärme aus der Industrie in Frage. Die durchschnittlichen Temperaturen

der Umgebungsluft betragen in Nordeuropa etwa 8°C, während sie in Südeuropa über 10°C liegen können. Diese durchschnittlichen Temperaturen sind in etwa genauso hoch wie die Temperaturen des Bodens und des Grundwassers. Temperaturen von industrieller Abwärme sind meist höher, so dass manchmal sogar eine direkte Wärmenutzung möglich ist. Die Wärmepumpe kann direkt oder indirekt über einen sekundären Wasser- oder Glykolkreislauf eingebunden werden. Optimal sind eine direkte Einbindung und der Anschluss der Wärmequelle an den Verdampfer der Wärmepumpe.

Wärmepumpen können nach ihrem Betriebsprinzip wie folgt eingeteilt werden:

- **Kompressionswärmepumpen:** Betrieben mit Strom oder Gas
- **Sorptionswärmepumpen:** Betrieben mit Gas oder Wärme:
Absorptionswärmepumpen und Adsorptionswärmepumpen

Beide Wärmepumpentechnologien erfordern eine Wärmequelle (zur Gebäudeheizung typischerweise Niedertemperatur-Wärmequellen wie Umgebungsluft oder Erdwärme) und Prozessenergie. Die Prozessenergie für Kompressionswärmepumpen ist normaler Weise Strom (oder Kraftstoff bei motorbetriebenen Wärmepumpen), während Absorptionswärmepumpen hauptsächlich mit Wärme betrieben werden; z.B. Dampf, Warmwasser oder Rauchgas. Auch Absorptionswärmepumpen benötigen kleine Mengen an Strom.

Wärmepumpen werden auch nach der Art der Wärmequelle und der Wärmenutzung eingeteilt:

- **Luft-Luft-Wärmepumpen** nutzen die Wärme der Umgebungsluft und stellen Wärme durch einen Luft-Wärmetauscher bereit.
- **Luft-Wasser-Wärmepumpen** nutzen die Wärme der Umgebungsluft und stellen Wärme durch ein hydraulisches Wärmeverteilungssystem (Heizkörper, Flächenheizung, Fußbodenheizung) bereit.
- **Sole-Wasser-Wärmepumpen** nutzen in der Regel Wärme die aus dem Boden durch Erdsonden aufgenommen wird und verteilen sie über ein Hydrauliksystem im Gebäude (Heizkörper, Fußbodenheizung etc.).

Die Effizienz von Wärmepumpen wird üblicherweise mit der **Leistungszahl** (auch Heizzahl), im englischen als COP-Zahl "Coefficient of Performance", ausgedrückt. Sie ist der Quotient aus der Wärme, die in den Heizkreis abgegeben wird, und der eingesetzten Energie. Eine Leistungszahl von 3 bedeutet, dass die Wärmepumpe dreimal mehr Wärme liefert als Antriebsenergie aufgewandt wird, bei der Kompressionswärmepumpe in Form von Strom. Zwei Drittel der Nutzwärme kommen von der Wärmequelle.

Abhängig von der Wärmepumpengröße, der Wärmequelle, dem Wärmebedarf, des Temperaturniveaus und von technischen Aspekten, können verschiedene Wärmepumpentechniken angewendet werden. Eine wichtige Komponente der Wärmepumpe ist das **Kältemittel**. Die physikalischen Eigenschaften des Kältemittels werden hauptsächlich durch seinen Siedepunkt bestimmt, da die Phasenübergänge von flüssig zu gasförmig der entscheidende Faktor im Prozess sind. Es gibt verschiedene Kältemittel, unter anderem Hydrofluorkohlenstoffe (HFC) und Hydrochlorfluorkohlenstoff (HCFC). Weitere Kältemittel werden nachfolgend beschrieben.



Abbildung 34: 440 kW Grundwasser-Wärmepumpe im solaren Nahwärmenetz von Dollnstein, Deutschland (Quelle: Rutz D.)

CO₂-Wärmepumpen arbeiten im sogenannten transkritischen Bereich. Die Temperatur des Kältemittels ändert sich im Phasenübergang auf der warmen Seite (Temperaturglide), während es auf der kalten Seite bei konstanter Temperatur verdampft. CO₂ ist besonders bei Anwendungen einer Niedertemperaturquelle geeignet, die nur wenige Grad abgekühlt wird, während die Nutzwärme bei einem Temperaturglide von etwa 40°C bereitgestellt wird. Die maximale Nutztemperatur der CO₂-Systeme beträgt ca. 90°C. Um gute COP-Werte in CO₂-Systemen zu erhalten, sollte die Eintrittstemperatur des erwärmten Mediums nicht höher als etwa 40°C sein. Ein Beispiel für eine installierte Wärmepumpe mit CO₂ als Kältemittel ist die Marstal Fjernvarme in Dänemark mit 1,5 MW Leistung. Hier ist die Höchsttemperatur 75°C. Das Beispiel ist im Best Practice-Bericht von Laurberg Jensen et al. (2016) beschrieben.

Ammoniak ist ein weit verbreitetes Kältemittel für die industrielle Kühlung mit hohem Wirkungsgrad. Ammoniak wird typischerweise für Großanlagen mit Temperaturen von bis zu 95°C eingesetzt, wobei spezielle Komponenten verwendet werden, die hohe Drücke aushalten. Ammoniak ist auch für niedrigere Temperaturniveaus geeignet, bei denen Standardkomponenten verwendet werden können, die billiger sind und hohe Leistungszahlen erreichen. Beispiele für Anlagen mit Ammoniak-Wärmepumpen sind Drammen Fernwärme in Norwegen (15 MW - max. Temperatur von 90°C), die Skjern Papierfabrik in Dänemark (4 MW - Max. Temperatur von 90°C) und das Fernwärmenetz Bjerringbro in Dänemark (3,7 MW - max. Temperatur von 70°C).

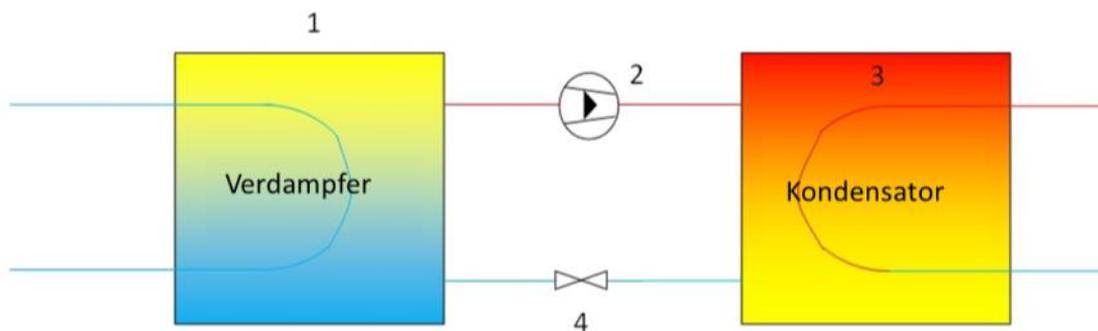
Lithiumbromid (LiBr) / Wasser wird in Absorptionswärmepumpen eingesetzt, während Ammoniak / Wasser eher in Absorptionskühlsystemen verwendet wird. Wasser ist das Kältemittel. Die niedrigste Temperatur bei der Wärmequelle ist ca. 6°C, während die Nutztemperatur bis zu etwa 85°C betragen kann. Die Temperaturniveaus beeinflussen einander, so dass eine niedrige Quelltemperatur die Nutztemperatur begrenzen kann. Für höhere Temperaturspreizungen können kaskadierende Absorptionsanlagen verwendet werden die in Serie geschaltet sind, um den Temperaturhub zu erhöhen. Beispiele für den Einsatz solcher Wärmepumpen sind die Bjerringbro Fernwärme in Dänemark (0,9 MW

(Kühlung) - Max. Temperatur von 70°C) und Vestforhesending in Dänemark (13 MW (Kühlung) - Max. Temperatur von 80°C).

Die Effizienz von Wärmepumpen kann erhöht werden, wenn sie mehrstufig betrieben werden, um thermische Verluste zu reduzieren. Ölkühler, Einspritzkühler und Unterkühler werden eingesetzt, um Druckunterschiede und damit die erforderliche mechanische Arbeit zu minimieren. Hochleistungsmotoren können vorzugsweise durch Wasser oder durch das Kältemittel gekühlt werden.

3.6.1 Elektrische Wärmepumpen

Das Grundprinzip von Kompressionswärmepumpen ist in Abbildung 35 dargestellt. Wärmepumpen bestehen aus einem Bereich mit niedrigem und einem mit hohem Druck, die auf das zirkulierende Kältemittel abgestimmt sind. Im Bereich der Wärmequelle ist niedriger Druck, in dem das kondensierte Kältemittel aufgrund der Wärmezufuhr verdampft (Schritt 1 in Abbildung 35). Dies bedeutet, dass die Wärmequelle abgekühlt wird. Bei Kompressionswärmepumpen wird dann der Druck des Kältemittels mit einem Kompressor erhöht (Schritt 2), was zu einer Erhöhung der Temperatur führt. Das Wasser des Heizkreises (Schritt 3) bewirkt die Kühlung und Regenerierung des Kältemittels. Dabei wird das Wasser des Heizkreises erwärmt (in Lüftungsanlagen und anderen luftbasierten Wärmeverteilungssystemen die Luft). Der Druck wird dann durch ein Expansionsventil entspannt (Schritt 4). Dadurch ist der Kreislauf des Kältemittels komplett.



1: Verdampfer, 2: Kompressor, 3: Kondensator, 4: Ventil

Abbildung 35: Darstellung einer Kompressionswärmepumpe. Die Funktion einer treibstoffgetriebenen Wärmepumpe ist ähnlich, da der Kompressoren mit einem Verbrennungsmotor oder elektrisch angetrieben werden kann. Die Hauptunterschiede zu sorptionsgetriebenen Wärmepumpen sind die Art und Weise, wie das Kältemittel regeneriert wird (Quelle: Danish Energy Agency & Energinet.dk, 2015)

Für Kompressionswärmepumpen ist die nutzbare Wärmeleistung 3- bis 5-mal (COP) höher als der benötigte elektrische Strom. Dieser Faktor hängt von der Effizienz der Wärmepumpe, der Temperatur der Wärmequelle und der Wärmesenke sowie der Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle und Wärmesenke ab. Der Energiefluss ist im Sankey-Diagramm in Abbildung 36 dargestellt.

Die COP der elektrischen Wärmepumpen ist eine Funktion der Wärmequellentemperatur (in diesem Fall der Umgebungstemperatur) und der Nutztemperatur (in diesem Fall der Vorlauftemperatur im Heizsystem). Die Leistung elektrischer Wärmepumpen sollte nach den örtlichen Gegebenheiten beurteilt werden und somit als saisonaler Leistungskoeffizient (SCOP) angegeben werden, wenn man verschiedene Wärmepumpen miteinander vergleicht. In den folgenden Abbildungen ist die Leistungszahl einer elektrisch betriebenen Wärmepumpe in Abhängigkeit von der Temperatur der Wärmequelle dargestellt.

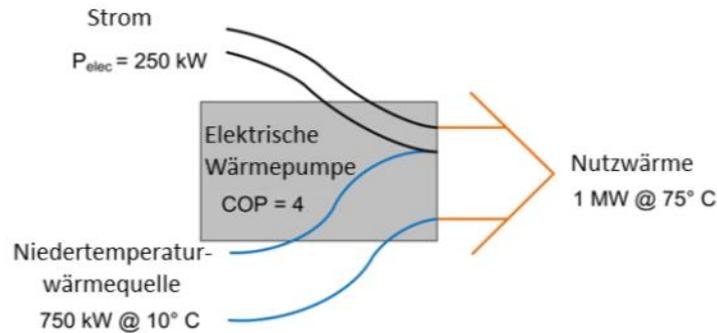


Abbildung 36: Sankey-Diagramm einer 1 MW Wärmepumpe; 250 kW elektrische Leistung und 750 kW thermische Leistung aus einer Wärmequelle mit 10°C werden genutzt um insgesamt 1 MW bei 75°C bereitzustellen (COP ist 4) (Quelle: Danish Energy Agency & Energinet.dk, 2015)

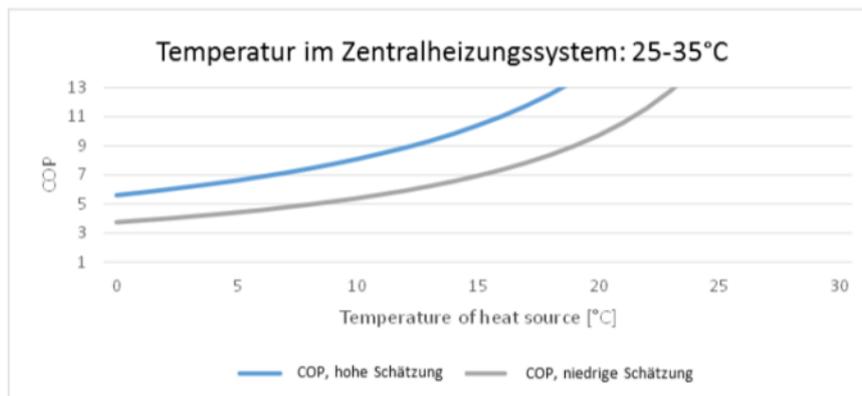


Abbildung 37: COP einer Wärmepumpe im Bezug auf die Wärmequellentemperatur. Temperaturniveaus der Zentralheizung: $25\text{-}35^\circ \text{C}$ (Rücklauf-Vorlauf), die Kühlung der Wärmequelle beträgt 5°C (Quelle: Danish Energy Agency & Energinet.dk, 2016)

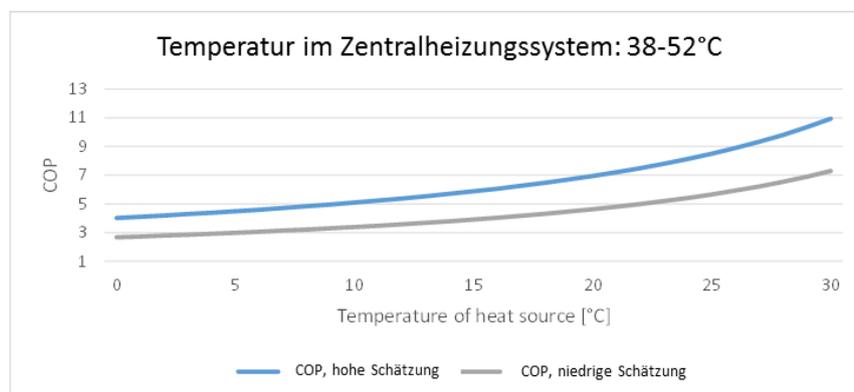


Abbildung 38: COP einer Wärmepumpe im Bezug auf die Wärmequellentemperatur. Temperaturniveaus der Zentralheizung: $38\text{-}52^\circ \text{C}$ (Rücklauf-Vorlauf), die Kühlung der Wärmequelle beträgt 5°C (Quelle: Danish Energy Agency & Energinet.dk, 2016)

Wie in Abbildung 37 und Abbildung 38 dargestellt, haben die Temperaturen der Zentralheizung (und die Differenz zwischen Vor- und Rücklauf) des Gebäudes einen entscheidenden Einfluss auf die Leistungszahl der Wärmepumpe. Die Betriebsparameter werden je nach Temperaturbereich der Wärmequelle entsprechend angepasst. Dabei muss beachtet werden, dass die Vor- und Rücklauftemperaturen von Gebäuden je nach regionalen Faktoren wie Baustandard, Vorschriften, Bedürfnissen der Verbraucher europaweit variieren. Die oben gezeigten Temperaturbereiche wurden so gewählt, dass sie den Unterschied zwischen Gebäuden mit Fußbodenheizung (25-35°C) und mit einer modernen Heizkörperheizung (38-52°C) verdeutlichen.

Für die Anwendung von großen Wärmepumpen in Wärmenetzen gelten die gleichen Aspekte der Temperaturniveaus: je niedriger die Vorlauftemperatur ist, desto höher ist die Leistungszahl und desto niedriger ist der Wärmepreis. Die Anwendung unterschiedlicher Vorlauftemperaturen ist sehr wichtig um die gute Versorgung der Heizung und die damit verbundenen Kosten zu optimieren.

Kompressionswärmepumpen, die elektrisch angetrieben werden, haben keine Abgasemissionen. Dies ist an Standorten vorteilhaft, an denen Einschränkungen bezüglich Abgasen bestehen. Der tatsächliche Primärenergiefaktor hängt jedoch von der Stromerzeugung und dem Strommix ab (z.B. fossilen, nuklearen, erneuerbaren usw.). Dieser variiert erheblich von Land zu Land und verändert sich auch im Laufe der Zeit.

Kompressionswärmepumpen können dazu beitragen, Strom effizient in Wärmenetze zu integrieren. Im Vergleich zu reinen Elektroheizern reduzieren sie den Stromverbrauch und damit die Belastung des Stromnetzes.

3.6.2 Sorptionswärmepumpen

Absorptionswärmepumpen werden nicht durch Strom angetrieben, sondern durch eine Wärmequelle, die als Prozesswärme wirkt. Diese Wärme regeneriert das Kältemittel, das bei niedrigem Temperaturniveau verdampfen kann und somit Wärmequellen mit niedriger Temperatur nutzen kann. Die Nutzwärme besteht aus der Prozesswärme und der Niedertemperatur-Wärmequelle. Theoretisch kann 1 kJ Wärme 1 kJ des Kältemittels regenerieren, was bedeutet, dass eine Absorptionswärmepumpe eine theoretische maximale Leistungszahl von etwa 2 aufweist. Aufgrund der Verluste beträgt die Leistungszahl aber etwa 1,4 bis 1,7. Der Energiefluss einer Absorptionswärmepumpe ist im Sankey-Diagramm in Abbildung 39 dargestellt.

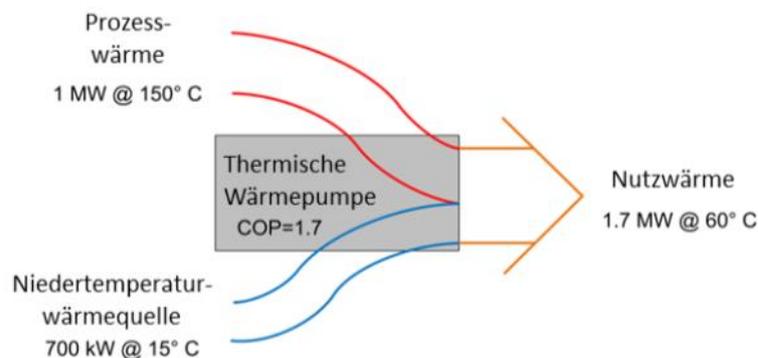


Abbildung 39: Sankey-Diagramm einer 1,7 MW Absorptionswärmepumpe; Hohe Temperaturquellen mit einer Leistung von 1MW ermöglichen es Niedertemperaturquellen mit einer Leistung von 700 KW bei 15°C zu nutzen. Dabei ist die gesamte Leistung der Nutzwärme 1,7 MW bei 60°C (Leistungszahl von 1,7) (Quelle: Danish Energy Agency & Energinet.dk, 2015)

Das Funktionsprinzip von **Adsorptionswärmepumpen** ähnelt dem der Absorptionswärmepumpe. Der Hauptunterschied besteht jedoch darin, dass eine Adsorptionswärmepumpe einen Feststoff als Sorptionsmaterial verwendet, statt einer Flüssigkeit. Gängige Materialpaare, die in Adsorptionswärmepumpenanlagen verwendet werden, sind:

- Zeolith - Wasser
- Silikagel (Kieselgel) - Wasser
- Aktivkohle - Methanol
- Aktivkohle / Salz - Ammoniak

3.6.3 Vergleich von Wärmepumpen

Die Wirtschaftlichkeit gasbetriebener und elektrischer Wärmepumpen muss immer gesamtwirtschaftlich betrachtet werden, um die verschiedenen Alternativen vergleichen zu können. Dabei müssen sowohl die Investitions- als auch die Betriebskosten berücksichtigt werden. Auch unterschiedliche Temperaturniveaus der Wärmequelle spielen eine Rolle. Gasbetriebene Wärmepumpen kommen zum Beispiel mit niedrigeren Temperaturen zurecht, als Kompressionswärmepumpen. Tabelle 3 zeigt die Vor- und Nachteile verschiedener Wärmequellen auf.

Tabelle 3: Vor- und Nachteile verschiedener Wärmepumpen (Quelle: PlanEnergi)

Wärmepumpentyp	Vorteile	Nachteile
Elektrisch, Luft-Luft	Ist eine geeignete Option in Gebäuden ohne hydraulische Zentralheizung	Generell geringe Konvergenz zwischen optimalen Betriebsbedingungen und hohen Wärmeanforderungen
	Einfache Installation, keine Erdarbeiten erforderlich	Es wird jeweils eine Anlage pro Zimmer benötigt oder es müssen andere Technologien für andere Räume eingesetzt werden
Elektrisch, Luft-Wasser	Eher niedrige Investitionskosten	In feuchten Frostperioden kann sich Eis auf dem äußeren Wärmetauscher bilden und die Effizienz verringern
	Reversible Luft-Luft Wärmepumpen können sowohl zum Heizen, als auch zum Kühlen verwendet werden	Billigere Produkte sind oft laut
Elektrisch, Luft-Wasser	Höhere COP in der Heizperiode als z.B. Luft-Luft Wärmepumpen	Billigere Produkte sind oft laut
	Einfachere Installation als z.B. Erdwärmepumpen	Der Wirkungsgrad ist abhängig von der Außentemperatur und der Vorlauftemperatur des Heizsystems. Daher sind sie in kalten Perioden, wenn die Nachfrage am höchsten ist, weniger effizient.
Elektrisch, Luft-Wasser		Die meisten Modelle haben eine max. Nutzttemperatur von 55-60°C, so dass ein Durchlauferhitzer für höhere Temperaturen oder zu Spitzenlasten erforderlich ist.
		Eine hohe saisonale Leistungszahl kann eine Anpassung der Zentralheizung erfordern (d. H. Zusätzliche Investitionen)

<p>Elektrisch, Sole-Wasser</p>	<p>Höhere COP in der Heizsaison als z.B. Luft-Luft- und Luft-Wasser Wärmepumpen</p> <p>Kontinuierliche Leistungszahl während des ganzen Jahres</p> <p>Das gleiche System kann den Raumheizungs- und Warmwasserbedarf abdecken</p> <p>Keine potenzielle Lärmbelästigung vom Außengerät</p>	<p>Die teuerste elektrische Wärmepumpentechnologie</p> <p>Zusätzliche Investition notwendig für den Erdwärmekollektor</p> <p>Eine hohe saisonale Leistungszahl kann eine Anpassung der Zentralheizung erfordern (d. H. Zusätzliche Investitionen)</p> <p>Erdarbeiten können notwendig sein (zusätzliche Investitionen)</p>
<p>Elektrisch, Grundwasser</p>	<p>Ausgeglichene Temperaturen des Grundwassers ermöglicht eine gleichmäßige Leistungszahl</p> <p>Andere Vorteile sind wie bei der Erdwärmepumpe</p>	<p>Hohe Investitionskosten</p> <p>Die Verwendung von Grundwasser für Energiezwecke kann gesetzlich geregelt sein</p> <p>Das Grundwasser kann zu tief sein, um es mit einer einfachen Bohrung zu erreichen</p> <p>Sicherheitsmaßnahmen zur Vermeidung einer Dekontamination des Grundwassers müssen getroffen werden</p>
<p>Elektrisch, Luftzirkulation</p>	<p>Möglichkeit zur Effizienzsteigerung durch Wärmerückgewinnung</p>	<p>Benötigt ein Lüftungssystem; Nachrüstung in Bestandsgebäude kann teuer oder unmöglich sein</p> <p>Die Wärmerückgewinnung aus dem Gebäudes ist begrenzt und es können nicht alle Energieverluste genutzt werden</p>
<p>Gas, Absorption</p>	<p>Bewährte Technologie die z.B. bestehende Gaskessel ersetzen kann</p> <p>Höhere Ausnutzung des Erdgases als z.B. bei Gaskesseln</p>	<p>Sehr begrenztes Produktpalette auf dem Markt</p>
<p>Gas, Adsorption</p>	<p>Gaskessel können leicht ersetzt werden</p> <p>Zeolith trägt nicht zum Treibhauseffekt bei im Gegensatz zu HFC-Kältemitteln die in vielen Wärmepumpen verwendet werden</p>	<p>Die Untergrenze der Wärmequelle ist ca. 2°C, d.h. Solarthermie oder Erdwärme sind notwendig falls diese Untergrenze erreicht wird</p> <p>Etwas weniger Effizient als z.B. Absorptionswärmepumpen</p> <p>Sehr begrenzte Produktpalette auf dem Markt und begrenzte Betriebserfahrungen verfügbar</p>
<p>Gas, Kompressoren-Verbrennungsmotor</p>	<p>Ausgereifte Technik für kommerzielle Zwecke</p> <p>Hohe saisonale Leistungszahl, im Vergleich zu anderen Gas-Wärmepumpen und gut Anwendbar, wenn auch Kühlung benötigt wird</p>	<p>Derzeit konzentriert sich die technologische Entwicklung auf gewerblichen Einsatz</p> <p>Lärm aus dem Motor kann ein Problem sein</p>

3.7 Spitzenlast- und Notkessel

Dieses Handbuch konzentriert sich nur auf erneuerbare Energien für Nahwärmenetze. Um Projekte jedoch wirtschaftlich zu machen, ist manchmal der Einsatz von fossilen Heizkesseln (Heizöl / Erdgas) notwendig, zum Beispiel als Spitzenlast- oder Notkessel.

Spitzenlastkessel werden nur eingeschaltet, wenn alle anderen Komponenten nicht ausreichen, um den Spitzenwärmebedarf zu liefern. Normalerweise tritt diese Situation nur an wenigen Tagen pro Jahr auf. Allerdings sind die Kosten, diese Kapazität bereitzustellen, generell ziemlich hoch. Daher kann es sinnvoll sein, einen preiswerten Spitzenlastkessel zu installieren, der das Gesamtprojekt realisierbar macht. Dieser Kessel könnte auch mit Biomethan als Erdgasersatz betrieben werden (siehe Kapitel 3.2.5) oder mit Pflanzenöl als Heizölersatz (siehe Kapitel 3.2.6).

Auch für den Fall, dass andere Wärmequellen eines Nahwärmenetzes ausfallen, können Notkessel zur Bereitstellung von Wärme verwendet werden. Sie können mit Öl oder Gas betrieben werden. Abhängig von dem Gesamtsystem und dem Geschäftskonzept können entweder Notkessel installiert werden oder mobile Notkessel externer Dienstleister integriert werden, wenn die dafür notwendigen Anschlüsse vorhanden sind.

In einigen Sonderfällen von Nahwärmenetzen, insbesondere wenn die Wärme durch die Abwärme einer Biogasanlage bereitgestellt wird, liefert der Wärmenetzbetreiber nur die Grundlastwärme und garantiert keine garantierte Vollversorgung. In diesem Geschäftsmodell ist der Wärmepreis für die Verbraucher geringer, da ihre Wärmeversorgung nicht garantiert ist. Deshalb müssen sie ihre individuelle Heizungsanlage in ihrem Haus weiter unterhalten, die dann als Not- oder Spitzenlastkessel dienen. Dieser Spezialfall wird ausführlich von Rutz et al. (2015) beschrieben.



Abbildung 40: Spitzenlastkessel für Heizöl an einer Biogasanlage in Deutschland (links) und für Erdgas an einer Biomasseanlage in Tschechien (rechts) (Quelle: Rutz D.)

4 Wärmespeichertechnologien

Wärmespeicher helfen dabei, die Wärmeerzeugung von der Wärmenachfrage zeitlich zu trennen und Schwankungen der Wärmeerzeugung auszugleichen. Speicher erhöhen die Flexibilität und ermöglichen es Energiequellen zu nutzen, die nicht zur gleichen Zeit verfügbar sind wie es der Bedarf notwendig machen würde. Wärmespeicher können auch billige Energie speichern, z.B. Überschussstrom, der in Wärme umgewandelt wird. Speicher helfen die Effizienz der Wärmeerzeuger zu steigern und ermöglichen es, z.B. Biomassekessel und KWK-Anlagen gleichmäßiger und mit höherer Kapazität zu betreiben.

Der Zweck der Speicherung ist es, Wärme oder Kälte einer verfügbaren Wärmequelle effizient zu speichern und damit effizient zu nutzen, wie z.B. die Wärme der Solarthermie am Tag oder die Wärme von elektrischen Boilern bei negativen Börsenstrompreisen. Die Größe des Speichers bemisst sich nach der zu überbrückenden Zeitspanne als auch nach der zu speichernden Wärmemenge.

Abhängig von der Zeit wann die Wärme benötigt wird, werden Kurzzeitspeicher und Saisonspeicher unterschieden. Kurzzeitspeicher gleichen die Wärmeerzeugung und den Wärmebedarf für einige Stunden bis zu einige Tage aus. Sie werden üblicherweise als Pufferspeicher bezeichnet. Saisonale Speicher sind viel größer, da sie die Wärmeerzeugung und den Bedarf von einer Saison zur nächsten ausgleichen. Dies wird meist genutzt um Solarwärme im Sommer für die Winterzeit zu speichern.

Folgende Arten von Speichertechnologien existieren:

- **Sensible Wärmespeicher:** verwendet die spezifische Wärmespeicherkapazität des Speichermediums. Als Speichermedium wird hauptsächlich Wasser eingesetzt, da Wasser eine hohe Wärmespeicherkapazität hat, günstig ist und nicht giftig ist.
- **Latentwärmespeicher:** nutzen die latente Wärme des Speichermediums, während eines Phasenwechsels (meist von festen zu flüssig) bei gleichbleibender Temperatur. Verwendet werden so genannte Phasenwechselmaterialien (Phase Change Materials, PCM).
- **Thermochemische Wärmespeicher:** nutzen die gespeicherte Wärme einer reversiblen chemischen Reaktion.
- **Sorptionswärmespeicher:** nutzen die Wärme von Ad- oder Absorption zweier Medien, beispielsweise Zeolith-Wasser (Adsorption) oder Wasser-Lithiumbromid (Absorption).

Bei **sensiblen Wärmespeichern** wird die Temperatur des Mediums durch Wärmezufuhr erhöht. So kann Wärme im Medium gespeichert werden, wobei die Speichereigenschaften vom verwendeten Medium, sowie von der Wärmedämmung des Systems beeinflusst werden. Sensible Speicher sind die am meisten eingesetzten Speicher und werden meist als Pufferspeicher in Gebäuden verwendet. Weitere Details sind in den Kapiteln 4.1 und 4.2 beschrieben.

Die häufigsten Technologien für sensible Wärmespeicher sind (Abbildung 41):

- **Speichertanks** - Tank thermal energy storage, TTES (hauptsächlich Tagesspeicher)
- **Speicherbecken** - Pit thermal energy storage, PTES (Tages- bis Saisonspeicher)
- **Erdsondenspeicher** - Borehole thermal energy storage, BTES (Tages- bis Saisonspeicher)
- **Grundwasserwärmespeicher** - Aquifer thermal energy storage, ATES (Tages- bis Saisonspeicher)

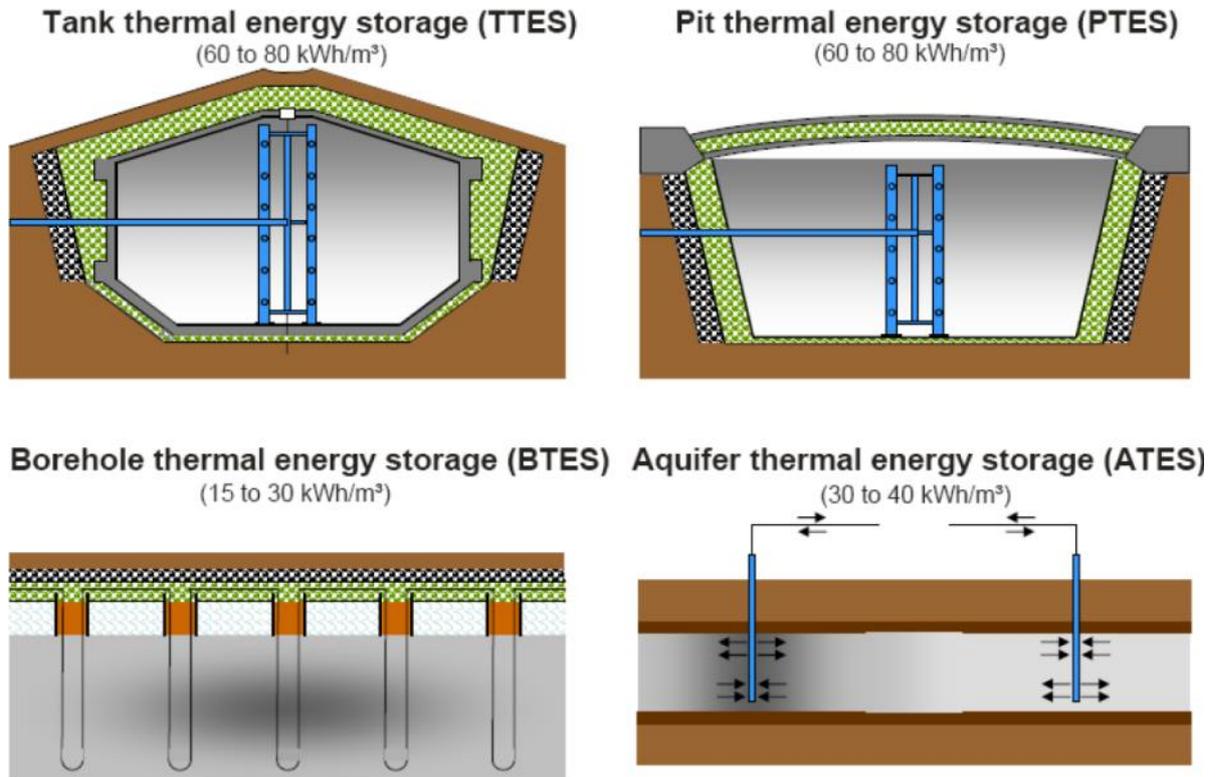


Abbildung 41: Konzepte thermischer Energiespeicher (Quelle: Steinbeis Forschungsinstitut Solites)

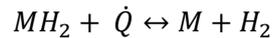
Latentwärmespeicher nutzen Phasenwechselmaterialien (PCM), die den Aggregatzustand (Phase) bei Wärmezufuhr wechseln. Wenn der Phasenwechsel mit einem Wärmeaustausch verbunden ist (was meistens der Fall ist), wird Wärme im Material latent gespeichert und kann über den umgekehrten Prozess wieder entnommen werden. Die Speichereigenschaften hängen vom Wärmetransfer und der Wärmedämmung ab.

Eine Spezialanwendung von Wärmespeichern mit PCM ist die Speicherung in mobilen Containern (Abbildung 42). Container können verwendet werden, wenn kein Nah- oder Fernwärmenetz vorhanden ist, es zu weit von der Wärmequelle entfernt ist, oder ein Wärmenetz aufgrund von anderen Rahmenbedingungen nicht möglich ist. Es handelt sich hierbei allerdings um eine noch nicht ganz ausgereifte Technologie und nur wenige Hersteller bieten Wärmespeicher in mobilen Containern an.

Zusätzlich zu den gängigen Latentwärmespeichern gibt es auch Hochtemperatur-Latentwärmespeicher (HT-LHS) über 300°C und Niedertemperatur-Latentwärmespeicher (LT-LHS) unter 0°C.

Thermochemische Wärmespeicher nutzen einen reversiblen chemischen Prozess wobei sich die Enthalpie ändert. Ein Beispiel dafür ist die Metallhydridreaktion, dargestellt in Formel 2.

Die Speicherkapazität von thermochemischen Speichern hängt von der Enthalpieänderung ab. Verluste können reduziert werden, wenn der umgekehrte Prozess (Entstehung von Gas) durch ein Ventil verhindert wird. Die Reaktion kann durch Öffnen des Ventils umgekehrt werden und damit die Reaktion umgekehrt werden.



Formel 2

\dot{Q} Notwendige Wärme um das Hydrid abzuspalten (die Hydrid-Spaltung ist ein endothermischer Prozess) [W]

M Metall

H_2 Wasserstoff



Abbildung 42: Mobiler Wärmespeichercontainer einer Müllverbrennungsanlage (Augsburg, Germany) (Quelle: Rutz D.)

Sorptionsspeicher nutzen die Wärme von Ad- oder Absorption zweier Materialien, wie Zeolith-Wasser (Adsorption) oder Wasser-Lithium Bromid (Absorption). Das Interesse an diesen Speichern ist stark gestiegen, aufgrund der hohen Energiedichten und Langzeitspeicherungsmöglichkeit für Wärme.

4.1 Kurzzeitspeicher

Es gibt viele unterschiedliche Kurzzeitspeicher, die zur Optimierung der Wärme- und Kälteproduktion eingesetzt werden können. Der am meisten verwendete Kurzzeitspeicher ist der Pufferspeicher, der meistens aus einem isolierten Stahltank besteht.

Kurzzeitspeicher können aus rostfreiem Stahl, Beton oder glasfaserverstärktem Kunststoff hergestellt werden. Das Speichermedium ist meistens Wasser. Die Größe hängt von der Gesamtsystemgröße ab. Bei Haushalten werden Speicher von einigen hundert Litern verwendet, bis hin zu Pufferspeichern für Fernwärmenetze mit mehreren hundert Kubikmetern. Die Wärmedämmung der Speicher wird nach den klimatischen Bedingungen, dem Temperaturniveau im Speicher und der Verwendung des Speichers ausgewählt. Manche Stahlspeicher von Fernwärmesystemen in Dänemark verwenden 30 bis 45 cm Mineralwolle, um Wärmeverluste gering zu halten, wie in Abbildung 43 dargestellt ist.

Speicher können sehr kalte oder heiße Temperaturen speichern. Die Temperatur in der oberen Schichtung des Wärmespeichers entspricht der Vorlauftemperatur des Nahwärmenetzes.

Die Speicherkapazität hängt vom Temperaturniveau im Speicher ab, wobei die Kapazität für sensible Wärmespeicher in Formel 3 ausgedrückt wird. Je größer die Temperaturdifferenz, desto größer ist die Wärmespeicherkapazität für eine bestimmte Speichermasse eines Wärmeträgers.



Abbildung 43: Bau von Stahlspeichern der Hjallerup Fernwärme. Links: Bau zweier neuer Stahlspeicher für die KWK in Hjallerup. Rechts: Bau eines neuen Stahlspeichers für ein Solarkollektorfeld und einen strohbefeuerten Kessel. Mehr über die Hjallerup Fernwärme ist im Best Practice Bericht von Laurberg Jensen et al. (2016) zu finden (Quelle: www.hjallerupfjernvarme.dk)

$$Q = m \cdot c_p \cdot \Delta T$$

Formel 3

Q gespeicherte Wärme

m Masse des Speichermediums (Wärmeträger)

c_p spezifische Wärmekapazität des Speichermediums

ΔT Differenz zwischen maximaler und minimaler Temperatur des Speichers

Wasser ist das am meisten eingesetzte Wärmeträgermedium für Temperaturen unter 100°C. Unter Druck stehendes Wasser kann auch zur Wärmespeicherung über 100°C eingesetzt werden. Wasser wird aufgrund der vielen Vorteile eingesetzt. Es ist nicht giftig, günstig und die physikalischen Eigenschaften sind sehr gut, um Wärme zu speichern. Die spezifische Wärmekapazität von Wasser ist etwa 4,18 kJ/(kg·K) und damit höher, als die spezifische Wärmekapazität von den meisten anderen günstigen und reichlich verfügbaren Wärmeträgern, wie beispielsweise Sand, Eisen oder Beton.

Die Temperatur mit der der Speicher versorgt wird, ist üblicherweise die Temperatur vom Wärmeerzeuger. In den meisten Anlagen kann der Speicher die Vorlauftemperatur des Wärmenetzes zu Verfügung stellen. Die Wärmeverteilung (Schichtung) im Speicher erfolgt durch angeschlossene und gesteuerte Leitungen, um die Effizienz des Speichers zu maximieren.

Die vertikale Wärmeverteilung oder **Temperaturschichtung** im Speicher wird ausgenutzt, da das heißeste Wasser ganz oben im Speicher entnommen werden kann. Die meisten Speicher haben mehrere Anschlüsse, um verschiedene Wärmequellen zu nutzen und um Wärme aus unterschiedlichen Schichten des Speichers zu entnehmen. Durch diese

Regelung kann Wasser aus den gewünschten Temperaturschichten des Speichers entnommen werden (z.B. im mittleren Teil des Speichers), wenn die Temperatur ganz oben im Speicher zu heiß für die benötigte Vorlauftemperatur ist. Eine gute Wärmeschichtung ist besonders beim Einsatz von sehr großen Speichern notwendig. Eine gute Wärmeschichtung ist dann vorhanden, wenn die Temperaturdifferenz im Speicher zwischen oben und unten hoch ist.

Stahlspeicher sind die am meisten eingesetzte Speichertechnologie. Annähernd 300 dänische Wärmenetze haben solche Pufferspeicher. Stahlspeicher werden als oberirdische, zylindrische Speicher (häufigster Fall in Dänemark), aber auch unterirdisch eingesetzt. In Deutschland werden Stahlspeicher manchmal auch als saisonale Wärmespeicher in Verbindung mit Solarthermie für kleinere Wohngebiete verwendet. Oberirdische Speicher können in der Landschaft sehr dominant wirken. Die Oberfläche unterirdischer Speicher kann auch für andere Zwecke genutzt werden.

Die zylindrischen Stahltanks wurden in Dänemark ursprünglich in KWK-Anlagen genutzt, um die Einnahmen aus der KWK während hoher Marktstrompreise zu maximieren. Die durchschnittliche Größe dieser Speicher beträgt etwa 3.000 m³, wobei die gesamte Speicherkapazität in Dänemark bei etwa 50 GWh liegt. Da der Anteil der Stromproduktion aus Windkraft in Dänemark zunimmt werden Kapazitäten von KWK-Anlagen freigesetzt, so dass deren Speicherkapazitäten auch für die Nutzung von Solarthermie verwendet werden können. Speicher können generell auch zur Optimierung anderer Wärmeerzeuger eingesetzt werden, wie z.B. für Biomassekessel.

4.2 Saisonale Wärmespeicher

Saisonale Wärmespeicher gleichen die Wärmeproduktion und den Wärmeverbrauch von einer Saison zur anderen aus. Dabei wird meistens solare Wärme vom Sommer zur Winterzeit gespeichert. Ein saisonaler Speicher ermöglicht einen hohen solaren Deckungsbeitrag, hat aber auch höhere Investitionskosten. Saisonale Speicher sollten auf die maximal benötigte Speicherkapazität ausgelegt werden, da diese Speicher schwierig modular erweiterbar sind.

Neben der Nutzung von saisonalen Speichern in Kombination mit Solarthermie, können diese Speicher auch Wärme von Wärmepumpen oder Abwärme aus der Industrie speichern. Ein Beispiel dafür ist die Fernwärme in Gram (Dänemark) welches im Best Practice Bericht von Laurberg Jensen et al. 2016 beschrieben wird.

Die unterschiedlichen Speichertechnologien für saisonale Speicher sind (Abbildung 41):

- Speicherbecken (PTES): Dronninglund, Marstal, Gram (Dänemark)
- Erdsondenwärmespeicher (BTES): Brædstrup (Dänemark)
- Grundwasserwärmespeicher (ATES)

Wärmespeicherbecken (PTES) sind relativ günstig und wurden in Verbindung mit großen Solarthermieranlagen entwickelt. Es gibt derzeit nicht viele PTES, wobei die Technologie ein großes Entwicklungspotential hat. Eine Herausforderung ist die Begrenzung des Temperaturniveaus, da Temperaturen von etwa 90°C die Lebensdauer der Dichtfolie verkürzen. Die Weiterentwicklung von Wärmespeicherbecken mit hohen aber auch mit niedrigen Temperaturen erlaubt es, sie nicht nur in Verbindung mit Solarthermie zu verwenden, sondern auch mit industrieller Abwärme. Ein Beispiel dafür ist das Wärmenetz von Gram (Dänemark) das zum Teil mit industrieller Abwärme gespeist wird, den Industriebetrieb aber auch wieder mit Wärme versorgt. Der Flächenverbrauch von PTES ist beachtlich und muss daher immer die lokalen Rahmenbedingungen berücksichtigen.

Erdsondenwärmespeicher (BTES) sind relativ neu. Ein Beispiel eines Wärmenetzes mit Erdsondenwärmespeicher ist Brædstrup (Dänemark). BTES können PTES als saisonale

Speicher ergänzen wenn PTES nicht anwendbar sind. Die BTES Technologie ist nach wie vor in Entwicklung.

Grundwasserwärmespeicher können zum Speichern von bis zu 20°C eingesetzt werden. Diese niedrige Temperatur beschränkt das Anwendungsfeld. In Dänemark gibt es ein paar Beispiele in denen Grundwasserwärmespeicher mit Fernwärme kombiniert werden. Meistens werden sie als Einzelanwendungen für größere Gebäude eingesetzt. Auch die Wärmespeicherung in tieferen Wasserreservoirs (unter 250 m) ist möglich, wobei dies von den lokalen unterirdischen Bedingungen abhängt.



Abbildung 44: Speicherbecken in Marstal, Dänemark (Quelle: PlanEnergi)



Abbildung 45: Rand eines Speicherbeckens einer Solarthermie-Fernwärmanlage in Gram, Dänemark (Quelle: Rutz D.)



Abbildung 46: Erdsondenwärmespeicher einer Solarthermie-Fernwärmanlage in Brædstrup, Dänemark (Quelle: PlanEnergi)

5 Wärmenetze

5.1 Größe des Wärmenetzes

Ein Wärmenetz kann unterschiedlich groß sein. Große Fernwärmenetze, z.B. in Kopenhagen, versorgen ganze Städte, Nahwärmenetze versorgen kleine Stadtteile oder Dörfer und Mikronetze versorgen nur wenige Haushalte. Die Wärmenetzgröße hängt natürlich vom zu versorgenden Gebiet ab. Bei großen Fernwärmesystemen kann das Netz aus Transmissionsleitungen (Wärmetransport bei hohen Temperaturen und Drücken über weite Strecken) und Verteilleitungen (lokale Wärmeverteilung zu den Verbrauchern bei niedrigeren Temperaturen und Drücken) bestehen (Danish Energy Agency & Energinet.dk, 2015).

Nahwärmenetze sind eher kleine und lokale Konzepte zur Versorgung von Haushalten, sowie kleinen und mittleren Industriebetrieben mit erneuerbarer Energie. Manchmal können sie auch mit großen Fernwärmenetzen kombiniert werden. Normalerweise handelt es sich aber um kleine, unabhängige Rohrleitungsnetze mit einer überschaubaren Anzahl an Anschlüssen. Meistens werden kleine, modulare, erneuerbare Wärmenetze in Dörfern oder kleineren Städten umgesetzt. Die Wärmeversorgung kann hierbei verschiedene Wärmequellen integrieren, wie beispielsweise Solarkollektoren, Biomasse und Abwärme (z.B. von Industrieprozessen, oder aus einer Biogasanlage die noch keine Wärmenutzung hat). Fossil betriebene Kessel können als Spitzenlast- oder Notkessel eingebaut werden, um die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems zu erhöhen. Nahwärmenetze werden üblicherweise gewerblich betrieben und sind größer als Mikronetze.

Mikronetze versorgen normalerweise nur wenig Verbraucher mit ca. 2-10 Anschlussstellen. Der Vorteil von Mikronetzen ist, dass sie oft einfacher, schneller und ohne lange Genehmigungsverfahren gebaut werden können. Die Verbraucher einigen sich untereinander über ein passendes Wärmeabrechnungsverfahren, sowie darüber, wer der Betreiber der Anlage ist.

Unabhängig der Netzgröße ist es wichtig, die Leitungen nicht zu überdimensionieren. Größere Leitungsdurchmesser verursachen höhere Wärmeverluste und höhere Investitionskosten.

Die „Trassenbelegung“ (Wärmedichte des Netzes; siehe Kapitel 6.2.2) wird über die jährlich verkaufte Wärmemenge (MWh/a), dividiert durch die Länge des Netzes (in Meter, Trassenmeter, somit nur die einfache Länge), berechnet. Diese Kennzahl sollte als Faustregel mindestens 900 kWh/m pro Jahr betragen. Ziel sollte sein, viel Wärme, bei kurzem Rohrleitungsnetz, abzusetzen. Falls die Wärmedichte des Netzes zu klein ist, können individuelle Heizungssysteme der Haushalte bevorzugt werden.

5.2 *Temperaturniveaus*

5.2.1 *Auswahl geeigneter Temperaturniveaus*

Grundsätzlich gilt, dass es für den Netzbetreiber besser ist, je größer die Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf des Netzes ist. Eine große Temperaturdifferenz reduziert den Massenstrom was den elektrischen Strombedarf der Wärmenetzpumpe verringert. Dadurch sinken die Wärmeverluste des Wärmenetzes.

Bei der Auswahl des richtigen Temperaturniveaus für Wärmenetze gibt es einige Regeln zu beachten:

- Das Temperaturniveau bei kleinen Wärmenetzen hängt von der benötigten Temperatur der Abnehmer ab. Falls das gewünschte Temperaturniveau zu hoch sein sollte, oder nur wenige Verbraucher dieses hohe Niveau benötigen würden, sollte überlegt werden, individuelle Heizungssysteme bei diesen Konsumenten vorzusehen, oder diese nicht ans Netz anzuschließen.
- Ein weiterer entscheidender Faktor des Wärmenetzes sind die Wärmeverluste des Netzes. Je höher die Temperatur ist, desto größer sind die Verluste.
- Schwankende Vorlauftemperaturen innerhalb eines Tages sollten minimiert werden, um Spannungen und damit Materialermüdung der Rohrleitung zu verringern. Schwankende Vorlauftemperaturen oder das Abschalten des Netzes verursachen Spannungen und verringern so die Lebensdauer des Wärmenetzes.
- Die Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf des Netzes sollte mindestens 30 Kelvin betragen, um den Massenstrom, die Leitungsdimensionen und elektrische Pumpkosten zu verringern.

Die Vorlauftemperatur des Netzes kann saisonal variabel gefahren werden, abhängig von der Außenlufttemperatur (Abbildung 47). Im Winter bei niedrigen Außentemperaturen wird die Vorlauftemperatur normalerweise am heißesten eingestellt. Im Sommer muss die Vorlauftemperatur mindestens das Temperaturniveau der Warmwasserbereitung der Haushalte decken können (Ausnahme: Niedertemperaturnetze).

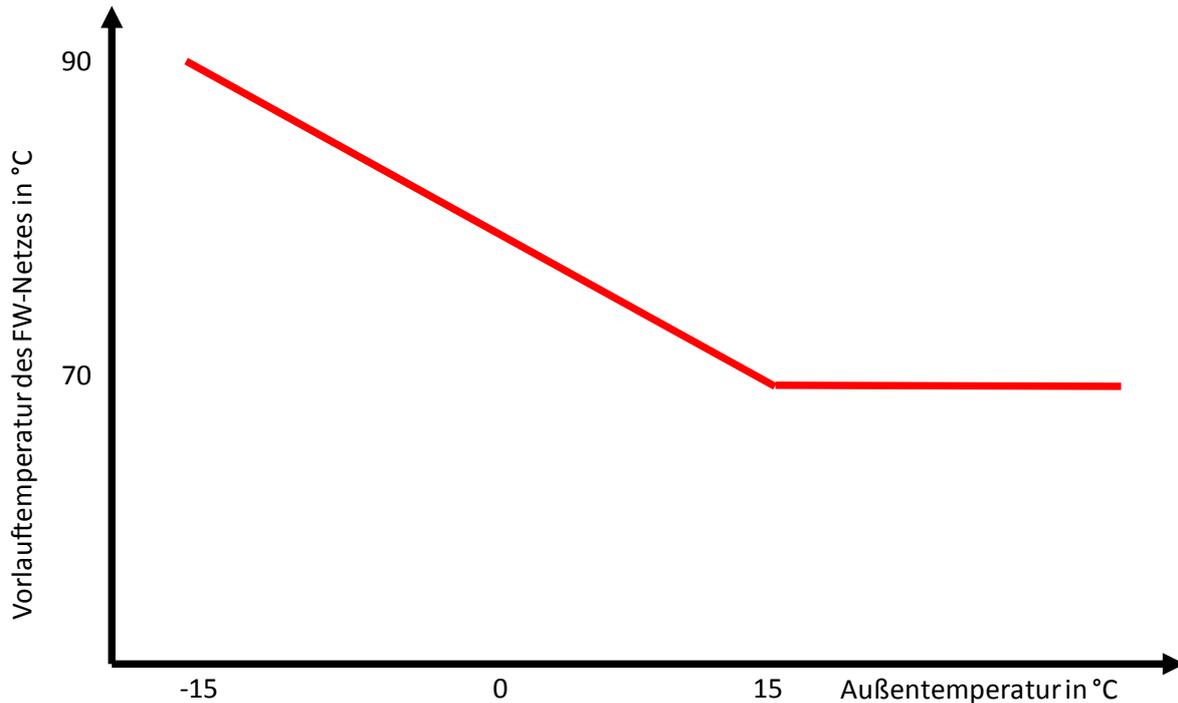


Abbildung 47: Beispiel für die Vorlauftemperatur eines Netzes, abhängig von der Außentemperatur (Quelle: Güssing Energy Technologies)

5.2.2 Hochtemperaturwärmenetze

Systeme mit höherer Vorlauftemperatur können beispielsweise für industrielle Wärmekunden notwendig sein und werden meist mit über 90°C Vorlauftemperatur betrieben. Die höheren Temperaturen verursachen höhere Netzwärmeverluste und reduzieren die Lebensdauer des Wärmenetzes.

Die Heizzentrale sollte idealer Weise in der Nähe der industriellen Wärmeabnehmer, die die höhere Vorlauftemperatur benötigen, situiert sein. Der Rest des Wärmenetzes (z.B. für Gebäudeheizung, Haushalte) sollte dann mit einer geringeren Vorlauftemperatur betrieben werden.

Industrielle Wärmeabnehmer verursachen oftmals hohe Rücklauftemperaturen im Netz, indem falsche hydraulische Schaltungen oder Regelventile verwendet werden. Das Ziel sollte sein, die Rücklauftemperatur zu reduzieren, um den Massenstrom und die Netzverluste gering zu halten. Man sollte berücksichtigen, dass manche Wärmeerzeuger (z.B. Gasmotoren) niedrige Rücklauftemperaturen benötigen, um einwandfrei gekühlt zu werden.

5.2.3 Mitteltemperaturwärmenetze

Die meisten Wärmenetze werden mit mittleren Vorlauftemperaturen betrieben. Die Vorlauftemperaturen reichen hierbei von etwa 65°C bis etwa 90°C. Diese Temperaturniveaus werden oftmals zur Gebäudeheizung (z.B. Häuser, Büros oder öffentliche Gebäude) und zur Versorgung mit Warmwasser verwendet. Bestehende Altbauten benötigen meist Vorlauftemperaturen von über 80°C. Bei neueren Gebäuden reicht meist eine Vorlauftemperatur zwischen 50°C und 70°C. Das ist von der Wärmedämmung des Gebäudes sowie von den eingesetzten Heizkörpern (z.B. Rippenheizkörper oder Fußbodenheizung) abhängig.

Um das Trinkwarmwasser vor Legionellen zu schützen, die Krankheiten verursachen können, sollte die Vorlauftemperatur zur Warmwasserbereitung das ganze Jahr mindestens 65-70°C betragen.

5.2.4 Niedertemperaturwärmenetze

Niedertemperaturwärmenetze mit Vorlauftemperaturen kleiner als 65°C werden immer öfter bei Siedlungen und Gebäuden mit Niedrigenergie-Standard eingesetzt. Vorteil ist, dass durch die niedrigen Temperaturen die Netzwärmeverluste minimiert werden können. Außerdem können problemlos Kunststoffleitungen verwendet werden. Es ist auch möglich, zusätzlich andere Niedertemperaturwärmequellen, wie z.B. die Wärme aus der Wärmepumpe oder industrielle Abwärme, ins System zu integrieren. Bei diesen Temperaturniveaus können sich Legionellen gut entwickeln, zusätzliche Einrichtungen, wie z.B. Wärmetauscher können dieses Problem aber beheben.

Niedertemperaturwärmenetze können auch als Subnetze in Hoch- oder Mitteltemperaturnetzen (Abbildung 48) eingesetzt werden. Der Rücklauf von Hoch- oder Mitteltemperaturnetzen kann als Vorlauf für das Niedertemperaturnetz genutzt werden. Nach Wärmenutzung wird das Wasser wieder in den Rücklauf des Hoch- oder Mitteltemperaturnetzes eingeführt.

Die Vorteile von Niedertemperaturwärmenetzen sind die geringeren Wärmeverluste. Das spart Energie und Brennstoffkosten. Ein weiterer Vorteil ist, dass niedrigere Vorlauftemperaturen die Einbindung einer größeren Bandbreite an Wärmequellen ermöglicht.

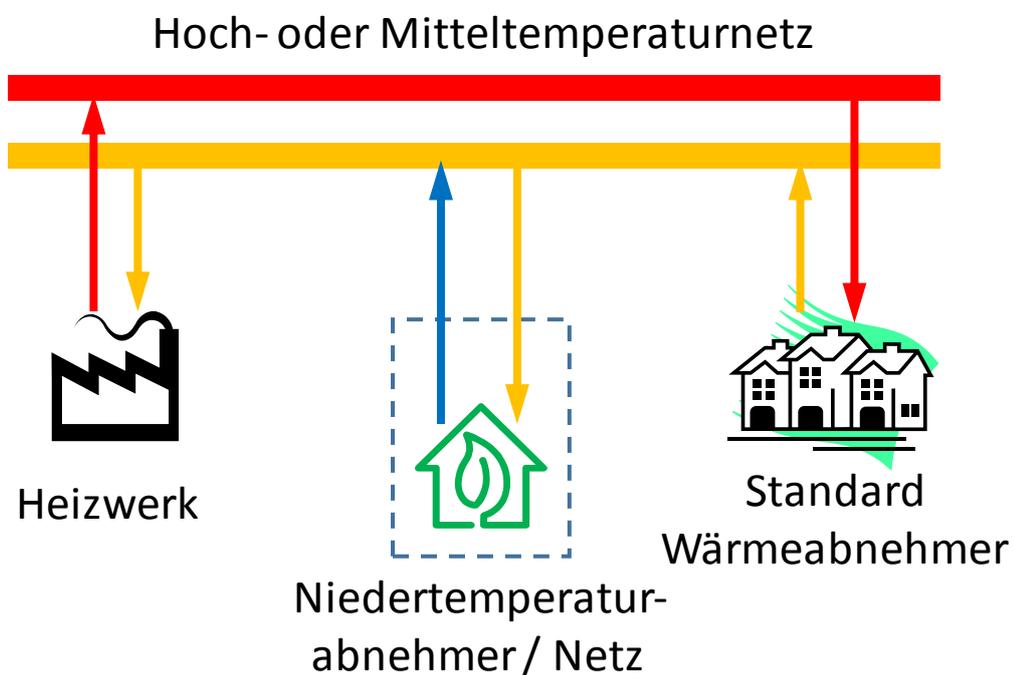


Abbildung 48: Nutzung des Rücklaufs eines Hoch- oder Mitteltemperaturwärmenetzes für ein Niedertemperaturwärmenetze (Quelle: Güssing Energy Technologies)

In Österreich gibt es zum Beispiel Niedertemperaturnetze mit ganzjährig konstanten Vorlauftemperaturen von 55°C. Die Verbraucher sind direkt ans Netz angebunden. Im Winter wird das Wärmenetz mit einem Pelletkessel und im Sommer mit einer Luft/Wasser Wärmepumpe beheizt. Angeschlossen werden an dieses Netz nur Gebäude mit niedrigem spezifischen Energiebedarf (mit Fußbodenheizung oder Niedertemperaturheizkörper), sowie

in dicht besiedelten Gebieten (z.B. Wohnsiedlung), in denen keine langen Leitungslängen verlegt werden müssen. Das Warmwasser wird dort mit Wärmetauschern im Durchlaufsystem bei jedem Konsumenten erzeugt.

Im Beispiel Dollnstein (Deutschland) (siehe CoolHeating Best Practice Report von Laurberg Jensen et al. 2016), werden im Sommer Netzvorlauftemperaturen von 20 bis 30°C verwendet, da der Wärmebedarf im Sommer gering ist. Hohe Temperaturen verursachen größere Wärmeverluste. Um diese Verluste zu minimieren, wird die Netztemperatur in Dollnstein von Mai bis Ende September auf 20 bis 30°C abgesenkt. Diese saisonale Fahrweise ermöglicht es, den Wärmebedarf im Sommer komplett über erneuerbare Energien (Solar) zu decken.

Mehr Informationen über Niedertemperatursysteme mit einigen Fallbeispielen sind in Köfinger et al (2015) zu finden.

5.2.5 Die Rolle von niedrigen Rücklauftemperaturen im Netz

Die bezogene Wärme aus dem Wärmenetz hängt hauptsächlich von der Auslegung und dem Betrieb des gebäudeinternen Heizungssystems, sowie von der Wärmeübergabestation ab. Sowohl der Wärmeabnehmer als auch der Wärmelieferant sind an niedrigen Netzzücklauftemperaturen interessiert. Dabei ist die Regelung und Überwachung von Vor- und Rücklauftemperatur des Netzes besonders wichtig (Euroheat & Power, 2008).

Das Ziel sollte sein, die Rücklauftemperaturen beim Verbraucher zu reduzieren und damit auch die Rücklauftemperatur des gesamten Wärmenetzes. Niedrige Rücklauftemperaturen führen zu geringeren Massenströmen und Pumpkosten, sowie zu höheren Wärmetransportkapazitäten des Wärmenetzes. Daher sollen Wärmenetzbetreiber die hydraulischen Schemata der Verbraucher überprüfen und die Konsumenten zur Adaptierung ihrer Heizungsinstallation anregen die Rücklauftemperatur zu senken.

5.2.6 Überwachung der Temperaturniveaus

Die Überwachung (Monitoring) der Temperaturen hilft dabei, die Vor- und Rücklauftemperatur zu senken und eine größere Temperaturdifferenz zu erzielen. Dadurch werden Wärmeverluste minimiert, Brennstoff wird gespart und CO₂ Emissionen reduziert. Einige Wärmenetzbetreiber setzen hier spezielle Software ein, die auch mit Netzberechnungsprogrammen und SCADA Systemen (Supervisory Control and Data Acquisition) von Wärmenetzen verbunden werden können.

Ein Optimierungsprogramm bezieht notwendige Messdaten vom Netz, beispielsweise die Vorlauftemperatur. Die Messeinrichtung wird normalerweise an den kritischen Stellen im Netz angebracht. Die Messwerte können auch Wettervorhersagen, Wärmebedarf und Netztemperaturen beinhalten und werden sehr schnell verarbeitet. Betriebsparameter können so stündlich (oder kürzer) identifiziert werden, um den Gesamtbetrieb so effizient wie möglich zu gestalten.

Grundsätzlich verwenden Softwareprogramme meist folgende Parameter, um die Vorlauftemperatur zu berechnen:

- Wetter
- Durchfluss
- Rücklauftemperatur
- Warmwasserverbrauch
- Wochentag, Wochenende, Ferien

Der Nutzen der Temperaturoptimierung ist:

- Geringere durchschnittliche Vor- und Rücklauftemperaturen
- Geringere Wärmenetzverluste
- Optimierter Durchfluss der Wärmenetzpumpen

5.3 Wärmenetzleitungen

Ein Wärmenetz besteht aus Wärmeleitungen (**Vorlauf**), die das warme Wasser vom Wärmeerzeuger zum Konsumenten transportieren. Das durch die Verbraucher abgekühlte Wasser wird über den **Rücklauf** zum Wärmeerzeuger zurück gepumpt. Die Auswahl der Wärmeleitungen muss sorgfältig erfolgen, um die Gesamteffizienz zu steigern und die Wärmenetzverluste zu minimieren. Der Rohrdurchmesser der Leitungen und das verwendete Material sind Haupteigenschaften, die berücksichtigt werden müssen.

5.3.1 Art und Durchmesser der Wärmeleitungen

Die Art und der Durchmesser der Leitungsrohre hängen von der Entfernung, dem Druck und der transportierten Wärmemenge ab. Typische Rohrdurchmesser sind 16-600 mm groß. Sie beeinflussen die Kapazität der Wärmeleitung.

Die meisten Wärmenetze verwenden vorisolierte Wärmeleitungen die meist aus drei Schichten (Abbildung 49) bestehen. Das Wärmeträgerrohr transportiert den Wärmeträger, meistens Wasser. Die Dämmschicht reduziert die Wärmeverluste. Das Schutz- oder Mantelrohr schützt die Dämmschicht. Bei kleinen Dimensionen werden häufig flexible Leitungen eingesetzt, bei großen Dimensionen sind meist Stahlleitungen notwendig.

Insbesondere für kleinere Durchmesser werden häufig Doppelrohre, anstatt von Einzelrohren, verwendet. Bei einem Doppelrohr sind Vor- und Rücklauf in einer gemeinsamen Wärmeleitung kombiniert. Dadurch können die Wärmeverluste und die Installationskosten im Vergleich zu Einzelrohren reduziert werden. Für sehr große Rohre (> Ø219 mm), wie beispielsweise für Zulieferleitungen gibt es keine Doppelrohrleitungen.

Das Wärmeträgerrohr von Hausanschlussleitungen wird üblicherweise aus Polymer, Alu-PEX, Kupfer oder Stahl hergestellt. Bei größeren Dimensionen werden meist Stahlleitungen eingesetzt, da diese einem höheren Druck aushalten. Bei kleineren Dimensionen werden oft Polymer-Leitungen verwendet, da diese flexibler und einfacher zu installieren sind.

Der Mantel für Hausanschlussleitungen wird aus glatten oder gewellten Polymeren, wie z.B. Polyethylen geringer Dichte (PEL) oder Polyethylen hoher Dichte (PEH) hergestellt. Die Dämmung besteht aus Polyurethanschaum (PUR) oder Mineralwolle.

Flexible Rohre, als auch Stahlrohre, sollten eine Diffusionsschicht zwischen Dämmung und dem äußeren Mantel haben, um die Wärmeleitung konstant gering zu halten.

Bei modernen Leitungen wird meist ein Leckwarnsystem installiert, da ein Leck zu reduzierter Dämmung und damit zu höheren Wärme- und Wasserverlusten führen kann. Hierzu werden zwei in die Dämmung integrierte Drähte (Abbildung 51) verwendet, um Messwerte an das Leckwarnsystem zu liefern.

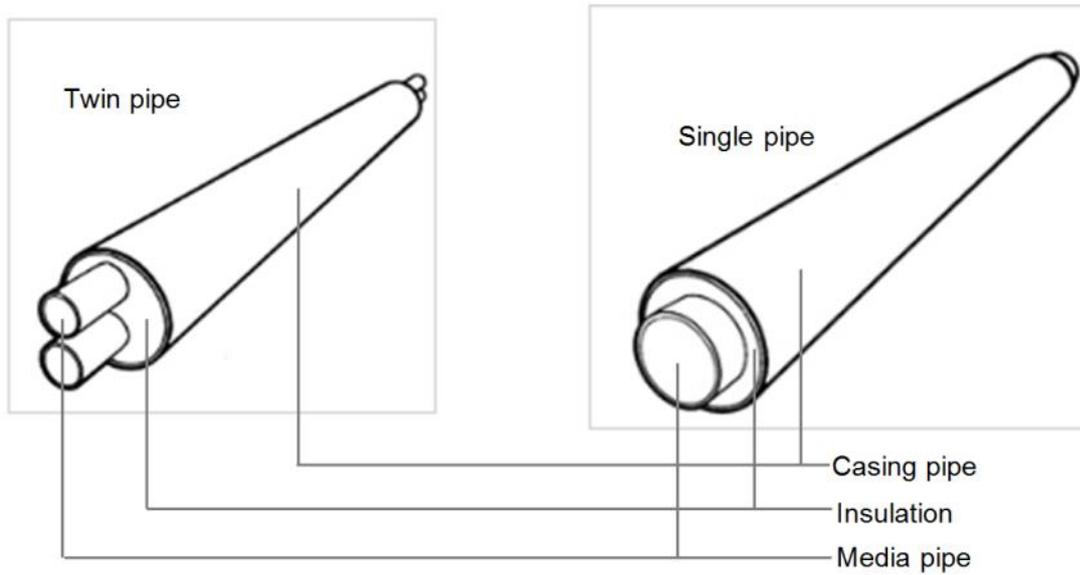


Abbildung 49: Schnitt von Wärmeleitungen (Quelle: in Anlehnung an Isoterm)



Abbildung 50: Beispiele von Einzel- und Doppelrohrleitungen aus Stahl (links), sowie Doppel-Polymer-Leitung (rechts) (Quelle: Rutz D.)



Abbildung 51: Einzelrohrleitung mit zwei Drähten der Leckwarn-Einrichtung (Quelle: Rutz D.)

5.3.2 Auswahl der Wärmeleitungen

Beim Planen von Wärmenetzen müssen viele Faktoren berücksichtigt werden. Die Dimensionierung sollte daher idealerweise mit einer Planungssoftware erfolgen, die oftmals durch den Leitungshersteller angeboten wird. Datenblätter der Hersteller geben Auskunft über die unterschiedlichen Leitungsarten, Materialien, Dämmung, Wärmeverlust und Durchmesser. Die Leitungskapazität eines Rohres wird vor allem von dessen Durchmesser beeinflusst. Die Rohrdimensionierung wird normalerweise anhand des Druckverlusts und der Wärmeleitungskapazität, basierend auf der Colebrook und White Formel (bei einer Wassertemperatur von 80°C), ausgewählt. Vor und während des Wärmenetzbaus sollte der Hersteller oder ein beratender Planer eingebunden werden.

5.3.3 Installation der Wärmeleitungen

Grundsätzlich können Wärmeleitungen ober- und unterirdisch verlegt werden. **Oberirdische Leitungen** werden normalerweise nur in Fernwärmenetzen und bei sehr großen Wärmeleitungen eingesetzt sowie in speziellen Situationen, z.B. beim Queren von Brücken.

Alle anderen Wärmeverteilungen, Hausanschluss- und Übertragungsleitungen werden **unterirdisch** verlegt. Um Leitungsschäden zu vermeiden müssen dabei einige Dinge beachtet werden. Wie in Kapitel 5.3.1 beschrieben, werden meist vorgedämmte Wärmeleitungen verbaut. Dabei muss berücksichtigt werden, dass das gesamte Wärmenetz auf Temperaturschwankungen reagiert. Die unterschiedlichen Materialien reagieren unterschiedlich auf die Temperaturschwankungen, was mechanische Spannungen im Material verursacht. Die Leitungen müssen dem standhalten.



Abbildung 52: Verlegung einer flexiblen Wärmeleitung zu einem Bauernhof (Quelle: Thermaflex Isolierprodukte GmbH)



Abbildung 53: Horizontalbohrmaschine (Quelle: Rutz)

Der Spannungsaufbau in den Wärmerohren hängt von den Temperaturschwankungen, dem Druck innerhalb des Rohres, dem Gewicht des Rohres und den Ausdehnungsmöglichkeiten ab (Isoplus, 2016).

Die „**Streckgrenze**“ ist eine Materialeigenschaft, die als die Spannung definiert wird, bei der das Material plastisch zu verformen beginnt. Bevor die Streckgrenze erreicht ist, verformt sich das Material elastisch und kehrt in seine ursprüngliche Form zurück wenn der Spannungsgrund entfällt. Sobald die Fließgrenze überschritten ist, werden die Verformungen teilweise permanent und nicht umkehrbar. In der Vergangenheit war die Auswahl von Kunststoffen der begrenzende Faktor bei der Auslegung von Wärmenetzen mit Polymerrohren (Isoplus, 2016). Heute haben sich die Rohrtechnologien weiterentwickelt, so dass auch bei modernen Rohren eine noch höhere Streckgrenze als bei herkömmlichen Rohren möglich ist.

Für unterschiedliche Rohrleitungen werden unterschiedliche Installationsmethoden angewendet, um einen langfristigen Betrieb des Systems zu gewährleisten. Beispiele dafür sind Ausdehnungsbögen (z.B. L-, Z- und U-Bögen), Wärmevorspannung (Vorwärmen der Rohre vor dem wieder Befüllen mit Aushub), Vorspannungselemente und Kaltverlegung der Rohre (Isoplus, 2016) (Tabelle 4).

Tabelle 4: Installationsmethoden (Quelle: Isoplus, <http://en.isoplus.dk/laying-rules-163>)

Installationsmethode	Vorteile	Nachteile
Methode 1 Ausdehnungsbögen	<ul style="list-style-type: none"> - Geringere Spannungen im System - Einfacher bei parallelen Erdarbeiten (Aushub, Verlegen, Befüllen) - Relativ hohe Installationsgeschwindigkeit, da der Graben kontinuierlich nachgefüllt werden kann, unmittelbar nachdem die Rohrleitungen verlegt wurden 	<ul style="list-style-type: none"> - Ausdehnungsbögen sind notwendig - Erhöhter Druckabfall - Zusätzliche Komponenten - Zusätzliche Expansionszonen
Methode 2 Wärmevorspannung	<ul style="list-style-type: none"> - Reduzierte Spannungen im System - Weniger Anforderungen bei parallelen Erdarbeiten - Einfaches System ohne zusätzliche Expansionskomponenten 	<ul style="list-style-type: none"> - Die Baugrube muss bis zur Vorwärmung des Systems offen bleiben und darf nicht vorher verfüllt werden - Wärmequelle muss für das Vorwärmen vorhanden sein
Methode 3 Vorspannungselemente	<ul style="list-style-type: none"> - Reduzierte Spannungen im System - Weniger Anforderungen bei parallelen Erdarbeiten - Relativ hohe Installationsgeschwindigkeit, da der Graben nach dem Verlegen der Rohre kontinuierlich wieder zurückverfüllt werden kann 	<ul style="list-style-type: none"> - Bedarf für Vorspannelemente / Einweg-Kompensatoren
Methode 4 Kaltverlegung	<ul style="list-style-type: none"> - Einfache, unkomplizierte Verlegung ohne Aufwand für Expansionskomponenten und / oder Vorwärmgeräte - Hohe Installationsgeschwindigkeit, da der Graben kontinuierlich verfüllt werden kann 	<ul style="list-style-type: none"> - Gleichzeitiges Ausheben und Verfüllen des Leitungsgrabens ist ohne besondere Vorsichtsmaßnahmen aufgrund hoher axialer Beanspruchungen nicht möglich - Erhebliche Expansion. Nicht geeignet für lange Leitungen mit hohen Temperaturen - Benötigt unter Umständen verstärkte Bauteile

Für die Rohrinstallationen können unterschiedliche nationale Normen gelten. Einige europäische Normen, die befolgt werden sollten, sind hier dargestellt:

- EN 253: 2009 + A2: 2013: Fernwärmerohre - Werkmäßig gedämmte Verbundmantelrohrsysteme für direkt erdverlegte Fernwärmenetze - Verbundrohrsystem, bestehend aus Stahl-Mediumrohr, Polyurethan-Wärmedämmung und Außenmantel aus Polyethylen;
- EN 448:2016-02: Fernwärmerohre - Werkmäßig gedämmte Verbundmantelrohrsysteme für direkt erdverlegte Fernwärmenetze - Verbundformstücke, bestehend aus Stahl-Mediumrohr, Polyurethan-Wärmedämmung und Außenmantel aus Polyethylen
- EN 488: 2015: Fernwärmerohre - Werkmäßig gedämmte Verbundmantelrohrsysteme für direkt erdverlegte Fernwärmenetze - Vorge-dämmte Absperrarmaturen für

Stahlmediumrohre mit Polyurethan-Wärmedämmung und Außenmantel aus Polyethylen

- EN 489: 2009: Fernwärmerohre - Werkmäßig gedämmte Verbundmantelrohrsysteme für direkt erdverlegte Fernwärmenetze - Rohrverbindungen für Stahlmediumrohre mit Polyurethan-Wärmedämmung und Außenmantel aus Polyethylen
- EN 13941: 2009 + A1: 2010 Auslegung und Installation von werkmäßig gedämmten Verbundmantelrohren für die Fernwärme
- EN 14419: 2009: Fernwärmerohre - Werkmäßig gedämmte Verbundmantelrohrsysteme für erdverlegte Fernwärmenetze - Überwachungssysteme;
- EN 15698: 2009: Fernwärmerohre - Werkmäßig gedämmte Verbundmanteldoppelrohre für direkt erdverlegte Fernwärmenetze - Teil 1: Verbund-Doppelrohrsystem bestehend aus zwei Stahl-Mediumrohren, Polyurethan-Wärmedämmung und einem Außenmantel aus Polyethylen

Rohre können entweder durch einen Bagger (Abbildung 52) oder durch horizontale Richtbohrungen (auch Horizontalbohrung, HDD, Richtbohrung, Spühlbohrung genannt) in im Boden verlegt werden (Abbildung 53). Horizontalbohrungen werden zur Installation von unterirdischen Rohren, Leitungen und Kabeln eingesetzt, ohne einen Graben aufbaggern zu müssen. Die Bohrung verläuft in einem flachen Bogen entlang eines vorgeschriebenen Bohrweges. Dadurch können oberirdische Erdarbeiten minimiert werden. Horizontalbohrungen werden dann angewandt, wenn das Aufbaggern nicht möglich oder zu teuer ist. Horizontalbohrungen werden häufig angewandt, wenn z.B. Straßen oder Flüsse überquert werden müssen. Dabei sind Bohrungen von bis zu 2.000 m möglich. Bei der Bohrung werden die Rohre durch das gebohrte Loch gezogen. Es eignen sich Rohre aus PVC, Polyethylen, Polypropylen, duktilem Eisen und Stahl. Horizontalbohren sind schwierig oder nicht möglich wenn das Gestein Hohlräume hat oder von anderen nicht bohrbaren Schichten durchzogen ist. Böden mit zu großen Kieselsteinen oder Feldsteinen sind schwer durchbohrbar. Am besten können festes Gestein oder Sedimentböden durchbohrt werden. Je nach geologischem Untergrund gibt es verschiedene Arten von Bohrköpfen, die für die Pilotbohrung von der Horizontalbohrmaschine in Richtung Ziel eingesetzt werden. (Wikipedia, 2014, Rutz et al., 2015)

Horizontalbohrungen eignen sich besonders bei Trassenverläufen unter Straßen, da Belästigungen für die Anwohner reduziert werden können und damit die Akzeptanz erhöht werden kann (Rutz et al., 2015).

5.3.4 Wärmeverluste

Die Wärmeverluste von Wärmeleitungen (siehe Kapitel 6.2.3) hängen insbesondere von der Trassenlänge ab und variieren sehr stark je nach eingesetzter Technologie. Der Rohrleitungswärmeverlust wird durch den Hersteller für Standardbedingungen in W/m angegeben, beispielsweise " $\Phi = 11 \text{ W/m}$ ". Der Wärmeverlust wird unter anderem vom Durchfluss, sowie von der Wärmeträgertemperatur, Erdreichtemperatur und der Rohrdämmung (Material und Dicke) beeinflusst.

Manchmal geben Hersteller Wärmeverluste ihrer Produkte in % an. Es wird jedoch empfohlen, absolute Zahlen (W/m) bei der Planung zu verwenden, um die Wärmeverluste auch bei unterschiedlichen Wärmelasten genau bestimmen zu können.

5.3.5 Kosten

Es ist schwierig, detaillierte Angaben zu den Investitionskosten für das Wärmenetz zu geben, da die Investition von vielen Faktoren beeinflusst wird, wie z.B. von der Länge des Netzes, der Isolierung, Dimension, oder der Querung von Infrastruktur (z.B. Straßen). Die

Rohrleitungen machen etwa ein Drittel der Gesamtinvestitionskosten eines Wärmenetzes aus. Der größte Teil der Investition sind die Kosten für die Erdarbeiten (Verlegung der Rohre im Boden). Das sind die Erfahrungswerte aus Dänemark, wobei das in anderen Ländern anders sein kann, da dort Arbeitskräfte oft billiger sind, was wiederum die Investitionskosten senken würde.

5.4 Wärmeträgermedium

Das Wärmeträgermedium ist die Flüssigkeit, die die Wärme von der Heizzentrale durch die Rohre zu den Wärmeabnehmern transportiert. In Wärmenetzen wird in der Regel Wasser als Transportmedium eingesetzt. Die Wasserqualität hat einen großen Einfluss auf die Leistungsfähigkeit des Systems und auf mögliche Komplikationen. Daher sollte die Wasserqualität berücksichtigt werden, um das System vor Korrosion zu schützen. In den folgenden Kapiteln werden Aspekte der Wasserqualität vorgestellt.

5.4.1 Gase im Wasser⁹

Die wichtigsten Gase, die die Wasserqualität von Wärmesystemen beeinflussen, sind Sauerstoff (O₂) und Stickstoff (N₂).

Sauerstoff im Wasser kann Korrosion in Eisenrohren verursachen, vor allem wenn sie nicht oder nur schwach legiert sind und wenn das Wasser salzhaltig ist. Um hohe Sauerstoffkonzentrationen im Wasser zu vermeiden, sollte das Leitungssystem so abgedichtet sein, dass ein Eindringen von Sauerstoff minimiert wird.

Stickstoff ist ein inaktives Gas im Wasser. Wenn die Stickstoffkonzentration aber zu hoch ist kann sie jedoch Materialprobleme verursachen, da sich freie Stickstoffgasblasen bilden können. Dies kann passieren, wenn die Gaslöslichkeit, auf Grund von steigenden Temperaturen und gleichzeitigem Druckabfall, abnimmt.

Zirkulationsstörungen, Geräusche und Erosionskorrosion sind die Konsequenzen. Luft und Gase im Zirkulationswasser können durch offene Expansionsgefäße in den Wärmeübergabestationen entweichen. Sauerstoff (und geringe Stickstoffmengen) kann auch durch Diffusion aus permeablen Membranen oder Kunststoffrohren eindringen. Wenn das geschlossene Leitungssystem mit niedrigem Druck betrieben wird, kann die Luft auch durch Dichtungen und automatische Rückflussverhinderer eindringen.

5.4.2 Andere Bestandteile im Wasser¹⁰

Im warmen Wasser reagiert lösliches **Alkali** mit Hydrogencarbonat zu Calciumcarbonat (kohlesaurer Kalk), was zur Bildung von Kesselstein führt. Vermehrte Kesselsteinablagerungen können den Wärmetauscher beeinträchtigen und seine Wärmekapazität verringern. Es kann sogar zur Überhitzung des Kessels führen, der dadurch beschädigt werden kann. Um das System gegen Kesselsteinbildung zu schützen, sollte das Zirkulationswasser enthärtet werden.

Anionen aus wasserlöslichen Stoffen, insbesondere Chlorid und Sulfaten, im Beisein von Sauerstoff, können bei unlegierten Eisenwerkstoffen zu örtlichen Korrosionen führen (z.B. Risskorrosion). Eine Chloridkonzentration bis zu 50 mg/l bewirkt in der Regel keine Korrosionsschäden. Unter bestimmten kritischen Bedingungen können Chloridionen aber auch in Edelstahl zu Lochfraß- und Ablagerungskorrosion führen. Aufgrund der Tatsache, dass die spezifische Korrosionsgefahr von mehreren Faktoren (z.B. Material, Medium, Betriebsbedingungen) abhängt, kann ein, für alle Betriebsbedingungen, gültiger Grenzwert nicht definiert werden. In jedem Fall wird eine sehr niedrige Chloridkonzentration empfohlen.

⁹ Dieses Kapitel basiert auf Euroheat & Power, 2008

¹⁰ Dieses Kapitel basiert auf Euroheat & Power, 2008

Chlorid führt auch zu Korrosion von Aluminiummaterialien, daher wird diese Kombination nicht empfohlen.

Unlösliche und lösliche **organische Stoffe** können die Wasseraufbereitungstechnologie sowie mikrobiologische Reaktionen im Zirkulationswasser beeinträchtigen. Sie sollten in Wärmenetzrohren vermieden werden.

Zur vorübergehenden Verhinderung der Korrosion alter Armaturen, Rohrleitungen oder Heizflächen werden Stoffe auf der Basis von **Ölen oder Fetten** eingesetzt. Als Film oder Ablagerung können Öle den Wärmetauscher aber beeinflussen. Sie können auch die Funktion von Steuerungs- und Sicherheitseinrichtungen stören. Öle und Fette sind Nährstoffe für Mikroorganismen und können sogar mikrobiologische Korrosion verursachen. Daher wird dringend empfohlen, die Verwendung von Ölen und Fetten in Wärmenetzen zu vermeiden.

5.4.3 Betriebsparameter von Wasser¹¹

Das Wärmenetz sollte vor Eindringen von Luft und Kaltwasser geschützt werden, um Korrosion zu vermeiden. Daher ist eine Druckerhaltung erforderlich.

Magnetit kann als Korrosionsprodukt eine homogene Sauerstoffoberflächenschicht mit hoher Korrosionsbeständigkeit auf metallischen Oberflächen bilden. Diese Schutzschicht entsteht nur bei Temperaturen über 100°C. So kann dieser Effekt nicht in Trinkwassersystemen genutzt werden.

Unter Einhaltung der Normwerte für die chemische Wasserqualität (siehe Tabelle 5) können unlegierte Eisen, rostfreie Stähle und Kupfer, getrennt oder in Kombination, eingesetzt werden.

Eisen und Kupfer können zu Ablagerungen und Ausfällen in Zonen mit geringen Strömungsgeschwindigkeiten führen. Erfahrungswerte zeigen, dass die Konzentrationen von Eisen $\leq 0,10$ mg/l und Kupfer $\leq 0,01$ mg/l im normalen Bereich liegen.

Aluminium oder Aluminium-Legierungen sollten nicht im direkten Kontakt mit dem Zirkulationswasser verwendet werden, da sonst alkalisch induzierte Korrosion möglich ist. Euroheat & Power empfiehlt, kein Aluminium in Wärmenetzen und auch nicht in den Rohrleitungen der angeschlossenen Wärmeabnehmer zu verwenden.

Wärmenetze können entweder salzarmen und mit hochkonzentrierten Salzlösungen betrieben werden. Für einen sicheren und wirtschaftlichen Betrieb sind die folgenden Normwerte des Zirkulationswassers einzuhalten. In Ausnahmefällen (z.B. beim Anfahren, bei Beschädigung) kann von diesen Werte kurzzeitig abgewichen werden.

Tabelle 5: Normwerte für Wärmenetzwasserqualität (Quelle: Euroheat & Power, 2008)

Kenngroße	Einheit	Wert
Elektrische Leitfähigkeit	$\mu\text{S/cm}$	100-1.500
pH-Wert	n.a.	9,5-10
Sauerstoff	mg/L	<0,02
Alkalien	mmol/L	<0,02

¹¹ Dieses Kapitel basiert auf Euroheat & Power, 2008

5.4.4 Praktische Erfahrungen¹²

Zur Grundausstattung für die Gewährleistung der erforderlichen Zirkulationswasserqualität gehören eine Wasserenthärtungsanlage, ein Filter und der Zusatz von Chemikalien. Eine Umkehrosmose wird normalerweise nicht benötigt, ist recht teuer und könnte im Betrieb weitere Probleme verursachen.

Kunststoffrohre der Wärmeabnehmer (z.B. der Fußbodenheizung) könnten Oxidationen und Ablagerungen verursachen. Dies könnte das Wärmenetz beschädigen. Aus diesem Grund ist ein Wärmetauscher (indirektes System) erforderlich, der die einzelnen Wärmekreisläufe trennt. Gut abgedichtete Wärmenetze haben normalerweise keine Probleme mit Sauerstoffanreicherung (Rost).

Es ist empfehlenswert, im Rücklauf einen Bypass mit Pumpe und mit einem 5 Mikrometerfilter einzubauen, wie in Abbildung 54 dargestellt.

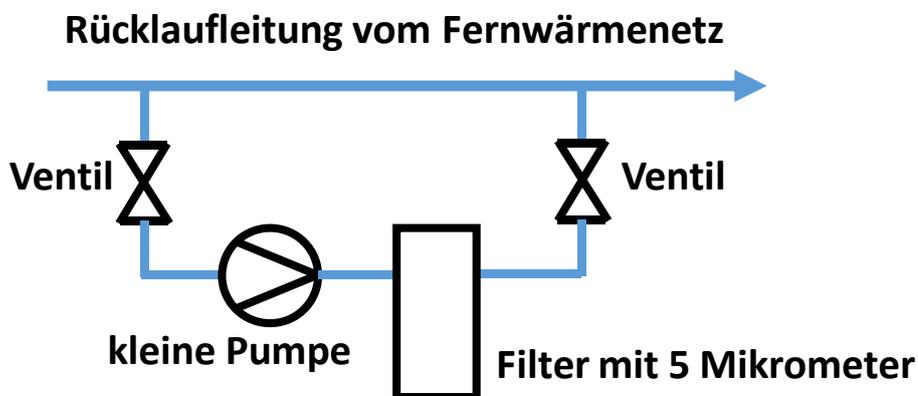


Abbildung 54: Pumpe mit Filter im Bypass der Rücklaufleitung vom Netz (Quelle: Güssing Energy Technologies)

Zusätzlich könnte ein Hufeisenmagnet in den Filter gegeben werden, um das Magnetit aus dem Wasser zu entfernen. Magnetit kann Pumpen zerstören.

Eine chemische Zugabe (z.B. IWO VAP 25 FW) könnte verwendet werden, um Kohlensäure und Sauerstoff im Wasser zu binden. Von diesen Zusätzen wird eine Schutzschicht aufgebaut zum Schutz der Rohre. Der gebundene Schlamm wird durch den chemischen Zusatz mobilisiert und im Filter gesammelt.

Die Wartung des Leitungssystems und der Schutzeinrichtungen wird in der Regel einmal jährlich von einem externen Unternehmen durchgeführt, um die Wasserqualität, die Wasserenthärtungsanlage, die chemische Dosiereinheit für die chemischen Zusatzstoffe und den Filter zu überprüfen.

5.5 Anschluss von Wärmeverbrauchern

Das Wärmenetz transportiert den warmen Wärmeträger (Wasser) zu den Verbrauchern und transportiert in gekühlt zurück zur Heizzentrale. Um die Wärme an die Verbraucher abzugeben, müssen die Verbraucher direkt oder indirekt (über Wärmetauscher) an das System angeschlossen werden. Der Übergabepunkt kann sowohl aus technischer, als auch aus rechtlicher Sicht, definiert werden. In der Regel gehört der Heizkreislauf des Gebäudes rechtlich dem Gebäudeeigentümer, während das Wärmenetz dem Netzbetreiber gehört. Die Wärmeübergabestation kann je nach Geschäftsmodell und Vertrag entweder dem Gebäudeeigentümer oder dem Netzbetreiber gehören.

¹² Dieses Kapitel basiert auf Kotlan (2016)

5.5.1 Wärmeübergabestationen

Die Wärmeübergabestation ist eine Einrichtung, die die Wärme vom Wärmenetz zu den Verbrauchern überträgt. In der Regel werden die Gebäude (z.B. in Österreich, Deutschland) an das Wärmenetz angeschlossen, indem ein Wärmetauscher (indirektes System) verwendet wird, um den Wärmenetzwasserkreislauf vom Gebäudewasserkreislauf zu trennen. Der Wärmetauscher befindet sich in der Wärmeübergabestation der Gebäude (Abbildung 55). In Dänemark wird häufig ein direktes System ohne Wärmetauscher eingesetzt.



Abbildung 55: Wärmeübergabestation mit Wärmetauscher, Regler, Ventilen und Wärmemengenzähler (links) (Quelle: Güssing Energy Technologies) und Wärmeübergabestation (mit Wärmetauscher) eines Abnehmers in Achtental, Deutschland (Quelle: Rutz)

Wärmeübergabestationen bestehen üblicherweise aus einem Wärmetauscher (indirektes System), einem Regler zur Regelung der Vorlauftemperatur für das Haus, einem Motorventil und einem Wärmemengenzähler. Standardmäßig werden Differenzdruckregelventile verwendet, um die Druckschwankungen zu minimieren und eine maximale Durchflussmenge einzustellen, wenn das Ventil vollständig geöffnet ist. Mit dieser Einstellung ist es möglich, die Durchflussmenge (Wärmeleistung) der Wärmeübergabestation auf einen vertraglich festgelegten Wert zu begrenzen.

Je nach Gesetzgebung kann es notwendig sein, einen geeichten Wärmemengenzähler zu installieren. Der Wärmemengenzähler muss regelmäßig geeicht werden. In der Regel setzen sich die Heizkosten aus Kosten für die verbrauchte Wärme (€/kWh), für die benötigte Spitzenleistung (€/kW pro Monat) und für die Messung des Wärmemengenzählers (€/a) zusammen.

Ein Monitoringsystem zur Datenübertragung (Temperaturen, Ventilöffnung und Wärmemenge), das mit der Heizzentrale verbunden ist, ist heutzutage Standard. Dies wird mit einem Bussystem für alle Wärmeübergabestationen erreicht. Dieses Monitoringsystem kann auch zur Steuerung des Differenzdrucks der Hauptwärmenetzpumpe (Ventil-Management) verwendet werden. Darüber hinaus hilft die Datenübertragung, Kunden mit höherer Rücklauftemperatur zu identifizieren und Gegenmaßnahmen einzuleiten.

Vorteil eines indirekten Systems ist, dass das Wärmenetzwasser und das Heizwasser der Kunden getrennt werden und so eine Sauerstoffanreicherung durch Kunststoffrohre der Kunden vermieden werden kann die das Wärmenetz beschädigen könnte.

5.5.2 Das Heizsystem des Gebäudes

Die Heizungsanlage des Gebäudes muss angepasst werden, um die Gesamteffizienz des Systems zu erhöhen. Eine Leitlinie für Fernwärmanlagen (= Wärmeübergabestation) wird von Euroheat & Power (2008) zur Verfügung gestellt.

Die hydraulische Installation im Gebäude des Verbrauchers sollte niedrige Rücklauftemperaturen ermöglichen. Bei zu hohen Rücklauftemperaturen sollte der Verbraucher angewiesen werden, Teile der Heizungsinstallation (hydraulische Schaltungen) zu wechseln. Dies sollte auch in den Wärmeliefervertrag aufgenommen werden.

Verbraucher verwenden in der Regel Heizkörper, Fußbodenheizungen, Wandheizungen oder Deckenheizungen, um die Wärme im Gebäude zu verteilen. Heizkörper benötigen eine höhere Temperatur als Flächenheizungen. Folglich führen Fußboden-, Wand- und Deckenheizungen zu niedrigeren Rücklauftemperaturen für das Wärmenetz und senken damit die Pumpkosten des Netzes.

Bei der Verwendung von Kunststoffrohren zur Gebäudeheizung sollte ein indirekter Anschluss des Verbrauchers (Wärmetauscher) zur Verhinderung von Sauerstoffeintrag und Schlammansammlung im Wärmenetz erfolgen.

5.5.3 Warmwasserbereitung

Neben der Raumheizung kann die Wärme aus dem Wärmenetz auch für die Warmwasserbereitung des Trinkwassers genutzt werden. In den meisten Wärmenetzen in Deutschland oder Dänemark wird die Warmwasserbereitung über das Wärmenetz gemacht. In einigen anderen Ländern, vor allem in Südeuropa, werden bestehende Wärmenetze nur im Winter betrieben und so dass die Warmwasserversorgung nicht über das Wärmenetz erfolgt. In diesem Fall ist eine weitere Einrichtung für die Warmwasserbereitung erforderlich (z.B. Warmwasserspeicher mit Elektro-Heizpatrone oder Solarthermie).

Die Bereitstellung von Warmwasser muss die Gesundheitsstandards berücksichtigen. Pathogene, wie Bakterien und Legionellen (Box 6), können Gesundheitsprobleme verursachen und müssen vermieden werden. Das Auftreten von Pathogenen ist kein spezifisches Problem von Wärmenetzen, da sie in allen Warmwassersystemen auftreten können. Legionellen können Heizeinrichtungen und -Verteilungseinrichtungen, d.h. Trinkwasserrohrsysteme, Zirkulationsleitungen und Warmwasserspeicher verunreinigen. Der Eigentümer der Warmwasseranlage ist für die Gewährleistung der Gesundheitssicherheit verantwortlich.

Box 6: Was sind Legionellen?

Die Gattung *Legionella* ist eine pathogene Gruppe von Bakterien, zu der die Spezies *L. pneumophila* gehört. Diese kann die Legionellosekrankheit verursachen, sowie Lungenentzündungen, auch Legionärs-Krankheit genannt, oder Pontiac Fieber, eine grippeähnliche Krankheit. Das Bakterium ist nicht von Mensch zu Mensch übertragbar. Viele Menschen, die den Bakterien ausgesetzt sind, werden nicht krank. Legionellen treten in den meisten Warmwassersystemen in geringen Konzentrationen auf. Wenn die Konzentration ansteigt, stellen sie ein Gesundheitsrisiko dar. Personen infizieren sich durch Einatmen von zerstäubtem Wasser, das mit Legionellen verunreinigt ist - also nicht übers Trinken, sondern z.B. übers Duschen.

Die Weltgesundheitsorganisation (WHO, 2007) legt die Temperatur für das Überleben von Legionellen wie folgt fest:

- Über 70°C Legionellen sterben nahezu sofort
- Bei 60° 90% sterben in 2 Minuten (Dezimalreduktionszeit (D) = 2 Minuten)
- Bei 50°C 90% sterben in 80–124 Minuten, je nach Belastung (Dezimalreduktionszeit (D) = 80–124 Minuten)
- 48 bis 50°C Können überleben, sich aber nicht vermehren
- 32 bis 42°C Idealer Vermehrungsbereich
- 25 bis 45°C Wachstumsbereich
- Unter 20°C Können sogar unter dem Gefrierpunkt überleben, sind aber ruhend

In Warmwassersystemen sollte das Temperaturniveau hoch gehalten werden, um eine Vermehrung zu vermeiden. Es gibt verschiedene technische Anwendungen, um Legionellen-Wachstum zu verhindern.

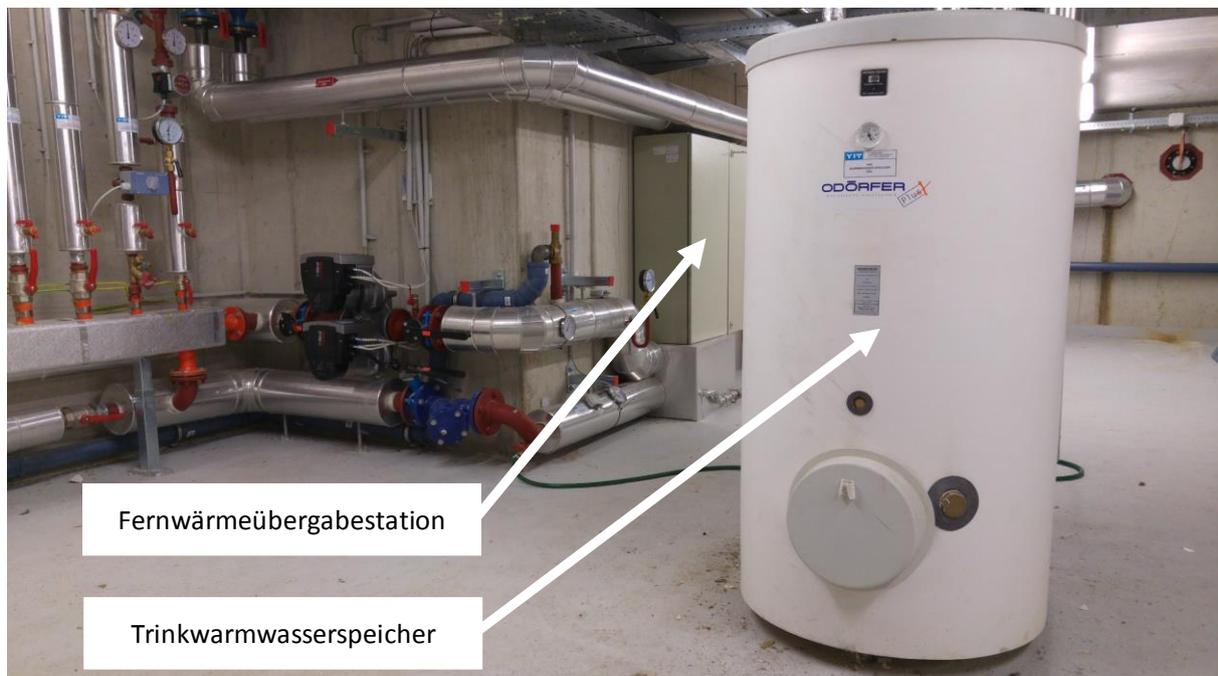


Abbildung 56: Beispiel für einen Trinkwarmwasserspeicher (Quelle: Güssing Energy Technologies)

5.5.4 Anschlussmöglichkeiten der Verbraucher

Die Heizungsanlage der Wärmeverbraucher (Haushalte) muss effizient an das Wärmenetz angeschlossen werden. Das Hydrauliksystem auf der Verbraucherseite muss gut angepasst werden. Es ist wichtig, Kurzschlüsse zu vermeiden. Das System des Verbrauchers sollte die Rücklauftemperatur des Wärmenetzes nicht erhöhen, d.h. dass der Vorlauf der Verbraucherheizung nicht direkt mit dem Rücklauf gemischt werden darf.

Abbildung 57 zeigt geeignete und nicht geeignete hydraulische Verteilersysteme auf der Verbraucherseite. Praktische Erfahrungen zeigen, dass das dritte System (Einspritzschaltung mit Durchgangsregelventil) das gebräuchlichste System ist, das einfach zu planen ist und ohne hydraulische Probleme arbeitet. Beim Anschließen der Heizungsanlage des Verbrauchers an das Wärmenetz sollten daher die Vorgaben der Abbildung 57 eingehalten werden. Falls das System nicht geeignet ist, sollte es geändert werden. Ferner ist zu berücksichtigen, dass die Systeme, einschließlich des Wärmetauschers, der Rohre, Ventile und Motorventile, nicht überdimensioniert sein sollen.

Abbildung 58 zeigt ein Beispiel für die verbraucherseitige Wärmeverteilung für ein Gewerbegebäude, das von einem Wärmenetz versorgt wird.

Häufig haben Verbraucher bereits Solarheizungen auf ihren Gebäuden installiert, wenn das Wärmenetz geplant wird. Die Integration dieser Sonnenkollektoren in das Wärmenetz hängt von verschiedenen Aspekten, wie der Art, Größe und Alter des Solarsystems ab. Wenn Solarkollektoren beim Verbraucher vorhanden sind, sollten sie vorwiegend für die Erzeugung von Warmwasser genutzt werden. Wenn die Kollektoren auch zur Heizungsunterstützung eingesetzt werden sollen, sollte ein Pufferspeicher verwendet werden. Das Solarsystem könnte den Pufferspeicher mit Wärme versorgen und wenn die Temperatur zu niedrig ist, kann die Wärme des Wärmenetzes verwendet werden, um die gewünschte Temperatur aufrechtzuerhalten. Der Wärmenetzanschluss sollte im oberen Bereich des Pufferspeichers angebracht werden. Das System könnte auch über einen Wärmetauscher erwärmt werden.

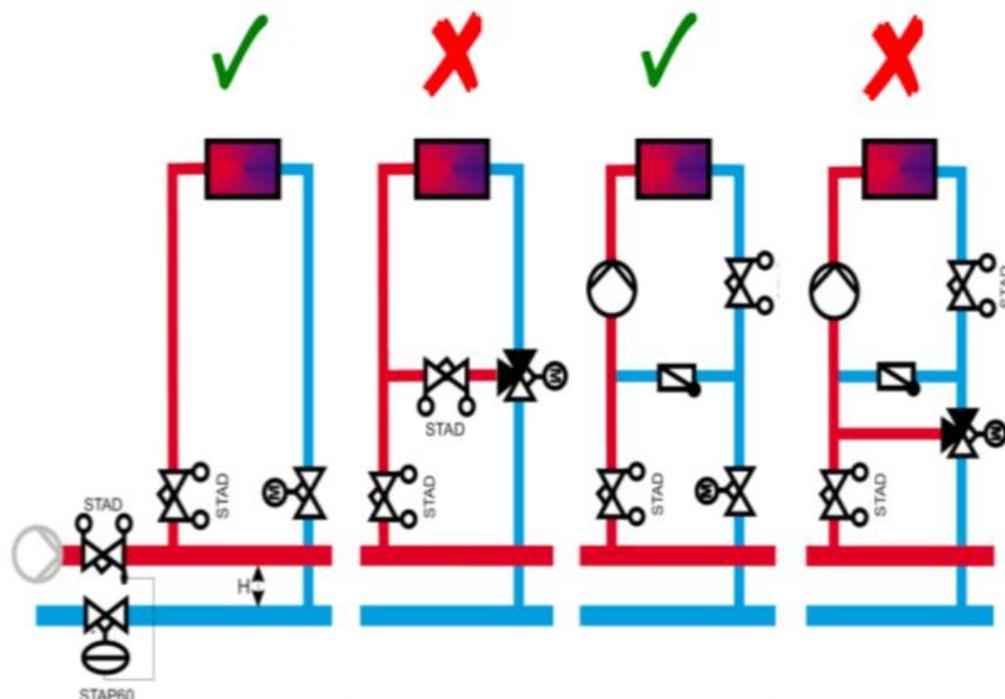


Abbildung 57: Hydraulische Schaltungen, die für Fernwärme auf der Kundenseite verwendet oder nicht verwendet werden dürfen (Quelle: Güssing Energy Technologies, basierend auf Tour & Andersson Ges.m.b.H., 2005)



Abbildung 58: Wärmeverteilung eines Gewerbegebäudes mit Fernwärmeversorgung (Quelle: Güssing Energy Technologies)

6 Planung von Wärmenetzen

Eine gute Planung des Wärmenetzes ist von entscheidender Bedeutung, da dies die Gesamtleistung, Effizienz und Wirtschaftlichkeit bestimmt. Die Planung sollte den aktuellen Wärmebedarf berücksichtigen, aber auch zukünftige Erweiterungen oder eventuell sinkende Wärmeverbrauch durch zukünftige Gebäudesanierungen. Das Netz sollte modular aufgebaut sein, damit Verbraucher, die momentan nicht angeschlossen sein wollen, in Zukunft angeschlossen werden können.

Für sehr kleine Systeme kann die Planung eventuell von den Projektinitiatoren durchgeführt werden, auch wenn sie keine Techniker sind. Dies kann in Zusammenarbeit mit dem Rohrleitungshersteller erfolgen, der oftmals Planungswerkzeuge für Wärmenetze zur Verfügung stellt. Beispiele in Deutschland zeigen, dass diese selbst geplanten Systeme sehr gut funktionieren können. Die Beteiligung eines professionellen Planungsunternehmens ist jedoch immer empfehlenswert, wenn die Projektinitiatoren keine technischen Fähigkeiten haben. Dies gilt insbesondere für komplexere Anlagen mit mehreren Wärmequellen.

6.1 Erhebung des Wärmebedarfs

Eine wichtige Voraussetzung für die Planung von Wärmenetzen ist eine gute Datenerfassung des Wärmebedarfs der Verbraucher, die an das System angeschlossen werden sollen. Neben dem aktuellen Wärmebedarf sollte auch eine Einschätzung des zukünftigen Wärmebedarfs erfolgen. Die Genauigkeit der Daten kann die Wirtschaftlichkeit des Projekts erheblich beeinflussen. Zur Beurteilung des Heizbedarfs können mehrere **Datenquellen** verwendet werden.

- Meteorologische Daten der Region
- Karten mit dem Gebäudestandard (Dämmung) der Häuser
- Energiepläne der Behörden
- Umfrage bei den potenziellen Verbrauchern
- Vor-Ort-Erhebungen

Wenn das Gebiet des Wärmenetzes, grob definiert ist, kann die detailliertere Planung und Bewertung beginnen. Idealerweise können bereits mögliche Standorte für die Heizzentrale definiert werden. Für die erste Planung werden **Karten** benötigt. Wenn die potenziellen Kunden in die Karte eingetragen sind, kann ein erster Entwurf des Wärmenetzes eingezeichnet werden. So kann die Länge des Netzes bereits abgeschätzt werden. Diese Information wird dann mit Details über Gebäudestandards, Wärmebedarf oder das Alter der Gebäude verknüpft. Gebäudedatenbanken und Klassifizierungen können hier sehr nützlich sein.

Nach den Vorbereitungsarbeiten ist der Wärmebedarf jedes potenziellen privaten, öffentlichen oder gewerblichen Kunden zu beurteilen. Dies könnte mit einem Fragebogen erfolgen, der Folgendes beinhalten sollte:

- Adresse des Kunden für die Standort-Darstellung auf der Karte
- Vorhandenes Zentralheizungssystem (z.B. Öl, Gas, Holzkessel, Holzöfen, elektrische Heizungen,...)
- Zusätzliche Heizeinrichtungen (z.B. Einzelöfen, elektrische Heizgeräte)
- Beheizte Fläche des Gebäudes in m² (z.B. 110 m² beheizt)
- Vorhandensein eines Energieausweises, Kopie der Übersichtsseite
- Dämmung des Gebäudes (z.B. 10 cm Wärmedämmung)
- Geplante Sanierungen der Gebäude
- Jährlicher Energiebedarf für Heizung (z.B. 14 m³ Hartholz, 2.100 Liter Heizöl, 2.700 m³ Erdgas, 18.000 kWh Strom)
- Art der Trinkwarmwassererzeugung (z.B. Elektrospeicher, Speicher der von der Heizungsanlage beheizt wird)
- Anzahl der im Haushalt lebenden Personen zur Bewertung des Wärmebedarfs für die Trinkwarmwasserbereitung
- Art der Wärmeabgabe im Gebäude (z.B. Heizkörper, Fußbodenheizung, Wandheizung)
- Heizverhalten bei Nacht / Tag (Nachtabenkung?)
- Maximale benötigte Vorlauftemperatur für die Heizungsanlage

Eine Möglichkeit zur Schätzung des Wärmeverbrauchs kann auch durch Überprüfen der vergangenen Brennstoffrechnungen (Öl, Gas,...) der Verbraucher erfolgen. Es wird empfohlen, die Rechnungen mehrerer Jahre zu überprüfen. Dieses Verfahren eignet sich besonders, wenn nur wenige Verbraucher angeschlossen werden und wenn der Wärmebedarf gering ist (Rutz et al., 2015).

Die zuverlässigste Methode für qualitativ hochwertige Daten und zur Bewertung des Wärmebedarfs sind Messungen, insbesondere für größere Verbraucher. Diese können Stunden-, Tages- oder Monatsmessungen umfassen. Bei größeren Wärmeverbrauchern

werden oft bereits Daten erhoben und gespeichert, die dann gut genutzt werden können (Rutz et al., 2015).

6.1.1 Wärmebedarf von Gebäuden

Nachdem die Daten von den potenziellen Kunden erhoben wurden, kann der Gesamtwärmebedarf berechnet werden. Damit kann der theoretische Wärmebedarf für ein Wärmenetz berechnet werden, in dem alle potenziellen Verbraucher angeschlossen sind. Eine zweite Berechnung sollte nur für diese Verbraucher erfolgen, die bereits ihre Anschlussbereitschaft bekundet haben. Diese Berechnungen können dazu beitragen, zu entscheiden, ob das Projekt realisierbar ist (a) mit den Verbrauchern, die bereits ihre Anschlussbereitschaft ausgedrückt haben, oder (b) nur mit zusätzlichen Verbrauchern, die ihre Bereitschaft noch nicht ausgedrückt haben.

Die Berechnung des benötigten Wärmebedarfs für das gesamte Wärmenetz erfolgt durch Addition des Wärmebedarfs aller potenziellen Verbraucher. Der spezifische Heizwert der aktuellen Heizungsanlagen der Verbraucher, sowie der Jahresnutzungsgrad der bestehenden Heizungsanlagen müssen in die Berechnung mit einbezogen werden. Einige Beispiele für den erhobenen Wärmebedarf werden in Tabelle 6 gezeigt.

Es ist wichtig, die Effizienz der bestehenden Heizungsanlage konservativ und nicht zu hoch zu schätzen, um eine gute und realistische Schätzung des gesamten Wärmebedarfs zu bekommen.

Tabelle 6: Beispiel einer Erhebung des Wärmeverbrauchs von 3 unterschiedlichen Verbrauchern

Verbraucher Nummer	Jährlicher Brennstoffbedarf	Spezifischer Heizwert	Jahresnutzungsgrad der Heizung	Jährlicher Wärmebedarf für das Wärmenetz
1	14 m ³ Hartholz	946 kWh/m ³ bei 25% Wassergehalt	65%	8.608 kWh
2	2.100 l Heizöl	10 kWh/l	75%	15.750 kWh
3	2.700 m ³ Erdgas	10 kWh/m ³	80%	21.600 kWh

6.1.2 Spitzenlast der Gebäude

Die benötigte Spitzenlast für die Heizung kann mit den jährlichen Volllaststunden geschätzt werden. Die Volllaststunden beschreiben die berechnete theoretische Zeit in einem Jahr, in der das Heizsystem mit voller Leistung laufen würde.

Für die Raumheizung, einschließlich der Warmwasserbereitung, sind in Österreich durchschnittlich 1.600 Volllaststunden erforderlich. Nur für die Raumheizung alleine werden in Österreich ca. 1.400 Volllaststunden benötigt für Warmwasser 200 Volllaststunden. Der Wert der Volllaststunden für die Heizung hängt von den klimatischen Bedingungen sowie vom Gebäudezustand ab. Daher kann der Wert in anderen Ländern abweichen.

Tabelle 7 zeigt die erforderlichen Spitzenlasten unter Berücksichtigung des jährlichen Wärmebedarfs.

Tabelle 7: Beispiele zur Berechnung der notwendigen Spitzenlast für das Wärmenetz

Verbraucher	Jährlicher Wärmebedarf für das Wärmenetz	Warmwasserbereitung mit der Heizung	Geschätzte jährliche Volllaststunden	Notwendige Spitzenlast für das Wärmenetz
1	8.608 kWh	Ja	1.600 h/a	5,4 kW
2	15.750 kWh	Nein	1.400 h/a	11,3 kW
3	21.600 kWh	Ja	1.600 h/a	13,5 kW

Für die Berechnung des Wärmebedarfs von Gebäuden kann die Norm EN ISO 13790: 2008-09 "Energieeffizienz von Gebäuden - Berechnung des Energieverbrauchs für Raumheizung und -kühlung" verwendet werden. Diese Norm legt Verfahren zur Bestimmung des jährlichen Energieverbrauchs für die Raumheizung und -kühlung in Gebäuden (Wohn- oder Nichtwohngebäuden) oder einem Teil davon fest.

Oft gibt es einen ziemlich großen Unterschied zwischen diesen berechneten Werten und der bestehenden Wärmeleistung der Kessel in den Haushalten. Dies ist ein Indikator dafür, dass das vorhandene Heizsystem überdimensioniert ist.

Die Spitzenlast des Wärmenetzes sollte in Abhängigkeit von der Anzahl der Verbraucher einen Gleichzeitigkeitsfaktor enthalten und berücksichtigen ob die Verbraucher lokale Pufferspeicher oder nur Wärmetauscher installieren werden. Das Deaktivieren von Nachtabsenkungen hilft die Spitzenlast des Wärmenetzes zu senken. Dies würde den Gesamtwärmebedarf zwar geringfügig erhöhen, aber die notwendige Spitzenlast senken, die mit hohen Kosten verbunden ist. Das Deaktivieren der Nachtabsenkung erhöht zusätzlich auch den Komfort der Kunden.

6.1.3 Wärmebedarf von Industriebetrieben

Der Wärmebedarf von Industriebetrieben hängt von verschiedenen Faktoren ab, einschließlich der Größe und des Produktionsprofils der Industrie. Es gibt keine Standardwerte des Wärmebedarfs von Industriebetrieben, wie sie für Wohngebäude existieren. Für einige Branchen gibt es generelle Daten des Wärmebedarfs die zur Verfügung stehen. Diese Daten können zur Einschätzung des Wärmebedarfs herangezogen werden. Wenn keine Daten verfügbar sind, müssen sie gemessen werden.

Es ist notwendig, den Wärmeverbrauch, die Spitzenlast und die tägliche / saisonale Lastkurve, sowie das erforderliche Temperaturniveau, zu kennen. Industriebetriebe mit stark schwankenden Lastkurven könnten eine Herausforderung für die Kessel (z.B. Biomassekessel) und für den Durchfluss des Wärmenetzes darstellen. Das Hydraulikschema sollte überprüft und angepasst werden, um hohe Rücklauftemperaturen zu vermeiden. Es wäre sehr hilfreich, auf der Verbraucherseite eine maximale Rücklauftemperatur vertraglich zu vereinbaren.

Es sollte viel Aufwand in die Datenerhebung industrieller Verbraucher gesteckt werden, um später Probleme im Betrieb zu vermeiden.

6.2 Planung eines Wärmenetzes

Nachdem der Wärmebedarf erhoben ist, müssen die Daten analysiert und weitere Informationen bewertet werden. Die folgenden Kapitel beschreiben die einzelnen Planungsschritte: Kartierung, Berechnung der Wärmedichte und der Anschlussdichte, und die Dimensionierung des Netzes.

6.2.2 Wärmedichte, Anschlussrate und Anschlussdichte

Die Höhe des Wärmebedarfs hängt mit der Anzahl der an das Netz angeschlossenen Verbraucher zusammen. Daher ist die **Anschlussrate** ein Indikator, der die Anschlussdichte beeinflusst. Die Anschlussrate ist die Anzahl der angeschlossenen Verbraucher in Bezug auf potenzielle Verbraucher. Die Anschlussrate ist aber kein Indikator für die absolute Wärmeverteilung. Daher ist die Anschlussdichte ein besserer Indikator.

Die **Anschlussdichte** (siehe Kapitel 5.1) ist ein wichtiger Indikator des Wärmenetzes, der für die wirtschaftliche Umsetzung des Projektes genutzt werden kann. Je höher die Anschlussdichte ist, desto höher ist die wirtschaftliche Machbarkeit des Systems. Die Anschlussdichte kann sich entweder auf Fläche des Orts-/Stadtteils oder auf die Länge der Rohrleitungen (Trassenbelegung) beziehen.

Die **flächenbezogene Anschlussdichte** ist der jährliche Wärmeverbrauch, geteilt durch die Fläche des angeschlossenen Orts-/Stadtteils.

$$\text{flächenbezogene Anschlussdichte} = \frac{\text{Jährlicher Wärmeverbrauch [MWh/a]}}{\text{Fläche des des Orts –/Stadtteils [ha]}} \quad \text{Formel 4}$$

Das Siedlungsgebiet zeichnet sich durch die Bebauungsdichte der Gebäude und durch deren Energieeffizienz aus. Die Bebauungsdichte wird definiert durch das Verhältnis der beheizten Gebäudegrundfläche zur gesamten Grundstücksfläche. Diese Verhältniszahl ist z.B. in Deutschland 0,2 für ein Einfamilienhaus in einem Dorf und 1,5 für ein Mehrfamilienhaus in der Stadt, bis zu 2,4 für mehrstöckige Gebäude in der Innenstadt. Die flächenbezogene Anschlussdichte kann zwischen 60 MWh/ha/a für eine Passivhaus-Siedlung im ländlichen Raum auf 3.600 MWh/ha/a für ein schlecht isoliertes Siedlungsgebiet einer Innenstadt variieren. Als Daumenregel gilt, dass Wärmenetze bei einer Anschlussdichte größer als 150-300 MWh/ha/a wirtschaftlich realisiert werden können (Von Hertle et al. 2015).

Die **Trassenbelegung** ist die jährlich von den Wärmekunden bezogene Wärme, geteilt durch die Trassenlänge des Netzes. Dabei bezieht sich die Trassenlänge nur auf die Länge der einfachen Rohrleitung (Vorlaufleitung).

$$\text{Trassenbelegung} = \frac{\text{Jahreswärmebedarf der Verbraucher [kWh/a]}}{\text{Trassenlänge [m]}} \quad \text{Formel 5}$$

Dies soll an einem Beispiel veranschaulicht werden. Der jährliche Wärmebedarf für die Abnehmer des Wärmenetzes beträgt beispielsweise 638.000 kWh pro Jahr. Der erste Entwurf des Wärmenetzes auf der Karte ergibt 570 Meter Trassenlänge (= Grabenlänge, entspricht 570 m Vorlauf und 570 m Rücklauf). Unter Verwendung der Formel in Formel 5 ergibt die Trassenbelegung 1.119 kWh/m pro Jahr.

Diese Trassenbelegung ist ein entscheidender Wert, um die Wirtschaft des Projekts zu bewerten. Ziel ist es, eine möglichst große Wärmemenge durch möglichst kurze Leitungen an die Abnehmer zu liefern. Die Machbarkeit hängt jedoch immer von den tatsächlichen Rahmenbedingungen ab. Die Wirtschaftlichkeit wird durch den Wärmepreis, das Temperaturniveau und die damit verbundenen Verluste im Netz, sowie von anderen Faktoren, beeinflusst. Abhängig von diesen Einflussfaktoren sowie vom Standort gelten unterschiedliche Faustregeln für die Mindesttrassenbelegung zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit.

Als allgemeine Empfehlung in Österreich sollte die Trassenbelegung mindestens 900 kWh/m pro Jahr betragen, um das Projekt realisierbar zu machen. Wenn es weniger als 900 kWh/m pro Jahr sind, sollten Kunden mit geringem Wärmeverbrauch und langen Verbindungsleitungen nicht angeschlossen werden.

In Deutschland erfordert die direkte Investitionsförderung für Wärmenetze eine minimale Trassenbelegung von mindestens 500 kWh/m, um vom deutschen KfW-Programm unterstützt zu werden. Die mittlere Trassenbelegung für Wärmeanlagen in Deutschland beträgt 4.000 kWh/m/a (Nast et al. 2009). Dazu gehören nicht nur kleine Wärmenetze, sondern auch große Fernwärmenetze. Dies basiert auf Daten vor 2009. Man kann davon ausgehen, dass sich das in der Zwischenzeit mit der Einführung von vielen kleineren Wärmenetzen geändert hat.

In Dänemark beträgt die mittlere Anschlussdichte 1.000 kWh/m/a. Es gibt verschiedene Wärmenetze in Dänemark mit Anschlussdichten unter 500 kWh/m/a. Als wirtschaftlich rentabel gelten Wärmenetze in Dänemark mit einer Trassenbelegung von 220 kWh/m/a, die somit deutlich niedriger ist als in Deutschland. Diese Diskrepanz zwischen Dänemark und Deutschland ist darauf zurückzuführen, dass Wärmenetze in Dänemark oft mit niedrigeren Temperaturen betrieben werden als in Deutschland. (Nast et al. 2009)

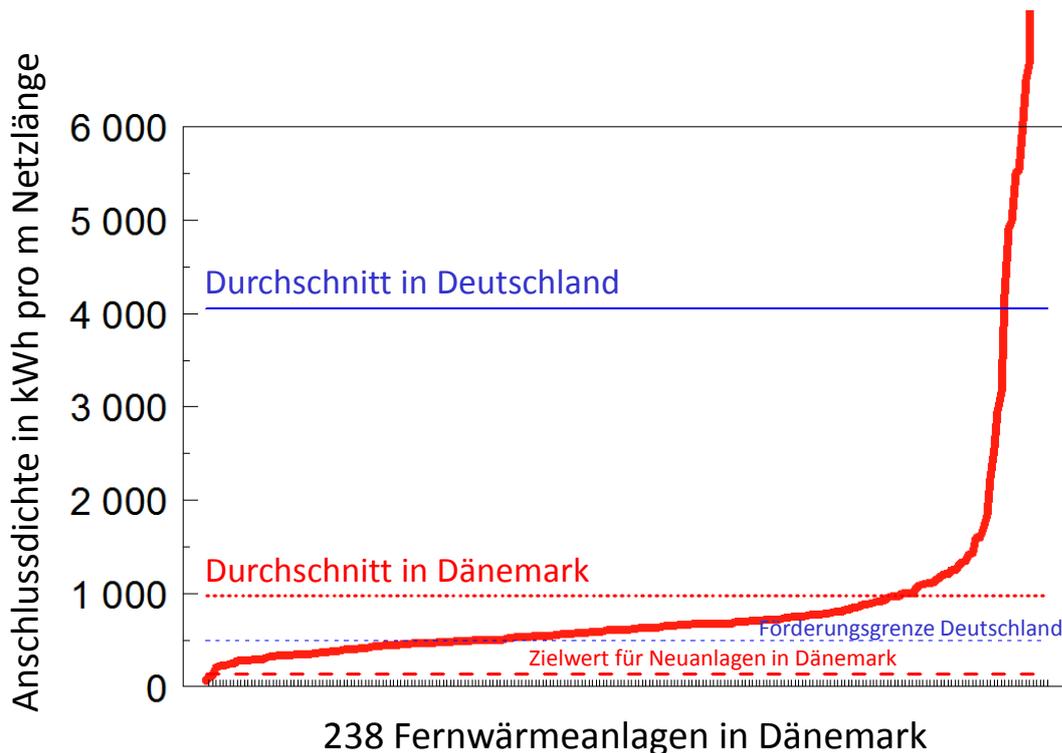


Abbildung 60: Verkaufte Wärme je Trassenmeter von 238 Wärmenetzen in Dänemark, inklusive Durchschnitt in Dänemark und Deutschland (Quelle: Michael Nast, Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.)

6.2.3 Dimensionierung des Netzes

Ein wichtiges Merkmal des Wärmenetzes ist das erforderliche **Temperaturniveau** (siehe Kapitel 5.2), das den Anforderungen der Verbraucher gerecht werden muss. Dabei muss berücksichtigt werden, dass sich diese Anforderungen, je nach Jahreszeit, unterscheiden können und somit einen unterschiedlichen Winter- oder Sommerbetrieb erfordern.

Obwohl moderne Wärmenetze sehr effizient sein können, sind **Wärmeverluste** unvermeidlich. Die Verluste sollten zwar so niedrig wie möglich gehalten werden, schließlich wird es aber immer einen Kompromiss zwischen den Verlusten und den Isolierungskosten für die Vermeidung von Verlusten geben. Die Wärmeverluste müssen auch berücksichtigt werden, um die erforderliche Vorlauftemperatur zu bestimmen. Dies beeinflusst die Auswahl

der Wärmeerzeuger, einschließlich der Spitzenlastkessel. Die folgenden Parameter beeinflussen die Wärmeverluste in einem Wärmenetz (Rutz et al., 2015).

- Länge der Rohrleitungen
- Wärmedämmung der Rohrleitungen
- Bodentyp
- Höhe der Erdüberdeckung über den Rohrleitungen
- Volumen, Durchfluss und Temperatur des Wärmenetzes
- Geplante Temperaturdifferenz bei der Wärmeübergabestation
- Anzahl der in Serie geschalteten Wärmetauscher

Es gibt unterschiedliche Methoden, die **Verluste** in einem Wärmenetz zu definieren (Wiese 2007):

- Temperaturdifferenz zwischen Vorlauf und Rücklauf
- Relative Werte oder Prozent der Wärmeverluste
- Absolute Werte der Wärmeverluste in W/m, kWh/m/a, kWh/a

Die **relativen Wärmeverluste** können nach Formel 6 und Formel 7 berechnet werden. Dabei ist es wichtig, zwischen den Verlusten zu unterscheiden, die sich auf den Wärmebedarf beziehen (wie viel Wärme die Konsumenten benötigen) oder auf die Wärmezufuhr (wie viel Wärme dem Wärmenetz zugeführt wurde). Diese Unterscheidung ist wichtig, da sich manche Förderinstrumente nur auf Verluste der einen oder anderen Berechnung beziehen. So ist es z.B. in Deutschland notwendig, geringere Netzverluste von 25% nachzuweisen, die sich auf den Wärmebedarf beziehen, um EEG-KWK-Bonus berechtigt zu sein.

Relative Wärmeverluste von Wärmenetzen liegen im Bereich von 15-20%, basierend auf dem Wärmebedarf. Der Verlust kann in großen Fernwärmesystemen wie im Großraum Kopenhagen in Dänemark, auf ca. 7% reduziert werden. In Zuleitungen können Verluste sogar nur auf 2% reduziert werden. Allerdings gibt es auch Wärmenetze mit Verlusten von bis zu 50% (Danish Energy Agency & Energinet.dk, 2015).

$$\text{Netzwärmeverluste [\%]} = \frac{\text{Wärmezufuhr [kWh/a]} - \text{Wärmebedarf [kWh/a]}}{\text{Wärmebedarf [kWh/a]}} \quad \text{Formel 6}$$

$$\text{Netzwärmeverluste [\%]} = \frac{\text{Wärmezufuhr [kWh/a]} - \text{Wärmebedarf [kWh/a]}}{\text{Wärmezufuhr [kWh/a]}} \quad \text{Formel 7}$$

Zur Dimensionierung des Netzes müssen auch der **Durchfluss** des Wärmeträgers (z.B. in m³/s) sowie die **Druckniveaus** (z.B. in bar) und die **Druckverluste** bestimmt werden.

Für die Auswahl geeigneter Durchmesser von Wärmeleitungen sind hydraulische Berechnungen notwendig. Hierzu können verschiedene Simulationsprogramme verwendet werden, wie z.B. Termis. In der Regel werden folgende Eingaben benötigt, um hydraulische Simulationswerkzeuge zu nutzen:

- Karten; Straßen, Gebäude, Höhenlinien usw.
- Rohrleitungskatalog; Größenangaben der Rohrleitungen, Wärmeverluste, usw.
- Information zu den Verbrauchern; Wärmebedarf, Temperaturdifferenz
- Rahmenbedingungen; Temperaturniveaus, Druckunterschied, Strömungsgeschwindigkeit usw.

Je nach Simulationsprogramm können weitere Informationen notwendig sein.

Bei der Planung eines Wärmenetzes werden die Rohrdurchmesser in der Regel für die Winterlast ausgelegt. Dabei ist es aber wichtig, die Durchmesser auch für die Sommerlast zu überprüfen, da es Schwachstellen im Netz mit sehr niedrigem Druck und Durchfluss geben könnte. Im Allgemeinen sollte das Netz mit möglichst kleinen Durchmessern ausgeführt werden, um die Wärmeverluste zu minimieren. Andererseits sollten auch zukünftige Erweiterungen des Netzes berücksichtigt werden.

Um die Effizienz des Wärmenetzes zu erhöhen ist es auch möglich, das Wärmenetz im Sommer mit niedrigeren Temperaturen zu betreiben. Manchmal kann es auch sinnvoll sein, die Pumpen des Wärmenetzes kurzzeitig einzustellen, um hohe Wärmeverluste zu vermeiden. Das hängt aber immer von der Gesamtsituation ab. So ist es beispielsweise nicht möglich, den Betrieb einfach einzustellen, wenn den Verbrauchern eine garantierte Wärmeversorgung zugesichert wurde.

6.3 Planung der Heizzentrale

6.3.1 Jahresdauerlinie

Eine wichtige Information der Wärmebedarfserhebung zur Planung der Heizzentrale ist die jahreszeitliche Veränderung des Wärmebedarfs. Die Ausarbeitung einer **Jahresdauerlinie** gibt einen Überblick über die Schwankungen des Wärmebedarfs. Sie hilft auch dabei, die Leistung der verschiedenen Heizkessel zu identifizieren.

Ein Beispiel für eine Jahresdauerlinie für eine Anlage in Dänemark ist in Abbildung 61 dargestellt. Sie zeigt die Zeit (in Stunden) der benötigten Wärmeleistung (in MW). Durch die Verwendung einer Jahresdauerlinie ist es möglich, Zeitspannen mit Spitzenlast, Zwischenlast und Grundlast zu definieren. In dem angegebenen Beispiel könnte z.B. die Spitzenlast mit 1.400 - 2.800 Stunden, die Zwischenlast mit 2.800 - 6.000 Stunden und die Grundlast mit allen 8.670 Stunden des Jahres definiert werden.

Vor allem die **niedrigsten Jahrestemperaturen des Standorts** sind zu berücksichtigen, da sie Einfluss auf die Höhe und Dauer der Spitzenleistung sowie auf die maximale Leistung der installierten Heizungsanlage haben. Klimadaten werden häufig von öffentlichen meteorologischen Institutionen bereitgestellt. Die Klimadaten werden für die Berechnung, zusammen mit Daten der angeschlossenen Gebäude (Gebäudetyp und Form, Wärmedämmniveau, Größe der Fensterflächen und Zweck des Gebäudes), dem genauen Wärmebedarf und den saisonalen Vorgaben eines Wärmenetzes benötigt. (Rutz et al., 2015)

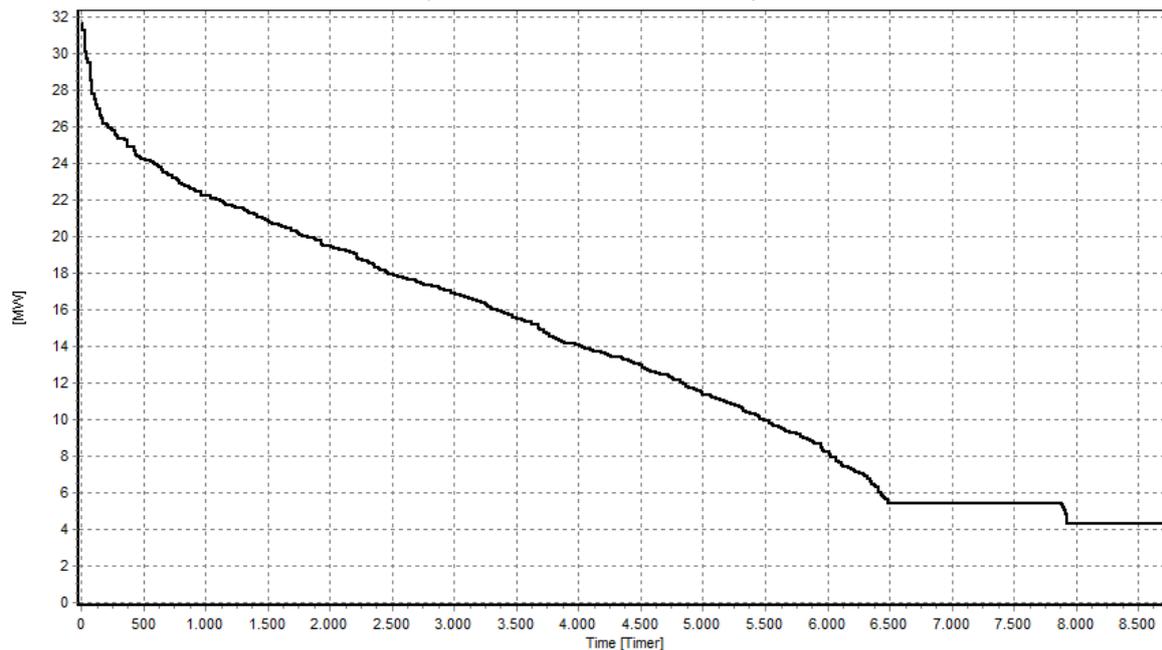


Abbildung 61: Beispiel einer Jahresdauerlinie in Dänemark (Quelle: PlanEnergi)

6.3.2 Dimensionierung der Heizzentrale

Neben der Erhebung des Bedarfs und der Dimensionierung des Wärmenetzes muss die Wärmebereitstellung geplant werden. Die Heizzentrale besteht aus einer oder mehreren Heizeinheiten (z.B. Kessel), die das Netz mit Wärme versorgen. Die **intelligente Kombination unterschiedlicher Heiztechnologien** ist ein wichtiges Merkmal von Nahwärmenetzen, die mit schwankenden erneuerbaren Energien, wie beispielsweise Solarthermie, betrieben werden. Einige Kombinationen von kleinen modularen Heiztechnologien werden beispielsweise in Abbildung 63, Abbildung 64 und Abbildung 65 dargestellt.

Ein Argument für die Kombination mehrerer Technologien ist, dass das System in Bezug auf die Versorgungssicherheit zuverlässiger wird. Die **kaskadische Nutzung** der einzelnen Heizeinheiten kann zu einem insgesamt sehr stabilen System führen.

Ein kombiniertes System ermöglicht es auch, im Betrieb billigere Wärmeerzeuger, wie z.B. Solarthermie, zu integrieren und auszunutzen, um den Betrieb von teuren Spitzenlastkesseln zu reduzieren. Die Leistung von Spitzenlastkessel kann verkleinert werden. Weiterhin kann der Betrieb je nach aktuellem Brennstoffpreis angepasst werden. Zum Beispiel haben viele Wärmenetze in Dänemark sowohl Biomasse- als auch Gaskessel und Elektroboiler installiert. Für den Fall, dass der Börsenpreis für Strom sehr niedrig oder sogar negativ ist, kann der Elektroboiler betrieben werden. Beispiele wie verschiedene Technologien und Quellen kombiniert werden können, werden im CoolHeating Best Practice Bericht (Laurberg Jensen et al. 2016) zur Verfügung gestellt.

Um einen möglichst niedrigen Wärmeproduktionspreis zu erzielen, ist eine **Betriebsstrategie** wichtig, vor allem, wenn verschiedene Heiztechnologien kombiniert werden. Der koordinierte Einsatz der Heiztechnologien muss sich an die sich ändernden Rahmenbedingungen (Brennstoffpreise) bestmöglich anpassen.

Ein Beispiel einer Betriebsstrategie ist der koordinierte Einsatz verschiedener **Kraftwärmekopplungstechnologien**, der die in Abbildung 62 dargestellt wird. Die Grafik zeigt die Netto-Wärmeproduktionskosten verschiedener kombinierter Kessel, Blockheizkraftwerke und einer Wärmepumpe in Abhängigkeit der Börsenstrompreise.

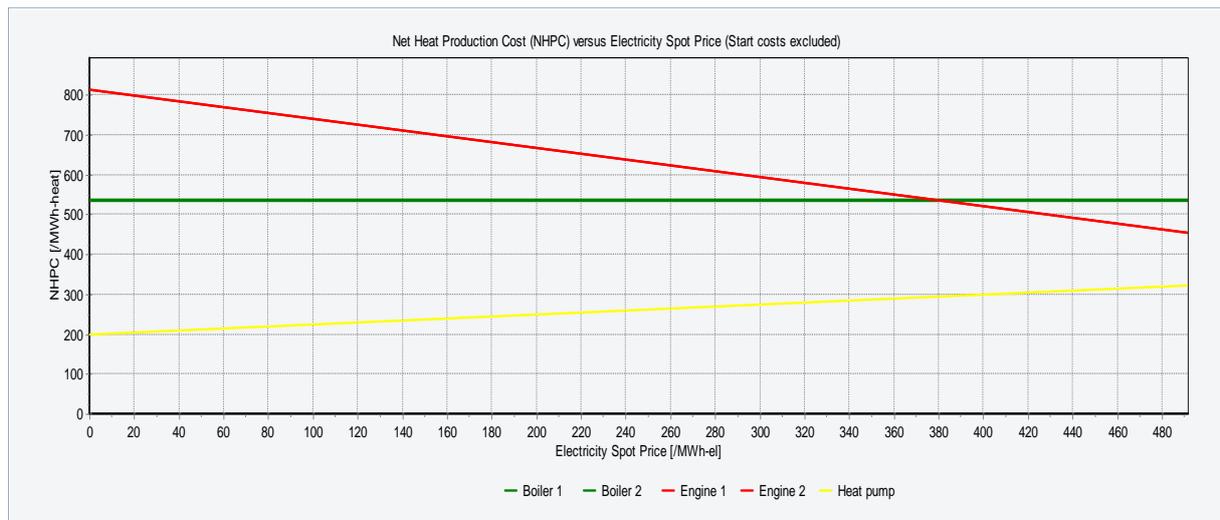


Abbildung 62: Beispiel der Netto-Wärmeproduktionskosten (NHPC) in Abhängigkeit des Börsenstrompreises für eine kombinierte Kraftwärmekopplungs-Heizzentrale (Quelle: PlanEnergi)

Die Wärmeproduktionskosten der Heizkessel sind unabhängig von den Strompreisen konstant, da sie nur Wärme erzeugen. Die Wärmeproduktionskosten der KWK-Einheiten hingegen hängen vom Stromverkauf ab, wobei die Wärmeproduktionskosten eines BHKWs mit steigenden Strompreisen abnehmen. Das Gegenteil ist der Fall für Wärmepumpen und Elektroboiler. Bei der Kombination mehrerer Technologien ist es beispielsweise sinnvoll, KWK-Einheiten bei hohen Strompreisen zu nutzen, Wärmepumpen oder Elektroboiler hingegen bei geringen Strompreisen.

Eine andere Strategie ist die **Kombination von Biomasse mit Solarthermie**, um die Gesamtbetriebskosten zu senken. Der Wärmebedarf kann während der Sommermonate mit Solarthermie gedeckt werden, was die Biomassekosten in diesen Monaten reduziert (siehe Abbildung 3). Kosten für den Betrieb und die Wartung des Biomasse-Kessels können so im Sommer verringert werden, während der Biomassekessel die Wärmeversorgung zu Zeiten mit geringer Sonneneinstrahlung garantiert.

Neben den Wärmequellen kann die intelligente Einbindung von **Wärmespeichern** ein wichtiger Bestandteil der Gesamtstrategie sein. Kurzzeitspeicher können Spitzenlasten puffern. Saisonale Wärmespeicher können den solaren Deckungsbeitrag in einem Wärmenetz erhöhen. In einem solchen System kann eine Wärmepumpe ein wichtiger Bestandteil sein.

Die Wärmeproduktionskosten hängen von den Brennstoffkosten, den Steuern, den Strompreisen, dem Gesamtwärmeverkauf, sowie von den Kosten für Betrieb und Wartung ab. In einem kombinierten System mit verschiedenen Technologien bestimmt der Wärmeproduktionspreis die Anzahl der jeweiligen Betriebsstunden je Einheit. In einem Jahr mit hohen Strompreisen wird die KWK-Anlage beispielsweise mehrere Stunden laufen als in einem Jahr mit niedrigen Strompreisen. Elektroboiler oder elektrische Wärmepumpen werden dagegen in diesem Jahr weniger betrieben werden.

Ein Nachteil der Kombination mehrerer Technologien ist, dass das System komplexer wird und gute Steuerungssysteme erfordert. Ein weiterer Nachteil ist, dass die Investitionen weniger ausgenutzt werden, d.h. die Anzahl der Volllaststunden, beispielsweise eines Biomassekessels, werden reduziert. Daher sollte die Wirtschaftlichkeit für das Gesamtsystem und nicht für jeden Teil der Investition berechnet werden. Risiken durch die höhere Komplexität und die höheren Investitionskosten können durch die Einbeziehung eines guten professionellen Planungsunternehmens verringert werden.

Bevor Investitionen in ein Wärmenetz getätigt werden, ist es wichtig, die verfügbaren Technologien, die verfügbaren Ressourcen und den Wärmebedarf zu analysieren, um die Leistungsfähigkeit der Anlage und der Versorgung zu optimieren.

Für die Dimensionierung der Heizeinheiten ist die Jahresdauerlinie (Kapitel 6.3.1) ein hilfreicher Indikator. Für die Detailplanung wird die Anwendung einer **Planungssoftware** empfohlen, wie z.B. energyPRO. Dieses Programm kann eine Jahresdauerlinie erstellen, die verschiedene Annahmen über den jährlichen Wärmebedarf, die Schwankungen des Wärmebedarfs und lokale Rahmenbedingungen, berücksichtigt. Es ist auch möglich, mit dieser Software die detaillierte Planung der Heizeinheiten durchzuführen.

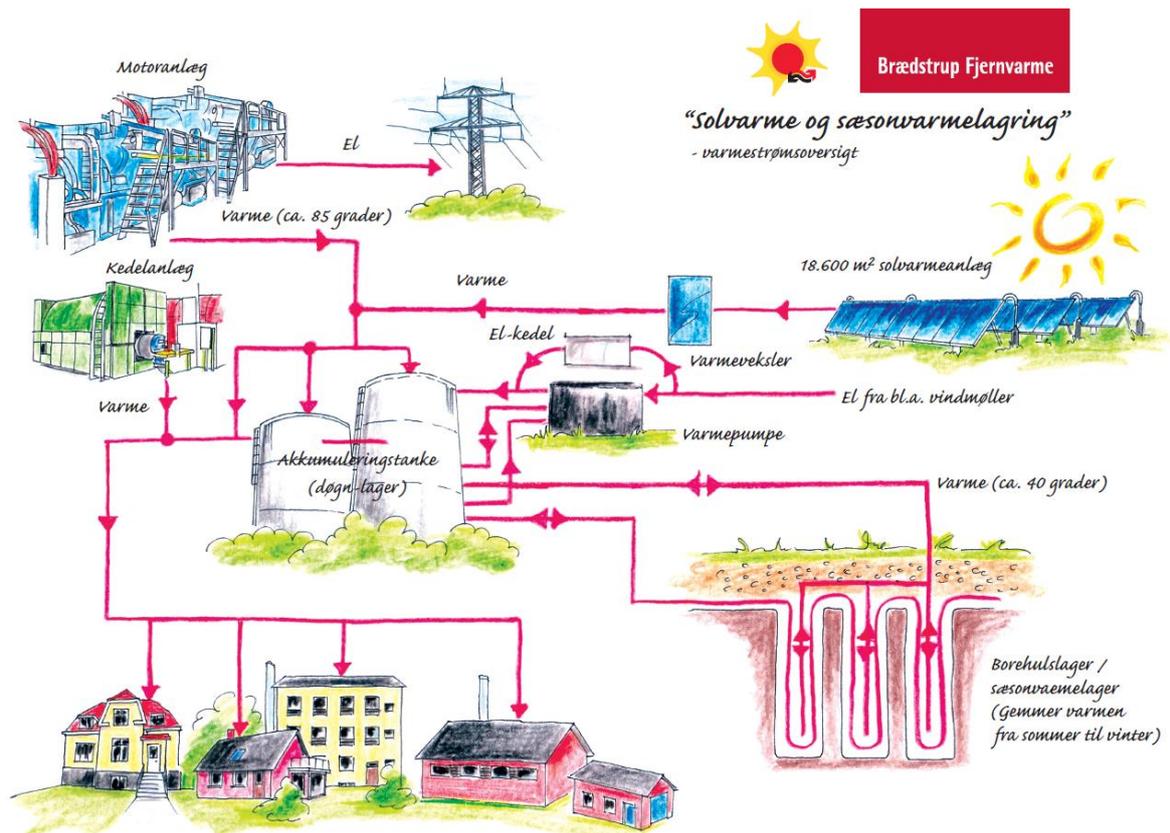


Abbildung 63: Schema des Wärmenetzes in Braedstrup, Dänemark (Quelle: braedstrup-fjernvarme.dk)

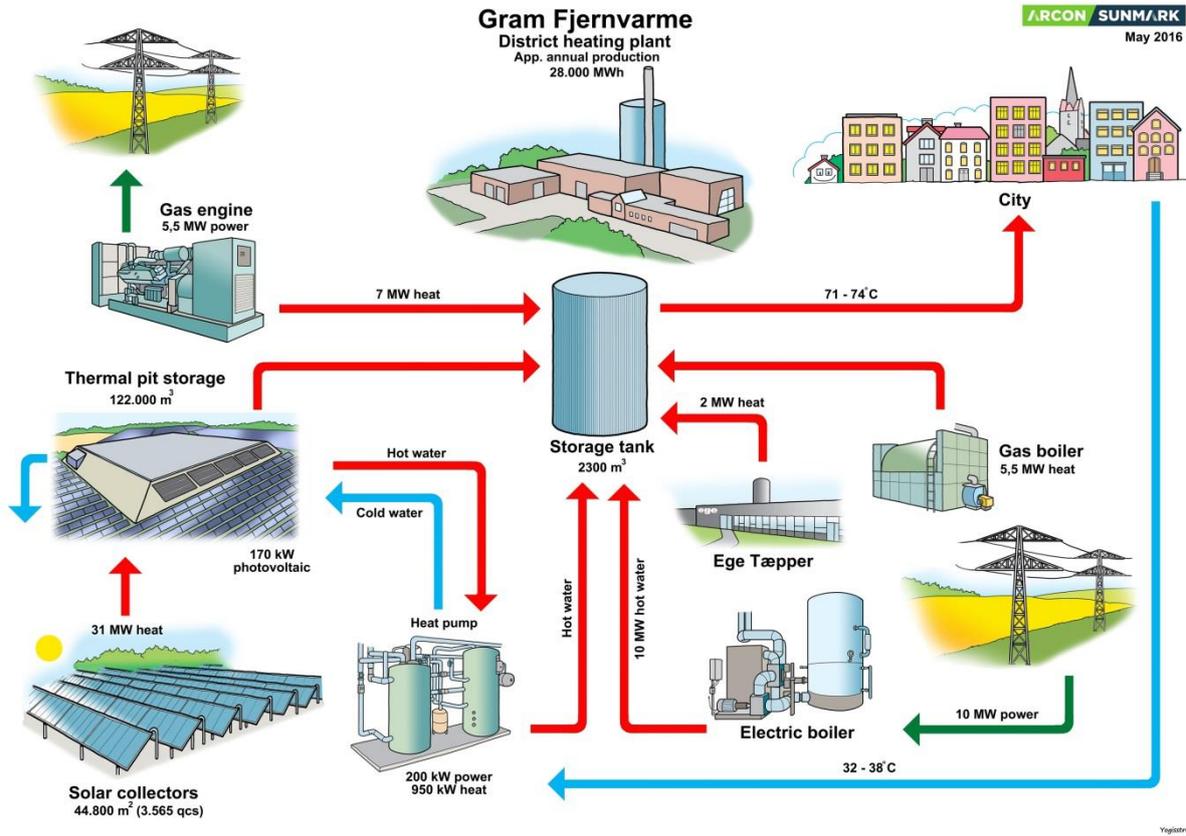


Abbildung 64: Schema des Wärmenetzes in Gram, Dänemark (Quelle: <http://www.gram-fjernvarme.dk>)

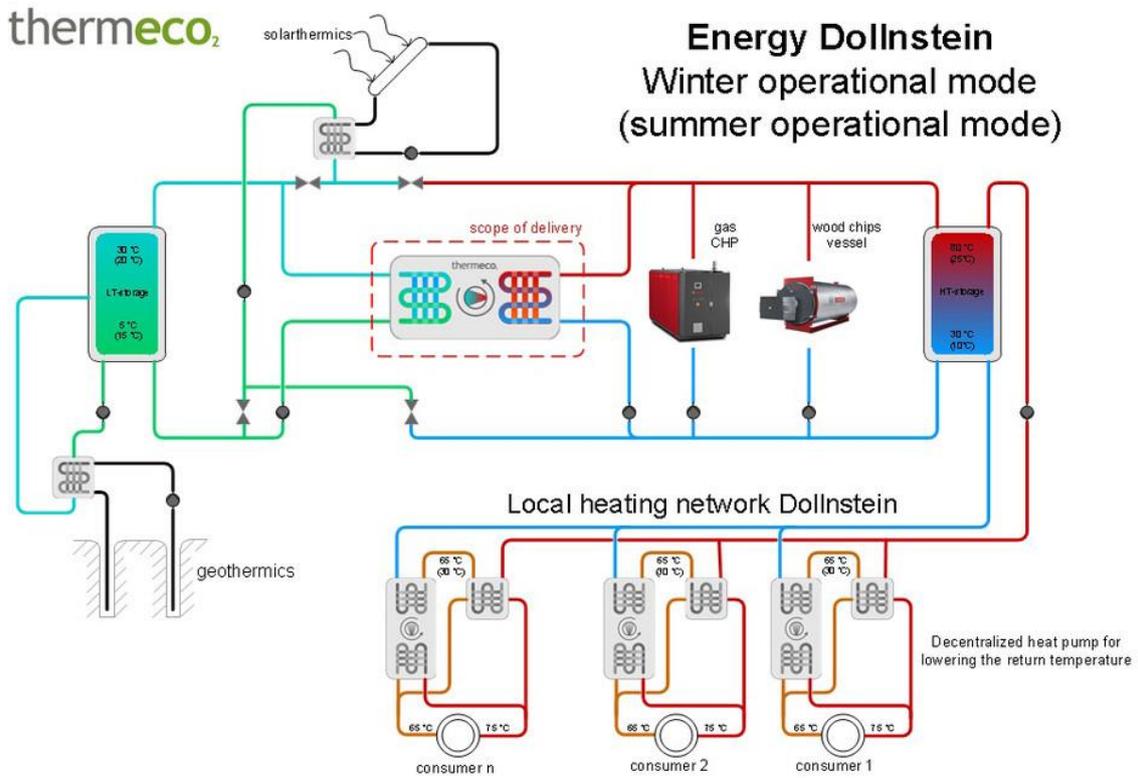


Abbildung 65: Schema des Wärmenetzes in Dollnstein (Quelle: Dürr thermea)

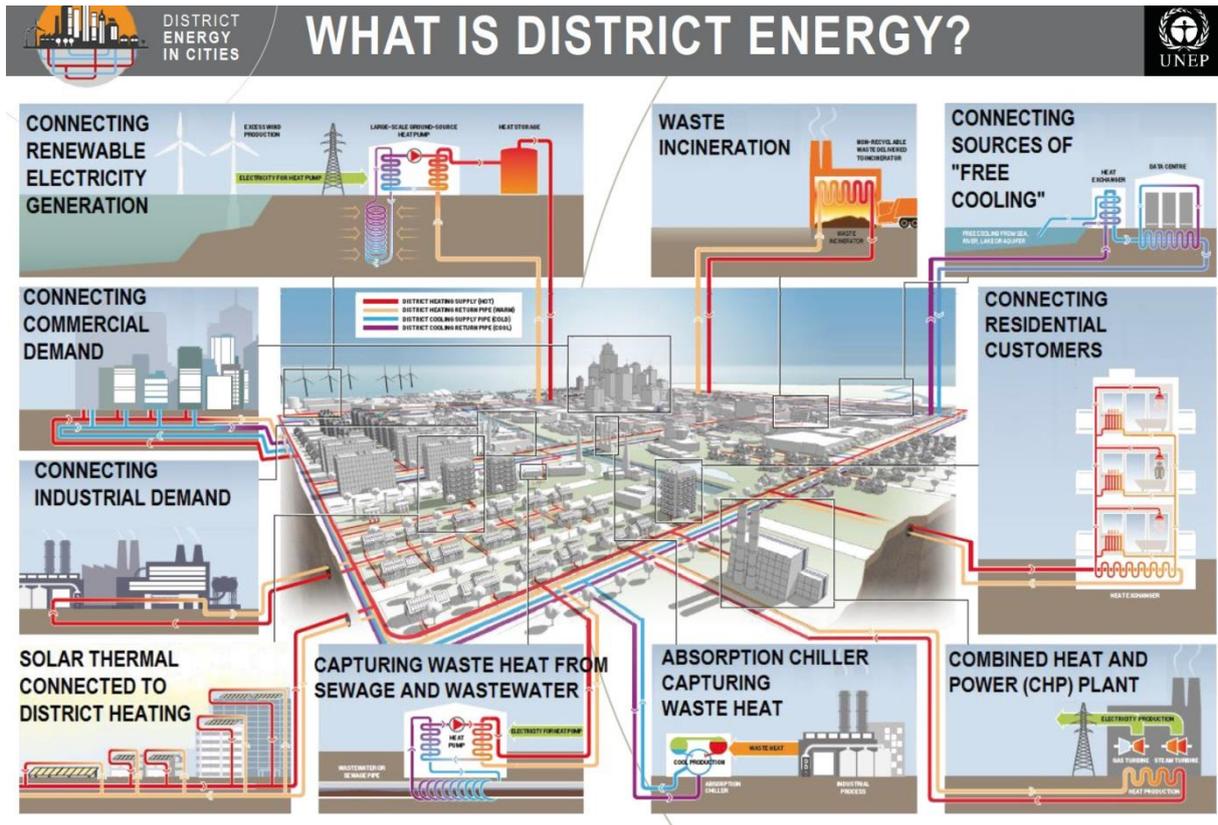


Abbildung 66: Bestandteile eines größeren Fernwärmenetzes (Quelle: UNEP, www.districtenergyinitiative.org)

6.4 Verbraucherbedürfnisse und Verbraucherverhalten

Neben der technischen Analyse des Wärmebedarfs ist auch eine Analyse nicht-technischer Aspekte vorzunehmen. Dabei müssen vor den nächsten Planungsschritten die Bedürfnisse der Verbraucher und ihr Verhalten untersucht werden.

Die **Bereitschaft der Verbraucher**, sich dem Wärmenetz anzuschließen, muss eingeschätzt werden. Die Motivation der anzuschließenden Verbraucher kann vielfältig sein. Niedrigere Wärmepreise, bessere Dienstleistungen, der Einsatz erneuerbarer Energien und höherer Komfort können potenzielle Gründe sein. Die Erhöhung des Komforts macht sich dadurch bemerkbar, dass sie nur für die Wärme bezahlen müssen, sich aber nicht um den Brennstoffeinkauf kümmern müssen, wie es bei individuellen Ölheizungen der Fall ist. Dieser Komfort ist ein wichtiges Argument in der Wettbewerbsfähigkeit eines Wärmenetzes. Darüber hinaus kann die Erweiterung der nutzbaren Gebäudefläche ein wichtiges Argument für den Anschluss an ein Wärmenetz sein, da dieser in der Regel weniger Platz im Gebäude benötigt, als eine individuelle Heizungsanlage. Angeschlossene Konsumenten benötigen nur eine Wärmeübertragungsstation und manchmal einen Pufferspeicher, während z.B. für eine Ölheizung, Platz für den Kessel und für den Öltank benötigt wird.

Direkte persönliche Kontakte zu den Verbrauchern und Informationsveranstaltungen unterstützen den Prozess. Je nach Stand der Planung, können konkrete Interessensbekundungen oder Vorverträge von potenziellen Verbrauchern gesammelt werden, aus denen die Bereitschaft hervorgeht sich anzuschließen. Dies ist wichtig, da in der anfänglichen Projektphase oft nicht alle potenziellen Wärmeverbraucher angeschlossen werden können, was den möglichen Wärmebedarf des gesamt erhobenen Gebiets reduziert.

Sobald das Projekt weiter fortgeschritten ist, sollten, aufgrund der hohen Investitionskosten, die für den Aufbau eines Wärmenetzes erforderlich sind, **langfristige Verträge** zwischen

dem Lieferanten (Versorger) und den Verbrauchern unterzeichnet werden. Die Ausgestaltung der Verträge muss relevante Gesetze, Behördenerlasse und Gerichtsentscheidungen berücksichtigen. Kunden sollten über das Geschäftsmodell des Wärmenetzbetreibers informiert werden und Betriebsdaten sollten transparent und nachvollziehbar sein. Dadurch kann das Vertrauen zwischen den Kunden und dem Wärmeversorger erhöht werden, was ausschlaggebend für die Realisierung eines Wärmenetzes sein kann. Damit die Verbraucher die Verträge unterzeichnen, sollten folgende Informationen bereitgestellt werden:

- Anschreiben
- Angaben zum Wärmeversorger
- Vereinbarung über die Wärmeversorgung
- Vertragsbedingungen für die Wärmeversorgung
- Technische Voraussetzungen für den Anschluss ans Wärmenetz
- Vereinbarungen zum Wärmepreis

Im Vertrag mit dem Verbraucher müssen die **Wärmeversorgungsbedingungen** vereinbart werden. Es gibt zwei Grundkonzepte zur Wärmebereitstellung, nämlich die Grundlastversorgung und die garantierte Wärmeversorgung.

Bei der **Grundlastversorgung** beliefert der Wärmenetzbetreiber den Kunden nur mit der verfügbaren Wärmemenge, der Betreiber garantiert jedoch keine volle Wärmeversorgung. Dieses spezielle Modell wird häufig verwendet, wenn das Wärmenetz z.B. nur mit der Abwärme einer bereits installierten Biogasanlage betrieben wird. Da der Betreiber die Wärmeversorgung nicht garantiert, ist es notwendig, dass der Wärmeverbraucher auch mit zusätzlichen (vorhandenen) Kesseln ausgestattet ist, die eingeschaltet werden können, wenn der Netzbetreiber nicht genügend Wärme liefert. Dies geschieht vor allem in Zeiten des Spitzenbedarfs oder bei Systemausfällen und Wartung. Im Grundlastversorgungsmodell ist das Risiko des Netzbetreibers auf ein Minimum reduziert. Allerdings muss der Betreiber in der Regel viel niedrigere Preise für diese Wärme ansetzen. Die Wärmekunden profitieren in der Regel von sehr niedrigen Wärmepreisen, müssen aber für die Installation und Wartung ihrer individuellen Heizanlagen bezahlen. (Rutz et al., 2015)

Im Konzept der **garantierten Wärmeversorgung** wird der gesamte Wärmebedarf vom Netzbetreiber geliefert. Das ist das gängige Modell für neue Wärmenetze. In diesem Modell wird auch der Spitzenlastbedarf vom Netzbetreiber abgedeckt, z.B. in kalten Wintern. Auch bei Wartungsarbeiten oder bei Ausfall einer Komponente muss der Betreiber die Wärmeversorgung garantieren. Wärmelieferverträge in Deutschland gewährleisten normalerweise die Wärmelieferung bis Temperaturen von -15°C . In diesem Modell hat der Betreiber höhere Investitionskosten, da er Spitzenlast- oder Notheizgeräte installieren und warten muss. Auch das Risiko ist für den Betreiber höher, da er die Wärmeversorgung garantieren muss. Da der Verbraucher die Wärmeversorgung vollständig an den Netzbetreiber ausgelagert hat, können höhere Wärmepreise erhoben werden. Der Komfort für den Verbraucher ist höher. (Rutz et al., 2015)

Parallel zur technischen Erhebung können die **Verbrauchscharakteristiken und Daten** der potenziellen Wärmeverbraucher analysiert werden. Dabei müssen saisonale und tägliche Verbrauchsprofile und Spitzenlasten analysiert werden.

Es muss berücksichtigt werden, dass das **Verbraucherverhalten** manchmal einen größeren Einfluss auf den Wärmebedarf hat, als die Technik. Der Wärmebedarf kann aufgrund unterschiedlicher Verhaltensweisen der Verbraucher erheblich variieren. Zum Beispiel können unterschiedliche Lüftungsgewohnheiten und falsche Wartung der Heizsysteme einen großen Einfluss auf den Wärmebedarf haben. Die Installation und der Anschluss der Verbraucher an das Wärmenetz könnte eine Gelegenheit sein, die Verbraucher in Energiesparmaßnahmen zu schulen. Darüber hinaus sollte die Heizungsanlage im Gebäude,

die in der Regel vom Bauherrn und nicht vom Wärmenetzbetreiber betrieben wird, optimiert werden. Dies könnte als zusätzlicher Service des Wärmebetreibers und in enger Zusammenarbeit mit lokalen Installateuren angeboten werden.

Schließlich kann das **Geschäftsmodell** für ein Wärmenetz den Verbrauchern direkte Beteiligungsmöglichkeiten bieten. Sie können als Investoren oder Aktionäre, vor allem in kooperativen Modellen beteiligt sein. Dies kann die Gesamtakzeptanz des Projekts erhöhen.

6.5 Wirtschaftlichkeit von Wärmenetzen

Die Gesamtwirtschaftlichkeit eines Nahwärmeprojektes hängt von vielen Faktoren auf unterschiedlichen Ebenen ab. Zum Beispiel werden die Kosten für Wärme aus erneuerbaren Energien in der Gesellschaft meist mit den Wärmekosten aus fossilen Brennstoffen verglichen. Wenn ein mit erneuerbaren Energien betriebenes Wärmenetz billigere Wärmekosten verursacht als ein fossil betriebenes, wird es umgesetzt; Wenn die Wärmekosten höher sind, wird das Projekt oftmals nicht realisiert. Auf lokaler Ebene kann die Wirtschaftlichkeit durch lokale Förderprogramme beeinflusst werden.

Nachfolgend werden nur einige wichtige Aspekte zusammengefasst, die die Wirtschaftlichkeit des Projektes beeinflussen. Detaillierte Informationen werden durch andere Berichte des CoolHeating-Projekts sowie durch ein vom CoolHeating-Projekt entwickelten Wirtschaftlichkeitsrechner bereitgestellt. Die entscheidenden Faktoren, die die Wirtschaftlichkeit eines Projektes beeinflussen, sind:

- Investitionskosten
- Betriebs- und Wartungskosten
- Wärmebedarf der Verbraucher
- Brennstoffpreise (z.B. Biomasse) für den Heizkessel
- Preise für fossile Brennstoffe
- Steuern
- Qualität und Lebensdauer der Anlagen
- Geschäftsmodell
- Eigentumsverhältnisse des Netzes

7 Kältetechnologien

Mit zunehmender Erderwärmung wird auch der Bedarf an Kühlung wichtiger. Schon heute ist der Energiebedarf zum Kühlen beachtlich. Die Hauptanwendungen der Kühlung sind:

- Klimatisierung von öffentlichen und privaten Gebäuden
- Klimatisierung von Industriegebäuden (z.B. Serverräume)
- Kühlung von agroindustriellen Produkten und Lebensmitteln
- Kühlung für die Lebensmittel- und Getränkeindustrie
- Kühlung für die chemische Industrie

Abhängig von der benötigten Kühlleistung und dem Temperaturniveau können erneuerbare Energien sehr gut zur Bereitstellung von Kälte beitragen. Kälte wird in vielen Bereichen vor allem in der warmen Sommerzeit benötigt, wenn die Sonneneinstrahlung sehr hoch ist. So

könnte solares Kühlen mit Solarthermie und mit Abwärme aus anderen Prozessen den Anteil Erneuerbarer Energie insgesamt erhöhen.

Um mit Erneuerbaren Energien zu kühlen, können freies Kühlen, konventionelle Kompressionskälteanlagen, Absorptionskälteanlagen, Adsorptionskälteanlagen und Wärmepumpen eingesetzt werden. Diese Technologien werden im Folgenden kurz präsentiert.

7.1 Freies Kühlen

Unter freies Kühlen ("free cooling" oder „passives Kühlen“) versteht man das Kühlen mit minimalem Energieeinsatz und bei niedrigen Kosten ("frei") unter Ausnutzung niedriger Umgebungstemperaturen, z.B. aus Luft, Boden oder Gewässern. Die Kühlung ist nicht vollständig kostenlos, da kleine Mengen an Energie benötigt werden, um die Ventilatoren, Pumpen oder Steuergeräte zu betreiben. Natürlich vorkommende Kältequellen tragen somit zu Kosteneinsparungen und zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen bei. Folgende Kältequellen können in Betracht gezogen werden:

- Kaltes Wasser aus dem Meer, Seen, Flüsse
- Nachtlufkälte
- Höhen-Kälte
- Boden- oder geothermische Kälte

Je nach System und Anforderungen kann die freie Kältequelle als Einzelkältequelle oder in Kombination mit anderen technischen Geräten, wie herkömmlichen Kältemaschinen, eingesetzt werden. Im Falle schwankender freier Kältequellen, wie z.B. kühle Nachtluft, könnte freie Kühlung eingesetzt werden um konventionelle Kältemaschinen in der Nacht zu umgehen. Herkömmliche Kältemaschinen könnten dann während Spitzenkühlbedarf verwendet werden.

Gebäude können auch so gestaltet werden, dass sie in der Nacht mit kühler Umgebungsluft abgekühlt werden, so dass das Gebäude tagsüber akklimatisiert ist.

Eine einfache Anwendung der freien Kühlung ist die Klimatisierung von Gebäuden, die eine Erdwärmepumpe haben, welche im Winter zur Raumheizung eingesetzt wird. Im Sommer hat der Boden durchschnittliche Temperaturen von 8-12°C, so dass gekühltes Wasser der Erdwärmesonde direkt an das Zentralheizungssystem des Gebäudes angeschlossen werden könnte, um es über den Wasserkreislauf zu kühlen. Vor allem, wenn der Heizwasserkreislauf große Flächen- oder Fußbodenheizkörper durchströmt, kann die Bodenkälte zum Abkühlen des Gebäudes genutzt werden. Es ist darauf zu achten, dass die Kühler nicht unter den Taupunkt abgekühlt werden, da sonst Kondenswasser das Gebäude beschädigen könnte.

7.2 Kompressionskältemaschinen

Kompressionskältemaschinen sind die am weitesten verbreiteten Geräte für die Klimatisierung von Gebäuden und Autos. Sie werden auch in Haushalts-Kühlschränken, in gewerblichen Kühlanlagen, in der chemischen Industrie, in Lagerhäusern zur Lagerung von Lebensmitteln, in Kühlwagen usw. eingesetzt.

Kompressionskältemaschinen verwenden ein zirkulierendes flüssiges Kältemittel als Medium, das Wärme aus dem zu kühlenden Raum entzieht und sie anschließend an die Umgebungsluft abgibt. Herzstück von Kompressionskältemaschinen ist der Kompressor, der mit Strom (oder mit einem Verbrennungsmotor) betrieben wird. Weiterhin umfasst das System einen Kondensator, ein thermisches Expansionsventil und einen Verdampfer.

Das zirkulierende Kältemittel tritt in den Kompressor als gesättigter Dampf ein. Dieser wird komprimiert, so dass die Temperatur ansteigt. Der heiße, verdichtete Dampf heißt

Heißdampf. Dieser Dampf wird durch die Umgebungsluft (oder Wasser) abgekühlt, was zur Kondensation des Dampfes führt. Das kondensierte flüssige Kältemittel wird als gesättigte Flüssigkeit bezeichnet. Es tritt in das Expansionsventil ein, wo der Druck schnell abnimmt. Diese Druckentspannung führt zur Verdampfung des flüssigen Kältemittels. Dabei sinkt die Temperatur des Kältemittelgemisches und führt so zu dem gewünschten Kühleffekt. Das zirkulierende Kältemittel tritt wieder in den Kompressor ein und schließt den Kreis.

Der Hauptvorteil von Kompressionskältemaschinen ist seine Einfachheit und Zuverlässigkeit sowie die Tatsache, dass Kompressionskältemaschinen die am weitesten verbreiteten Kältemaschinen sind. Der Nachteil ist der hohe Strombedarf, um die Kompressoren zu betreiben. Da die Stromkosten oft hoch sind, sind die Betriebskosten von Kompressionskältemaschinen oft beträchtlich.

Im Gegensatz zu Adsorptions- oder Absorptionskältemaschinen ist die Hauptenergiequelle von Kompressionskältemaschinen Strom, während die anderen Systeme hauptsächlich mit Wärme betrieben werden, beispielsweise mit Wärme von Solarkollektoren.

Da die Preise für Strom aus Photovoltaik-Anlagen (PV) in den letzten Jahren erheblich gesunken sind, werden stromintensive Kompressionskältemaschinen auch weiterhin stark konkurrenzfähig gegenüber Adsorptions- oder Absorptionskältemaschinen sein, soweit der dazu benötigte Strom mit PV gedeckt wird. So können "PV betriebene Kompressionskältemaschinen" zukünftig im Wettbewerb zu "solarthermisch betriebenen Adsorptions- oder Absorptionskältemaschinen" stehen.

7.3 Absorptionskältemaschinen¹³

Im Gegensatz zu Kompressionskältemaschinen die vorwiegend mit Strom betrieben werden, verwenden Absorptionskältemaschinen hauptsächlich Wärme als Prozessenergie, z.B. solarthermische Wärme oder Abwärme. Absorptionskältemaschinen sind eine Alternative zu den weit verbreiteten Kompressionskältemaschinen, vor allem wenn das Stromnetz instabil ist, der Strom sehr teuer oder nicht verfügbar ist, wenn der Lärm vom Kompressor problematisch ist oder wenn überschüssige Wärme wie z.B. bei Biogasanlagen vorhanden ist. Im Allgemeinen sind die Absorptionskältemaschinen im Vergleich zu Kompressionskältemaschinen durch folgende Hauptvorteile gekennzeichnet (Skagestad & Mildenstein, n.d.):

- Niedrigerer Stromverbrauch
- Leiser Betrieb und weniger Vibration
- Abwärme kann sinnvoll genutzt werden.
- Die verwendeten Kältemittel sind in der Regel nicht schädlich für den Ozonabbau der Atmosphäre.

Sowohl Absorptions- als auch Kompressionskältemaschinen verwenden Kältemittel, meist mit einem sehr niedrigen Siedepunkt (oft weniger als -18°C). Bei beiden Arten wird Wärme aus einem System extrahiert indem das Kältemittel verdampft und somit den Kühleffekt erzeugt. Der Hauptunterschied zwischen den beiden Systemen ist die Art und Weise, wie das Kältemittel aus der gasförmigen Phase zurück in eine Flüssigkeit gewandelt (regeneriert) wird, so dass sich der Zyklus wiederholen kann. Kompressionskältemaschinen verflüssigen das Gas, indem sie den Druck durch einen (elektrisch betriebenen) Kompressor erhöhen. Ein Absorptionskühler verflüssigt das Gas durch Absorption des Kältemittels in eine andere Flüssigkeit und desorbiert es darauffolgend mit Hilfe externer Wärme. Ein weiterer Unterschied zwischen den beiden Arten ist das verwendete Kältemittel. Kompressionskältemaschinen verwenden normalerweise Chlorfluorkohlenwasserstoffe

¹³ Zur Erarbeitung des gesamten Kapitels wurde das BiogasHeat Handbuch verwendet (Rutz et al. 2015). Einige Textstellen wurden direkt übernommen.

(HFCKW) oder Fluorkohlenwasserstoffe (HFCs), während Absorptionskältemaschinen normalerweise Ammoniak oder Lithiumbromid (LiBr) verwenden.

Im Allgemeinen werden Absorptionskältemaschinen in direkt oder indirekt beheizte Systeme sowie, abhängig von der Anzahl der Stufen, in single effect, double effect oder triple effect Systeme kategorisiert. Für die Nutzung von erneuerbarer Wärme sind nur indirekt beheizte Kältemaschinen relevant, obwohl theoretisch auch direkt beheizte Kältemaschinen mit der direkten Verbrennung von z.B. Biogas betrieben werden können. Auch Absorptions- und Kompressionskältemaschinen können miteinander kombiniert werden (Kaskaden- oder Hybridkühlung).

Die Einstufung in single-effect, double-effect und triple-effect Absorptionskältemaschinen basiert auf der Anzahl der Wärmequellen (Niveaus). **Single-effect** Absorptionskältemaschinen haben nur eine Wärmerstufe der Arbeitsflüssigkeit (schwache Lösung). **Double-effect** Absorptionskältemaschinen haben zwei Stufen der Dampferzeugung, um das Kältemittel aus dem Absorptionsmittel zu trennen. Deshalb haben Double-effect Kältemaschinen zwei Kondensatoren und zwei Generatoren. Die Wärmeübertragung erfolgt bei einer höheren Temperatur im Vergleich zum single effect Zyklus. Doppel-Effekt-Kältemaschinen sind effizienter, aber auch teurer (New Buildings Institute 1998). **Triple-effect** Absorptionskältemaschinen sind im Vergleich zu double effect Kältemaschinen noch weiter entwickelt. Triple effect Absorptionskältemaschinen sind momentan als nächste Generation der Absorptionstechnologie in der Entwicklung (New Buildings Institute 1998).

Die Verwendung von Absorptionskältemaschinen hängt von der Temperatur der verfügbaren Wärmequelle, dem verwendeten Kältemittel, dem Transportmedium sowie von der gewünschten Kühltemperatur ab. LiBr / H₂O Absorptionskältemaschinen können bis zu 6°C und NH₃ / H₂O Absorptionskältemaschinen von 0°C bis -60°C abkühlen.

Um Kältemaschinen zu vergleichen, wird die **Leistungszahl** (energy efficient ratio (EER)) verwendet, die der Leistungszahl (COP) von Wärmepumpen ähnlich ist. Sie ist das Verhältnis der Kühlleistung (\dot{Q}_C) zur Wärmeleistung (\dot{Q}_H). Dabei ist die elektrische Pumpleistung (P_P) vernachlässigbar. Die Leistungszahl von Absorptionskälteanlagen ist in der Regel kleiner als 1. Typische Leistungszahlen für handelsübliche Kältemaschinen reichen von 0,65 bis 0,8 für single effect Anlagen und 0,9 bis 1,2 für double effect Anlagen (Skagestad & Mildenstein, n.d.).

$$EER = \frac{\text{Kühlleistung}}{\text{Wärmeleistung}} = \frac{\dot{Q}_C}{\dot{Q}_H + P_P} \approx \frac{\dot{Q}_C}{\dot{Q}_H} \quad \text{Formel 8}$$

EER *Energy efficient Ratio (Leistungszahl)*

\dot{Q}_C *Kühlleistung[kW]*

\dot{Q}_H *Wärmeleistung[kW]*

P_P *elektrische Pumpleistung [kW]*

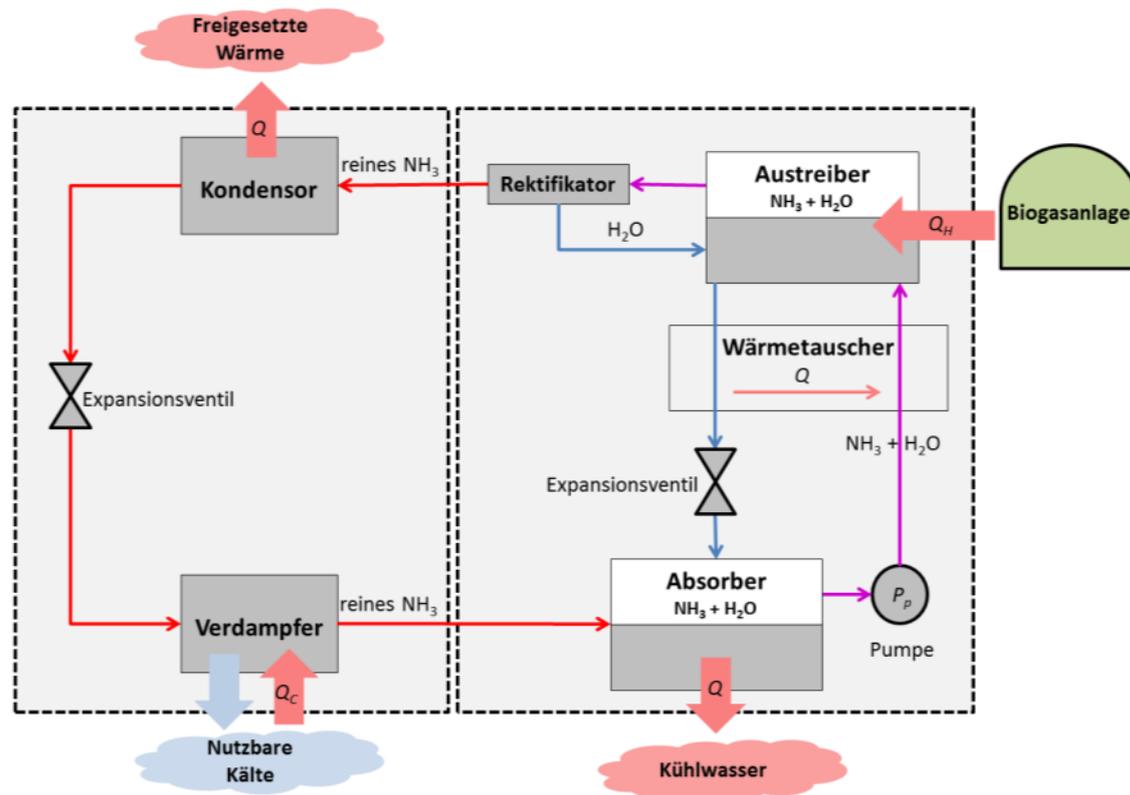


Abbildung 67: Schema einer Ammoniak-Wasser-Absorptionskältemaschine unter Verwendung von erneuerbarer Wärme, z.B. aus einer Biogasanlage (Quelle: Rutz et al. 2015)

Das Schema einer **Ammoniak-Wasser-Absorptionskältemaschine** ist in Abbildung 67 dargestellt. Bei diesem Verfahren dient Ammoniak (NH_3) als Kältemittel und Wasser (H_2O) als Transport- (Absorptions-) Medium. Durch Verdampfen erzeugt reines Ammoniak den Kühleffekt. Es absorbiert die Wärme des zu kühlenden Raums und verdampft. Vom **Verdampfer** wird der Ammoniakdampf zum **Absorber** gepumpt. Im Absorber ist bereits eine schwache Lösung von Ammoniak-Wasser vorhanden. Das Wasser, das als Transportmedium in der Lösung verwendet wird, ist ungesättigt und kann mehr Ammoniakgas aufnehmen. Wenn Ammoniak vom Verdampfer in den Absorber eintritt, wird es schnell vom Wasser absorbiert so dass eine hochkonzentrierte Ammoniak-Wasserlösung entsteht. Während des Absorptionsprozesses wird Wärme freigesetzt, was die Ammoniak-Absorptionskapazität von Wasser reduzieren kann; Daher wird der Absorber mit Kühlwasser gekühlt. Die hochkonzentrierte Ammoniak-Wasserlösung wird von einer **Pumpe** unter hohem Druck in den **Austreiber** gepumpt. Dort wird sie von einer Wärmequelle (hier: Biogasanlage) erwärmt, wodurch das Ammoniak verdampft. Der Ammoniakdampf verlässt den Austreiber. Durch die starke Wasser-Ammoniak-Affinität werden auch geringe Mengen an Wasser mitgenommen. Aus diesem Grund wird es durch den **Rektifikator** geleitet, einem Gerät, das einer Destillationsanlage ähnelt. Danach fließt das Wasser durch den Wärmetauscher und das Expansionsventil zurück in den Austreiber. Anschließend bewegt sich die schwache Ammoniak-Wasser-Lösung vom Austreiber in den Absorber. Dann tritt reiner Ammoniak-Dampf unter hohem Druck in den Absorber ein und wird anschließend von Wasser gekühlt. In Folge verflüssigt sich das Gemisch und fließt durch das Expansionsventil ab, was zu einem abrupten Temperatur- und Druckabfall führt. Schließlich vermischt sich Ammoniak wieder mit Dampf, wodurch eine Kühlungswirkung erzielt wird. Damit ist der Kreislauf geschlossen.



Abbildung 68: Luftgekühlte Kältemaschine die mit der Abwärme einer Müllverbrennungsanlage in Österreich betrieben wird (Quelle: Rutz D.)

7.4 Adsorptionskältemaschinen

Adsorption ist die Adhäsion (Anhaften) von Atomen, Ionen oder Molekülen aus einem Gas, einer Flüssigkeit oder einem gelösten Feststoff an eine feste Oberfläche. Dieser Vorgang ähnelt dem Absorptionsverfahren, Adsorptionskältemaschinen verwenden aber feste Sorptionsmaterialien anstelle von Flüssigkeiten. Am meisten verbreitet sind heute Silicagel oder Zeolith als Sorptionsmaterial und Wasser als Kältemittel. Adsorptionskältemaschinen werden mit Wärme, wie z.B. aus solarthermischen Kollektoren, betrieben, um eine Kühlwirkung zu erzielen.

Das System besteht aus zwei Adsorptionskammern (Abbildung 69) (Solair Project, 2009), die in einem wechselnden Batch-Modus betrieben werden (Abbildung 70). Die beiden Kammern enthalten das feste Sorptionsmittel, das im neutralen Zustand das Kältemittel adsorbiert hat. Beim Erhitzen löst sich vom Feststoff der Kältemitteldampf, der anschließend abgekühlt und verflüssigt wird. Das flüssige Kältemittel verdampft im Verdampfer was zu einem Kühleffekt führt. Anschließend wird der Kältemitteldampf am Feststoff adsorbiert. Durch die Verwendung der beiden Kammern im Batch-Modus kann eine kontinuierliche Kühlung erreicht werden.

Bisher produzieren nur wenige asiatische und europäische Hersteller Adsorptionskältemaschinen. Unter normalen Betriebsbedingungen mit einer Wärmequellentemperatur von 80°C erreichen die Systeme eine Leistungszahl von ca. 0,6. Auch bei Temperaturen von ca. 60°C ist der Betrieb einer Adsorptionskältemaschine möglich. Die Leistung der Kältemaschinen reicht von 5,5 kW bis 500 kW Kälteleistung. (Solair-Projekt, 2009)

Adsorptionskältemaschinen haben die gleichen Vorteile wie Absorptionskältemaschinen. Die einfache Bauweise von Adsorptionskältemaschinen und die Zuverlässigkeit sind von Vorteil. Da es nicht zur Kristallisation kommt, gibt es keine temperaturbedingten Einschränkungen.

Es wird keine interne Pumpe benötigt und der Stromverbrauch wird auf ein Minimum reduziert. Nachteilig ist das vergleichsweise große Volumen und Gewicht. Darüber hinaus ist der Preis der Adsorptionskältemaschinen derzeit noch hoch, da nur wenige Anlagen hergestellt werden. Große Verbesserungen werden bei der Konstruktion der Wärmetauscher in den Adsorberkammern erwartet, was das Volumen und Gewicht erheblich reduzieren würde. (Solair-Projekt, 2009)

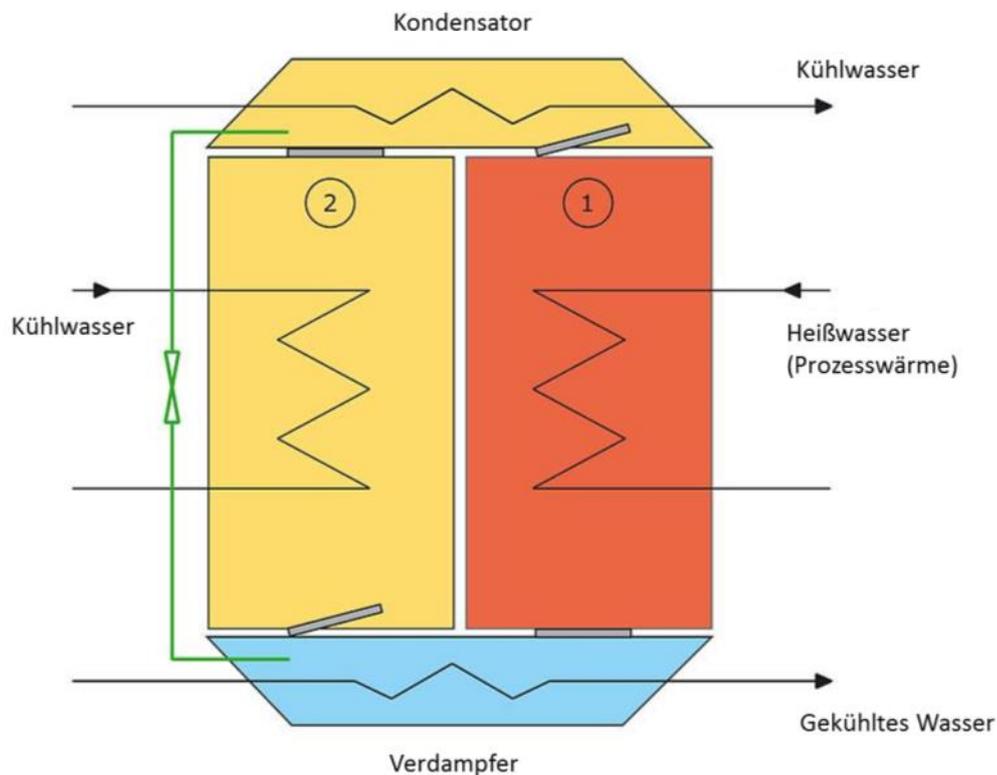


Abbildung 69: Schema einer Adsorptionskältemaschine (Quelle: Solair Project 2009)

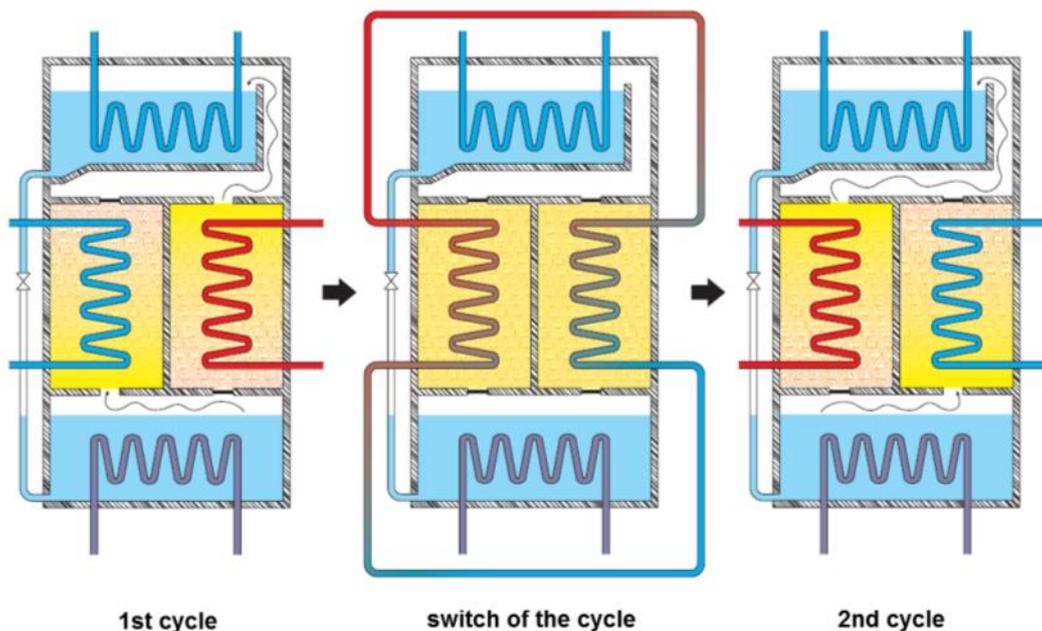


Abbildung 70: Prinzip einer Adsorptionskältemaschine (Quelle: Holzmann 2010)

7.5 Sorptionsgestützte Klimatisierung

Sorptionsgestützte Klimatisierung (SGK) (Trockenmittel-Kühlsysteme) sind offene Kreislaufsysteme, wobei Wasser als Kältemittel in direktem Kontakt mit Luft verwendet wird. Der Kühlzyklus wird thermisch angetrieben und ist eine Kombination aus Verdunstungskühlung mit Luftentfeuchtung. Die Luftentfeuchtung entsteht durch ein Trockenmittel, d.h. durch ein hygroskopisches Material. Zu diesem Zweck können flüssige oder feste Materialien verwendet werden. Der Prozess wird als offen bezeichnet, da das Kältemittel aus dem System austritt, nachdem die Kühlwirkung bereitgestellt wurde. Als Kältemittel wird Wasser eingesetzt. Sorptionsgestützte Klimatisierungstechnologien verwenden rotierende Entfeuchtungsräder (Trocknungsräder), die mit Kieselgel oder Lithiumchlorid als Sorptionsmaterial ausgestattet sind. (Solair-Projekt, 2009)

Abbildung 71 beschreibt den Prozess. Warme und feuchte Luft tritt in das langsam rotierende Trockenmittel ein und wird durch Adsorption von Wasser (1-2) entfeuchtet. Da die Luft durch die Adsorptionswärme aufgeheizt wird, durchströmt sie ein Wärmerückgewinnungsrad (Wärmetauscher) (2-3), was zu einer signifikanten Vorkühlung des Zuluftstroms führt. Anschließend wird die Luft befeuchtet und damit weiter abgekühlt (3-4), so dass die Soll-Werte bezüglich Temperatur und Luftfeuchte erreicht werden. Die solare thermische Energie kann im Winter zur Heizung (5) verwendet werden. Der Abluftstrom der Räume wird bis zum Sättigungspunkt befeuchtet (6-7), um das Wärmerückgewinnungsrad (7-8) abzukühlen. Schließlich muss das Sorptionsrad (9-10) regeneriert werden, indem Wärme in einem vergleichsweise niedrigen Temperaturbereich von 50°C - 75°C zugeführt wird was einen kontinuierlichen Betrieb des Entfeuchtungsprozesses ermöglicht. Bei extremen Außenbedingungen wie z.B. in Küstengebiete des Mittelmeeres werden spezielle Anpassungen benötigt. Eine relativ neue Technologie setzt statt festem Sorptionsmaterial eine Lithium-Chlorid-Lösung als Sorptionsmaterial und Wasser ein. (Solair-Projekt, 2009)

Trockenmittel-Kühlsysteme können mit Sonnenenergie aus Solarkollektoren betrieben werden, aber auch mit Wärme aus einem Nahwärmenetz oder aus Abwärme.

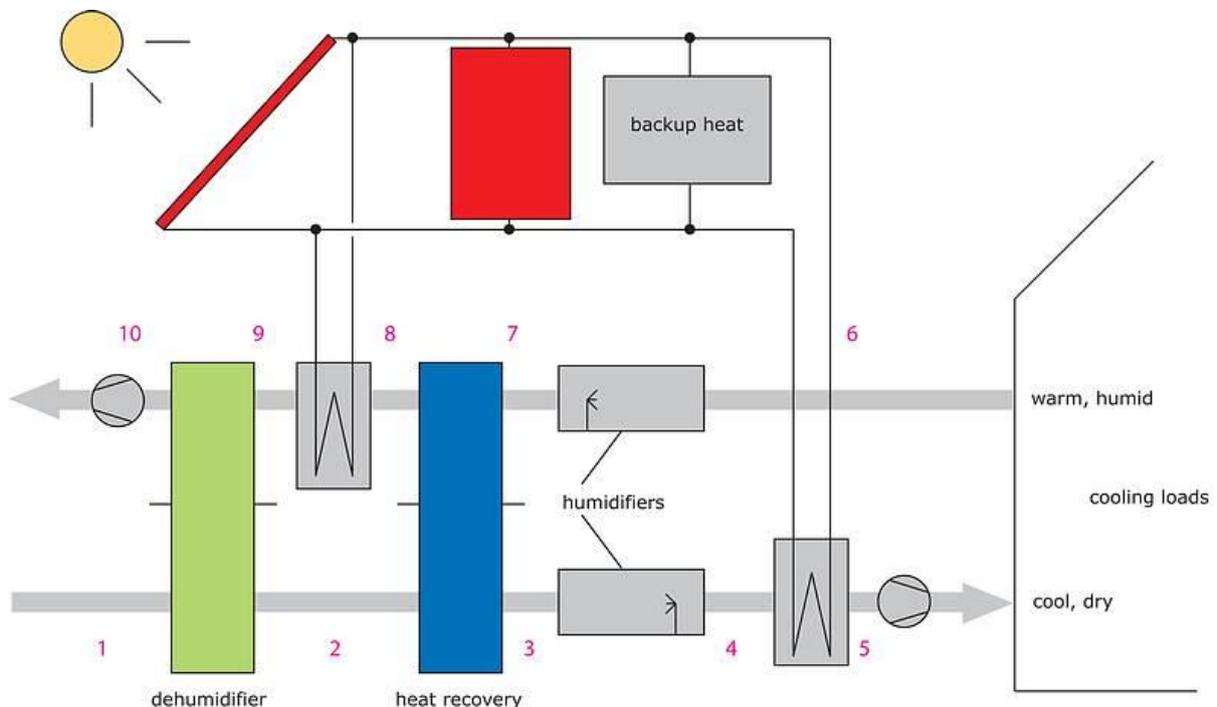


Abbildung 71: Schema einer sorptionsgestützten Klimatisierung (Quelle: Solair Project 2009)

8 Speichertechnologien für Kälte¹⁴

Technologien zur Kältespeicherung können den Wärmespeichertechnologien, die in Kapitel 4 beschrieben wurden, ähneln. Es gibt zwei Arten von Kältespeichern:

- Niedrigere Absenkung der Temperaturen von Waren in einem Kühllager als sie eigentlich benötigt wäre
- Produktion von Eis oder Kaltwasser, das in einem Tank, einem Speicher oder in geologischen Reservoirs aufbewahrt wird

Bei der ersten Art muss gewährleistet sein, dass schwankende Temperaturen die Qualität der zu kühlenden Produkte nicht beeinflussen, da manche Produkte empfindlich auf Temperaturänderungen sind.

Ursprünglich wurden Eiskeller und Eisspeicher verwendet, aber im Zuge von immer effizienteren Kälteanlagen wurden diese immer seltener. Mit neuen Anforderungen an die Flexibilität im Energiesystem könnten sie wieder eine wichtigere Rolle spielen. Dabei müsste die Eisproduktion aber effizient sein, um Energieverluste zu reduzieren.

Die herkömmliche Eisproduktion nutzt eher große Temperaturunterschiede von unter -10°C. Die Kombination von Wasser als Kältemittel und Eis als Kältespeicher kann sehr effektiv sein. Mehr Forschung und Entwicklung ist notwendig, um Eisspeicher effizient und wirtschaftlich anzuwenden.

Die Nutzung von Wasserdampf als umweltfreundliches Kältemittel hat großes Potenzial und ist Gegenstand einiger Forschungs- und Entwicklungsprojekte.

9 Integration von Kühlsystemen

Die Kühlung oder Klimatisierung mit solarthermischer Energie ist besonders für Länder der wärmeren Klimazonen interessant. Dort korreliert der hohe Kühlbedarf mit den hohen Umgebungstemperaturen, da Kälte vor allem im Sommer benötigt wird, wenn die solare Einstrahlung sehr hoch ist. Solare Kälte kann dann zur Klimatisierung von Gebäuden, für industrielle Anwendungen, sowie in Kühllagern und Warenhäusern angewandt werden (Morgenstern, 2016). Dabei können solarthermische Kälteanlagen anstelle von elektrischen Kälteanlagen verwendet werden, um das Stromnetz zu entlasten.

Auch die Nutzung anderer günstiger Wärmequellen, wie z.B. die Abwärme aus Biogas-BHKWs, kann wirtschaftlich interessant sein, um wärmebasierte Kühlsysteme (Adsorptions- und Absorptionskältemaschinen) zu betreiben.

Freise Kühlen sowie sorptionsgestützte Klimatisierung könnten in Zukunft eine wichtigere Rolle spielen. Dazu könnte das Kühlen mit PV-Strom und gängigen Kompressionskältemaschinen komplementär angewandt werden.

Eine Herausforderung ist jedoch, dass die Solar-Kühltechniken oft noch recht teuer sind, vor allem, wenn sie nur für die Klimatisierung von Gebäuden verwendet wird (Kempener, 2015).

9.1 Kühlen mit Wärme

Es gibt Gebiete in denen der Kühlbedarf eher gering ist und nur auf wenige Tage beschränkt ist, in denen auf das Kühlen oder die Klimatisierung aber nicht komplett verzichtet werden soll. Dort kann es sinnvoll sein, kleine dezentrale Absorptionskältemaschinen zu betreiben, die mit der Wärme eines Wärmenetzes betrieben werden. Die Wärme wird durch das Wärmenetz an den Verbraucher transportiert und dort vor Ort verwendet, um zu kühlen. Das

¹⁴ Der Text über Kältespeichertechnologien basiert auf Schrøder Pedersen et al. (2014)

kann vor allem dann Sinn machen, wenn das Wärmenetz aufgrund des geringen Wärmebedarfs im Sommer nicht rentabel betrieben werden kann. Mit einem Wärmenetz betriebene dezentrale Kältemaschinen könnten den Wärmebedarf des Netzes im Sommer erhöhen. Ein weiterer Vorteil dieses Ansatzes ist, dass das Stromnetz entlastet würde, da weniger Strombasierte Klimaanlage benötigt würden.

9.2 Kältenetze¹⁵

Nah- oder Fernkältenetze sind ähnlich wie Nah- oder Fernwärmenetze, zirkulieren aber statt heißen Wasser oder Dampf kaltes Wasser oder ein Wasser-Eis-Gemisch. Hierbei wird die Kälte zentral erzeugt und dann verteilt. Obwohl die Nachfrage nach Kühlung, aufgrund der höheren Komfortbedürfnissen und steigenden Globaltemperaturen, stetig steigt, gibt es Nah- oder Fernkältenetze sehr selten. Mehrere europäische Städte haben Fernkältesysteme eingeführt, um Treibhausgasemissionen zu sparen.

Das Kältenetz kann mit Kälte von Absorptionskältemaschinen, Kompressionskältemaschinen und von anderen Quellen, wie Freie Kühlung, gespeist werden. Dabei können auch verschiedene Kältemaschinen und -systeme miteinander kombiniert werden. Verträge mit den Kälteabnehmern können entweder zur Lieferung mit Grundlast oder mit Spitzenlast ausgestaltet werden.

Aufgrund der höheren Investitionskosten von Absorptionskältemaschinen können zusätzliche Kompressionskältemaschinen für den Spitzenbedarf eingesetzt werden, ähnlich wie der Spitzenlastkessel im Wärmenetz. Die Planung von Kältenetzen wird von folgenden Schlüsselparametern beeinflusst (Rutz et al., 2015):

- Temperaturunterschied zwischen Vor- und Rücklauf
- Fließgeschwindigkeit
- Netzdruck und Druckdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf

Die erfolgreiche Realisierung von Wärme- und Kältenetzen hängt vor allem davon ab, ob ein hohes Temperaturdifferenzial (ΔT) zwischen Vor- und Rücklauf erreicht werden kann (Skagestad & Mildenstein n.d.). Das ΔT von Kältenetzen ist oft auf 8-11°C begrenzt. Die Temperatur der Kaltwasserversorgung wird je nach Außentemperatur eingestellt. Kältenetze lassen sich nach deren Vorlauftemperaturen (ibid.) in drei Gruppen unterteilen:

- Wassertemperaturen: 4°C bis 7°C
- Eis-Wassersysteme: + 1°C
- Pumpfähige Sole-Eis-Gemische: -1°C

Aufgrund des geringen Temperaturunterschiedes zwischen den Kältenetzrohren und dem Boden ist es nicht unbedingt notwendig, die Rohre zu isolieren. Die Rohre des Verteilungsnetzes sind in der Regel in Tiefen von ca. 60 cm verlegt. In sehr warmen Gebieten und für oberirdisch verlegte Rohre ist eine Isolierung erforderlich.

Die maximal zulässigen **Strömungsgeschwindigkeiten** werden durch Druckabfall und kritische Systembedingungen bestimmt. Generell sollten Geschwindigkeiten von mehr als 2,5 - 3,0 m/s vermieden werden, es sei denn, das System ist speziell dafür ausgelegt, um höhere Strömungsgeschwindigkeiten zu ermöglichen (ibid.).

9.3 Ausgewählte Beispiele

Im Gegensatz zu Nahwärmenetzen gibt es sehr wenige Praxisbeispiele für Nahkältenetze. Im Folgenden werden deshalb einige Beispiele dargestellt. Bei den vorgestellten Beispielen

¹⁵ Zur Erarbeitung des gesamten Kapitels wurde das BiogasHeat Handbuch verwendet (Rutz et al. 2015).

handelt es sich nicht immer um kleine, dezentrale und erneuerbare Kältenetze, sondern um Beispiele unterschiedlicher Größen, Anwendungen und Technologien. Einen guten Überblick über solar-betriebene Kühlung gibt auch das Solair-Projekt (www.solair-project.eu/175.0.html). Auch der Good-Practice-Bericht des CoolHeating-Projekts (Laurberg Jensen et al 2016) beschreibt zwei dänische Beispiele von Kältenetzen: Copenhagen¹⁶ and Thisted¹⁷.

9.3.1 Solares Kühlen eines Weinkellers in Banyuls sur Mer in Frankreich¹⁸

Die Winzervereinigung Groupement Interproducteurs du Cru de Banyuls (www.terresdestempliers.fr) sitzt in Banyuls sur Mer in Frankreich. Etwa 3 Millionen Weinflaschen werden bei kontrollierten Temperaturen gelagert. Dazu wurden die Temperaturen des Weinkellers analysiert und 1990 eine solare Kühlung installiert.

Das klimatisierte Gebäude besteht aus dem Erdgeschoss, in dem der Wein vertrieben wird, und zwei Kellergeschossen, in denen der Wein gelagert wird. Der Kältebedarf des Gebäudes korreliert mit der Sonneneinstrahlung: Im Sommer ist der Kühlbedarf höher. Die Temperaturen im Erdgeschoss werden bei 22°C, im ersten Keller bei 19°C und im zweiten Keller bei 17°C gehalten.

Das Kühlsystem besteht aus 130 m² Vakuumröhrenkollektoren auf dem Dach. Sie sind in Süd- / Süd-West-Richtung bei 15° ausgerichtet. Das System umfasst einen 1.000 Liter Heißwasser-Pufferspeicher für kurzfristige Pufferung. Die Weinflaschen selbst dienen als Langzeit-Speicher. Das System verfügt über eine indirekte single effect Absorptionskältemaschine mit einer Nennkühlleistung von 52 kW, sowie einen Kühlturm mit einer Nennleistung von 180 kW.

9.3.2 Solares Kühlen mit einer Adsorptionskälteanlage des Fraunhofer ISE in Freiburg in Deutschland¹⁹

Das Gebäude des Fraunhofer Instituts für Solare Energiesysteme (ISE) ist energieeffizient und wird passiv gekühlt. Die Zuluft der Kantinenküche wird aktiv gekühlt, da hier der Kühlbedarf sehr hoch ist. Dies geschieht durch eine kleine thermisch angetriebene Adsorptionskältemaschine.

Das Kühlsystem für die Kantine ist ein geschlossenes Kaltwasserkreislaufsystem mit einem Adsorptionskühler. Wärme wird durch eine solarthermische Anlage und durch die Heizungsanlage des Instituts zur Verfügung gestellt. Im Sommer läuft das System im Kühlbetrieb. Die Wärme der Kältemaschine wird von jeweils drei Erdsonden von jeweils 80 m an den Boden abgegeben. Im Winter wird die Wärmepumpenfunktion der Maschine aktiviert und die Erdsonden fungieren als Niedertemperatur-Energiequelle. Das System kühlt und heizt die Zuluft der Kantinenküche.

9.3.3 Fernkälte in Chemnitz in Deutschland²⁰

Die Stadt Chemnitz hat seit 1973 ein Fernkältenetz, das ca. 5 km lang ist und das kalte Wasser an verschiedene öffentliche Gebäude und Einkaufszentren verteilt. Das System wurde zunächst mit elektrischen Kompressionskältemaschinen betrieben. Es wurde Anfang der 1990er Jahre überholt, wobei Absorptionskältemaschinen installiert wurden.

¹⁶ <http://www.hofor.dk/english/district-cooling/?hilite=cooling>

¹⁷ <http://fjernkoling.dk/>

¹⁸ Information aus: <http://www.solair-project.eu/185.0.html>

¹⁹ Information aus: <http://www.solair-project.eu/175.0.html>

²⁰ Information aus: <http://www.eins.de/ueber-eins/netze/fernkaelte/>
<https://www.inetz.de/startseite/netzanschluss/haushalt-gewerbe/fernkaelte/>

Im Jahr 2007 wurde ein innovativer Kaltwasserspeicher installiert, um Spitzenlasten abzudecken. Der Speicher ist 17 m hoch, hat einen Durchmesser von 16 m und ein Volumen von 3.500 m³. Die Kältespeicherkapazität beträgt 32 MWh.

Die zentral betriebenen Absorptionskältemaschinen werden mit der Wärme aus dem Kraftwerk in Chemnitz angetrieben. Das Kraftwerk besteht aus drei thermischen Kraftwerksblöcken, die mit Braunkohle oder Öl betrieben werden. Obwohl es sich hierbei nicht um Erneuerbare Energien handelt, sondern um fossile, wurde das Beispiel hier beschrieben, da es eines der wenigen Fernkältenetze in Deutschland ist. Das Kältenetz könnte theoretisch auch mit Erneuerbaren Energien betrieben werden. Das heiße Wasser wird durch Wärmeröhre vom Kraftwerk zur zentralen Absorptionskältemaschine geleitet.

Die Absorptionskältemaschinen verwenden die Wärme, um das Wasser des Kältenetzes auf 5°C zu kühlen. Dieses Wasser wird durch isolierte Rohre zu 25 Anschlusspunkten gepumpt, wo spezielle Kältetauscher die Kühlung der Gebäude sichern. Das erwärmte Wasser von ca. 13°C wird zurück zur zentralen Kühleinheit geleitet.

9.3.4 Fernkälte in Wien in Österreich²¹

Abwärme von Müllverbrennungsanlagen wird in Wien nicht nur für Fernwärme, sondern auch für Fernkälte eingesetzt. Der Energieversorger Wien Energie hat zwei Konzepte für Kunden, die Kälte benötigen:

- Dezentrale Lösung: Hier errichtet Wien Energie eine Kältezentrale direkt beim Kunden.
- Zentrale Lösung: Dieses Konzept arbeitet mit einer Kältezentrale, die gleich mehrere Kunden über ein Fernkältenetz beliefert.

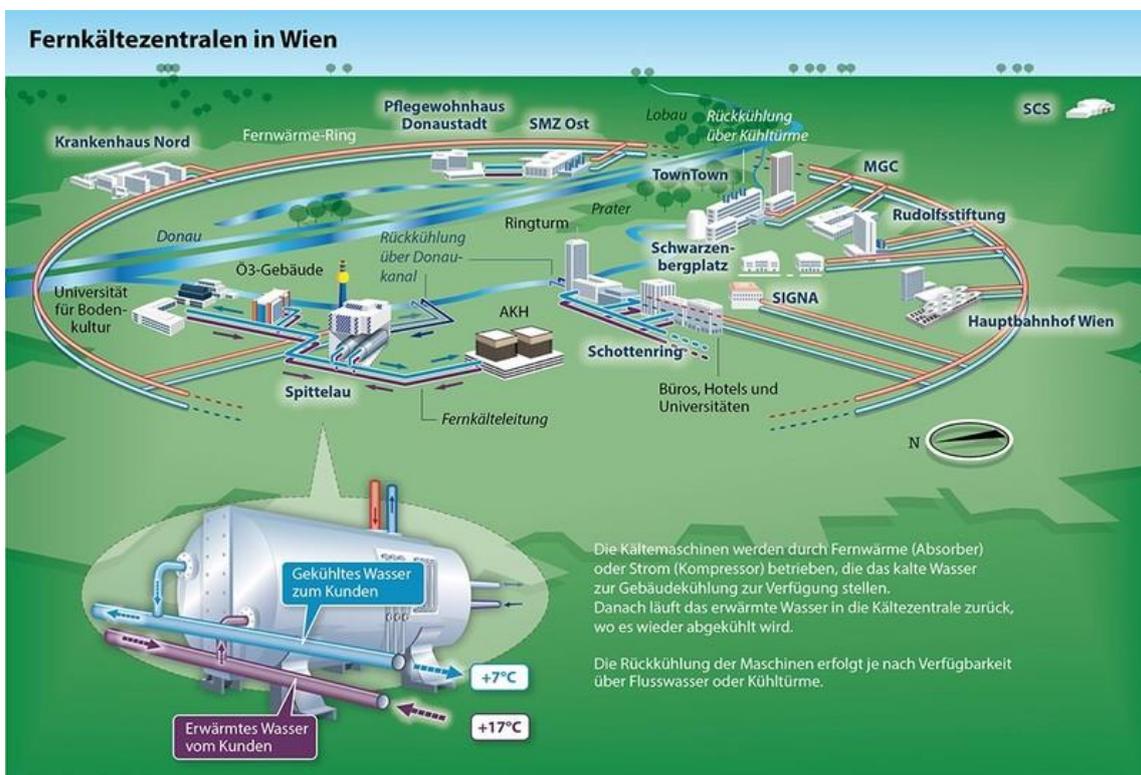


Abbildung 72: Fernkältesystem in Wien (Quelle: APA-Auftragsgrafik/Wien Energie GmbH)

²¹ Information taken from:

<https://www.wienenergie.at/eportal3/ep/channelView.do/pageTypeld/67823/channelId/-47780>

Wie in Abbildung 72 dargestellt, besteht das Fernkältesystem Wien aus mehreren kleineren Kältenetzen und einzelnen Kälteanlagen, die miteinander verbunden sind. Es sind verschiedene zentrale Kälteeinheiten installiert, die aus Absorptionskältemaschinen, Kompressionskältemaschinen oder aus einer Kombination von ihnen besteht. Die verschiedenen Abnehmer umfassen Krankenhäuser, Einkaufszentren, Bahnhöfe und Siedlungen.

9.3.5 Schneekühlung in Sundsvall in Schweden²²

Das Kreiskrankenhaus von Sundsvall in Schweden wird mit einer großen Schneekälteanlage klimatisiert. Die weltweit erste Anlage ihrer Art ist seit 2000 in Betrieb. Das Krankenhaus besteht aus einem großen Gebäude mit ca. 190.000 m² Fläche, weshalb eine leistungsstarke Klimaanlage benötigt wird, um ein komfortables Raumklima zu garantieren und um die Vielzahl an technischen Geräten zu kühlen.

Bis 2000 wurde zur Klimatisierung ein konventionelles Kühlgerät verwendet. Der Kreisrat von Västernorrland hat zur Jahrtausendwende entschieden, eine umweltfreundlichere und energiesparendere Alternative einzusetzen, um leicht zugängliche, natürliche Ressource zu nutzen. Diese Ressource ist im Norden Schwedens Schnee. Schon bevor die Schneekühlungsanlage gebaut wurde, gab es bereits einen Schneedeponieplatz westlich des Krankenhauses. Er wurde vor allem von der Gemeinde Sundsvall genutzt, um Schnee, der von den Straßen in der Region geräumt wurde, zu entsorgen. Das Vorhandensein dieser Schneedeponie und die großen Mengen an deponiertem Schnee erwiesen sich als ideale Voraussetzung, um eine Schneekälteanlage zu errichten.

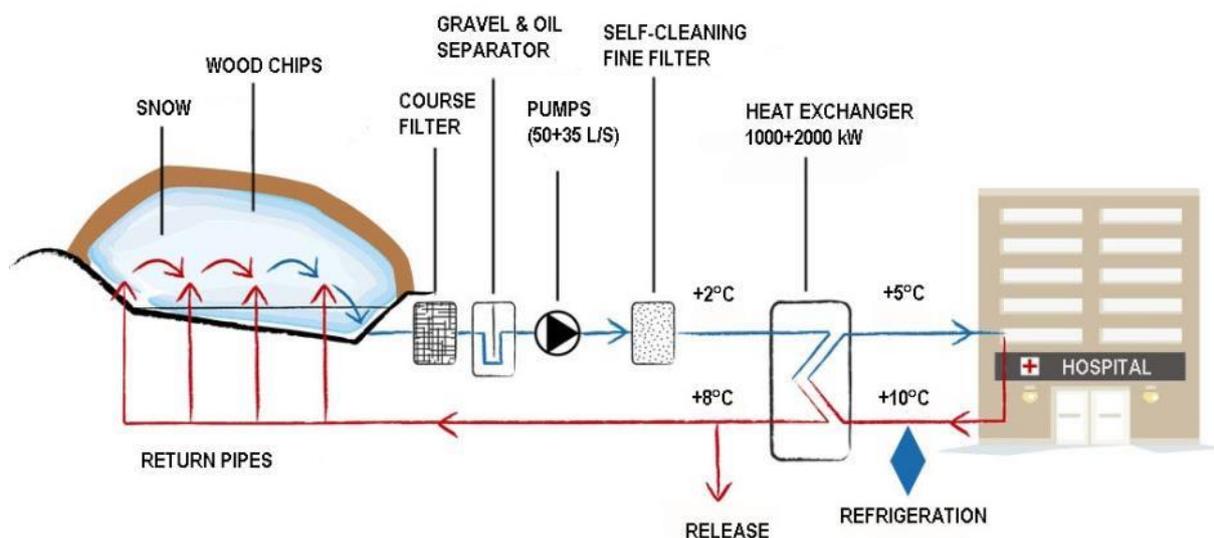


Abbildung 73: Schneekühlanlage des Sundsvall Krankenhauses (Quelle: Snowpower AB, <http://www.snowpower.se>)

Die Anlage besteht aus einem 7 m tiefen schüsselförmigen Becken (Schneespeicher), das im Winter mit Schnee gefüllt wird. Der Schneespeicher besteht aus wasserdichtem Asphalt, der den Boden isoliert. Im Frühjahr und Sommer wird die Schneedecke mit einer Schicht aus Holzspänen bedeckt, um zu verhindern, dass der Schnee durch erhöhte Außentemperatur schmilzt. In Wintern mit wenig Schneefall können Schneekanonen verwendet werden, um sicherzustellen, dass genug Schnee im Speicher vorhanden ist. Dabei ist die Verwendung

²² Information from: <http://www.lvn.se/v1/in-english1/in-english/environment-and-energy/energy-factor-2/snow-cooling-in-sundsvall/>

von energieintensiven Schneekanonen immer noch energieeffizienter als eine herkömmliche Kälteanlage.

Alles in allem besteht die Anlage aus drei Hauptteilen: dem Schneespeicher, der Pumpstation und dem Wärmetauscher. Geschmolzener Schnee wird durch den Wärmetauscher gepumpt. Das kalte Wasser kühlt die technische Einrichtung und die Belüftungsluft des Krankenhauses. Dadurch erwärmt sich das Wasser. Der Rücklauf schmilzt dann den Schnee. Diese Schneekälteanlage hat den vorher benötigten Strombedarf zur Kühlung des Krankenhauses um mehr als 90% reduziert.

Abkürzungen

a	Jahr	kJ	Kilojoule
ATES	Aquifer thermal energy storage	km	Kilometer
BHKW	Blockheizkraftwerk	KUP	Kurzumtriebsplantagen
BTES	Borehole thermal energy storage	kW	Kilowatt
BTU	British thermal unit	kWh	Kilowattstunde
C	Kohlenstoff	KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
°C	Grad Celsius	l	Liter
cm	Zentimeter	λ	Lambdawert
CO ₂	Kohlenstoffdioxid	LiBr	Lithiumbromid
COP	Coefficient of Performance, Leistungszahl	LT-LHS	Niedertemperatur-Latentwärmespeicher
c _p	Wärmekapazität	m	Meter
CPC	Compound Parabolic Concentrator	M	Metall
CSP	Concentrated Solar Power	m ²	Quadratmeter
€	Euro	m ³	Kubikmeter
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz	mm	Milimeter
EER	Energy efficient ratio	mmol	Milimol
EG	Europäische Gemeinschaft	M€	Millionen Euro
EU	Europäische Union	μS	Mikrosiemens
el	elektrisch	mg	Miligramm
GW	Gigawatt	MJ	Megajoule
GWh	Gigawattstunde	MW	Megawatt
H	Wasserstoff	MWh	Megawattstunde
ha	Hektar	n.a.	not available; nicht verfügbar
HCFC	Hydrochlorfluorkohlenstoff	Nm ³	Normkubikmeter
HDD	Horizontal Directional Drilling	O	Sauerstoff
HFC	Hydrofluorkohlenstoff	ORC	Organic Rankine Cycle
Ho	oberer Heizwert, Brennwert	PEH	Polyethylen hoher Dichte
HT-LHS	Hochtemperatur-Latentwärmespeicher	PEL	Polyethylen geringer Dichte
Hu	unterer Heizwert, Heizwert	PG	Propylenglykol
INEA	Innovation and Networks Executive Agency	PTES	Pit thermal energy storage
ISO	International Organization for Standardization	PUR	Polyurethanschaum
J	Joule	Q	Wärme
K	Kelvin	PV	Photovoltaik
Kg	Kilogramm	RED	Renewable Energy Directive

SGK	Sorptionsgestützte Klimatisierung	Toe	tons of oil equivalent
ΔT	Temperaturänderung	W	Watt
TTES	Tank thermal energy storage		
th	thermisch		

Literatur

- Bava F., Furbo S., Brunger A. (2015) Correction of collector efficiency depending on fluid type, flow rate and collector tilt. - IEA-SHC INFO SHEET 45.A.1; <http://task45.iea-shc.org/data/sites/1/publications/IEA-SHC-T45.A.1-INFO-Correction-of-collector-efficiency.pdf> [09.11.2016]
- Danish Energy Agency, Energinet.dk (2015) Technology Data for Energy Plants - Generation of Electricity and District Heating, Energy Storage and Energy Carrier Generation and Conversion. - May 2012 (certain updates made October 2013, January 2014 and March 2015); ISBNwww: 978-87-7844-931-3
- Dansk Fjernvarme (2016) Technology. - <http://www.geotermi.dk/english/deep-geothermal-energy-in-denmark/technology> [11.11.2016]
- Danish Geothermal District Heating (2016) [The geothermal concept.](http://www.geotermi.dk/english/deep-geothermal-energy-in-denmark/technology) - <http://www.geotermi.dk/english/deep-geothermal-energy-in-denmark/technology> [09.11.2016]
- Dimitriou I., Rutz D. (2015) Sustainable Short Rotation Coppice, A Handbook. - WIP Renewable Energies, Munich, Germany; ISBN 978-3-936338-36-2; www.srcplus.eu
- Euroheat & Power (2012) District Cooling The sustainable response to Europe's rising cooling demands. – Brochure; http://www.euroheat.org/Files/Filer/documents/District%20Heating/Cooling_Brochure.PDF [10.07.2012]
- Euroheat & Power (2008): Guidelines for District Heating Substations; <https://www.euroheat.org/wp-content/uploads/2008/04/Euroheat-Power-Guidelines-District-Heating-Substations-2008.pdf> [03.10.2016]
- Frederiksen S., Werner S. (2013) District Heating and Cooling. - Studentlitteratur, page 205
- GeoDH (n.d.) "Developing Geothermal District Heating in Europe", www.geodh.eu, https://ec.europa.eu/energy/intelligent/projects/sites/iee-projects/files/projects/documents/geodh_final_publishable_results_oriented_report.pdf [10.11.2016]
- Hiegl W., Rutz D., Janssen R. (2011) Information Material Biomass Systems. – Training Handbook for Sanitary and Heating Installers; WIP Renewable Energies, Munich, Germany; Academy for In-Service Teacher Training and Staff Development (ALP), Dillingen a.d. Donau, Germany; Report of the IEE Project Install+RES
- Holzmann A. (2010) Modellierung und Simulation einer Adsorptionskältemaschine. – Diplomarbeit, TU Wien
- Hurter, S., and R. Haenel, 2002, Atlas of Geothermal Resources in Europe, Publication No. EUR 17811 of the European Commission. Office for Official Publications of the European Communities, L-2985 Luxembourg.
- Isoplus (2016) Laying rules. - <http://en.isoplus.dk/laying-rules-163> [03.11.2016]
- Laurberg Jensen L. Rutz D. Doczekal C. Gjorgievski V., Batas-Bjelic I., Kazagic A., Ademovic A., Sunko R., Doračić B. (2016) Best Practice Examples of Renewable District Heating and Cooling. – Report of the CoolHeating project; PlanEnergi, Denmark; www.coolheating.eu
- Kempener R. (2015) Solar Heating and Cooling for Residential Applications: Technology Brief. – IEA-ESTAP and IRENA Technology Brief E21 – January 2015; http://www.irena.org/documentdownloads/publications/irena_etsap_tech_brief_r12_solar_thermal_residential_2015.pdf [04.08.2016]
- Kotlan R. (2016) Technical interview with Ralf Kotlan from W.A.S. Wasseraufbereitungssysteme GmbH on 27.10.2016; Güssing, Austria; <http://www.w-a-s.cc>
- Köfinger M., Schmidt R.R., Basciotti D., Hauer S., Doczekal C., Giovannini A., Konstantinoff L., Hofmann M., Andreeff V., Meißner E., Ondra H., Teuschel P., Frühauf O. (2015) NextGenerationHeat Niedertemperaturfernwärme am Beispiel unterschiedlicher Regionen Österreichs mit niedriger Wärmebedarfsdichte. - Projektnummer: 834582; AIT Austrian Institute of Technology GmbH; http://ait.visueligent.at/fileadmin/mc/energy/downloads/NextGenerationHeat_publicierbarer_Endbericht_final.pdf [10.11.2016]

- Laurberg Jensen L., Rutz D., Doczekal C., Gjorgievski V., Batas-Bjelic I., Kazagic A., Ademovic A., Sunko R., Doračić B. (2016) Best Practice Examples of Renewable District Heating and Cooling. – Report of the CoolHeating Project; PlanEnergie, Denmark
- Metz M., Moersch M., Heini W. (2012) Komponenten solarthermischer Anlagen. – Kapitel 4 in Leitfaden Solarthermische Anlagen; Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie.
- Morgenstern A., Safarik M., Wiemken E., Zachmeier P. (2016) Mit solarer Wärme kühlen: Konzepte und Technologien für die Klimatisierung von Gebäuden. - BINE-Themen info III/2016; http://www.bine.info/fileadmin/content/Publikationen/Themen-Infos/III_2016/themen_0316_internetx.pdf [accessed: 04.08.2016]
- Nast M. et al. (2009) Ergänzende Untersuchungen und vertiefende Analysen zu möglichen Ausgestaltungsvarianten eines Wärmegesetzes Endbericht. - Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR); http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/publications/Endbericht_Waermegesetz-11.pdf [10.11.2016]
- Nast M. (2012) Fernwärme, die Komfort-Energie, Rolle der Wärmenetze in der Stromversorgung. - 11. Tagung "Wärme- und Kälteversorgung in der Energiestrategie Schweiz"; 26. Januar 2012 in Biel-Bienne; http://elib.dlr.de/75363/1/Rolle_der_W%C3%A4rmenetze_in_der_Stromversorgung.pdf [10.11.2016]
- New Buildings Institute (1998) Guideline: Absorption Chillers. - New Buildings Institute; Fair Oaks; Canada; <http://www.stanford.edu/group/narratives/classes/08-09/CEE215/ReferenceLibrary/Chillers/AbsorptionChillerGuideline.pdf> [10.07.2012]
- Paeger J. (2012) <http://www.oekosystem-erde.de/html/energie.html> [10.07.2012]
- Rutz D., Janssen R. (2008) Biofuel Technology Handbook. - 2nd version; BIOFUEL MARKETPLACE Project funded by the European Commission (EIE/05/022); WIP Renewable Energies, Germany; 152p. http://www.wip-munich.de/images/stories/6_publications/books/biofuel_technology_handbook_version2_d5.pdf [10.11.2016]
- Rutz D., Janssen R., Letsch H. (2006) Installateurs-Handbuch Biomasseheizanlagen. - EU-IEE EARTH Project; 241p. www.earth-net.info
- Rutz D., Mergner R., Janssen R. (2015) Sustainable Heat Use of Biogas Plants – A Handbook, 2nd edition. WIP Renewable Energies, Munich, Germany; Handbook elaborated in the framework of the BiogasHeat Project; ISBN 978-3-936338-35-5 translated in 8 languages; http://www.wip-munich.de/images/stories/6_publications/books/Handbook-2ed_2015-02-20-cleanversion.pdf [10.11.2016]
- Schrøder Pedersen A., Elmegaard B., Christensen C.H., Kjølner C., Elefsen F., Bøgild Hansen J., Hvid J., Sørensen P.A., Kær S.K., Vangkilde-Pedersen T., Feldthusen Jensen T., (2014) Status and recommendations for RD&D on energy storage technologies in a Danish context. - https://www.energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/Forskning%20-%20PSO-projekter/RDD%20Energy%20storage_ex%20app.pdf [09.11.2016]
- Skagestad B., Mildenstein P. (no date) District Heating and Cooling Connection Handbook. – International Energy Agency (IEA) District Heating and Cooling. http://dedc.dk/sites/default/files/programme_of_research_development_and_demonstration_on_district_heating_and_cooling.pdf [10.07.2012]
- Solair Project (2009) Increasing the market implementation of Solar-air-conditioning systems for small and medium applications in residential and commercial buildings (SOLAIR). – Project website <http://www.solair-project.eu/142.0.html> [accessed: 04.08.2016]
- Tour & Andersson Ges.m.b.H. (2005) TA Systemheft - Hydraulische Grundsaltungen. - Guntramsdorf; Austria
- Von Hertle H., Pehnt M., Gugel B., Dingeldey M., Müller K. (2015) Wärmewende in Kommunen, Leitfaden für den klimafreundlichen Umbau der Wärmeversorgung. – Heinrich Böll Stiftung Band 41 der Schriftenreihe Ökologie https://www.boell.de/sites/default/files/waermewende-in-kommunen_leitfaden.pdf [10.07.2012]
- WHO (2007) Legionella and the prevention of legionellosis. - World Health Organization ; India, http://www.who.int/water_sanitation_health/emerging/legionella.pdf [10.11.2016]
- Zweiler R., Doczekal C., Paar K., Peischl G. (2008) Endbericht Energetisch und wirtschaftlich optimierte Biomasse-Kraft-Wärmekopplungssysteme auf Basis derzeit verfügbarer Technologien, Energiesysteme der Zukunft, bmvt, FFG-Projekt Nummer 812771; www.get.ac.at
- Zweiler, R. (2013) ToughGas (Entwicklung eines innovativen Wirbelschichtvergasungssystems kleiner Leistung zur Nutzung biogener Reststoffe) (Endbericht No. 834621).

