

# ZUM MÖGLICHEN BEITRAG NETZGEKOPPELTER SOLARTHERMIE IN ÖSTERREICH

Andreas MÜLLER<sup>1)</sup>, Christian HALMDIENST<sup>2)</sup>, Richard HEIMRATH<sup>3)</sup>

<sup>1)</sup> TU Wien, Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe,  
Gusshausstrasse 25-29, A-1040 Wien, Österreich, +43 (0) 1 58801 370362,  
[mueller@eeg.tuwien.ac.at](mailto:mueller@eeg.tuwien.ac.at), [www.eeg.tuwien.ac.at](http://www.eeg.tuwien.ac.at)

<sup>3)</sup> Pink GmbH, +43 (0) 3854 3666 60, [c.halmdienst@pink.co.at](mailto:c.halmdienst@pink.co.at), <http://www.pink.co.at/>

<sup>2)</sup> TU Graz, Institut für Wärmetechnik, +43 (0) 316 873 7317, [heimrath@tugraz.at](mailto:heimrath@tugraz.at),  
<http://www.iwt.tugraz.at>

**Kurzfassung:** Der vorliegende Beitrag untersucht die mittel- bis langfristigen Perspektiven von netzgekoppelter Solarthermie in Österreich. Dazu wird einerseits der Frage nachgegangen, wo und unter welchen Rahmenbedingungen eine Fernwärmeversorgung in Österreich sinnvoll darstellbar ist. Dazu wird insbesondere der Rolle der sinkenden Wärmenachfragedichten durch die zunehmende Energieeffizienzsteigerung im Gebäudesektor nachgegangen. Zum anderen wird untersucht, in welchem Ausmaß und unter welchen technischen Rahmenbedingungen solarthermisch bereitgestellte Wärme in Wärmenetzen integriert werden kann.

Die Analysen ergeben ein Kostenoptimum bei solaren Deckungsgraden von 12 % bis 22 %. Wird eine Reduktion des Wärmebedarfes um etwa 50 % unterstellt, so wird das Kostenoptimum hin zu höheren Deckungsgraden verschoben und liegt durchschnittlich bei solaren Deckungsgraden in der Größenordnung von etwa 25 %. In einem solchen Szenario wären etwa 13 TWh mit Fernwärmenetzkosten von unter 20 €/MWh sinnvoll versorgbar. Werden keine weiteren Einschränkungen betrachtet, lässt sich daraus ein langfristiges Potenzial für die solarthermisch erzeugte Wärme in Wärmenetzen von etwa 2600 – 3300 GWh/a ableiten.

**Keywords:** Fernwärme, Solarthermie, Solare Wärmenetze, Gebäudesanierung

## 1 Einleitung

In den vergangenen 15 Jahren stieg der Fernwärmeausstoß in Österreich um mehr als 75 % und lag 2013 bei etwa 24 TWh. Damit deckt dieser bereits mehr als 20 % des gesamten österreichischen Raumwärme- und Warmwasserbedarfes. Thermische Solaranlagen mit hydraulischer Anbindung an Wärmenetze kommen in Österreich schon seit den 1980er Jahren zum Einsatz. Doch während in Dänemark die Integration von Solarthermie in Fernwärmenetze weit verbreitet ist, bedienen Wärmenetz-integrierte Solaranlagen in Österreich auch heute noch einen Nischenmarkt. Mit Ende 2013 befanden sich in Österreich 24 Wärmenetz gekoppelte Solaranlagen in Betrieb. Deren kumuliert installierte Kollektorfläche betrug 37 tds. m<sup>2</sup>. Der jährliche solare Fernwärmeausstoß dieser 24 Anlagen beträgt rund 15 GWh oder 1 % des derzeitigen österreichischen Fernwärmeausstoßes.

## 1.1 Fragestellung

Der vorliegende Beitrag untersucht die mittel- bis langfristigen Perspektiven von netzgekoppelter Solarthermie in Österreich. Dieser übergeordneten Fragestellung wird durch das Beantworten von zwei getrennten Teilaspekten nachgegangen:

- Welche Rolle könnte der netzgekoppelten Wärmebereitstellung in einem Zeitraum zwischen 2030 und 2050 zukommen?
- Welchen Beitrag kann die Solarthermie zur Deckung der Energienachfrage in Wärmenetzen liefern?

Die erste Subfragestellung geht der Frage nach, wo und unter welchen Rahmenbedingungen eine Fernwärmeversorgung in Österreich sinnvoll darstellbar ist. Dazu wird insbesondere der räumlichen Verteilung der Wärmenachfrage und der Rolle der sinkenden Wärmenachfragedichten durch Energieeffizienzsteigerung im Gebäudesektor nachgegangen. Der zweite Teil der Fragestellung befasst sich konkret mit der energetischen Einbindung von solarthermischen Kollektoren in Wärmenetze und untersucht in welchem Ausmaß und zu welchen Kosten solarthermisch bereitgestellte Wärme in Wärmenetze integriert werden kann.

## 2 Methode

### 2.1 Analyse der Fernwärmeeignung von Siedlungsgebieten

#### 2.1.1 Regionale Verteilung von Gebäuden und Siedlungsgebieten

Fernwärme ist besonders in Regionen mit einer hohen Wärmenachfragedichte wirtschaftlich gut darstellbar. Um die Eignung von Fernwärme zur Versorgung des österreichischen Gebäudebestandes bewerten zu können, wurde auf Basis von regional-spezifischen Gebäudedaten ein detailliertes und räumlich hoch aufgelöstes Wärmenachfragemodell erstellt.

Ausgangspunkt der Analysen bilden einerseits ein disaggregierter Datensatz zur Verteilung der Gebäude nach Baualtersklasse, Gebäudegröße und Nutzungstypen auf Gemeindeebene. Ein solcher Datensatz wurde unter Verschneidung von zahlreichen nationalen Statistiken zum Gebäudebestand, allen voran der Gebäude- und Wohnungszählung 2001 (Statistik Austria, 2004a-i) sowie der jährlichen Mikrozensus Erhebungen zur Österreichischen Wohnsituation (Statistik Austria, 2003, 2005-2013), der Entwicklung der Wohnbevölkerung in den Gemeinden (Statistik Austria, 2012) sowie Abschätzungen zu den Flächen von Nichtwohngebäuden auf Basis der Betriebs- und Arbeitsstättenzählung 2001 (Statistik Austria, 2009) erstellt.

Der damit erhaltene Datensatz wurde hinsichtlich des Energiebedarfes zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung auf Basis der ÖNORMEN B 8110-6 und H 5056 mittels des Gebäudesimulationsmodelles Invert/EE-Lab (Müller, 2015) bewertet und auf Ebene der Bundesländer mit den nationalen Energiebedarfsstatistiken kalibriert. Unter Berücksichtigung von empirischen Formeln zur Bewertung des durchschnittlichen Nutzerverhaltens erhalten wir eine hohe Übereinstimmung des Energieeinsatzes auf der Ebene von Haupt-Energieträger und Bundesländer. Die größte absolute Abweichung ergibt sich für den

Erdgasverbrauch in Wien mit einer Unterschätzung des Verbrauches von weniger als 550 GWh/a (~10% des Wiener Erdgasbedarfes zur Raumwärmebereitstellung). Im Detail sind die Ergebnisse der Kalibrierung bei Müller (2015) dargestellt.

Ausgehend von dieser Datenbasis, erfolgte eine weitere Verteilung der Wohnflächen und damit des Energiebedarfes innerhalb der Gemeindegebiete auf Basis eines statistischen Ansatzes mit Daten zur Einwohnerdichte auf einem 1x1 km Raster (Statistik Austria, 2006) sowie mittels der Information zu besiedelten Flächen (ja/nein) auf einer 250x250 Meter Rasterebene (Statistik Austria, 2008). Aus diesen beiden Datenquellen wurde ein statistisches Modell zur Verteilung der Gebäudeflächen auf Gemeindeebene (50x50 Meter Raster) erstellt. Dabei wurde einerseits unterstellt, dass die Bebauungsdichte in Randbereichen von Siedlungsgebieten abnimmt, andererseits wurde eine möglichst glatte Verteilung der Dichten angenommen. Hinsichtlich der Gebäude des Gewerbe und Dienstleistungssektors gilt die Annahme, dass deren Dichte zu 70 % mit der von Wohngebäuden skalieren. Die verbleibenden 30 % sind gleichverteilt auf die bebauten Rasterpunkte aufgeteilt. Eine Abbildung der resultierenden Bebauungsverhältnisse zeigt die Abbildung 1. Dieser Siedlungsstruktur, ausgedrückt durch die Geschoßflächenzahl, wird jeweils der durchschnittliche flächenspezifische Wärmebedarf je Gemeinde zugeordnet und damit eine generische Wärmenachfragedichte errechnet.

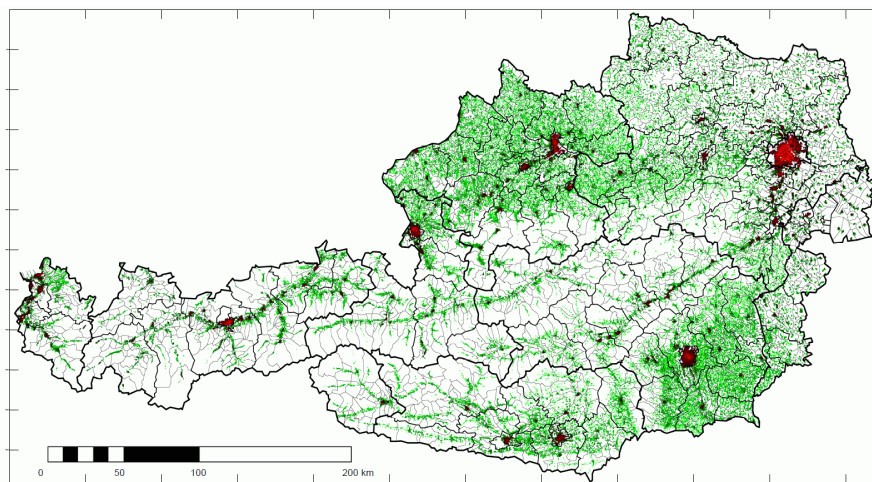


Abbildung 1. Berechnete Verteilung der Geschoßflächenzahl in Österreich für 2008

Das Bebauungsverhältnis (Geschoßflächenzahl), das sich durch den gewählten Ansatz ergibt, liegt über weite Bereiche unter den Werten, die in anderen Studien ausgewiesen werden (siehe z.B. Blesl, 2002). Bei Blesl werden Siedlungsgebiete in 14 unterschiedliche Bebauungstypen (und zusätzlich dem Bebauungstyp „freistehende Einzelgebäude“) eingeteilt. Für den Siedlungstyp mit der geringsten Bebauungsdichte "Lockere offene Bebauung (Streusiedlung)", bestehend aus vorwiegend Ein- und Zweifamilienwohngebäuden werden für Deutschland 766 Gebäude pro km<sup>2</sup> angegeben. Wird eine durchschnittliche beheizte Gebäudebruttofläche von 130 m<sup>2</sup> angesetzt, ergibt sich ein Bebauungsverhältnis von etwa 0,1 m<sup>2</sup> Gebäudefläche pro 1 m<sup>2</sup> Bodenfläche. Stichprobenartige Überprüfungen von unterschiedlichen Dorfstrukturen in Österreich auf Basis von öffentlich zugänglichen Satellitenbildern zeigen, dass dieser Richtwert auch für österreichische Verhältnisse gültig

ist. Durch den gewählten, auf Rasterzellen basierenden, Ansatz werden allerdings speziell in wenig besiedelten Regionen einer deutlich größeren Bodenfläche eine Bebauung zugewiesen. Die nachfolgende Grafik verdeutlicht dies exemplarisch für die burgenländische Region um Oberwart. Mehrere freistehende Gebäude werden dabei einer besiedelten Region von 500x750 m<sup>2</sup> zugeordnet, wodurch das Bebauungsverhältnis stark sinkt (Abbildung 2).

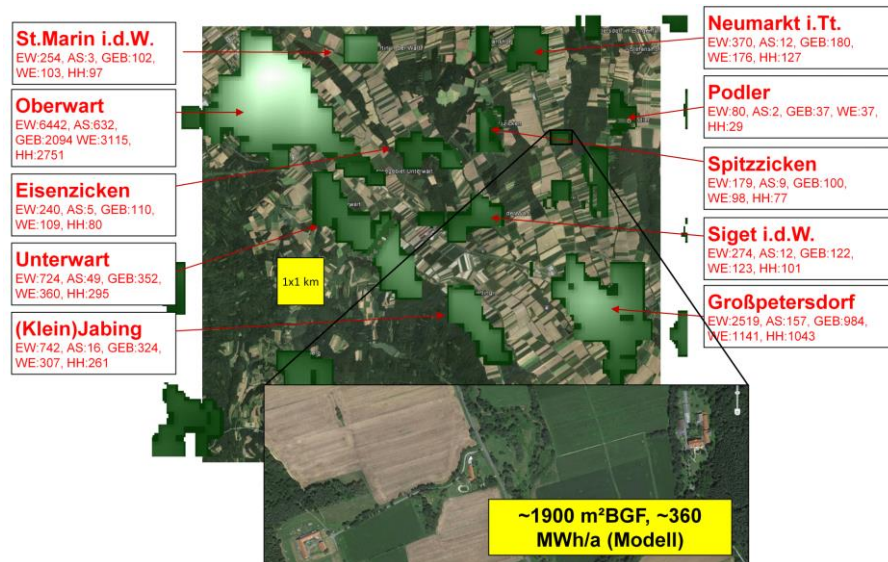


Abbildung 2. Darstellung des Bebauungsverhältnisses für die Burgenländische Region um Oberwart.

Ähnliche Effekte, wenngleich in geringerem Ausmaß, ergeben sich auch für Regionen mit dichten, aber nicht geschlossene Bebauungsstrukturen. Mit zunehmender Rastergröße werden vermehrt nicht bebaute Freiflächen mit einbezogen, weshalb auch die Bebauungsdichte mit zunehmender Rastergröße der primär zugrundeliegenden Information zu den bebauten Flächen sukzessive abnimmt.

Um diesen Fehler zu kompensieren, wurde eine zweite Variante der Bebauungsdichte berechnet und im Folgenden als „kompakte Siedlungsflächen“ bezeichnet. Dazu werden die 50x50 m Rasterpunkte, denen gemäß des aufgesetzten Modells eine Siedlungsdichte von weniger als 0,05 m<sup>2</sup> beheizter Geschossfläche pro m<sup>2</sup> Landfläche zugewiesen werden, schrittweise (3-stufig) auf Rasterpunkte mit höherer Bebauungsdichte, aufgeteilt. Als Einschränkung gilt, dass die Bebauungsdichte der Rasterpunkte pro Stufe um nicht mehr als 75 % im Vergleich zur Berechnungsmethode ohne Fehlerkompensation steigen darf.

### 2.1.2 Mittel- bis langfristige mögliche regionale Verfügbarkeit von Fernwärme

Die Berechnung der langfristig (2050) möglichen Verfügbarkeit von Fernwärme erfolgte auf Basis der Wärmeabnahmedichten von Siedlungsgebieten und Regionen. Ausgehend von der zuvor dargestellten generischen Ermittlung von regionalen Wärmedichten wurde mittels eines Focalfunktions-basierten Ansatzes einzelne Rasterpunkte zu regional zusammenhängenden Fernwärmeversorgungsgebieten zusammengeführt (siehe Abbildung 3). Dieser Ansatz wurde mehrfach für verschiedene Mindestgrenzwärmedichten





$$\text{Trassenlänge pro Landfläche} = 1 / w = 1 / (61,8 \cdot e^{-0,15})$$

$w$  ... „Effektive Breite“

$e$  ... Geschoßflächenzahl

Damit ergibt sich der jährliche Wärmebedarf pro Trassenlänge zu

$$\text{Wärmebedarf pro Trassenlänge} = Q_s / L = 61,8 \cdot q \cdot e^{0,85}$$

$q$  ... Flächenspezifischer Wärmebedarf der Gebäude [GJ/m<sup>2</sup>]

$Q_s$  ... Jährlich verkaufte Wärme [GJ]

$L$  ... Trassenlänge [m]

Die Ergebnisse des verwendeten Ansatzes hängen stark von dieser errechneten Wärmedichte (jährliche Energieabnahme) je Trassenlänge ab. Um die Gültigkeit des Ansatzes für die österreichische Fernwärmestruktur zu überprüfen, wurde dieser Kennzahl für 18 Wärmenetze überprüft. Einerseits wurde dies für 11 kleinere Wärmenetze in Österreich und einem Netz in Bayern, für die jeweils verortete Netzpläne und Energiekennzahlen zur Verfügung standen, durchgeführt (Abbildung 4, links). Andererseits wurde diese Kennzahl für 6 große österreichische Wärmenetze (Wien, Graz, Linz, Salzburg, Wels und Lienz), auf Basis der errechneten durchschnittlichen Wärmedichten der jeweiligen Gesamtregion, öffentlich publizierten Trassenlängen und verkaufter Wärme (Haushaltskunden, sofern getrennt ausgewiesen), ermittelt (Abbildung 4, rechts).

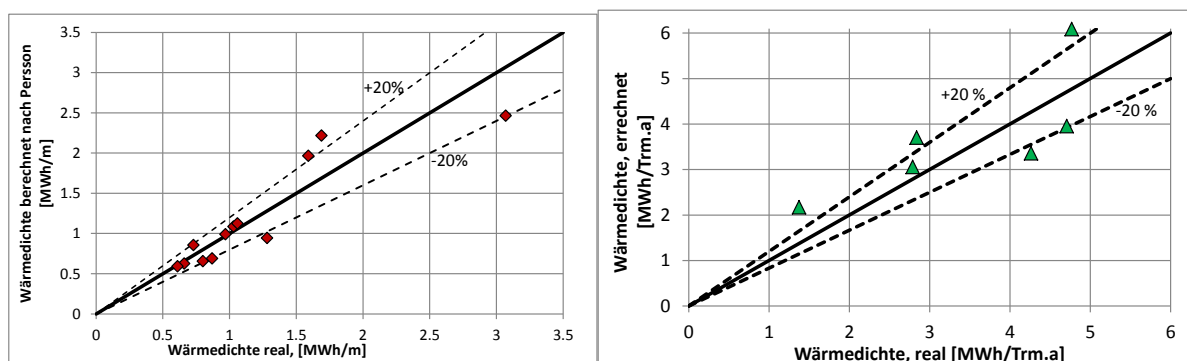


Abbildung 4. Gegenüberstellung von realen linearen Wärmedichten (MWh/Trm.a) und den, auf Basis von Persson und Werner (2010), errechneten Wärmeabnahmedichte für 18 Wärmenetze.

Die Ergebnisse dieses Vergleiches zeigen, dass die errechneten Abweichungen für fast alle Netze im Bereich von etwa +/- 20 % liegen, eine systematische Unter- oder Überschätzung der Trassen spezifischen Wärmedichte kann nicht erkannt werden. Lediglich die Ergebnisse für Linz weichen mit 60 % deutlich ab. Insgesamt wird dem Ansatz jedoch eine zufriedenstellende Gültigkeit eingeräumt.

Die Investitionskosten je Trassenlänge werden gemäß dieses Ansatzes durch eine Geradengleichung definiert. Die Steigung der Gleichung hängt von der durchschnittlichen Rohrnennweite  $d_a$  ab, diese wird als Funktion der linearen Wärmedichte dargestellt. Darüber hinaus sind für unterschiedliche Siedlungsstrukturen (innerstädtisch, kleinstädtisch, ländlich) unterschiedliche Parameter definiert (Tabelle 1).

Tabelle 1. Investitionskosten je Trassenlänge (Quelle: Persson und Werner, 2011)

	Bebauungsverhältnisse [-]	C1 – Fixe Investitionskosten je Trassenlänge [€/m]	C2 – Nennweiten abhängige Invest.kosten je Trassenlänge [€/m <sup>2</sup> ]
Innerstädtisch	> 0,5	286	2022
Kleinstädtisch	0,3 – 0,5	214	1725
Ländlich	< 0,3	151	1378

$$d_a = 0,0486 \cdot \ln(Q_s / L) + 0,0007$$

$d_a$  ... durchschnittliche Nennweite [m]

$(Q_s / L)$  ... lineare Wärmedichte, jährliche Wärmelieferung pro Trassenlänge  $[GJ / (m \cdot Jahr)]$

Der Vergleich der so berechneten Investitionskosten mit den in anderen Studien publizierten Kosten ist in Abbildung 5 dargestellt.

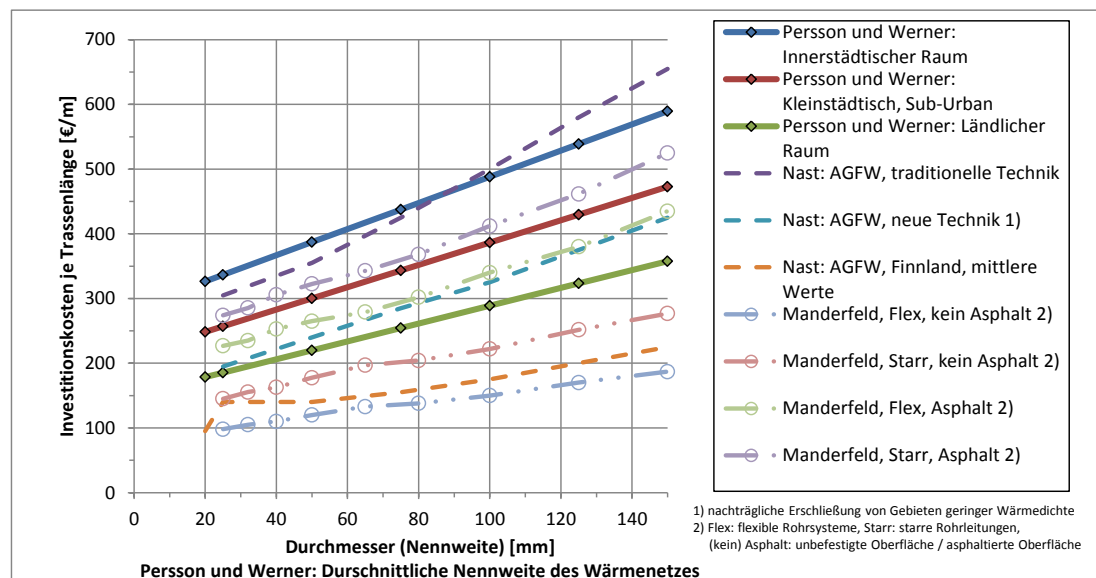


Abbildung 5. Investitionskosten je Trassenlänge: Vergleich des Ansatzes von Persson und Werner (2011) mit Nast (2007) und Manderfeld (2008).

Des Weiteren ergeben sich unter der Annahme einer konstanten Wärmenachfrage die folgenden annuierten Investitionskosten je verkaufter Wärme  $I_{\text{Netz}}$ :

$$I_{\text{Netz}} = \frac{\alpha \cdot (C_1 + C_2 \cdot (0,0486 \cdot \ln(Q/L) + 0,0007))}{Q/L} \quad [€/GJ]$$

Wird darüber hinaus unterstellt, dass das Wärmenetz für eine Wärmeabnahme zum Zeitpunkt T plant und ausgelegt wird, sich die zukünftigen Wärmeeinnahmen durch zunehmende Gebäudesanierungen jedoch reduzieren werden, erhöhen sich die durchschnittlichen wärmespezifischen Investitionskosten  $I_{\text{Netz,T}}$  zu

$$I_{\text{Netz},T} = \frac{C_{1,T} + C_{2,T} \cdot (0.0486 \cdot \ln(Q_T / L) + 0.0007)}{\sum_{t=1}^{\tau} \frac{Q_{T+t}}{(1+r)^t} / L} \quad [\text{€/GJ}]$$

mit

T... Zeitpunkt der Investition

$\tau$ ... kalkulatorische Abschreibungsdauer [a]

r... kalkulatorische Zinssatz [a]

Dieser Ansatz wurde zur Erstellung der nachfolgenden Kostenkurven verwendet. Als Basis der Wärmenachfragereduktion wurde das mittlere (-42 % bis 2050) Szenario herangezogen. Daraus ergibt sich eine durchschnittliche jährliche Energieeinsparungsrate von etwa 1,25 %.

$$Q_{T+t} = Q_T \cdot (1 - 0,0125)^t$$

## 2.2 Technische Analyse der solarthermischen Energieeinspeisung in Wärmenetze

Die möglichen Optionen zur Einspeisung von Solar erzeugter Wärme in Wärmenetze wurden mit einem Modellverbund von TRNSYS (TU Graz, IWT) und simplex (Pink GmbH) (sowie dem Invert/EE-Lab Modell zur Beschreibung des Wärmebedarfes der unterschiedlichen Gebäudetypen für zukünftige Zeitpunkte) für drei ausgewählte Wärmenetztypen—einem urbanen Sub-Netz, einem kleinstädtischen Netz sowie einem ländlichen Netz—thermodynamisch modelliert und ausgewertet.

Die Auswahl der gewählten Wärmenetze erfolgte auf Basis einer Clusterauswertung der qm-Heizwerk Datenbank. Diese Datenbank umfasst energetische Kenngrößen von mehr als 500 (Stand 2012) Biomasse befeuerten Wärmenetze in Österreich. Gemäß dieser Auswertung wurden die Wärmenetze in die folgenden Kategorien unterteilt:

- **Cluster I, überwiegend Großverbraucher:**  
mehr als 75 % der verkauften Wärme geht an Kunden mit einem Wärmebezug von mehr als 150 MWh/a
- **Cluster II, gemischte Netzstruktur:**  
weniger oder gleich 75 % der verkauften Wärme geht an Kunden, die mehr als 150 MWh/a UND weniger oder maximal 25 % der verkauften Wärme geht an Kunden, die weniger als 50 MWh/a beziehen.
- **Cluster III, überwiegend Kleinverbraucher:**  
weniger als 75 % der verkauften Wärme geht an Kunden, die mehr als 150 MWh/a UND mehr als 25 % der verkauften Wärme geht an Kunden, die weniger als 50 MWh/a beziehen.

Die durchschnittlichen Ergebnisse hinsichtlich verschiedener Kenngrößen für die jeweiligen Cluster, sowie die Parameter der für die jeweiligen Netztypen gewählten prototypischen Netze („urbanes Subnetz“, „kleinstädtisches Netz“ und „ländliches Netz“ sind in der Tabelle 2 dargestellt.



Tabelle 2. Klassifizierung der drei Gruppen von Netzen (Cluster 1-3) gemäß qm-Heizwerk Datenbank im Vergleich zu den drei ausgewählten Netzen

	Abnehmer	Trassen- länge	Anschluss- leistung	Verlust- leistung	erzeugte Wärme	Wärme- abnahme	Netz- verluste	Wärme- dichte
	Anzahl	[m]	[kW]	[kW]	[MWh/a]	[MWh/a]	[%]	[(kWh/a)/m]
<b>Cluster 1</b>								
MittelW	67	7444	10123	293	17402	15038	14	2021
Median	36	4170	5255	105	8417	7649	9	1743
<b>urbanes Subnetz</b>	<b>20</b>	<b>1882</b>	<b>9077</b>	<b>90</b>	<b>20555</b>	<b>18732</b>	<b>9</b>	<b>10922</b>
<b>Cluster 2</b>								
MittelW	86	7258	6283	264	10005	8290	17	1092
Median	56	4833	3591	111	5211	4236	19	1023
<b>kleinstädtisches Netz</b>	<b>232</b>	<b>13230</b>	<b>15650</b>	<b>530</b>	<b>26750</b>	<b>23241</b>	<b>13</b>	<b>1757</b>
<b>Cluster 3</b>								
MittelW	74	3852	2580	92	3894	3130	20	777
Median	57	3282	1763	86	2581	1986	23	688
<b>ländliches Netz</b>	<b>243</b>	<b>12862</b>	<b>4231</b>	<b>323</b>	<b>9170</b>	<b>6543</b>	<b>29</b>	<b>509</b>

Für die nachfolgenden technischen Analysen wurden die drei Wärmenetze jeweils in der simplex Simulationsumgebung abgebildet. Der jährliche Wärmebedarf der Gebäude wurde vom Invert/EE-Lab Modell geliefert, der substündliche Bedarf wurde mit TRNSYS simuliert und als Lastfile ins simplex Modell eingebunden. Die Energie- und Lastflüsse der untersuchten Solarthermiesysteme und Wärmespeicher wurden als aktive TRNSYS-Modelle ins simplex Modell integriert und in jedem Zeitschritt direkt in Abhängigkeit des jeweiligen Netzzustandes ermittelt.

## 2.2.1 Solarkollektoren und Wärmespeicher

### Solarkollektoren

Die in der Solarthermie am häufigsten genutzten Sonnenkollektortypen sind Vakuumröhren- und Flachkollektoren. Konzentrierende Kollektoren können in unseren Breiten aufgrund des niedrigen Direktstrahlungsanteils nicht die optimal genutzt werden.

Die Statistiken zu solarthermisch unterstützten Fernwärmeanlagen in Europa<sup>1</sup> zeigt, dass für diese Anwendung zumeist Großflächen-Flachkollektoren eingesetzt werden. Bei den aktuell errichteten thermischen Solaranlagen kommen vorwiegend Hochtemperatur-Flachkollektoren (FK-HT) zum Einsatz. Diese stellen eine Weiterentwicklung der konventionellen Flachkollektoren dar und haben eine Konvektionssperre in Form einer Plastikfolie oder einer Glasscheibe zwischen dem Absorber und der Glasabdeckscheibe. Dadurch entsteht ein zweiter abgeschlossener Luftraum, der die Verluste bei hohen Absorbertemperaturen deutlich reduziert.

In den weiteren Betrachtungen wurde eine typische Wirkungsgradkennlinie von Hochtemperatur-Flachkollektoren verwendet. Die dazugehörigen Parameter (Tabelle 3) wurden anhand der Kollektordatenbank des SPF<sup>2</sup> definiert.

---

<sup>1</sup> <http://www.solar-district-heating.eu/>

<sup>2</sup> [www.solarenergy.ch](http://www.solarenergy.ch)

Tabelle 3. Koeffizienten der Wirkungsgradkennlinien der verwendeten Kollektoren

	$\eta_0$ [-]	$a_1$ [W/m <sup>2</sup> K]	$a_2$ [W/m <sup>2</sup> K <sup>2</sup> ]	$(mC)_e$ [J/m <sup>2</sup> kg]	$k_{T_{\alpha d}}$ [-]
FK-HT	0,774	2,887	0,006	7000	0,9

Die nachfolgend verwendeten Turnkey-Investitionskosten von Solaranlagen inklusive Speicher (0,1 m<sup>3</sup>/m<sup>2</sup> Aperturfläche) und Netzintegration basieren auf Erhebungen der AEE INTEC (Müller et al., 2014) und sind mit

$$I_{Turnkey, Solar\ system} = 1122,5 - 87,76 \cdot \ln(A_{Apertur}) [€ / m_2]$$

angesetzt. Eine detaillierte Beschreibung des thermodynamischen Modells ist in Müller et al. (2014) gegeben.

### Wärmeenergiespeicher

Durch die Integration von fluktuierenden Energieträgern kommt der Speicherung von Energie eine zentrale Bedeutung zu. In den nachfolgenden Analysen ist diesem Umstand Rechnung getragen und thermische Speicher in verschiedener Dimensionierung wurden berücksichtigt. Dabei wurde unterstellt, dass diese als drucklose, geschichtete Warmwasserspeicher ausgeführt werden. Auf Basis von Mangold et al. (2011) und Erhebungen der AEE INTEC (Müller et al., 2014) wurden die durchschnittlichen spezifischen Investitionskosten  $I_{Speicher}$  in Abhängigkeit vom Speichervolumen  $V_{Speicher}$  [m<sup>3</sup>] mit

$$I_{Speicher} = 9136,8 \cdot V_{Speicher}^{-0,497} [€ / m^3]$$

angesetzt. Eine detaillierte Beschreibung des thermodynamischen Modells ist in Müller et al. (2014) gegeben.

### Netzeinbindung der Kombination von Solarkollektoren und Wärmespeicher

Grundsätzlich gibt es zahlreiche Möglichkeiten wie die hydraulische Einbindung einer thermischen Solaranlage in Wärmenetze erfolgen kann. Hinsichtlich der Position unterscheidet Meissner (2012) die zentrale Einbindung in das Hauptversorgungsnetzwerk (Typ 1) und die dezentrale Einbindung in ein Subversorgungsnetzwerk (Typ 2). Bei der zentralen Einbindung wird die thermische Solaranlage in unmittelbarer Nähe zur Heizzentrale platziert und ist hydraulisch an die Hauptversorgungsleitung und/oder einen zentralen Wärmespeicher gekoppelt. Bei der dezentralen Einbindung wird die thermische Solaranlage an einer beliebigen Stelle des Wärmenetzes platziert und kann an das Wärmeversorgungsnetzwerk, an einen Gebäudeverbund oder auch an das Wärmeversorgungsnetzwerk und einen Gebäudeverbund (2b) gekoppelt sein. Darüber hinaus kann die hydraulische Anbindung von thermischen Solaranlagen auf die (A) Anhebung der Vorlauftemperatur, (B) Rücklaufentnahme und Vorlaufeinspeisung oder (C) Anhebung der Rücklauftemperatur abzielen.

Die nachfolgenden Ergebnisse basieren auf einer zentralen Einbindung der thermischen Solaranlage (und des thermischen Speichers), sowie einer hydraulische Anbindung die vorrangig auf die Anhebung der Rücklaufemperatur abzielt.

### 3 Ergebnisse

#### 3.1 Mittel- bis langfristige Fernwärmepotentiale in Österreich

In einer ersten Analyse wurden die Gemeinden hinsichtlich ihrer Endenergienachfrage für Heizen und Warmwasser analysiert, nach ihrer jährlichen Wärmenachfrage sortiert und in vier annähernd gleiche Energienachfrage-Gruppen gebildet. Für diese Cluster wurden dann jeweils die Anteile der Energienachfrage nach fünf Wärmedichteklassen berechnet (Abbildung 6). Die erste Gruppe enthält jene Gemeinden mit der geringsten Wärmenachfrage. In dieser sind 1668 (von 2380) Gemeinden enthalten, die durchschnittliche Wärmenachfrage je Gemeinde beträgt etwa 14 GWh/Jahr. Der Anteil der Wärme der in diesen Gemeinden auf Basis der Focalfunktionsansatzes als mit Fernwärme versorgbar berechnet wurde, beträgt etwa 7 %. Die zweite Gruppe von Gemeinden umfasst bei gleicher Energienachfrage nur noch 535 Gemeinden mit einer durchschnittlichen Wärmenachfrage von 43 GWh je Gemeinde. In diesen Gemeinden wird 32 % der Wärme als fernwärmefähig eingestuft. Die dritte Gruppe umfasst 149 Gemeinden mit einer durchschnittlichen Nachfrage von 153 GWh/a. Davon sind 75 % als Fernwärme geeignet klassifiziert. Die Gruppe der größten 28 Gemeinden (Wien wird als 23 „Gemeinden“ gezählt) weist eine durchschnittliche Nachfrage von 1026 GWh/a je „Gemeinde“ (bzw. je Wiener Gemeindebezirk) auf. Davon wird etwa 95 % als Fernwärme geeignet eingestuft.

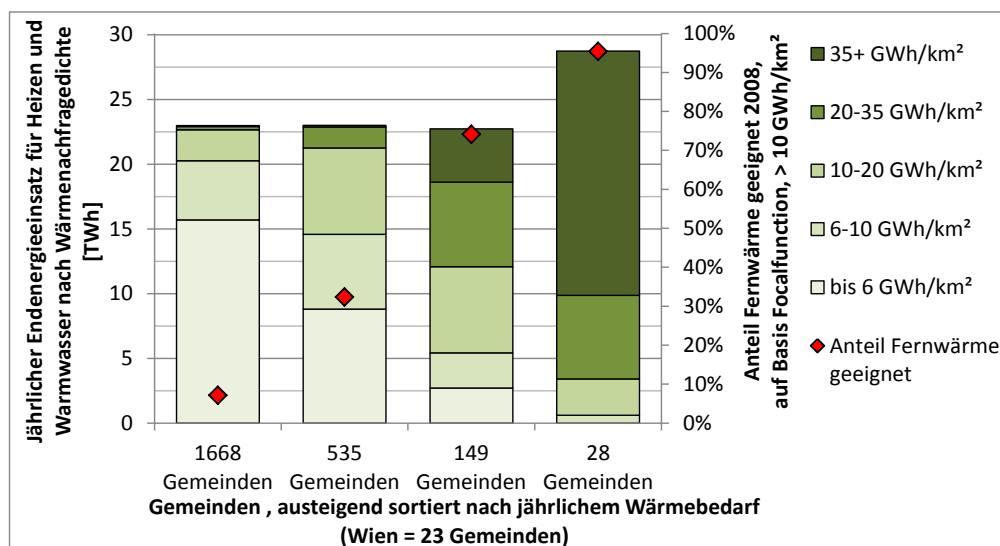


Abbildung 6. Endenergienachfrage 2008 nach Gemeinde- und Energienachfragedichten.

Um mögliche zukünftige Zustände beurteilen zu können, wurden drei Szenarien für die Entwicklung des Gebäudebestandes bis 2050 durchgeführt. Die Annahmen hinsichtlich der Neubauraten je Gemeinde basieren auf Ergebnissen der österreichischen Raumordnungs-

konferenz für 124 Region (Hanika, 2011) und der historischen Entwicklung der Gemeinden innerhalb der Regionen (siehe Müller et al, 2014). Die Annahmen zu den Sanierungsaktivitäten wurden so definiert, dass in den Szenarien eine Reduktion der Wärmenachfrage um 32 %, 42 % bzw. 52 % bis 2050 erreicht wird. Auf Basis dieser Annahmen kommt es zu einer massiven Verschiebung des Energiebedarfes hin zu Klassen mit geringeren Energiedichten. Im Szenario mit der höchsten Energieeinsparung führt dies dazu, dass nahezu sämtliche Energienachfrage in Regionen mit mehr als 10 GWh/km<sup>2</sup> in Wien nachgefragt wird (Abbildung 7).

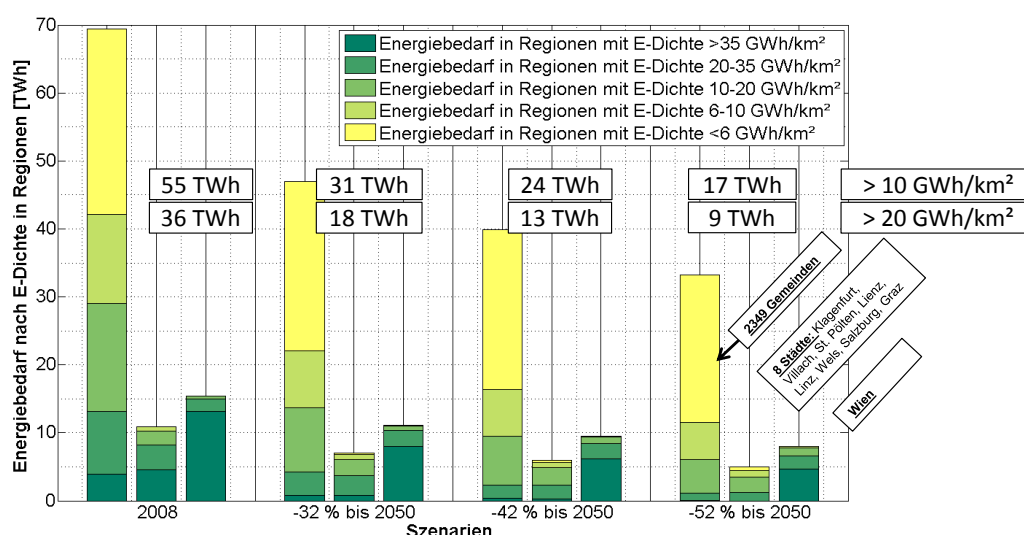


Abbildung 7. Entwicklung der Endenergienachfrage nach Energiedichteklassen in den drei analysierten Szenarien.

Für diese Entwicklungen wurden in einem nachfolgenden Schritt auf Basis der Fernwärme-Netzkosten, dargestellt in Kapitel 2.1.3, die annuisierten Investitionen je verkaufter Wärme berechnet. Als Wirtschaftlichkeitsgrenze für Fernwärmenetze wurden in den nachfolgenden Berechnungen, unabhängig von den jeweiligen Szenarien, 20 €/MWh angesetzt.

Ausgehend von einem bedienten<sup>3</sup> Nutzwärmebedarf von etwa 84 TWh, werden derzeit etwa 45 TWh in Gebieten mit annuisierten Netzinvestitionskosten von weniger als 20 €/MWh nachgefragt (Abbildung 8). Berücksichtigt man nur die Wärme in Fernwärme geeigneten Gebieten, so reduziert sich diese Nachfrage auf etwa 40 TWh. In den drei zukünftigen Szenarien können gemäß der getroffenen Annahmen nur noch zwischen 13 und 25 TWh mit Netzinvestitionskosten von 20 €/MWh versorgt werden.

<sup>3</sup> D.h. unter Berücksichtigung des Nutzerverhaltens, siehe Müller (2015).

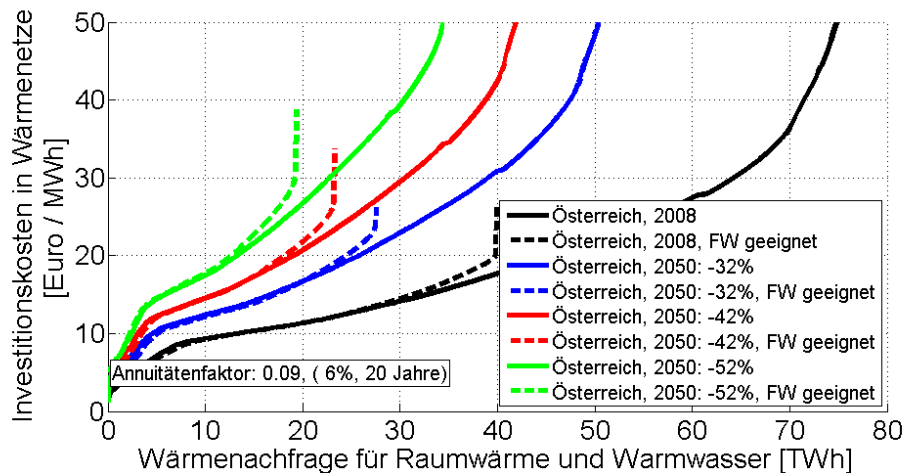


Abbildung 8. Gesamtösterreichische Kostenkurve für Wärmenetzkosten

Das verbleibende wirtschaftliche Potential konzentriert sich zum überwiegenden Teil auf wenige österreichische Städte. Im ambitioniertesten Reduktionsszenario verteilen sich mehr als 80 % des Potenzials auf Wien und 8 weitere österreichische Städte (siehe Abbildung 7).

### 3.2 Technische Analyse der solarthermischen Wärmeeinspeisung

Die nachfolgenden technischen Analysen zur Integration von solarthermisch erzeugter Wärme in Wärmenetzen basiert auf Simulationsergebnissen die für drei konkrete Wärmenetze durchgeführt wurden. Die drei Netze repräsentieren dabei drei typische Abnehmerstrukturen (siehe Kapitel 2.2). Bei den ausgewählten Netzen handelt sich einerseits um ein ländliches Netz (Netztyp 3 – ländliche Netzstruktur auf Basis des Fernwärmenetzes Langenwang) mit vorwiegend Kleinverbrauchern, einem kleinstädtischen Netz (Netztyp 2 – kleinstädtische Netzstruktur auf Basis des Fernwärmenetzes Müzzzuschlag) mit einer gemischten Abnehmerstruktur, sowie einem urbanem Subnetz (Netztyp 1 – urbane Netzstruktur auf Basis eines Sekundärnetzes des Wiener Fernwärmenetzes) mit einer Abnehmerstruktur die überwiegend aus Großverbrauchern (> 150 MWh/a und Abnehmer) besteht. Ein urbanes Fernwärmenetz wurde nicht abgebildet, allerdings wird etwa die Hälfte des Fernwärmebedarfes in Wien über solche Sekundärnetze versorgt. Dadurch ist auch hier ein Multiplizierbarkeit der Ergebnisse gegeben.

#### 3.2.1 Temperaturniveau der Wärmenetze

Die Temperaturniveaus in Wärmenetzen haben einen zentralen Einfluss auf die möglichen solarthermisch erzeugten Energiemengen die in die jeweiligen Netze eingespeist werden können. Das untersuchte urbane Subnetz ist dabei auf Vorlauftemperaturen von 80 °C und eine Rücklauftemperatur von 55 °C ausgelegt. Die tatsächlichen Vorlauftemperaturen betragen bei diesem Netz über mehrere Monate im Jahr jedoch lediglich 65 °C, die Rücklauftemperatur steigt teilweise auf 60 °C. Die beiden anderen Netze sind auf einen Vorlauftemperaturbereich von 83 °C bis 95 °C (kleinstädtisches Netz) bzw. 88 °C bis 95 °C (ländliches Netz) und Rücklauftemperatur im Bereich von 59 °C bis 62 °C bzw. 59 °C bis 65 °C dimensioniert.

In den nachfolgenden Analysen wurden die Vor- und Rücklauftemperaturen der Wärmenetze mittels der simplex Simulationsumgebung modelliert. Die Kalibrierung des Modells erfolgte auf Basis von tatsächlichen Netzzuständen eines Referenzdatensatzes. Davon abweichende Lastzustände wurden in weiterer Folge dynamisch simuliert.

Die Auslegungsparameter des Heizungskreislaufes in den angeschlossenen Gebäuden wurden in Abhängigkeit vom flächenspezifischen Heizwärmebedarf (HWB) modelliert (Abbildung 9). Bei Gebäuden mit einem Heizwärmebedarf von 250 kWh/m<sup>2</sup> liegen die Vor- bzw. Rücklauftemperaturen im Auslegungsfall bei 75/53 °C, Gebäuden mit einem Wärmebedarf von 50 kWh/m<sup>2</sup> sind auf Temperaturen von 48/36 °C ausgelegt.

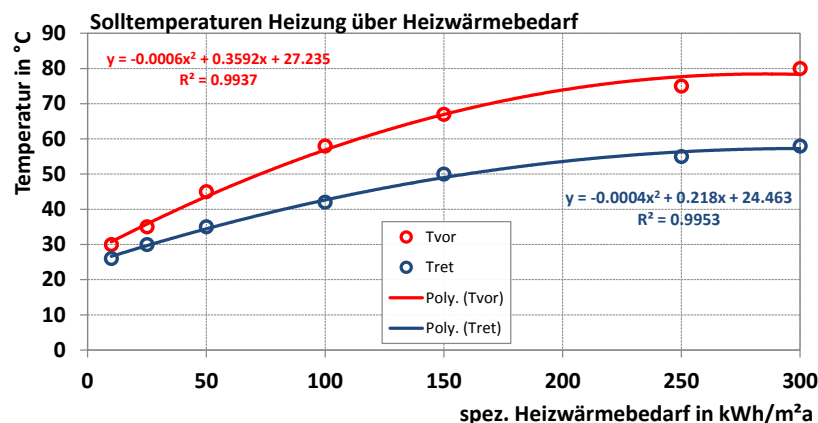


Abbildung 9. Sollvorlauf- und Sollrücklauftemperaturen über dem Heizwärmebedarf des Gebäudes.

Die tatsächlichen Temperaturen weichen übers Jahr jedoch vom Auslegungsfall ab. Insbesondere sinken die Vor- und Rücklauftemperaturen mit steigender Außentemperatur. Die stündlichen Profile für die unterschiedlichen Gebäude wurden mittels TRNSYS Simulation ermittelt, exemplarisch sind in Abbildung 10 die Vor- und Rücklauftemperaturen im Heizkreislauf von zwei unterschiedlichen Einfamilienhäusern (Altbau mit HWB von 250 kWh/m<sup>2</sup> und Neubau mit HWB von 60 kWh/m<sup>2</sup>) gegenüber der Außentemperatur aufgetragen.

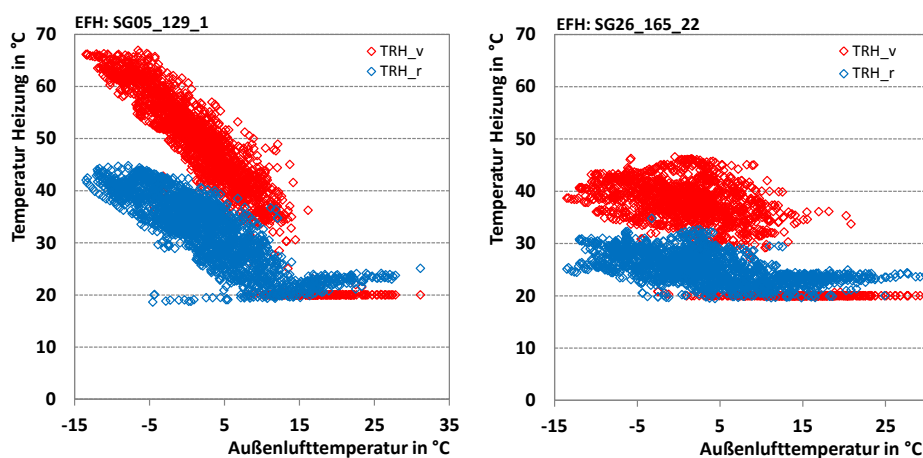


Abbildung 10. Vor- und Rücklauftemperaturen, exemplarisch für zwei Einfamilienhäuser mit einem HWB von 250 kWh/m<sup>2</sup>a (links) und einem HWB 61 kWh/m<sup>2</sup>a (rechts).



### 3.2.2 Solarerträge und solare Deckungsgrade

Für die drei zuvor skizzierten Netze wurden jeweils die solarthermischen Erträge für die Kombinationen von 8 Kollektorfeldgrößen im Bereich von 200 bis 10000 m<sup>2</sup> und 8 Wärmespeichervolumen von 40 m<sup>3</sup> bis 2000 m<sup>3</sup> ermittelt.

Die Ergebnisse hinsichtlich des spezifischen Kollektorertrages in Abhängigkeit vom Speichervolumen und die erzielten solaren Deckungsgrade ist in Abbildung 11 dargestellt. Unter Berücksichtigung der optimalen Speicherkonfiguration werden im ländlichen und kleinstädtischen Wärmenetz spezifische Solarerträge von mehr als 400 kWh/m<sup>2</sup> bis hin zu einem solaren Deckungsgrad von etwa 16 bis 17 % erzielt. Die Solarerträge im urbanen Subnetz liegen aufgrund der niedrigeren Netztemperaturen etwas höher. Unter dieser Konfiguration werden spezifische Solarerträge von über 400 kWh/m<sup>2</sup> bis zu einem solaren Deckungsgrad von 19 % erreicht. Eine Extrapolation der Ergebnisse auf Basis der Ergebnisse für das ländliche Wärmenetz sowie der Ergebnisse für einen Gebäudebestand mit einer 40 % Reduktion der Wärmenachfrage führt zu spezifischen Solarerträgen von etwa 215 bis 295 kWh/m<sup>2</sup> bei einem solaren Deckungsgrad von 30 %.

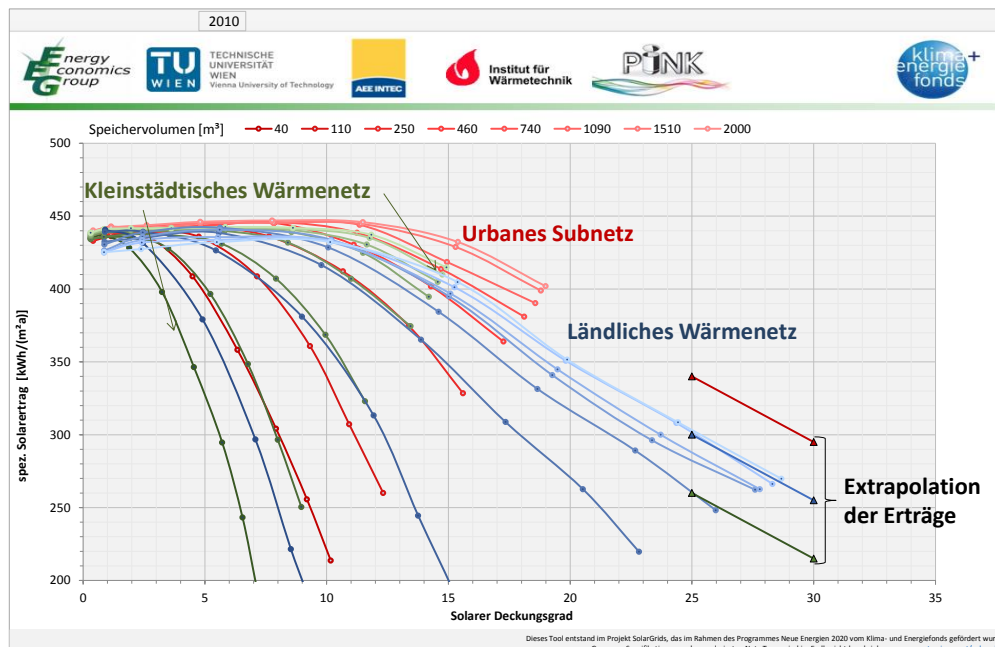


Abbildung 11. Spezifische Solarerträge in Abhängigkeit von Speichervolumen und solarem Deckungsgrad für den Referenzgebäudebestand 2010.

Werden die annuisierten Investitionskosten für Kollektorfeld, hydraulische Einbindung und Speicher den spezifischen Solarerträgen gegenübergestellt, so erhält man die solaren Wärmegegestehungskosten für die unterschiedlichen Konfigurationen. Unter der Annahme eines kalkulatorischen Zinssatz von 6 % und einer Abschreibedauer von 20 Jahren (Annuitätenfaktor = 0,09) ergeben sich minimale Wärmegegestehungskosten im Bereich von 65 bis 85 €/MWh (Abbildung 12). Für das analysierte ländliche Wärmenetz liegt das Kostenoptimum bei etwa einem solaren Deckungsgrad zwischen 10 und 15 %. Das kleinstädtische Netz, welches in der durchgeführten Analyse bei optimaler Konfiguration die geringsten Kosten aufweist wird im Bereich von 15 bis 20 % ein Kostenoptimum haben, beim

urbanen Subnetz wird auf Basis der Extrapolation der spezifischen Solarerträge das Kostenoptimum im Bereich von 20 bis 25 % liegen.

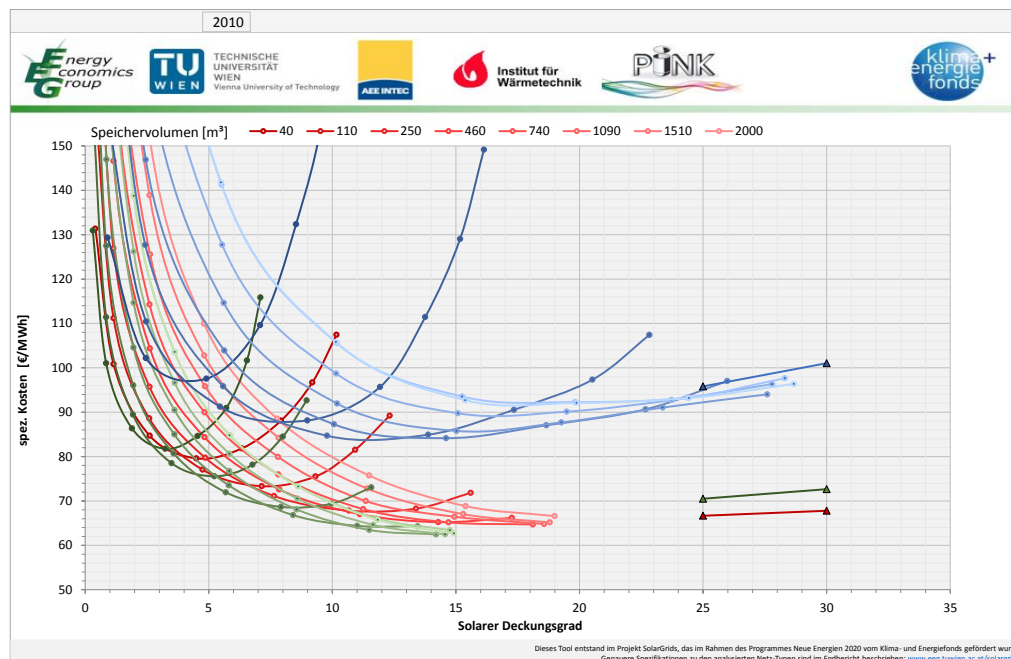


Abbildung 12. Solare Wärmegestehungskosten (Annuitätenfaktor = 0,09)

Die Effekte der Änderung des Gebäudebestandes, der damit verbundenen Lastprofile und der Temperaturniveaus der Wärmeverteilung, sowohl innerhalb des Gebäudes als auch in den Wärmenetzen auf die Integration von Solarthermie ist in Abbildung 13 exemplarisch für das urbane Subnetz dargestellt. Werden keine Technologiekostenreduktionen unterstellt, so kommt es zu keiner wesentlichen Änderung der solaren Wärmegestehungskosten unter optimaler Konfiguration je Speichervolumen. Allerdings verschieben sich die Optima hin zu höheren Deckungsgraden. Dieser Effekt steigt mit zunehmender Wärmespeichergroße. Unter Berücksichtigung eines Speichervolumens von 2000 m³ erhöht sich der solare Deckungsgrad bei gleichbleibenden Systemkosten von 19 % auf etwa 31 %.

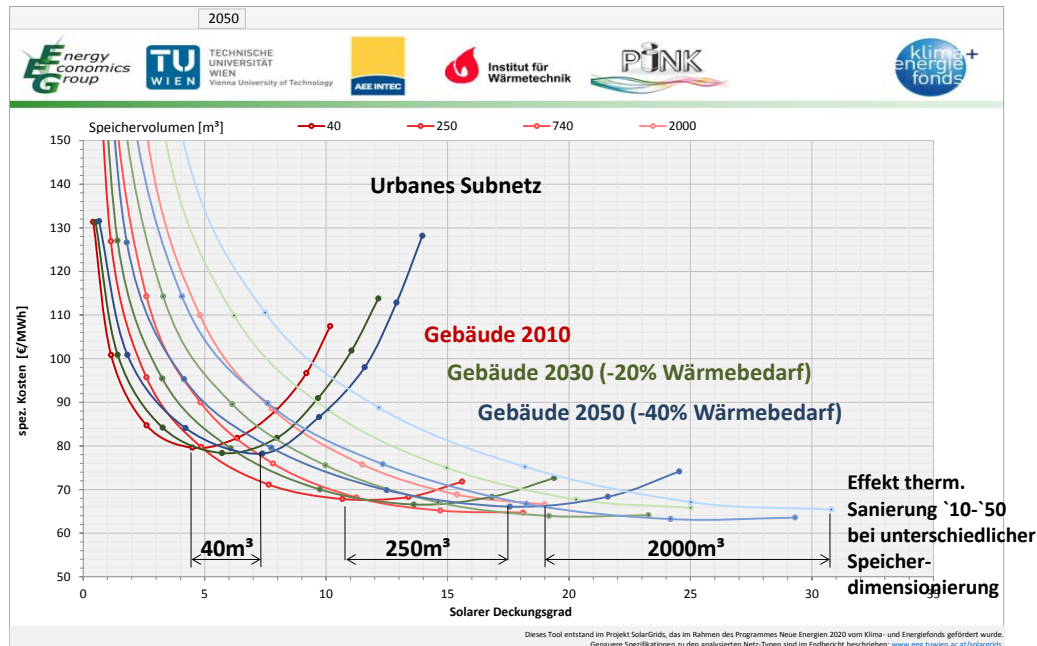


Abbildung 13. Effekt der thermischen Gebäudesanierung auf spezifische Wärmegestehungskosten und solare Deckungsgrade (Annuitätenfaktor = 0,09)

### 3.3 Österreichische Potenziale der solarthermischen Wärmeeinspeisung

Die zuvor dargestellten techno-ökonomischen Analysen zeigen, dass unter den derzeitigen Kostenbedingungen, Solarthermie ohne ökonomische Anreizsysteme nicht in der Lage ist, kosteneffiziente Wärme für typische österreichische Wärmenetze bereit zu stellen. Um diese Technologie von ihrem Nischendasein zu befreien, müssten entweder Systemkostenreduktionen erzielt werden oder durch energiepolitische Maßnahmen dieser Technologie ein zusätzlicher Vorteil verschafft werden. Ein solcher Vorteil ist die Erhöhung des Gesamtnutzungsgrades gemäß der qm-Heizwerk Berechnung und der damit verbundenen Förderung.

Unter den derzeitigen ökonomischen Rahmenbedingungen können ohne energiepolitische Eingriffe keine relevanten solarthermischen Energiemengen ökonomisch konkurrenzfähig in Wärmenetzen untergebracht werden. Andererseits wären aus einer technischen Sicht, bei ausreichender Dimensionierung der Wärmespeicher, extrem hohe solare Deckungsgrade möglich und werden in Pilotanlagen auch erreicht. Um ausgehend von diesen Dipolen, dennoch eine Abschätzung von sinnvollen Potenzialgrenzen für solarthermisch erzeugte Wärme in den österreichischen Wärmenetzen berechnen zu können, wird daher dazu der Bereich herangezogen, in dem die solaren Wärmegestehungskosten ihr Minimum aufweisen.

Das ermittelte Kostenoptimum für die drei analysierten Netze—bezogen auf die solar erzeugte Energiemenge—liegt unter Berücksichtigung des heutigen Gebäudebestandes je nach Netz bei solaren Deckungsgraden von 12 % bis 22 %. Wird für einen zukünftigen Zustand eine Reduktion des Wärmebedarfes um etwa 50 % unterstellt, so wird das Kostenoptimum um etwa 8-12 %<sub>Punkte</sub> hin zu höheren Deckungsgraden verschoben. Das bedeutet, dass langfristig die niedrigsten solaren Wärmegestehungskosten durchschnittlich bei solaren Deckungsgraden in der Größenordnung von etwa 25% erreichbar sind.

Wird für die Fernwärmewürdigkeit von Siedlungszonen ein Grenzwert für die Netzinvestitionskosten von maximal 20 €/MWh definiert, so wären bei einer Reduktion des Wärmebedarfes um 50 % etwa 13 TWh (20 TWh bei -40 %) mit Fernwärme sinnvoll versorgbar.

Werden keine weiteren Einschränkungen betrachtet, lässt sich daraus ein langfristiges Potenzial für die solarthermisch erzeugte Wärme in Wärmenetzen von etwa 2600 – 3300 GWh/a ableiten.

## **4 Diskussion**

Die durchgeführten Analysen zeigen, dass unter Berücksichtigung von technischen Rahmenbedingungen etwa 15 % bis 19 % der Fernwärme in Netzen mit einer Vorlauftemperatur im Bereich von 70-85 °C durch solarthermische Kollektoren mit Erträgen von mehr als 400 kWh/m<sup>2</sup> bereitgestellt werden könnte. Durch eine zukünftige thermische Sanierung des angeschlossenen Gebäudebestandes kann dieser Anteil auf über 25 % angehoben werden. Wird ein Szenario mit einer 50 %igen Wärmenachfragereduktion herangezogen, würde dies einer jährlichen Energiemenge von etwa 2600 – 3300 GWh/a in Regionen mit Wärmenetzinvestitionskosten von weniger als 20 €/MWh entsprechen. Dieser Beitrag reduziert sich jedoch signifikant, wenn berücksichtigt wird, dass der sommerliche Wärmebedarf teilweise durch kostengünstige Abwärme (z.B. Müllverbrennung) gedeckt wird. Wird die Müllverbrennungsanlage in Wien ganzjährig betrieben, reduziert das so ermittelte Potenzial um etwa 50%.

## **Danksagung**

Die Arbeiten zum vorliegenden Beitrag wurden im Rahmen des Projektes „Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise“ durchgeführt und durch eine Förderung des österreichischen Klima- und Energiefonds ermöglicht.

## **5 Referenzen**

Blesl, 2002. Räumlich hoch aufgelöste Modellierung leitungsgebundener Energieversorgungssysteme zur Deckung des Niedertemperaturwärmebedarfs, Dissertation an der Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, 2002. ISSN 0938-1228

Esch T., Taubenböck H., Geiß C., Schillings C., Nast M., Metz A., Heldens W., Keil M., 2001. Potenzialanalyse zum Aufbau von Wärmenetzen unter Auswertung siedlungsstruktureller Merkmale. Endbericht, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. in der Helmholtz-Gesellschaft, Oberpfaffenhofen, Deutschland, 2011.

Manderfeld M., 2008. Handbuch zur Entscheidungsunterstützung – Fernwärme in der Fläche. Dinslaken, 2008.

Mangold D., Pauschinger T., Schmidt T., 2011. Solare Nahwärme mit saisonaler Wärmespeicherung - Stand der Technik 2010 und Perspektiven bis 2020. Solites - Steinbeis Institut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme. [Tagungsbeitrag]. 21. Symposium thermische Solarenergie, Kloster Banz, Bad Staffelstein, Deutschland : s.n., 11. - 13. Mai 2011.

Meissner R., 2012. IEA - SHC Task 45: Large Systems. Präsentation im Rahmen des 3ten IEA-SHC Task 45 Meetings in Braedstrup, DK ( unveröffentlicht in dieser Form). [Online] 21. Mai 2012. [Zitat vom: 14. Juni 2013.] <http://task45.iea-shc.org/>.

Hanika, A., 2011. Kleinräumige Bevölkerungsprognose für Österreich 2010 bis 2030 mit Ausblick bis 2050 („ÖROK - Regionalprognosen“) / Teil 3: Modellrechnungen zur regionalen Haushaltsentwicklung. ÖROK-Schriftenreihe 184/2011.

Müller, A., Büchele, R., Kranzl, L., Totschnig, G., Mauthner, F., Heimrath, R., Halmdienst, C., 2014. Solarenergie und Wärmenetze: Optionen und Barrieren in einer langfristigen, integrativen Sichtweise, Endbericht des Projekts SolarGrids.

Müller, A., 2015. Energy Demand Assessment for Space Conditioning and Domestic Hot Water: A Case Study for the Austrian Building Stock (PhD-Thesis). Technische Universität Wien.

Nast M., 2007. Nahwärme: Der Missing Link zwischen kleiner KWK, Erneuerbarer Energie und Wärmeverbrauchern, Vortrag beim BMU-Workshop „Perspektiven der Brennstoffzelle“, Berlin, 14.3.2007.

ÖNORM B 8110-6, 2007. Wärmeschutz im Hochbau – Teil 6: Grundlagen und Nachweisverfahren – Heizwärmebedarf und Kühlbedarf. ÖNORM B 8110-6:2007-08-01. Austrian Standards Institute, Vienna.

ÖNORM H 5056, 2007 (Vornorm). Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden – Heiztechnik-Energiebedarf. ÖNORM H 5056: 2007-08-01. Austrian Standards Institute, Vienna.

Persson U. und Werner S., 2010. Effective width – the relative demand for district heating pip lengths in city areas, The 12th International Symposium on District Heating and Cooling, September 5th to September 7th, 2010, Tallinn, Estonia.

Persson, U. und Werner, S., 2011. Heat distribution and the future competitiveness of district heating, Applied Energy, Volume 88, Issue 3, March 2011, Pages 568–576.

Statistik Austria, 2003, 2005-2013. Annual publication series: “Wohnen, Ergebnisse der Wohnungserhebung im Mikrozensus Jahresdurchschnitt. Statistik Austria, Vienna. ISBN 3-901400-90-7 / 3-902479-44-2 / 3-902479-71-X / 978-3-902587-28-2 / 9 78-3-902587-61-9 / 978-3-902703-10-1 / 978-3-902703-45-3 / 978-3-902703-93-4 / 978-3-902791-40-5 / 978-3-902791-89-4

Statistik Austria, 2004a-i. Gebäude- und Wohnungszählung 2001, Statistik Austria, Vienna. ISBN: 3-902452-72-2 / 3-902452-73-0 / 3-902452-84-6 / 3-902452-85-4 / 3-902452-86-2 / 3-902452-92-7 / 3-902452-93-5 / 3-902452-94-3 / 3 -902452-95-1

Statistik Austria, 2009. Blick auf die Gemeinde, Merkmal: Arbeitsstättenzählung vom 15. Mai 2001. Statistik Austria, Vienna. <http://www.statistik.at/blickgem/index.jsp> (Zugriff: März, 2015)

Statistik Austria, 2012. Blick auf die Gemeinde: Merkmal: G2.1 Bevölkerungsentwicklung.  
<http://www.statistik.at/blickgem/index.jsp> (Zugriff: Juni, 2012)

Statistik Austria, 2006. Population 2006 ETRS-LAEA 1km. Statistik Austria, Vienna.

Statistik Austria, 2008. Siedlungsraum und besiedelbarer Raum (= Dauersiedlungsraum).  
Statistik Austria, Vienna.

[http://www.statistik.at/web\\_de/klassifikationen/regionale\\_gliederungen/dauersiedlungsraum/index.html](http://www.statistik.at/web_de/klassifikationen/regionale_gliederungen/dauersiedlungsraum/index.html) (Zugriff: März, 2015)