



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Bundesamt für Energie BFE

Juli 2008

ABWASSERWÄRMENUTZUNG POTENZIAL, WIRTSCHAFTLICHKEIT UND FÖRDERUNG

Auftraggeber:

Bundesamt für Energie BFE, 3003 Bern, Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen
Postadresse: CH-3003 Bern
Tel. +41 31 322 56 11; Fax +41 31 323 25 00

Auftragnehmer:

Stephan Gutzwiller, Reto Rigassi, Hanspeter Eicher
stephan.gutzwiller@eicher-pauli.ch, www.eicher-pauli.ch

Begleitgruppe:

Lukas Gutzwiller, Programmleiter Energiewirtschaftliche Grundlagen EWG, Bundesamt für Energie BFE
Sébastien Lehmann, Bundesamt für Umwelt
Ernst A. Müller, EnergieSchweiz für Infrastrukturanlagen
Beat Kobel, EnergieSchweiz für Infrastrukturanlagen
Alex Nietlisbach, Amt für Abfall, Wasser Energie und Luft
Fabrice Rognon, Bundesamt für Energie BFE
Oskar Wanner, Eawag ETH
Stefan Wiederkehr, Bundesamt für Energie BFE

Bezugsort der Publikation: www.ewg-bfe.ch und www.energieforschung.ch

Projekt Nr.: 101722

Diese Studie wurde im Rahmen des Forschungsprogramms "Energiewirtschaftliche Grundlagen" des Bundesamts für Energie BFE erstellt.

Für den Inhalt ist allein der/die Studiennehmer/in verantwortlich.

Inhaltsverzeichnis

ABSTRACT	3
ZUSAMMENFASSUNG	5
RESUME	13
SYNTHESE	15
1 AUSGANGSLAGE UND ZIEL	23
2 WIRTSCHAFTLICHKEIT	25
2.1 Methodik	25
2.1.1 Grundlagen/Abgrenzungen	25
2.1.2 Zeitlicher Analysehorizont	25
2.1.3 Umfang der einbezogenen Kosten	26
2.1.4 Berechnungsmodell	26
2.1.4.1 <i>Künftige Energiepreise</i>	27
2.1.5 Grundlagen Abwasserwärmenutzung	27
2.1.6 Grundlagen konventionelle Wärmeerzeugungsanlagen	27
2.2 Ergebnisse für aktuellen Zustand	28
2.2.1 Wärmegestehungskosten konventionelle Wärmeerzeugungsanlagen	28
2.2.1.1 <i>Aktuelle Gestehungskosten</i>	28
2.2.1.2 <i>Künftige Gestehungskosten</i>	29
2.2.2 Wärmegestehungskosten Abwasserwärmenutzung	29
2.2.2.1 <i>Untersuchte Anlagen</i>	29
2.2.2.2 <i>Ergebnisse der untersuchten Anlagen</i>	31
2.2.3 Wirtschaftlichkeit Abwasserwärmenutzung	33
2.2.3.1 <i>Auswertung der untersuchten Anlagen</i>	33
2.2.3.2 <i>Ausschlaggebende Faktoren</i>	34
2.2.4 Fazit	37
2.3 Wirtschaftlichkeit künftige Anlagen	38
2.3.1 Technisch/ökonomische Entwicklungspotenziale Abwasserwärmenutzung	38
2.3.1.1 <i>Kosten Grosswärmepumpen</i>	38
2.3.1.2 <i>Kosten Netze</i>	39
2.3.1.3 <i>Kosten Kanalwärmetauscher</i>	40
2.3.1.4 <i>Jahresarbeitszahl</i>	41
2.3.1.5 <i>Auswirkungen auf Wärmegestehungskosten</i>	42
2.3.2 Kostenreduktionspotenzial konventionelle Wärmeerzeugungsanlagen	43
2.3.3 Kriterien für Wirtschaftlichkeit	43
2.3.3.1 <i>Wärmedichte</i>	43
2.3.3.2 <i>Wärmeleistung</i>	44
2.3.4 Fazit	45

3	ABWÄRMEPOTENZIAL	47
3.1	Methodik	47
3.1.1	Potenzialdefinitionen	47
3.1.2	Daten zu den Abwasserreinigungsanlagen der Schweiz (ARA-Daten)	49
3.1.3	Geoinformationen - GIS-Daten	51
3.1.4	Berechnungsmethoden	53
3.1.4.1	<i>Handmethode Modellregion Kanton Zürich</i>	53
3.1.4.2	<i>GIS-Datenbank gestützte, automatisierte Methode für die gesamte Schweiz</i>	55
3.2	Ergebnisse Wärme-Potenzial ARA	56
3.2.1	Theoretisches Abwasserwärmepotenzial Schweiz	56
3.2.2	ARA-Potenzial Handmethode	56
3.2.3	ARA-Potenzial GIS-Methode	58
3.2.3.1	<i>Sensitivität des Abwärmepotenzials</i>	63
3.2.3.2	<i>Diskussion der Potenzialergebnisse</i>	64
4	HEMMNISSE UND FÖRDERINSTRUMENTE	65
4.1	Hemmnisse	65
4.1.1	Mangelnde Wirtschaftlichkeit	65
4.1.2	Bestehende leitungsgebundene Energieversorgung	65
4.1.3	Zu wenige Initiatoren für einen Wärmeverbund	66
4.2	Förderinstrumente	67
4.2.1	Wirtschaftlichkeit	67
4.2.1.1	<i>CO₂-Abgabe</i>	67
4.2.1.2	<i>Subventionen</i>	67
4.2.2	Bestehende leitungsgebundene fossile Energieversorgung	68
4.2.3	Zu wenige Initiatoren für einen Wärmeverbund	68
4.2.4	Informationsdefizite	68
5	SCHLUSSFOLGERUNGEN UND AUSBLICK	69
6	REFERENZEN	71
7	ANHANG	73
7.1	Arealstatistik nach Nomenklatur 1992/1997	73
7.1.1	Erhebungsmethode	73
7.1.1.1	<i>Datengrundlagen und Erhebungsprogramm Arealstatistik 1992/97</i>	73
7.1.1.2	<i>Interpretation der Landnutzung</i>	73
7.1.2	Auswertung, Publikation und Verwendung der Daten	74
7.1.3	Datenqualität und statistische Signifikanz	75
7.2	Volks- und Gebäudezählung 2000	75
7.2.1	Gebäude- und Wohnungserhebung	75
7.2.2	Gebäudearten	77
7.3	Betriebszählung 2005, BFS GEOSTAT	77

Abstract

Das **Ziel vorliegender Studie** ist, das wirtschaftlich nutzbare Potenzial der Gewinnung von Abwärme aus kommunalen Abwässern mittels Wärmepumpenanlagen zu bestimmen. Dabei wird das besiedelte Gebiet im Umkreis grösserer Abwasserreinigungsanlagen (ARA) mit Hilfe von Geodaten der Bundesstatistik systematisch auf die potenzielle Wärmeabnahmedichte und das wirtschaftlich realisierbare Wärmenutzungspotential hin untersucht. Mit der entwickelten GIS-Methode ist es möglich, für jede einzelne ARA der Schweiz (878 Anlagen) automatisch ‚Potenzialkarten‘ in Hektarauflösung zu erstellen.

Das **wirtschaftlich realisierbare Potenzial** ist diejenige Wärmemenge aus Abwasserreinigungsanlagen, welche dem Bezüger kostengünstiger abgegeben werden kann als konventionell aus Erdgas und Heizöl EL bereitgestellte Wärme. Dafür wurden die Wärmegestehungskosten von insgesamt 15 realisierten Anlagen zur Abwärmenutzung aus ARA's mit denjenigen gleich grosser Anlagen mit Öl- oder Gasfeuerung verglichen. Liegen die Wärmegestehungskosten einer Abwasseranlage über den Kosten der Vergleichsanlage mit Ölfeuerung, ist die Anlage unwirtschaftlich. Mögliche künftige Kostenreduktionspotenziale werden dabei noch nicht berücksichtigt. Das wirtschaftlich realisierbare Potenzial hängt primär vom Preis für fossile Energieträger, von der Wärmedichte in der Umgebung der ARA und von der Grösse der Anlage ab. Abbildung K1 zeigt das wirtschaftlich nutzbare Potenzial und die notwendige Wärmedichte pro Meter Fernwärmetrasse in Funktion der Kosten für Heizöl EL (inkl. Abgaben). Es wird deutlich, dass zu heutigen Heizölkosten von rund 100 CHF/100 lit. (per Januar 2008) das Potenzial sensitiv auf Preisänderungen reagiert. Bereits ab 125 CHF/100 lit. jedoch verläuft die Potenzialkurve sehr flach und das maximal mögliche Potenzial von knapp 3'500 GWh/a könnte weitestgehend ausgeschöpft werden.

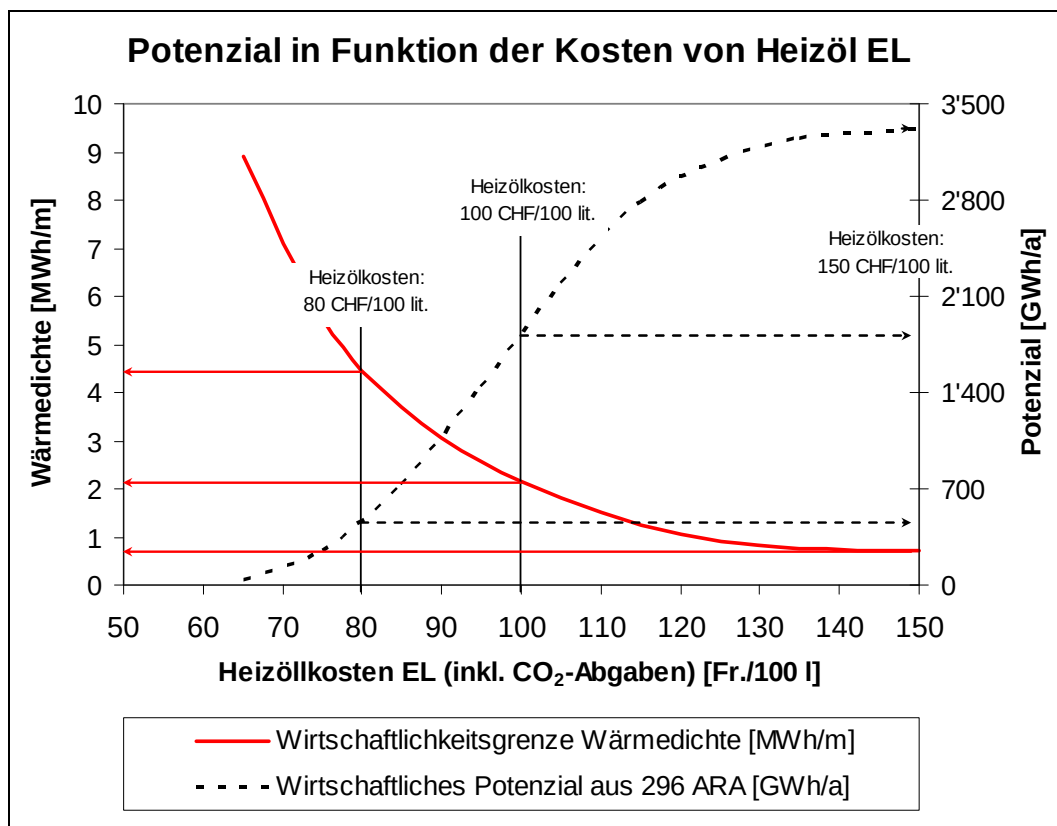


Abbildung K1: Sensitivität des wirtschaftlichen ARA-Abwärmepotenzials bei Variation der Kosten für Heizöl EL. Lesebeispiel: Für Kosten von 100 CHF pro 100 Liter Heizöl EL (inkl. CO₂-Abgabe) ist eine minimale Anschluss-Wärmedichte für eine wirtschaftliche Abwasserwärmenutzung von 2.2 MWh/m nötig (rote durchgezogene Linie). Das resultierende Abwärmepotenzial liegt bei 1'800 GWh/a. (schwarze gestrichelte Linie).

Diese Wärmemenge von 3'500 GWh/a versteht sich als Abwärme aus den ARA's, ohne die für die Spitzendeckung benötigte, allenfalls fossile, Energiemenge. Damit liessen sich pro Jahr 3'500 GWh nicht erneuerbare Energieträger durch ARA Abwärme ersetzen und mittels Wärmepumpen der Heizungs- und Warmwasserbedarf von gut einer Million Einwohnern decken.

Die reale Nutzung des wirtschaftlichen Abwasserwärmepotenzials wird nebst der Wirtschaftlichkeit von diversen anderen Faktoren bestimmt. Als besondere **Hemmnisse** werden die unberechenbaren Kosten für Heizöl EL, die bestehende Energieversorgung (v. a. leitungsgebundene Versorgung mit Erdgas) sowie zu wenige Initiatoren für einen Wärmeverbund eingestuft. Wichtige **politische Fördermassnahmen** könnten wie folgt aussehen:

- Ein Investor hat heute keinerlei Sicherheit, dass der Ölpreis auf dem heutigen, vergleichsweise hohen, Wert bleiben wird. Investoren brauchen möglichst berechenbare Randbedingungen. Eine variable CO₂-Abgabe könnte die Kosten für fossile Energieträger langfristig auf einem bestimmten Schwellenwert halten (z.B. 125 CHF/100 lit. Heizöl EL).
- Prioritätensetzung für standortgebundene Nutzung von Abwärme und erneuerbaren Energien im kantonalen Energie-Richtplan.
- Weiterführende Bundesvorschriften über den längerfristigen Rückbau von Erdgas in Gebieten mit standortgebundenen Anlagen mit Abwärme (KVA, ARA).
- Einspeisevergütung für erneuerbare Energien aus Nah- und Fernwärmesystemen.
- Contracting-Förderung durch systematische Suche und Bewertung von Standorten für Nahwärmenetze, um die nötigen hohen Vorinvestitionen auszulagern und den Verwaltungsaufwand für den Endkunden zu minimieren.

Ausblick: Nebst der Erzeugung von Niedertemperaturwärme zu Heizzwecken - wie in dieser Studie ausschliesslich untersucht - sind auch andere energetische Nutzungen von Abwasser denkbar. In Zukunft wird die Nachfrage nach **sommerlicher Kühlenergie** ansteigen. So wäre es von Interesse, eine Nutzung des beachtlichen ungenutzten Abwasserabflusses im Sommer zu Kühlzwecken näher zu untersuchen. Der **Trend** hin zu immer besser isolierten Gebäuden und die dadurch **sinkenden Wärmedichten** verschlechtert die Wirtschaftlichkeit von Wärmeverbundnetzen allgemein. Da jedoch die allgemeine Entwicklung (Anstieg des Erdölpreises, CO₂-Abgabe, Anschlusszwang, Einspeisevergütung) vor allem erneuerbaren Energieressourcen zu Gute kommt, wird die Nutzung von Abwasserwärme künftig begünstigt.

Zusammenfassung

Die Nutzung von Niedertemperaturwärme aus kommunalen Abwässern mittels Wärmepumpenanlagen zur Gebäudeheizung und Brauchwarmwasserbereitung ist heute praxistauglich. Das theoretische Potenzial für die Abwasserwärmenutzung ist nach Angaben von EnergieSchweiz beachtlich. Die Wirtschaftlichkeit und somit auch die Realisierungschancen hängen indes stark von den örtlichen Randbedingungen und diversen externen Rahmenbedingungen ab, was die Bezifferung des wirtschaftlich realisierbaren Potenzials bis heute sehr schwierig gestaltet.

Ausgangslage

Das Ziel vorliegender Studie ist, die Wirtschaftlichkeit sowie das damit verknüpfte wirtschaftlich nutzbare Potenzial von Abwasserwärme zu bestimmen. Erstmals wird dabei für alle grossen Abwasserreinigungsanlagen (ARA) der Schweiz das besiedelte Gebiet im Umkreis der ARA mit Hilfe von Geodaten der Bundesstatistik systematisch auf die potenzielle Wärmeabnahmedichte hin untersucht. Ergänzend zur Potenzialberechnung werden externe (hemmende und fördernde) Rahmenbedingungen zur Abwärmenutzung näher erläutert. Daraus abgeleitet sollen Hinweise auf Aktivitäten gegeben werden, die zu einer verstärkten Nutzung des Potenzials beitragen können.

Ziel

Die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit von Abwasserwärmeanlagen erfolgt, indem die Wärmegestehungskosten von insgesamt 15 realisierten Wärmepumpenanlagen zur Abwasserwärmenutzung in der Schweiz (sieben Kanalanlagen und acht ARA-Anlagen) mit denjenigen von gleich grossen Anlagen mit Ölfeuerung verglichen werden. Liegen dabei die Wärmegestehungskosten einer Abwasser-Anlage über den Kosten der Vergleichsanlage mit Ölfeuerung, ist die Anlage unwirtschaftlich. Für die Lebensdauer der einzelnen Komponenten wurden entsprechend SIA 480 folgende Werte angenommen:

Wirtschaftlichkeitsgrundlagen

Wärmeerzeugung: 15 Jahr; Wärmeverteilung: 30 Jahre; Bauliches: 50 Jahre.

Die Energiepreise für den aktuellen Zustand (Preisstand 2006, keine CO₂-Abgabe = Szenario 0) wurden wie folgt angenommen:

- Erdöl je nach Bezugsmenge: 70 - 74 CHF/100 lit.
- Erdgas je nach Anlagengrösse: 6 - 7 Rp./kWh
- Strom je nach Anlagengrösse:
 - Mittelspannung: 8 Rp./kWh
 - Niederspannung: 10 -12 Rp./kWh
 - Kleinanlagen: 16 Rp./kWh

Für die Wirtschaftlichkeitsbeurteilung von Abwasserwärmeanlagen im Vergleich zu Ölheizungen werden drei weitere (Zukunfts-)Szenarien betrachtet:

Zukunfts-Szenarien

- Szenario 1, Kosten Heizöl EL von 83 CHF/100 lit. (Ölpreis per 2006 von 74 CHF/100 lit. inkl. CO₂-Abgabe von Fr. 36.-- pro Tonne CO₂).
- Szenario 2, Kosten Heizöl EL von 104 CHF/100 lit. (Ölpreis per Dezember 2007 von 95 CHF/100 lit. inkl. CO₂-Abgabe von Fr. 36.-- pro Tonne CO₂).
- Szenario 3, Kosten Heizöl EL von 147 CHF/100 lit. (Ölpreis per Dezember 2007 von 95 CHF/100 lit. inkl. CO₂-Abgabe von Fr. 210.-- pro Tonne CO₂).

Alle übrigen kostenrelevanten Faktoren (z.B. Strompreis) werden für alle drei Szenarien unverändert verwendet.

Die Analyse der 15 realisierten Abwasser-Wärmepumpenanlagen in der Schweiz Ende 2006 (Szenario 0) zeigt, dass folgende Faktoren die Wirtschaftlichkeit ausschlaggebend beeinflussen:

Wirtschaftlichkeitsanalyse

- Nachgefragte Wärmedichte (transportierbare Wärmemenge pro Trasselänge Fernwärmeleitung) im Umkreis des Kanals resp. der ARA. Diese Wärmedichte beeinflusst direkt die Kapitalkosten und damit die Gesteungskosten. Die Abwasserwärmenutzung wird wirtschaftlich interessant, wenn die Gesteungskosten geringer als 10 Rp./kWh sind. Dies wird Ende 2006 nur von Anlagen erreicht, welche einen Wärmeabsatz von mehr als 4 MWh pro m Leitungslänge aufweisen.
- Anlagengrösse: Heizzentralen mit grosser Leistung können pro Kilowatt Wärmeleistung deutlich günstiger erstellt werden als Zentralen mit kleiner Leistung. Attraktive Wärmegegestehungskosten um 10 Rp./kWh resultieren bei den untersuchten Objekten i. d. R. erst ab einer Leistung von über 3'000 kW.
- Betriebsstunden der Wärmepumpen: Je kleiner eine Abwasserwärmeanlage resp. der Anteil an Wärme aus der Wärmepumpe im Vergleich zur gesamten Wärmenachfrage im angeschlossenen Wärmeverbund, desto höhere Betriebsstunden der Wärmepumpe sind realisierbar, was wiederum tiefere Wärmegegestehungskosten zur Folge hat.
- Systemtemperaturen der Verbraucher: Je höher die Systemtemperaturen, desto tiefer die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe, desto höher die Wärmegegestehungskosten. Liegen die Temperaturen über 65°C, sind für Wärmepumpenanlagen spezielle Massnahmen (z.B. WP mit CO₂ als Kältemittel in Kombination mit einem BHKW) nötig. Systemtemperaturen über 65°C erlauben jedoch, die Leistungsquerschnitte des Nahwärmenetzes zu verringern, wodurch Kosten eingespart werden können.

Die in vorliegender Studie entwickelte Methode ermöglicht, die Wärmenachfrage im Umkreis der ARA mit dem Wärmeangebot derselben ARA zu vergleichen. Daraus lässt sich mit Hilfe der vorangehenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen das wirtschaftlich nutzbare Abwasserwärmepotenzial bestimmen. Die Methode verwendet geocodierte Gebäudedaten der Bundesstatistik, welche in einem geographischen Informationssystem (GIS) in Hektarauflösung visualisiert und mit den ARA-Standorten in Kontext gesetzt werden. Dabei werden im Umkreis von drei Kilometern um die 296 grössten ARA der Schweiz jene Hektarflächen herausgefiltert, welche eine minimale Wärmedichte (pro einzelner Hektare) für eine wirtschaftliche Erschliessung aufweisen. Nicht in jedem Fall liegen diese ‚guten‘ Hektaren (s. unten) kompakt aneinander; sie können auch weit verstreut sein, was eine wirtschaftliche Erschliessung mit einem Fernwärmenetz ebenso behindern kann. Weitere lokale Randbedingungen wie Konkurrenz durch ein bestehendes Fernwärmenetz oder schwierig überwindbare Zonen (Eisenbahnlinien, Autobahnen) können mit der beschriebenen GIS-Methode (noch) nicht berücksichtigt werden.

**GIS-Methode
Abwärmepotenzial**

Zur Umsetzung der entwickelten GIS-Methode sind folgende Datengrundlagen erforderlich:

Datengrundlagen

- Liste aller Abwasserreinigungsanlagen der Schweiz, welche durch die Rysser Ingenieure AG zur Verfügung gestellt wurde (Stand 2007). Darin sind nebst den Landeskoordinaten jeweils die Anlagekapazität, Abflussmenge und Abwassertemperatur enthalten, woraus sich das Wärmeangebotspotenzial berechnen lässt. Insgesamt werden alle 296 Anlagen der Grössenklasse 1 bis 3 berücksichtigt, welche über 90 % der gesamten Abwassermenge liefern.
- Volks- und Gebäudezählung 2000: Koordinatenzuweisung für alle erfassten Gebäude im Rahmen der eidgenössischen Volkszählung 2000. Das Daten-File liefert pro bewohnter Hektare einen Datensatz mit über 400 Merkmalen bezüglich Gebäude und Wohnungen. Für die Potenzialermittlung von Relevanz sind die Angaben zur beheizten Wohnfläche pro Hektar, aus welcher über einen fixen spezifischen Wärmebedarf von 120 kWh/m²a (Heizung und Warmwasser) die Wärmenachfrage von Wohngebäuden pro Hektar im Umkreis von drei Kilometern der ARA errechnet wird.
- Betriebszählung 2005: Im Rahmen der eidgenössischen Betriebszählung 2005 wurden für alle erfassten Arbeitsstätten (Sektor 2 und 3) rund 1'000 Merkmale über Betriebe und Beschäftigte auf Hektaren aggregiert. Für die Potenzialermittlung von Relevanz sind die totale Anzahl Beschäftigte pro Hektar. Die Umrechnung in beheizte Bruttogeschossflächen pro Hektar erfolgt über betriebsabhängige Personenflächen (wo möglich nach SIA). Zur anschliessenden Ermittlung der Wärmenachfrage wird hier ein spezifischer Wärmebedarf für die Raumbeheizung von 80 kWh/m²a verwendet.

Für die anschliessende Abwasserwärmepotenzialberechnung wird als plausibelstes Szenario für die nahe Zukunft das Szenario 2 (Kosten Heizöl EL von 104 CHF/100 lit.) zugrunde gelegt. Daraus ergibt sich für die Ermittlung der wirtschaftlich erschliessbaren Hektaren („gute“ Hektaren, s. oben) z. T. folgende Mindestanforderungen:

- Flächige Wärmedichte jeder einzelnen Hektare: mindestens 320 MWh/ha a. Pro Hektar werden zudem pauschal 160 Meter Trassellänge eingesetzt (unabhängig vom gewählten Szenario).
- Lineare Wärmedichte je Abwasseranlage: mindestens 2.0 MWh Wärmeabnahme pro Jahr und Trassemeter der Nahwärmeleitung.
- Gesamte Wärmeabsatzmenge je Abwasseranlage: mindestens 4'000 MWh pro Jahr (bei Betrieb einer bivalenten Wärmepumpe-Anlage).
- Bei Gebäuden mit bestehender Fernwärme sind die möglichen Anschlussgrade an eine Abwasser-Fernwärme abhängig vom Energieträger: Holz, Sonnenkollektor: 0 %; Erdgas: 50 %; Erdöl: 75 %; Wärmepumpe: 25 %; Elektrizität, Kohle: 100 % (unabhängig vom gewählten Szenario).

Nahe Zukunft:
104 CHF/100
lit. Heizöl EL

Mindestanforderungen
an „gute“
Hektaren

Grundsätzlich wird bei der Nutzung von Abwasserwärme immer eine bivalente Anlage mit Wärmepumpe und Spitzenkessel zugrunde gelegt, welche für die Bereitstellung von Raumwärme und Brauchwarmwasser eine typische Auslegung gemäss Abbildung K2 hat. Daher setzt sich die Nutzwärme beim Wärmebezüger typischerweise wie folgt zusammen: 57% Abwasserwärme, 23% Strom der Wärmepumpe (COP 3.5), Wärme aus Spitzenkessel: 20%

Bivalente
Anlage:
Wärme aus
Abwasser
max. 57%

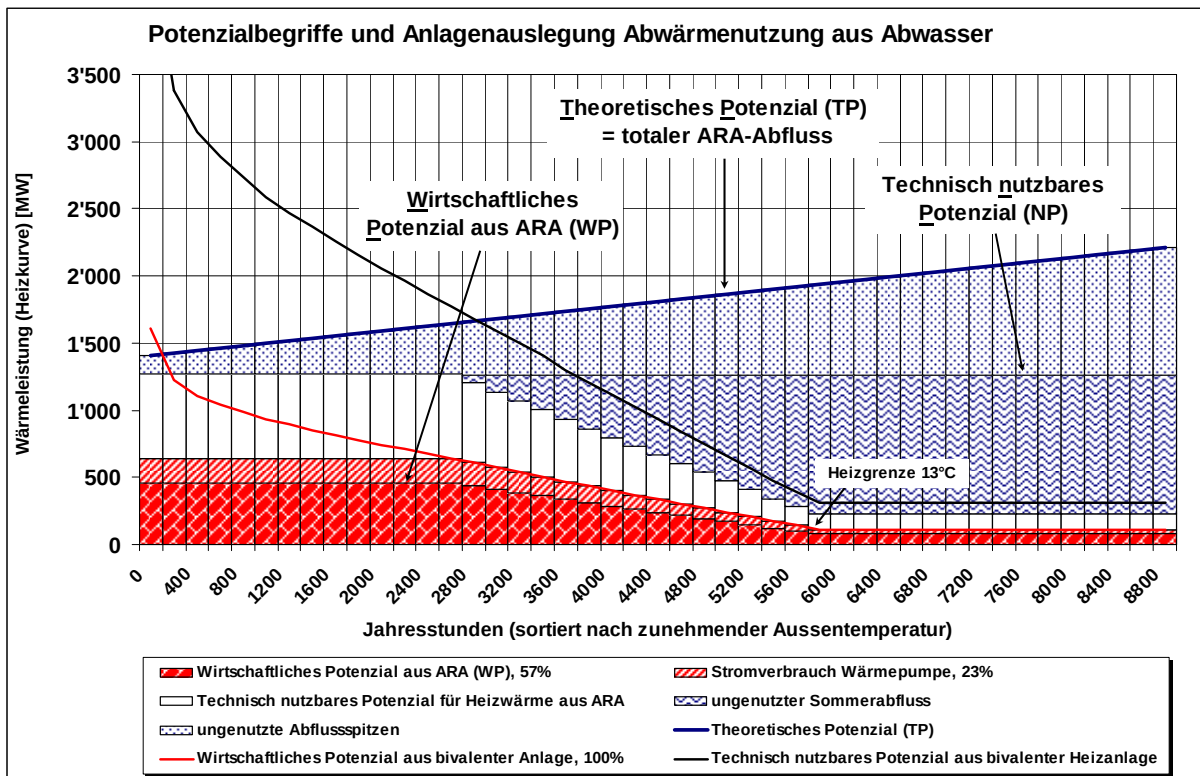


Abbildung K2: Graphische Illustration der Abwärmepotenziale sowie Anlagenauslegung.

Lesebeispiel Potenzialbegriffe:

Die schräg schraffierte Fläche (Backsteinsymbole) zeigt das wirtschaftliche Wärmepotenzial aus dem Abwasser (WP) ohne zusätzlich investierte Endenergie aus Strom und Erdgas (typischerweise 57% des gesamten wirtschaftlichen Potenzials aus bivalenter Anlage). Im Vergleich dazu stellt die Fläche unter der dunkelblauen fetten, ansteigenden Linie das theoretische Potenzial aus dem gesamten Abfluss aller ARA dar (max. 2'200 MW Leistung oder 15'842 GWh pro Jahr gemäss Abbildung). Die grosse Fläche „ungenutzter Sommerabfluss“ zeigt zudem, dass im Sommer der grösste Teil des technisch nutzbaren Potenzials nicht genutzt werden kann.

Lesebeispiel Anlagenauslegung:

Der Graphik liegt eine typische bivalente Wärmepumpeanlage mit Spitzenkessel zugrunde. Die Nutzwärme beim Wärmebezüger setzt sich dabei wie folgt zusammen: 57% Abwasserwärme, 23% Strom der Wärmepumpe (COP 3.5), Wärme aus Spitzenkessel: 20%. Der Kurvenverlauf gilt qualitativ nicht nur für die Potenzialbetrachtung schweizweit, sondern auch für jede einzelne ARA. Ist die Wärmenachfrage in der Umgebung einer ARA nicht limitierend, ist das wirtschaftliche Potenzial aus ARA (rote Backsteinsymbole) mit dem technisch nutzbaren Potenzial für Heizwärme (weisse Balken, s. auch Abbildung: 5'868 GWh pro Jahr falls keine ARA der Schweiz Wärmenachfrage-limitiert wäre) zusammen.

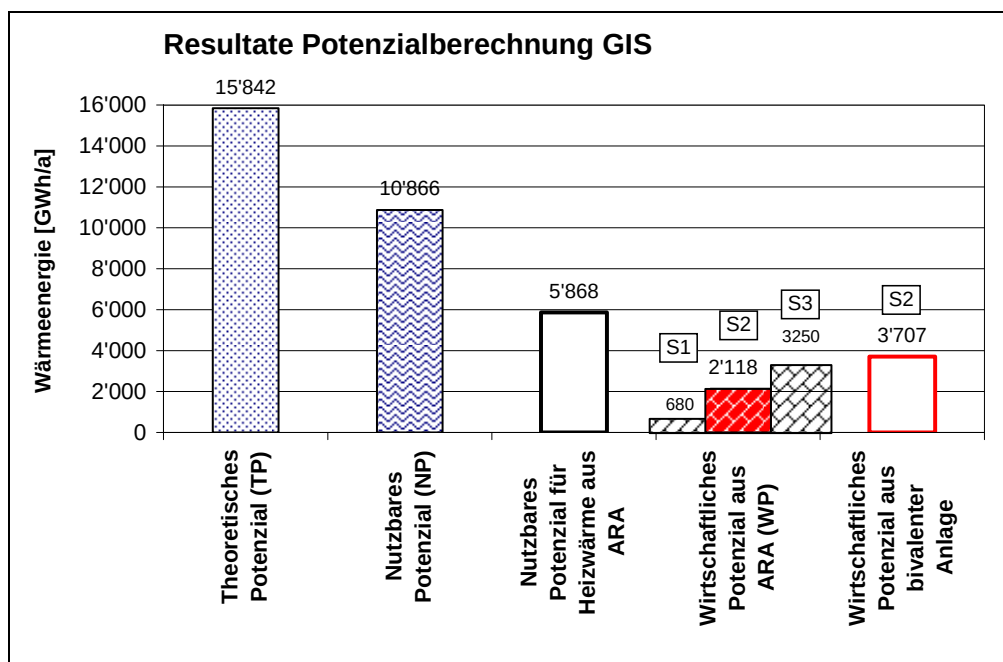
In der Abbildung K2 sind auch alle verwendeten Potenzialbegriffe illustriert, welche sich aus diesem typischen Anlagen-Design ergeben. Für alle in der Graphik markierten Potenziale handelt es sich immer um Wärmepotenziale des Abwassers alleine – also ohne zugeführte Endenergie in Form von Strom (Wärmepumpe) und z.B. Erdgas (Spitzenkessel). Sie werden im folgenden genauer definiert:

Theoretisches Abwasserwärmepotenzial (TP): Abkühlung des gesamten Abwasserabflusses nach der Reinigung in der ARA von durchschnittlich 13.5°C auf 5°C. Das gesamte warme Abwasser wird dabei aus dem gemessenen durchschnittlichen ARA-Tagesabfluss der Monate Oktober bis Juni jeder einzelnen ARA der Grössenklasse 1 bis 3 (grösser als 10'000 Einwohnergleichwerte, 296 Anlagen) auf 365 Tagen pro Jahr hochgerechnet. Die durchschnittliche Abwassertemperatur von 13.5°C wird für vier Monate um 2 Kelvin erhöht (Sommer) und für vier Monate um 2 Kelvin reduziert (Winter).

**Potenzial-
definition**

Technisch nutzbares Potenzial (NP): Abkühlung von 90 % des gesamten Abwasserabflusses (siehe Definition oben) auf 5°C nach der Reinigung in der ARA. Als Abwassertemperatur wird die gegenüber der mittleren Temperatur um 2 Kelvin reduzierte Wintertemperatur verwendet (Auslegung auf Tagesmittelabfluss der grossen ARA während trockener Heizperiode). Daraus ergibt sich die gerade Linie in Abbildung K2 (konstante Abwärmeleistung).

Wirtschaftliches Potenzial (WP): Verwendung des nutzbaren Potenzial (NP) in einer bivalenten Wärmepumpenanlage zur Erzeugung von Heizwärme, Auslegung auf den Winterfall (volle Nutzung des NP in den Sommermonaten nicht möglich, siehe Abbildung K2). Eingeschränkt wird das WP durch die limitierende Wärmenachfrage im Umkreis der ARA (zu geringe Gebäudedichte resp. zu kleine Wärmeabnahmemenge gesamthaft für den wirtschaftlichen Betrieb einer bivalenten Wärmepumpe-Anlage).



**Ergebnisse
Abwärme-
potenzial**

Abbildung K3: Resultate der Potenzialberechnung mit der GIS-Methode. Die Bezeichnungen (und teilweise auch Farben) korrespondieren mit jenen in Abbildung K2. Das effektive wirtschaftliche Potenzial aus erneuerbarer ARA-Abwärme des Szenario 2 (S2) beträgt 57 % (oder 2'118 GWh) des wirtschaftlich nachgefragten Wärmepotenzials von 3'707 GWh. Die restlichen 43 % werden in Form von Strom und Erdgas in die bivalente Anlage geführt. Die ebenfalls berechneten Szenarien 1 und 3 sind zum Vergleich dargestellt (s. Definition der Szenarien auf Seite 5).

Für alle 296 berücksichtigten ARA der Grössenklasse 1 bis 3 ergibt sich ein theoretisches Potenzial (TP) von 15.84 TWh/a (Abkühlung des gesamten

ARA-Abflusses auf 5°C, s. Abbildung K3). Die GIS-Methode liefert für diese ARA eine wirtschaftlich erschliessbare Wärmenachfrage von 3.71 TWh/a. Dies entspricht dem Heizungs- und Warmwasserbedarf von ca. 620'000 Einwohnern¹. Davon ist bei Wärmeerzeugung mittels bivalenter Wärmepumpenanlage (s. oben) jeweils 57 % rein erneuerbare Energie aus dem Abwasser, was 2.12 TWh/a entspricht.

In Abbildung K3 zeigt das Verhältnis des vierten Balkens „wirtschaftliches Potenzial aus ARA“ (2'118 GWh) zum dritten Balken „Nutzbares Potenzial für Heizwärme aus ARA“ (5'868 GWh) den Ausschöpfungsgrad der maximal möglichen Nutzung von ARA-Abwärme zu Heizzwecken. Dieser liegt für das zugrunde liegende Szenario 2 (Ölpreis 95 CHF/100 lit. inkl. CO₂-Abgabe von Fr. 36.-- pro Tonne CO₂) bei 36 %.

Bei Veränderung der Kosten für Heizöl EL (Ölpreises inkl. Abgaben) verändert sich auch der Wirtschaftlichkeitsschwellenwert für die Wärmedichte und das daraus resultierende wirtschaftliche Abwärmepotenzial. Abbildung K4 zeigt den Verlauf des Potenzials in Abhängigkeit der Ölkosten für heutige Anlagekosten. Aus dieser Darstellung folgt, dass sich das heutige erneuerbare Abwärmepotenzial von 2.12 TWh/a (Szenario 2) bei günstigen Bedingungen, wie sie in naher Zukunft entsprechend dem Szenario 3 zu erwarten sind, auf 3.25 TWh/a um über 50 % erhöht.

**Sensitivitäts-
analyse Öl-
preis**

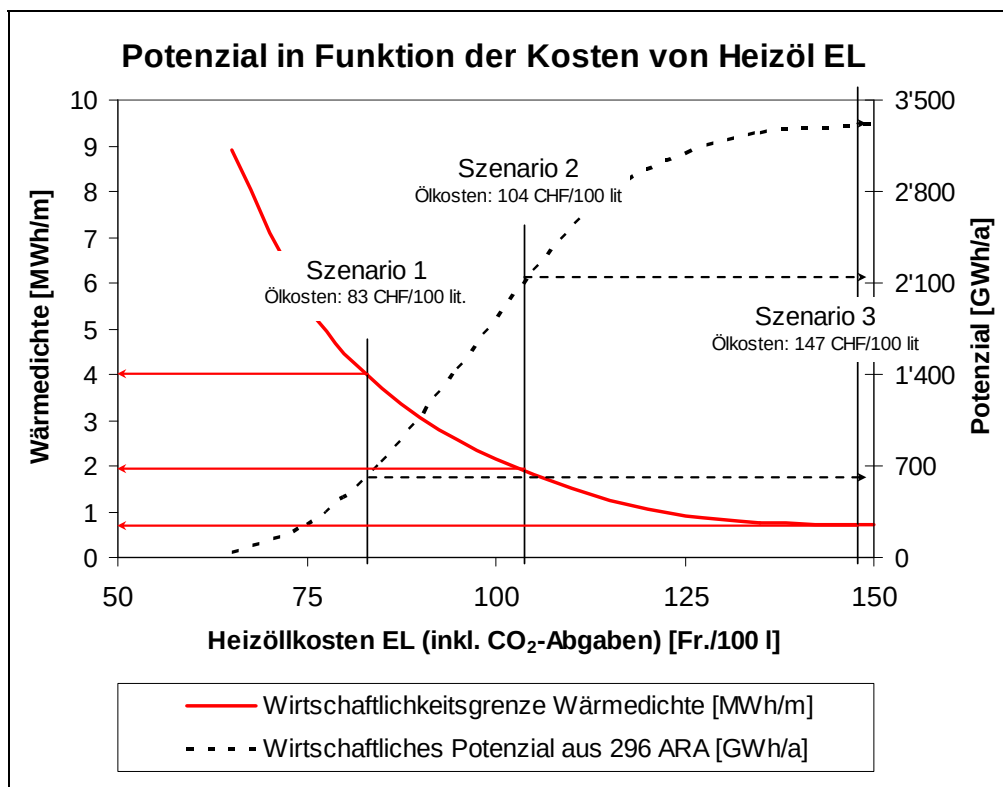


Abbildung K4: Sensitivität des wirtschaftlichen ARA-Abwärmepotenzials bei Variation der Kosten für Heizöl EL.

Lesebeispiel: Für das Szenario 2 (Kosten für Heizöl EL von 104 CHF/100 lit.) ist eine minimal nötigen Anschluss-Wärmedichten für eine wirtschaftliche Abwasserwärmenutzung von 2.0 MWh/m nötig (rote durchgezogene Linie). Das resultierende Abwärmepotenzial liegt bei 2'120 GWh/a (schwarze gestrichelte Linie).

¹ Annahmen: Beheizte Fläche pro Kopf: 50 m², pro-m²-Verbrauch pro Jahr (inkl. Brauchwarmwasser): 120 kWh.

Im Rahmen dieser Studie wurden die folgenden Hauptthemmenisse festgestellt, für deren Überwindung jeweils mögliche Förderinstrumente vorgeschlagen werden.

**Resultate
Hemmnis-
analyse**

- Mangelnde Wirtschaftlichkeit → Förderung:
 - CO₂-Abgabe: Beschlossen sind 0.9 Rp./kWh (Brennstoffe aus Erdöl) von einem maximal möglichen Abgabesatz von 5 Rp./kWh gemäss CO₂-Gesetz.
 - Subventionen wie Klimarappen, regionale Beiträge: Diese sind in der Phase der Markterschliessung sehr wirkungsvoll, sollten jedoch unbedingt über einen längeren Zeithorizont gesichert sein, damit die Berechenbarkeit und damit die Nützlichkeit der Subventionen für Investoren überhaupt möglich ist. Im Bereich erneuerbare Stromerzeugung kann die vertraglich gesicherte kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) als gutes Beispiel dienen.
- Abwärmenutzung aus ARA wird durch bestehende fossile Erdgas- und Ölheizungen konkurrenziert. Dies gilt ebenso für weitere leitungsgebundene erneuerbare Wärmequellen wie KVA, Industrieabwärme, Grundwasser, Erdwärme. → Förderung:
 - Prioritätensetzung für standortgebundene Nutzung von Abwärme und erneuerbaren Energien im kantonalen Energie-Richtplan (Beispiel Kanton Zürich).
 - Sicherheit für Investoren durch stabilen Ölpreis während ca. 20 Jahren: Einführung einer variablen CO₂-Abgabe zur Stabilisierung der Kosten für Heizöl EL auf z.B. 125 CHF pro 100 lit.
 - Aktionsplan "Erneuerbare Energien" des Bundes: Darin wird eine Einspeisevergütung für erneuerbare Energien aus Nah- und Fernwärmesystemen vorgesehen. Flankierend dazu soll ein Anschlusszwang an leitungsgebundene erneuerbare Energien bei Heizungssanierungen eingeführt werden (im Energiegesetz).
 - Weiterführende Bundesvorschriften über den längerfristigen Rückbau von Erdgas in Gebieten mit standortgebundenen Anlagen mit Abwärme (KVA, ARA). Entschädigung der entstehenden Gasrückzugskosten durch die öffentliche Hand.
- Zu wenige Initiatoren für einen Wärmeverbund → Förderung:
 - Systematisch Standorte für den Bau von Anlagen zur Nutzung von erneuerbaren Energien und von Abwärme suchen, bewerten und einer Realisierung zuführen (aktuelles Projekt des Verbandes Fernwärme Schweiz).
 - Contracting, um die nötigen hohen Vorinvestitionen auslagern zu können.

Mit der entwickelten GIS-Methode zur Potenzialbestimmung wird es möglich, für einzelne ARA's per Knopfdruck für unterschiedliche wirtschaftliche Anforderungen ‚Potenzialkarten‘ in Hektarauflösung zu erstellen. Jedoch können lokale Randbedingungen, wie z.B. Konkurrenz durch ein bestehendes Fernwärmenetz, nur ungenügend berücksichtigt werden. Zudem erlaubt diese Methode nicht, eine schlechte Verteilung der gefilterten Hektaren mit genügend grosser Wärmenachfrage automatisch zu erkennen. Mit einem professionellen GIS-Programm könnte hier eine deutliche Verbesserung erreicht werden.

Schlussfolgerung und Ausblick

Technologische ‚Quantensprünge‘ und damit weitergehende Kostenreduktionen beim Bau von Nahwärmenetzen sind nicht auszuschliessen (z.B. Leitungsverlegung mittels Horizontal-Pressung, neue Wärmetauscher). Hier gilt es, die technischen Entwicklungen genau im Auge zu behalten.

Nebst der Erzeugung von Niedertemperaturwärme zu Heizzwecken - wie in dieser Studie ausschliesslich untersucht - sind auch andere energetische Nutzungen von Abwasser denkbar. In Zukunft wird die Nachfrage nach sommerlicher Kühlenergie ansteigen. So wäre es von Interesse, eine Nutzung des beachtlichen ungenutzten Abwasserabflusses im Sommer zu Kühlzwecken näher zu untersuchen.

Der Trend hin zu immer besser isolierten Gebäuden und die dadurch sinkende Wärmedichte verschlechtert die Wirtschaftlichkeit von Wärmeverbundnetzen allgemein. Da jedoch die allgemeine Entwicklung (Anstieg des Erdölpreises, CO₂-Abgabe, Anschlusszwang, Einspeisevergütung) vor allem erneuerbaren Energieressourcen zu gute kommt, wird die Nutzung von Abwasserwärme künftig begünstigt.

Résumé

L'**objectif de la présente étude** est de déterminer le potentiel économiquement utilisable des rejets de chaleur récupérés des eaux usées communales au moyen des installations de pompes à chaleur. A cet effet, on étudie systématiquement la zone habitée entourant les principales stations d'épuration des eaux usées (STEP), à l'aide des géodonnées de la statistique fédérale, en considérant le potentiel de densité de chaleur récupérable et, s'agissant de l'utilisation de la chaleur, le potentiel économiquement réalisable. Avec la méthode développée, qui s'appuie sur le SIG, il est possible d'établir automatiquement des «cartes de potentiels» (résolution à l'hectare) pour chacune des 878 STEP que compte la Suisse.

Le **potentiel économiquement réalisable** est la quantité de chaleur provenant des installations d'épuration des eaux usées que l'on peut vendre à meilleur prix à l'acheteur que la chaleur produite conventionnellement à partir de gaz naturel et de mazout EL. Pour permettre ce calcul, on compare les coûts de revient de la chaleur issue de 15 installations réalisées en vue d'utiliser les rejets de chaleur des STEP aux coûts d'installations de taille similaire fonctionnant au mazout et au gaz. Si les coûts de revient de la chaleur obtenue d'une station d'épuration sont supérieurs aux coûts de l'installation de chauffage au mazout de référence, la production issue de la STEP n'est pas économique. A ce stade, les éventuels potentiels futurs de réduction des coûts ne sont pas pris en compte dans ce calcul. Le potentiel économiquement réalisable dépend avant tout du prix des agents énergétiques fossiles, de la densité thermique dans l'environnement de la STEP et de la taille de la station.

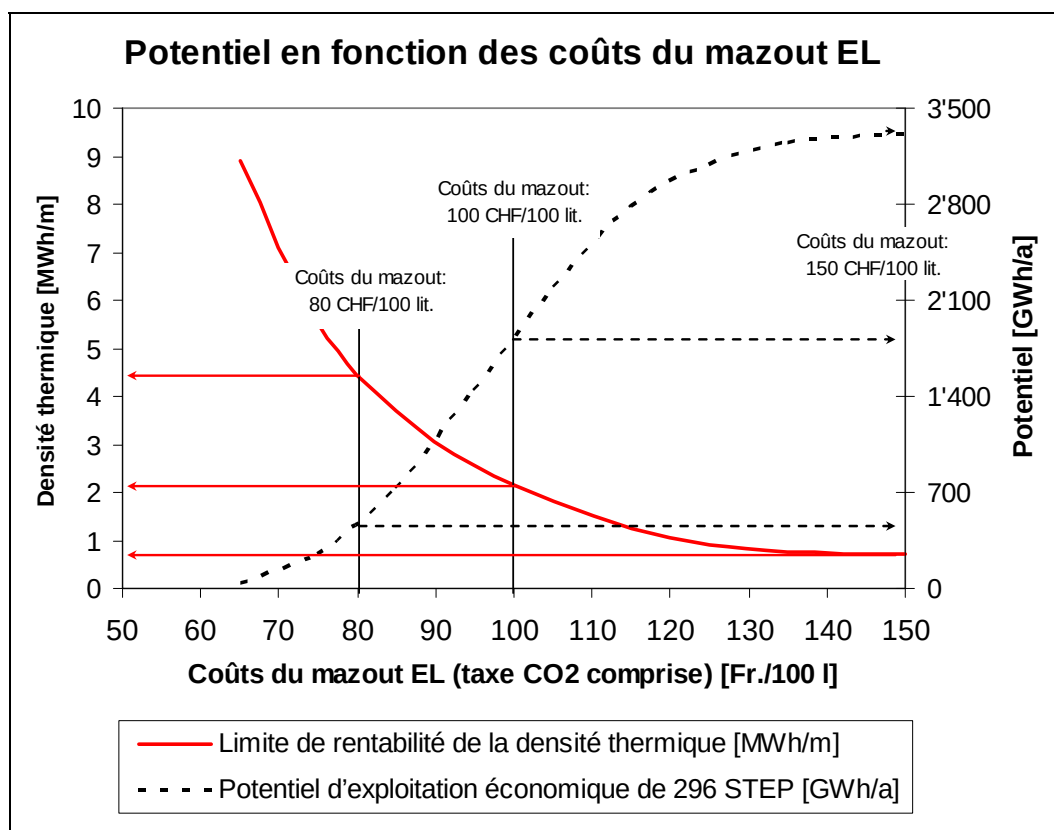


Figure K1: Sensibilité aux coûts du mazout EL du potentiel d'exploitation économique des rejets de chaleur des STEP.

Exemple de lecture: pour des coûts de 100 CHF par 100 litres de mazout EL (taxe CO₂ comprise), une densité thermique minimale du réseau de 2,2 MWh/m est nécessaire à l'utilisation économique des rejets de chaleur (ligne rouge continue). Le potentiel d'exploitation de la chaleur qui en résulte est de 1800 GWh/a (ligne noire en traitillés).

La figure K1 présente le potentiel économiquement utilisable et la densité thermique nécessaire par mètre de conduite de réseau de chaleur à distance en fonction des coûts du mazout EL (y compris les taxes). Il apparaît nettement qu'au niveau des coûts actuels du mazout, d'environ 100 CHF/100 lit. (janvier 2008), le potentiel réagit sensiblement aux changements de prix. Dès 125 CHF/100 lit., toutefois, la courbe de potentiel devient très plate et le potentiel maximal de 3500 GWh/a pourrait être très largement épuisé. Cette quantité de chaleur de 3500 GWh/a correspond aux rejets de chaleur des STEP, sans la quantité d'énergie (éventuellement fossile) nécessaire pour couvrir les pointes de consommation. Grâce aux récupérations de chaleur des STEP, on pourrait ainsi remplacer des agents énergétiques non renouvelables pour un équivalent de 3500 GWh par an et couvrir, au moyen de pompes à chaleur, les besoins en chauffage et en eau chaude sanitaire d'un bon million d'habitants.

Outre la rentabilité, l'utilisation réelle du potentiel économique de la chaleur des eaux usées est déterminée par divers autres facteurs. Parmi les **obstacles** particuliers, citons les coûts imprévisibles du mazout EL, l'approvisionnement existant en énergie (notamment l'approvisionnement en gaz naturel par des conduites) et le manque d'initiateurs de réseaux de chaleur. Voici des possibilités de **mesures de promotion politiques** importantes.

- L'investisseur n'a aujourd'hui aucune garantie que le prix du pétrole restera à son niveau actuel relativement élevé. Or, les investisseurs ont besoin de conditions-cadres aussi prévisibles que possible. Une taxe CO₂ variable pourrait maintenir à long terme le coût des agents énergétiques fossiles à un certain niveau seuil (p. ex. 125 CHF/100 lit. pour le mazout EL).
- Définition des priorités dans le plan directeur Energie des cantons en faveur de l'utilisation des rejets de chaleur et des énergies renouvelables selon les conditions locales.
- Prescriptions fédérales supplémentaires concernant la diminution de la consommation de gaz naturel à long terme dans les zones comportant des installations locales produisant des rejets de chaleur (UIOM, STEP).
- Rétribution de l'injection d'énergie d'origine renouvelable provenant des systèmes thermiques à distance.
- Promotion du «contracting» par la recherche systématique et l'évaluation des sites susceptibles de recevoir un réseau de chaleur à distance, afin d'externaliser les importants préinvestissements requis et de minimiser les coûts administratifs pour le client final.

Perspectives: outre la production de chaleur à basse température aux fins de chauffage (la présente étude examine exclusivement ce cas), on peut aussi envisager d'autres utilisations énergétiques des eaux usées. A l'avenir, la demande **d'énergie de refroidissement** augmentera en été. Il serait donc intéressant d'examiner de plus près les possibilités d'utiliser aux fins de réfrigération les flux considérables d'eaux usées qui restent inutilisés en été. La **tendance** aux bâtiments toujours mieux isolés et la **baisse des densités thermiques** qui en résulte péjorent la rentabilité des réseaux de chaleur en général. Mais comme l'évolution générale favorise surtout les ressources énergétiques renouvelables (hausse des prix du pétrole, taxe CO₂, obligation de raccordement, rétribution de l'injection), l'utilisation de la chaleur des eaux usées sera privilégiée à l'avenir.

Synthèse

L'utilisation, au moyen d'installations de pompes à chaleur, de l'énergie thermique à basse température en provenance des eaux usées communales en vue de chauffer les bâtiments et de préparer l'eau chaude sanitaire est entrée dans la pratique aujourd'hui. Selon les indications de SuisseEnergie, le potentiel théorique de la récupération de chaleur des eaux usées est considérable. La rentabilité de l'opération, par conséquent aussi ses chances d'être réalisée, dépendent fortement des circonstances locales et de diverses conditions-cadres externes. Cette situation rend très difficile à ce jour l'évaluation du potentiel économiquement réalisable.

**Situation
initiale**

L'objectif de la présente étude est de déterminer la rentabilité et de ce fait le potentiel économiquement utilisable de la chaleur des eaux usées. Pour la première fois, on a systématiquement étudié à l'aide des géodonnées de la statistique fédérale, pour l'ensemble des grandes stations d'épuration des eaux usées (STEP) de Suisse, la zone habitée entourant la STEP sous l'angle de la densité potentielle de la chaleur récupérable. En complément du calcul des potentiels, on clarifie les conditions-cadres externes (favorables ou défavorables) de l'utilisation des rejets de chaleur. On doit en déduire des indications concernant les activités susceptibles de contribuer à une utilisation accrue de ce potentiel.

Objectif

On évalue la rentabilité des installations de production de chaleur à partir des eaux usées en comparant les coûts de revient de la chaleur produite par 15 installations de pompes à chaleur réalisées en Suisse en vue d'utiliser l'énergie thermique des eaux usées (7 installations sur canal et 8 STEP) avec les coûts de revient d'installations de chauffage au mazout de taille similaire. Si les coûts de revient de la chaleur produite par une installation récupérant l'énergie thermique des eaux usées sont supérieurs aux coûts de revient de l'installation de référence fonctionnant au mazout, la première n'est pas rentable. En ce qui concerne la longévité des diverses composantes, on a retenu les valeurs suivantes conformément à la norme SIA 480.

**Bases de la
rentabilité**

Production de chaleur: 15 ans; distribution de chaleur: 30 ans; constructions: 50 ans.

Les prix de l'énergie adoptés pour l'état actuel (niveau des prix en 2006, sans taxe CO₂ = scénario 0) sont les suivants:

- pétrole, selon les volumes achetés: 70 - 74 CHF/100 lit.
- gaz naturel, selon la taille de l'installation: 6 - 7 ct./kWh
- électricité, selon la taille de l'installation:
 - moyenne tension: 8 ct./kWh
 - basse tension: 10 -12 ct./kWh
 - petites installations: 16 ct./kWh

Afin d'évaluer la rentabilité des installations de récupération de la chaleur des eaux usées par rapport aux chauffages au mazout, on considère trois autres scénarios (d'avenir):

**Scénarios
d'avenir**

- scénario 1, coûts du mazout EL de 83 CHF/100 lit. (prix du pétrole en 2006 de 74 CHF/100 lit., taxe CO₂ comprise de CHF 36/tonne de CO₂);

- scénario 2, coûts du mazout EL de 104 CHF/100 lit. (prix du pétrole en décembre 2007 de 95 CHF/100 lit., taxe CO₂ comprise de CHF 36/tonne de CO₂);
- scénario 3, coûts du mazout EL de 147 CHF/100 lit. (prix du pétrole en décembre 2007 de 95 CHF/100 lit., taxe CO₂ comprise de CHF 210/tonne de CO₂).

Tous les autres facteurs influençant les coûts (p. ex, le prix de l'électricité) sont appliqués sans changement dans les trois scénarios.

L'analyse des 15 installations de pompes à chaleur des eaux usées réalisées en Suisse à la fin de 2006 (scénario 0) montre que l'influence des facteurs suivants est déterminante pour la rentabilité.

Analyse de la rentabilité

- Densité thermique demandée: quantité de chaleur transportable en rapport à la longueur du tracé des conduites du réseau thermique dans l'environnement du canal ou de la STEP. La densité thermique influe directement sur les coûts financiers et les coûts de revient. L'utilisation de la chaleur des eaux usées est économiquement intéressante dès que les coûts de revient sont inférieurs à 10 ct./kWh. Cette rentabilité n'est atteinte à la fin de 2006 que par les installations dont la quantité de chaleur produite dépasse 4 MWh par mètre de canalisation.
- Taille de l'installation: les centrales de chauffage de grande puissance peuvent être réalisées à nettement meilleur prix par kW de puissance thermique que les centrales de faible puissance. Pour les objets examinés, on n'observe généralement un coût de revient attractif de la chaleur, de 10 ct./kWh, qu'à partir d'une puissance supérieure à 3000 kW.
- Heures d'exploitation des pompes à chaleur: plus une installation de récupération de la chaleur des eaux usées est de petite taille ou plus la part d'une pompe à chaleur à la couverture de la demande thermique totale d'un réseau thermique est faible, plus le nombre d'heures d'exploitation potentielles de l'installation de pompe à chaleur est élevé, ce qui entraîne des coûts de revient de la chaleur plus bas.
- Températures de système des consommateurs: plus les températures de système sont élevées, plus le coefficient de performance annuel des pompes à chaleur est faible et plus les coûts de revient de la chaleur sont importants. Si les températures sont supérieures à 65°C, des mesures spéciales sont nécessaires pour les installations de pompes à chaleur (p. ex. pompe à chaleur refroidie au CO₂ en combinaison avec une CETE). Toutefois, des températures de système supérieures à 65°C permettent de diminuer la puissance moyenne du réseau de chaleur à distance, ce qui fait économiser des coûts.

La méthode développée dans la présente étude permet de comparer la demande de chaleur dans l'environnement de la STEP avec l'offre de chaleur de celle-ci. On peut déterminer sur cette base, à l'aide des considérations précédentes concernant la rentabilité, le potentiel calorifique économiquement utilisable des eaux usées. La méthode recourt aux données géocodées des bâtiments de la statistique fédérale, visualisées dans un système d'information géographique (SIG), avec une résolution à l'hectare, et placées

Méthode de calcul avec le SIG du potentiel des rejets de chaleur

dans le contexte des sites de STEP. La démarche revient à sélectionner, dans un rayon de trois kilomètres autour des 296 principales STEP de Suisse, les surfaces présentant par hectare une densité thermique minimale permettant leur exploitation économique. Ces «bons» hectares (cf. ci-après) ne sont pas regroupés dans tous les cas: il arrive qu'ils soient dispersés loin l'un de l'autre, ce qui peut interdire leur desserte par un réseau de chaleur à distance. D'autres circonstances locales, comme la concurrence d'un réseau de chaleur à distance déjà existant ou la présence de zones difficilement franchissables (lignes ferroviaires, autoroutes) ne peuvent pas (encore) être prises en compte avec la méthode basée sur le SIG que nous décrivons.

Les éléments de base suivants sont nécessaires pour mettre en œuvre la méthode développée à l'aide du SIG.

Eléments de base

- Liste de toutes les stations d'épuration des eaux usées de la Suisse, mise à disposition par l'entreprise Ryser Ingenieure SA (état 2007). Cette liste comprend, outre les coordonnées géographiques, la capacité de chaque installation, son débit et la température des eaux usées, ce qui permet de calculer son potentiel d'offre de chaleur. On prend en compte l'ensemble des 296 installations des classes de grandeur 1 – 3, soit plus de 90% du volume total des eaux usées.
- Recensement de la population et des bâtiments en 2000. Attribution de toutes les coordonnées pour l'ensemble des bâtiments recensés dans le cadre du recensement 2000 de la population suisse. Le fichier fournit par hectare habité un ensemble de données comptant plus de 400 caractères pour décrire les bâtiments et les logements. Afin de calculer les potentiels, on se réfère aux données pertinentes de la surface d'habitation chauffée par hectare, dont on peut déduire – en appliquant un besoin de chaleur spécifique fixe de 120 kWh/m²a (chauffage et eau chaude) – la demande de chaleur des bâtiments d'habitation par hectare dans un rayon de trois kilomètres autour de la STEP.
- Recensement des entreprises 2005. Dans le cadre du recensement fédéral des entreprises en 2005, quelque 1000 caractères sur les entreprises et les actifs ont été agrégés par hectare pour l'ensemble des lieux de travail recensés (secteurs secondaire et tertiaire). Sont pertinents pour le calcul du potentiel le nombre total d'actifs par hectare. La conversion en surfaces brutes de plancher chauffé par hectare se fait à l'aide des surfaces par personne, qui dépend des entreprises (si possible selon SIA). Pour calculer ensuite la demande de chaleur, on recourt à un indice de besoin de chaleur spécifique pour chauffer les locaux (80 kWh/m²a).

Le calcul subséquent du potentiel calorifique des eaux usées postule le scénario 2 comme le plus probable dans un proche avenir (coûts du mazout EL de 104 CHF/100 lit.). Il en découle les exigences minimales suivantes pour déterminer les hectares économiquement exploitables («bons» hectares, cf. ci-dessus).

**Proche avenir:
104 CHF/100 lit.
de mazout EL**

- Densité thermique de la surface pour chaque hectare: au moins 320 MWh/ha a. On applique en outre forfaitairement une longueur de tracé de 160 mètres par hectare (indépendamment du scénario choisi).
- Densité thermique linéaire par STEP: au moins 2,0 MWh de récupération de chaleur par an et par mètre de tracé des conduites de chauffage à distance.

Exigences minimales associées aux «bons» hectares

- Quantité globale de production de chaleur par STEP: au moins 4000 MWh par an (en cas d'exploitation d'une installation de pompe à chaleur bivalente).
- S'agissant des bâtiments déjà dotés d'un chauffage à distance, les degrés de raccordement possibles à un système thermique en provenance des eaux usées dépendent de l'agent énergétique envisagé: bois, capteur solaire: 0%; gaz naturel: 50%; pétrole: 75%; pompe à chaleur: 25%; électricité, charbon: 100% (indépendamment du scénario choisi).

En principe, l'utilisation de la chaleur des eaux usées suppose toujours une installation bivalente, comprenant une pompe à chaleur et une chaudière de pointe. Cette installation, destinée au chauffage des locaux et à la préparation d'eau chaude sanitaire, correspond typiquement à la conception présentée à la figure K2. De ce fait, la chaleur utile consommée se compose typiquement comme suit: chaleur des eaux usées: 57%, électricité de la pompe à chaleur (COP de 3,5): 23%, chaleur de la chaudière de pointe: 20%.

Installation bivalente: chaleur issue des eaux usées, max. 57%

La figure K2 illustre également toutes les notions de potentiel utilisées dans le cadre de cette conception typique des installations. Tous les potentiels indiqués dans le graphique correspondent à des potentiels calorifiques des seules eaux usées, c'est-à-dire sans apport d'énergie finale sous forme d'électricité (pompe à chaleur) et, par exemple, de gaz naturel (chaudière de pointe). Nous les définissons plus précisément ci-après:

Potentiel thermique théorique des eaux usées (PT): refroidissement du débit total des eaux usées après leur épuration dans la STEP de 13,5°C à 5°C en moyenne. On extrapole la quantité totale d'eaux usées chaudes pour les 365 jours que compte une année à partir des débits journaliers moyens des STEP, mesurés entre octobre et juin pour chaque STEP des classes de grandeur de 1 à 3 (supérieures à 10 000 équivalents-habitants; 296 stations). La température moyenne des eaux usées, de 13,5°C, est augmentée de 2 K pendant quatre mois (été) et réduite de 2 K pendant quatre mois (hiver).

Définition du potentiel

Potentiel techniquement utilisable (PU): refroidissement de 90% du débit total des eaux usées (cf. définition ci-dessus) à 5°C après leur épuration dans la STEP. La température des eaux usées appliquée est la température d'hiver réduite de 2 K par rapport à la température moyenne (adaptation aux débits journaliers moyens des grandes STEP pendant la période sèche de chauffage). Il en résulte la ligne droite de la figure K2 (baisse constante de la température).

Potentiel économique (PE): utilisation du potentiel utilisable (PU) dans une installation de pompe à chaleur bivalente aux fins de produire de la chaleur de chauffage, scénario hivernal (la pleine exploitation du potentiel utilisable n'est pas possible durant les mois d'été, cf. figure K2). Le potentiel économique (PE) est restreint par les limites de la demande de chaleur dans l'environnement de la STEP (trop faible densité thermique ou trop faible demande de chaleur globale pour que l'exploitation d'une installation de pompe à chaleur bivalente soit rentable).

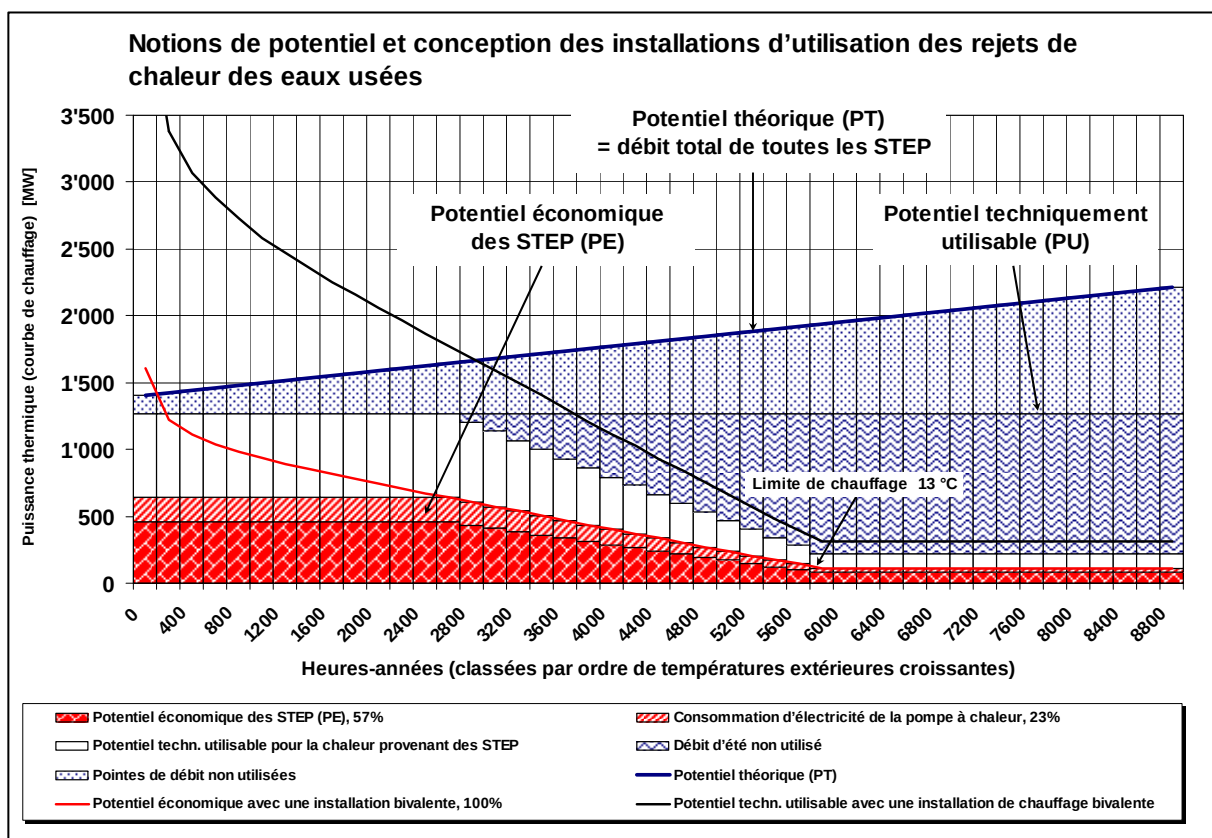


Figure K2 Illustration graphique des potentiels de rejets de chaleur et de la conception des installations.

Exemple de lecture des notions de potentiel

La surface hachurée en oblique (briques) montre le potentiel thermique économique des eaux usées (PE) sans énergie finale - provenant de l'électricité et du gaz naturel - introduite en supplément (typiquement, 57% de l'ensemble du potentiel économique provenant d'installations bivalentes). A titre de comparaison, la surface au-dessous de la ligne ascendante de couleur bleu foncé, en gras, représente le potentiel théorique de l'ensemble des débits de toutes les STEP (puissance max. 2200 MW ou 15 842 GWh par an selon la figure K3). La grande surface représentant le débit estival non utilisé indique en outre que, durant l'été, la plus grande part du potentiel techniquement utilisable n'est pas employé.

Exemple de lecture de la conception des installations

La présentation du graphique suppose une installation de pompe à chaleur bivalente typique, dotée d'une chaudière de pointe. La chaleur utile au niveau du consommateur de chaleur se compose comme suit: chaleur des eaux usées: 57%; électricité de la pompe à chaleur: 23% (COP 3,5); chaleur de la chaudière de pointe: 20%. Qualitativement, l'évolution de la courbe ne reflète pas que les potentiels à l'échelle nationale suisse, elle vaut aussi pour chacune des STEP. Si la demande de chaleur dans l'environnement d'une STEP ne détermine pas les limites, le potentiel économique de la STEP considérée (briques rouges) coïncide avec le potentiel techniquement utilisable pour la chaleur de chauffage qui en provient (histogramme blanc, cf. figure K3: 5868 GWh par an si aucune STEP de Suisse n'était confrontée à une demande de chaleur limitée).

Pour les 296 STEP considérées des classes de grandeur 1 – 3, on obtient un potentiel théorique (PT) de 15,84 TWh/a (refroidissement du débit total des STEP à 5°C, cf. figure K3). La méthode qui s'appuie sur le SIG permet de calculer pour ces STEP une demande de chaleur exploitable économiquement de 3,71 TWh/a, qui correspond au besoin de chauffage et d'eau chaude sanitaire d'environ 620 000 habitants². 57% de cette chaleur, soit 2,12 TWh/a, sont de l'énergie purement renouvelable issue des eaux usées, si l'on opère avec une installation de pompe à chaleur bivalente.

Résultats du potentiel thermique

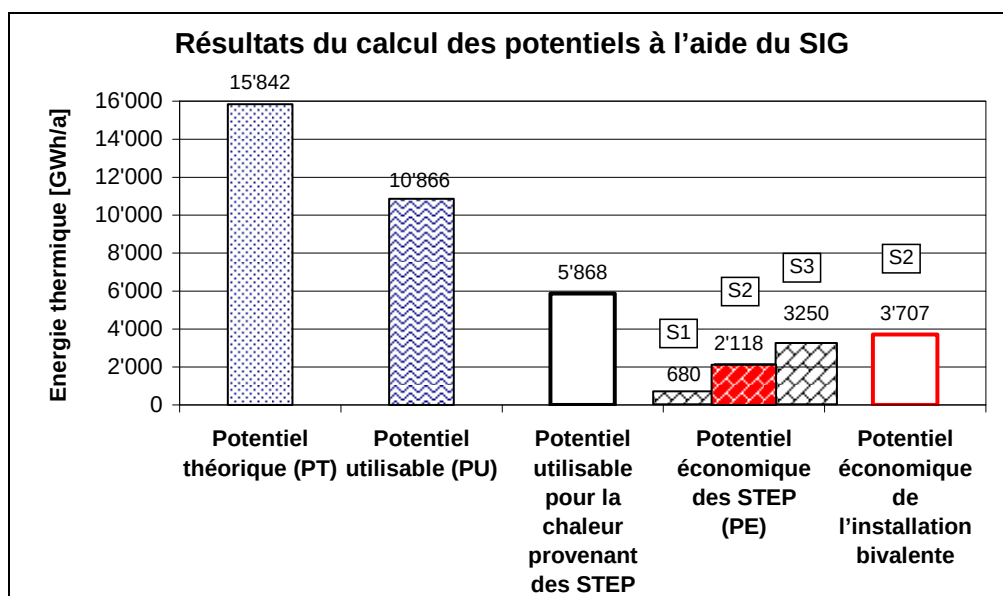


Figure K3 Résultats du calcul des potentiels à l'aide du SIG. Les désignations (et partiellement aussi les couleurs) correspondent à celles de la figure K2. Le potentiel économique effectif des rejets de chaleur renouvelables des STEP dans le scénario 2 (S2) est de 57% (soit 2118 GWh) de la demande économique de chaleur, qui est de 3707 GWh. Les 43% restants sont absorbés sous forme d'électricité et de gaz naturel par l'installation bivalente. Les scénarios 1 et 3 ont été calculés aux fins de comparaison (cf. définition des scénarios à la page 15 et 16).

La figure K3 présente le rapport de la quatrième colonne (potentiel économique des STEP, 2118 GWh) à la troisième colonne (potentiel utilisable pour la chaleur de chauffage issue des STEP, 5868 GWh), qui indique le taux d'exploitation du potentiel en cas d'utilisation maximale possible des rejets de chaleur des STEP aux fins de chauffage. Ce taux est de 36% dans le scénario 2 (prix du pétrole de 95 CHF/100 lit., taxe CO₂ comprise de CHF 36/tonne de CO₂).

Si les coûts du mazout EL (prix du pétrole, taxes comprises) évoluent, le niveau du seuil de rentabilité pour la densité thermique visée change, ce qui entraîne une modification du potentiel de rejets de chaleur économiquement exploitables. La figure K4 présente l'évolution du potentiel en fonction des prix du pétrole pour les coûts actuels des installations. Il ressort de cette présentation que le potentiel actuel de rejets de chaleur renouvelables, de 2,12 TWh/a (scénario 2), augmente de plus de 50% pour atteindre 3,25 TWh/a si les conditions sont favorables, comme on peut l'attendre dans un proche avenir (scénario 3).

Analyse de sensibilité au prix du pétrole

² Hypothèses: surface chauffée par habitant: 50 m²; consommation annuelle par m² (eau chaude sanitaire comprise): 120 kWh.

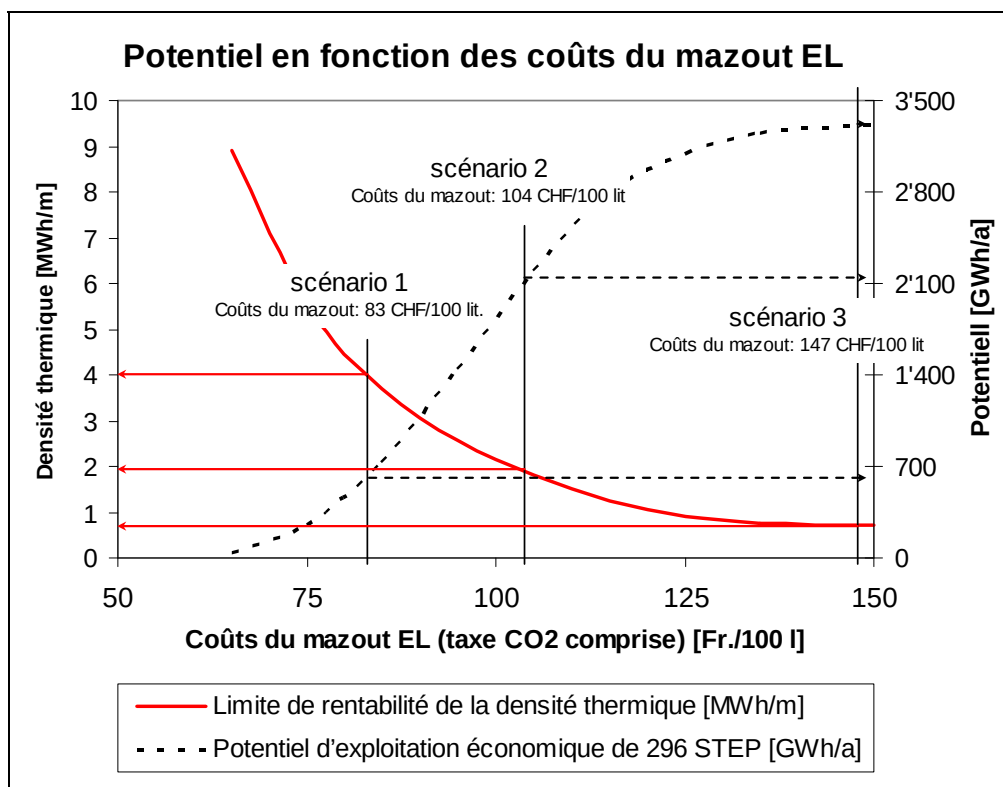


Figure K4 Sensibilité du potentiel économiquement exploitable des rejets de chaleur des STEP aux variations des coûts du mazout EL.

Exemple de lecture: pour le scénario 2 (coûts du mazout EL de 104 CHF/100 lit.), une densité thermique minimale de 2,0 MWh/m dans le réseau (ligne rouge continue) est nécessaire à l'exploitation économique de la chaleur des eaux usées. Le potentiel des rejets de chaleur qui en résulte est de 2120 GWh/a (ligne noire en traitillé).

Dans le cadre de la présente étude, on a relevé les principales entraves suivantes. Nous proposons des instruments de promotion possibles pour franchir ces obstacles.

Résultats de l'analyse des entraves

- Rentabilité insuffisante → Promotion
 - Taxe CO₂: 0,9 ct./kWh a été décidé (combustibles provenant du pétrole), le taux de redevance maximal possible étant de 5 ct./kWh en vertu de la loi sur le CO₂.
 - Subventions telles que le Centime climatique, les contributions régionales: ces mesures sont très efficaces dans la phase de prospection du marché, mais elles devraient absolument être garanties sur une période plus longue, afin que les subventions soient prévisibles et apparaissent de ce fait utiles aux investisseurs. La rétribution à prix coûtant du courant injecté garantie contractuellement (RPC), appliquée à la production d'électricité renouvelable, peut constituer un bon exemple.
- L'utilisation des rejets de chaleur des STEP est concurrencée par les chauffages actuels au gaz naturel et au mazout, c'est-à-dire par des énergies fossiles. Cette remarque vaut aussi pour d'autres sources d'énergie renouvelables dépendantes d'un réseau (UIOM, récupération de chaleur dans l'industrie, nappes phréatiques, géothermie). → Promotion
 - Détermination des priorités, dans le plan directeur cantonal, visant

l'utilisation des rejets de chaleur et des énergies renouvelables répondant aux conditions locales (exemple du canton de Zurich).

- Sécurité donnée aux investisseurs grâce à la stabilité des prix du pétrole pendant environ 20 ans: introduction d'une taxe CO₂ variable pour stabiliser les coûts du mazout EL (p. ex. à 125 CHF/ 100 lit.).
 - Plan d'action pour les énergies renouvelables de la Confédération: on y prévoit la rétribution de l'injection en faveur des énergies renouvelables provenant des systèmes thermiques à distance. A titre d'accompagnement, on prévoit d'introduire (dans la loi sur l'énergie) l'obligation de se connecter aux énergies renouvelables distribuées par un réseau en cas d'assainissement du système de chauffage.
 - Prescriptions fédérales supplémentaires en vue de diminuer la consommation de gaz naturel sur le long terme dans les zones dotées d'installations produisant des rejets de chaleur (UIOM, STEP). Indemnisation par les pouvoirs publics des coûts de retrait du marché du gaz.
- Manque d'initiateurs de réseaux de chaleur → Promotion
- Rechercher et évaluer systématiquement des sites en vue de construire des installations pour l'utilisation des énergies renouvelables et des rejets de chaleur et préparer la voie de leur réalisation (projet actuel de l'Association suisse de chauffage à distance).
 - Recourir au «contracting», afin d'externaliser les préinvestissements importants qui sont nécessaires.

Grâce à la méthode basée sur le SIG qui a été développée pour déterminer les potentiels, il sera possible d'établir automatiquement pour chaque STEP des cartes de potentiels (résolution à l'hectare) en fonction des différentes contraintes économiques. Toutefois, on ne peut qu'insuffisamment prendre en compte les circonstances locales, par exemple la concurrence d'un réseau de chauffage à distance déjà existant. De plus, cette méthode ne permet pas de déceler automatiquement une mauvaise distribution des hectares retenus parce qu'ils recèlent une demande de chaleur suffisamment importante. Un programme professionnel basé sur le SIG permettrait en l'occurrence d'améliorer nettement cet aspect.

Conclusions et perspectives

On ne saurait exclure des ruptures technologiques qui permettent de réduire encore les coûts de construction des réseaux thermiques à distance (p. ex. pose des conduites par pression horizontale, nouveaux échangeurs de chaleur). Il s'agit de rester attentif à l'évolution de la technique.

Outre la production de chaleur à basse température aux fins de chauffage (qui est l'objet exclusif de la présente étude), d'autres utilisations énergétiques des eaux usées sont également envisageables. A l'avenir, la demande en énergie de refroidissement augmentera en été. Il serait donc intéressant d'examiner de manière plus précise les possibilités d'utiliser à cette fin les flux d'eaux usées inutilisés, qui sont importants en été.

La tendance aux bâtiments toujours mieux isolés et la baisse des densités thermiques qui en résulte péjorent la rentabilité des réseaux de chaleur en général. Mais comme l'évolution générale favorise surtout les ressources énergétiques renouvelables (hausse des prix du pétrole, taxe CO₂, obligation de raccordement, rétribution de l'injection), l'utilisation de la chaleur des eaux usées sera privilégiée à l'avenir.

1 Ausgangslage und Ziel

Die Nutzung von Abwärme aus dem Rohabwasser in Sammelkanälen oder aus dem gereinigten Abwasser in Kläranlagen hat mit rund 80 realisierten Anlagen die Praxistauglichkeit bewiesen. Das theoretische Potenzial für die Abwasserwärmenutzung ist beachtlich, ebenso das tatsächlich nutzbare Potenzial. Nach Angaben des Programms EnergieSchweiz für Infrastrukturanlagen „reicht das Angebot der Abwasserwärme theoretisch aus, um 15 % aller an eine Kläranlage angeschlossenen Gebäude versorgen zu können. Davon ist in der Schweiz schätzungsweise ein Viertel praktisch nutzbar. Damit könnte der Heizbedarf von rund 400'000 Einwohneräquivalenten in Wohnbauten [...] gedeckt werden“ [11]. Dies entspricht rund 2'000 GWh erneuerbarer Abwärme³, was wiederum etwa 67 % des 10-Jahresziels des Sektors Erneuerbare Energien von EnergieSchweiz entspricht, welches von 2000 bis 2010 zusätzlich 3'000 GWh Wärme pro Jahr (+ 3 %) aus erneuerbaren Energien vorsieht [15].

Die Wirtschaftlichkeit und somit auch die Realisierungschancen hängen indes stark von den örtlichen Randbedingungen - insbesondere von der Distanz zwischen Wärmequelle (Abwasserkanal oder Kläranlage) und der Grösse respektive Dichte der möglichen Wärmebezüger - ab. Ebenso ist zu berücksichtigen, dass neben der ARA-Abwärme auch andere erneuerbare Wärmequellen wie Kehrlichtverbrennungsanlagen, Industrieabwärme, Grundwasser und Erdwärme zur Nutzung möglich sind. Der gültige Aktionsplan "Erneuerbare Energien" [2] sieht acht Massnahmen vor, von welchen folgende zwei einen wesentlichen Einfluss auf die Realisierungschancen der Abwärmenutzung haben werden:

- *Einspeisevergütungen für erneuerbare Energien aus Nah- und Fernwärmesystemen* (Massnahme 1): Bestehende, gegenwärtig mit fossilen Energien (Heizöl) betriebene Nah- und Fernwärmesysteme werden systematisch auf erneuerbare Energien und Abwärme umgerüstet: Holzschnitzel, Oberflächengewässer, Geothermie, Abwasserwärme, Abwärme aus KVA, Industrie und WKK-Anlagen (GuD, Dampfkraftwerke, BHKW). Das Energiegesetz schafft dazu die Grundlagen. Zur Förderung wird auf leitungsgebundener Wärme fossiler Herkunft ein Zuschlag erhoben, welcher zu Gunsten der erneuerbaren Wärme eingesetzt wird.
- *Raumplanung* (Massnahme 3, teilweise flankierend zu Massnahme 1), Teil Wärme, Fern- und Nahwärmebezug: Festlegung eines Anschlusszwangs an leitungsgebundene erneuerbare Energien bei Heizungssanierungen (im Energiegesetz).

Das Ziel vorliegender Studie ist, die Wirtschaftlichkeit sowie das damit verknüpfte wirtschaftlich nutzbare Potenzial von Niedertemperaturwärme aus kommunalen Abwässern mittels Wärmepumpenanlagen zur Gebäudeheizung und Brauchwarmwasserbereitung zu analysieren und zu bestimmen. Erstmals wird dabei für alle grossen Abwasserreinigungsanlagen (ARA) der Schweiz das besiedelte Gebiet im Umkreis der ARA mit Hilfe von Geodaten der Bundesstatistik [6] systematisch auf die potenzielle Wärmeabnahmedichte hin untersucht. Ergänzend zur Potenzialberechnung werden weitere externe Rahmenbedingungen zur Abwärmenutzung - nebst jenen des erwähnten Aktionsplans "Erneuerbare Energien" - näher erläutert. Daraus abgeleitet sollen Hinweise auf Aktivitäten gegeben werden, die zu einer verstärkten Nutzung des Potenzials beitragen können.

³ Annahmen: Beheizte Fläche pro Kopf: 50 m², pro-m²-Verbrauch pro Jahr (inkl. Brauchwarmwasser): 175 kWh, zugeführte nicht erneuerbare Endenergie (Einsatz einer bivalenten Wärmepumpenanlage mit Erdgasspitzenkessel): 43 %.

2 Wirtschaftlichkeit

2.1 METHODIK

2.1.1 Grundlagen/Abgrenzungen

Die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit erfolgt anhand des Vergleichs der Wärmegestehungskosten zwischen bestehenden Wärmeerzeugungsanlagen mit Abwasserwärmenutzung und konventionellen Wärmeerzeugungsanlagen mit Ölfeuerung.

Berücksichtigt wird jeweils lediglich die Wärmeerzeugung, wobei sich die Systemgrenze auf diejenigen Anlagenelemente beschränkt, die für den Betrieb notwendig sind, wie Anlage, Spitzenlastkessel, Speicher, Erschliessung der Wärmequelle resp. Brennstofflager/-zuführung, Gebäude sowie externe Wärmeverteilung bei Abwasserwärmenutzung mit Wärmeverbund. Bestandteile der Wärmeabgabesysteme (Heizkörper, etc.), welche für die verschiedenen Technologien identisch sind, werden nicht berücksichtigt.

Während eine konventionelle Wärmeerzeugung mit Ölfeuerung i.d.R. dezentral erfolgt, werden bei der Abwasserwärmenutzung oft mehrere Objekte mit einem Wärmeverbund versorgt. Bei Systemen mit „kalter Fernwärme“ wird nur die Erfassung der Wärmequelle (Abwasser) gemeinsam realisiert, bei Systemen mit „warmer Fernwärme“ dagegen auch die Wärmeerzeugungsanlage (Wärmepumpe). Der Vergleich Abwasserwärme gegenüber konventioneller Wärmeerzeugung beinhaltet deshalb häufig auch den Vergleich Wärmeverbund gegenüber Einzelheizung. Die mit dem Anschluss an einen Wärmeverbund grundsätzlich verbundenen Vor- und Nachteile (kein Betreuungsaufwand für Wärmeerzeugung, Abhängigkeit, etc.) werden qualitativ berücksichtigt.

Bei Systemen mit kalter Fernwärme handelt es sich - ausser bei Grosssystemen - meist um monovalente dezentrale Wärmepumpenanlagen. Eine Abwasserwärmenutzung ist i.d.R. nur realisierbar, wenn die erzeugte Wärme auf einem relativ tiefen Temperaturniveau (Vorlauftemperatur < 65°C) abgegeben werden kann. Bei Gebäuden mit einem Wärmeabgabesystem, welches deutlich höhere Temperaturen verlangt, kann die Abwasserwärme in Kombination mit einem Blockheizkraftwerk genutzt werden. Teilweise kann durch eine Anpassung der Hydraulik der Wärmeverteilung auch eine ausreichende Absenkung der Systemtemperaturen für eine monovalente Wärmepumpenanlage erreicht werden. Entsprechende Kosten werden bei den untersuchten Anlagen mitberücksichtigt. Ansonsten werden keine Kosten für die Wärmeabgabe berücksichtigt, da die Systeme identisch sind.

Bei heisser Fernwärme handelt es sich ausschliesslich um bivalente Anlagen mit einer grossen Heizzentrale. Aus Kostengründen wird hier das Fernwärmenetz auf 95°C ausgelegt (kleinere Leitungen). Die Wärmepumpe erzeugt ganzjährig eine Vorlauftemperatur von ca. 65°C, damit auch im Sommer Warmwasser mit 60°C erzeugt werden kann. Da die Wärmepumpe bei Auslegetemperatur einen Leistungsanteil von ca. 40 % am Gesamtwärmeleistungsbedarf aufweist, erzeugt sie auch einen entsprechenden Temperaturhub. Die Rücklauftemperatur aus den versorgten Objekten muss daher bei 45°C liegen, was im Allgemeinen mit entsprechenden Anpassungen auch an den bestehenden älteren Heizungsanlagen erreicht werden kann.

2.1.2 Zeitlicher Analysehorizont

Grundsätzlich wird vom Life-Cycle-Ansatz ausgegangen, d.h. die Analyse wird mittels Einbezug sämtlicher Kosten und Nutzen über die (technische) Lebensdauer der jeweiligen Wärmeerzeugungsart vorgenommen. Aufwendungen für Abbruch und Entsorgung nach Ablauf

der Lebensdauer der Anlagen werden bei Realisierungsentscheidungen in der Regel nicht berücksichtigt. In der vorliegenden Arbeit wird entsprechend verfahren.

2.1.3 Umfang der einbezogenen Kosten

Folgende Kostenelemente werden für die anschliessende Berechnung der Wärmegestehungskosten berücksichtigt:

Investitionskosten: Investitionskosten bzw. davon abgeleitete Kapitalkosten entsprechend den physischen Systemgrenzen. Direkte Förderbeiträge der öffentlichen Hand (Subventionen) werden nicht berücksichtigt.

Betriebskosten: Allgemeine Betriebskosten (Versicherung, verbrauchsunabhängige Gebühren/Abgaben, Bedienung, Verwaltung, etc.), Unterhaltskosten (periodisch anfallende Unterhalts- und Wartungskosten, Kosten für Betriebsstoffe) und Energiekosten (inkl. MWSt., Energieabgaben und energieverbrauchsbezogene Gebühren).

Externe Kosten: Mit der Technologienutzung verbundene Kosten, die nicht von den Nutzern bezahlt werden, die jedoch von der Gesamtwirtschaft getragen werden, wie Folgekosten von Schadstoffemissionen, Klimakosten, Kosten nicht versicherter Risiken, Kosten von Natur- und Landschaftsbeeinträchtigungen, etc.). Diese Kosten werden nicht ermittelt, sondern indirekt über die resultierenden Kosten einer CO₂-Abgabe berücksichtigt.

2.1.4 Berechnungsmodell

Die Berechnung der Energiegestehungskosten erfolgt nach den im Hochbau üblichen Verfahren der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung gemäss SIA 480. Wir schlagen vor, mit realen Werten zu rechnen (realer Zinssatz: 3,5 % p.a., vgl. SIA 480). Künftige Veränderungen relativer Preise werden transparent ausgewiesen und begründet (z.B. reale Verteuerung Energie, Kapital oder Arbeit).

Für den Wirkungsgrad Nutz- zu Endenergie der Anlagen gilt:

Erdöl: 0.93, Erdgas: 0.98, Fernwärme: 0.98

Für die Lebensdauer der einzelnen Komponenten wurden entsprechend SIA 480 folgende Werte angenommen:

- Wärmeerzeugung: 15 Jahre
- Wärmeverteilung, Erschliessung Wärmequelle: 30 Jahre
- Bauliches: 50 Jahre

Die Energiepreise für den aktuellen Zustand (Preisstand 2005/2006) wurden wie folgt angenommen (plus 2.5 % Brennstoff-Vorfinanzierung):

- Erdöl je nach Bezugsmenge: 70 - 74 CHF/100 lit.
- Erdgas je nach Anlagengrösse: 6 - 7 Rp./kWh
- Strom je nach Anlagengrösse:
 - Mittelspannung: 8 Rp./kWh
 - Niederspannung: 10 -12 Rp./kWh
 - Kleinanlagen: 16 Rp./kWh

2.1.4.1 Künftige Energiepreise

Betreffend der künftigen Entwicklung der Energiepreise werden die Annahmen der Energieperspektiven [1] zugrunde gelegt. Diese gehen in zwei unterschiedlichen Preispfaden bis 2030 von real konstanten Rohölpreisen von 30 resp. 50 US-Dollar pro Barrel (\$/bbl)⁴ aus. Die Verbraucherpreise bleiben daraus abgeleitet für Heizöl, Erdgas und Elektrizität bis 2030 ebenfalls real unverändert. Wir übernehmen die Entwicklung, allerdings auf dem Niveau der aktuellen Preise (siehe oben), welche für Heizöl ca. 15 % höher liegen, wie die entsprechenden Preise der Perspektiven für den Preispfad mit 50 \$/bbl.

Ein Preisanstieg für fossile Energieträger ergibt sich ab Januar 2008 durch die vom Parlament beschlossene CO₂-Abgabe in Höhe von Fr. 12.-- pro Tonne CO₂, was für Heizöl extraleicht einem Abgabesatz von 3.2 Rappen pro Liter resp. 0.3 Rp./kWh entspricht. Der Abgabesatz soll stufenweise weiter erhöht werden, wenn die Reduktionsziele nicht erreicht werden. Ab 2010 beträgt die Abgabe Fr. 36.-- pro Tonne CO₂ (dies entspricht 0.9 Rp./kWh), falls die Emissionen im Jahr 2008 gegenüber 1990 um weniger als 13.5 Prozent oder in einem der folgenden Jahre um weniger als 14.25 Prozent gesunken sind.

Längerfristig ist die Abgabe gemäss CO₂-Gesetz auf Fr. 210.-- pro Tonne CO₂ beschränkt (entsprechend 5 Rp./kWh bei Heizöl extraleicht). Dieser Betrag wäre etwas höher als die kalkulatorischen Energiepreiszuschläge zur Berücksichtigung der externen Kosten gemäss SIA⁵. Bei einer Berücksichtigung der externen Kosten ist zu beachten, dass auch für Elektrizität ein Energiepreiszuschlag von 5.0 Rp./kWh empfohlen wird.

2.1.5 Grundlagen Abwasserwärmenutzung

Die Grundlagendaten (Kosten und technische Werte) der untersuchten Anlagen sind von Betreibern und Planern zur Verfügung gestellt worden. Die Daten werden so weit wie möglich unverändert übernommen. Anpassungen werden nur im Hinblick auf die Methodik (siehe oben) gemacht, so dass für alle Anlagen einheitliche Abgrenzungen und Basisannahmen (Zinssätze, Lebensdauer, etc.) gelten.

Für einige Anlagen sind zwar relativ detaillierte Angaben zu den Investitionskosten erhältlich, jedoch kaum Zahlen zu den Betriebskosten resp. den Energiekosten. Wo dies der Fall ist, werden eigene, einheitliche Annahmen verwendet.

Die Berechnung der Wärmegegestehungskosten erfolgt mit einem eigenen Berechnungsmodell, welches der oben beschriebenen Methodik entspricht. Die Resultate können also von den Ergebnissen der Berechnungen im Rahmen der tatsächlichen Projekte abweichen, da dort u.U. abweichende Zinssätze o.ä. zu Grunde gelegt wurden.

2.1.6 Grundlagen konventionelle Wärmeerzeugungsanlagen

Die Ermittlung der Anlagekosten für unterschiedliche Leistungen erfolgt anhand von Richtpreisofferten und anhand von Erfahrungswerten für realisierte Anlagen (primär für Anlagen grösser als 300 kW).

Die Unterhaltskosten werden aufgrund von Erfahrungswerten für die einzelnen Leistungsgrössen geschätzt. Zur Berechnung der Energiekosten werden abhängig von der Bezugsmenge leicht unterschiedliche Ölpreise verwendet.

Die Berechnung der Wärmegegestehungskosten erfolgt mit einem eigenen Berechnungsmodell, welches demjenigen der Abwasserwärmenutzung entspricht.

⁴ 1 US-Barrel = 159 Liter

⁵ siehe SIA-Norm 480 „Wirtschaftlichkeitsrechnung für Investitionen im Hochbau“

2.2 ERGEBNISSE FÜR AKTUELLEN ZUSTAND

2.2.1 Wärmegestehungskosten konventionelle Wärmeerzeugungsanlagen

2.2.1.1 Aktuelle Gestehungskosten

Die aktuellen Wärmegestehungskosten (Ölpreise von 2005/2006, Variante 1) von konventionellen Wärmeerzeugungsanlagen unterschiedlicher Grösse werden auf der Basis von Ölheizungen ermittelt (siehe Abbildung 1).

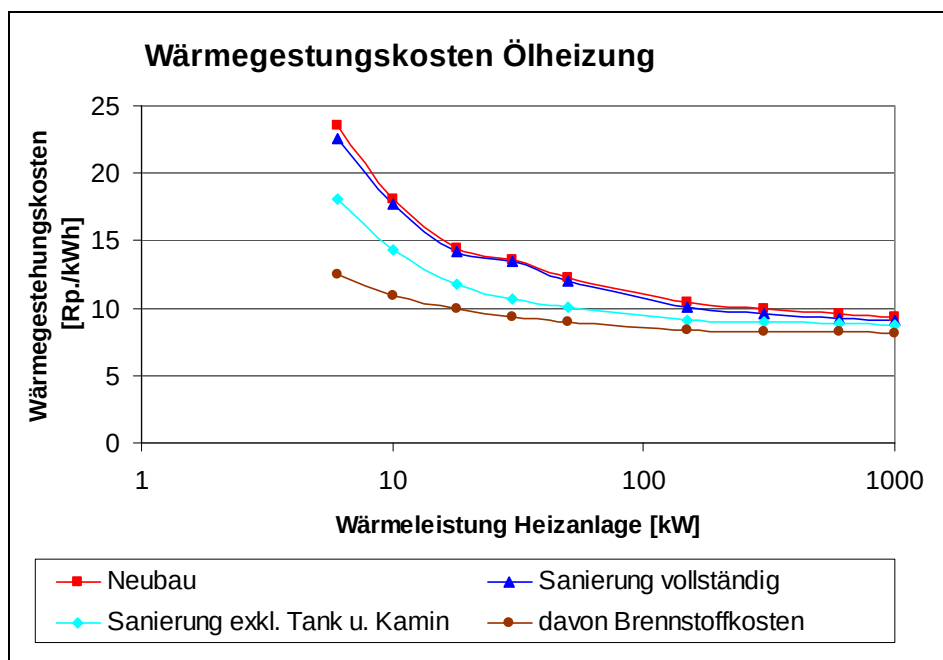


Abbildung 1: Heutige Wärmegestehungskosten Ölheizung als Vergleichsgrösse zur anschliessenden Beurteilung der Wirtschaftlichkeit von Anlagen mit Abwasserwärmenutzung. Man beachte die logarithmische Skala der x-Achse.

Die Wärmegestehungskosten sind stark abhängig von der Wärmeleistung der Anlage, was primär daran liegt, dass kleine Anlagen spezifisch sehr hohe Investitionskosten aufweisen. Ab einer Leistung von mehreren hundert Kilowatt Leistung nehmen die spezifischen Anlagekapitalkosten kaum mehr ab und die Wärmegestehungskosten bleiben nahezu konstant. Sie werden mit über 90 % durch die variablen Brennstoffkosten dominiert, welche daher bei der Beurteilung der Wirtschaftlichkeit von den meist über 100 Kilowatt grossen Abwasserwärmanlagen massgebend sind und die grösste Sensitivität aufweisen.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Wärmegestehungskosten bei einer kompletten Sanierung der Heizung (inkl. Tank und Kamin) fast identisch sind mit den Kosten für einen Neubau. Oft fällt aber die Sanierung von Heizkessel, Tank und Kamin zu unterschiedlichen Zeitpunkten an. Viele Gebäudebesitzer berücksichtigen in diesem Fall neben den praktisch konstanten Betriebskosten nur die Investitionen für die anstehende Teilsanierung. Dies kann dazu führen, dass der Wechsel auf ein langfristig günstigeres System erschwert oder verhindert wird.

Der aussichtsreichste Zeitpunkt für einen Systemwechsel bei der Wärmeerzeugung (z.B. mit Abwasserwärmenutzung) ist, wenn der Heizkessel ersetzt werden muss (aufwändigste Teilsanierung). Die Ergebnisse zeigen, dass die Unterschiede zwischen vollständiger Sanierung und Teilsanierung mit Heizkesslersatz vor allem für kleine Anlagen bedeutend sind. Da eine Abwasserwärmenutzung i.d.R. nur für mittlere bis grössere Leistungen in Frage kommt, schadet dieser Umstand weniger. Erschwerend kann er sich primär für den Anschluss kleinerer Objekte an einen Wärmeverbund mit Abwasserwärmenutzung auswirken.

2.2.1.2 Künftige Gestehungskosten

Für die künftigen Wärmegestehungskosten von Ölheizungen betrachten wir drei weitere Varianten – Szenario 1 bis 3:

- Szenario 1, Kosten Heizöl EL von 83 CHF/100 lit.: Erhöhung der Gestehungskosten um 0.9 Rp./kWh. Ölpreis per 2005/2006 mit 74 CHF/100 lit., CO₂-Abgabe auf fossile Brennstoffe in der Höhe von Fr. 36.-- pro Tonne CO₂ (plus 0.9 Rp./ kWh).
- Szenario 2, Kosten Heizöl EL von 104 CHF/100 lit.: Erhöhung der Gestehungskosten um 3.2 Rp./kWh. Szenario: Ölpreis per Dezember 2007 mit 95 CHF/100 lit. (plus 2.3 Rp./kWh), CO₂-Abgabe auf fossile Brennstoffe in der Höhe von Fr. 36.-- pro Tonne CO₂ (plus 0.9 Rp./ kWh).
- Szenario 3, Kosten Heizöl EL von 147 CHF/100 lit.: Erhöhung der Gestehungskosten um 7.3 Rp./kWh. Ölpreis per Dezember 2007 mit 95 CHF/100 lit. (plus 2.3 Rp./ kWh), CO₂-Abgabe auf fossile Brennstoffe in der Höhe von Fr. 210.-- pro Tonne CO₂ (plus 5 Rp./kWh, entsprechend den externen Kosten einer Ölfeuerung).

2.2.2 Wärmegestehungskosten Abwasserwärmenutzung

2.2.2.1 Untersuchte Anlagen

Die untersuchten Anlagen werden in Tabelle 1 und Tabelle 2 charakterisiert. Die Eckwerte zeigen, dass die Anlagen bezüglich Typologie und Grösse sehr heterogen sind. Die relevantesten Sonderfälle sind im Folgenden kurz erwähnt:

- Bei den nachfolgenden Anlagen wurden bestehende Strukturen mit einer Abwasserwärmenutzung ergänzt. Für diese Anlagen werden jeweils nur die zusätzlichen Kosten und Nutzen der Abwasserwärmenutzung berücksichtigt, da diese für den Investitionsentscheid ausschlaggebend sind. Die bestehenden Strukturen (z.B. Heizkessel, welche neu als Spitzenlastkessel betrieben werden), liegen also ausserhalb des Betrachtungsperimeters. Für eine adäquate Beurteilung der Wirtschaftlichkeit dürfen hier folglich nur die **Brennstoffkosten** einer konventionellen Ölheizung herangezogen werden.
 - Bei den Anlagen A7 und K2 wurden jeweils mehrere bestehende Heizungszentralen mit einer Wärmepumpe ergänzt, welche Abwasserwärme über einen kalten Wärmeverbund nutzt.
 - Ähnlich ist die Situation bei der Anlage A8. Allerdings wird hier die bestehende Heizzentrale eines ausserordentlich grossen Einzelobjekts mit Abwasserwärme versorgt.
 - Die mit Anlage K1 produzierte Wärme wird über einen bestehenden Wärmeverbund genutzt, welcher verglichen mit der Abwasserwärmenutzung ausserordentlich gross ist.
- Bei der Anlage A4 wurde ein Contracting-Angebot ausgewertet. Die einzelnen Kostenbestandteile für Kapaldienst, Energiebezug sowie Wartung und Betrieb können deshalb nicht angegeben werden.
- Die Anlage A6 versorgt ein spezielles Niedertemperaturnetz. Die im Versorgungssperimeter vorhandenen Wärmebezüger, welche auf höhere Temperaturen angewiesen sind, werden mit einem separaten Wärmenetz versorgt, welches nicht in die Betrachtung miteinbezogen wird.
- Eine kleinere Anlage (K6) ist auf monovalenten Betrieb ausgelegt.

Code	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8
Wärmequelle	ARA	ARA	ARA	ARA	ARA	ARA	ARA	ARA
Stand	realisiert	realisiert	realisiert	Studie - wird realisiert	Studie - nicht realisiert	realisiert	realisiert	Studie - wird realisiert
Jahr	ab 1992	1994	ab 2001	2007	2007	2001	1995	2006
Fernleitungen kalt	eine Zuleitung (>1000m)	Wärmenetz (>2000m)	Wärmenetz (>1000m)	eine Zuleitung (<500m)	eine Zuleitung (>500m)	- (W. erzeugung in ARA)	Wärmenetz (> 2000m)	eine Zuleitung (>1000m)
Wärmeerzeugung: - Anzahl Heizzentralen - th. Leistung der WP (tot.) - th. Leistung WP/th. Leistung tot. - Vollbetriebsstunden WP - Synergie mit Kälteerzeugung	1 >1000 kW 50% 3'250 h nein	7 >1000 kW 80% 1'600 h nein	3 >500 kW 45% 1'700 h nein	1 >1000 kW 20% 6'400 h nein	1 >1000 kW 40% 4'000 h nein	1 >500 kW 30% 4'700 h nein	11 >1000 kW ? 3'300 h nein	1 >4000 kW 75% 2'000 h ja
Fernleitungen warm	Wärmenetz (>2000m)	-	-	bestehendes Wärmenetz	Wärmenetz (<200m)	Niedertemp.netz (>1000m)	-	kein Netz (Einzelobjekt)

Tabelle 1: Beschreibung der untersuchten Anlagen mit Abwasserwärmenutzung aus der ARA.

Code	K1	K2	K3	K4	K5	K6	K7
Wärmequelle	Kanal	Kanal	Kanal	Kanal	Kanal	Kanal	Kanal
Stand	realisiert	realisiert	Studie - wird realisiert	realisiert	Studie	Studie - nicht realisiert	realisiert
Jahr	2001	1999	2006	1998	2006	2006	2003 (?)
Fernleitungen kalt	eine Zuleitung (<100m)	Wärmenetz (>1000m)	eine Zuleitung (<100m)	eine Zuleitung (<50m)	eine Zuleitung (>500m)	eine Zuleitung (<50m)	eine Zuleitung (>100m)
Wärmeerzeugung: - Anzahl Heizzentralen - th. Leistung der WP (tot.) - th. Leistung WP/th. Leistung tot. - Vollbetriebsstunden WP - Synergie mit Kälteerzeugung	1 >250kW 6% 7'400 h nein	7 >1000 kW 40% 4'800 h nein	1 >100 kW 20% 2'400 h nein	1 >50 kW 25% 2'400 h nein	1 >1000 kW 60% 2'400 h nein	1 >50 kW 100% (monov.) 2'000 h nein	1 >250 kW 30% 1'700 h ja
Fernleitungen warm	bestehendes Wärmenetz	-	kein Netz (Einzelobjekt)	kein Netz (Reihen-EFH)	Wärmenetz (>1000m)	kein Netz (Einzelobjekt)	kein Netz (Einzelobjekt)

Tabelle 2: Beschreibung der untersuchten Anlagen mit Abwasserwärmenutzung aus Abwasserkanal.

2.2.2.2 Ergebnisse der untersuchten Anlagen

Die nachfolgende Grafik (Abbildung 2) zeigt die Kostenstruktur der ausgewerteten Anlagen:

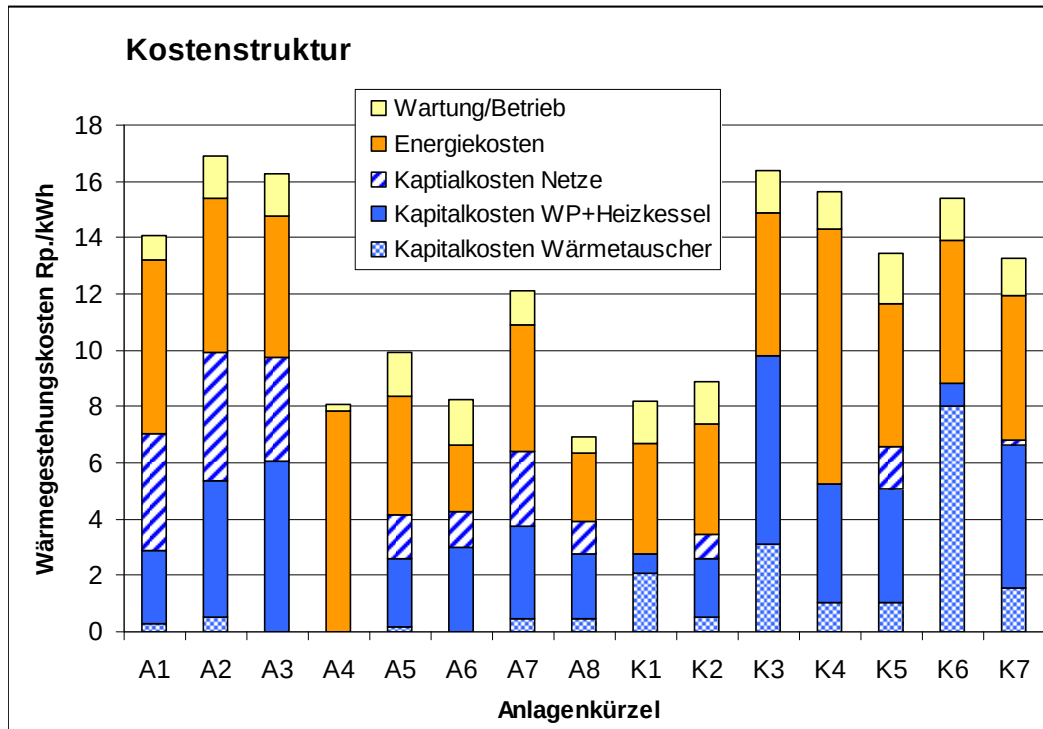


Abbildung 2: Kostenstruktur der untersuchten Anlagen mit Abwasserwärmenutzung. Die Anlagenkürzel auf der x-Achse korrespondieren mit jenen in den Anlagenbeschrieben in Tabelle 1 und 2. Die Energiekosten entsprechen den Stromkosten für den Betrieb der Wärmepumpe.

Das Total der Wärmegestehungskosten liegt im Bereich von 6.9 - 16.9 Rp./kWh und weist damit eine beachtliche Bandbreite auf.

Die **Kapitalkosten für die Wärmeerzeugung** (inkl. Wärmetauscher) liegen zwischen 2.6 und 9.8 Rp./kWh. Für Anlagen im Leistungsbereich von mehreren hundert Kilowatt können üblicherweise Kapitalkosten für die Wärmeerzeugung von 3.5 - 4.0 Rp./kWh erwartet werden⁶. Bei allen Anlagen, die markant über diesem Wert liegen, handelt es sich entweder um Anlagen mit kleiner Leistung (K3, K4, K6 und K7) oder um Anlagen, welche über einen kalten Wärmeverbund zahlreiche kleine Heizzentralen versorgen (A2 und A3). Bei den Anlagen K3 und vor allem bei K6 (Kleinstanlage monovalent) schlagen zudem die verhältnismässig hohen Kosten für den Wärmetauscher zu Buche.

Die **Kapitalkosten für die Wärmenetze** betragen maximal 4.6 Rp./kWh. Es erstaunt wenig, dass bei sämtlichen untersuchten Anlagen mit Wärmeentzug aus dem ungereinigten Abwasser die Kosten für die Wärmeleitungen (kalt oder warm) sehr gering sind. Bei diesem System sind kurze Distanzen zwischen Wärmequelle und Verbraucher möglich und werden auch entsprechend gesucht. Bei den Anlagen K2 und K5 beträgt die Wärmebedarfsleistung der versorgten Objekte ca. 3 Megawatt, was es in beiden Fällen erlaubt, Leitungslängen von über 1'000 m (kalt und warm) einzuplanen. Die übrigen Anlagen mit Kanalwärmetauscher versorgen Einzelobjekte, welche in unmittelbarer Nähe des Abwasserkanals liegen.

Bei den Anlagen mit Wärmeentzug aus der ARA können naturgemäss relevante Kosten für die Wärmenetze anfallen, wenn in der Nähe der Kläranlagen keine grösseren Verbraucher

⁶ Kosten Wärmepumpe Fr. 1'300.--/kW, Kosten Spitzenkessel Fr. 400.--/kW, Auslegung der Wärmepumpe auf 40 % des Wärmeleistungsbedarfs.

vorhanden sind. Sind grössere Verbraucher vorhanden, ist Abwasserwärme aus dem gereinigten i.d.R. kostengünstiger als aus dem ungereinigten Abwasser im Kanal. Die beiden Anlagen mit den höchsten Kapitalkosten für die Wärmenetze (A1 und A2) sind bereits gut 10 Jahre alt. Anlagen mit ähnlich anspruchsvollen örtlichen Voraussetzungen werden heute kaum mehr in Betracht gezogen.

Die **Energiekosten** der untersuchten Anlagen liegen zwischen 2.4 und 9.1 Rp./kWh. Die Bandbreite ist erstaunlich gross. Tendenziell gelten hohe Energiekosten für Anlagen mit kleiner Leistung (höhere Strombezugpreise), tiefer Jahresarbeitszahl und hohem Anteil fossiler Energie aus dem Spitzenlastkessel.

Ausgehend von üblichen Werten für Strompreise (8 - 16 Rp./kWh), Jahresarbeitszahl (3.0 - 4.0), Deckungsgrad der Wärmepumpe (50 - 80 %) und Ölpreis (Fr. 70.--/100 l) können Energiekosten zwischen 3 und gut 6 Rp./kWh erwartet werden. Tatsächlich liegen jeweils zwei Anlagen oberhalb resp. unterhalb dieses Bereichs. Die Anlage mit den tiefsten Energiekosten (K6) verfügt gleichzeitig über die höchste Jahresarbeitszahl (5.4). Zu bemerken ist auch, dass grössere Anlagen z.T. auf eigene Kosten einen Transformator installieren, um den notwendigen Strom für die Wärmepumpe günstig ab dem Mittelspannungsnetz beziehen zu können. Der Vorteil der günstigen Energiekosten wird in diesem Fall teilweise durch die Kapitalkosten für den Transformator kompensiert. Bei der Anlage mit den höchsten Energiekosten wird der Spitzenkessel mit Flüssiggas betrieben.

Die **Kosten für Wartung/Unterhalt** betragen zwischen 0.6 und 1.8 Rp./kWh. Die Wartungskosten haben somit nur eine untergeordnete Bedeutung für die Wärmegestehungskosten. Zu bemerken ist, dass die Qualität der zur Verfügung stehenden Daten unterschiedlich ist. Dort, wo nachvollziehbare Unterlagen verfügbar sind, liegen die Wartungskosten am oberen Ende des angegebenen Bereichs.

2.2.3 Wirtschaftlichkeit Abwasserwärmenutzung

2.2.3.1 Auswertung der untersuchten Anlagen

Die folgende Grafik (Abbildung 3) zeigt die Ergebnisse für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit der untersuchten Anlagen. Wie im Kapitel Methodik beschrieben, erfolgt die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit, indem die Wärmegestehungskosten von Wärmeerzeugungsanlagen mit Abwasserwärmenutzung mit denjenigen von konventionellen Anlagen mit Ölfeuerung (Preisparität) verglichen werden.

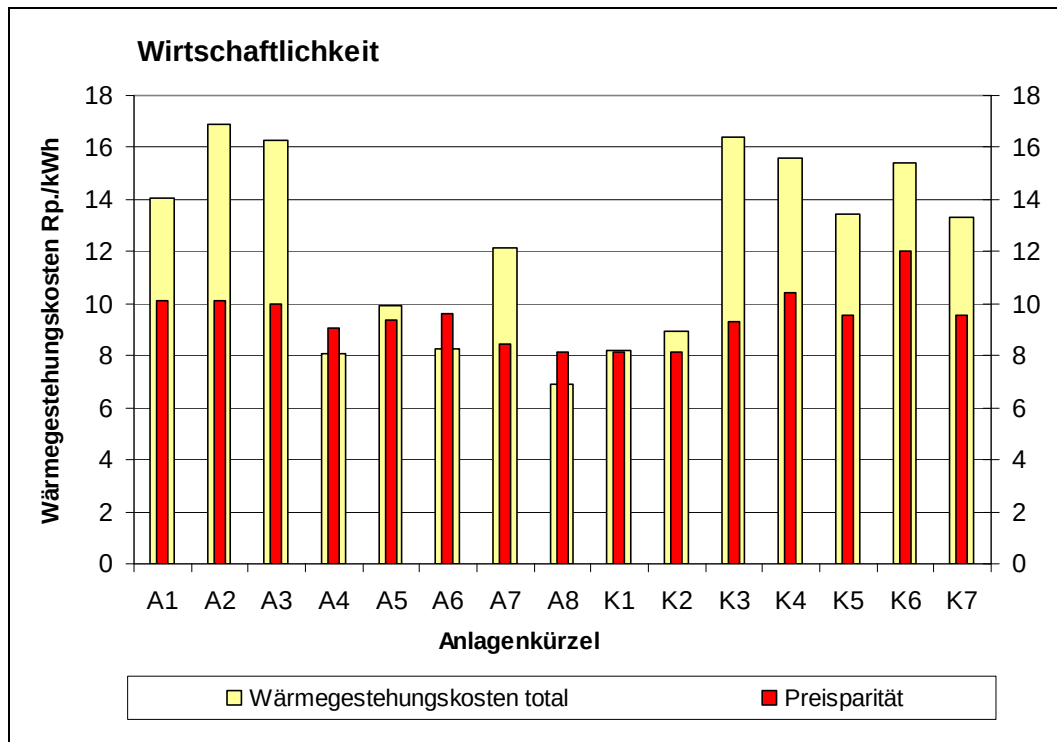


Abbildung 3: Beurteilung der Wirtschaftlichkeit der untersuchten Anlagen anhand der Preisparität mit Wärmeerzeugungsanlagen mit Heizöl. Mit Preisparität werden die Wärmegestehungskosten für eine jeweils gleich grosse Ölheizung bezeichnet. Abwärmenutzungsanlagen mit Wärmegestehungskosten, welche unter der Preisparität liegen, sind demnach wirtschaftlich; die Preisparität markiert die Schwelle der Wirtschaftlichkeit.

Als wirtschaftlich rentabel können die Anlagen A4, A6 und A8 bezeichnet werden. Bei K1 liegen die Wärmegestehungskosten gleichauf und bei den Anlagen A5 und K2 kommt die Abwärmenutzung sehr nahe an die Schwelle zur Wirtschaftlichkeit. Alle diese Anlagen verfügen über sehr günstige Voraussetzungen. Bei A4 liegt die bestehende Heizzentrale einer Siedlung mit knapp 1'000 Wohnungen nur knapp 500 m von der Abwasserreinigungsanlage entfernt. Anlage A8 versorgt ein ausserordentlich grosses Einzelobjekt mit Abwasserwärme. Anlage K1 ergänzt die Wärmeversorgung eines grossen, bestehenden Verbunds, welcher in unmittelbarer Nähe des Abwasserkanals liegt. Bei Anlage A5 handelt es sich um eine Projektstudie, welche nicht realisiert wird. Dieses Beispiel zeigt, dass bereits geringe Mehrkosten im Vergleich zu einer konventionellen Heizung eine Realisierung verunmöglichen können.

Andererseits zeigt die Auswertung, dass fast die Hälfte der untersuchten Anlagen trotz teilweise beträchtlicher Mehrkosten realisiert worden ist (A1, A2, A3, A7, K4 und K7) resp. die Realisierung beschlossen ist (K3). Es ist davon auszugehen, dass die für ähnliche Projekte notwendige Zahlungsbereitschaft (Mehrkosten 30 % und höher) nur in Ausnahmefällen vorhanden ist.

2.2.3.2 Ausschlaggebende Faktoren

Im Folgenden wird versucht, die ausschlaggebenden Faktoren für die Wirtschaftlichkeit von Abwasserwärmenutzungsanlagen zu ermitteln.

Wie das vorhergehende Kapitel gezeigt hat, sind primär die Kapitalkosten von grosser Bedeutung. Ihr Anteil an den Wärmegestehungskosten liegt bei drei von vier Anlagen im Bereich von 50 – 60 %. Es liegt auf der Hand, dass dabei die Distanzen zwischen den Verbrauchern und der Wärmequelle von entscheidender Bedeutung sind. Die folgende Grafik zeigt Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit der linearen Wärmedichte (transportierte Wärmemenge pro Trasselänge Fernwärmeleitung):

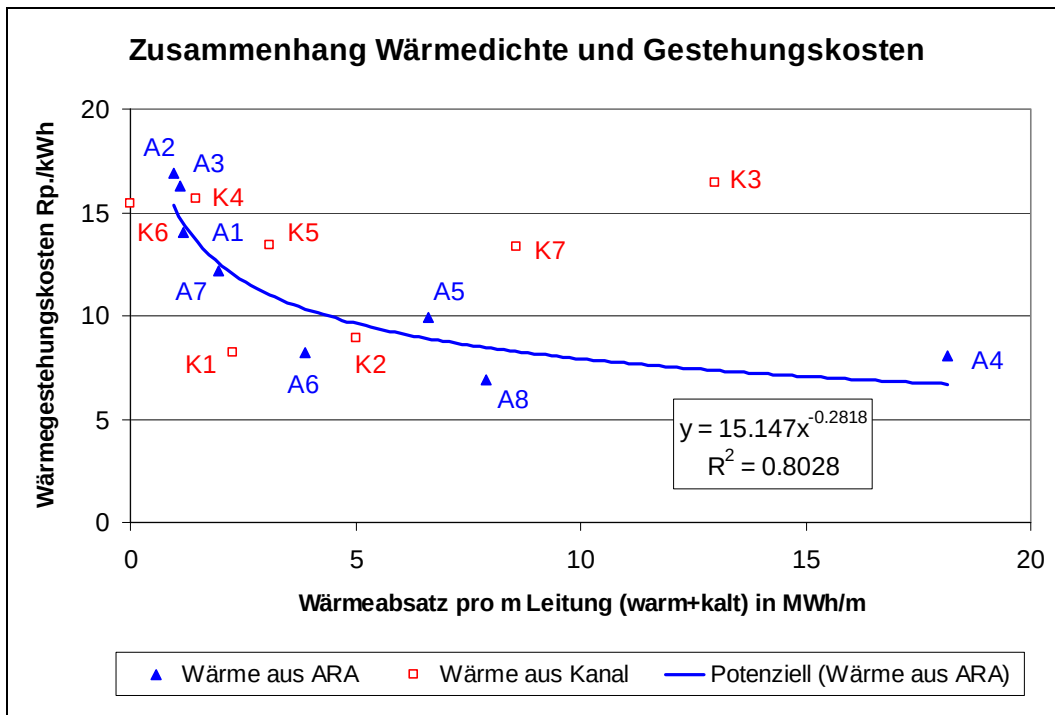


Abbildung 4: Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit des Wärmeabsatzes pro m Leitungslänge (warm und kalt). Die Leitungslänge bezieht sich auf die Stamm- und Zweigleitungen (ohne Hausanschlussleitungen), der Wärmeabsatz auf die gesamte produzierte Wärmemenge (inkl. Spitzenlastkessel). Für die Abwärme aus dem gereinigten ARA-Wasser ergibt sich eine exponentiell abfallende Abhängigkeit (Bestimmtheitsmass $R^2 = 0.8$).

Mit Ausnahme der Anlagen K3 und K7 zeigt die Grafik eine klare Tendenz. Bis zu einem Wärmeabsatz von 5 MWh/m Leitungslänge sinken die Wärmegestehungskosten sehr stark ab. Darüber ist der Verlauf relativ flach.

Aufgrund der Ergebnisse aus Kapitel 2.2 kann davon ausgegangen werden, dass die Wärmegestehungskosten für eine wirtschaftlich interessante Abwasserwärmenutzung nicht wesentlich höher als 9 bis 10⁷ Rp./kWh sein dürfen. Dies wird gemäss der oberen Grafik nur von Anlagen erreicht, welche einen Wärmeabsatz mehr wie 3.5 MWh pro m Leitungslänge aufweisen.

Die Anlagen K3 und K7 liegen trotz sehr hohem Wärmeabsatz pro Leitungslänge deutlich höher, wie die anvisierten 9 - 10 Rp./kWh. Sieht man sich diese Anlagen genauer an, wird klar, dass dafür die hohen baulichen Aufwendungen für die Kanalwärmetauscher und die Heizzentrale ausschlaggebend sind. Gute Voraussetzungen betr. der Distanzen zwischen Wärmequelle und Verbrauchern führen also nur dann zu wirtschaftlich guten Resultaten,

⁷ Für Anlagen unter 100 kW können auch 12 Rp./kWh interessant sein.

wenn die baulichen Voraussetzungen (Zugänglichkeit und Platzverhältnisse zu Heizzentrale und Abwasserkanal resp. ARA) ebenfalls einigermaßen gut sind.

Anlage K1 erscheint dagegen als Ausreisser nach unten. Die Wärmegestehungskosten liegen mit 2.3 MWh/m Leitungslänge deutlich unter 10 Rp./kWh. Ermöglicht wird dies durch eine enorm hohe Laufzeit der Anlage. Indem produzierte Wärme über einen bestehenden Wärmeverbund genutzt wird, welcher verglichen mit der Abwasserwärmenutzung ausserordentlich gross ist, läuft die Wärmepumpe während über 7'000 Stunden pro Jahr mit voller Leistung. Die überwiegende Mehrheit der übrigen Anlagen weist dagegen lediglich 2'000 - 4'000 Vollbetriebsstunden auf. Weiter gilt es zu berücksichtigen, dass bei den Anlagen A7, A8, K1 und K2 nur die zusätzlichen Kosten und Nutzen der Abwasserwärmenutzung berücksichtigt sind. Die relevanten Vergleichsgrössen sind also hier die Brennstoffkosten einer Ölfeuerung, welche 1 Rp./kWh und tiefer liegen, sowie die sonst relevanten Vollkosten.

Günstige Voraussetzungen für tiefe spezifische Investitionen bestehen zudem bei Anlagen mit grosser Leistung. Heizzentralen mit grosser Leistung können pro kW deutlich günstiger erstellt werden als Zentralen mit kleiner Leistung. Die Abhängigkeit der Wärmegestehungskosten von der Wärmeleistung ist in der folgenden Grafik (Abbildung 5) dargestellt. Die Wärmeleistung bezieht sich auf den Wärmeleistungsbedarf der versorgten Objekte. Bei den Anlagen A8 und K1 entspricht die Leistung der thermischen Leistung der Wärmepumpe, da hier die Wärmeerzeugung von grossen, bestehenden Verbrauchern mit einer monovalenten Abwasserwärmenutzung ergänzt wurde.

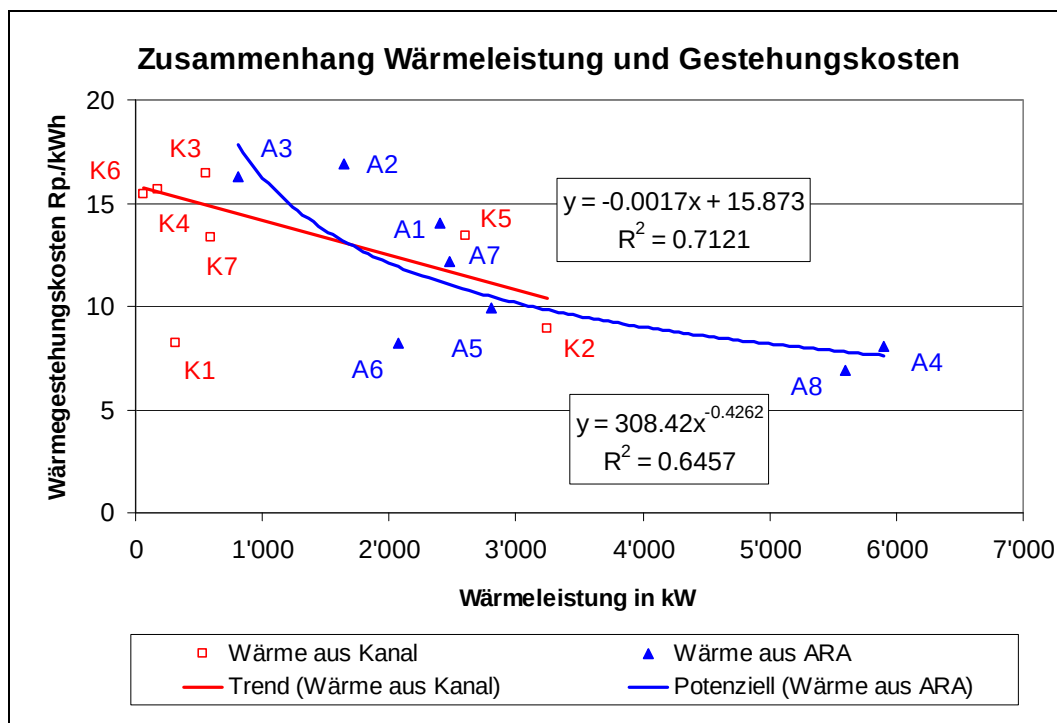


Abbildung 5: Gestehungskosten in Abhängigkeit des Wärmeleistungsbedarfs der zu versorgenden Objekte in Kilowatt (kW).

Mit Ausnahme der Anlage K1 zeigt die Grafik eine klare Tendenz (K1 wurde für die lineare Regressionsgerade nicht berücksichtigt). Die Wärmegestehungskosten sinken mit zunehmender Wärmeleistung deutlich. Attraktive Wärmegestehungskosten (d.h. um 10 Rp./kWh) resultieren bei den untersuchten Objekten erst ab einer Leistung von über 3'000 kW.

Wiederum weist die Anlage K1 deutlich tiefere Gestehungskosten auf als die restlichen Anlagen. Die Gründe sind dieselben wie im vorhergehenden Abschnitt.

Interessant ist auch die Abhängigkeit zwischen dem Leistungsanteil der Wärmepumpe und den Wärmegestehungskosten (siehe folgende Abbildung 6). Für die Wärmeentnahme aus der ARA zeigt sich eine klare Abhängigkeit. Wie zu erwarten, sind die Wärmegestehungskosten deutlich tiefer, wenn die Wärmepumpe nur einen Teil des Leistungsbedarfes deckt und sie somit deutlich längere Betriebszeiten aufweist (siehe auch Abbildung 7 auf folgender Seite) als bei hohem Leistungsanteil. Durch die hohen Betriebszeiten ergeben sich wiederum vergleichsweise tiefe Kapitalkosten für die Wärmepumpe. Die Anlagen A8 und K1 sind für diese Auswertung nicht relevant, da hier die Abwasserwärmenutzung lediglich als Ergänzung von grossen, bestehenden Wärmeherzeugungsanlagen gebaut wurde. In der Trendlinie „Linear (Wärme aus ARA)“ ist die Anlage A8 folglich nicht berücksichtigt.

Es erstaunt auch wenig, dass bei der Wärmeentnahme aus dem Kanal kein Trend festgestellt werden kann. Die Investitionskosten hängen weniger von der Wärmepumpe, als vielmehr von den baulichen Voraussetzungen für die Wärmeentnahme ab.

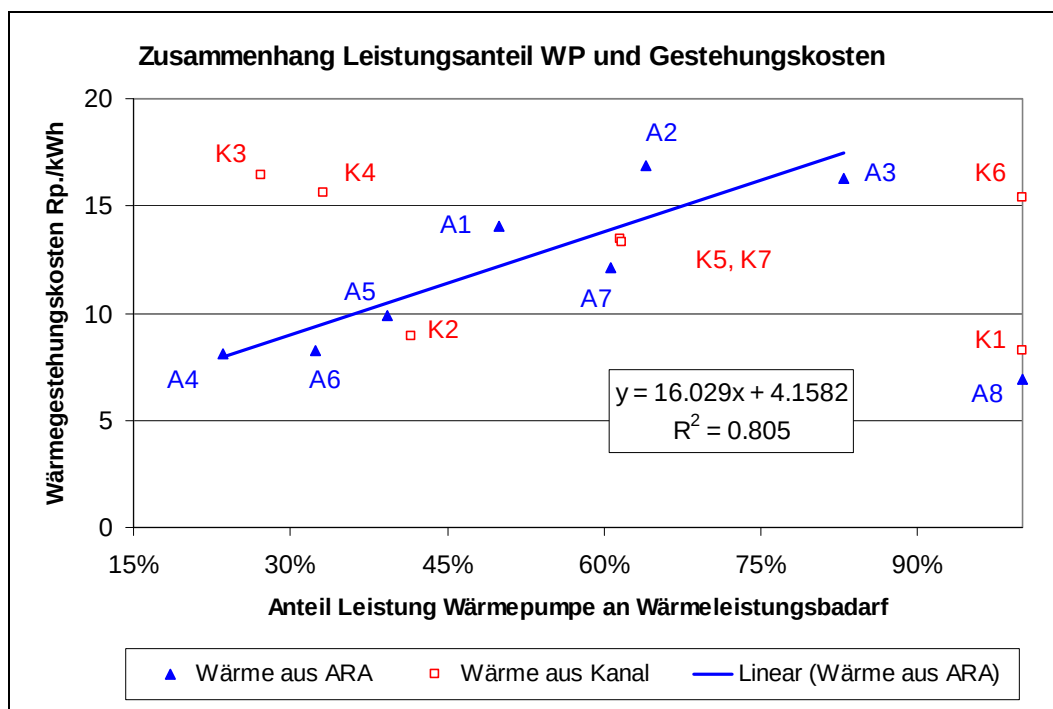


Abbildung 6: Abhängigkeit der Wärmegestehungskosten vom Leistungsanteil der Wärmepumpe (therm. Leistung der Wärmepumpe / Wärmeleistungsbedarf der versorgten Objekte). Für die Trendlinie „Wärme aus ARA“ wurde die Anlage A8 nicht berücksichtigt.

Bei anderen Faktoren ergibt sich erwartungsgemäss keine eindeutige Abhängigkeit zu den Wärmegestehungskosten. So lässt sich z.B. zwischen der Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe und den Energiekosten (als direkt beeinflusster Teil der Wärmegestehungskosten) kein eindeutiger Zusammenhang erkennen (siehe Abbildung 8). Der Grund ist hier einfach: Die Bandbreite der Strombezugspreise ist ebenso hoch wie diejenige der Jahresarbeitszahl. Die unterschiedlichen Stromkostenbezugspreise der untersuchten Anlagen resultieren weniger aus unterschiedlichen regionalen Preisniveaus als vielmehr aus der Tatsache, dass für den Strombezug aufgrund der Bezugsmenge und der Spannungsebene unterschiedliche Tarifkategorien gelten. Weiter werden die Energiekosten durch die Auslegung der Wärmepumpe (resp. Anteil der Wärmepumpe an gesamter Wärmeherzeugung) beeinflusst.

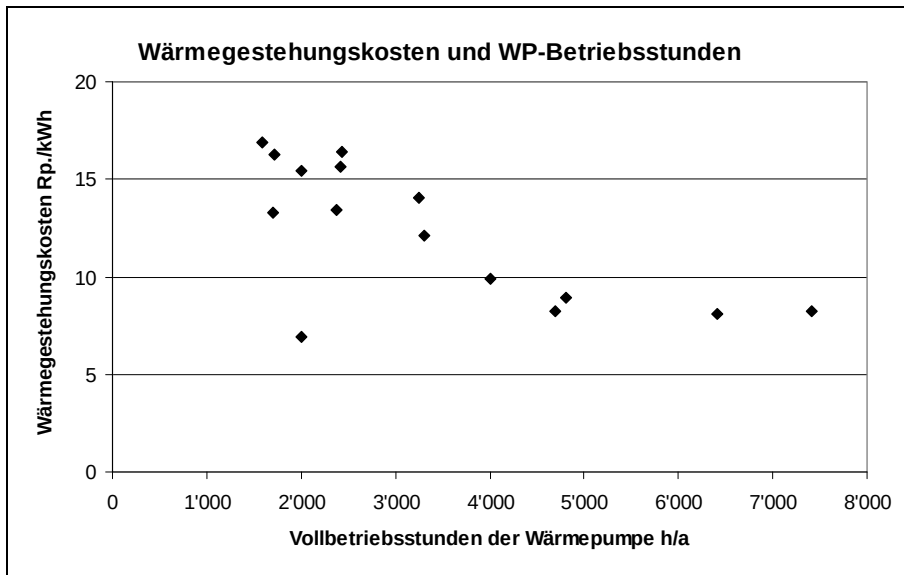


Abbildung 7:

Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit der Jahresvollbetriebsstunden der Wärmepumpe.

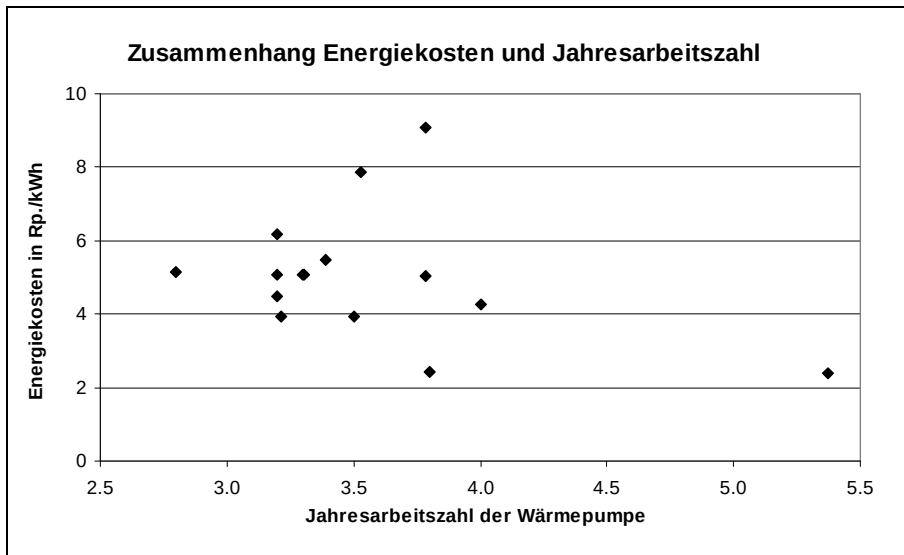


Abbildung 8:

Energiekosten in Abhängigkeit der Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe.

2.2.4 Fazit

Die untersuchten Anlagen zeigen einen klaren Zusammenhang zwischen den Wärmegestehungskosten und der Wärmedichte (Wärmeabsatz pro m Trasse/Fernwärmeleitung) sowie der Grösse der Anlage (Wärmeleistung).

Konkurrenzfähige Wärmegestehungskosten werden von Anlagen erreicht, bei welchen der Wärmeabsatz grösser ist als 3.5 MWh pro m Leitungslänge und der Wärmeleistungsbedarf der zu versorgenden Objekte grösser ist als 3'000 kW.

Günstig wirken sich zudem tiefe Strombezugspreise⁸ sowie tiefe Systemtemperaturen der Verbraucher aus. Letztere führen nicht nur zu einer höheren Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe. Da mit einer Wärmepumpe höhere Temperaturen wie 65°C ohne spezielle Massnahmen nicht erzeugt werden können, führen hohe Systemtemperaturen zu zusätzlichen Aufwendungen (bivalente Anlage, evtl. CO₂ als Kältemittel⁹) oder verunmöglichen ein Projekt unter Umständen ganz.

⁸ welche u.a. wiederum von der Bezugsmenge sowie der Spannungsebene und somit von der Anlagengrösse abhängig sind.

⁹ CO₂ als Kältemittel führt nur dann zu effizienten Anlagen, wenn die Temperaturspreizung sehr gross ist (idealerweise Vorlauf 80°C, Rücklauf 20°C)

2.3 WIRTSCHAFTLICHKEIT KÜNFTIGE ANLAGEN

2.3.1 Technisch/ökonomische Entwicklungspotenziale Abwasserwärmenutzung

Im Folgenden werden die Kostenreduktionspotenziale der Kernelemente für eine Abwasserwärmenutzungsanlage untersucht (Wärmepumpe, Netze und Kanalwärmetauscher für Anlagen, welche ungereinigtes Abwasser nutzen). Zusätzlich wird eine Annahme für mögliche Verbesserungen der Jahresarbeitszahl getroffen.

Am Schluss des Kapitels wird gezeigt, wie sich die genannten Entwicklungspotenziale auf die Wärmegestehungskosten der Gesamtanlage auswirken.

2.3.1.1 Kosten Grosswärmepumpen

Die Entwicklung der Kosten von Technologien kann in der Regel durch eine Potenzfunktion

$$C_x = C_0 * P_x^{-b}$$

angenähert werden, wobei

- C_0 für den Preis der ersten Einheit steht,
- P_x für die kumulierte Produktion und
- b als Konstante für den Grad der Kostensenkung steht.

Als Kostendegressionsfaktor f wird die erreichbare Kostenreduktion bei Verdopplung der kumulierten Produktion bezeichnet. Es gilt $f = 2^{-b}$. Das Mass der Kostenreduktion hängt also einerseits vom Kostendegressionsfaktor, andererseits aber auch von der quantitativen Entwicklung der Produktion ab.

Das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt in Stuttgart hat beispielsweise für die Entwicklung der Photovoltaik zwischen 1976 und 1997 in Deutschland einen Kostendegressionsfaktor von 0.78 ermittelt [4]. Hohe Kostendegressionsfaktoren stehen für bedeutende Lern- und Skaleneffekte und werden eher von jungen Technologien erreicht. Die Werte für andere erneuerbare Energien werden mit 0.84 bis 0.95 angegeben.

Die quantitative Entwicklung der Wärmepumpen wurde im Rahmen der Energieperspektiven abgeschätzt [8]. Für den Zeitraum zwischen 2000 bis 2035 wurde dabei je nach Szenario von einer Steigerung der Wärmeproduktion um den Faktor 4 bis 6 ausgegangen (siehe Abbildung 9). Während beim Neubau von Ein- und Zweifamilienhauswärmepumpen die Sättigungsgrenze von ca. 60 % bereits heute absehbar wird, wird in Zukunft das Wachstum vermehrt im Sanierungsbereich und mit Grosswärmepumpen erreicht. Für die Bereiche Dienstleistungen, Industrie und Fernwärme, wo weitestgehend Grosswärmepumpen zum Tragen kommen, wird entsprechend eine Steigerung der Wärmeproduktion um den Faktor 6 bis 10 angenommen. Für die vorliegende Arbeit gehen wir für den Zeitraum von 2000 bis 2035 von einer Steigerung um den Faktor 8 aus. Ab dem heutigen Zustand (2005) entspricht dies einer Steigerung um den Faktor 6.

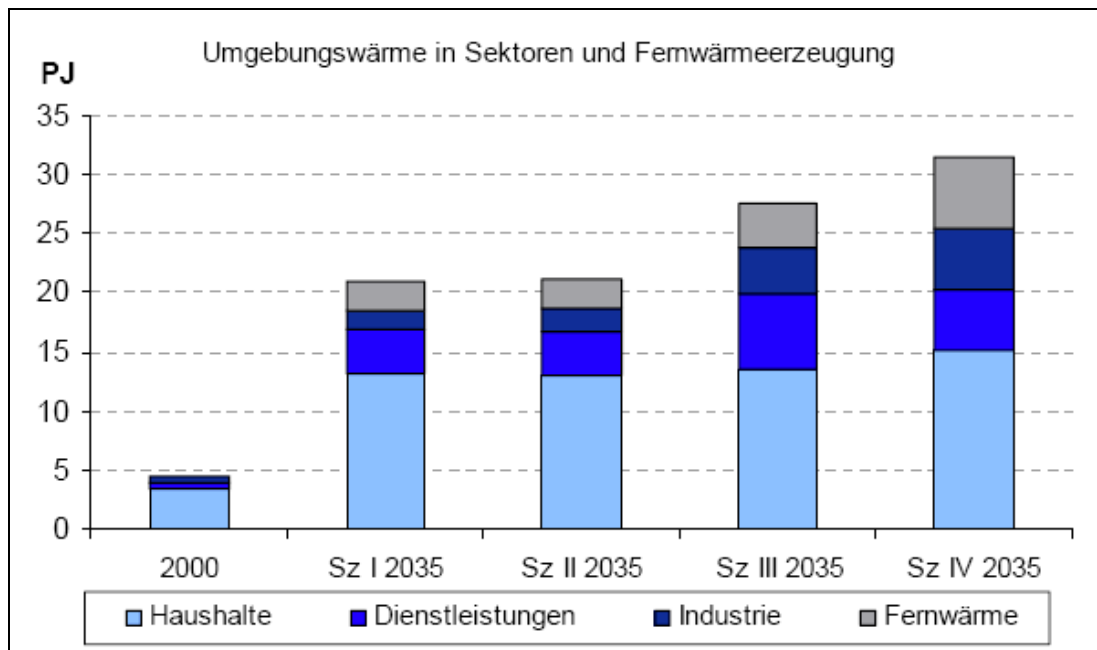


Abbildung 9: Entwicklung der von Wärmepumpen genutzten Umgebungswärme in der Schweiz.
Energieeinheiten in Petajoule (PJ, 36 PJ = 10 Terawattstunden= 10 Milliarden kWh).
Quelle: Energieperspektiven [8].

Kostendegressionsfaktoren sind bisher lediglich im Rahmen der Studie Technologie Monitoring [5] für Einfamilienhauswärmepumpen ermittelt worden. Die Studie ermittelte für den Zeitraum 1990 - 2002 einen Kostendegressionsfaktor von 0.77. Für die Zukunft wird angenommen, dass die Reduktion der Kosten eher verlangsamt fortsetzt (Degressionsfaktor 0.77 bis 0.9). Insbesondere Skaleneffekte bei der Produktion dürften durch die deutlich geringe Anzahl von Herstellern bei gleichzeitig wachsendem Marktvolumen bereits zu einem guten Teil ausgeschöpft sein.

Grosswärmepumpenanlagen unterscheiden sich heute von Kleinwärmepumpen durch ein wesentlich geringeres Ausmass an Standardisierung und Serienfertigung. Die einzelnen Komponenten (Wärmetauscher, Kompressor, etc.) werden i.d.R. für jede Anlage individuell neu zusammengestellt. Der Entwicklungsstand der Grosswärmepumpen von heute ist vergleichbar mit dem Stand der Kleinwärmepumpen vor 20 Jahren. Es liegt daher nahe, für die weitere Entwicklung der Grosswärmepumpen im Vergleich zu Kleinanlagen eher höhere Kostendegressionsfaktoren anzunehmen. Andererseits ergeben sich für vergleichbare Technologien nur in Ausnahmefällen Faktoren kleiner 0.75. Wir gehen daher für Grosswärmepumpen von Werten zwischen 0.75 und 0.85 aus.

Zusammengefasst ergibt sich aus der Mengenentwicklung und der Kostendegressionsfaktoren eine Reduktion der Kosten für Grosswärmepumpenaggregate bis 2035 von 40 - 55 %.

2.3.1.2 Kosten Netze

Für die Kostenentwicklung von Nahwärmenetzen (warm oder kalt) sind keine Kostendegressionsfaktoren verfügbar. Verschiedene Arbeiten [4], [12] gehen aber von bedeutenden Kostenreduktionspotenzialen aus. Besonders erwähnenswert sind die bedeutenden Unterschiede der Baukosten für Nahwärmeleitungen, für welche es offenbar keine klar erkennbaren Ursachen gibt. So wird in [12] angegeben, dass die Baukosten pro Trassester in Finnland um den Faktor 3 günstiger sind wie in Deutschland, wo die Kosten wiederum leicht tiefer liegen wie in der Schweiz.

Auch aus technischer Sicht wird von erheblichen Kostensenkungspotenzialen ausgegangen. Die Studie „Zukunft der Nah- und Fernwärme in der Schweiz“ [4] gibt dafür folgende Möglichkeiten an:

- Die Wahl eines direkten Systems (im Gegensatz zu indirekten Systemen).
- Eine geschickte Wahl der Verlegung der Rohre (eher in Vorgärten als in der Strasse). Siehe dazu auch neue, sehr kostengünstige Verlegungsmethoden in [10].
- Vermehrten Einsatz von Flexrohren.
- Vereinfachte Wärmezählung.
- Anordnung der Rohre übereinander statt nebeneinander.

Insgesamt wird in den erwähnten Arbeiten davon ausgegangen, dass die Einsparpotenziale 40 bis 50 % der durchschnittlichen Kosten heute bestehender Netze betragen. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird die Ausschöpfung dieses Potenzials als Obergrenze angenommen. Als Untergrenze wird eine Reduktion der Kosten um 20 % unterstellt, womit berücksichtigt wird, dass die genannten Massnahmen teilweise bereits realisiert werden oder u.U. nicht ohne Weiteres umzusetzen sind¹⁰.

Für die ganze unterstellte Bandbreite der Kostenreduktionen von 20 bis 45 % gehen wir davon aus, dass die Potenziale bis 2020 ausgeschöpft werden (für warme und kalte Netze) und sich danach keine relevanten Einsparungen mehr ergeben.

2.3.1.3 Kosten Kanalwärmetauscher

Wird das ungeklärte Abwasser als Wärmequelle genutzt, kommen sogenannte Kanalwärmetauscher zum Einsatz. Die Wärmetauscher sind in der Regel modular aufgebaut, d.h. die Anzahl der Module wird je nach Wärmebedarf festgelegt. Es gibt heute auf dem Markt geeignete Wärmetauschersysteme für alle Kanalformen (Rechtecks-, Kreis- oder Oval-Profile). Beim Neubau resp. einer Totalsanierung einer Kanalisationsleitung können Kanalisations-elemente mit bereits ab Werk integriertem Wärmetauscher eingesetzt werden.

Auch für Kanalwärmetauscher kann von beträchtlichen Kostensenkungspotenzialen ausgegangen werden. Dafür sprechen unter anderem:

- Die bisher geringen Produktionszahlen.
- Die bisher geringe Anzahl Anbieter und die daher wenig ausgeprägte Konkurrenz (heute sind erst drei Anbieter vorhanden, wovon ein Hersteller aus Deutschland erst neu dazugekommen ist).
- Die noch beträchtlichen Optimierungspotenziale. So mussten für das Einbringen der Wärmetauscher bisher aufwändige Service-Schächte realisiert werden (siehe Abbildung 10). Erst mit neueren Systemen ist es möglich, die Wärmetauscherelemente über bestehende Kanalöffnungen einzubringen und im Kanal zusammenzusetzen.

Wir gehen daher davon aus, dass sich die Kosten für die Wärmetauscher (komplett inkl. Einbau und bauliche Massnahmen) längerfristig um 50 – 65 % reduzieren.

¹⁰ Direkte Fernwärmesysteme sind z.B. nur kostengünstig realisierbar, wenn im gesamten Netz keine bedeutenden Höhenunterschiede vorhanden sind. Zudem gelten sie in Bezug auf die Betriebssicherheit als problematisch.



Abbildung 10:

*Entwicklung der Einführung eines Wärmetauscherelements aus dem Service-Schacht in den Kanal.
aus [16]*

Ein bezüglich Kosten sehr interessantes Konzept beruht darauf, dass die eigentliche Wärme-tauschung nicht im Abwasserkanal, sondern oberirdisch stattfindet. Hierzu wird das im Kanal fliessende Abwasser zunächst in einer Siebstufe mechanisch gereinigt. Dadurch können leistungsfähige, kompakte und kostengünstige Wärmetauscher eingesetzt und Betriebsstö-rungen deutlich vermindert werden. Insgesamt ergibt sich eine sehr leicht zugängliche und somit äusserst wartungsfreundliche Maschinentechnik (HUBER ThermWin®, aus [14]).

2.3.1.4 Jahresarbeitszahl

Die angegebenen Jahresarbeitszahlen der untersuchten Anlagen liegen im Bereich von 2.8 bis 4.0 (siehe auch Abbildung 8). Anlage A6 zeigt, dass mit einer Abgabe der Wärme auf tiefem Niveau und mit einer sorgfältigen Planung der Anlage bereits heute deutlich höhere Jahresarbeitszahlen möglich sind (gemessener Wert 5.4).

Für die künftige Entwicklung kann sowohl mit technischen wie auch mit planerischen Mass-nahmen eine Verbesserung der Jahresarbeitszahl erreicht werden. Wie in der Studie „Grosswärmepumpen - Energetische und planerische Analyse von 10 Anlagen“ [9] gezeigt werden konnte, spielt bei Grosswärmepumpen die Planung eine spezielle Rolle. Für die Pla-nung geht es darum, den Temperaturhub der Wärmepumpe so tief wie möglich zu halten. Hierbei spielen neben dem Temperaturniveau des Abwassers und der Verbraucher auch die benötigte Antriebsenergie der Netzpumpen sowie die Wärmeverluste im Leistungsnetz und Wärmetauscher bei den einzelnen Verbrauchern eine Rolle. Technische Massnahmen um-fassen insbesondere verbesserte Kompressoren und den Einsatz neuartiger Kältemittel.

Insgesamt scheint vorsichtig geschätzt eine Verbesserung der Jahresarbeitszahl von 10 bis 15 % mittelfristig durchaus möglich.

2.3.1.5 Auswirkungen auf Wärmegestehungskosten

Ausgehend von spezifischen Kosten für die Wärmepumpe von Fr. 500.--/kW beträgt der Anteil an den Gesamtinvestitionen rund 10 - 20 %. Der Anteil der Kosten für die Leitungsnetze (warm und kalt) beträgt für Anlagen mit gereinigtem Abwasser 40 - 60 %.

Die Investitionskosten reduzieren sich anhand der vorgenannten Kostenanteile und der in den vorhergehenden Abschnitten ermittelten Kostenreduktionen für Anlagen mit gereinigtem Abwasser folgendermassen:

	Anteil an Gesamtinvestition		Kostendegression		Reduktion Gesamtinvestition	
	min.	max.	min.	max.	min.	max.
Wärmepumpe	10%	20%	40%	55%	4%	11%
Netz	40%	60%	20%	45%	8%	27%
Total					15%	30%

Tabelle 3: Reduktion der Investitionskosten für Anlagen mit gereinigtem Abwasser ¹¹

Die aufgeführten Reduktionen der Investitionskosten führen zu einer Reduktion der Wärmegestehungskosten von 8 bis 18 %.

Bei Anlagen mit ungereinigtem Abwasser liegt der Anteil der Netze an den Investitionskosten tiefer und beträgt max. 30 %. Hinzu kommen aber die Kosten für den Kanalwärmetauscher, welche zwischen 20 und 40 % der gesamten Investitionen betragen.

Die Investitionskosten reduzieren sich für Anlagen mit ungereinigtem Abwasser wie folgt:

	Anteil an Gesamtinvestition		Kostendegression		Reduktion	
	min.	max.	min.	max.	min.	max.
Wärmepumpe	10%	20%	40%	55%	4%	11%
Netz	0%	30%	20%	45%	0%	14%
Wärmetauscher	20%	40%	50%	65%	10%	26%
Total					30%	45%

Tabelle 4: Reduktion der Investitionskosten für Anlagen mit ungereinigtem Abwasser ¹¹.

Die aufgeführten Reduktionen der Investitionskosten führen zu einer Reduktion der Wärmegestehungskosten von 12 bis 27 %.

Durch die Verbesserung der Jahresarbeitszahl um 10 - 15 % werden die Strombezugskosten entsprechend vermindert. Der Einfluss auf die gesamten Wärmegestehungskosten bleibt mit 2 - 5 % relativ gering.

Zusammenfassend kann davon ausgegangen werden, dass sich die Wärmegestehungskosten von Anlagen mit Abwasserwärmenutzung bis 2035 bei konstanten Energiepreisen real um 10 bis 22 % (gereinigtes Abwasser) resp. 15 bis 32 % (ungereinigtes Abwasser) reduzieren. Es ist anzunehmen, dass die genannten Werte zum grössten Teil bereits bis 2020 realisiert werden.

¹¹ Beim Total entsprechen Minimum und Maximum nicht den Summen der Teilwerte. Wenn der Kostenanteil einer Komponente minimal ist, sind die Kostenanteile der anderen Komponenten eher am oberen Ende des angegebenen Bereichs.

2.3.2 Kostenreduktionspotenzial konventionelle Wärmeerzeugungsanlagen

Gemäss den Berechnungen aus Kapitel 2.2 werden die Wärmegestehungskosten von Heizungen mit Heizöl über 100 kW von den Brennstoffkosten dominiert. Der Anteil der Kapitalkosten beträgt lediglich 10 bis max. 20 %. Zu berücksichtigen ist zudem, dass es sich bei konventionellen Heizanlagen um eine sehr ausgereifte Technologie handelt, so dass zusätzliche Lern- und Skaleneffekte deutlich schwieriger zu erreichen sind. Insgesamt spielen daher die Kostenreduktionspotenziale bei konventionellen Wärmeerzeugern eine untergeordnete Rolle. Zu berücksichtigen sind dagegen mögliche Preissteigerungen durch die weltweite Verteuerung des Rohöls sowie durch die Einführung der CO₂-Abgabe (siehe Kapitel 2.1).

2.3.3 Kriterien für Wirtschaftlichkeit

Aktuell werden konkurrenzfähige Wärmegestehungskosten von Anlagen erreicht, bei welchen der Wärmeabsatz grösser ist als 3.5 MWh pro m Leitungslänge und der Wärmeleistungsbedarf der zu versorgenden Objekte grösser ist als 3 MW (siehe Kapitel 2.2.3.2). Entsprechend den Ergebnissen der vorangegangenen Abschnitte werden sich diese Kriterien folgendermassen ändern:

2.3.3.1 Wärmedichte

Die minimal erforderliche Wärmedichte wird sich im Vergleich zum Jahr 2005/2006 (4 MWh pro Meter Leitungslänge, siehe Abbildung 11) durch die Erdölpreissteigerung bis heute und die beschlossene CO₂-Abgabe von Fr. 36.--/t spürbar auf 2 MWh pro Meter verringern. Dieser Abgabesatz ist vom Parlament für 2010 bereits beschlossen, unter der Voraussetzung, dass die Emissionen gegenüber 1990 um weniger als 13.5 Prozent gesunken sind.

Würde der Maximalansatz der CO₂-Abgabe (Fr. 210.--/t) erhoben oder steigen die Ölpreise um entsprechend weitere 4.9 Rp./kWh Nutzwärme auf 17.5 Rp./kWh, so sinkt die erforderliche Wärmedichte massiv auf unter 1 MWh/m (Schnittpunkt der obersten durchgezogenen Linie mit der abfallenden gestrichelten ARA-Abwasser-Kurve in Abbildung 11).

Werden die externen Kosten entsprechend den Empfehlungen des SIA berücksichtigt, so liegt das Ergebnis zwischen diesen zwei Schwellenwerten von 1 resp. 2 MWh/m. Zwar entspricht der kalkulatorische Energiepreiszuschlag von 4.5 Rp./kWh für Heizöl extraleicht fast dem Maximalansatz der CO₂-Abgabe, jedoch gilt es zu berücksichtigen, dass auch für die Elektrizität zum Antrieb der Wärmepumpe ein Zuschlag von 5.0 Rp./kWh eingerechnet werden muss. Bei einer Jahresarbeitszahl von 3 verteuern sich daher die Wärmegestehungskosten der Abwasserwärmenutzung um rund 1.5 Rp./kWh. Das mögliche Kostenreduktionspotenzial von bis zu 22 % (gereinigtes Abwasser) im Jahr 2020 vermag diese Verteuerung überkompensieren, so dass die Wirtschaftlichkeitsschwelle in Zukunft unter 1 MWh/m liegen wird.

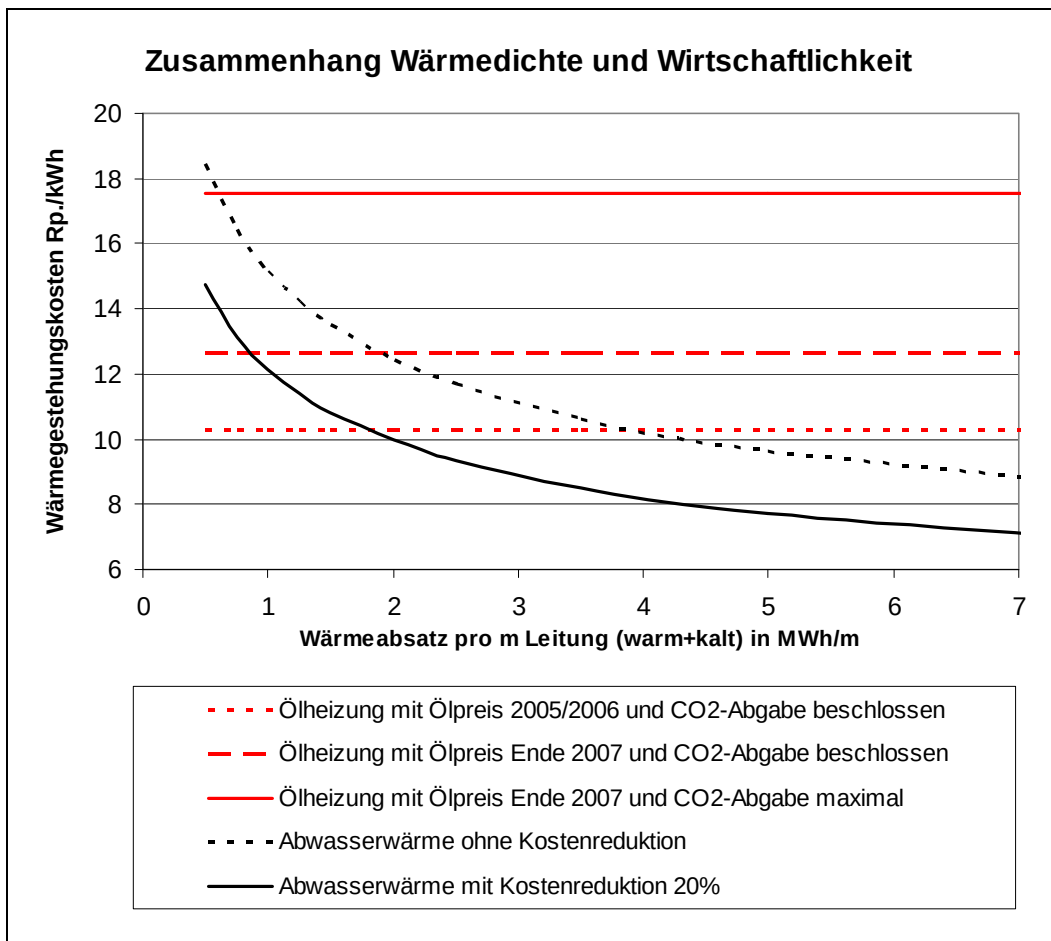


Abbildung 11: Wärmegestehungskosten der Abwasserwärmenutzung vor und nach Ausschöpfung der ermittelten Kostenreduktionspotenziale (Annahme 20 % Reduktion) in Abhängigkeit der Wärmedichte. Als Referenzgrösse zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit sind die Brennstoffkosten einer Ölheizung mit unterschiedlichen Abgabesätzen (Fr. 36.-- resp. 210.-- pro Tonne CO₂ - siehe Kap. 2.1) und Ölpreisen (2005/2006: 74 CHF/100 lit. resp. 2007: 95 CHF/100 lit.) eingezeichnet. Der Einfluss der CO₂-Abgabe auf die Abwasserwärme wird in der Grafik vernachlässigt, da der Anteil des Spitzekessels (falls überhaupt vorhanden) an der Wärmerzeugung i.d.R. nur 20 % beträgt.

2.3.3.2 Wärmeleistung

Die minimal erforderliche Wärmeleistung wird sich auch ohne Reduktion der Investitionskosten für Abwasserwärmenutzungsanlagen bereits mit einer CO₂-Abgabe von Fr. 36.--/t auf 2.7 MW verringern, unabhängig davon, ob die Wärme dem Abwasser im Kanal oder in der ARA entzogen wird.

Würde der Maximalansatz der CO₂-Abgabe (Fr. 210.--/t) erhoben oder ändern sich die Ölpreise entsprechend, so sinkt die minimal erforderliche Wärmeleistung massiv. Die Wirtschaftlichkeitsgrenze für die Abwärmenutzung des gereinigten Abwassers in der ARA liegt bei einer Wärmeleistung von 1 MW. Wird die Abwärme im Abwasserkanal entzogen, können auch Anlagen bis unter 500 kW konkurrenzfähig werden (siehe Abbildung 12).

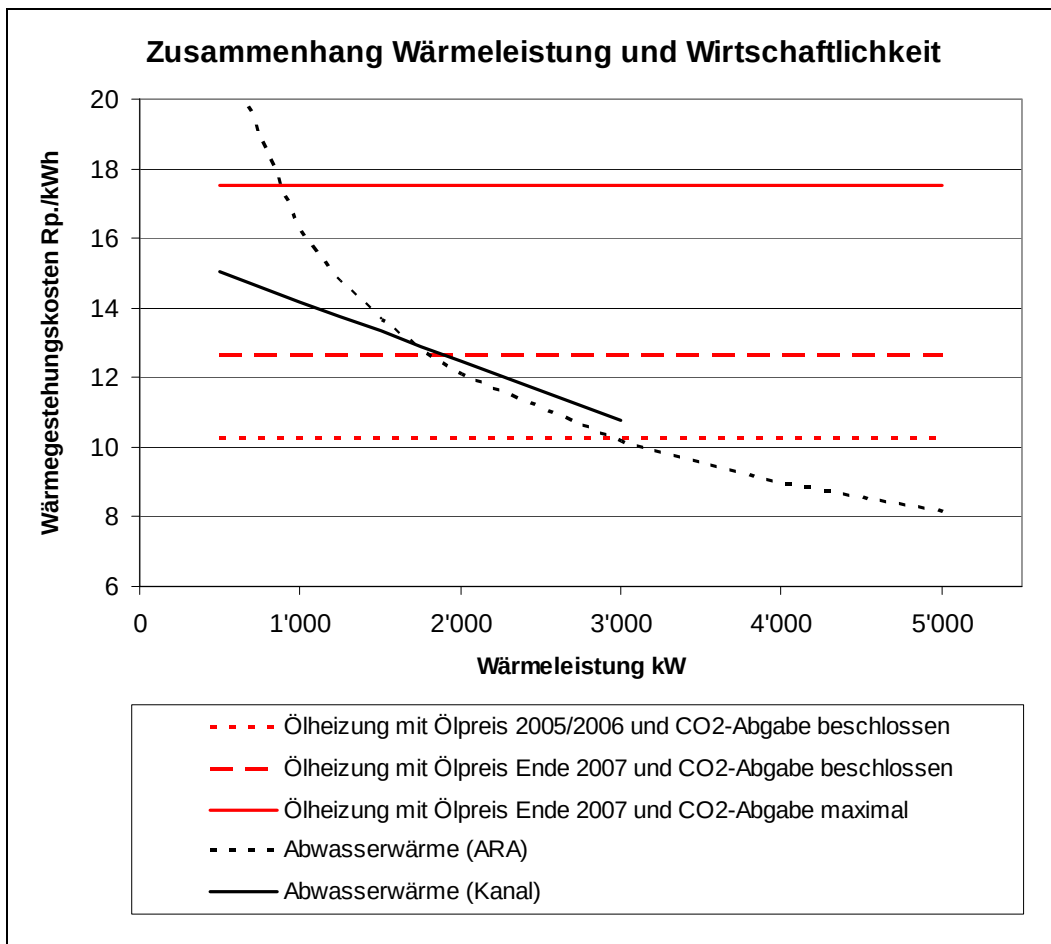


Abbildung 12: Wärmegestehungskosten der Abwasserwärmenutzung ohne Ausschöpfung der ermittelten Kostenreduktionspotenziale in Abhängigkeit des Wärmeleistungsbedarfs. Der Einfluss der CO₂-Abgabe auf die Abwasserwärme wird in der Grafik vernachlässigt, da der Anteil des Spitzenkessels (falls überhaupt vorhanden) an der Wärmerzeugung i.d.R. nur 20 % beträgt. Es zeigt sich, dass für ARA- und Kanalabwärme heute mit einer reduzierten CO₂-Abgabe die Wirtschaftlichkeit für Anlagen ab ca. 1'800 kW gegeben ist. Im unteren Leistungsbereich sind die Kanalanlagen wirtschaftlicher als ARA-Anlagen (aufgrund der linearen im Vergleich zur exponentiellen Regression). Dies ist bei der schmalen Datenbasis jedoch mit Vorsicht zu geniessen.

2.3.4 Fazit

Die Tabelle 6 auf der nachfolgenden Seite zeigt nochmals zusammenfassend, wie sich die Kriterien für eine wirtschaftliche Nutzung von Abwasserwärme ändern, wenn sich die Erdölpreise erhöhen resp. eine CO₂-Abgabe erhoben wird und die Kostenreduktionspotenziale weitgehend ausgeschöpft werden. Die angegebenen Schwellenwerte für die Wärmeleistungen sind mit Vorsicht zu geniessen, da sie insbesondere bei den Kanalanlagen auf einer schmalen Datenbasis beruhen (siehe Abbildung 5 auf Seite 35).

In Abbildung 13 sind dieselben Wirtschaftlichkeitsgrenzwerte im kontinuierlichen Verlauf dargestellt – in Abhängigkeit des Ölpreises resp. inkl. einer entsprechenden CO₂-Abgabe. Die Graphik zeigt, dass – ausgehend von einem Ölpreis von 74 CHF/100 lit. - die zu erwartenden Kostenreduktionspotenziale für die Abwasserwärmenutzung von 20 % die Voraussetzungen für die Nutzung der vorhandenen Abwärme gleichermassen verbessern wie eine Erhöhung des Ölpreises um 20 CHF/100 lit. (45 CHF/100 lit. entsprechen etwa dem Maximalansatz der CO₂-Abgabe von Fr. 210.--/t). Beide Kriterien in der Summe führen dazu, dass Abwasserabwärmenutzung in Zukunft bei Wärmedichten unter 1 MWh/m wirtschaftlich realisierbar ist.

Szenarien	Szenario 1 2005/2006 mit reduzierter CO ₂ - Abgabe*	Szenario 2 mit hohen Ölpreisen und reduzierter CO ₂ -Abgabe**	Szenario 3 mit hohen Ölpreisen und max. CO ₂ - Abgabe ***	Szenario 4 mit Kostenreduktion, hohen Ölpreisen und max. CO ₂ - Abgabe****
Kriterien				
Wärmeabsatz pro m Leitung	> 4 MWh/m	> 2 MWh/m	> 0.7 MWh/m	> 0.5 MWh/m
Wärmeleistung	> 3 MW (ARA) > 3.3 MW (K)	> 1.8 MW (ARA) > 1.8 MW (K)	> 0.9 MW (ARA) > 0.5 MW (K) (K: Schätzwert)	> 0.4 MW (ARA) > 0.3 MW (K) (Schätzwerte)

* Szenario 1: Ölpreis von 2005/2006 von 74 CHF/100 lit., CO₂-Abgabe von 36 Fr./Tonne, ohne Kostenreduktion.

** Szenario 2: Ölpreis Ende 2007 von 95 CHF/100 lit., CO₂-Abgabe von 36 Fr./Tonne, ohne Kostenreduktion.

*** Szenario 3: Ölpreis Ende 2007 von 95 CHF/100 lit., CO₂-Abgabe von 210 Fr./Tonne, ohne Kostenreduktion.

**** Szenario 4: Ölpreis Ende 2007 von 95 CHF/100 lit., CO₂-Abgabe von 210 Fr./Tonne, mit 20 % Kostenreduktion.

Tabelle 5: Kriterien für eine wirtschaftliche Nutzung von Abwasserwärme für die vier gewählten Szenarien. Die Schwellenwerte leiten sich aus der Abbildung 11 und Abbildung 12 ab. Die Werte für die Szenarien 3 und 4 bzgl. Wärmeleistung wurden z.T. geschätzt, da in diesem Bereich die Unsicherheit der Regressionskurven zu gross wird. (ARA): Abwärmenutzung aus dem gereinigten ARA-Wasser, (K): Abwärme aus dem Abwasserkanal.

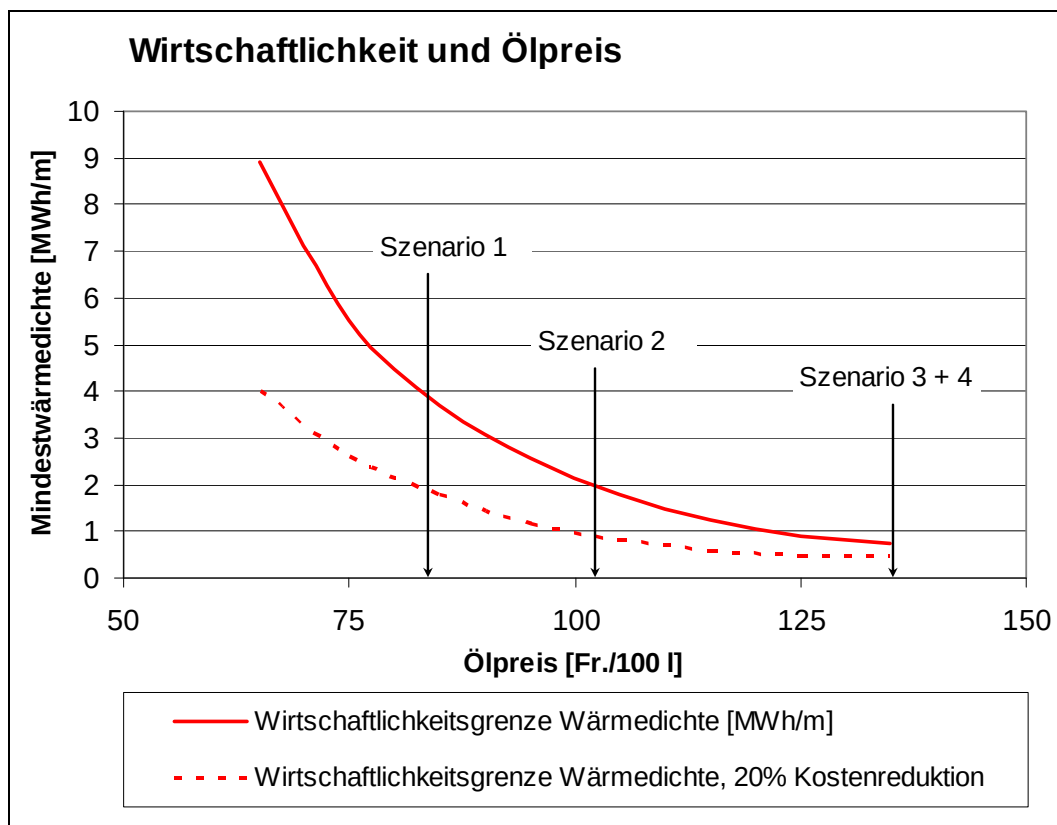


Abbildung 13: Minimal nötige Anschluss-Wärmedichten für die Wirtschaftlichkeit der Abwasserwärmenutzung in Abhängigkeit des Ölpreises (inkl. CO₂-Abgabe). Als Referenz zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit sind die Brennstoffkosten einer Ölheizung zugrundegelegt (siehe auch Abbildung 11). Besonders hoch ist die Sensitivität im Preisbereich 65 bis 95 CHF/100 lit. Öl für Anlagen zu heutigen Kosten: Die Mindestwärmedichte reduziert sich hier von 9 MWh/m auf unter 3 MWh/m. Die Szenarien 1 bis 4 werden in der Tabelle 6 im Fussnotentext erläutert.

3 Abwärmepotenzial

3.1 METHODIK

Die in vorliegender Studie angewendete Methode zur Potenzialermittlung wurde für diesen Bericht durch die Dr. Eicher+Pauli AG in Absprache mit der Begleitgruppe neu entwickelt. Sie berücksichtigt das Potenzial des gereinigten Abwassers der grossen ARA's und ermöglicht erstmals, das Nutzungspotenzial aus dem Wärmeangebot im Vergleich zur möglichen Wärmenachfrage im Umkreis der Anlagen zu ermitteln. Dazu wurden zwei Methoden entwickelt, welche sich gegenseitig ergänzen resp. zur Validierung eignen.

3.1.1 Potenzialdefinitionen

Da sich in der Literatur verschiedene Definitionen für (Abwasserwärme)potenziale finden (s. z.B. Energieperspektiven [1], S. 59 ff.), sollen zunächst die für die vorliegende Untersuchung geltenden Definitionen beschrieben werden. Für alle Definitionen handelt es sich immer um das Wärmepotenzial allein des Abwassers; bei einer realen Nutzung der Abwärme in einer bivalenten Anlage mit Wärmepumpe und Spitzenkessel erhöht sich das totale Wärmepotenzial entsprechend der zugeführten Endenergie (Strom und beispielsweise Erdgas, siehe dunkelrote Fläche in Abbildung 14).

Theoretisches Abwasserwärmepotenzial (TP): Abkühlung des gesamten Abwasserabflusses nach der Reinigung in der ARA von durchschnittlich 13.5°C auf 5°C. Das gesamte warme Abwasser wird dabei aus dem gemessenen durchschnittlichen ARA-Tagesabfluss der Monate Oktober bis Juni jeder einzelnen ARA der Grössenklasse 1 bis 3 (grösser als 10'000 Einwohnergleichwerte, 296 Anlagen) auf 365 Tagen pro Jahr hochgerechnet. Die durchschnittliche Abwassertemperatur von 13.5°C wird für vier Monate um 2 Kelvin erhöht (Sommer) und für vier Monate um 2 Kelvin reduziert (Winter).

Technisch nutzbares Potenzial (NP): Abkühlung von 90 % des gesamten Abwasserabflusses (siehe Definition oben) auf 5°C nach der Reinigung in der ARA. Als Abwassertemperatur wird die gegenüber der mittleren Temperatur um 2 Kelvin reduzierte Wintertemperatur verwendet (Auslegung auf Tagesmittelabfluss der grossen ARA während trockener Heizperiode). Daraus ergibt sich die gerade Linie in Abbildung 14 (konstante Abwärmeleistung).

Wirtschaftliches Potenzial (WP): Im besten Fall entspricht das WP dem technisch nutzbaren Potenzial (NP). Berücksichtigt wird hier, dass das NP meist durch die Abnehmerseite eingeschränkt wird. Einschränkungsfaktoren: Zu geringe Gebäude- resp. Wärmedichte im Umkreis der ARA (< 320 MWh pro jeder betrachteten Hektar und Jahr), zu kleine Wärmeabnahmemenge für den wirtschaftlichen Betrieb einer bivalenten Wärmepumpe-Anlage (< 4'000 MWh pro Jahr bei der Annahme von 2'000 Volllaststunden¹²), Anlageauslegung auf den Winterfall (geringe Nutzung der Abwärme in den Sommermonaten, siehe Abbildung 14).

Kanalpotenzial: Die wirtschaftliche Nutzung dieses Potenzials ist nur in grossen Sammelkanälen möglich. Hier kann man davon ausgehen, dass sich die Kanal-Wassertemperatur bereits stark abgekühlt hat und etwa der ARA-Wassertemperatur entspricht. Somit ist das Kanal-Abwärmepotenzial im Einzugsgebiet einer ARA im ARA-Potenzial enthalten, d.h. die Nutzung von Kanalabwärme führt zur entsprechenden Reduktion der ARA-Abwärme. Daher wird das Kanalpotenzial nicht näher untersucht.

¹² Gemäss den Wirtschaftlichkeitskriterien in Abschnitt 2.3.4 beim Szenario der Kostenreduktion bei Abwasserwärme.

Potenzialbegriffe und Anlagenauslegung Abwärmenutzung aus Abwasser

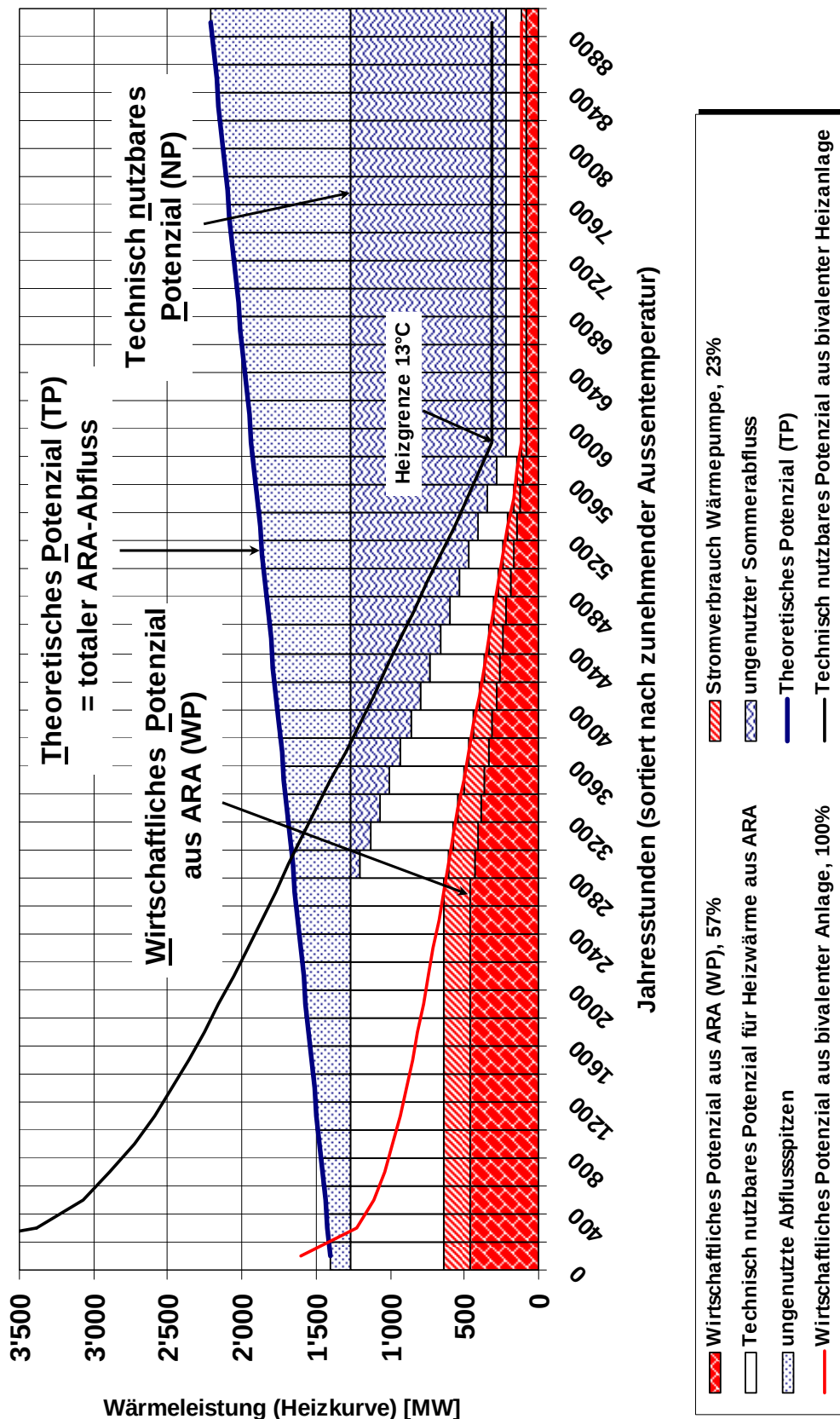


Abbildung 14: Illustration der Abwärmepotenziale am Beispiel der ARA Dübendorf. Die Definitionen für die verschiedenen Potenziale finden sich auf der vorangehenden Seite. Es zeigt sich, dass der ungenutzte Trockenabfluss (blau gepunktete Fläche) einen erheblichen Anteil des nutzbaren Potenzials ausmacht. Mögliche Anwendungen zu Kühlzwecken könnten dieses Potenzial nutzbar machen, doch wurde diese Nutzungsart hier nicht untersucht (s. auch Beschreibung in Abbildung auf Seite 8).

3.1.2 Daten zu den Abwasserreinigungsanlagen der Schweiz (ARA-Daten)

Eine wichtige Grundlage für die Potenzialermittlung bildet eine Liste aller Abwasserreinigungsanlagen der Schweiz (Stand 2002 mit teilweiser Aktualisierung 2007), welche durch die Ryser Ingenieure AG zur Verfügung gestellt wurde (siehe auch [11]). Darin sind nebst den Landeskoordinaten jeweils auch Angaben über Anlagekapazität, Abflussmengen und Abwassertemperaturen¹³ enthalten, welche für das Wärmeangebotspotenzial nötig sind (siehe Abschnitt 3.1.1). Insgesamt sind darin für die Schweiz 878 ARA's aufgeführt. Davon gehören 296 Anlagen zur Grössenklasse 1 bis 3 (Ausbaugrösse grösser als 10'000 Einwohner-Gleichwerten). Die Daten-Analyse zeigt, dass diese 296 ARA allein über 90 % der gesamten Abwassermenge liefern (siehe Abbildung 16). Es werden daher für alle weiteren Betrachtungen und Berechnungen nur diese Anlagen berücksichtigt. Abbildung 15 zeigt die räumliche Verteilung dieser Anlagen. Wie zu erwarten war, befinden sich die grössten Anlagen jeweils in den Seidlungsballungsräumen, was grundsätzlich eine gute Voraussetzung für eine Abwärmenutzung ist.

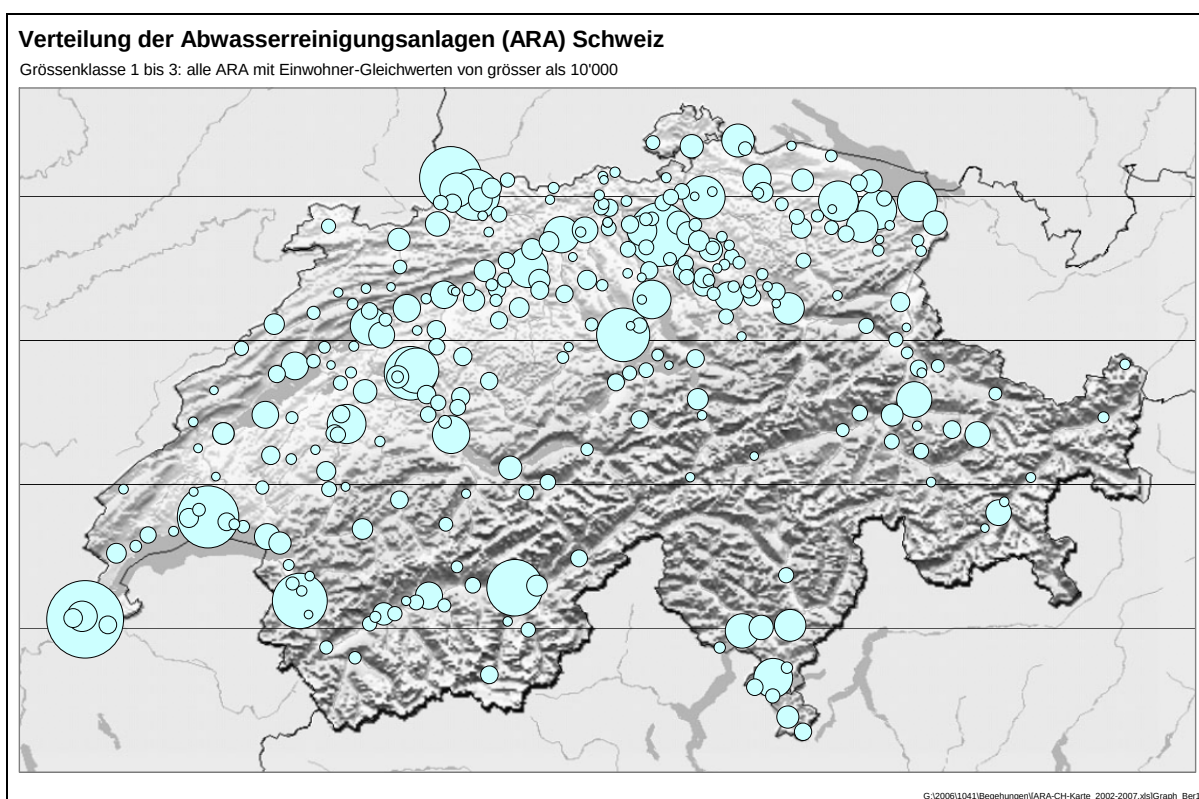


Abbildung 15: Räumliche Verteilung der 296 ARA in der Schweiz, mit einer Kapazität grösser als 10'000 Einwohnergleichwerten (Grössenklasse 1 bis 3). Die Kreisflächen sind jeweils proportional zu den Einwohnergleichwerten der einzelnen ARA.

Zur Potenzialermittlung werden zunächst nur 12 ARA im Kanton Zürich exemplarisch untersucht (siehe Kapitel 3.1.4). Um zu prüfen, ob die darauf basierende Hochrechnung auf die gesamte Schweiz überhaupt vertretbar ist, wurde die Grössenklassenverteilung der Anlagen in Zürich mit jener der gesamten Schweiz analysiert. Abbildung 17 zeigt, dass die Korrelation der Häufigkeitsverteilung aller Grössenklassen sehr schlecht ist ($R^2 = 0.46$). Doch werden nur die relevanten Grössenklassen 1 bis 3 betrachtet, ergibt sich eine vertretbare Korrelation ($R^2 = 0.78$).

¹³ Temperaturen liegen nur für die Anlagen im Kanton Zürich vor, Datenquelle: AWEL, Amt für Abfall, Wasser, Energie und Luft.

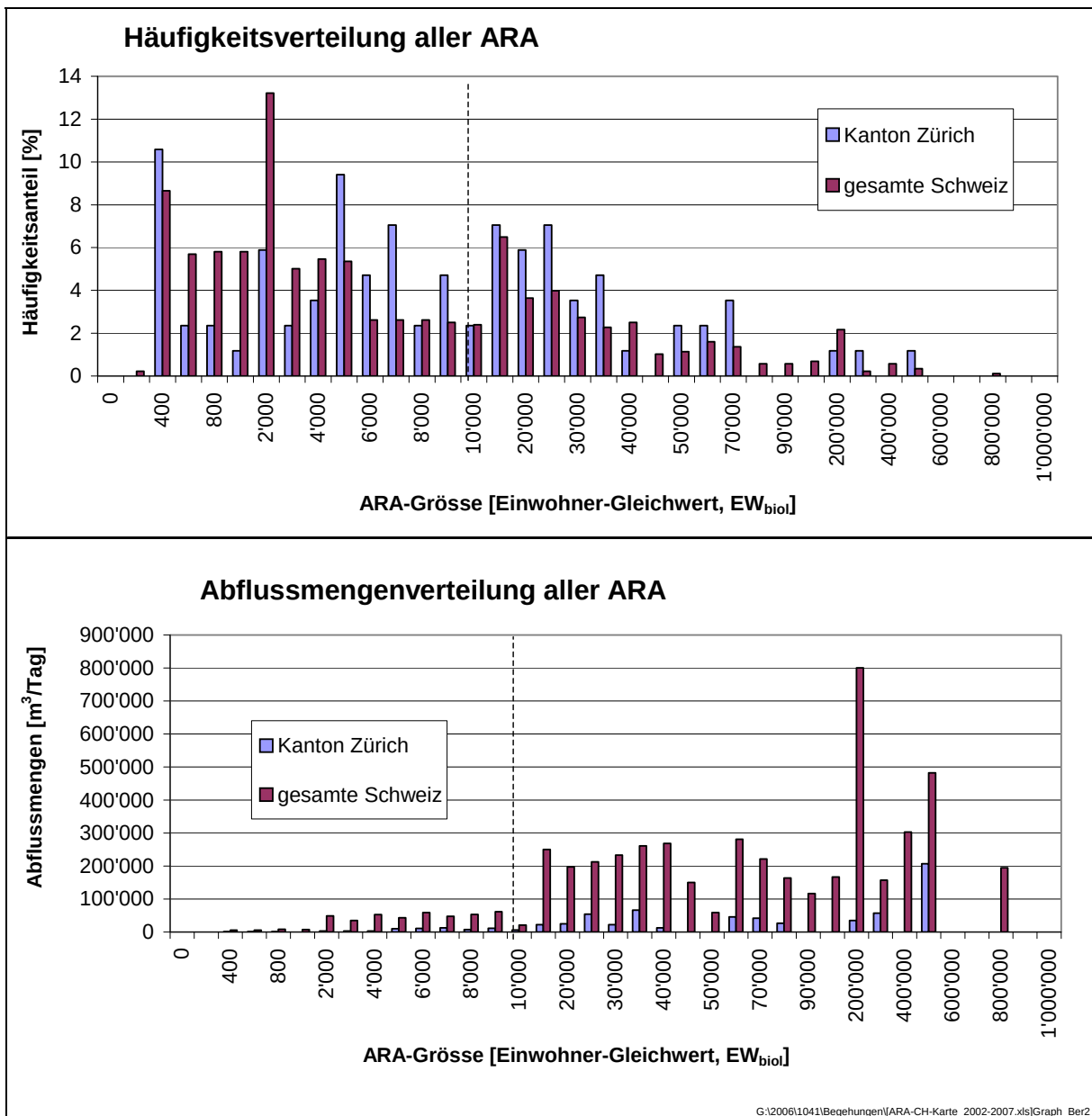


Abbildung 16: Verteilung der ARA-Grösse in der gesamten Schweiz und im Kanton Zürich bezüglich Anzahlhäufigkeit (oben) und Abflussmengen (unten). Die Abflussmengen sind proportional zum Abwärmepotenzial; die Verteilung verdeutlicht, dass bei einer ARA-Grösse kleiner als 10'000 Einwohnergleichwerte (Grössenklasse > 3) ein sehr kleines Abwärmepotenzial vorhanden ist, welches bei der Potenzialermittlung nicht berücksichtigt wird.

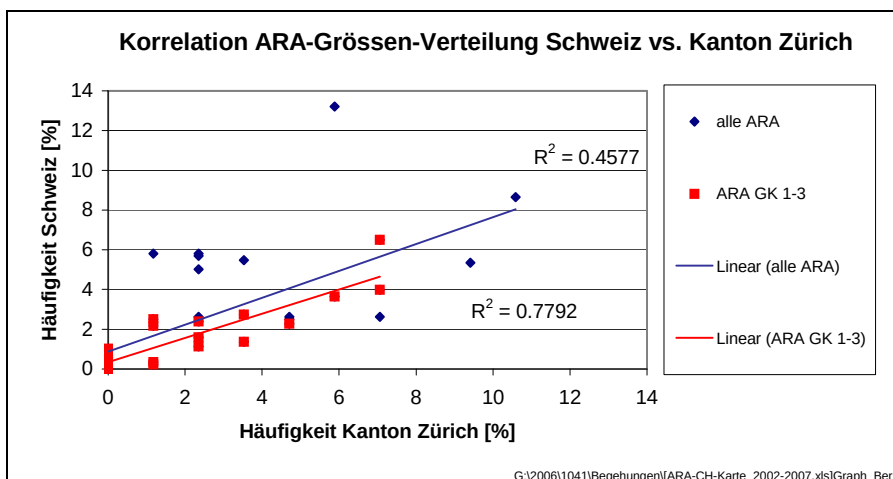


Abbildung 17:

Korrelation der ARA-Grössenhäufigkeitsverteilung der Anlagen in der gesamten Schweiz mit jenen des Kantons Zürich. Für die weiter untersuchten Grössenklassen 1 bis 3 ergibt sich eine gute Korrelation ($R^2 = 0.78$).

3.1.3 Geoinformationen - GIS-Daten

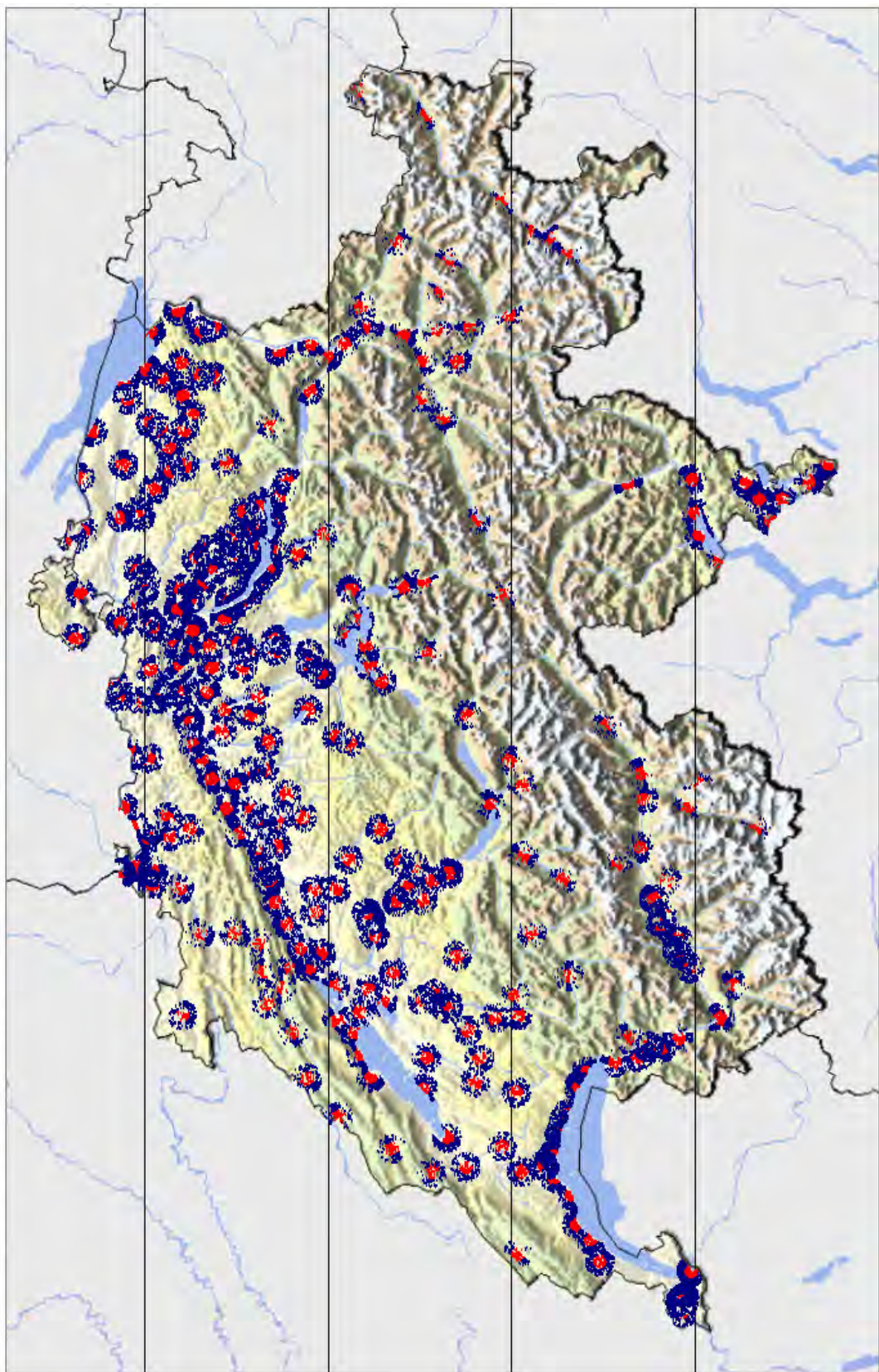
Für die Beurteilung des Wärmeabnahmepotenzials im Umkreis der 296 untersuchten ARA werden folgende Geoinformationen vom Bundesamt für Statistik (im Folgenden ‚GIS-Daten‘ genannt) verwendet [6]:

- Geodaten der Arealstatistik nach Nomenklatur 1992/1997 mit 25 Nutzungsarten (BN25): Bestimmung der Bodennutzung in Hektarauflösung. Das entsprechende Daten-File liefert für jede der 4.1 Mio. Hektaren der schweizerischen Landesfläche einen Flächennutzungscode. Details zur Datenstruktur finden sich im Anhang 7.1 ab Seite 73.
Für die Potenzialermittlung von Relevanz sind die Hektarflächen des Hauptbereichs ‚Siedlungsflächen‘ (neun Nutzungsarten, Nr. 17 - 25), welche im Umkreis von vier Kilometern um die ARA's liegen. Das Ergebnis dieser ersten groben Datenfilterung ist in Abbildung 18 ersichtlich.
- Volks- und Gebäudezählung 2000: Koordinatenzuweisung für alle erfassten Gebäude im Rahmen der eidgenössischen Volkszählung 2000. Das Daten-File liefert pro Datensatz 250 Merkmale über Bevölkerung und Haushalte und 245 bzw. 415 Merkmale über Gebäude und Wohnungen, auf Hektaren aggregiert.
Für die Potenzialermittlung von Relevanz sind die Datenmerkmale des Teils ‚Gebäude- und Wohnungserhebung‘. Details dazu finden sich im Anhang 7.2 ab Seite 75.
- Betriebszählung 2005, BFS GEOSTAT: Im Rahmen der eidgenössischen Betriebszählung 2005 wurden für alle erfassten Arbeitsstätten (Sektor 2 und 3) Koordinaten bestimmt. Rund 1'000 Merkmale über Betriebe und Beschäftigte nach Voll- und Teilzeit und der NOGA (Allgemeine Systematik der Wirtschaftszweige) wurden auf Hektaren aggregiert.
Für die Potenzialermittlung von Relevanz sind die totale Anzahl Beschäftigte pro Hektar. Die Umrechnung in beheizte Bruttogeschossflächen erfolgt über Personenflächen gemäss Tabelle in Anhang 7.3.

Verwendete visuelle Geoinformationen über online verfügbare Browser werden im folgenden Abschnitt erläutert.

GIS-Daten Schweiz

rote Flächen: Siedlungsflächen um ARA 1-3 im Abstand von 0 bis 2 Kilometer
blaue Flächen: Siedlungsflächen um ARA 1-3 im Abstand von 2 bis 4 Kilometer



R:\Techpro\GIS\ARA-Potenzial_06.10.41\ARA-Siedlung-4_Karte-CH.xls\Karte_BerA

Abbildung 18: Siedlungsflächen in Hektarauflösung im Umkreis von zwei (rote Punkte) respektive zwei bis vier (blaue Punkte) Kilometern rund um die Abwasserreinigungsanlagen der Grössenklasse 1 - 3. Im Hauptbereich Siedlungsflächen sind folgende Nutzungsarten (von total 25, BN25) enthalten: Gebäudeflächen, Gebäudeumschwung, Industriegebäude, Industrieumschwung, besondere Siedlungsflächen, Erholungs- und Grünanlagen, Strassenareal, Bahnareal, Flugplatzareal.

3.1.4 Berechnungsmethoden

Als wichtige Grundlage zur Potenzialermittlung dient eine Liste aller Abwasserreinigungsanlagen (ARA) der Schweiz. Nähere Angaben zu dieser Datengrundlage liefert vorangehender Abschnitt 3.1.2. Im Verlaufe der Arbeit wurden zwei Methoden zur Potenzialermittlung entwickelt. Die Handmethode geht von Einzelanlagenbetrachtung im Kanton Zürich als Modellregion aus und ermöglicht eine einfache Validierung der GIS-Datenbank gestützten, automatisierten Methode. Beide Methoden werden im Folgenden erläutert.

3.1.4.1 Handmethode Modellregion Kanton Zürich

Bei dieser Methode werden 12 konkrete Anlagen in Kanton Zürich untersucht. Folgende Hilfsmittel werden für die Untersuchung eingesetzt:

- Teilweise Begehungen vor Ort
- GIS-Browser des Kantons Zürich: Landeskarten, Übersichtsplan [7]
- GIS-Browser: Energieplan 2002 [7]
- GIS-Browser: Summe des bestehenden Gebäudevolumens im ha-Raster - Stand Oktober 2004 im Anlagen-Umkreis (siehe Abbildung 19) [7]

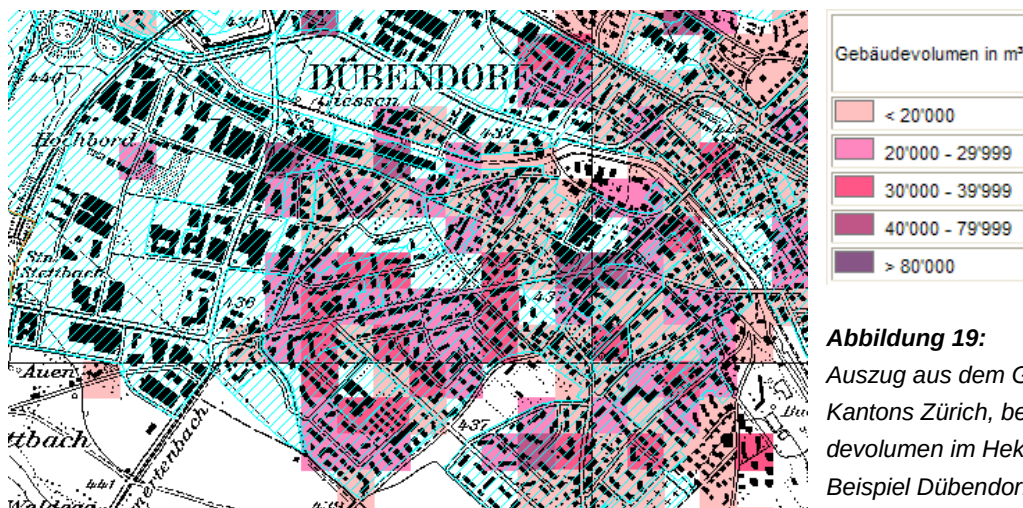


Abbildung 19:
Auszug aus dem GIS-Browser des Kantons Zürich, bestehende Gebäudevolumen im Hektar-Raster, Beispiel Dübendorf [7]

Pro Anlage werden die ermittelten Informationen zusammengetragen und in einem Excel-Tool das jeweilige nutzbare Wärmepotenzial errechnet. In der Abbildung 20 sind die hierzu verwendeten Parameter ersichtlich. Für die Ermittlung der Wärmenachfrage im Gebiet der ARA werden die wichtigsten Eingabe-Parameter kurz erläutert:

- Trassemeter Fernwärmeleitung [m]: Grobe Erschliessung des zu versorgenden Gebietes
- Wärmeenergiebedarf Heizung und Warmwasser [kWh/m² EBF]: Wohnen 120, Industrie 80
- Anschlussgrad (Abschätzung) [%]: Ölversorgung 75, Fernwärme 50, Holz 0
- Fläche des untersuchten Gebiets [ha]: Ermittelt mit GIS-Browser-Flächenmessungs-Tool
- Gebäudevolumendichte (Durchschnitt) [m³/ha]: falls < 20'000 gemäss GIS-Karten (siehe Abbildung 19), dann bei EFH 5'000, Industrie 8'000, MFH 15'000. Andernfalls jeweils Mittelwert des Bereichs

Das wirtschaftlich nutzbare Wärmepotenzial (WP) wird jeweils aus der Wirtschaftlichkeitsanforderung von 2 MWh Wärmeabsatz pro Laufmeter Fernwärme-Trasse und Jahr sowie der minimalen Grösse einer bivalenten Anlage (Design: 20 % Erdgaskessel, 80 % Wärmepumpe mit COP 3.5) von $P_{th} > 1'500 \text{ kW}$ begrenzt. Dies entspricht dem Szenario 2 „hohe Ölpreise und reduzierte CO₂-Abgabe“ der Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen in Abschnitt 2.3.4, welches als wahrscheinlichstes Szenario bis ca. 2012 angenommen wird.

Im Anschluss an die Potenzialermittlung jeder der 12 Anlagen erfolgt die Hochrechnung auf die gesamte Schweiz. Dabei werden die Ergebnisse proportional zur ARA-Grösse (Einwohnergleichwerte) auf alle 296 übertragen. Details der Hochrechnungsmethode finden sich in Abschnitt 3.2.2 auf Seite 56.

ARA DUEBENDORF				
Allgemeine Daten zur ARA per 2007				
ARA-Kürzel	Grösse [EW _{Biol}]	Abwasser: Tagesmittel [m3/Tag]	Abwasser: Tagesmittel Okt bis Jun [m3/Tag]	Abwasser: Temperatur Okt bis Jun [°C]
019101	66'667	22'000	19'980	14.0
Potenzialberechnungen und Auslegung Wärmenutzung der ARA				
	TP [MWh/a] 1)	NP [MWh/a] 2)	NP-Wärmeproduktion [MWh/a] 3)	WP [MWh/a]
Wärmepotenzial ARA	76'209	53'346	93'375	38% von TP, 54% von NP
dito, Auslegung (s. Graphik)	76'209	53'346		
Wärmeabnehmerpotenzial im Gebiet			50'827	29'038
dito, Auslegung (s. Graphik)			50'730	28'983
1) Totales ARA-Abwärmepotenzial: Durchschnittliche Wassermenge pro Tag (Oktober bis Juni, 8'760h/a), Entzug auf 5 K, 4 Monate Sommer- (Durchschnitt +2K) und 4 Monate Wintertemperatur (Durchschnitt -2K) 2) Nutzbares ARA-Abwärmepotenzial: 90% von durchschnittlicher Wassermenge pro Tag (Oktober bis Juni, 8'760h/a), Entzug auf 5 K, nur Wintertemperatur 3) Nutzbares Wärmeproduktionspotenzial mit bivalenter Anlage (20% Erdgaskessel, 80% Wärmepumpe mit COP 3.5) resp. Abnehmerpotenzial				
weitere Auslegungsparameter	Auslegungswert	Einheit	SOLL-WERT	Bemerkungen
Deckungsgrad WP	80%		80%	
Leistungsanteil	40%		40%	
COP	3.5			
Vollbetriebsstunden Heizung	2000 h		2'000	
Vollbetriebsstunden Warmwasser	8760 h		8'760	
Heizgrenze	13.0 °C		13.0	
Wärmeabnehmer im Einzugsgebiet der ARA				
Grundlage für Wirtschaftliches Potenzial WP				
Parameter für Wärmeabsatz	Einheit	Schwamendingen	Dübendorf	Industrie Dübendorf
Trasseemeter Fernwärmeleitung	[m]	9'400	6'700	2'500
spez. Wärmeenergiebedarf Heizung	[kWh/m ² EBF]	100	100	80
dito, BWW	[kWh/m ² EBF]	20	20	0
Anschlussgrad (Abschätzung)	[%]	50	50	50
Fläche des untersuchten Gebiets	[ha]	106	46	49
Gebäudevolumendichte (Durchschnitt)	[m ³ /ha]	15'000	15'000	8'000
beheiztes Gebäudevolumen	[m ³]	1'590'000	690'000	392'000
Energiebezugsfläche	[m ²]	530'000	230'000	130'667
anschliessbare Wärme Heizung	[MWh]	26'500	11'500	5'227
dito, BWW	[MWh]	5'300	2'300	0
Totales Wärmeabnahmepotenzial	[MWh]	31'800	13'800	5'227
Leistungs-Auslegung Heizung	[kW]	13'250	5'750	2'613
dito, BWW	[kW]	605	263	0
Leistung Wärmepumpe	[kW]	5'542	2'405	1'045
Wärmeabsatz pro Trasseemeter (wirtschaftlich falls > 2.5 MWh/m)	MWh/m	3.4	2.1	2.1

Abbildung 20: Auszug aus dem Excel-Tool zur Berechnung des nutzbaren Wärmepotenzials NP resp. des wirtschaftlichen Potenzials WP bei Betrieb einer bivalenten Anlage (Wärmepumpe mit COP von 3.5 und Spitzenkessel mit 60 % Leistungsanteil und 20 % energetischer Deckungsgrad), Beispiel ARA Dübendorf. Die Daten korrespondieren mit der Graphik der Abbildung 14 auf Seite 48. Darin ist z.B. ersichtlich, dass die Wärmepumpe auf eine Leistung von total 5.5 + 2.4 + 1.0 = 8.9 MW ausgelegt wird (siehe zweitunterste Zeile in dieser Abbildung).

3.1.4.2 GIS-Datenbank gestützte, automatisierte Methode für die gesamte Schweiz

Bei dieser Methode wird die bekannte ARA-Verteilung in der Schweiz mit den in Abschnitt 3.1.3 beschriebenen GIS-Daten gemäss folgendem Bearbeitungsablauf verknüpft:

Input	Arbeitsschritte	Output
- Input 1: Hektar-codierte Liste aller ARA grösser als 10'000 Einwohnergleichwerte (enthält bereits das technisch nutzbare Potenzial (NP) jeder ARA¹⁴ (296 Zeilen) - Input 2: Hektar-codierte Liste der Arealstatistik 1997 (4'100'000 Zeilen)	- Einlesung in Access - Filterung aller Hektaren im Umkreis von 4 Kilometern rund um jede ARA¹⁵ mit Siedlungsflächen (Kategorie 4 der vier Hauptbereiche¹⁶) 2. Rechendurchgang: Filterung aller Hektaren im Umkreis von 3 Kilometern rund um jede ARA	- Output 1a: Hektar-codierte Liste der Siedlungsflächen gemäss Arealstatistik 1997 im Umkreis der ARA bis 2 Kilometer, 72'000 Zeilen - Output 1b: dito, 2-4 Kilometer, 121'000 Zeilen Ergebnis siehe Abbildung 18 - Output 1c: dito, 3 Kilometer, 126'000 Zeilen
- Input 1 - Output 1c - Input 3: Hektar-codierte Liste der Gebäudeerhebung aus der Volkszählung 2000 (360'000 Zeilen)	- Einlesung in Access - Filterung aller Hektaren der Gebäudeerhebung gemäss Output 1c. - Summierung des Wärmeabnahmepotenzials aller Wohn- und sonstigen Gebäude pro ARA, Annahme eines Anschlussgrades von 100 %	- Output 2c: Hektar-codierte, gefilterte Liste aller Wohnflächen (75'000 Zeilen) - Output 3c: ARA-codierte Liste mit dem Wärmeabnahmepotenzial¹⁷ für alle Wohn- und sonstige Gebäude im Umkreis von 3 Kilometern (296 Zeilen)
- Input 1 - Input 4: Hektar-codierte Liste der Betriebszählung 2005 (132'000 Zeilen) - Input 5: Liste Betriebszählung 2005 mit allen Personenflächen je Sektorabteilung (55 Zeilen)	- Einlesung in Access - Filterung aller Hektaren im Umkreis von 3 Kilometern rund um jede ARA mit Beschäftigten in den Sektoren Industrie und Dienstleistung - Summierung des gesamten Wärmeabnahmepotenzials der Industrie pro ARA	- Output 4: Hektar-codierte, gefilterte Liste aller Arbeitsplatzflächen (132'000 Zeilen) - Output 5c: ARA-codierte Liste mit dem Wärmeabnahmepotenzial¹⁸ für alle Industrie- und Dienstleistungsgebäude im Umkreis von 3 Kilometern (296 Zeilen)
- Output 1c - Output 2c - Output 4	- Berechnung des Wärmeabnahmepotenzials aller beheizten Wohngebäude unter Berücksichtigung des zu erwartenden Anschlussgrades¹⁹ und der resultierenden Wärmedichte - Filterung aller Hektaren, welche die nötige Wärmedichte erreichen²⁰	- Output 3c-Filter: Hektar-codierte, gefilterte Liste aller Wohngebäude-Hektaren mit der erforderlichen Wärmedichte pro ARA (5'000 Zeilen) - Output 5c-Filter: Hektar-codierte, gefilterte Liste aller Industriegebäude-Hektaren mit der erforderlichen Wärmedichte (2'000 Zeilen)
- Input 1 - Output 3c-Filter - Output 5c-Filter	Aufsummierung aller erschliessbarer Hektaren und Bestimmung der Trasslänge für das nötige Nahwärmenetz pro ARA²¹. Berücksichtigung der gesamten absetzbaren Wärmemenge je ARA²²	Output 6c-Wohnen/Industrie: ARA-codierte Liste mit dem wirtschaftlichen Wärmeabnahmepotenzial für alle beheizten Gebäude im Umkreis von 3 Kilometern (296 Zeilen)

¹⁴ Nutzbares Potenzial gemäss Potenzialdefinition in Abschnitt 3.1.1.

¹⁵ Bei Überschneidung mit einem konzentrischen Kreis einer anderen ARA (v. a. beim Kreis von 2 bis 4 Kilometern) wird jeweils die mehrfach vorkommende Hektarfläche zufällig nur einer ARA zugeordnet.

¹⁶ Die Kategorie 'Siedlungsflächen' aggregiert neun der 25 Nutzungsarten: Nr. 17 bis Nr. 25; namentlich Gebäudeflächen, Gebäudeumschwung, Industriegebäude, Industrieumschwung, besondere Siedlungsflächen, Erholungs- und Grünanlagen, Strassenareal, Bahnareal, Flugplatzareal.

¹⁷ Errechnet aus der Wohnfläche (= EBF) der Gebäudeerhebung und dem geschätzten spezifischen Wärmebedarf von $Q_H = 100 \text{ kWh}/(\text{m}^2_{\text{EBF}}\text{a})$ und $Q_{\text{WW}} = 20 \text{ kWh}/(\text{m}^2_{\text{EBF}}\text{a})$

¹⁸ Errechnet aus der Personenfläche multipliziert mit der Anzahl Beschäftigten pro Sektorabteilung der Betriebszählung 2005 und dem geschätzten spezifischen Wärmebedarf von $Q_H = 80 \text{ kWh}/(\text{m}^2_{\text{EBF}}\text{a})$, Annahme: kein Warmwasserbedarf.

¹⁹ Bei bestehender Heizung mit Fernwärme, Holz, Sonnenkollektor: 0 %; Erdgas: 50 %; Erdöl: 75 %; Wärmepumpe: 25 %; Elektrizität, Kohle: 100 %.

²⁰ Mindestanforderung an die Wärmedichte jeder Hektare für eine wirtschaftliche Erschliessung: 320 MWh pro Hektar und Jahr.

²¹ Pro Hektar werden pauschal 160 Meter Trasslänge eingesetzt (bei den 12 Anlagen der Handmethode ergaben sich durchschnittlich 130 Meter pro Hektar, was eher zu wenig ist).

²² Mindestanforderungen an die gesamte absetzbare Wärmemenge pro ARA: 2.0 MWh Wärmeabnahme pro Jahr und Trasse-meter der Nahwärmeleitung sowie 4'000 MWh gesamte Wärmeabnahmemenge pro Jahr (bei Betrieb einer bivalenten Wärmepumpe-Anlage).

3.2 ERGEBNISSE WÄRME-POTENZIAL ARA

3.2.1 Theoretisches Abwasserwärmepotenzial Schweiz

Für das theoretische Abwasserwärmepotenzial (TP) aller 296 ARA der Schweiz (Definition siehe Abschnitt 3.1.1) ergibt sich 15.84 TWh erneuerbare Wärmeenergie pro Jahr (Umrechnung: 1 TWh = 1 Terawattstunde = 1 Milliarde kWh = 3.6 Petajoule, PJ). Das technische nutzbare Potenzial (NP) liegt etwas tiefer bei 10.87 TWh/a. Bei typischer Anlageauslegung (maximale Leistung aufgrund des winterlichen Wärmeleistungsbedarfs) können davon wiederum nur 54 % resp. 5.87 TWh/a genutzt werden. In Abbildung 14 entspricht dies der hellroten Fläche 'Wirtschaftliches Potenzial aus ARA' für den Fall, dass das gesamte Angebot der ARA wirtschaftlich abgesetzt werden könnte. Daraus resultiert bei Annahme einer bivalenten Anlage mit Wärmepumpe (80 % Jahresenergie-Deckungsgrad, COP = 3.5) und Spitzenlastkessel (20 % Deckungsgrad) ein maximales Niedertemperatur-Wärmeangebot von 10.27 TWh pro Jahr (davon also 5.87 TWh/a erneuerbare Energie aus der ARA). In Abbildung 14 entspricht dies wiederum dem 'Wirtschaftlichen Potenzial aus bivalenter Anlage' (siehe auch erste vier Spalten in Tabelle 6 auf folgender Seite).

3.2.2 ARA-Potenzial Handmethode

Die Handmethode wurde bei 12 Anlagen im Kanton Zürich angewendet. Zur Hochrechnung auf die gesamte Schweiz wurden die Ergebnisse mit dem technisch nutzbaren Potenzial (NP) jeder ARA in Beziehung gebracht und die lineare Regressionskurve bestimmt (siehe Abbildung 21). Unter Berücksichtigung von 10 von 12 Anlagen ergibt sich ein Korrelationskoeffizient von 0.983. Die Steigung von 93 % bedeutet, dass für die untersuchten (kleineren) ARA's das technisch nutzbare Potenzial immer zu 93 % wirtschaftlich genutzt werden kann, d.h. die Wärmenachfrage im Umkreis der ARA ist nicht limitierend und proportional zum ARA-Angebot. Bei grossen Anlagen (NP grösser als 75'000 MWh/a) ist dies natürlich nicht mehr gegeben; die Steigung der Regressionsgerade wurde hier auf 0.25 reduziert.

Unter Berücksichtigung der Bevölkerungsdichte (proportional zur Wärmedichte) im Umkreis der ARA wurden anschliessend einzelne ARA gefiltert, welche zu geringe Wärmenachfragedichten aufweisen. Das wirtschaftliche Wärmepotenzial (WP) der Handmethode beläuft sich somit auf 3.94 TWh pro Jahr oder 38 % des möglichen Potenzials von 10.27 TWh pro Jahr (siehe auch Tabelle 6 auf folgender Seite).

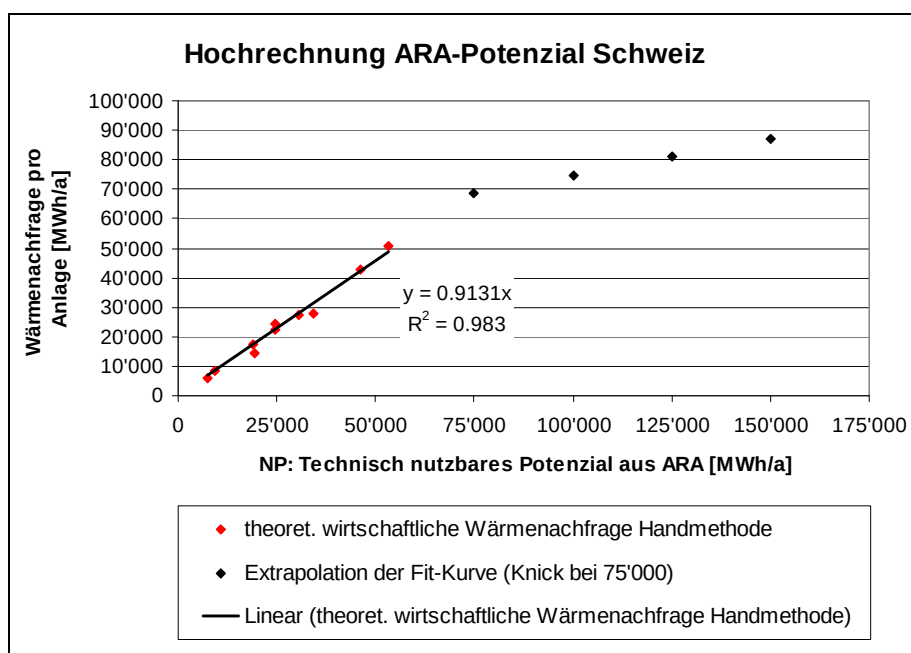


Abbildung 21:

Korrelation der wirtschaftlich abdeckbaren Wärmenachfrage von 10 ausgewerteten Anlagen in der Modellregion Zürich mit dem technisch nutzbaren Potenzial (TP) der ARA. Der Knick bei NP = 75'000 MWh/a berücksichtigt, dass bei sehr grossen Anlagen das Angebot die wirtschaftlich anschliessbare Wärmenachfrage übersteigt.

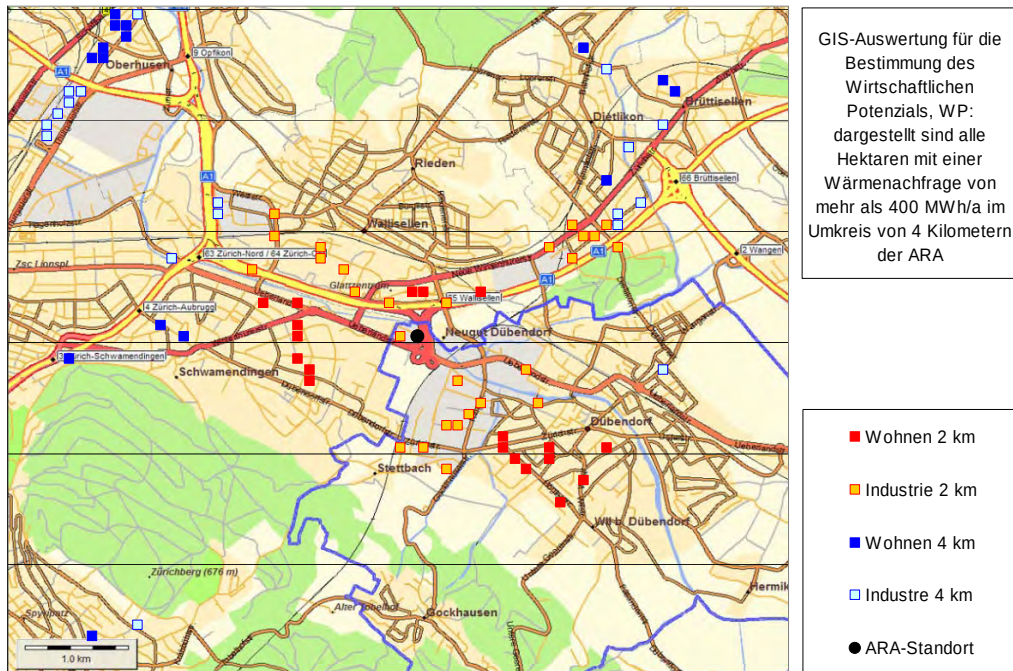
ARA-Name	Summe CH	EW _{biel}	TP: Theoretisches Potenzial aus ARA	NP: Technisch nutzbares Potenzial aus ARA	max. Angebotspotenzial aus ARA	max. Angebotspotenzial aus bivalenter Anlage	Wärmenachfrage GIS, 0-3 km	Wärmenachfrage pro Trasseemeter, 0-3 km (>2.5)	Theoret. wirtschaftliche Wärmenachfrage GIS, 0-3 km	WP: Wirtschaftliche Wärmenachfrage GIS, 0-3 km	Anteil WP an Angebotspotenzial aus bivalenter Anlage	Theoret. wirtschaftliche Wärmenachfrage Handmethode	Wärmenachfrage pro Trasseemeter	WP: Hochrechnung Handmethode
			15'842'422	10'866'467	5'867'892	10'268'811	17'071'301		4'359'055	3'706'568	36%			3'937'255
								MWh/(a*m)					MWh/(a*m)	
DUEBENDORF		66'667	76'209	53'346	28'807	50'412	251'147	3.75	57'565	50'412	100%	50'827	2.7	48'710
FAELLANDEN(VSFM)		55'000	48'424	34'209	18'473	32'328	110'879	3.66	30'425	30'425	94%	27'900	2.4	31'236
THALWIL		50'000	65'948	46'309	25'007	43'762	117'967	2.62	19'737	19'737	45%	43'000	3.3	42'285
AFFOLTERN-ZWILLIKON		37'500	42'520	28'580	15'433	27'008	60'171	2.52	7'266	7'266	27%	4'800	1.5	26'097
KUESNACHT		31'250	46'334	30'430	16'432	28'756	110'395	2.47	0	0	0%	27'500	2.4	0
BUELACH		30'417	28'284	19'395	10'473	18'328	86'482	2.85	23'735	18'328	100%	14'400	2.3	17'709
REGENSDORF(WUEERI)		23'667	34'862	24'404	13'178	23'061	93'987	2.85	24'195	23'061	100%	22'267	2.7	22'283
ADLISWIL(SIHLTAL)		22'500	36'617	24'716	13'347	23'357	204'686	2.66	41'782	23'357	100%	24'200	2.7	22'568
BUCHS(FURTHOF)		21'250	27'785	18'981	10'250	17'937	21'473	3.11	3'488	3'488	19%	17'600	1.9	0
RUETI		20'000	12'714	7'629	4'119	7'209	69'277	5.37	10'313	7'209	100%	6'200	1.9	6'966
GOSSAU		15'000	13'202	9'211	4'974	8'705	26'617	2.77	888	0	0%	8'640	1.4	8'411
EGG-OETWIL		11'200	23'721	16'605	8'966	15'691	49'714	2.61	4'183	4'183	27%	2'720	1.0	0

Tabelle 6: Übersicht über die Ergebnisse der Potenzialberechnungen am Beispiel der 12 Anlagen im Kanton Zürich. Die fettgedruckten Werte repräsentieren die Ergebnisse für alle 296 Anlagen in der Schweiz. Einheit jeweils MWh pro Jahr. Farbcodes: grau = ARA-Angebot; blau = Wärmenachfrage der Gebäude im Umkreis von drei Kilometern der ARA, GIS-Methode mit wirtschaftlichem Potenzial von 3.70 TWh/a; grün: Wärmenachfrage gemäss Handmethode mit wirtschaftlichem Potenzial von 3.94 TWh/a.

3.2.3 ARA-Potenzial GIS-Methode

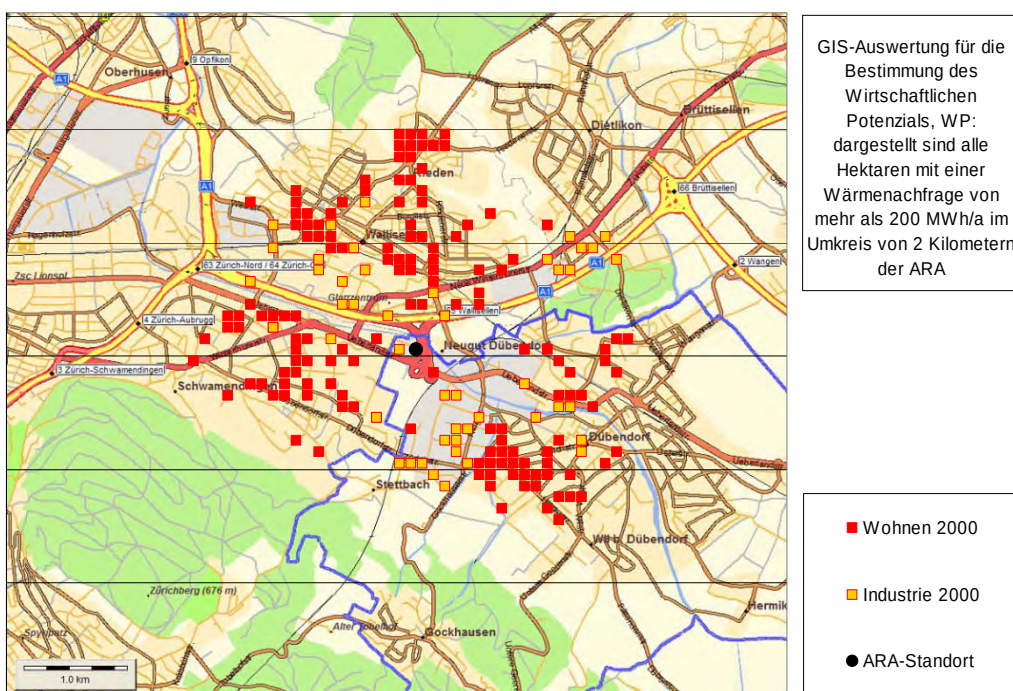
Die Potenzialberechnung gemäss Bearbeitungsablauf in Abschnitt 3.1.4.2 wurde in drei Wiederholungen optimiert. Im Wesentlichen wurden dabei der Betrachtungsradius und die Mindestanforderung der Wärmedichte jeder einzelnen Hektare variiert. Die graphische Analyse von wenigen Stichproben zeigte, dass mit einem Betrachtungsradius von 3 Kilometern um jede ARA und einem Wärmedichtekriterium von mindestens 320 MWh/(ha*a) die plausibelsten Ergebnisse erzielt werden (Auswertungsmethode (C) gemäss folgender Abbildung 22).

ARA Dübendorf



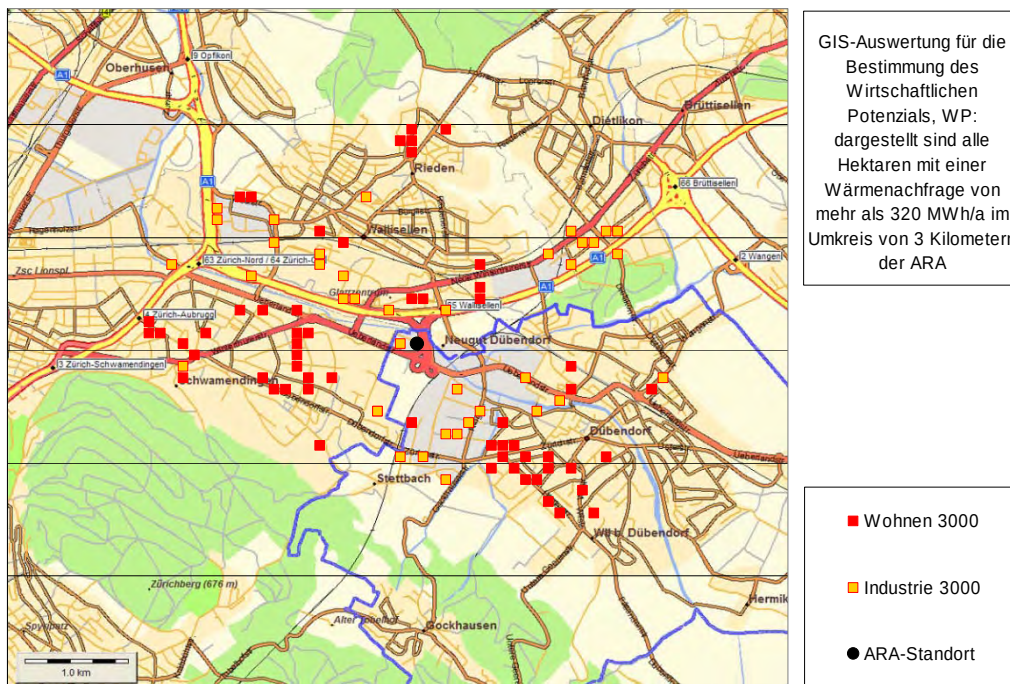
(A)

ARA Dübendorf



(B)

ARA Dübendorf



(C)

Abbildung 22: Verschiedene GIS-Auswertungen der ARA-Dübendorf, max. Wärmeangebot: 50'000 MWh/a

(A) Betrachtungsradius: 4 Kilometer, Mindestwärmedichte: 400 MWh/a pro einzelner Hektare, Gesamtwärmedichte pro Trassemeter aller berücksichtigter Hektaren: 5.06 MWh/(m*a), gesamte Wärmenachfrage aller berücksichtigter Hektaren: 62'000 MWh/a

(B) 2 Kilometer, 200 MWh/(ha*a), 2.57 MWh/(m*a), 35'000 MWh/a

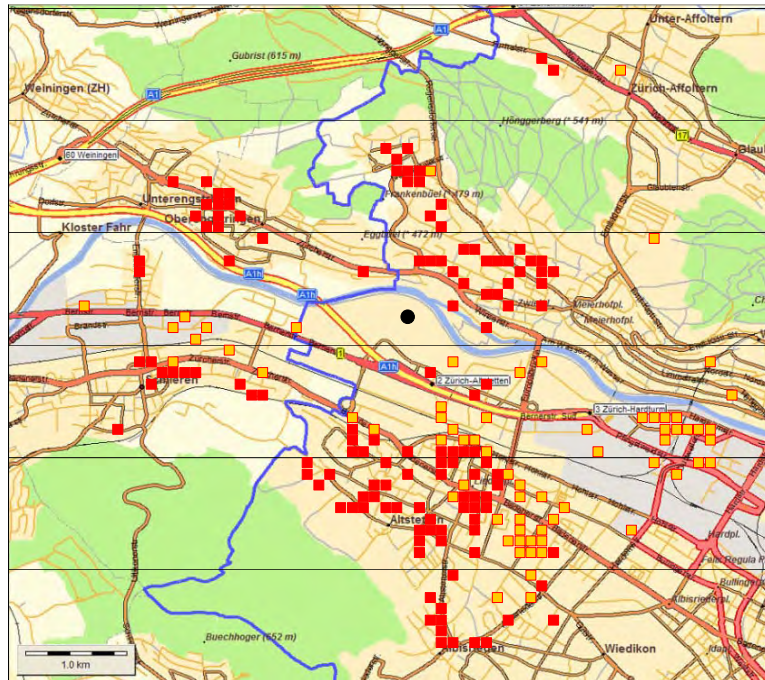
(C) 3 Kilometer, 320 MWh/(ha*a), 3.75 MWh/(m*a), 58'000 MWh/a.

Die Auswertung (C) liefert die höchste Wärmenachfrage bei vergleichsweise engem Betrachtungsradius, hoher Wärmedichte jeder einzelner der berücksichtigten Hektaren (320 MWh/(ha*a) pro 160 m/ha²³ = 2 MWh/(m*a)) und hoher Gesamtwärmedichte.

Wie die Kartenausschnitte zeigen, liefert die GIS-Methode erst bei graphischer Analyse einen Hinweis auf die Verteilung der ‚guten‘ Hektaren innerhalb des Betrachtungsradius'. Die verwendete Auswertungsvariante (C) ist im Falle der ARA Dübendorf in dieser Hinsicht nicht unproblematisch, da die Hektaren recht weit verstreut liegen. Deutlich kompakter liegen die Hektaren bei Variante (B). Da jedoch nur bei Variante (C) die nötige Gesamtwärmedichte pro Trassemeter aller berücksichtigter Hektaren von mindestens 2 MWh/(m*a) für eine Mehrheit der 296 berechneten ARA erreicht wird, wurde diese schliesslich verwendet. In Abbildung 23 bis Abbildung 26 sind die graphischen Ergebnisse der vier grössten ARA der Schweiz nach Variante (C) dargestellt. Es zeigt sich, dass die Gesamtwärmedichte pro Trassemeter aller berücksichtigten Hektaren (jeweils ohne Berücksichtigung für nötige Stichleitungen an peripher gelegene Hektaren) für alle vier Anlagen deutlich über der wirtschaftlichen Mindestanforderung von 2 MWh/(m*a) liegt. Die ARA Basel erreicht 6.51 MWh/(m*a), der Mittelwert aller 296 Anlagen liegt bei 3.7 MWh/(m*a). Für eine konkrete Abwärmenutzung gibt es somit i.d.R. noch grossen Spielraum, um eine kompaktere Verteilung mit ‚schlechteren‘ Hektaren und somit eine wirtschaftliche reale Gesamtwärmedichte pro Trassemeter (inkl. allfällig nötige Stichleitungen) zu erreichen.

²³ Pro Hektare werden gemäss Vorgabe auf Seite 2 für die Erschliessung pauschal mit einer nötigen Länge der Wärmeverbindungsleitungen von 160 Metern pro zu erschliessende Hektare gerechnet.

ARA Zürich, Werdhölzli



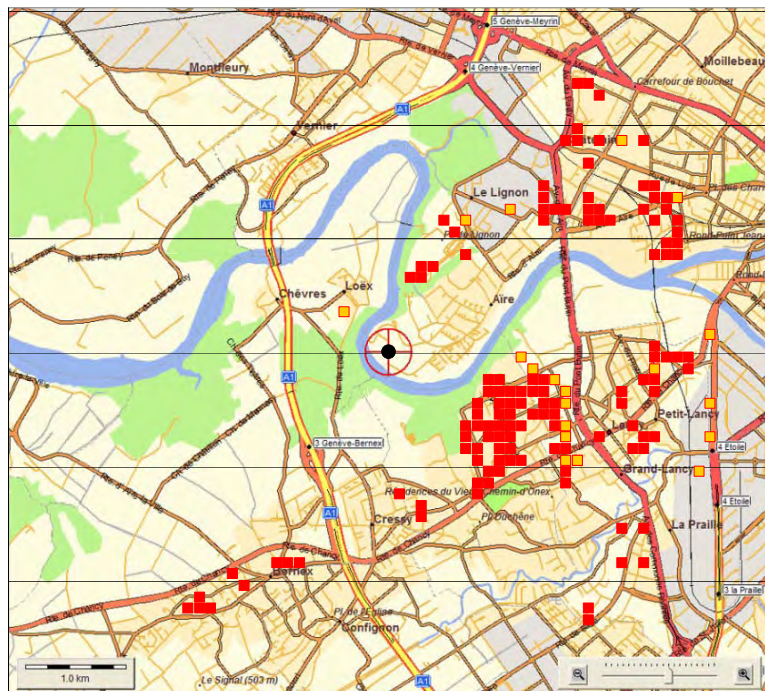
GIS-Auswertung für die Bestimmung des Wirtschaftlichen Potenzials, WP: dargestellt sind alle Hektaren mit einer Wärmenachfrage von mehr als 320 MWh/a im Umkreis von 3 Kilometern der ARA

- Wohnen 3 km
- Industrie 3 km
- ARA-Standort

Abbildung 23: Verteilung der ‚guten‘ Hektaren im Umkreis von 3 Kilometern um die **ARA Werdhölzli in Zürich.**

- > Resultierendes wirtschaftliches Potenzial: 138'000 MWh/a,
- > maximales Wärmeangebot der ARA: 632'000 MWh/a,
- > Gesamtwärmedichte pro Trassester aller berücksichtigter Hektaren: 3.42 MWh/(m*a)

ARA Genf Vernier



GIS-Auswertung für die Bestimmung des Wirtschaftlichen Potenzials, WP: dargestellt sind alle Hektaren mit einer Wärmenachfrage von mehr als 320 MWh/a im Umkreis von 3 Kilometern der ARA

- Wohnen 3 km
- Industrie 3 km
- ARA-Standort

Abbildung 24: Verteilung der ‚guten‘ Hektaren im Umkreis von 3 Kilometern um die **ARA Vernier in Genf.**

- > Resultierendes wirtschaftliches Potenzial: 119'000 MWh/a,
- > maximales Wärmeangebot der ARA: 433'000 MWh/a,
- > Gesamtwärmedichte pro Trassester aller berücksichtigter Hektaren: 4.68 MWh/(m*a)

ARA Lausanne

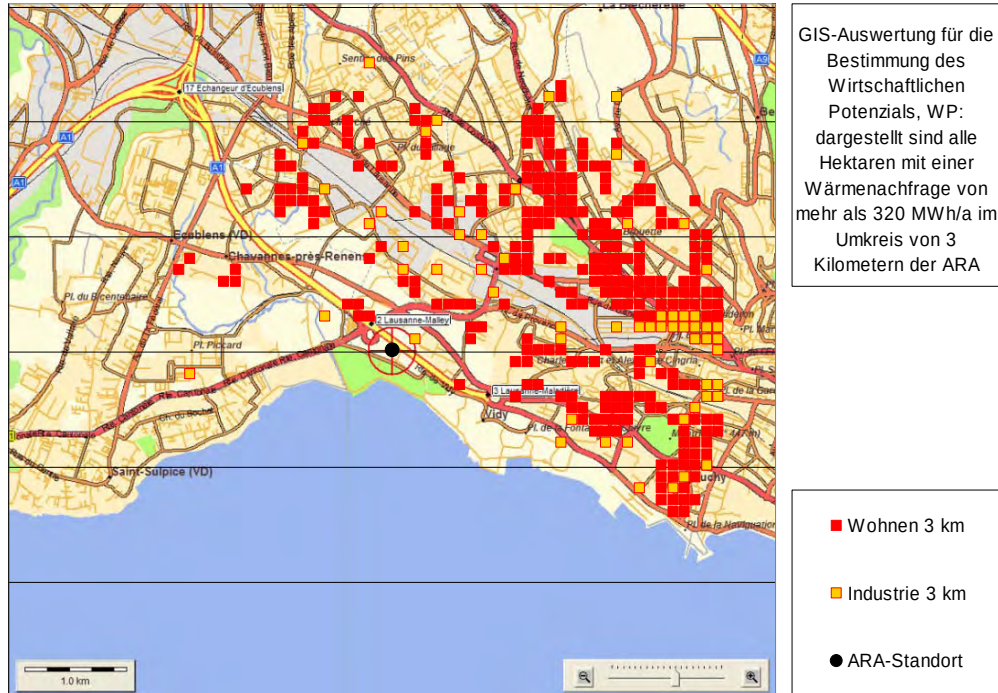


Abbildung 25: Verteilung der ‚guten‘ Hektaren im Umkreis von 3 Kilometern um die **ARA Lausanne**.

- > Resultierendes wirtschaftliches Potenzial: 212'000 MWh/a,
- > maximales Wärmeangebot der ARA: 355'000 MWh/a,
- > Gesamtwärmedichte pro Trassester aller berücksichtigter Hektaren: 3.77 MWh/(m*a)

ARA Basel

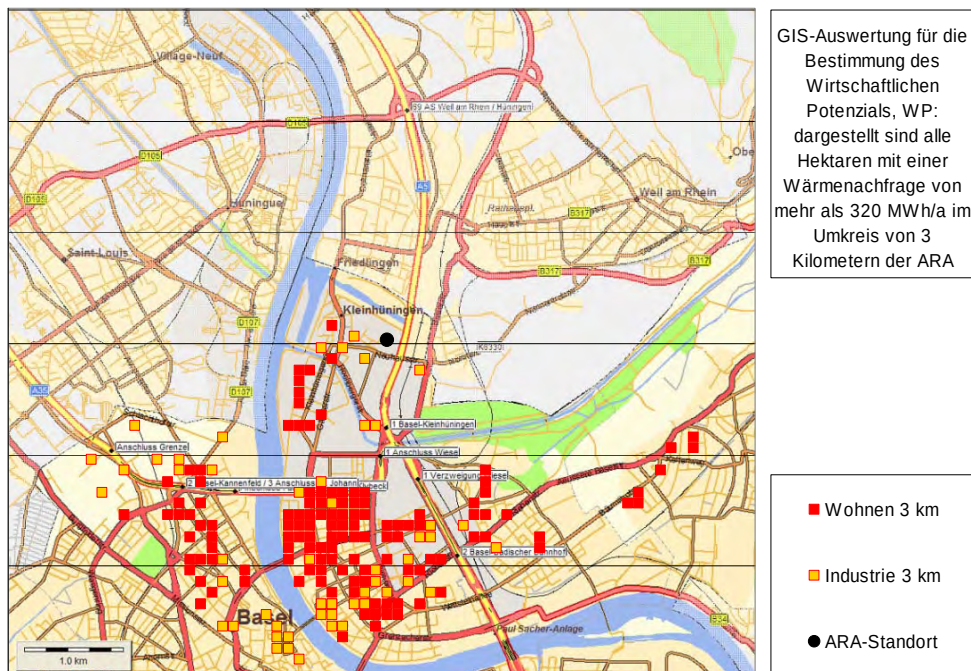


Abbildung 26: Verteilung der ‚guten‘ Hektaren im Umkreis von 3 Kilometern um die **ARA Basel**.

- > Resultierendes wirtschaftliches Potenzial: 190'000 MWh/a,
- > maximales Wärmeangebot der ARA: 256'000 MWh/a,
- > Gesamtwärmedichte pro Trassester aller berücksichtigter Hektaren: 6.51 MWh/(m*a)

Bemerkung: Landesgrenze schränkt Betrachtungsradius ein

Für alle 296 berechneten Anlagen ergibt sich ein theoretisches Potenzial von 15.84 TWh/a (Abkühlung des gesamten ARA-Abflusses auf 5°C). Die theoretische wirtschaftliche Wärmenachfrage im Umkreis von 3 Kilometern aller ARA beläuft sich demgegenüber auf 4.36 TWh/a (wiederum bei Annahme von Szenario 2 (Ölpreis 95 CHF/100 lit. inkl. CO₂-Abgabe von Fr. 36.-- pro Tonne CO₂) der Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen in Abschnitt 2.3.4). Da bei einigen Anlagen die wirtschaftlich erschliessbare Nachfrage das Wärmeangebot (mit bivalenter Anlage) der ARA übersteigt, reduziert sich das tatsächliche wirtschaftlich nachgefragte Potenzial auf 3.71 TWh/a. In Abbildung 27 ist dies der einzige Wert, welcher auch die extern zugeführte Endenergie (Erdgas und Strom) beinhaltet. Damit liesse sich Heizungs- und Warmwasserbedarf von ca. 620'000 Personen decken²⁴. Davon ist bei typischer Auslegung jeweils 57 % rein erneuerbare Energie aus dem Abwasser, was 2.12 TWh/a entspricht. Die Abweichung zum Resultat der Handmethode ist kleiner als 6 %.

In Abbildung 27 zeigt das Verhältnis des vierten Balkens „wirtschaftliches Potenzial aus ARA“ (2'118 GWh) zum dritten Balken „max. Potenzial für Wärme aus ARA“ (5'868 GWh) den Ausschöpfungsgrad der maximal möglichen Nutzung von ARA-Abwärme zu Heizzwecken. Dieser liegt hier für das zugrunde liegende Szenario 2 (Ölpreis 95 CHF/100 lit. inkl. CO₂-Abgabe von Fr. 36.-- pro Tonne CO₂) der Wirtschaftlichkeitskriterien in Abschnitt 2.3.4. bei 36 %.

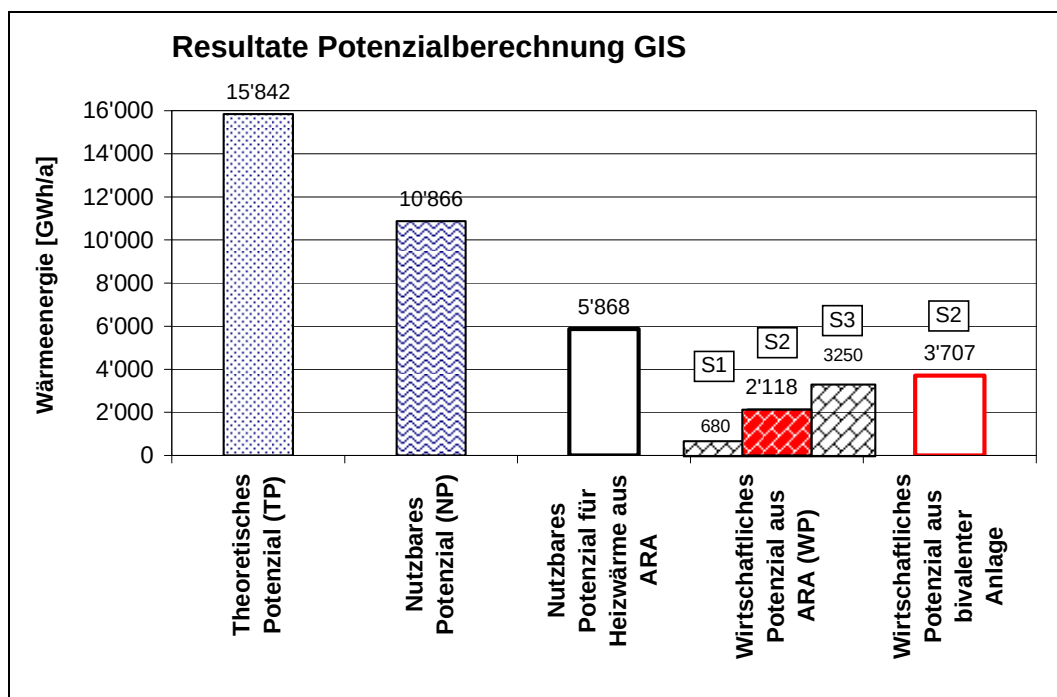


Abbildung 27: Resultate der Potenzialberechnung mit der GIS-Methode. Die Bezeichnungen (und teilweise auch Farben) korrespondieren mit jenen in Abbildung. Das effektive wirtschaftliche Potenzial aus erneuerbarer ARA-Abwärme des Szenario 2 (S2) beträgt 57 % (oder 2'118 GWh) des wirtschaftlich nachgefragten Wärmepotenzials von 3'707 GWh. Die restlichen 43 % werden in Form von Strom und Erdgas in die bivalente Anlage geführt. Die ebenfalls berechneten Szenarien 1 und 3 (S1 und S3) sind zum Vergleich dargestellt (siehe auch Abbildung 28 resp. Definition der Szenarien in Tabelle 5 auf Seite 46).

²⁴ Annahmen: Beheizte Fläche pro Kopf: 50 m², pro-m²-Verbrauch pro Jahr (inkl. Brauchwarmwasser): 120 kWh

3.2.3.1 Sensitivität des Abwärmepotenzials

Es stellt sich nun die Frage, wie sich für verschiedene Ölpreise die unterschiedlichen Wirtschaftlichkeitsschwellenwerte für die Wärmedichte (absetzbare Wärmemenge pro Trassester Fernwärmeleitung) und das daraus resultierende wirtschaftliche Abwärmepotenzial verändern. Abbildung 28 zeigt den Verlauf des wirtschaftlichen Potenzials in Abhängigkeit des Ölpreises (siehe auch Abbildung 13 auf Seite 46). Es wurde ohne Kostenreduktion für die Anlagenerstellung berechnet. Das maximal mögliche Potenzial von 5.87 TWh/a gemäss drittem Balken in Abbildung 27 wird auch beim günstigsten Schwellenwert der Wärmedichte von unter 1.0 MWh/m mit 3.25 TWh/a nur zu 55 % erreicht (Szenario 3).

Wie Kapitel 2.2.3 gezeigt hat, wurden in der Realität auch Anlagen realisiert, welche den hier beschriebenen strengen Wirtschaftlichkeitsanforderungen nicht genügen. Übergeordnete (politische) Rahmenbedingungen ermöglichten diese Anlagen. Das reale Potenzial könnte daher für alle Szenarien jeweils noch etwas höher ausfallen.

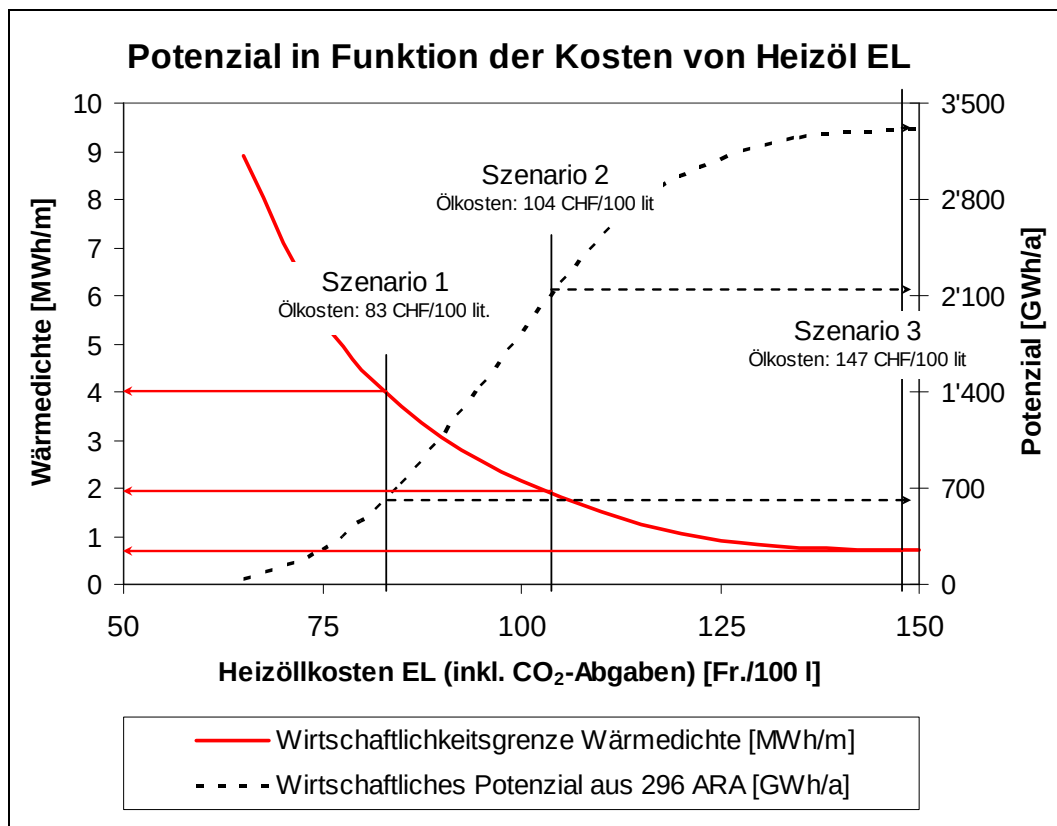


Abbildung 28: Sensitivität des wirtschaftlichen ARA-Abwärmepotenzials bei Variation der Kosten für Heizöl EL.
 Lesebeispiel: Für das Szenario 2 (Kosten für Heizöl EL von 104 CHF/100 lit.) ist eine minimal nötigen Anschluss-Wärmedichten für eine wirtschaftliche Abwasserwärmenutzung von 2.0 MWh/m nötig (rote durchgezogene Linie). Das resultierende Abwärmepotenzial liegt bei 2'120 GWh/a (schwarze gestrichelte Linie).

3.2.3.2 Diskussion der Potenzialergebnisse

In der Einleitung wurde das wirtschaftlich nutzbare Energiepotenzial aus dem Abwasser gemäss Studie des Programms EnergieSchweiz für Infrastrukturanlagen auf 400'000 Einwohneräquivalente beziffert [11]. Dies entspricht rund 2'000 GWh rein erneuerbare Abwärme aus dem ARA-Abwasser²⁵, was dem in vorliegender Studie ermittelten Potenzial von 2'120 GWh/a (siehe oben) sehr nahe kommt. Zu bemerken ist, dass bei der GIS-Auswertung jedoch mit einem deutlich tieferen flächenspezifischen Wärmebedarf gerechnet wurde (inkl. Brauchwarmwasser lediglich 120 kWh/m²a im Vergleich zu 175 kWh/m²a der EnergieSchweiz-Studie). Dies wird damit begründet, dass sich der spezifische Heizwärmebedarf in Zukunft deutlich reduzieren wird. Die Folge ist, dass das mit GIS-Daten ermittelte wirtschaftlich nutzbare Potenzial damit geringer ausfällt als bei der Annahme eines höheren flächenspezifischen Wärmebedarfs, da sich die wirtschaftlich erschliessbare Fläche im ARA-Umkreis wegen geringerer Wärmedichte reduziert. Die sehr gute Übereinstimmung der beiden Abwärmepotenziale ist daher mit Vorsicht zu geniessen.

Analog der Betrachtung in der Einleitung entspricht das Potenzial von jährlich 2'120 GWh rein erneuerbare Abwasserwärme 71 % des 10-Jahresziels von EnergieSchweiz, welches von 2000 bis 2010 zusätzlich 3'000 GWh Wärme pro Jahr (+ 3 %) aus erneuerbaren Energien vorsieht [15].

Eine andere Betrachtung: Gemäss Schweizerischer Gesamtenergiestatistik 2006 [3] konsumiert die Schweiz jährlich total 247 TWh (888 PJ) Endenergie. Davon stammen gut 1 % oder 2.5 TWh aus übrigen erneuerbaren Energien²⁶. Davon stammen wiederum gut 50 % aus Umweltwärme von Wärmepumpen jeglicher Art, gemäss Abbildung 9 auf Seite 39 rund 4.9 PJ (1.35 TWh). Die Abbildung weist für das Jahr 2035 ein maximales Potenzial von 32 PJ (8.85 TWh) aus, was ca. 350 % der heutigen Produktion an übriger erneuerbarer Energie ausmacht. Im Vergleich dazu erreicht das hier errechnete wirtschaftliche Abwärmepotenzial aus ARA-Abwässer von 2.12 TWh (Szenario 2) mit 85 % einen beachtlichen Anteil.

²⁵ Annahmen: Beheizte Fläche pro Kopf: 50 m², pro-m²-Verbrauch pro Jahr (inkl. Brauchwarmwasser): 175 kWh, zugeführte nicht erneuerbare Endenergie (Einsatz einer bivalenten Wärmepumpenanlage mit Erdgasspitzenkessel): 43 %.

²⁶ Erd- und Umgebungswärme, Sonne, Wind, Biogas (ohne Holzenergie, Wasserkraft und Abfälle)

4 Hemmnisse und Förderinstrumente

4.1 HEMMNISSE

Im Rahmen dieser Studie wurden die folgenden Haupthemmnisse festgestellt:

- Mangelnde Wirtschaftlichkeit
- Abwärmenutzung aus ARA wird durch bestehende leitungsgebundene Energieträger erschwert (KVA, Erdgas, Holz, Industrieabwärme, Grundwasser, Grundwasser, Erdwärme)
- Fehlende Initiatoren für einen Wärmeverbund, da die sehr hohen Vorinvestitionen einen finanzkräftigen Bauherrn voraussetzen
- Zurückhaltung beim Einsatz von nicht seit Jahrzehnten bewährter Technik

4.1.1 Mangelnde Wirtschaftlichkeit

Bei den heutigen Preisen für fossile Energieträger ist die Wirtschaftlichkeit der Abwärmenutzung aus ARA's meist schon bei mittlerer Wärmedichte, das heisst bei bestehenden MFH's und Bürogebäuden ab 3 Etagen gegeben. Mangelnde Wirtschaftlichkeit kann daher meist auf folgende Ursachen zurückgeführt werden:

- Die Anlage liegt in einem wenig besiedelten Gebiet, resp. die Distanz bis zu einem Siedlungsgebiet mit genügender Wärmedichte ist zu gross.
- Die Anlage liegt zwar in einem Siedlungsgebiet mit genügend hoher Wärmedichte, es gibt jedoch bereits eine bestehende leitungsgebundene Energieversorgung, meist auf der Basis von Erdgas, seltener auch von Fernwärme aus KVA's oder einem holzbefeuerten Wärmeverbund.

Schlechte technische Rahmenbedingungen, wie zum Beispiel fehlender Platz in der ARA, sind kaum je ein Problem.

4.1.2 Bestehende leitungsgebundene Energieversorgung

Vor allem bei ARA's, welche in dichter besiedeltem Gebiet liegen, ist meist in der Umgebung bereits eine leitungsgebundene Energieversorgung mit Erdgas vorhanden. Dies führt häufig zu einer nicht mehr genügend hohen Wärmedichte für die ebenfalls leitungsgebundene Abwärmenutzung aus der Abwasserreinigungsanlage²⁷.

Diese Problematik kann wohl nur längerfristig durch raumplanerische Instrumente gelöst werden. Als Beispiel mögen hier die Zielsetzungen des Richtplanes im Kanton Zürich dienen:

Auszug aus dem Vernehmlassungstext zur Teilrevision des Energie-Richtplans des Kantons ZH, Zielsetzungen:

Im Interesse von Bevölkerung und Wirtschaft ist eine zuverlässige, umwelt- und ressourcenschonende Energieversorgung anzustreben.

Für die Wärmeversorgung sind - unter Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit sowie der Versorgungs- und Betriebssicherheit - die Wärmequellen gemäss nachstehender Reihenfolge auszuschöpfen und entsprechende Gebietsausscheidungen vorzunehmen:

²⁷ Auf der anderen Seite ist ein Erdgasanschluss im Gebiet für den Betrieb der zur Nutzung von ARA-Abwärme notwendigen bivalenten Heizanlage von grossem Vorteil, da damit die nötige Spitzenenergie sehr günstig gedeckt werden kann.

- *Ortsgebundene hochwertige Abwärme*
Abwärme aus Kehrlichtverbrennungsanlagen (KVA) und langfristig zur Verfügung stehende Industrieabwärme, die ohne Hilfsenergie direkt verteilt und genutzt werden kann.
- *Ortsgebundene niederwertige Abwärme und Umweltwärme*
Abwärme aus Abwasserreinigungsanlagen (ARA) und Industrien sowie Wärme aus Flüssen, Seen und Grundwasser.
- *Leitungsgebundene fossile Energieträger*
Gasversorgung für Siedlungsgebiete mit hoher Energiedichte; für grössere Bezüger ist der Einsatz von gasbetriebenen Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen (WKK) anzustreben.
- *Regional gebundene erneuerbare Energieträger*
Einheimisches Energieholz in Einzelanlagen, Anlagen für Grossverbraucher oder Quartierheizzentralen (Holzschnitzelfeuerungen mit Wärmeverbund), Vergärungsanlagen.

Zudem ist für die Wärmeversorgung ausserhalb von Wärmeverbunden die Nutzung örtlich ungebundener Umweltwärme aus der Umgebungsluft, der Sonnenenergie und der untiefen Geothermie anzustreben.

Energieintensive Nutzungen, insbesondere auch für die landwirtschaftliche Produktion (Treibhäuser), sind nach Möglichkeit in der Nähe von Abwärmequellen vorzusehen.

Bei Planung, Bau und Betrieb von Anlagen für die Produktion oder Übertragung von Energie sind die Bevölkerung sowie Natur und Landschaft soweit möglich zu schonen.

4.1.3 Zu wenige Initiatoren für einen Wärmeverbund

Die Abwärmenutzung aus Abwasser ist für einen einzigen Wärmenutzer nur bei der Kanalwärmenutzung sinnvoll und möglich. Bei der Nutzung des gereinigten Abwassers aus der ARA kommt eine Anlage aus wirtschaftlichen Gründen nur zustande, wenn zahlreiche kleine oder einige grosse Abnehmer versorgt werden können. Gebäudebesitzer oder Bauherrschaften werden jedoch nie auf die Idee kommen, für die Mitversorgung von Dritten einen Wärmeverbund zu finanzieren und zu betreiben. Es braucht wie beim Aufbau der Erdgasversorgung einen Investor, der diese Aufgabe zu seinem Kerngeschäft gemacht hat oder machen will.

Fern- und Nahwärmesysteme benötigen eine hohe Vorinvestition und verursachen auch bei den heutigen fossilen Energiepreisen in den Anfangsjahren Verluste, erst mittel- bis langfristig sind Überschüsse erzielbar.

Die Realisierung von solchen Anlagen kann daher nur von kapitalkräftigen Unternehmen erfolgreich betrieben werden. Dazu gehören in der Schweiz die Energieversorgungsunternehmen, welche mehr und mehr als Wärmecontractoren tätig werden. Voraussetzung für den Einstieg in dieses Geschäft ist für die besagten Unternehmen jedoch die Aussicht auf eine mittelfristig ausreichende und möglichst berechenbare Rendite, die wiederum primär von genügend hohen fossilen Energiepreisen abhängt.

4.2 FÖRDERINSTRUMENTE

Gemäss der Hemmnisanalyse kommen für die Förderung der Abwärmenutzung folgende Instrumente in Frage:

4.2.1 Wirtschaftlichkeit

Basis für die Wirtschaftlichkeit sind dauerhaft hoch bleibende Preis für fossile Energieträger, wie sie heute in der Fachwelt tendenziell erwartet werden. Ab einem Preis für Heizöl EL (Liefermenge 3'000 bis 6'000 l) ab ca. Fr. 80.-- pro 100 l (inkl. MwSt) sind die wirtschaftlichen Grundvoraussetzungen positiv. Das Problem besteht darin, dass die Investoren nicht sicher sein können, ob die Preise über die Nutzungszeit der zu realisierenden Anlage dauerhaft hoch bleiben.

4.2.1.1 CO₂-Abgabe

Eine gewisse Hilfestellung ist von der gestaffelten Einführung der CO₂-Abgabe zu erwarten, da deren Höhe von der Erreichung der Kyoto-Ziele abhängt. Bei sinkenden fossilen Energiepreisen ist hier eine Erhöhung der Ziellücke zu erwarten, was wiederum zu einer höheren CO₂-Abgabe führen wird. Der CO₂-Abgabesatz ist jedoch durch das Parlament momentan auf Fr. 36.--/t begrenzt worden, was bei Heizöl EL einem Abgabesatz von ca. Fr. 9.-- pro 100 l Heizöl EL entspricht. Bei dem gemäss CO₂-Gesetz maximal zulässigen Abgabesatz von Fr. 210.-- wären dies bereits etwa Fr. 50.-- pro 100 l. Die gesetzlichen Grundlagen für eine ausreichende wirtschaftliche Förderung sind daher bereits vorhanden, allerdings ist unklar, ob und wann das Parlament allenfalls gewillt ist, den bisher bewilligten Abgabesatz von Fr. 36.-- zu erhöhen.

4.2.1.2 Subventionen

Subventionen für die Abwärmenutzung aus ARA's waren in letzter Zeit wie folgt erhältlich:

Klimarappen

Der Klimarappen hat im letzten Jahr Beiträge für Anlagen gesprochen, welche CO₂ einsparen. Für eine Tonne CO₂ pro Jahr, welche in den Jahren 2008 bis 2012 eingespart wird (also für insgesamt 5 t CO₂) betrug der Vergütungssatz ca. Fr. 100.--. Pro Jahrestonne CO₂ entspricht dies Fr. 20.--, was einer Reduktion des Wärmepreises aus einer Abwärmenutzungsanlage von ca. 0.8 Rp./kWh gleichkommt, wenn man von einer Substitution von Heizöl EL ausgeht. Dies entspricht einer Reduktion des Wärmepreises von ca. 6 bis 8 %.

Kantonale und städtische Beiträge

Einige Kantone und Städte gewähren Subventionen aus eigenen Mitteln und den Globalbeiträgen des Bundes in einer ähnlichen Höhe wie der Klimarappen.

Wirkung der Subventionen

Im Gegensatz zu den CO₂-Abgaben ist die Wirkung der Subventionen aus folgenden Gründen beschränkt:

- Subventionen werden nur gewährt, wenn der Betrieb der Anlage unwirtschaftlich ist. Meist bleibt der Betrieb auch nach Gewährung der Subvention unwirtschaftlich respektive er erreicht keine Rendite, wie sie von einem wirtschaftlich agierenden Investor vorausgesetzt wird.
- Die Erlangung einer Subvention ist meist an ein aufwändiges Prozedere gebunden.
- Die Gewährung von Subventionen unterliegt vielfach einem Stop and Go, welches die Berechenbarkeit und damit die Nützlichkeit der Subvention für Investoren stark einschränkt.

4.2.2 Bestehende leitungsgebundene fossile Energieversorgung

Leitungsgebundene fossile Energieversorgungen, meist auf der Basis von Erdgas, hemmen die Realisierung der Abwärmenutzung aus ARA's, weil ein Teil des Wärmeverbrauchs bereits durch Erdgas gedeckt wird und die Erdgasbezüger vielfach der Ansicht sind, sie hätten ja bereits einen umweltfreundlichen Energieträger. Damit wird der potenzielle Anschlussgrad einer leitungsgebundenen Abwärmenutzung meist so gering, dass die zu erwartende Rendite für einen Investor zu gering ist.

Folgende Massnahmen könnten zu einer Korrektur führen:

- Prioritätensetzung für standortgebundene Nutzung von Abwärme und erneuerbaren Energien in einem entsprechenden kantonalen Energie-Richtplan. Prioritätenfolge: 1. KVA, 2. ARA, 3. Holz, 4. Gas, andere fossile Energieträger.
- Steigende fossile Energiepreise und/oder CO₂-Abgabe. Wichtig für Investoren ist ein stabiler Preis während ca. 20 Jahren. Diese Sicherheit könnte zum Beispiel durch eine variable CO₂-Abgabe erzielt werden. Das heisst z.B., wenn der Heizölpreis CHF 125 pro 100 l beträgt, ist die CO₂-Abgabe CHF 0, bei einem Heizölpreis von CHF 75 hingegen beträgt sie CHF 50 pro 100 l Öl.
- Aktionsplan "Erneuerbare Energien" des Bundes [2]: Darin wird eine *Einspeisevergütung* für erneuerbare Energien aus Nah- und Fernwärmesystemen vorgesehen. Flankierend dazu soll ein Anschlusszwang an leitungsgebundene erneuerbare Energien bei Heizungs-sanierungen eingeführt werden (im Energiegesetz).
- Weiterführende Bundesvorschriften über den längerfristigen Rückbau von Erdgas oder Zwang zu Erdgaswärmepumpen²⁸ in Gebieten mit standortgebundenen Anlagen mit Abwärme (KVA, ARA). Entschädigung der entstehenden Gasrückzugskosten durch die öffentliche Hand, zum Beispiel durch eine vorübergehende Teilzweckbindung aus der CO₂-Abgabe.

4.2.3 Zu wenige Initiatoren für einen Wärmeverbund

Zahlreiche Energieversorgungsunternehmen sind bereits in das Wärmecontracting eingestiegen oder werden dies noch tun. Aus Sicht des Bundes besteht hier kein direkter Handlungsbedarf. Bei der Ermittlung geeigneter Standorte sowie der Initialisierung von Projekten sind hingegen Bundesbestrebungen im Gange (s. unten).

4.2.4 Informationsdefizite

Viele Besitzer von Liegenschaften oder Bauherren sind sich nicht bewusst, dass ihr Objekt mit Abwärme beheizt werden könnte und dass allenfalls ein Contractor bereit wäre, ihr Objekt mit Wärme zu versorgen.

Der VFS plant zusammen mit den namhaften Wärmecontractoren der Schweiz ein Projekt, welches systematisch Standorte für den Bau von Anlagen zur Nutzung von erneuerbaren Energien und von Abwärme suchen, bewerten und einer Realisierung zuführen soll. Dieses Projekt wird durch das BFE unterstützt und kann mithelfen, den Bau solcher Anlagen zu beschleunigen.

²⁸ Dort ideal, wo auch die Spitzenlastenergie aus Erdgas gedeckt wird. Zudem wäre damit gesichert dass bei der Krafterzeugung zum Betrieb der Wärmepumpe die Abwärme genutzt wird (grösstmögliche Primärenergieeffizienz).

5 Schlussfolgerungen und Ausblick

Die Nutzung von Abwärme aus kommunalen Abwässern mittels Wärmepumpenanlagen birgt bereits zu heutigen Bedingungen (Szenario 2 „hohe Ölpreise und reduzierte CO₂-Abgabe“ der Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen in Abschnitt 2.3.4) ein grosses wirtschaftlich realisierbares Potenzial von 2.12 TWh/a, das sich künftig noch um über 50 % auf 3.25 TWh/a steigern lässt. Dieses künftige Potenzial (Szenario 3) könnte den Heizungs- und Warmwasserbedarf von gut einer Million Einwohnern decken.

Mit der entwickelten GIS-Methode zur Potenzialbestimmung wird es möglich, für einzelne ARA's per Knopfdruck für unterschiedliche wirtschaftliche Anforderungen ‚Potenzialkarten‘ in Hektaraufösung zu erstellen. Dies ist bei der Grobanalyse für einen Vorprojektsentscheid von grossem Nutzen. Jedoch können lokale Randbedingungen, wie Konkurrenz durch ein bestehendes Fernwärmenetz oder schwierig überwindbare Zonen (Eisenbahnlinien, Autobahnen), nur ungenügend berücksichtigt werden; eine genauere Untersuchung vor Ort ist zwingend. Zudem erlaubt diese Methode nicht, eine schlechte Verteilung der gefilterten ‚guten‘ Hektaren (Hektaren mit einer genügend grossen Wärmenachfrage) automatisch zu erkennen. Mit einem professionellen GIS-Programm könnte hier eine deutliche Verbesserung erreicht werden. Entsprechende Arbeiten sind in Zusammenarbeit mit dem VFS in Planung.

In der Wirtschaftlichkeitsrechnung werden nur quantifizierbare Kostenelemente berücksichtigt. Neben diesen Kosten sind insbesondere bei der Beurteilung von Nahwärmeverbünden jedoch auch nicht monetär fassbare Nutzen von Bedeutung. So erfordern Abwasserwärmanlagen gegenüber konventionellen Einzelheizungen i.d.R. keinen Verwaltungsaufwand für den Endkunden und bieten eine bessere Versorgungssicherheit, da die Wärmeversorgung meist auf mehreren verschiedenen Energieträgern beruht. Diese Nutzen sollten bei einem konkreten Projekt genauer analysiert und frühzeitig kommuniziert werden. Zudem sind technologische Quantensprünge und damit weitergehende künftige Kostenreduktionen beim Bau von Nahwärmenetzen (z.B. Leitungsverlegung mittels Horizontal-Pressung, siehe [10]) oder Kanalanlagen (z.B. kanalexterne Wärmetauscher, siehe [14]) nicht auszuschliessen. Hier gilt es, die technischen Entwicklungen und externe Kosteneinsparungen genau im Auge zu behalten.

Nebst der Erzeugung von Niedertemperaturwärme zu Heizzwecken - wie in dieser Studie ausschliesslich untersucht - sind auch andere energetische Nutzungen von Abwasser denkbar. In Zukunft wird die Nachfrage nach sommerlicher Kühlenergie ansteigen. So wäre es von Interesse, eine Nutzung des beachtlichen ungenutzten Abwasser-Abflusses im Sommer zu Kühlzwecken näher zu untersuchen. Weitere Anwendungen, wie Schlamm-trocknung oder andere industrielle Prozesse mit Niedertemperaturenergiebedarf, sollten in Erwägung gezogen werden. Eine systematische Umsetzung ist jedoch nicht unwesentlich von einer schweizweit koordinierten Energierichtplanung abhängig.

Bei der Potenzialberechnung wurde nicht differenziert, wo dem Abwassersystem Wärme entzogen wird – Verluste im Kanalsystem blieben unberücksichtigt. Durch Einsatz von Kleinstanlagen zur Wärmerückgewinnung direkt bei der Abwasserquelle (siehe www.feka.ch) könnte sich das Potenzial noch erhöhen, da die Wärmeverluste in den Kanalisationsleitungen wegfallen.

Der Trend hin zu immer besser isolierten Gebäuden und die dadurch sinkenden Wärmedichten verschlechtert die Wirtschaftlichkeit von Wärmeverbundnetzen allgemein. Eine gewisse Kompensation ergibt sich aus der Tendenz hin zu verdichteter Bauweise. Mit Sicherheit jedoch kommt die allgemeine Entwicklung (Anstieg des Erdölpreises, CO₂-Abgabe, Anschlusszwang, Einspeisevergütung) vor allem erneuerbaren Energieressourcen zu gute, was die Nutzung von Abwasserwärme begünstigen wird. In Zukunft dürfte die Realisierung von entsprechenden Anlagen daher einfacher werden.

6 Referenzen

- [1] F. Andrist: **Energieperspektiven Band 1: Exkurs Rahmenentwicklungen**, Bundesamt für Energie, 2006.
- [2] Bundesamt für Energie, BFE: **Aktionsplan "Erneuerbare Energien"**, Faktenblatt 2, 03.09.2007
- [3] Bundesamt für Energie, BFE: **Schweizerische Energiestatistik 2006**, Bern, 2007
- [4] R. Dettli et al., **Zukunft der Nah- und Fernwärme in der Schweiz**, Econcept AG, 2006
- [5] Hp. Eicher et al., **Technologie-Monitoring**, Dr. Eicher+Pauli AG / Econcept AG, 2003
- [6] GEOSTAT: **Geodaten der Bundesstatistik**,
<http://www.bfs.admin.ch/bfs/portal/de/index/dienstleistungen/geostat.html>, 04.09.2007.
- [7] GIS-ZH / GIS-Zentrum: **GIS-Browser (Online Karten)**,
http://www.giszh.zh.ch/internet/bd/arv/gis/de/gis_browser.html, Juni 2007.
- [8] P. Hofer et al., **Energieperspektiven, Exkurs 16: Wärmepumpen und Strombedarf zur Wärmezeugung**, Prognos, 2007
- [9] P. Hubacher et al., **Grosswärmepumpen – Energetische und planerische Analyse von 10 Anlagen**, Hubacher Engineering / Enertec AG, 2006
- [10] Maier Bau GmbH: **Spezialtiefbau**, www.maier-spezialtiefbau.de
- [11] E.A. Müller, B. Kobel: **Abwasserwärmenutzung in der Schweiz, Erfahrungen konkreter Objekte und Einsatzmöglichkeiten**, Büro eam und Ryser Ingenieure AG, 12. Schweizerisches Statusseminar 2002.
- [12] M. Nast, **Chancen und Perspektiven der Nahwärme im zukünftigen Energiemarkt**, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Stuttgart, 2004
- [13] J. Nitsch, **Probleme der Langfristkostenschätzung, Beispiel erneuerbare Energien**, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Stuttgart, 1998
- [14] Hans Huber AG: **Der Abwasserkanal als Energiequelle**, download Februar 2008 von: <http://www.huber.de/hp124216/Prospekte-von-Produkten-einer-Gruppe.htm>
- [15] Hans Ulrich Schärer: **Sektor Erneuerbare Energien. Jahresbericht 2006**, Energie-Schweiz, 1.6.2007
- [16] Grazer Energieagentur GmbH, Daniel Schinnerl et al.: **AbwasserWärmeNutzung: Leitfaden zur Projektentwicklung**, Dezember 2007
- [17] E.A. Müller, F. Schmid: **Heizen und Kühlen mit Abwasser - Ratgeber für Bauherrschaften und Gemeinden**, EnergieSchweiz für Infrastrukturanlagen, Bern, 2005.
- [18] E.A. Müller, B. Kobel: **Nutzung von Wärme aus Abwasser mit Wärmepumpen - Erfahrungen in der Schweiz, Potenzial in Deutschland**, Büro eam und Ryser Ingenieure AG, in Korrespondenz Abwasser, Hennef (D), 2001.

7 Anhang

7.1 AREALSTATISTIK NACH NOMENKLATUR 1992/1997

Auszüge aus dem GEOSTAT-Datenbeschreibung-File be-d-00.02-38-noas92d-v10.pdf, Datenquelle siehe [5].

[...]

Mit der *Arealstatistik 1979/85* kam neu die Methode der stichprobenweisen Luftbildauswertung zum Einsatz. Dabei wurde den Luftbildern des Bundesamtes für Landestopografie aus den Jahren 1979 (Westschweiz) bis 1985 (Südostschweiz) ein Stichprobennetz mit einer Maschenweite von 100 x 100 m überlagert und anschliessend jedem der insgesamt 4,1 Millionen Stichprobenpunkte eine von ursprünglich 69 möglichen Nutzungskategorien zugeteilt. Durch die digitale geographische Festlegung der Nutzungsinformation entstand ein koordinatenbezogener Punktdatensatz, welcher sich mit anderen raumbezogenen Datensätzen (Gemeindegrenzen, Geländedaten, Bauzonen, Schutzgebieten, Bevölkerung usw.) kombinieren lässt.

Für die erste Nachführung, die *Arealstatistik 1992/97*, wurde aus Gründen der Datenqualität und des Erhebungsaufwandes das permanente Stichprobenverfahren gewählt. Dabei werden alle Stichprobenpunkte der Ersterhebung auf Luftbildern der Jahre 1992 bis 1997 an derselben Position aufgesucht und auf eine Nutzungsänderung hin überprüft. Der Nutzungskatalog wurde auf 74 Kategorien ausgebaut (Kap. 3). Die Arealstatistik 1992/97 lieferte damit nicht nur eine aktuellere Aufnahme des Zustands der Bodennutzung der Schweiz, sondern zum ersten Mal auch statistisch gesicherte Angaben zu deren Entwicklung.

[...]

7.1.1 Erhebungsmethode

[...]

7.1.1.1 Datengrundlagen und Erhebungsprogramm Arealstatistik 1992/97

Für die erste Nachführung mit identischer Methode bilden die Luftbilder des Bundesamtes für Landestopografie entsprechend dem Flugprogramm der Jahre 1992 bis 1997 die Datengrundlage (mit Vor- und Nachflügen in den Jahren 1990, 1991 und 1998); vgl.

Abb. 2). Der Datensatz 1992/97 repräsentiert somit den Zustand der Bodennutzung in der Schweiz um die Mitte der neunziger Jahre, wobei die ältesten Daten, diejenigen der Westschweiz, aus den Jahren 1990 - 92, die jüngsten der Südostschweiz von 1998 stammen. Die Erhebungsarbeiten begannen im Frühjahr 1993 und wurden anfangs 2001 abgeschlossen.

[...]

7.1.1.2 Interpretation der Landnutzung

Bei der Interpretation der Landnutzung wurde jedem Stichprobenpunkt eine Kategorie des Nutzungskataloges zugeteilt und diese auf der Folie mit dem entsprechenden zweistelligen Code gekennzeichnet. Für die Zuteilung der BodennutzungsCodes war die Nutzung am Stichprobenpunkt (= Hektarkoordinate) massgebend, wobei in gewissen Fällen die unmittelbare Umgebung in die Beurteilung miteinbezogen werden musste (wann werden Bäume zum Wald?).

[...]

Hauptbereiche	Aggregation zu 15 Nutzungsarten		Aggregation zu 25 Nutzungsarten	
Bestockte Flächen	1	Wald (ohne Gebüschwald)	1	Geschlossener Wald
			2	Aufgelöster Wald
	2	Gebüschwald	3	Gebüschwald
Landwirtschaftsflächen	3	Gehölze	4	Gehölze
	4	Obstbau, Rebbaub, Gartenbau	5	Rebbaub
			6	Obstbau
			7	Gartenbau
	5	Wies- und Ackerland, Heimweiden	8	Wies- und Ackerland
			9	Heimweiden
Unproduktive Flächen	6	Alpwirtschaftliche Nutzflächen	10	Maiensässe, Heualpen, Bergwiesen
			11	Alp- und Juraweiden
	7	Stehende Gewässer	12	Stehende Gewässer
	8	Fliessgewässer	13	Fliessgewässer
	9	Unproduktive Vegetation	14	Unproduktive Vegetation
Siedlungsflächen	10	Vegetationslose Flächen	15	Fels, Sand, Geröll
			16	Gletscher, Firn
	11	Gebäudeareal (ohne Industrie)	17	Gebäudeflächen
			18	Gebäudeumschwung
	12	Industrieareal	19	Industriegebäude
			20	Industrieumschwung
	13	Besondere Siedlungsflächen	21	Besondere Siedlungsflächen
	14	Erholungs- und Grünanlagen	22	Erholungs- und Grünanlagen
	15	Verkehrsflächen	23	Strassenareal
			24	Bahnareal
			25	Flugplatzareal

Abbildung 29: Areal-Nutzungsarten Nomenklatur 1992. Bei der Definition der Nomenklatur 1992 (NOAS92) wurden zwei unterschiedliche hierarchische Stufen mit 15 und 25 standardisierten Nutzungsarten festgelegt.

7.1.2 Auswertung, Publikation und Verwendung der Daten

Die Datenauswertung der Arealstatistiken 1979/85 und 1992/97 erfolgte im GIS von GEOSTAT. Hier können die geographisch definierten Bodennutzungscode mit beliebigen, digitalisierten Perimetern (z.B. administrative Einheiten, Jagdreviere, Koordinatenausschnitte) verknüpft und kombiniert mit anderen raumbezogenen Daten (Höhenlage, Bevölkerung, Bauzonen) ausgewertet werden. Aus erhebungsmethodischen Gründen sind der Aussagekraft und Weiterverwendung der Resultate jedoch gewisse Schranken gesetzt. Die Stichprobenmethode beinhaltet, insbesondere für kleine Räume, einen nicht vernachlässigbaren theoretischen Fehler (je kleiner die Fläche, desto grösser der Fehler!). Die Genauigkeit hängt insbesondere von der Anzahl der Stichprobenpunkte und dem Typ der Nutzungsart (linienförmig, gross-, kleinflächig) ab (siehe auch Abschnitt 7.1.3).

Die Luftbildauswertung hat ausserdem zur Folge, dass nur Nutzungen ausgewiesen werden können, die auf dem Luftbild erkennbar sind. Statistische Aussagen über schlecht erkennbare Nutzungen (z.B. die Gebäudenutzung) sind daher mit Vorsicht zu betrachten. Die unterschiedlichen Erhebungsmethoden führen ferner dazu, dass die mit der Methode der stichprobenweisen Luftbildinterpretation erhobenen moderneren Arealstatistiken nicht direkt mit der Arealstatistik 1972 (dominante Nutzung in der Hektare) oder anderen früheren Erhebungen vergleichbar sind. Von entsprechenden Zeitreihen sowie von Aussagen über Nutzungsänderungen muss deshalb abgeraten werden.

Für die systematische Auswertung von Gemeinde-, Bezirks- und Kantonsresultaten wurden Standardaggregationen mit 15 Nutzungsarten (siehe Abbildung 29) verwendet. Während sich diese mit Einschränkungen auch für kleinräumige Untersuchungen eignet, so ist die Differenzierung in 25 Nutzungsarten nur für grössere Räume (Bezirke, Region) zu empfehlen.

[...]

7.1.3 Datenqualität und statistische Signifikanz

Die Stichprobenmethode hat gegenüber der flächenscharfen Abgrenzung der Nutzungen im Luftbild den Vorteil, dass sie wirtschaftlicher ist und schneller zu brauchbaren Resultaten führt. Ihr Nachteil besteht allerdings darin, dass die erzielten Ergebnisse für kleine Räume und kleinflächige Nutzungen relativ ungenau sind und die kartografische Darstellung nur beschränkt sinnvoll ist. Die Datenqualität und die Stichprobentheorie wurden in verschiedenen Publikationen zur Arealstatistik 1979/85 erläutert. An dieser Stelle sollen deshalb nur qualitative Überlegungen folgen. Stark vereinfacht und zusammenfassend ist festzuhalten, dass der Fehler einer Punktstichprobenerhebung im Wesentlichen von zwei Faktoren abhängig ist, nämlich von der Häufigkeit einer bestimmten Nutzungsart einerseits und von deren Form, Grösse und Verteilung andererseits:

- Der Schätzfehler ist umso kleiner, je häufiger ein Stichprobenpunkt auf ein Merkmal – in unserem Falle auf eine Bodennutzungsart – trifft. Höhere Genauigkeit erfordert demnach grössere Erhebungsräume, eine kleinere Zahl der erhobenen Merkmale (Zusammenfassung der Kategorien) oder ein dichteres Stichprobennetz.
- Der Stichprobenfehler ist umso kleiner, je grösser die zusammenhängende Fläche der erhobenen Bodennutzungsart im Verhältnis zur Fläche ist, die durch einen Stichprobenpunkt repräsentiert wird (z.B. bei grossen Wäldern, Seen usw.). Hier findet der Stichprobenprozess nur in der Randzone statt, während im Innern ein einfacher Zählprozess ohne Fehleranteil durchgeführt wird. Umgekehrt sinkt die Genauigkeit bei stark streuenden, einflächigen Nutzungen (z.B. Einfamilienhäuser).

[...]

7.2 VOLKS- UND GEBÄUDEZÄHLUNG 2000

7.2.1 Gebäude- und Wohnungserhebung

Die Daten (Datenquelle siehe [5]) die als Gebäudemerkmale erhoben worden sind (Bau- und Renovationsperiode, Heizungsart, usw.) wurden auf die zugehörigen Wohnungen übertragen. Die Gebäude- und Wohnungsmerkmale weisen zum Teil fehlende Angaben ("missings") auf, die den direkten Vergleich mit Ergebnissen früherer Zählungen erschweren. Damit Datenbenützer die 2000er Daten für Vergleiche nicht selber ergänzen müssen, bietet das BFS zusätzlich vervollständigte Daten an. In diesem *autokomplettierten Datensatz* sind fehlende Angaben (mit Ausnahme der Miete und der Fläche) statistisch auf 100 % ergänzt worden. Bei den angewandten statistischen Verfahren wird die statistische Verteilung der bestehenden Werte grundsätzlich beibehalten. Mit diesen Daten sind somit statistische Auswertungen - soweit es sich nicht um kleinräumige geographische Einheiten handelt - ohne weiteres möglich. Dagegen müssen die eingesetzten Werte für ein einzelnes Gebäude oder eine einzelne Wohnung sehr vorsichtig interpretiert werden, da sie nicht unbedingt der Realität entsprechen.

Die detaillierten Datenmerkmale der Gebäude- und Wohnungserhebung sind auf folgender Seite aufgelistet. Gelb hinterlegte Merkmale haben für vorliegende Studie besondere Relevanz.

Merkmal	Kurzbeschreibung
	<i>Die Koordinaten definieren den südwestlichen Eckpunkt (linke untere Ecke) der Hektare</i>
X_KOORD	X-Hektarkoordinate (6 Stellen)
Y_KOORD	Y-Hektarkoordinate (6 Stellen)
A00TOT	Gebäude 2000, Total
A00A01	Wohngebäude, Total
A00A02	reine Wohngebäude
A00A03	Einfamilienhäuser
A00A04	Zweifamilienhäuser
A00A05	Mehrfamilienhäuser
A00A06	andere Wohngebäude
A00A07	sonstige Gebäude
A00A08	Notunterkünfte
A00A09	Sammelgebäude
	<i>Wohngebäude nach Bauperiode</i>
A00B01	vor 1919 erbaut
A00B02	zwischen 1919 - 1945 erbaut
A00B03	zwischen 1946 - 1960 erbaut
A00B04	zwischen 1961 - 1970 erbaut
A00B05	zwischen 1971 - 1980 erbaut
A00B06	zwischen 1981 - 1990 erbaut
A00B07	zwischen 1991 - 1995 erbaut
A00B08	zwischen 1996 - 2000 erbaut
	<i>Wohngebäude nach Renovationsperiode</i>
A00R01	Zwischen 1971 - 1980 renoviert
A00R02	Zwischen 1981 - 1990 renoviert
A00R03	Zwischen 1991 - 1995 renoviert
A00R04	Zwischen 1996 - 2000 renoviert
A00R05	nicht renoviert
	<i>Wohngebäude nach Anzahl Geschossen</i>
A00G01	mit 1 Geschoss
A00G02	mit 2 Geschossen
A00G03	mit 3 Geschossen
A00G04	mit 4 Geschossen
A00G05	mit 5 Geschossen
A00G06	mit 6 Geschossen
A00G07	mit 7 - 9 Geschossen
A00G08	mit 10 - 14 Geschossen
A00G09	mit 15 und mehr Geschossen
	<i>Wohngebäude nach Heizungsart</i>
A00H01	mit Einzelofenheizung
A00H02	mit Etagenheizung
A00H03	mit Zentralheizung für ein Gebäude
A00H04	mit öffentlicher Fernwärmeversorgung
A00H05	mit Zentralheizung für mehrere Gebäude
A00H06	ohne Heizung
	<i>Wohngebäude nach überwiegendem Energieträger der Heizung</i>
A00E01	Heizöl
A00E02	Holz
A00E03	Wärmepumpe
A00E04	Elektrizität
A00E05	Gas
A00E06	Fernwärme
A00E07	Kohle
A00E08	Sonnenkollektor
A00E09	andere Energieträger
A00E10	ohne Heizung
	<i>Wohngebäude nach Energieträger Warmwasseraufbereitung, Sommer</i>
A00EWS01	Heizöl
A00EWS02	Holz
A00EWS03	Wärmepumpe
A00EWS04	Elektrizität
A00EWS05	Gas
A00EWS06	Fernwärme
A00EWS07	Kohle
A00EWS08	Sonnenkollektor
A00EWS09	andere Energieträger
A00EWS10	ohne Warmwasserversorgung
	<i>Wohngebäude nach Energieträger Warmwasseraufbereitung, Winter</i>
A00EWW01	Heizöl
A00EWW02	Holz
A00EWW03	Wärmepumpe
A00EWW04	Elektrizität
A00EWW05	Gas
A00EWW06	Fernwärme
A00EWW07	Kohle
A00EWW08	Sonnenkollektor

A00EWW09	andere Energieträger
A00EWW10	ohne Warmwasserversorgung
A00WTOT	Wohnungen 2000, Anzahl
A00WT7	mit Flächenangabe, Anzahl
A00WT8	Wohnfläche in m ² (vorhandene Flächenangaben)
A00WT9	ohne Flächenangabe, Anzahl
A00WDTOT	Bewohnte Wohnungen 2000, Anzahl
A00WD7T	mit Flächenangabe, Anzahl
A00WD8T	Wohnfläche in m ² (vorhandene Flächenangaben)
A00WD9T	ohne Flächenangabe, Anzahl
	<i>Mieter- und Genossenschaftswohnungen</i>
A00WDT901	mit Angabe der Miete und Fläche, Anzahl
A00WDT902	mittlerer Mietpreis pro m ²
A00WDT904	ohne Angabe der Miete und Fläche, Anzahl
A00WDT1	vor 1919 erbaut
A00WDT2	zwischen 1919 - 1945 erbaut
A00WDT3	zwischen 1946 - 1960 erbaut
A00WDT4	zwischen 1961 - 1970 erbaut
A00WDT5	zwischen 1971 - 1980 erbaut
A00WDT6	zwischen 1981 - 1990 erbaut
A00WDT7	zwischen 1991 - 1995 erbaut
A00WDT8	zwischen 1996 - 2000 erbaut

7.2.2 Gebäudearten

Es werden zwei Haupttypen von Gebäuden unterschieden:

- Wohngebäude: Einerseits Häuser, die ausschliesslich aus Wohnungen bestehen (reine Wohngebäude) und andererseits Gebäude, die hauptsächlich Wohnzwecken dienen (andere Wohngebäude).
- Sonstige Gebäude: Ausschliesslich von Kollektivhaushalten benutzte Gebäude (Hotels, Spitäler, Klöster, usw.) sowie Gebäude, die hauptsächlich anderen als Wohnzwecken dienen, wie Fabriken, Verwaltungsbauten, Schulen usw., unter der Bedingung, dass diese bewohnt sind oder mindestens über eine zeitweise oder nicht bewohnte Wohnung verfügen.

7.3 BETRIEBSZÄHLUNG 2005, BFS GEOSTAT

Datenquelle siehe [5].

Merkmal Caractère	NOGA 2002	Kurzbeschreibung			
Koordinaten, südwestlicher Eckpunkt der Hektare					
X		X Meterkoordinate			
Y		Y Meterkoordinate			
Arbeitsstätten, Beschäftigte nach Abteilungen pro Hektare			m² EBF pro Vollzeitäquivalent		
B0510VZA	10	Kohlenbergbau, Torfgewinnung	Anzahl Vollzeitäquivalente		0
B0511VZA	11	Gewinnung von Erdöl und Erdgas, Erbringung damit verbundener Dienstleistungen	Anzahl Vollzeitäquivalente		0
B0512VZA	12	Bergbau auf Uran- und Thoriumerze	Anzahl Vollzeitäquivalente		0
B0513VZA	13	Erzbergbau	Anzahl Vollzeitäquivalente		0
B0514VZA	14	Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	Anzahl Vollzeitäquivalente		0
B0515VZA	15	Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln sowie Getränken	Anzahl Vollzeitäquivalente	Industrie	20
B0516VZA	16	Tabakverarbeitung	Anzahl Vollzeitäquivalente	Industrie	20
B0517VZA	17	Herstellung von Textilien	Anzahl Vollzeitäquivalente	Industrie	20
B0518VZA	18	Herstellung von Bekleidung	Anzahl Vollzeitäquivalente	Industrie	20
B0519VZA	19	Herstellung von Leder und Lederwaren	Anzahl Vollzeitäquivalente	Industrie	20
B0520VZA	20	Herstellung von Holz sowie Holz-, Kork- und Flechtwaren (ohne Herstellung von Möbeln)	Anzahl Vollzeitäquivalente	Industrie	20
B0521VZA	21	Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus	Anzahl Vollzeitäquivalente	Schwerindustrie	100
B0522VZA	22	Herstellung von Verlags- und Druckerzeugnissen, Vervielfältigung von bespielten Ton-, Bild- und Datenträger	Anzahl Vollzeitäquivalente	Industrie	20
B0523VZA	23	Kokerei; Mineralölverarbeitung; Herstellung und Verarbeitung von Spalt- und Brutstoffen	Anzahl Vollzeitäquivalente	Schwerindustrie	100
B0524VZA	24	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	Anzahl Vollzeitäquivalente	Schwerindustrie	100
B0525VZA	25	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	Anzahl Vollzeitäquivalente	Schwerindustrie	100
B0526VZA	26	Herstellung von Glas und Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden	Anzahl Vollzeitäquivalente	Schwerindustrie	100
B0527VZA	27	Metallerzeugung und -bearbeitung	Anzahl Vollzeitäquivalente	Schwerindustrie	100
B0528VZA	28	Herstellung von Metallerzeugnissen	Anzahl Vollzeitäquivalente	Schwerindustrie	100
B0529VZA	29	Maschinenbau	Anzahl Vollzeitäquivalente	Schwerindustrie	100
B0530VZA	30	Herstellung von Büromaschinen, Datenverarbeitungsgeräten und -einrichtungen	Anzahl Vollzeitäquivalente	Industrie	20
B0531VZA	31	Herstellung von Geräten der Elektrizitätserzeugung, -verteilung u. Ä.	Anzahl Vollzeitäquivalente	Industrie	20
B0532VZA	32	Herstellung von Geräten der Radio-, Fernseh- und Nachrichtentechnik	Anzahl Vollzeitäquivalente	Industrie	20
B0533VZA	33	Herstellung von medizinischen Geräten, Präzisionsinstrumenten; optischen Geräten und Uhren	Anzahl Vollzeitäquivalente	Industrie	20
B0534VZA	34	Herstellung von Automobilen und Automobilteilen	Anzahl Vollzeitäquivalente	Schwerindustrie	100
B0535VZA	35	Sonstiger Fahrzeugbau	Anzahl Vollzeitäquivalente	Schwerindustrie	100
B0536VZA	36	Herstellung von Möbeln, Schmuck, Musikinstrumenten, Sportgeräten, Spielwaren und sonstigen Erzeugnisse	Anzahl Vollzeitäquivalente	Industrie	20
B0537VZA	37	Rückgewinnung	Anzahl Vollzeitäquivalente	Schwerindustrie	100
B0540VZA	40	Energieversorgung	Anzahl Vollzeitäquivalente	Schwerindustrie	100
B0541VZA	41	Wasserversorgung	Anzahl Vollzeitäquivalente	Schwerindustrie	100
B0545VZA	45	Bau	Anzahl Vollzeitäquivalente		0
B0550VZA	50	Automobilhandel, Instandhaltung und Reparatur von Automobilen; Tankstellen	Anzahl Vollzeitäquivalente	Industrie	20
B0551VZA	51	Handelsvermittlung und Grosshandel (ohne Handel mit Automobilen)	Anzahl Vollzeitäquivalente	Verwaltung	20
B0552VZA	52	Detaillhandel (ohne Handel mit Automobilen und ohne Tankstellen); Reparatur von Gebrauchsgütern	Anzahl Vollzeitäquivalente	Verwaltung	20
B0555VZA	55	Beherbergungs- und Gaststätten	Anzahl Vollzeitäquivalente	Spitäler	75
B0560VZA	60	Landverkehr; Transport in Rohrfernleitungen	Anzahl Vollzeitäquivalente		0
B0561VZA	61	Schifffahrt	Anzahl Vollzeitäquivalente		0
B0562VZA	62	Luftfahrt	Anzahl Vollzeitäquivalente		0
B0563VZA	63	Hilfs- und Nebentätigkeiten für den Verkehr; Verkehrsvermittlung	Anzahl Vollzeitäquivalente	Verwaltung	20
B0564VZA	64	Nachrichtenübermittlung	Anzahl Vollzeitäquivalente	Verwaltung	20
B0565VZA	65	Kreditinstitute	Anzahl Vollzeitäquivalente	Verwaltung	20
B0566VZA	66	Versicherungen (ohne Sozialversicherung)	Anzahl Vollzeitäquivalente	Verwaltung	20
B0567VZA	67	Mit den Kreditinstituten und Versicherungen verbundene Tätigkeiten	Anzahl Vollzeitäquivalente	Verwaltung	20
B0570VZA	70	Grundstücks- und Wohnungswesen	Anzahl Vollzeitäquivalente	Verwaltung	20
B0571VZA	71	Vermietung beweglicher Sachen ohne Bedienungspersonal	Anzahl Vollzeitäquivalente	Verwaltung	20
B0572VZA	72	Datenverarbeitung und Datenbanken	Anzahl Vollzeitäquivalente	Verwaltung	20
B0573VZA	73	Forschung und Entwicklung	Anzahl Vollzeitäquivalente	Verwaltung	20
B0574VZA	74	Erbringung von unternehmensbezogenen Dienstleistungen	Anzahl Vollzeitäquivalente	Verwaltung	20
B0575VZA	75	Öffentliche Verwaltung; Verteidigung, Sozialversicherung	Anzahl Vollzeitäquivalente	Verwaltung	20
B0580VZA	80	Erziehung und Unterricht	Anzahl Vollzeitäquivalente	Verwaltung	20
B0585VZA	85	Gesundheits-, Veterinär- und Sozialwesen	Anzahl Vollzeitäquivalente	Verwaltung	20
B0590VZA	90	Abwasser- und Abfallbeseitigung und sonstige Entsorgung	Anzahl Vollzeitäquivalente	Verwaltung	20
B0591VZA	91	Interessenvertretungen sowie kirchliche und sonstige Vereinigungen (ohne Sozialwesen, Kultur und Sport)	Anzahl Vollzeitäquivalente	Verwaltung	20
B0592VZA	92	Kultur, Sport und Unterhaltung	Anzahl Vollzeitäquivalente	Verwaltung	20
B0593VZA	93	Erbringung von sonstigen Dienstleistungen	Anzahl Vollzeitäquivalente	Verwaltung	20

Abbildung 30: Eidgenössische Betriebszählung 2005, Sektor 2 und 3. Merkmale nach Abteilungen pro Hektar. In der letzten Spalte sind die Personenflächen je Arbeitsstätten-Typ geschätzt, welche für die Berechnung der Energiebezugsflächen in Nicht-Wohnbauten verwendet werden.

