

CLIMATE CHANGE

31/2020

Kommunaler Klimaschutz durch Verbesserung der Effizienz in der Fernwärmeversorgung mittels Nutzung von Niedertemperaturwärme- quellen am Beispiel tiefengeothermischer Ressourcen

Anhang

CLIMATE CHANGE 31/2020

Umweltforschungsplan des
Bundesministeriums für Umwelt,
Naturschutz und nukleare Sicherheit

Forschungskennzahl 3715 41 112 0
FB00442/ANH

Kommunaler Klimaschutz durch Verbesserung der Effizienz in der Fernwärmeversorgung mittels Nutzung von Niedertemperaturwärmequellen am Beispiel tiefengeothermischer Ressourcen

Anhang

von

Matthias Sandrock, Christian Maaß, Simona Weisleder, Hilmar Westholm, Wolfgang Schulz

HIC Hamburg Institut Consulting GmbH, Hamburg

Geraldine Löschan, Christina Baisch, Horst Kreuter, Dorothea Reyer
GeoThermal Engineering GmbH, Karlsruhe

Dirk Mangold, Mathieu Riegger, Christian Köhler

Solites Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische
Energiesysteme, Stuttgart

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber:

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
buergerservice@uba.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

 /umweltbundesamt.de

 /umweltbundesamt

Durchführung der Studie:

HIC Hamburg Institut Consulting GmbH
Paul-Neumann-Platz 5
22765 Hamburg

GeoT GeoThermal Engineering GmbH
Baischstr. 8
76133 Karlsruhe

Solites Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische
Energiesysteme
Meitnerstr. 8
70563 Stuttgart, Germany

Abschlussdatum:

April 2018

Redaktion:

Fachgebiet V 1.3 Erneuerbare Energien
Dr. Andreas Bertram

Publikationen als pdf:

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, Oktober 2020

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen
und Autoren.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	2
A.1 Berechnungsrandbedingungen der exergetischen Untersuchungen	3
A.1.1 Kennwerte der betrachteten Wärmenetze	3
A.1.2 Allgemeine Berechnungsrandbedingungen.....	3
A.1.3 Kennwerte der Gasbrennwerttherme	4
A.1.4 Kennwerte des Gas-BHKWs	4
A.1.5 Kennwerte des Holzpelletkessels	5
A.1.6 Kennwerte der solarthermischen Wärmeerzeugung	5
A.1.7 Kennwerte der industriellen Abwärmenutzung	6
A.1.8 Kennwerte der Wärmepumpe mit oberflächennahen Erdwärmesonden	7
A.1.9 Kennwerte der tiefen Geothermie und der zugehörigen Aufwertungsoptionen	7
A.2 Projektdatenblätter Geothermie-Projekte	9
A.2.1 Unterhaching	9
A.2.2 Neustadt-Glewe	15
A.2.3 Waren (Müritz)	20
A.2.4 Erding	24
A.2.5 AFK (Aschheim, Feldkirch, Kirchheim)	28
A.2.6 Kirchweidach.....	33
A.2.7 Arnsberg.....	37
A.2.8 Pariser Becken	40
A.2.9 Riehen	48
A.3 Projektdatenblatt Solarthermie.....	54
A.3.1 Projektdatenblatt „Solare Nahwärme Crailsheim Hirtenwiesen 2“	54
A.4 Projektdatenblatt Industrielle Abwärme	58
A.4.1 Projektdatenblatt „Raffinerieabwärme Karlsruhe“	58

Anhang

A.1 Berechnungsrandbedingungen der exergetischen Untersuchungen

A.1.1 Kennwerte der betrachteten Wärmenetze

Tabelle 1: Kennwerte der betrachteten Wärmenetze

	Wert	Einheit	Bemerkung	Quelle
HSB Primär	1	%		Annahme basierend auf AGFW 2010: Arbeitsblatt 309-1, Abschnitt 3.3
HSB Sekundär	1,5	%	Durchschnitt	AGFW 2010: Arbeitsblatt 309-1, Abschnitt 3.3
HSB LowEx	2	%		Annahme basierend auf AGFW 2010: Arbeitsblatt 309-1, Abschnitt 3.3
WV Primär	14	%		Annahme basierend auf AGFW 2016: Hauptbericht der Fernwärmeversorgung
WV Sekundär	12	%	Durchschnitt	AGFW 2016: Hauptbericht der Fernwärmeversorgung
WV LowEx	9	%		Annahme basierend auf AGFW 2016: Hauptbericht der Fernwärmeversorgung
Netzwärmebedarf	1000	MWh		Annahme

A.1.2 Allgemeine Berechnungsrandbedingungen

Tabelle 2: Allgemeine Berechnungsrandbedingungen

	Wert	Einheit	Bemerkung	Quelle
CO ₂ -Emissionsfaktor des deutschen Strommix	0,565	t/MWh	CO ₂ -Äquivalent; inklusive Vorkettenemissionen	GEMIS (2017): „Stromnetz-lokal 2015“
PE-Faktor Strom-Mix	2,8		gesamt	DIN V 18599-1 und EnEV (2017)
	1,8		davon fossil	
Grädigkeit	2	K	bei Flüssigkeiten	Annahme
	5	K	bei Gasen	Annahme
Jahresmitteltemperatur	4,2	°C	gewichtet nach Heizgradtagen	Berechnet aus Wetterdaten für Deutschland
Raumtemperatur	20	°C		Annahme
TWW-Temperatur	43	°C		DIN EN 806-2

Mittlere Nutztemperatur	24,5	°C	gewichtet (80% Heizen/20% TWW)	Berechnet
Wärmeverluste in der Heizzentrale	2	%		Annahme

A.1.3 Kennwerte der Gasbrennwerttherme

Tabelle 3: Kennwerte der Gasbrennwerttherme

	Wert	Einheit	Bemerkung	Quelle
Jahresnutzungsgrad Wärmenetz 2. Generation	0,86		Abstufung aufgrund Abgas-temperatur und Brennwerteffekt	Annahme basierend auf Hertle et al. (2016)
3. Generation	0,87			
4. Generation	0,89			
Hilfsstrombedarf	1	%	in Prozent der erzeugten Wärme	
CO ₂ -Emissionsfaktor Gas	0,234	t/MWh	Vorkettenemissionen „Erdgas-DE-mix frei KW/IN“ i.H.v. 0,033 t/MWh gemäß GEMIS (2017) und Brennstoffemissionen i.H.v. 0,201 t/MWh bzw. 55,9 t/TJ gemäß Jührich (2016)	GEMIS (2017) und Jührich (2016)
Primärenergiefaktor	1,1			EnEV (2017)
Rauchgastemperatur	800	°C	Eintrittstemperatur Rauchgas in Wärmetauscher	Annex 49 Cascadia Tool

A.1.4 Kennwerte des Gas-BHKWs

Tabelle 4: Kennwerte des Gas-BHKWs

	Wert	Einheit	Bemerkung	Quelle
Jahresnutzungsgrad Wärmenetz 2. Generation	0,42 0,45		elektrisch thermisch Abstufung aufgrund Abgas-temperatur und Brennwerteffekt	Ermittelt aus ASUE (2011b)
Wärmenetz 3. Generation	0,42 0,47			
Wärmenetz 4. Generation	0,42 0,49			
Hilfsstrombedarf	1	%	in Prozent der erzeugten Wärme	

CO ₂ -Emissionsfaktor Gas	0,234	t/MWh	Vorkettenemissionen „Erdgas-DE-mix frei KW/IN“ i.H.v. 0,033 t/MWh gemäß GEMIS (2017) und Brennstoffemissionen i.H.v. 55,9 t /TJ bzw. 0,201 t/MWh gemäß Jührich (2016)	GEMIS (2017) und Jührich (2016)
Primärenergiefaktor	1,1			DIN V 18599-1
Auskopplungstemperatur	295	°C	Annahmen für Gasmotor-BHKW: 50 % Abwärme bei 500 °C (Abgas), 50 % Abwärme bei 90 °C (Motorkühlung)	Ermittelt aus ASUE (2010)

A.1.5 Kennwerte des Holzpelletkessels

Tabelle 5: Kennwerte des Holzpelletkessels

	Wert	Einheit	Bemerkung	Quelle
Jahresnutzungsgrad Wärmenetz 2. Generation	0,77		Abstufung aufgrund Abgastemperatur und Brennwerteffekt	Annahme basierend auf Hertle et al. (2016)
Wärmenetz 3. Generation	0,80			
Wärmenetz 4. Generation	0,83			
CO ₂ -Emissionsfaktor	0,070	t/MWh	Direkte Emissionen inkl. Vorkettenemissionen	Memmler et al. (2017)
Primärenergiefaktor	1,2		gesamt	DIN V 18599-1
	1		davon erneuerbar	
Hilfsstrombedarf	2	%	in Prozent der erzeugten Wärme	Gemis 4.9.4

A.1.6 Kennwerte der solarthermischen Wärmeerzeugung

Tabelle 6: Kennwerte der solarthermischen Wärmeerzeugung

	Wert	Einheit	Bemerkung	Quelle
Wärmeverluste Wärmenetz 2. Generation	20	%	Verluste für Speicherung und Leitung in Heizzentrale (kein Langzeitspeicher)	Annahme
Wärmenetz 3. Generation	15	%		
Wärmenetz 4. Generation	10	%		

CO ₂ -Emissionsfaktor	0,025	t/MWh	Vorkettenemissionen (direkte Emissionen sind nicht vorhanden)	Memmler et al. (2017)
Primärenergiefaktor	1		gesamt	DIN V 18599-1
	1		davon erneuerbar	
Hilfsstrombedarf	3	%	in Prozent der erzeugten Wärme	Annahme
Temperatur	94		Vorlauftemperatur-Netz + 4 K	Annahme

A.1.7 Kennwerte der industriellen Abwärmenutzung

Tabelle 7: Kennwerte der industriellen Abwärmenutzung

	Wert	Einheit	Bemerkung	Quelle
Wärmeverluste primär	13	%	Verluste für Speicherung und Leitung in Heizzentrale (kein Langzeitspeicher)	Annahme
sekundär	10	%		
Low-Ex	7	%		
CO ₂ -Emissionsfaktor	0	t/MWh	Annahme für die Nutzung andernfalls „verlorener“ Wärme, wobei sich die Wärmenutzung nicht negativ auf den Energieverbrauch des Industrieprozesses auswirkt.	Annahme
Primärenergiefaktor	1		gesamt	Annahme
	1		davon erneuerbar	
Hilfsstrombedarf	1	%	in Prozent der beförderten Wärme	Annahme basiert auf Hertle et al. (2016)
Temperatur	124	°C	bei Eintritt in Heizzentrale	Annahme

A.1.8 Kennwerte der Wärmepumpe mit oberflächennahen Erdwärmesonden

Tabelle 8: Kennwerte der Wärmepumpe mit oberflächennahen Erdwärmesonden

	Wert	Einheit	Bemerkung	Quelle
Quelltemperatur	5	°C		Annahme
Gütegrad	0,55		auf internen Prozess bezogen	Annahme
CO ₂ -Emissionsfaktor	0,032	t/MWh	Vorkettenemissionen (direkte Emissionen sind nicht vorhanden)	Memmler et al. (2017)
Primärenergiefaktor	1		gesamt	DIN V 18599-1
	1		davon erneuerbar	
Hilfsstrombedarf (mit Ausnahme der Antriebsenergie des Wärmepumpenverdichters)	3	%	in Prozent der erzeugten Wärme	Annahme

A.1.9 Kennwerte der tiefen Geothermie und der zugehörigen Aufwertungsoptionen

Tabelle 9: Kennwerte der tiefen Geothermie und der zugehörigen Aufwertungsoptionen

	Wert	Einheit	Bemerkung	Quelle
CO ₂ -Emissionsfaktor	0,00073	t/MWh		Memmler et al. (2017)
Primärenergiefaktor	1		gesamt	EnEV (2017)
	1		davon erneuerbar	EnEV (2017)
Förderhöhe der Tief-/Förderpumpe	600	m	unabhängig von Bohrtiefe und Fördertemperatur	Annahme
Wirkungsgrad Tief-/Förderpumpe	0,8			Annahme
Fördertemperatur	64	°C	~ Tiefe von ca. 2000 m	Annahme
Reinjektionstemperatur	35	°C		Annahme
Fördertemperatur	94	°C	~ Tiefe von ca. 3000 m	Annahme

Reinjektions- temperatur	65	°C		Annahme
Hilfsstrombedarf Gasmotorwärme- pumpe	2	%		Annahme
Hilfsstrombedarf Sorptionswärme- pumpe	2	%		Annahme
Gütegrad Sorptions- wärmepumpe	0,7	-	auf internen Prozess bezogen	Annahme
Hub-/Schub- Verhältnis der Sorp- tionswärmepumpe	2/3	-		Annahme
Hilfsstrombedarf Wärmetransformator	3	%	ohne Thermal- wasserförderung	Annahme
Gütegrad Wärmetransformator	0,7		auf internen Prozess bezogen	Annahme

A.2 Projektdatenblätter Geothermie-Projekte

A.2.1 Unterhaching

Projektdatenblatt „Unterhaching“

Stammdaten			
Projektname	Ort	Bundesland	
Geothermie Unterhaching	Unterhaching	Bayern	
Betreiber	Projektbeginn	Betriebsbeginn	
Geothermie Unterhaching Produktions-GmbH & Co. KG	2002	2007	
Gesellschafter			
Erdwärme Grünwald GmbH (EWG) (seit 12/2017: 95 %), Gemeinde Unterhaching (seit 12/2017: 5 %)			
Geothermische Quelle			
Provinz	Zielhorizont	Reservoirtyp	Chemismus (TDS)
Molassebecken	Malm	Karstaquifer	0,4-0,6 g/l
Erschließungskonzept			
Schema	Pumpensystem	Pumpenleistung	
Dublette	ESP	1,5 MW	
Art	1. Bohrung	2. Bohrung	Besonderheiten
	Produktion	Injektion	
$T_{\text{Bohrlochkopf}}$	122 °C	133 °C	Temperatur gemessen bei Fördertest. Reinjektionstemperatur liegt bei 57-63 °C.
Q_{Betrieb}	140 l/s	200 l/s	Förderrate gemessen bei Fördertest. Reinjektionsrate im Betrieb liegt bei 133 l/s (gleiche Masse wie Produktionsrate, allerdings – da kälter – geringeres Volumen).
Bohrteufe	3.350 m TVD	3.580 m TVD	
Filterstrecke	2.986 – 3.350 m	2.973 – 3590 m	
Enddurchmesser	7 5/8“ slotted liner	9 5/8“ open hole	
Energetisches Konzept			
Nutzungskonzept			
Seit 2009: Kraft-Wärme-Kopplung, wärmegeführt, Stilllegung des Kalina-Kraftwerks für 2018 geplant.			

Installierte Leistung Strom		Installierte Leistung Wärme		Davon aus Geothermie	
3,36 MW		85 MW		38 MW _{th}	
Weitere Energieträger			Leistung		Details Einbindung
Fossiles Redundanzwerk			2 x 23,5 MW		2 heizöl-/gasbetriebene Kessel sowie zusätzliches gasbetriebenes BHKW zur Eigenstromerzeugung (2 MW _e), 2 MW _{th} aus BHKW werden ganzjährig ins Fernwärmenetz eingespeist
Temperaturerhöhung [K]		Art (z.B. Wärmepumpe)		Leistung	Energiequelle
Keine Temperaturerhöhung notwendig		-		-	-
Wärmespeicher					
Im Bedarfsfall die Verbundleitung Grünwald – Unterhaching (20 MW); Volumen 727 m ³					
Abnehmerstruktur					
Abnehmer	Temperaturniveau		Leistung aus Geothermie	Bemerkungen	
	Vorlauf	Rücklauf			
Stromerzeugung	120 °C	63 °C	3,36 MW _e	Kalina	
Fernwärme	90 - 115 °C	57 - 62 °C	38 MW _{th}	Größter Abnehmer: Campeon-Gelände (7 MW)	
Wärmenetz					
Gesamtlänge		Länge Bestand		Länge Neubau	
42,5 km		0 km		42,5 km	
Hausanschlüsse		Anschlussquote		Leistung der Speisepumpen	
Bestand	neu	Bestand	neu		
-	ca. 7.000 Haushalte / 14.000 Einwohner	-	> 50 % des Wärmebedarfs des Netzes durch Geothermie gedeckt	400 kW	
Vorlauftemperatur		Rücklauftemperatur		Durchmesser	Druckstufe
Variabel je nach Strom- und Wärmebedarf				DN 20 - 450	PN 25

Details zur Netzeinbindung /Einspeisevariante (RL->RL, RL->VL, VL->VL¹)

Einspeisevariante: RL-VL /

Redundante Umwälzpumpe innerhalb des Heizwerks zur Speisung des Wärmenetzes

Vergleich Planung – Aktueller Ausbau

	Gesamte jährlich in das Wärmenetz eingespeiste Wärmemenge [GWh/a]	Anteil Geothermie [%]	Vorlauf-temperatur [°C]	Rücklauf-temperatur [°C]
Geplanter Endausbau	170	95%	Sommer 90 -95 °C Winter 100 – 115 °C	57 - 62 °C
Aktueller Ausbau	116	95%	Sommer 90 -95 °C Winter 100 – 115 °C	57 - 62 °C

Ökonomie / Ökologie

Investitionskosten	Davon Kraftwerk	Davon Heizzentrale	Davon Netzausbau	Besonderheiten
ca. 100 Mio. Euro	ca. 16 Mio. Euro	ca. 6 Mio. Euro	ca. 50 Mio. Euro	

Finanzierung und Förderung

- ▶ Zuschuss aus dem ZIP-Programm (Bundesregierung)
- ▶ Zuschuss für Fündigkeitsversicherung (Freistaat Bayern)
- ▶ Investitionszuschuss zur Förderung von Demonstrationsvorhaben: 1,2 Mio. EUR (BMU)
- ▶ Darlehen zur Förderung von Demonstrationsvorhaben: 22,4 Mio. EUR (BMU)
- ▶ F&E Zuwendung für Begleitforschung (BMU) : 696 Tsd. EUR
- ▶ Zuschüsse aus dem KfW-Programm für Erneuerbare Energien 3 Mio. EUR und Zuschuss LfA Bayern 90 Tsd. EUR
- ▶ Darlehen aus KfW-Programm für Erneuerbare Energien: 13,5 Mio. EUR

Anlagenverfügbarkeit (technisches Potential)	Anlagen-Auslastung (Nutzungspotential)	Jahresproduktion geothermisch [GWh/a]
ca. 95 % (zweimal jährlich Unterbrechung zur Pumpensäuerung)	ca. 90 % (wegen Revisionszeiträumen in der Verstromungsanlage kein ganzjähriger Volllast-Betrieb möglich)	74,71 (2014)

¹ RL->RL: Rücklaufanhebung, d.h. Entnahme aus und Einspeisung in den Wärmenetzrücklauf

RL->VL: Anhebung auf Vorlauftemperatur, d.h. Entnahme im Rücklauf und Einspeisung in den Wärmenetzvorlauf

VL->VL: Vorlaufanhebung, d.h. Entnahme aus und Einspeisung in den Wärmenetzvorlauf

Verlauf Jahresproduktion Geothermie

Stromerzeugung



© Agemar (2014a, b)

Direktwärmennutzung (Fernwärme)



© Agemar (2014a, b)

Amortisation

ca. 20 Jahre

Rendite (IRR)

5,1 – 8,2 % (2015)

Bilanzverlust von 790.000 € im Jahre 2016

CO₂-Einsparung

Ø 24.674 t/Jahr (2008 – 2014)

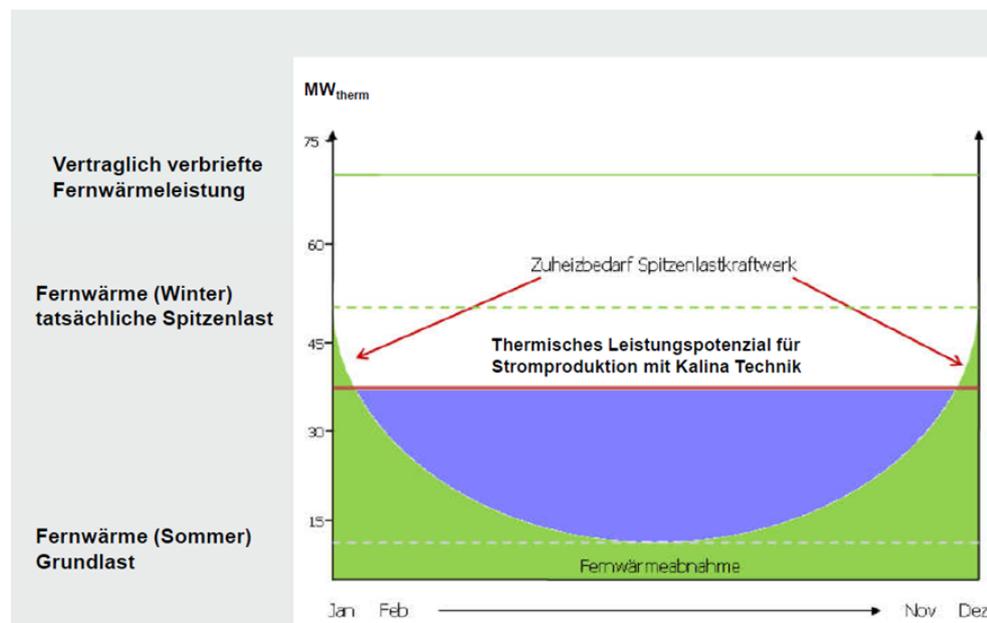
Berechnungsmodell CO₂-Einsparung

Wärmeseite: Vergleich mit den CO₂-Emissionen der im lokalen Wärmemix Unterhaching verdrängten Wärmequellen / Stromseite: Vergleich mit bundesdeutschem Strommix

Sonstige Umwelteffekte

Abbildungen

Bedarfslinie und Wärmeproduktion im durchschnittlichen Jahresverlauf

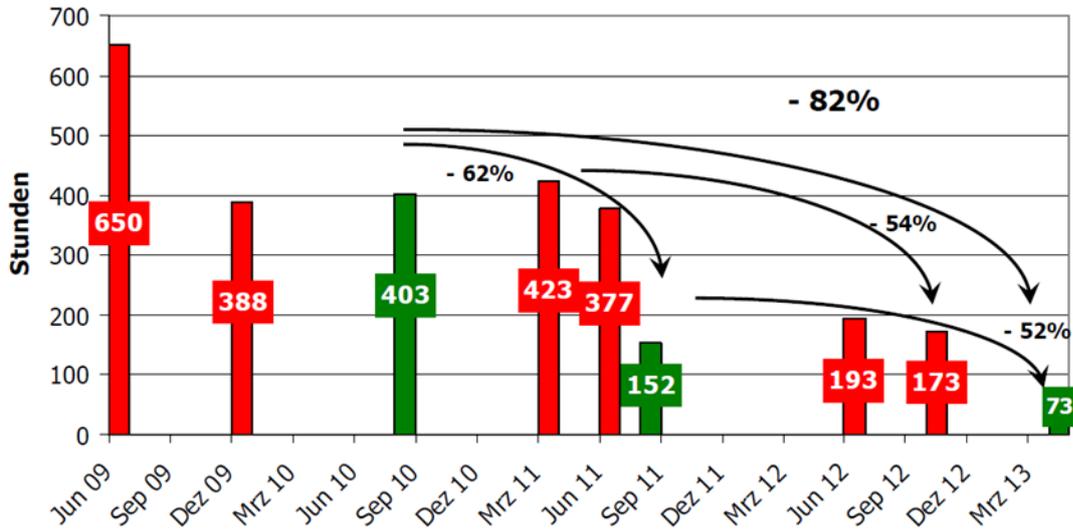


© Weimann (2012)

Verbesserung der Verfügbarkeit durch zügige Pumpenwechsel

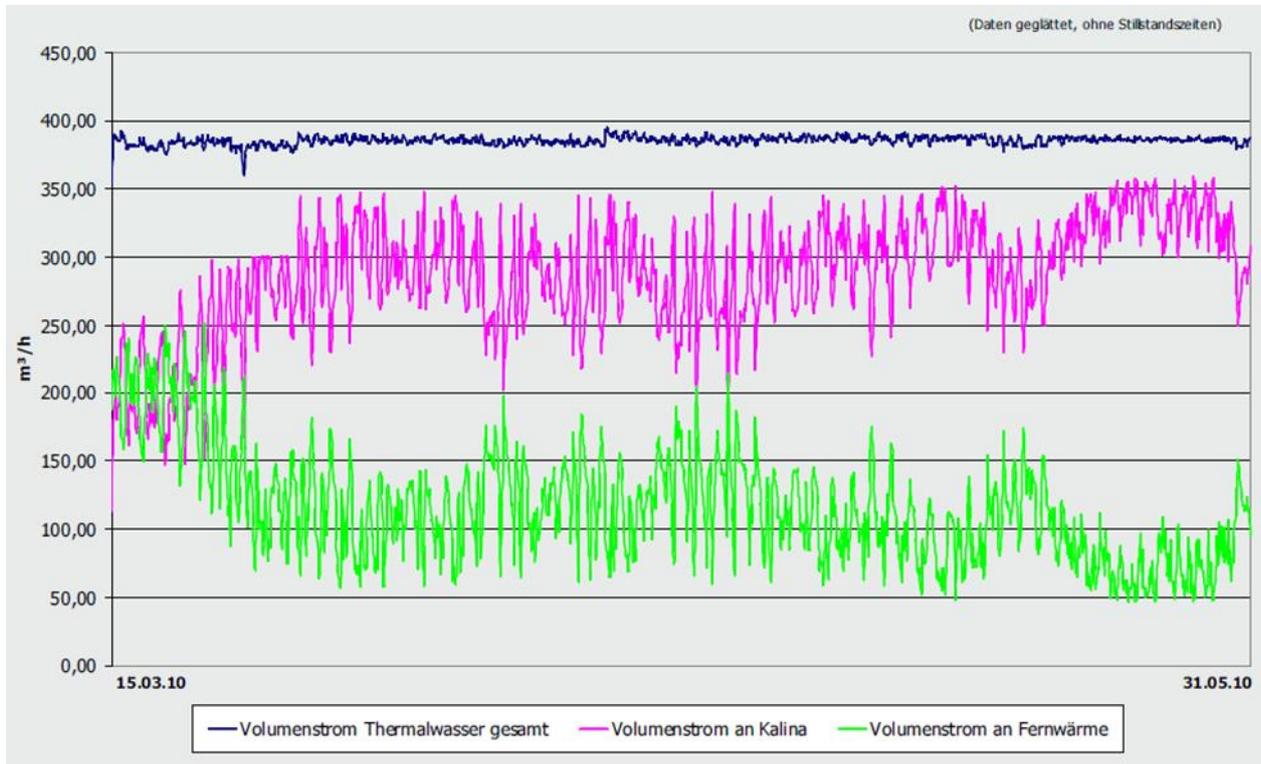
Betriebsunterbrechung Thermalwasserförderung durch Pumpenwechsel

■ = ungeplanter Wechsel ■ = geplanter Wechsel



© Geisinger (2013)

Thermalwasservolumenstrom, kombiniert aus Fernwärme und Stromerzeugung



© Weimann (2012)

Besonderheiten

- ▶ Wärmegeführte Anlage, Parallele Thermalwassernutzung für Strom und Wärme von 2009-2017
- ▶ 2003 wurde die europaweit erste privatwirtschaftliche Fündigkeitsversicherung abgeschlossen
- ▶ Fernwärmeproduktion hatte immer oberste Priorität, im Winter deshalb gelegentlich Verzicht auf Stromproduktion und höhere Stromproduktion im Sommer
- ▶ Verbindungsleitung zur Geothermieanlage Laufzorn/Grünwald zur Sicherung der Fernwärmeversorgung bei Spitzenlast ohne fossiles Nachheizen zur weiteren Vermeidung von Emissionen
- ▶ Häufiger Pumpenausfall zum Projektbeginn durch technische Probleme und fehlende Erfahrungswerte
- ▶ Wiederholte Schwierigkeiten im Kalina-Kraftwerk, insbesondere in Hinblick auf defekte Dichtungen – daher Stilllegung des Kraftwerkes für 2018 geplant.
- ▶ In Unterhaching treten trotz Druckhaltung Ausfällungen auf. Die Ausfällungen sind (wie bei den meisten Projekten in der bayerischen Molasse) nur auf der warmen Seite des Kreislaufs zu beobachten. Sobald das Thermalwasser um etwa 5-10 K abgekühlt ist, hat sich das neue Gleichgewicht eingestellt, so dass es zu keinen weiteren Ausfällungen kommt.
- ▶ Die Anlagenverfügbarkeit liegt bei etwa 95 % (zweimal pro Jahr gibt es eine Betriebsunterbrechung zur Pumpensäuerung). Die Anlagen-Auslastung liegt bei etwa 90 %. Die Differenz erklärt sich aus den Revisionszeiträumen der Verstromungsanlage, während derer kein Volllastbetrieb möglich ist.

Referenzen

- ▶ Agemar et al. (2014a; 2014b)
- ▶ Erdwärme Grünwald GmbH (2014)
- ▶ Geisinger (2013)
- ▶ Geisinger (2015)
- ▶ Merkur (2017b)
- ▶ Projektbroschüre Unterhaching (Geothermie Unterhaching GmbH & Co. KG; 2012)
- ▶ Projektwebsite Unterhaching (Geothermie Unterhaching GmbH & Co. KG; 2015a)
- ▶ Projektdatenblatt Unterhaching (Geothermie Unterhaching GmbH & Co. KG; 2015b)
- ▶ Richter (2011)
- ▶ Seibt und Thorwart (2011)
- ▶ Süddeutsche (2017a, b, c)
- ▶ Weimann (2012)

A.2.2 Neustadt-Glewe

Projektdatenblatt „Neustadt-Glewe“

Stammdaten			
Projektname	Ort	Bundesland	
Erdwärme Neustadt-Glewe	Neustadt-Glewe	Mecklenburg-Vorpommern	
Betreiber	Projektbeginn	Betriebsbeginn	
Erdwärme Neustadt-Glewe GmbH	1984	1995	
Gesellschafter			
Stadt Neustadt-Glewe (47 %), mea Energieagentur Mecklenburg-Vorpommern (Tochterunternehmen der WEMAG-Gruppe, (45 %), GTN Geothermie Neubrandenburg GmbH (8 %)			
Geothermische Quelle			
Provinz	Zielhorizont	Reservoirtyp	Chemismus (TDS)
Norddeutsches Becken	Oberer Keuper (Räth)	Poröser Sandstein	220 g/l
Erschließungskonzept			
Schema	Pumpensystem	Pumpenleistung	
Dublette	ESP	125 kW _{el}	
Art	1. Bohrung	2. Bohrung	Besonderheiten
	Produktion	Injektion	Die technische Mindestlast der Unterwasserpumpe für eine ausreichende Motorenkühlung durch das Thermalwasser beträgt 40 m ³ /h (11 l/s). Diese Rate wird daher auch im Sommer aufrechterhalten, auch wenn der Fernwärmebedarf nur 20 m ³ /h beträgt. Es wird also „zu viel“ Wasser gefördert und damit Vor- und Rücklaufemperatur des Fernwärmenetzes mehr als nötig angehoben. Dadurch steigt auch die Injektionstemperatur auf bis zu 75 °C im Sommer. Im Winter kann die Injektionstemperatur hingegen auf 52 °C gesenkt werden.
	T _{Bohrlochkopf}	92-97 °C	
	Q _{Betrieb}	11-30 l/s (40 m ³ /h Startlast im Sommer, 110 m ³ /h Volllast im Winter)	
Bohrteufe	2.450 m	2.335 m	

Filterstrecke		2.270,5-2.295 m: Edelstahl-Wickel- filter	Injektionsbohrung: 2.276-2.315 m unterschnittener Bereich mit Filterkies (1,5-2 mm stark)
Enddurchmesser	8 1/2“, 5“ Verrohrung	8 1/2“, 5“ Verrohrung	

Energetisches Konzept**Nutzungskonzept**

1995-2003: reine Wärmenutzung / 2003-2010: KWK, wärmegeführt /
ab 2010: reine Wärmenutzung

Installierte Leistung Strom	Installierte Leistung Wärme	Davon aus Geothermie	
0,2 MW (2003-2010)	14 MW	4 MW	
Weitere Energieträger	Leistung	Details Einbindung	
Gas/Öl	10,4 MW	Spitzen- und Reservelast	
Gasbetriebenes BHKW	140 kW _{el} / 240 kW _{th}	Eigenstromerzeugung	
Temperaturerhöhung [K]	Art (z.B. Wärmepumpe)	Leistung	Energiequelle
Nicht erforderlich	-	-	-
Wärmespeicher			

Abnehmerstruktur

Abnehmer	Temperaturniveau		Leistung aus Geothermie	Bemerkungen
	Vorlauf	Rücklauf		
Fernwärme	85 °C	50-70 °C		Jahreszeitliche Schwankungen der Netztemperaturen
Wohngebäude			9,1 MW Anschlussleistung	
Gewerbe			2,2 MW Anschlussleistung	Neuanschluss eines großen Gewerbekunden mit 220 kW aktuell geplant.

Wärmenetz

Gesamtlänge		Länge Bestand		Länge Neubau
15,7 km		4 km		11,7 km
Hausanschlüsse		Anschlussquote		Leistung der Speisepumpen
Bestand	Neu	Bestand	neu	
1.300 WE	1.400 WE		ca. 70 %	ca. 40 kW _{el} (Eigenstrombedarf Geothermie insgesamt 168 kW _{el})

Vorlauftemperatur	Rücklauftemperatur	Durchmesser	Druckstufe
85 °C	50-70 °C	DN250	Druckstufe PN10

Details zur Netzeinbindung /Einspeisevariante (RL->RL, RL->VL, VL->VL²)

RL->VL

Vergleich Planung – Aktueller Ausbau

	Gesamte jährlich in das Wärmenetz eingespeiste Wärmemenge [GWh/a]	Anteil Geothermie [%]	Vorlauf-temperatur [°C]	Rücklauf-temperatur [°C]
Gepanter Endausbau				
Aktueller Ausbau	ca. 18	ca. 90 %	85 °C	50-70 °C

Ökonomie / Ökologie

Investitionskosten	Davon Kraftwerk	Davon Heizzentrale	Davon Netzausbau	Besonderheiten
ca. 12,4 Mio. Euro	950.000 Euro	5,9 Mio. Euro	4,6 Mio. Euro	Kraftwerks-Bau und -Betrieb über eigene Gesellschaft

Finanzierung und Förderung

- ▶ Kredite: 50% der Erstinvestition von 18 Mio. DM
- ▶ Zuwendungen: 50% der Erstinvestition von 18 Mio. DM (u.a. Bundesministerium für Forschung und Technologie, Landwirtschaftsministerium)
- ▶ KfW-Förderprogramm Nr. 271 und Landesförderprogramme für Netzausbau und Kundenstationen 2009

Anlagenverfügbarkeit (technisches Potential)	Anlagen-Auslastung (Nutzungspotential)	Jahresproduktion geothermisch [GWh/a]
ca. 8520 h/a	Im Sommer beträgt der Wärmebedarf weniger als 1/5 des Bedarfs im Winter. Das verfügbare geothermische Potential wird daher im Sommer bei weitem nicht ausgenutzt, die Reinjektionstemperatur beträgt dann noch bis zu 75 °C.	17,68 (2014)

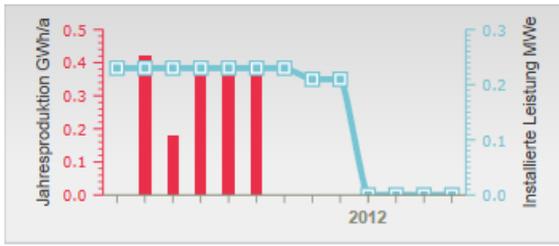
² RL->RL: Rücklaufanhebung, d.h. Entnahme aus und Einspeisung in den Wärmenetzrücklauf

RL->VL: Anhebung auf Vorlauftemperatur, d.h. Entnahme im Rücklauf und Einspeisung in den Wärmenetzvorlauf

VL->VL: Vorlaufanhebung, d.h. Entnahme aus und Einspeisung in den Wärmenetzvorlauf

Verlauf Jahresproduktion Geothermie

Stromerzeugung



☑ -- Installierte Leistung ☑ ■ Jahresproduktion

© Agemar (2014a, b)

Direktwärmennutzung (Fernwärme)



☑ -- Installierte Leistung ☑ ■ Jahresproduktion

© Agemar (2014a, b)

Amortisation

13 Jahre

Rendite (IRR)

CO₂-Einsparung

Ø 2.700 t/Jahr

Berechnungsmodell CO₂-Einsparung

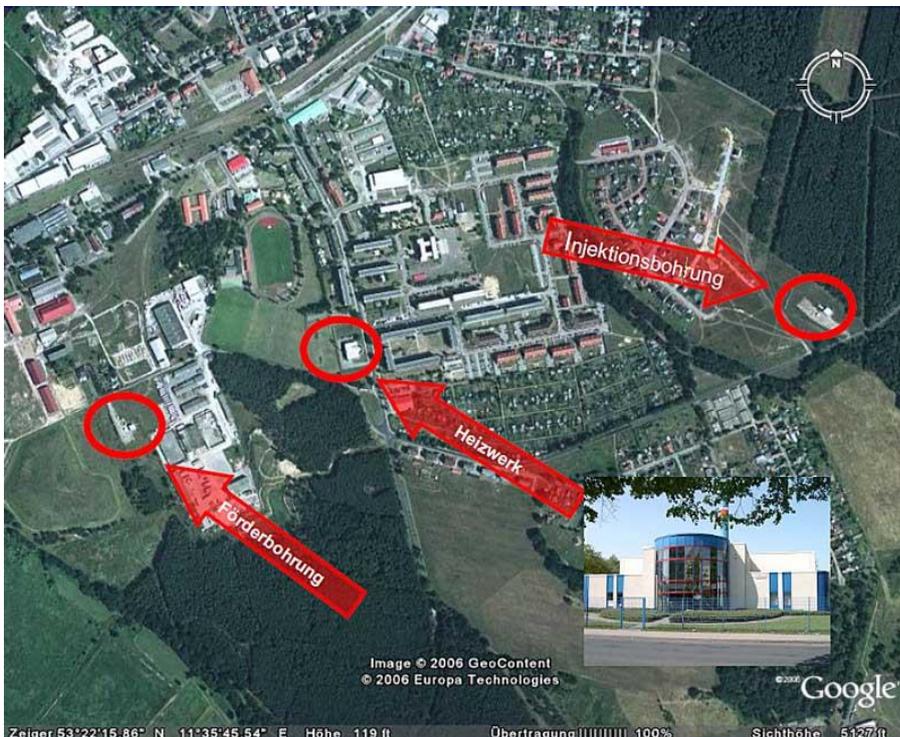
Im Vergleich zu Gasheizung

Sonstige Umwelteffekte

Einsparung von SO₂ und NO_x

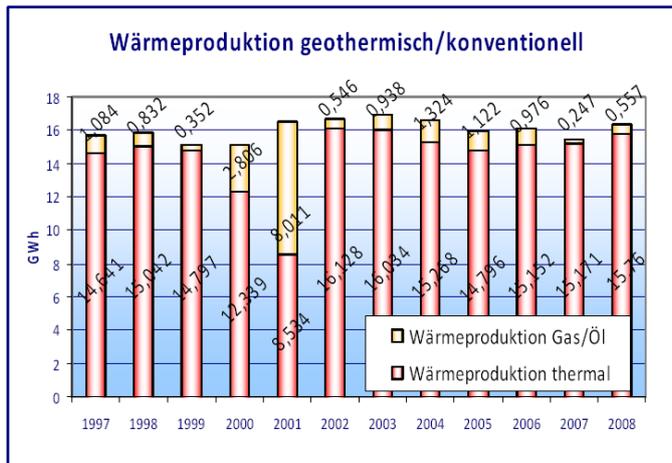
Abbildungen

Standort, Lage Betriebseinrichtungen



© Erdwärme Neustadt-Glewe GmbH (2015)

Wärmeproduktion (1997-2008)



© Hinrichs (2009)

Besonderheiten

- ▶ Einbettung des Projekts in das Klimaziel Neustadt-Glewes, bis 2030 CO₂-neutral zu sein
- ▶ Teilweise über 90% geothermisch erzeugte Wärme, als Spitzen- und Reservelast stehen 10.400 kW auf Gas-/Ölbasis (abhängig von Brennstoffpreisen) bereit
- ▶ Stromerzeugung 2003-2010, Abschaltung aufgrund technischen Defekts und zu hohen Reparatur- und Umbauaufwands
- ▶ Innenstadterschließung / Ausbau des Fernwärmenetzes ab 2009
- ▶ Scalebildungen an Anlagenteilen durch die hohe Salinität, v.a. Schwerspat und Blei; Korrosion von Pumpen-Dichtungen durch Eindringen von Thermalwasser 2001, seit 2012/2013 treten kaum noch Ausfällungen auf. Thema Scaling wird zurzeit noch weiter erforscht.
- ▶ Thema Radioaktivität in Ausfällungen ist ebenfalls aktuelles Forschungsthema
- ▶ Hoher CO₂-Anteil in der Gasphase, sonstige Gase: N₂, CH₄, H₂, Ar
- ▶ 10% des jährlichen Wärmeerlöses für Reparaturen, Wartung und Instandhaltung, Tendenz steigend

Referenzen

- ▶ Agemar et al. (2014a; 2014b)
- ▶ BINE Informationsdienst (2015b)
- ▶ BMU (2009)
- ▶ Broßmann und Koch (2005)
- ▶ Erdwärme Neustadt-Glewe GmbH (2015)
- ▶ Hielscher (2015)
- ▶ Hinrichs (2009)
- ▶ Kayser und Kaltschmitt (1999)
- ▶ Lund und Chiasson (2007)
- ▶ Präsentation Erdwärme Neustadt-Glewe GmbH (2012)
- ▶ Schallenberg et al. (1999)
- ▶ Schallenberg und Menzel (1999)
- ▶ Seibt et al. (1999)

A.2.3 Waren (Müritz)

Projektdatenblatt „Waren (Müritz)“

Stammdaten				
Projektname	Ort	Bundesland		
Geothermie Waren (Müritz)	Waren	Mecklenburg-Vorpommern		
Betreiber	Projektbeginn	Betriebsbeginn		
Stadtwerke Waren GmbH	1982	1984		
Gesellschafter				
Stadt Waren (Müritz)				
Geothermische Quelle				
Provinz	Zielhorizont	Reservoirtyp	Chemismus (TDS)	
Norddeutsches Becken	Oberer Keuper (Räth)	Poröser Sandstein	158 g/l	
Erschließungskonzept				
Schema	Pumpensystem	Pumpenleistung		
Dublette	ESP	50 kW		
Art	1. Bohrung	2. Bohrung	Besonderheiten	
	Produktion	Injektion		
	$T_{\text{Bohrlochkopf}}$	63 °C	50 °C	
	Q_{Betrieb}	17 l/s		
	Bohrteufe	1.565 m	1.550 m	
	Filterstrecke	1.528 – 1.547 m		
	Enddurchmesser			
Energetisches Konzept				
Nutzungskonzept				
Reines Wärmeprojekt				
Installierte Leistung Strom	Installierte Leistung Wärme	Davon aus Geothermie		
-	10,7 MW	3,7 MW (theoretisch möglich bei Abkühlung bis 10 °C) / 500 kW (tatsächlicher Jahresdurchschnitt)		
Weitere Energieträger	Leistung	Details Einbindung		
Gas	1,5 MW	BHKW		
Öl-/Gas	10,7 MW	Spitzenlast-Heizkessel		
Temperaturerhöhung [K]	Art (z.B. Wärmepumpe)	Leistung	Energiequelle	
10	BHKW	700 kW	Gas	

Wärmespeicher4 Druckwasserbehälter (je 50 m³)**Abnehmerstruktur**

Abnehmer	Temperaturniveau		Leistung aus Geothermie	Bemerkungen
	Vorlauf	Rücklauf		
Fernwärme	70 °C	50-55 °C	500 kW	
Balneologie	30 °C	-		Pipeline zur stofflichen Nutzung des Thermalwassers und dessen Salzgehalts (Menge: 300-400 m ³ /Monat)

Wärmenetz

Gesamtlänge	Länge Bestand	Länge Neubau
14 km	6 km (vor 1991)	8 km

Hausanschlüsse		Anschlussquote		Leistung der Speisepumpen
Bestand	neu	Bestand	neu	
	1810 WE (4 Heiznetze)		60 % (viele Neu- und Geschossbauten aus DDR-Zeit)	

Vorlauftemperatur	Rücklauftemperatur	Durchmesser	Druck
70 °C	50-55 °C		

Details zur Netzeinbindung /Einspeisevariante (RL->RL, RL->VL, VL->VL³)

RL->VL

Vergleich Planung – Aktueller Ausbau

	Gesamte jährlich in das Wärmenetz eingespeiste Wärmemenge [GWh/a]	Anteil Geothermie [%]	Vorlauf-temperatur [°C]	Rücklauf-temperatur [°C]
Geplanter Endausbau			70	35
Aktueller Ausbau	9	ca. 30 %	70	50-55

³ RL->RL: Rücklaufanhebung, d.h. Entnahme aus und Einspeisung in den Wärmenetzrücklauf

RL->VL: Anhebung auf Vorlauftemperatur, d.h. Entnahme im Rücklauf und Einspeisung in den Wärmenetzvorlauf

VL->VL: Vorlaufanhebung, d.h. Entnahme aus und Einspeisung in den Wärmenetzvorlauf

Ökonomie / Ökologie

Investitionskosten	Davon Kraftwerk	Davon Heizzentrale	Davon Netzausbau	Besonderheiten
3 Mio. € für eine Bohrung (nur zweite Bohrung notwendig, da eine Bohrung bereits vorhanden), 0,5 Mio. € für Innenausbau Bohrung		Kosten für Heizzentrale wären auch ohne Geothermie angefallen		Alle 4-5 Jahre: 120.000 € Kosten für eine neue Pumpe

Finanzierung und Förderung

Anlagenverfügbarkeit (technisches Potential)	Anlagen-Auslastung (Nutzungspotential)	Jahresproduktion geothermisch [GWh/a]
8.760 Betriebsstunden	Auskühlung lediglich von 63 °C auf 50 °C	2,56 (2014)

Verlauf Jahresproduktion Geothermie Direktwärmenutzung (Fernwärme)



© Agemar (2014a, b)

Amortisation	Rendite
Die Investitionen sind abgeschrieben, und die Anlage wirft heute Gewinne ab.	

CO ₂ -Einsparung	Berechnungsmodell CO ₂ -Einsparung
Ca. 1.600 t/a	

Sonstige Umwelteffekte
 Einsparung NO_x: 1,38 t/a
 Einsparung SO₂: 2,263 t/a
 Anlage war Schritt zur Anerkennung von Waren als Luftkurort und Heilbad.

- Besonderheiten**
- ▶ Hohe Salinität erfordert Ausfällungs- und Korrosionsschutz durch Schutzgas-Atmosphäre (Stickstoff-Begasung), Titan-Wärmetauscher, kunststoffbeschichtete Bohrungsverrohrung, Pumpensteigleitung und erdverlegte Rohre aus Fiberglas, eine obertägige Verrohrung in gummiertem Stahl und Polypropylen, gummierte Behälter und Membranventile
 - ▶ Geschlossener Kreislauf des Wassers, Sauerstoffkontakt würde Eisenausfällungen bewirken
 - ▶ Fernwärmeversorgung und stoffliche Solennutzung

Referenzen

- ▶ Agemar et al. (2014a; 2014b)
- ▶ Jäntschi et al. (2002)
- ▶ Reimer (2015)
- ▶ Stadtwerke Waren (2015)
- ▶ Waren (Müritzer) Heilbad Präsentation (2012)

A.2.4 Erding

Projektdatenblatt „Erding“

Stammdaten				
Projektname	Ort	Bundesland		
Geowärme Erding	Erding	Bayern		
Betreiber	Projektbeginn	Betriebsbeginn		
Zweckverband Geowärme Erding	1989	1998		
Gesellschafter				
Stadt Erding und Landkreis Erding zu je 50%				
Geothermische Quelle				
Provinz	Zielhorizont	Reservoirtyp	Chemismus (TDS)	
Molassebecken	Malm	Karstaquifer	0,7 g/l	
Erschließungskonzept				
Schema	Pumpensystem	Pumpenleistung		
Dublette	ESP			
Art	1. Bohrung	2. Bohrung	Besonderheiten	
	Produktion	Injektion		
	$T_{\text{Bohrlochkopf}}$	62 °C		
	Q_{Betrieb}	48 l/s		
	Bohrteufe	2.359 m	2.222 m	
	Filterstrecke	1.949 – 2.240 m	1.800 – 2.222 m	
	Enddurchmesser			
Energetisches Konzept				
Nutzungskonzept				
Reines Wärmeprojekt				
Installierte Leistung Strom	Installierte Leistung Wärme	Davon aus Geothermie		
-	67,7 MW (Heizwerke 1+2)	10,2 MW		
Weitere Energieträger	Leistung	Details Einbindung		
2x2 Reserve- und Spitzenkessel	Je 10 MW	Erdgas		
Temperaturerhöhung [K]	Art (z.B. Wärmepumpe)	Leistung	Energiequelle	
32	2 Absorptionswärmepumpen	7 MW	Erdgas/-öl	
30	2 Heißwasserkessel	Je 5 MW		

WärmespeicherBau eines Thermalwasserspeichers (200 m³) für 2018/2019 geplant**Abnehmerstruktur**

Abnehmer	Temperaturniveau		Leistung aus Geothermie	Bemerkungen
	Vorlauf	Rücklauf		
Fernwärme	110 °C	45 °C		
-Wohnbebauung			ca. 7 MW	
-Öffentliche Einrichtungen			5,8 MW	
Thermalbad/Balneologie	20 °C	-	4,7 MW	Zusätzlich stoffliche Nutzung

Wärmenetz

Gesamtlänge		Länge Bestand		Länge Neubau
38 km				
Hausanschlüsse		Anschlussquote		Leistung der Speisepumpen
Bestand	Neu	Bestand	neu	
	2.000 WE (2000)		8% (2000)	
Vorlauftemperatur		Rücklauftemperatur	Durchmesser	Druck
110 °C		45 °C		

Details zur Netzeinbindung /Einspeisevariante (RL->RL, RL->VL, VL->VL⁴)**Vergleich Planung – Aktueller Ausbau**

	Gesamte jährlich in das Wärmenetz eingespeiste Wärmemenge [GWh/a]	Anteil Geothermie [%]	Vorlauf-temperatur [°C]	Rücklauf-temperatur [°C]
Geplanter Endausbau				
Aktueller Ausbau	109	Ca. 30-45 %		

Ökonomie / Ökologie

Investitionskosten	Davon Kraftwerk	Davon Heizzentrale	Davon Netzausbau	Besonderheiten
36,2 Mio. Euro				

⁴ RL->RL: Rücklaufanhebung, d.h. Entnahme aus und Einspeisung in den Wärmenetzrücklauf

RL->VL: Anhebung auf Vorlauftemperatur, d.h. Entnahme im Rücklauf und Einspeisung in den Wärmenetzvorlauf

VL->VL: Vorlaufanhebung, d.h. Entnahme aus und Einspeisung in den Wärmenetzvorlauf

Finanzierung und Förderung

- ▶ Land Bayern (Kosten für Pumpversuch und 50% der Kosten für die Erneuerung der Brunnenausrüstung)
- ▶ Programm „Rationellere Energiegewinnung und -verwendung“
- ▶ EU (40 % der Kosten für Wärmepumpe und Trinkwasseraufbereitungsanlage)

**Anlagenverfügbarkeit
(technisches Potential)**

**Anlagen-Auslastung
(Nutzungspotential)**

**Jahresproduktion
geothermisch [GWh/a]**

26,96 (2014)

Verlauf Jahresproduktion Geothermie Direktwärmenutzung (Fernwärme)



© Agemar (2014a, b)

Amortisation

Rendite

CO₂-Einsparung

Berechnungsmodell CO₂-Einsparung

Ca. 7 t/Jahr

Differenz aus Geowärme-Projekt und dezentraler Heizkesseltechnik

Sonstige Umwelteffekte

Abbildungen

Energieeinsatz (2000)

Energieeinsatz

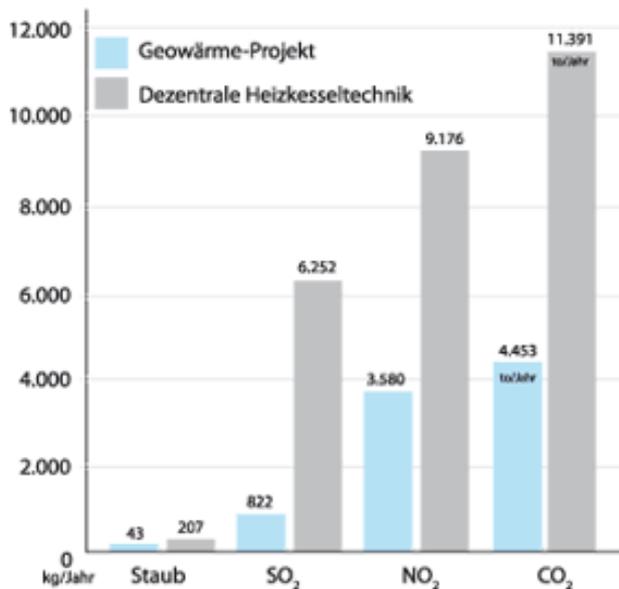


Gesamtenergieeinsatz: 47.900 MWh/a, davon 54 % Geowärme

© Gabauer (2000)

Emissionsvergleich

Emissionsvergleich



© Projektwebseite Geowärme Erding (2015)

Besonderheiten

- ▶ Kaskadennutzung über Fernwärme, Versorgung der Therme Erding sowie in der Vergangenheit auch Trinkwasserversorgung
- ▶ Ursprünglich Explorationsbohrung für Erdöl und Erdgas, Umbau, um eine Trinkwasserversorgung zu ermöglichen (u.a. Vermeidung einer Öl-Kontamination)
- ▶ Thermalbad sichert Grundaustausch der Wärmeabnahme, zusätzlich stoffliche Thermalwassernutzung
- ▶ Errichtung eines zweiten Heizwerkes 2006 aufgrund starker Nachfrage
- ▶ Erweiterung des Heizwerkes 1 für 2018/2019 geplant

Referenzen

- ▶ Agemar et al. (2014a; 2014b)
- ▶ Gabauer (2000)
- ▶ Gabauer (2015)
- ▶ Gabauer (2016)
- ▶ Merkur (2017a)
- ▶ ZfK (2015)
- ▶ Zweckverband Geowärme Erding (2015)

A.2.5 AFK (Aschheim, Feldkirch, Kirchheim)

Projektdatenblatt „Aschheim, Feldkirch, Kirchheim“

Stammdaten			
Projektname	Ort	Bundesland	
AFK Geothermie	Aschheim, Feldkirchen, Kirchheim	Bayern	
Betreiber	Projektbeginn	Betriebsbeginn	
AFK-Geothermie GmbH	2005	2009	
Gesellschafter			
Gemeinde Aschheim, Gemeinde Feldkirchen, Gemeinde Kirchheim			
Geothermische Quelle			
Provinz	Zielhorizont	Reservoirtyp	Chemismus (TDS)
Molassebecken	Malm	Karstaquifer	
Erschließungskonzept			
Schema	Pumpensystem	Pumpenleistung	
Dublette	ESP		
Art	1. Bohrung	2. Bohrung	Besonderheiten
	Produktion	Injektion	
$T_{\text{Bohrlochkopf}}$	85,4 °C		
Q_{Betrieb}	39 – 75 l/s	39 – 75 l/s	
Bohrteufe	2.630 m	2.700 m	
Filterstrecke	2.114 – 2.630 m		
Enddurchmesser	6 1/8“, 5“-Liner gelocht		
Energetisches Konzept			
Nutzungskonzept			
Reine Wärmenutzung			
Installierte Leistung Strom	Installierte Leistung Wärme	Davon aus Geothermie	
-	29 MW	9,8 MW	
Weitere Energieträger	Leistung	Details Einbindung	
Heizöl (Spitzenlast), Gaskessel (Mittellast), ab 2016 gasbefeuerte Absorptionswärmepumpe und BHKW (Mittellast)	ca. 20 MW ab 2016 ca. 35 MW		
Temperaturerhöhung [K]	Art (z.B. Wärmepumpe)	Leistung	Energiequelle
	Absorptionswärmepumpe	5 MW	Erdgas
Wärmespeicher			

Abnehmerstruktur				
Abnehmer	Temperaturniveau		Leistung aus Geothermie	Bemerkungen
	Vorlauf	Rücklauf		
Fernwärme	80 °C	52 °C	9,8 MW	
Privathaushalte				15 kW pro Haus
Wärmenetz				
Gesamtlänge		Länge Bestand		Länge Neubau
72 km		0 km		72 km
Hausanschlüsse		Anschlussquote		Leistung der Speisepumpen
Bestand	neu	Bestand	neu	
	1.150	-	60%	
Vorlauftemperatur		Rücklauftemperatur		Durchmesser
80 °C		52 °C		DN25-DN250
Druck				
PN25				
Details zur Netzeinbindung /Einspeisevariante (RL->RL, RL->VL, VL->VL ⁵)				

Vergleich Planung – Aktueller Ausbau				
	Gesamte jährlich in das Wärmenetz eingespeiste Wärmemenge [GWh/a]	Anteil Geothermie [%]	Vorlauf-temperatur [°C]	Rücklauf-temperatur [°C]
Geplanter Endausbau				
Aktueller Ausbau	62	76%	80	52

Ökonomie / Ökologie				
Investitionskosten	Davon Kraftwerk	Davon Heizzentrale	Davon Netzausbau	Besonderheiten
ca. 90 Mio. Euro				

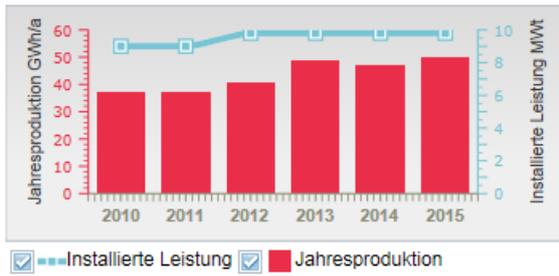
Finanzierung und Förderung		
<ul style="list-style-type: none"> ▶ 12,5 Mio. Euro Eigenkapital je Gemeinde ▶ Zusätzlich Darlehen und Kredite ▶ Antrag auf Einbeziehung in Konjunkturpaket II 		
Anlagenverfügbarkeit (technisches Potential)	Anlagen-Auslastung (Nutzungspotential)	Jahresproduktion geothermisch [GWh/a]
		26,96 (2014)

⁵ RL->RL: Rücklaufanhebung, d.h. Entnahme aus und Einspeisung in den Wärmenetzrücklauf

RL->VL: Anhebung auf Vorlauftemperatur, d.h. Entnahme im Rücklauf und Einspeisung in den Wärmenetzvorlauf

VL->VL: Vorlaufanhebung, d.h. Entnahme aus und Einspeisung in den Wärmenetzvorlauf

Verlauf Jahresproduktion Geothermie Direktwärmenutzung (Fernwärme)



© Agemar (2014a, b)

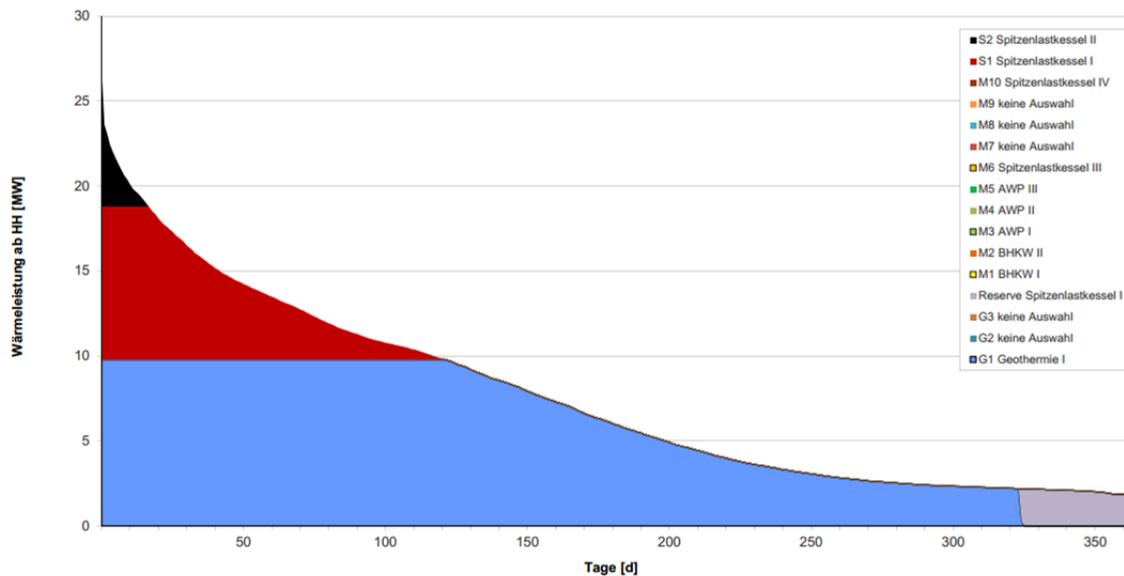
Amortisation	Rendite
CO₂-Einsparung	Berechnungsmodell CO₂-Einsparung
Ø 20.000 – 30.000 t/Jahr	
Sonstige Umwelteffekte	

Abbildungen
Das Fernwärmenetz in zeitlich gegliederten Ausbaustufen

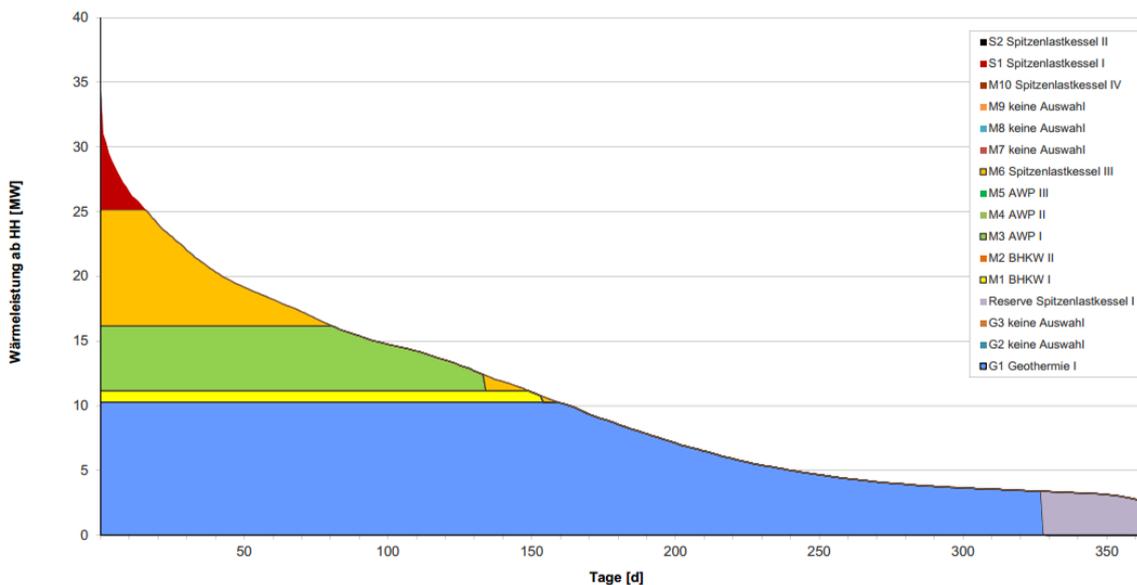


© AFK Geothermie GmbH (2013)

Jahresdauerlinie 2014



Jahresdauerlinie 2018 (Plandaten 2015)



© Glashauser (2015)

Besonderheiten

- ▶ Erstes interkommunales Geothermieprojekt in Deutschland
- ▶ Erstellung einer Datenbank mit relevanten Informationen über Wärmeabnehmer zur Planung des Fernwärmenetzes
- ▶ Flächendeckende Breitbandversorgung durch Glasfaserkabel (Möglichkeit der Fernwartung und Zählerstandauslesung der Wärmeübergabestationen), welches im Zuge des Fernwärmenetzausbaus installiert wurde
- ▶ Für Wirtschaftlichkeit des Fernwärmenetzes mindestens 60 % Anschlussquote nötig
- ▶ Umsetzung in 2016: ein BHKW zur 50%-igen Deckung des Eigenstrombedarfs und eine direktbefeuerte (Erdgas) Absorptionswärmepumpe
- ▶ Ausblick 2016: Beratung über zukünftige Investitionen in weitere Bohrungen oder Wärmepumpen

Referenzen

- ▶ AFK Geothermie GmbH (2015)
- ▶ AFK Geothermie GmbH (2013)
- ▶ Agemar et al. (2014a; 2014b)
- ▶ Fröhlich (2009)
- ▶ Glashauser (2015)
- ▶ Gottschalk (2009)

A.2.6 Kirchweidach

Projektdatenblatt „Kirchweidach“

Stammdaten			
Projektname	Ort	Bundesland	
Geothermie Strom- und Heizkraftwerk Kirchweidach	Kirchweidach	Bayern	
Betreiber	Projektbeginn	Betriebsbeginn	
Geoenergie Kirchweidach GmbH	2008	2013	
Gesellschafter			
Geothermische Quelle			
Provinz	Zielhorizont	Reservoirtyp	Chemismus (TDS)
Molassebecken	Malm	Karstaquifer	
Erschließungskonzept			
Schema	Pumpensystem	Pumpenleistung	
Dublette	ESP	1,6 MW (bei Langzeitpumptest)	
Art	1. Bohrung	2. Bohrung	Besonderheiten
	Produktion	Injektion	
$T_{\text{Bohrlochkopf}}$	124 °C		
Q_{Betrieb}	Ca. 125 l/s Förderbetrieb möglich, 70 l/s geplant		
Bohrteufe	3.800 m	3.850 m	
Filterstrecke	1.949–2.240 m	1.800–2.222 m	
Enddurchmesser			
Energetisches Konzept			
Nutzungskonzept			
KWK geplant (Parallelschaltung, wärmegeführt), aktuell reines Wärmeprojekt			
Installierte Leistung Strom	Installierte Leistung Wärme	Davon aus Geothermie	
0,7 MW (geplant)		12 MW _{th}	
Weitere Energieträger	Leistung	Details Einbindung	
Biogasanlage, 2 Heizölkessel	Biogasanlage: 500 kW Heizöl: Je 10 MW	Biogas: Grundlastbetrieb über 3 BHKW Heizöl: Bei längerem Pumpenausfall	
Temperaturerhöhung [K]	Art (z.B. Wärmepumpe)	Leistung	Energiequelle
	Absorptionswärmepumpe		

Wärmespeicher

Oberirdischer Wärmespeicher (Warmwasserpuffertank): 3.400 m³ netto, vom Gewächshausbetreiber betrieben, je nach Bedarf können unterschiedliche Temperaturniveaus (ca. 50-90 °C) entnommen werden.

Abnehmerstruktur

Abnehmer	Temperaturniveau		Leistung aus Geothermie	Bemerkungen
	Vorlauf	Rücklauf		
Stromerzeugung (geplant)				ORC-Kraftwerk
Fernwärme	90 °C	60 °C	5,1 MW	
Gewächshaus			24 MW	Abnahme schwankt jahreszeitlich

Wärmenetz

Gesamtlänge		Länge Bestand		Länge Neubau	
Hausanschlüsse		Anschlussquote		Leistung der Speisepumpen	
Bestand	neu	Bestand	neu		
	ca. 300		ca. 80%		
Vorlauftemperatur		Rücklauftemperatur		Durchmesser	Druck
90 °C		60 °C			
Details zur Netzeinbindung /Einspeisevariante (RL->RL, RL->VL, VL->VL ⁶)					

Vergleich Planung – Aktueller Ausbau

	Gesamte jährlich in das Wärmenetz eingespeiste Wärmemenge [GWh/a]	Anteil Geothermie [%]	Vorlauf-temperatur [°C]	Rücklauf-temperatur [°C]
Geplanter Endausbau				
Aktueller Ausbau	83		90 °C	60 °C

Ökonomie / Ökologie

Investitionskosten	Davon Kraftwerk	Davon Heizzentrale	Davon Netzausbau	Besonderheiten
		ca. 17 Mio. €	ca. 12 Mio. €	ca.40 Mio. € für Bohrungen / ca. 25 Mio. € für Gewächshaus

⁶ RL->RL: Rücklaufanhebung, d.h. Entnahme aus und Einspeisung in den Wärmenetzrücklauf

RL->VL: Anhebung auf Vorlauftemperatur, d.h. Entnahme im Rücklauf und Einspeisung in den Wärmenetzvorlauf

VL->VL: Vorlaufanhebung, d.h. Entnahme aus und Einspeisung in den Wärmenetzvorlauf

Finanzierung und Förderung

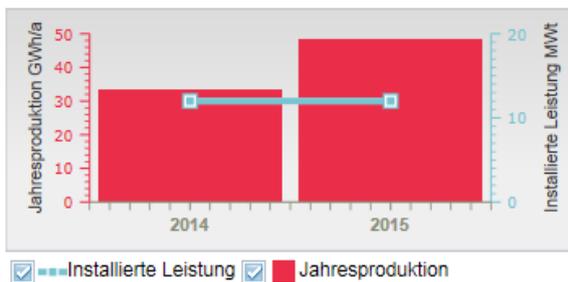
- ▶ Investoren: Geoenergie Kirchweidach GmbH (Bohrung / Kraftwerk) / Kirchweidacher Energie GmbH (Fernwärmenetz) / Steiner Gemüsebau GmbH (Gewächshaus)
- ▶ 50% Förderung zur Erstellung eines Nahwärmekonzeptes durch das Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur und Technologie „Bayerisches Programm Rationellere Energiegewinnung und -verwendung“

**Anlagenverfügbarkeit
(technisches Potential)**

**Anlagen-Auslastung
(Nutzungspotential)**

**Jahresproduktion
geothermisch [GWh/a]**

Verlauf Jahresproduktion Geothermie Direktwärmenutzung (Fernwärme)



© Agemar (2014a, b)

Amortisation

Rendite

CO₂-Einsparung

Berechnungsmodell CO₂-Einsparung

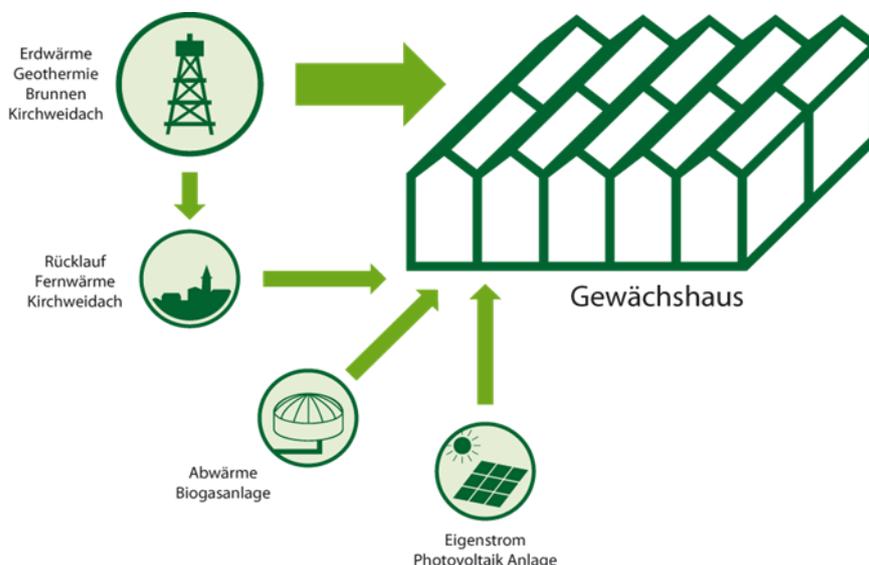
8.400-10.900 t/Jahr

Sonstige Umwelteffekte

Verringerung von Gemüse-Importen aus Spanien/Holland

Abbildungen

Energieversorgungsschema des Gewächshauses



© Gemüsebau Steiner (2015)

Besonderheiten

- ▶ Mehrstufige Nutzung mit Stromerzeugung, Fernwärme und Gewächshaus geplant
- ▶ Seit Dezember 2013 Wärmelieferung an Gewächshaus, zusätzlich Einbindung einer örtlichen Biogasanlage
- ▶ Erste Fernwärmeversorgung seit Anfang 2015
- ▶ Vorerst nur kleines Kraftwerk mit 0,7 MW_{el} Leistung, da Pumpensystem für hohe Förderraten von bis zu 125 l/s noch zu störanfällig (Probleme mit dem Motor, Öl und Dichtungen), seit Betriebsstart musste die Pumpe mehrmals ausgetauscht werden.
- ▶ Auszeichnung des Projektes mit dem Global District Energy Climate Award 2015 für herausragende Leistungen im Bereich Erneuerbare Energien als Beitrag zum globalen Klimaschutz

Referenzen

- ▶ Agemar et al. (2014a; 2014b)
- ▶ Gemeinde Kirchweidach (2015)
- ▶ Gemüsebau Steiner (2015)
- ▶ GEOenergie Kirchweidach (2012)
- ▶ GEOenergie Kirchweidach (2015)
- ▶ Gubo (2015)
- ▶ Informationsportal Tiefe Geothermie (2015)
- ▶ Kapp (2014)
- ▶ Kirchweidacher Energie GmbH (2015)
- ▶ Passauer Neue Presse (2015)
- ▶ Richter (2014)
- ▶ VDI Nachrichten (2013)

A.2.7 Arnsberg

Projektdatenblatt „Arnsberg“

Stammdaten			
Projektname	Ort	Bundesland	
Tiefengeothermie Arnsberg	Arnsberg	Nordrhein-Westfalen	
Betreiber	Projektbeginn	Betriebsbeginn	
Stadtwerke Arnsberg	2005	2012	
Gesellschafter			

Geothermische Quelle			
Provinz	Zielhorizont	Reservoirtyp	Chemismus (TDS)
Sauerland, Rheinisches Schiefergebirge	1. Bohrung: M. Devon, 2. Bohrung: U. Devon	1. Bohrung: Karstaquifer 2. Bohrung: Sandstein	

Erschließungskonzept		
Schema	Pumpensystem	Pumpenleistung
Tiefe Erdwärmesonde (TEWS)	Umwälzpumpe	15 kW

	1. Bohrung	2. Bohrung	Besonderheiten
Art	Produktion (Sole)	Produktion (TEWS)	
T _{Bohrlochkopf}	25 °C	49 °C	
Q _{Betrieb}	22 l/s	3 l/s	
Bohrteufe	586 m	2835 m	
Filterstrecke			
Enddurchmesser		8 5/8“	

Energetisches Konzept
Nutzungskonzept

Sole- und Wärmenutzung

Installierte Leistung Strom	Installierte Leistung Wärme	Davon aus Geothermie
-	0,46 MW (1. Bohrung) 0,17 MW (2. Bohrung)	0,46 MW (1. Bohrung) 0,17 MW (2. Bohrung)

Weitere Energieträger	Leistung	Details Einbindung

Temperaturanhebung [K]	Art (z.B. Wärmepumpe)	Leistung	Energiequelle

Wärmespeicher

Abnehmerstruktur				
Abnehmer	Temperaturniveau		Leistung aus Geothermie	Bemerkungen
	Vorlauf	Rücklauf		
Freizeitbad	49 °C	38 °C	167 kW	
Wärmenetz				
Gesamtlänge		Länge Bestand		Länge Neubau
Hausanschlüsse		Anschlussquote		Leistung der Speisepumpen
Bestand	neu	Bestand	neu	
Vorlauftemperatur		Rücklauftemperatur		Durchmesser
49 °C		38 °C		
Details zur Netzeinbindung /Einspeisevariante (RL->RL, RL->VL, VL->VL ⁷)				

Vergleich Planung – Aktueller Ausbau				
	Gesamte jährlich in das Wärmenetz eingespeiste Wärmemenge [GWh/a]	Anteil Geothermie [%]	Vorlauf-temperatur [°C]	Rücklauf-temperatur [°C]
Geplanter Endausbau	2,2-3,1		55 °C	
Aktueller Ausbau	1,4		49 °C	38 °C
Ökonomie / Ökologie				
Investitionskosten	Davon Kraftwerk	Davon Heizzentrale	Davon Netzausbau	Besonderheiten
ca. 3,35 Mio. Euro				
Finanzierung und Förderung				
<ul style="list-style-type: none"> ▶ 2,5 Mio. Euro durch die Stadtwerke Arnsberg ▶ 0,85 Mio. Euro durch das Land NRW 				
Anlagenverfügbarkeit (technisches Potential)	Anlagen-Auslastung (Nutzungspotential)		Jahresproduktion geothermisch [GWh/a]	
8500 h/a			4,03 (1. Bohrung) 1,4 (2. Bohrung)	

⁷ RL->RL: Rücklaufanhebung, d.h. Entnahme aus und Einspeisung in den Wärmenetzrücklauf

RL->VL: Anhebung auf Vorlauftemperatur, d.h. Entnahme im Rücklauf und Einspeisung in den Wärmenetzvorlauf

VL->VL: Vorlaufanhebung, d.h. Entnahme aus und Einspeisung in den Wärmenetzvorlauf

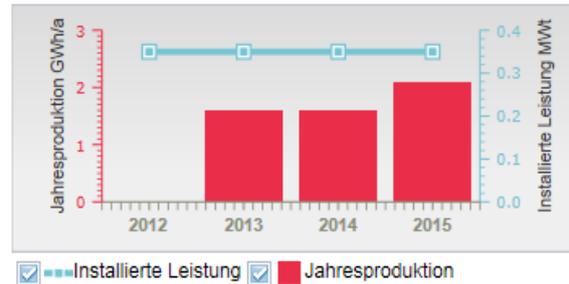
Verlauf Jahresproduktion Geothermie

Direktwärmenutzung (Thermalbad/Balneologie)



© Agemar (2014a, b)

Direktwärmenutzung (Gebäudeheizung)



© Agemar (2014a, b)

Amortisation

15 Jahre

Rendite (IRR)

CO₂-Einsparung

Ø 800 t/Jahr

Berechnungsmodell CO₂-Einsparung

Sonstige Umwelteffekte

Besonderheiten

- ▶ Erste Bohrung bis 586 m traf eine Störungszone mit artesisch austretender Thermalsole mit 25 °C an, die für die stoffliche Versorgung des Freizeitbades genutzt wird
- ▶ Seit 2008: Bohrung bis 2835 m, Nordrhein-Westfalens tiefste Bohrung
- ▶ Einbohrlochsystem: nur eine Bohrung erforderlich, geschlossenes System, kein Stoffaustausch
- ▶ Tiefe-Erdwärmesonde (TEWS), neu entwickelte Rohre mit äußerer Stahlschicht und innerer, isolierender Kunststoffschicht (PP); zuerst eingesetzte GFK-Verrohrung konnte Druck in der Tiefe nicht standhalten
- ▶ Thermische Nutzung für das Freizeitbad NASS seit 2012, Deckung des Wärmebedarfs zu über 75 %

Referenzen

- ▶ Agemar (2014a, 2014b)
- ▶ BVG (2015)
- ▶ Doppelreiter (2013)
- ▶ Geothermie Nachrichten (2012)
- ▶ Midderhoff (2013)
- ▶ Stadtwerke Arnsberg (2012)
- ▶ Stadt Arnsberg (2015)
- ▶ Würtele (2014)

A.2.8 Pariser Becken

Projektdatenblatt „Pariser Becken“

Stammdaten			
Projektname	Ort	Bundesland	
Pariser Becken (60 Projekte umgesetzt, aktuell über 40 Projekte in Betrieb)	Paris	Frankreich	
Betreiber	Projektbeginn	Betriebsbeginn	
Im Wesentlichen öffentliche oder halböffentliche Betreiber (z.B. Gemeinden, soziale Wohnungsbaugesellschaften, Krankenhäuser) oder „öffentliche Service-Aufträge“ (die Gemeinde als Eigentümer vergibt die Rechte für 30 Jahre, das Projekt zu erstellen und zu betreiben)	Erste Bohrung: 1969	1. Projekt: 1971 Typische Projektdauer: 3-5 Jahre (davon 1 Jahr für die Bewilligung)	
Gesellschafter			
Geothermische Quelle			
Provinz	Zielhorizont	Reservoirtyp	Chemismus (TDS)
Pariser Becken	Mittlerer Jura (Dogger)	Oolithischer Kalkstein, mehrere abgegrenzte produktive Einheiten (Horizonte)	6 bis 35 g/l
Erschließungskonzept			
Schema	Pumpensystem	Pumpenleistung	
Dubletten, z.T. Tripletten	Meistens ESP, manchmal selbstfließend (artesisch)	150 bis 400 kW (+ ca. 250 kW für Injektionspumpe)	
Art	Produktion	Injektion	Besonderheiten
$T_{\text{Bohrlochkopf}}$	55-80 °C	i.d.R. 40-50 °C	Niedrige Reinjektionstemperaturen von 20-25 °C theoretisch möglich (Borozdina et al. 2012).
Q_{Betrieb}	Ca. 30-100 l/s		
Bohrteufe	1.600-1.800 m		
Filterstrecke	100-150 m (unverrohrt)		
Enddurchmesser	i.d.R. 8 1/2“ Open Hole		

Energetisches Konzept

Nutzungskonzept

Wärmeprojekte mit Wärmepumpe und zusätzlichem Heizkessel, teilweise Gas-KWK-/Geothermie-Anlagen

Installierte Leistung Strom	Installierte Leistung Wärme	Davon aus Geothermie
-	Beispiel Flughafen Orly: 10 MW	Insgesamt: ca. 290 MW Beispiel Flughafen Orly: 10 MW

Weitere Energieträger	Leistung	Details Einbindung
Meistens Gas	ca. 5 MW _e (Gasmotor/Turbine)	Heizkessel

Temperaturerhöhung [K]	Art (z.B. Wärmepumpe)	Leistung	Energiequelle
	Wärmepumpe	500-800 kW	Strom

Wärmespeicher

Nicht üblich

Abnehmerstruktur

Abnehmer	Temperaturniveau		Leistung aus Geothermie	Bemerkungen
	Vorlauf	Rücklauf		
Beispiel: Flughafen Orly	74 °C	40 °C		
Meistens: Wohngebäude, öffentliche Gebäude	90 °C	70 °C		Alte Hochtemperaturfernwärmenetze
	70 °C	50 °C		Netze mit mittleren Temperaturen
	40-50 °C	25-30 °C		Neue Niedrigtemperaturnetze (ein System kann auch einen kaskadenförmigen Einsatz von z.B. Mittel- und Niedrigtemperatur-Netzcharakteristiken beinhalten, wenn einzelne ältere Gebäude höhere Temperaturen benötigen.)

Wärmenetz				
Gesamtlänge		Länge Bestand		Länge Neubau
		Bei einigen Projekte werden existierende konventionelle Wärmenetze in geothermische Wärmenetze umgewandelt, was lediglich einer Netzsanierung bedarf		Übliche Länge bei Projekten mit neu installierten Netzen: 15 km
Hausanschlüsse		Anschlussquote		Leistung der Speisepumpen
Bestand	neu	Bestand	neu	
	Ca. 8.000		Üblicherweise 95%	
Vorlauftemperatur		Rücklauftemperatur	Durchmesser	Druck
40-90 °C		25-70 °C	250-400 mm	7-9 bar
Details zur Netzeinbindung /Einspeisevariante (RL->RL, RL->VL, VL->VL ⁸)				
Üblicherweise: RL->VL				
Vergleich Planung – Aktueller Ausbau				
	Gesamte jährlich in das Wärmenetz eingespeiste Wärmemenge [GWh/a]	Anteil Geothermie [%]	Vorlauf-temperatur [°C]	Rücklauf-temperatur [°C]
Geplanter Endausbau	Im Jahr 1985: 2000			
Aktueller Ausbau	Im Jahr 2012: 1169	2015: durchschnittlich 60% (2-98%)	40-90 °C	25-70 °C

⁸ RL->RL: Rücklaufanhebung, d.h. Entnahme aus und Einspeisung in den Wärmenetzrücklauf

RL->VL: Anhebung auf Vorlauftemperatur, d.h. Entnahme im Rücklauf und Einspeisung in den Wärmenetzvorlauf

VL->VL: Vorlaufanhebung, d.h. Entnahme aus und Einspeisung in den Wärmenetzvorlauf

Ökonomie / Ökologie				
Investitionskosten	Davon Kraftwerk	Davon Heizzentrale	Davon Netzausbau	Besonderheiten
Beispiel Flughafen Orly: 12,7 Mio. € (ohne Wärmenetz) Übliche Projektkosten: 25-30 Mio. € inkl. Wärmenetz			15-18 Mio. € (üblicherweise etwa 70% der Gesamtkosten)	In der Vergangenheit führte hohe Schuldenquote (80-90%) zu hoher Zinslast. Neuere Projekte: nur Fremdkapital, kein Eigenkapital. Möglich durch lange Vertragssicherheit (30 Jahre) bei „öffentlichen Service-Aufträgen“ und durch staatliches Risikoabsicherungsprogramm

Finanzierung und Förderung

- ▶ Staatliches Risikoabsicherungs-Programm
- ▶ Subventionierung von Bohrung und Wärmenetz bis zu 35% der typischen Investitionskosten nach Prüfung durch die französische Umwelt- und Energiebehörde (ADEME)
- ▶ Steuerliche Anreize

Anlagenverfügbarkeit (technisches Potential)	Anlagen-Auslastung (Nutzungspotential)	Jahresproduktion geothermisch [GWh/a]
ca. 8.250 h/a	Üblicherweise ca. 60-70%	Gesamt: ca. 1.000 Beispiel Orly: 45 Neue Projekte: ca. 80

Amortisation	Rendite
5-11 Jahre	Typischer interner Zinsfuß: 5-6%

CO ₂ -Einsparung	Berechnungsmodell CO ₂ -Einsparung
Gesamt: ca. 120.000 t/a (2001) Beispiel Flughafen Orly: 9.000 t/a Neue Projekte: ca. 15.000 t/a	Im Vergleich mit Gasheizung

Sonstige Umwelteffekte

- ▶ Blowout-Risiko (aufgrund artesischer Förderung, heißer und salinärer Thermalwässer sowie giftiger und brennbarer gelöster Gase)
- ▶ Risiko der Aquifer-Kontamination vor allem durch Leckagen in der Verrohrung oder Versagen des Bohrlochkopfs (wird minimiert durch Monitoring/Überwachung und Wartung)

Abbildungen

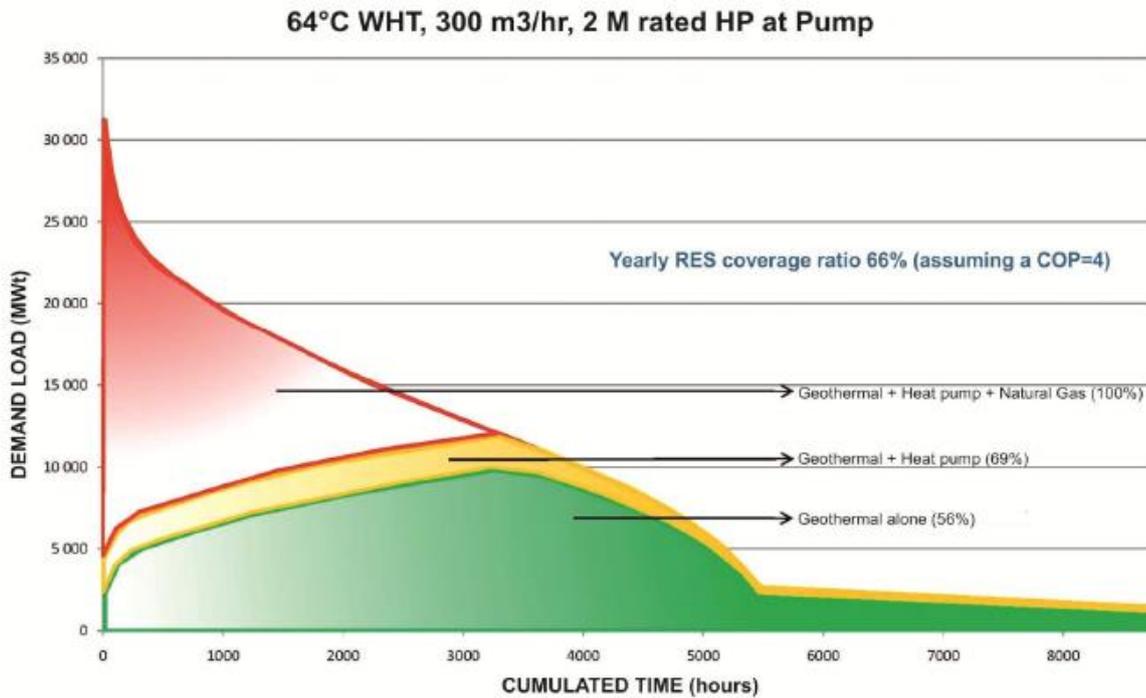
Geothermische Anlagen in der Ile-de-France Region

Geothermal plant	Year of commissioning	Year of shut-down	Wellhead / Inlet temperature (°C)	Average flow rate (kg/s)	Brine salinity (g/l)	Additional energy source	Geothermal contribution to heat supply (%)
Melun (L'Almont)	1969		72	45	12,7	cg gz	71
Villeneuve-la-Garenne	1976	1994	57	14			
Le Mee-sur-Seine	1978		72	29	13	gz df	79
Coulommiers	1981		85	36	30,5	cg gz	98
Montgeron	1981		72,5	27,5	12,2	gz	59
La Courneuve (Sud)	1982		56	50	21,9	cg gz	20
Cergy-Pontoise – Ville Nouvelle	1982	1991	57	55,5	14		
Aulnay-sous-Bois 1	1982	1994	71	61	25,7		
Clichy-sous-Bois	1982		71	16	19,3	cg gz	33
Meaux (Beauval & Collinet)	1982/83		75	37	32,6	cg gz df	93
Meaux (Hopital)	1983		76	45	31,5	cg gz	72
Evry – Ville Nouvelle	1983	1999	72	49	10,4		
Fontainebleau (Ecole des Mines)	1983	1991	74	36	6		
Acheres	1983	1989	55	55,5	12,6		
La Celle Saint-Cloud	1983	1989	62	47	11,4		
Ris-Orangis	1983		72	35,3	11,5	cg gz df	70
Blanc-Mesnil (Nord)	1983		66	27	27	gz df	
La Courneuve (Nord)	1983		58	54	23,8	gz	
Sevran	1983	1990	69	76	25		
Vaux-le-Penil	1983	1998	72	40	12,5		
Ivry-sur-Seine	1983	1994	63,8	33	16		
Sucy-en-Brie	1983		78	35	24,9		54
Chatenay-Malabry	1984	1997	67	49	10		
Garges-les-Gonesse	1984	1994	67,7	69	29,1		
Epinay-sous-Sénart	1984		72	67	14	gz	80
Aulnay-sous-Bois 2	1984	1994	70,5	76	24,9		
Bondy	1984	1989	64	69	16,4		
Tremblay-en-France	1984		73	52,5	26,1	gz	65
Cachan 1 & 2	1984		70	36	16,2	cg gz hf	81
Orly 1	1984		76	67	12,2	hf df gz	65
Paris 16eme (Porte de Saint Cloud)	1984	1989	62	55,5	14,4		
Vigneux sur Seine	1985		73,2	31	12,5	gz df	22
Champigny-sur-Marne	1985		78	48	27,7	cg gz	67
Chevilly-Larue/L'Hay-les-Roses	1985		72,6	67	14,7	cg gz	82
Créteil	1985		78,9	67	23,3	cg df	20
Maisons-Alfort 1	1985		73	58	21,4	cg gz df	82
Villiers-le-Bel	1985		67	22	26,1	cg hf	58
Chelles	1986		69	16	21,2	cg gz hf	56
Alfortville	1986		73	44	19,5	gz	86
Bonneuil-sur-Marne	1986		79,3	14	22	gz	81
Fresnes	1986		73	37		cg gz df	65
Maisons-Alfort 2	1986		74	36	20,3	cg gz df	70
Orly 2 et 3 Le Novelet	1986		75	35,5	14,8	hf df gz	85
Thiais	1986		76	40	17,8	gz	95
Villeneuve Saint Georges	1987		76	34	19,9	cg gz df	54
Paris Tour Mirabeau Cristal	1989						50
Paris 19eme (La Villette)	1990	1990					
Orly Airport	2010		74	69			88
Paris Nord-Est (CPCU)	2010						43
Plessis-Robinson (Albian)	2013		38	55,5			60
Neuilly-sur-Marne	2013		68	83			35
Issy-les-Moulineaux (Albian)	2013		28	18			60
Villepinte	2015						2
Arcueil-Gentilly	2015		74				19
Val d'Europe Village Nature	2016		78				
Villejuif	2016						
Lognes-Torcy (Val Maubuée)	2016						85
Bagneux	2016		65				
Paris Batignolles	2016		28				
Ivry	2016						

Abbreviations: cg, gz, df and hf denote cogeneration, gas, diesel fuel and heavy fuel oil, respectively.

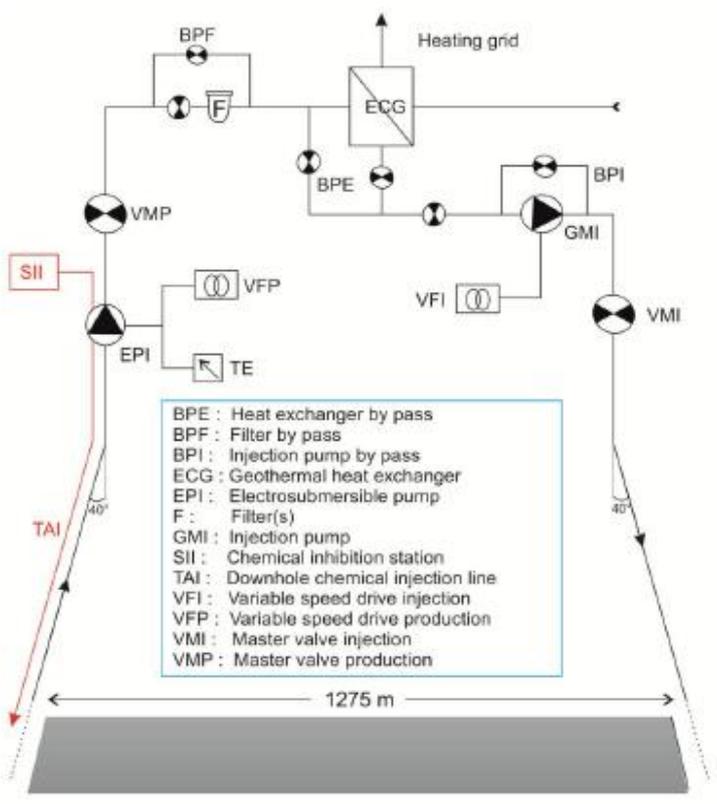
Quelle: © Hamburg Institut. Daten zusammengestellt nach Lopez et al. (2010), Vernier et al. (2015), Boissavy et al. (2016) und BRGM & ADEME (2016)

Typische Jahresdauerlinie



© Ungemach & Borozdina (2012)

Typisches Design eines Geothermiekreislaufs im Pariser Becken



© Ungemach & Borozdina (2012)

Besonderheiten

- ▶ Viele Projekte im Pariser Becken sind seit mehr als 30 Jahren in Betrieb.
- ▶ Dicht besiedelter urbaner Raum, Bohr- und Projektstandorte in Verbrauchernähe.
- ▶ Lebensdauer der Dubletten ist in der Regel durch die Alterung der Bohrungen begrenzt.
- ▶ Thermalwasserchemismus (Mineralisierung, gelöste Gase) und mikrobielle Aktivität bergen Risiko von Korrosion (v.a. Löcher in der Verrohrung) und Ausfällungen.
- ▶ In den 80er Jahren lag die durchschnittliche Pumpen-Lebensdauer unter einem Jahr.
- ▶ Z.T. Einsatz von Glasfaser-Linern, um H₂S-Korrosion zu vermeiden.
- ▶ Verwendung von Scaling- und Korrosions-Inhibitoren (2-5 mg/l) zum Schutz der Verrohrung seit den 90er Jahren; erhöhte Inhibitorkonzentration (5-10 mg/l) bei artesischen Brunnen.
- ▶ Überwachung seit Beginn der geothermischen Erschließung: pH-Wert leicht gesunken, Sulfid-Konzentration leicht gestiegen → höhere Herausforderung im Hinblick auf Korrosions- und Ausfällungsschutz.
- ▶ Z.T. Einsatz von Bioziden, um das Wachstum von Sulfat-reduzierenden Bakterien zu vermeiden. Minimierung des Problems durch geschlossenen Primärkreislauf (kein Sauerstoff-Kontakt) und sorgfältiges Monitoring.
- ▶ Einrichtung eines Notfallservices bei Blowouts
- ▶ Schwache ökonomische Basis (hohe Schuldenquote, konkurrierender Gaspreis) führte in der Vergangenheit zu einer Restrukturierung hin zu einer Kombination aus Gas-KWK-Anlagen und geothermischen Wärmenetzen mit geringerer geothermischer Auslastung. Wegen strengerer Umweltauflagen und höheren Gaspreisen nimmt die Anzahl gekoppelter Anlagen aktuell jedoch wieder ab.
- ▶ Viele Projekte auf engem Raum → thermohydraulische Beeinflussung zwischen den Projekten ist zu vermeiden.
- ▶ Großräumige thermo-hydraulische Modellierung zur Abschätzung der Lebensdauer einer Dublette und zur Optimierung der Standorte für neue Bohrungen.
- ▶ Dubletten werden z.T. ersetzt / ergänzt durch Tripletten, ehemalige Produktions- zu Injektionsbohrungen umgewidmet.
- ▶ Übergang zu Multilateral-Bohrungen, die alle produktiven Schichten subhorizontal erschließen.
- ▶ Viele neue Projekte geplant, insbesondere in der Nachbarschaft existierender Projekte; daher rücken flachere und tiefere Reservoir-Horizonte in den Fokus der Exploration.
- ▶ Die Machbarkeit von saisonalen Aquifer-Wärmespeichern wird geprüft.
- ▶ Errichtung eines öffentlichen Zentrums zum Management des Dogger-Aquifers im regionalen Maßstab.
- ▶ Die Erfolgswahrscheinlichkeit wurde in der Vergangenheit mit 77% angegeben (Ungemach 2014). Bei den Projekten der letzten 5 Jahre ist diese auf 90% gestiegen (Antics 2015). Die übrigen 10% sind bedingt durch mangelnde Konnektivität zwischen Produktions- und Injektionsbohrung, was zu einer starken Druckabsenkung auf der Produktionsseite führt.
- ▶ Staatliches Risikoabsicherungs-Programm (eingeführt in den 80er Jahren, reaktiviert im Jahr 2005) deckt das geologische Explorationsrisiko (zu geringe Fließraten/Temperaturen) und langfristige Nachhaltigkeit (z.B. Korrosion/Ausfällungen, Temperaturabfall mit der Zeit) ab. Die Zahlung von 1,5% der Versicherungssumme beinhaltet eine maximale Erstattung von 90% der erstattungsfähigen Kosten für den Baustein der geologischen Risiken. Die Nachhaltigkeits-Absicherung erfordert eine Vorabzahlung von 3,2% der abgedeckten Kosten für die ersten 15 Jahre (mit einer möglichen Verlängerung auf 25 Jahre) sowie die Zahlung eines jährlichen Beitrags für die letzten 10 Jahre.

- ▶ Subventionen aus dem staatlichen „fond chaleur“ für die Bohrung von bis zu 2,5 Mio. € und für das Wärmenetz von bis zu 4 Mio. €, d.h. von insgesamt bis zu 35% der typischen Projektkosten, fördern viele Geothermieprojekte und führen zu kurzen Amortisationszeiten und attraktiven Renditen.
- ▶ Reduzierter Mehrwertsteuersatz (5,5 statt 20%) für Kunden von Fernwärmenetzen, die mit mehr als 50% aus „sauberen“ Energiequellen (inkl. Geothermie) gespeist werden.
- ▶ Gesetzliche Unterstützung der Verwendung erneuerbarer Energien zum Heizen und Kühlen von Büros und kommunalen Gebäuden sowie zum Einsatz in Landwirtschaft und Industrie. Ziel ist es, Wärme aus erneuerbaren Energien mindestens 5% günstiger zu machen als konventionelle Wärme.
- ▶ Eine Ökosteuer auf Treibhausgas-Emissionen würde die Wirtschaftlichkeit zusätzlich verbessern.

Referenzen

- ▶ Antics (2015)
- ▶ Boissavy et al. (2013)
- ▶ Boissavy et al. (2016)
- ▶ BRGM und ADEME (2016)
- ▶ Bugarel (2012)
- ▶ Hamm (2013)
- ▶ Lopez et al. (2010)
- ▶ Ungemach (2001)
- ▶ Ungemach (2014)
- ▶ Ungemach und Antics (2015)
- ▶ Ungemach und Borozdina (2012)
- ▶ Vernier et al. (2015)

A.2.9 Riehen

Projektdatenblatt „Riehen“

Stammdaten			
Projektname	Ort	Bundesland	
Erdwärme Riehen	Riehen	Basel-Stadt (Schweiz)	
Betreiber	Projektbeginn	Betriebsbeginn	
Wärmeverbund Riehen AG	1988 (1. Bohrung)	1994	
Gesellschafter			
Gemeinde Riehen (87,5 %), Industrielle Werke Basel (12,5%)			
Geothermische Quelle			
Provinz	Zielhorizont	Reservoirtyp	Chemismus (TDS)
Oberrhein Graben	Muschelkalk	Kalkstein	16-18 g/l
Erschließungskonzept			
Schema	Pumpensystem	Pumpenleistung	
Dublette	ESP	168 kW	
Art	1. Bohrung	2. Bohrung	Besonderheiten
	Produktion	Injektion	
$T_{\text{Bohrlochkopf}}$	66 °C	25 °C	
Q_{Betrieb}	23 l/s		
Bohrteufe	1.547 m	1.247 m	
Filterstrecke			
Enddurchmesser			
Energetisches Konzept			
Nutzungskonzept			
KWK			
Installierte Leistung Strom	Installierte Leistung Wärme	Davon aus Geothermie	
3,45 MW (BHKW)	32 MW	1,5 MW (über Wärmetauscher) 5,0 MW (über Geothermie-Wärmepumpen)	
Weitere Energieträger	Leistung	Details Einbindung	
Fernwärme / Gas	2 BHKW Gas, 4.400 kW _{th} und 3460 kW _{el}	Stromerzeugung für den Anlagenbetrieb, Abwärme in Fernwärmenetz eingespeist	
	3 Fernwärme-WT je 3,0 MW	"Mittellast"	
	3 Gaskessel je 2,9 MW	Spitzenlast	
	1 Gaskessel je 1,85 MW	Spitzenlast	

Temperaturerhöhung [K]	Art (z.B. Wärmepumpe)	Leistung	Energiequelle
19	3 Kompressionswärmepumpen seriell, Regelbereich 10 – 100 %	3.472 kW	elektrisch (ohne Direktanteil)
Bis zu 40	Strahlungswärmepumpe	600 kW	elektrisch, inkl. Anteil BHKW-Abwärme

Wärmespeicher

3 Wärmespeicher mit je 100.000 l, um Bezugsschwankungen im Wärmeverbundnetz auszugleichen

Abnehmerstruktur

Abnehmer	Temperaturniveau		Leistung aus Geothermie	Bemerkungen
	Vorlauf	Rücklauf		
Fernwärme	70-90 °C	48-52 °C	5,25 MW	

Wärmenetz

Gesamtlänge	Länge Bestand	Länge Neubau
36,6 km		Erste Netzstruktur 1989, Ausbau bis 1996, dann lediglich kleinere Anschlüsse bis 2009, dann wieder kräftigerer Zubau

Hausanschlüsse		Anschlussquote		Leistung der Speisepumpen
Bestand	Neu	Bestand	neu	
	487		aktuell 65 % (des durch Fernwärmeleitungen erschlossenen Gebietes), Zuwachs am Anfang sehr schnell (bis auf 70-80 %), dann abflachend, aktuell wieder steigend.	3 x 90 kW, im Betrieb je 50 % Leistung

Vorlauftemperatur	Rücklauftemperatur	Durchmesser	Druck
70-90 °C	48-52 °C	DN 25-DN250	PN16

Details zur Netzeinbindung /Einspeisevariante (RL->RL, RL->VL, VL->VL⁹)

RL-VL

⁹ RL->RL: Rücklaufanhebung, d.h. Entnahme aus und Einspeisung in den Wärmenetzrücklauf

RL->VL: Anhebung auf Vorlauftemperatur, d.h. Entnahme im Rücklauf und Einspeisung in den Wärmenetzvorlauf

VL->VL: Vorlaufanhebung, d.h. Entnahme aus und Einspeisung in den Wärmenetzvorlauf

Vergleich Planung – Aktueller Ausbau				
	Gesamte jährlich in das Wärmenetz eingespeiste Wärmemenge [GWh/a]	Anteil Geothermie [%]	Vorlauf-temperatur [°C]	Rücklauf-temperatur [°C]
Geplanter Endausbau	Ca. 70 GWh/a	Ca. 45 %	70 - 90°C	48-52 °C
Aktueller Ausbau	45 GWh/a	Ca. 40%	70 - 90°C	48-52 °C

Ökonomie / Ökologie				
Investitionskosten	Davon Kraftwerk	Davon Heizzentrale	Davon Netzausbau	Besonderheiten
ca. 82,3 Mio. CHF		Heizzentralen 31,8 Mio. CHF	38,7 Mio. CHF	11,8 Mio. CHF (Geothermie)

Finanzierung und Förderung
 ▶ 17,35 Mio. CHF subventioniert (aus diversen "Töpfen")

Anlagenverfügbarkeit (technisches Potential)	Anlagen-Auslastung (Nutzungspotential)	Jahresproduktion geothermisch [GWh/a]
	Keine vollständige Nutzung (Reduktion oder Abschaltung bei geringer Wärmenachfrage im Sommer) – Deckung über aus ökonomischen Gründen ganzjährig laufendes, gasbetriebenes BHKW	20-25

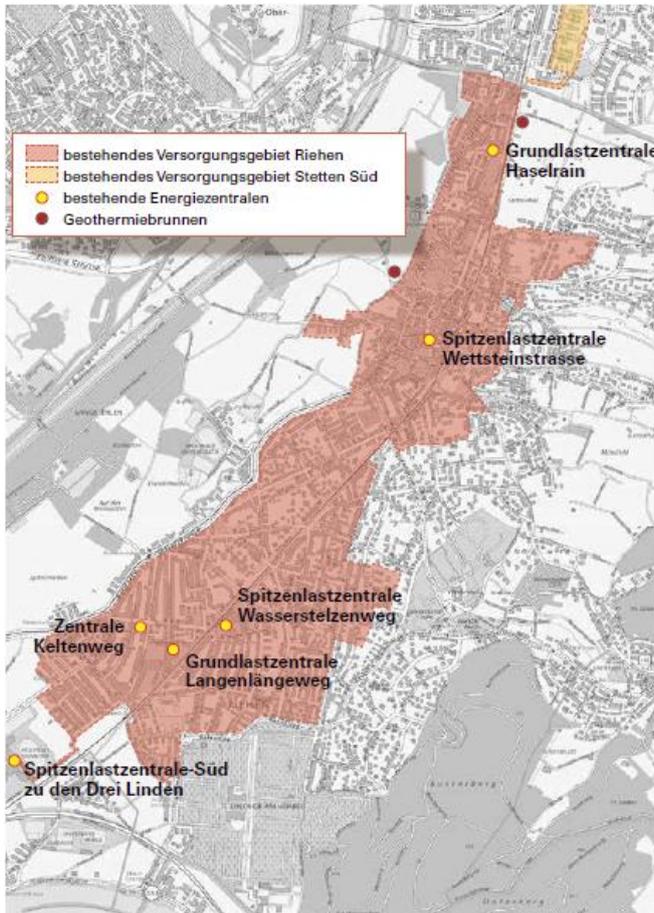
Amortisation	Rendite
Cash-Flow positiv; schwarze Zahlen voraussichtlich in 2-3 Jahre (abhängig von Preisgestaltung, Temperaturen und Gaspreis).	Ziel: schwarze Null

CO ₂ -Einsparung	Berechnungsmodell CO ₂ -Einsparung
Ø 6.000- 7.000 t/Jahr	Vergleich von „80% Gas, 20% Öl“ und Erdwärme Riechen Wärmeverkauf und -input

Sonstige Umwelteffekte
 Der Schweizer Produktions-Strommix ist aufgrund des hohen Anteils von Wasser- und Atomstrom nahezu „CO₂-frei“. In Riehen produziert allerdings ein gasbetriebenes BHKW Strom, die Stromerzeugung ist somit mit höheren CO₂-Emissionen verbunden. Anstatt des BHKWs wäre auch eine Lösung mit Geothermie, elektrischen Wärmepumpen, Fernwärme aus der Müllverbrennungsanlage, Gaskessel und Holzanlage möglich gewesen. Aus ökonomischen Gründen wurde jedoch die vorliegende Lösung umgesetzt.

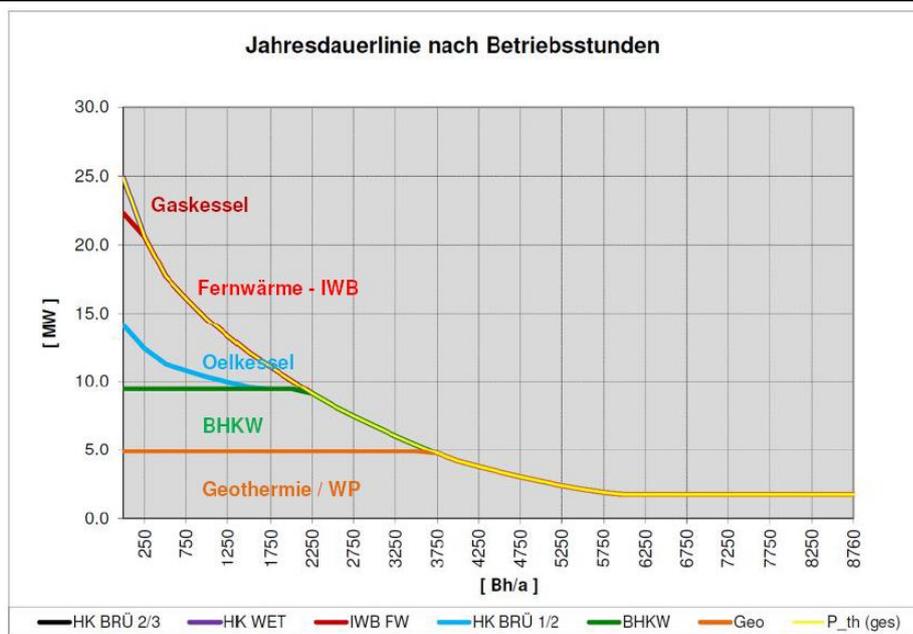
Abbildungen

Fernwärmenetz Stand März 2016



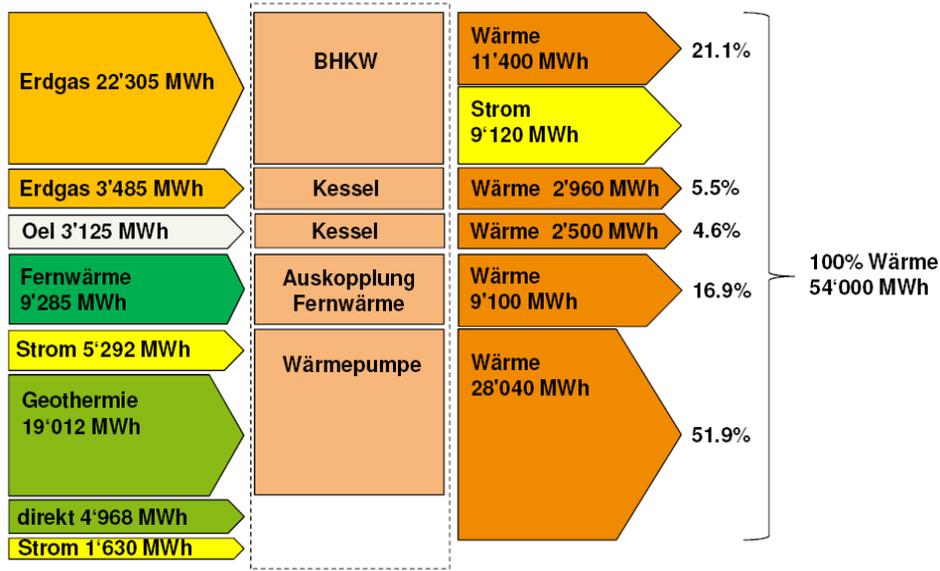
© Wärmeverbund Riehen AG (2016)

Jahresdauerlinie nach Betriebsstunden (Planung 2009)



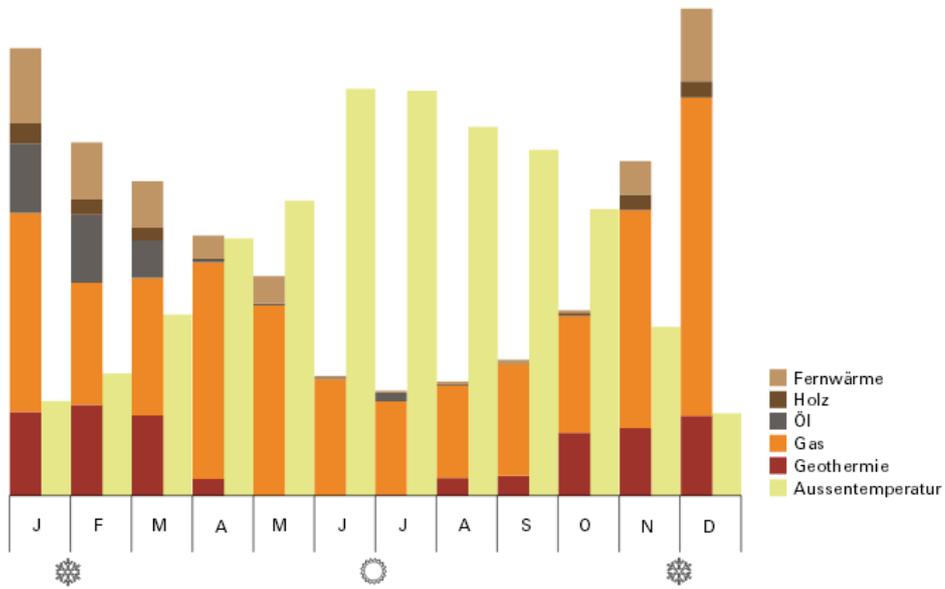
© Schädle (2014)

Energiebilanz-Auslegungsplan 2009



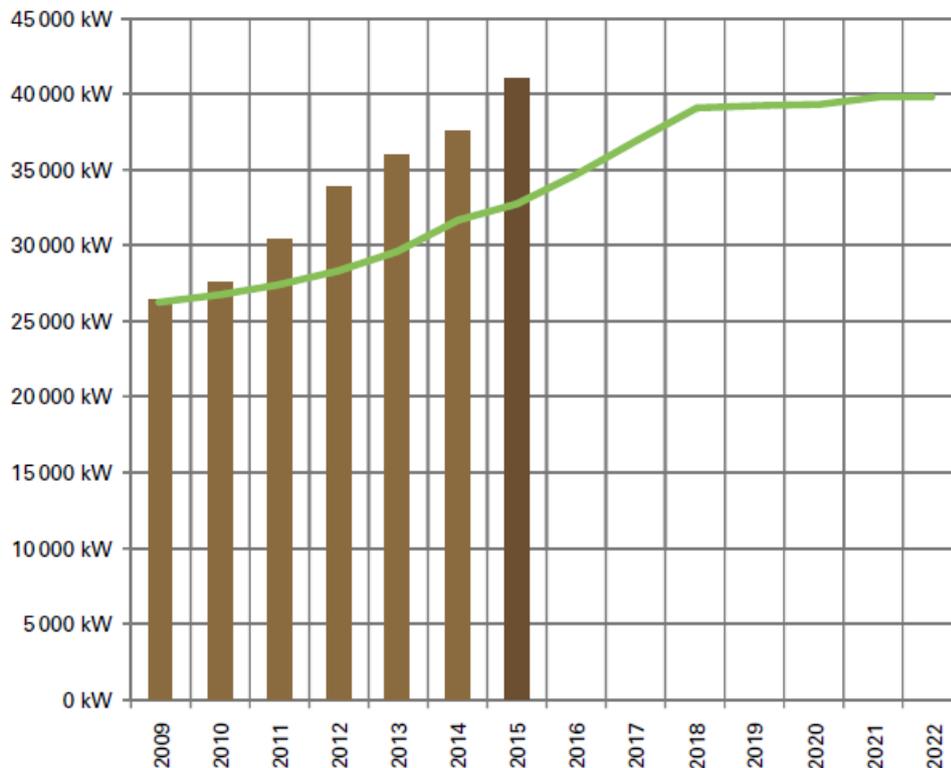
© Schädle (2014)

Energienutzung und Außentemperatur 2014



© Wärmeverbund Riehen AG (2014)

Entwicklung der Anschlussleistung seit 2009



© Wärmeverbund Riehen AG (2016)

Besonderheiten

- ▶ Erste geothermische Großanlage der Schweiz
- ▶ Grundlast (Geothermie) 5,25 MW zzgl. konventionelle Kraft-Wärme-Kopplung und Abwärme aus Müllverbrennung
- ▶ Kaskadenförmige Abkühlung des Thermalwassers zuerst im Wärmetauscher, dann durch Wärmepumpe
- ▶ „Riehen Plus“ 2009: Erweiterung des Fernwärmenetzes durch Zusammenschluss von drei bestehenden Netzen zum Wärmeverbund Riehen, Erhöhung der Fließrate
- ▶ Pumpenschäden durch Scaling, Korrosion (hohe Mineralisation), Abnutzung
- ▶ Einbau korrosionsbeständiger Bauteile (Kunststoff / Titan, Inhibitor in der Förderbohrung)

Referenzen

- ▶ Schädle (2009a, 2009b)
- ▶ Schädle (2014)
- ▶ Schädle (2015)
- ▶ Wärmeverbund Riehen (2004)
- ▶ Wärmeverbund Riehen AG (2014)
- ▶ Wärmeverbund Riehen AG (2015)
- ▶ Wärmeverbund Riehen AG (2016)

A.3 Projektdatenblatt Solarthermie

A.3.1 Projektdatenblatt „Solare Nahwärme Crailsheim Hirtenwiesen 2“

Projektdatenblatt „Solare Nahwärme Crailsheim Hirtenwiesen 2“

Stammdaten				
Projektname	Ort	Bundesland		
Solare Nahwärme Crailsheim Hirtenwiesen 2	Crailsheim	Baden-Württemberg		
Betreiber	Projektbeginn	Betriebsbeginn		
Stadtwerke Crailsheim GmbH	1999 (Energiekonzept)	2005; Endausbau 2012		
Gesellschafter				
Stadt Crailsheim				
Energetisches Konzept				
Nutzungskonzept				
Solar unterstütztes Nahwärmesystem				
Installierte Leistung Strom	Installierte Leistung Wärme	Davon aus Geothermie		
-	Bestehendes Wärmenetz (1 Gas-BHKW + 2 Gaskessel) + Solarthermie 5,1 MW _{th}	-		
Weitere Energieträger	Leistung	Details Einbindung		
Solarthermie	5,1 MW _{th}	Zentral		
Temperaturerhöhung [K]	Art (z.B. Wärmepumpe)	Leistung	Energiequelle	
23 – 50 K (nur bei Bedarf)	Wärmepumpe	480 kW _{th}	Strom	
Wärmespeicher				
Zwei über Wärmeübertrager in das Wärmenetz eingebundene Heißwasserdruckspeicher (100 und 480 m ³)				
Erdsonden-Wärmespeicher mit einem erschlossenen Erdreichvolumen von 37.500 m ³				
Abnehmerstruktur				
Abnehmer	Temperaturniveau Vorlauf	Temperaturniveau Rücklauf	Leistung aus Geothermie	Bemerkungen
260 Wohneinheiten (überwiegend EFH)	60 °C	30 °C	-	Temperaturniveau der Raumheizung (RH)
1 Schule	60 °C	30 °C	-	s. oben
1 Sporthalle	60 °C	30 °C	-	s. oben
Wärmenetz				
Gesamtlänge	Länge Bestand		Länge Neubau	
ca. 20.400 m	-		ca. 20.400 m	
Hausanschlüsse	Anschlussquote		Leistung der Speisepumpen	
Bestand	Neu	Bestand	Neu	
	260 Wohneinheiten, 1 Schule, 1 Sporthalle		100 %	ca. 7,5 kW

Vorlauftemperatur	Rücklauftemperatur	Durchmesser	Druck
65 -70 °C	40 °C	DN 25 - DN 200	6 - 7 bar

Details zur Netzeinbindung /Einspeisevariante (RL->RL, RL->VL, VL->VL¹⁰)

Zentrale Einbindung der Solaranlage. Die erzeugte Solarwärme wird aus dem 100 m³ großen Pufferspeicher ohne Wärmeübertrager in das Wärmenetz eingespeist.

Vergleich Planung – Aktueller Ausbau

	Gesamte jährlich in das Wärmenetz eingespeiste Wärmemenge [GWh/a]	Anteil Solarthermie [%]	Vorlauf-temperatur [°C]	Rücklauf-temperatur [°C]
Geplanter Endausbau	4,1	50 %	65 °C	35 °C
Aktueller Ausbau (2012)	4,7	51 %	65 -70 °C	40 °C

Ökonomie / Ökologie

Investitionskosten	Davon Kraftwerk	Davon Heizzentrale	Davon Netzausbau	Besonderheiten
8 Mio €				davon 4,5 Mio € für das Solarsystem

Finanzierung und Förderung

- ▶ Ca. 3,5 Mio € Fördermittel des Bundesumweltministeriums, des Wirtschaftsministeriums Baden-Württemberg und der Stadt Crailsheim

Anlagenverfügbarkeit (technisches Potential)	Anlagen-Auslastung (Nutzungspotential)	Jahresproduktion solarthermisch [GWh/a]
Nahezu 100 % (kein Stillstand, keine Stagnation der Solarkollektoren)	solarstrahlungsabhängig	2,3 GWh/a (solare Nutzwärme im Jahr 2012)

Verlauf Jahresproduktion

K.A.

Amortisation	Rendite
K.A.	K.A.

CO ₂ -Einsparung	Berechnungsmodell CO ₂ -Einsparung
ca. 500 t Kohlendioxid jährlich	Stadwerke Crailsheim

Sonstige Umwelteffekte

Die Freiflächengestaltung um die auf einem Lärmschutzwall befindliche Kollektorfläche von ca. 5000 m² verfolgt besondere ökologische Ziele. Hierzu gehören die Gestaltung von „Solarbiotopen“ wie Trocken- und Halbtrockenrasen, Weinberg mit u.a. mediterranen, licht- und wärmeliebenden Pflanzen. Vorbilder dazu liefern Vegetationseinheiten und Pflanzenarten aus der Umgebung von Crailsheim.

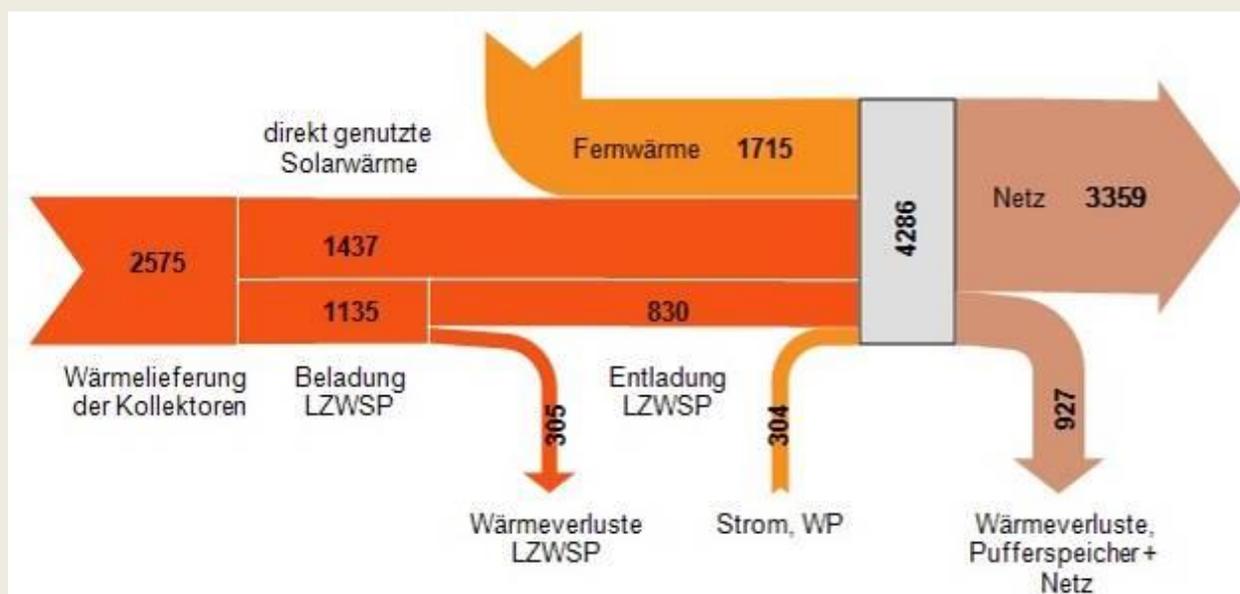
¹⁰ RL->RL: Rücklaufanhebung, d.h. Entnahme aus und Einspeisung in den Wärmenetzrücklauf
 RL->VL: Anhebung auf Vorlauftemperatur, d.h. Entnahme im Rücklauf und Einspeisung in den Wärmenetzvorlauf
 VL->VL: Vorlaufanhebung, d.h. Entnahme aus und Einspeisung in den Wärmenetzvorlauf

Abbildungen

Schema der solaren Nahwärme Crailsheim Hirtenwiesen 2



Energiebilanz der solaren Nahwärme Crailsheim Hirtenwiesen 2



Besonderheiten

- ▶ Wesentlicher Bestandteil der solaren Nahwärme Crailsheim Hirtenwiesen 2 ist die mit 7.300 m² Kollektorfläche größte thermische Solaranlage Deutschlands.
- ▶ Zur Erreichung eines hohen solaren Deckungsanteils von ca. 50 % am Gesamtwärmebedarf des zu versorgenden Wärmenetzes wird die im Sommer erzeugte Überschuss-Solarwärme in einem Erdsonden-Wärmespeicher saisonal gespeichert.
- ▶ Die verbleibenden 50 % des Gesamtwärmebedarfs des Versorgungsgebiets werden aus dem bestehenden Fernwärmenetz nachgeheizt. Die Nachheizung ist auf Grund deren möglicher variabler Fahrweise seriell zu der Solaranlage eingebunden.
- ▶ Die beiden im System integrierten Pufferspeicher sind als Beton-Druckspeicher (2,5 – 3 bar) ausgeführt und ohne Wärmeübertrager direkt in das Wärmeerzeugungssystem

eingebunden. Da das versorgte Wärmenetz mit einem Druck von ca. 6 - 7 bar betrieben wird, ist dieses vom Wärmeerzeugungssystem durch einen Netzwärmeübertrager getrennt.

- ▶ Auf Grund der großen Nachfrage nach einem Anschluss an die solare Nahwärme wurden entgegen der ursprünglichen Planung zusätzliche grundsanierte Mehrfamiliengebäude an die Wärmeversorgung angeschlossen.
- ▶ Da der solare Deckungsanteil am Gesamtwärmebedarf mit abnehmenden Wärmenetztemperaturen zunimmt, wurde das in dem Neubaugebiet Hirtenwiesen II verlegte Nahwärmenetz auf geringe Vor- und Rücklauftemperaturen von 65/35 °C ausgelegt.
- ▶ Für die in dem zu versorgenden Neubaugebiet Hirtenwiesen II erstellten Gebäude besteht eine Anschlusspflicht an die solare Nahwärmeversorgung und die Verpflichtung zur Einhaltung der Anschlussbedingungen.
- ▶ Die Anschlussbedingungen sehen u.a. eine Verwendung der durch die Stadtwerke Crailsheim gelieferten und installierten Hausübergabestationen, eine Begrenzung der Heizungs-vorlauf-temperatur in den Gebäuden auf maximal 60 °C und eine netzseitige Rücklauf-temperaturbegrenzung an den Hausübergabestationen (auch im laufenden Betrieb) auf ca. 40 °C vor.
- ▶ Das Verfahren zur Installation der Hausübergabestationen wird auch von den Installateuren positiv angenommen, da bei Einhaltung der von den Stadtwerken vorgegebenen Abläufe und technischen Randbedingungen ein reibungsloser Bauablauf sichergestellt ist. Spätere Reklamationen der Hausbesitzer werden vom Wartungs- oder Notdienst der Stadtwerke Crailsheim bearbeitet.
- ▶ Die Mehrkosten für die Niedertemperatur-Heizsysteme betragen nach Angaben der Stadtwerke Crailsheim ca. 1000-1500 Euro je Einfamilienhaus.
- ▶ Der innovativ gebaute Erdsonden-Wärmespeicher ist so konstruiert, dass dieser zukünftig bei Bedarf (z.B. bei einer Erweiterung des Versorgungsgebiets) von 80 auf 160 Erdwärmesonden erweitert werden kann.
- ▶ Zudem wird durch die Stadtwerke Crailsheim in Betracht gezogen, den Erdsonden-Wärmespeicher zukünftig als multifunktionalen Wärmespeicher zur zusätzlichen Speicherung von Wärme aus KWK-Anlagen zu nutzen. In diesem Fall ist eine weitergehende Kopplung des Wärmenetzes der solaren Nahwärmeversorgung Hirtenwiesen II mit dem Bestandsnetz der Stadtwerke Crailsheim erforderlich, um die im Sommer erzeugte Solarwärme direkt nutzen zu können.

Referenzen

- ▶ Bollin et al. (2013)
- ▶ Stadtwerke Crailsheim GmbH (2015a)
- ▶ Stadtwerke Crailsheim GmbH (2015b)

A.4 Projektdatenblatt Industrielle Abwärme

A.4.1 Projektdatenblatt „Raffinerieabwärme Karlsruhe“

Projektdatenblatt „Raffinerieabwärme Karlsruhe“

Stammdaten				
Projektname		Ort	Bundesland	
Einbindung von Raffinerieabwärme in die Fernwärme Karlsruhe		Karlsruhe	Baden-Württemberg	
Betreiber			Projektbeginn	Betriebsbeginn
Stadtwerke Karlsruhe GmbH/ Mineralö Raffinerie Oberrhein GmbH & Co. KG			2007	2010; Endausbau 2016
Gesellschafter				
Stadtwerke Karlsruhe: 80 % kommunale Holding KVVH, 20 % EnBW AG MiRO: 32,25 % Shell Deutschland Oil GmbH, 25 % ESSO Deutschland GmbH, 24 % Ruhr Öl GmbH, 18,75 % CONOCO Philips Continental Holding GmbH				
Energetisches Konzept				
Nutzungskonzept				
Einbindung von Raffinerieabwärme in ein großstädtisches Fernwärmesystem				
Installierte Leistung Strom	Installierte Leistung Wärme		Davon aus Geothermie	
-	Bestehendes Wärmenetz (Steinkohle HKW, Erdgas HKW, Erdgas HW gesamt 750MW _{th})		-	
Weitere Energieträger	Leistung		Details Einbindung	
Abwärme Werksteil 2	40 MW _{th}		Zentral	
Abwärme Werksteil 1 (im Bau)	50 MW _{th}			
Temperaturerhöhung [K]	Art (z.B. Wärmepumpe)	Leistung	Energiequelle	
nein				
Wärmespeicher				
Nein				
Abnehmerstruktur				
Abnehmer	Temperaturniveau		Leistung aus Abwärme	Bemerkungen
	Vorlauf	Rücklauf		
Wohnungen und Gewerbe je ca. 50%	85-130 °C	55-69 °C	40 MW _{th}	Ausbau bis 90 MW _{th}
Wärmenetz				
Gesamtlänge		Länge Bestand		Länge Neubau
180 km		160 km		20 km
Hausanschlüsse		Anschlussquote		Leistung der Speisepumpen
Bestand	Neu	Bestand	Neu	
Ca. 23.000 WE+ 1.200 GE.	Ca. 18.000 WE			Pumpstrombedarf 1,4%
Vorlauftemperatur	Rücklauftemperatur	Durchmesser	Druck	
85-130 °C	55-69 °C	div	PN 16	

Details zur Netzeinbindung /Einspeisevariante (RL->RL, RL->VL, VL->VL¹¹)

Zentrale Einbindung der Abwärme. Die Einbindung erfolgt über 12 speziell konstruierte Plattenwärmetauscher auf dem Raffineriegelände und eine 5 km lange Zubringerleitung DN 600 zur Fernwärmezentrale der Stadtwerke im Heizkraftwerk West. Entnahme aus dem Rücklauf und Einspeisung in den Vorlauf.

Vergleich Planung – Aktueller Ausbau

	Gesamte jährlich in das Wärmenetz eingespeiste Wärmemenge [GWh/a]	Anteil Abwärme [%]	Vorlauf-temperatur [°C]	Rücklauf-temperatur [°C]
Geplanter Endausbau	520	55 %	120°C	70 °C
Aktueller Ausbau (2013)	300	37%	120 °C	70 °C

Ökonomie / Ökologie

Investitionskosten	Davon Auskopplung	Davon Einbindung	Davon Netzausbau	Besonderheiten
29 Mio €	14 Mio €	5 Mio €	10 Mio €	bei 1. Ausbaustufe

Finanzierung und Förderung

- ▶ Rd. 5 Mio € Förderung durch das Umweltinnovationsprogramm der Bundesregierung
- ▶ Investitionen werden durch SWK vorfinanziert
- ▶ Risikoabsicherung eines „stranded investments“ durch MiRO wurde vereinbart
- ▶ Refinanzierung erfolgt aus dem Gegenwert der Wärme

Anlagenverfügbarkeit (technisches Potential)	Anlagen-Auslastung (Nutzungspotential)	Jahresproduktion [GWh/a]
Nahezu 100 %	Im Sommer nur Teilauslastung	300 GWh

Verlauf Jahresproduktion

Amortisation	Rendite
10-12 a	k.A.
CO ₂ -Einsparung	Berechnungsmodell CO ₂ -Einsparung
ca. 65.000 t Kohlendioxid jährlich (ca. 100.000 t im Endausbau)	Stadtwerke Karlsruhe

Sonstige Umwelteffekte

Verbesserung der Effizienz in der Raffinerie um rd. 3%.

¹¹ RL->RL: Rücklaufanhebung, d.h. Entnahme aus und Einspeisung in den Wärmenetzrücklauf

RL->VL: Anhebung auf Vorlaufemperatur, d.h. Entnahme im Rücklauf und Einspeisung in den Wärmenetzvorlauf

VL->VL: Vorlaufanhebung, d.h. Entnahme aus und Einspeisung in den Wärmenetzvorlauf

Besonderheiten

- ▶ Die Raffinerie besteht aus 2 Werkteilen (ehemals ESSO und OMW). Beide Werkteile verfügen über nicht genutzte Abwärmepotentiale von jeweils rund 40 MW
- ▶ 5 km Zubringerleitung von der Raffinerie bis zur Einspeisestelle des Fernwärmenetzes (HKW West) erforderlich
- ▶ Gestuftes Vorgehen: Erste Stufe im Werkteil 2; bei Erfolg Ausweitung auf Werkteil 1
- ▶ Einbindung in den Raffinerieprozess nur während „turn-around“ (alle 4 – 5 Jahre) möglich
- ▶ Verbindungsleitung wird so dimensioniert, dass Abwärmeleistung beider Werkteile transportiert werden kann
- ▶ Raffinerieprozess hat Vorrang. Bei Problemen mit der Wärmeauskopplung wird diese zurückgefahren.
- ▶ Fernwärmebedarfsschwankungen dürfen keinerlei nachteilige Auswirkungen auf stabilen Raffineriebetrieb haben.
- ▶ SWK hat Möglichkeit zur Notkühlung überschüssiger Wärmelieferungen.
- ▶ Regelung der thermischen Leistung durch das Zu- und Abschalten der verschiedenen Wärmequellen von ca. 18 MW, 2x5 MW, 2x3 MW und 2x2 MW
- ▶ Transparenz des Vorhabens durch die Einbeziehung der Bürger und von Verbänden

Referenzen

- ▶ Paar et al. (2013)
- ▶ Mineraloelraffinerie Oberrhein, Stadtwerke Karlsruhe (2008)
- ▶ Bittermann, H.J. (2011)
- ▶ Stadtwerke Karlsruhe (2015)