

Zusammenfassung, 22. Februar 2018

# Fallbeispiele „Thermische Netze“



**energie schweiz**

Unser Engagement: unsere Zukunft.

# Inhalt

1	Anergienetz ETH Hönggerberg.....	12
2	Réseau thermique des Jardins de la Pâla, Bulle .....	28
3	Suurstoffi-Areal, Rotkreuz .....	41
4	Wärmeverbund Riehen .....	56
5	Anergienetz Friesenberg der Familienheim-Genossenschaft Zürich.....	74
6	CAD La Tour-de-Peilz .....	88
7	Anergienetz Visp-West .....	99
8	Réseau thermique Genève-Lac-Nations (GLN).....	112
9	Wärmeverbund Rheinfelden-Mitte.....	128

# 1 Vergleich Fallbeispiele

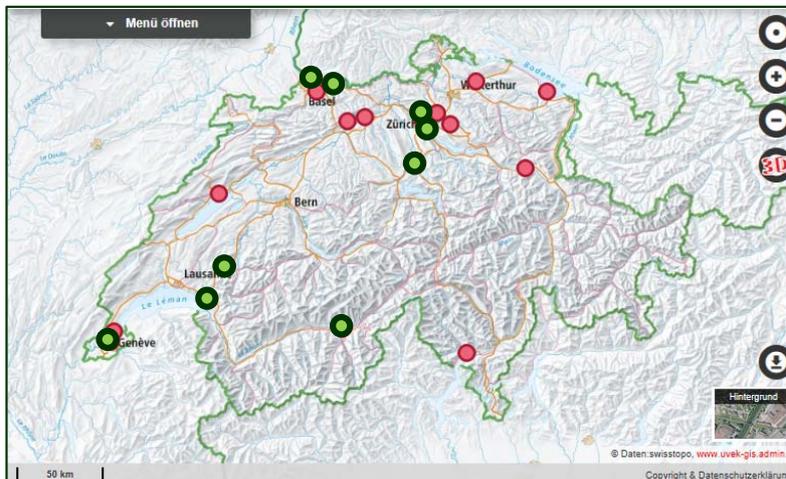
## Ausgangslage und Zielsetzung

Die Dokumentation von Fallbeispielen ist im Bereich Thermische Netze bedeutend, da im Moment noch wenige Projekte detailliert beschrieben wurden und entsprechend wenig Know-How, vor allem bei Netzen mit Vorlauftemperatur unter 40°C, vorhanden ist. Grundlagen im Temperaturbereich über 40°C existieren, u.a. in Form eines Planungshandbuchs [1], welches im Verlauf des Jahres 2017 erschienen ist. Die Fallbeispiele sollen im Rahmen des Programmes „Thermische Netze“, eine Basis für die Erstellung von Richtlinien, Handbücher oder Normen im ganzen Temperaturspektrum darstellen. Ausserdem bilden die Fallbeispiele eine Basis, um Schlüsse in Form von Lesson's Learnt für weitere Projekte zu ziehen.

## Auswahl Projekte

Auf der Webseite des Programmes „Thermische Netze“ [2] wurde eine Storymap erstellt mit Projekten, die folgende Kriterien erfüllen:

1. Projekte, die bereits realisiert oder in Bauphase sind
2. Projekte, die Abwärme oder Umweltwärme nutzen (unabhängig vom Temperaturniveau)
3. Projekte, die nicht auf klassischer Fernwärme mit hohem Temperaturniveau (KVA, Holzverbrennung, usw.) basieren.



Daraus wurden anhand der Datenverfügbarkeit neun Fallbeispiele ausgewählt, davon drei in der Westschweiz und sechs in der Deutschschweiz.

1. Anergienetz ETH Hönggerberg
2. Réseau thermique Jardins de la Pâla, Bulle
3. Suurstoffi-Areal, Rotkreuz
4. Wärmeverbund Riehen
5. Anergienetz Friesenberg (FGZ)
6. CAD La Tour-de-Peilz
7. Anergienetz Visp-West
8. Réseau thermique Genève Lac Nations (GLN)
9. Wärmeverbund Rheinfelden-Mitte

## **Inhalt**

Die Fallbeispiele beinhalten Grundinformationen zum technischen System, zur Projektorganisation und zur Wirtschaftlichkeit. Die Analyse des Planungsablaufs bis zum Betrieb und Erkenntnisse aus dem Projekt beschränken sich auf den Stand des Wissens und die Einschätzung des Planers.

Die Fallbeispiele haben folgenden Inhaltsverzeichnis:

### **1. Steckbrief**

Im Steckbrief werden die technischen und wirtschaftlichen Kenndaten in Zahlen zusammenfassend dargestellt.

### **2. Ausgangslage / Zielsetzung**

In der Ausgangslage/Zielsetzung werden die Rahmenbedingungen und die Ziele vor dem Start des Projekts beschrieben.

### **3. Projektorganisation**

Im Abschnitt Projektorganisation ist die Arbeitsgruppe aufgeführt, die sich für das Projekt verantwortlich zeigt: Investor, Bauherrschaft, Planung, Ausführung.

### **4. Vorgehen**

#### **a. Planung**

In der Planung sind die Methoden und Entscheidungskriterien für die Systemwahl aufgeführt. Dargestellt werden die berücksichtigten Varianten, das gewählte System und die Gründe dafür (ökologisch, wirtschaftlich, politisch, ...).

#### **b. Realisierung**

Die Phase der Realisierung wird beschrieben und auf Erfolgskriterien und Hindernisse für die Realisierung des Projekts eingegangen.

#### **c. Betrieb**

Im Abschnitt Betrieb wird beschrieben in wie weit die Anlage wie geplant funktioniert:

### **5. Erkenntnisse**

In diesem Kapitel werden die untersuchten Facts zusammengefasst und aufgeführt, welche Erkenntnisse aus der Planung und Realisierung der Anlage gewonnen werden konnten.

## Übersichtstabelle

	<b>Anergienetz ETH Hönggerberg</b>	<b>Jardins de la Pâla</b>	<b>Suurstoffi-Areal</b>	<b>Wärmeverbund Riehen</b>	<b>Anergienetz Friesenberg (FGZ)</b>	<b>CAD La-Tour-De-Peilz</b>	<b>Anergienetz-Visp</b>	<b>Genève-Lac-Nations (GLN)</b>	<b>Wärmeverbund Rheinfelden Mitte</b>
<b>Allgemeine Informationen</b>									
<i>Standort</i>	Zürich	Bulle	Rotkreuz	Riehen	Zürich	La-Tour- de-Peilz	Visp	Genève	Rheinfelden
<i>Land</i>	CH	CH	CH	CH	CH	CH	CH	CH	CH
<i>Baujahr</i>	2012 - 2026	2012 - 2020	2010 - 2020	1987 - heute	2011-2050	2013 - 2015	2007 - heute	2008 - 2016	2014 - heute
<i>Netztyp</i>	Fall 4 < 20 °C	Fall 4 < 20 °C	Fall 4 < 20 °C	Fall 1 > 60 °C	Fall 4 < 20 °C	Fall 4 < 20 °C	Fall 4 < 20 °C	Fall 4 < 20 °C	Fall 1 > 60 °C
<i>EBF [m<sup>2</sup>]</i>	475'000	65'000	172'421	540 ange. Kunden	185'000	24 Gde.	160'000	840'000	78 ange. Kunden
<i>Nutzung</i>	Schule, Wohnen MFH	Wohnen, Verkauf, Industrie	Wohnen, Verwal- tung, Restau- rant, Verkauf, Schule, ...	Wohnen, Verwaltung, Museum, Verkauf, Altersheim, Schule, ...	Wohnen, Rechen- zentren	Wohnen, Ver- waltung	Wohnen, Gewerbe	Ver- waltung, Wohnen MFH, Schule	Wohnen, Verwaltung, Restaurant, Altersheim, Verkauf, Schule, Sportbauten, Bibliothek
<i>Stand</i>	Teils realis.	Teils realisiert	Teils realisiert	Realisiert	Teils realisiert	Realii- siert	Realisiert	Realii- siert	Realisiert

	<b>Anergienetz ETH Hönggerberg</b>	<b>Jardins de la Pála</b>	<b>Suurstoffi-Areal</b>	<b>Wärmeverbund Riehen</b>	<b>Anergienetz Friesenberg (FGZ)</b>	<b>CAD La-Tour-De-Peiliz</b>	<b>Anergienetz-Visp</b>	<b>Genève-Lac-Nations (GLN)</b>	<b>Wärmeverbund Rheinfelden Mitte</b>
<b>Daten Energieverbrauch</b>									
<i>Inst. Heizleistung</i>	8'000 kW	2'000 kW	6'732 kW	25'000 kW	3'930 kW	10'000 kW	3'467 kW	4'300 kW	5'620 kW
<i>Heizenergiebedarf</i>	28'450 MWh/a	3'100 MWh/a	10'619 MWh/a	54'000 MWh/a	35'000 MWh/a	812 MWh/a	8'737 MWh/a	5'000 MWh/a	9'700 MWh/a
<i>Inst. Kühlleistung</i>	6'000 kW	1'000 kW	2'327 kW	keine	3'500 kW	Noch keine	2'600 kW	16'200 kW	1'800 kW
<i>Kühlleistungsbedarf</i>	26'200 MWh/a	650 MWh/a	2'364 MWh/a	keine	80'000 MWh/a	Noch kein Bedarf	3'380 MWh/a	20'000 MWh/a	Noch kein Bedarf
<i>Energiequelle</i>	Abwärmee Labor + Klimakälte Labor + WP	Grundwasser + WP	Abwärmee Gebäude, Solarthermie (PVT) + WP	Geothermie + WP / IWB FW / Erdgas (HK + BHKW)	Abwärmee Rechenzentren + WP	Seewasser + WP	Ind. Abwärmee Lonza + WP	Seewasser + WP	Ind. Abwärmee aus der Feldschlösschen Supply Company AG (FSC)
<i>Speicher</i>	Erdsondenfeld 431 Sonden in 200 Meter Tiefe	Grundwasser bei 12 °C	Erdsondenfeld, 215 Erdsonden à 150 m und 180 Sonden à 280 m.	Techn. Netzspeicher 3 x 100'000 Liter	2 Erdsondenfelder mit total 332 Sonden à 250 m Tiefe	Kein	Kein	Kein	6 x 15'000 Liter



	<b>Anergienetz ETH Hönggerberg</b>	<b>Jardins de la Pála</b>	<b>Suurstoffi-Areal</b>	<b>Wärmeverbund Riehen</b>	<b>Anergienetz Friesenberg (FGZ)</b>	<b>CAD La-Tour-De-Peiz</b>	<b>Anergienetz-Visp</b>	<b>Genève-Lac-Nations (GLN)</b>	<b>Wärmeverbund Rheinfelden Mitte</b>
<b>Wirtschaftlichkeitskriterien</b>									
<i>Investitionen Tot. [Mio.CHF]</i>	37	6	k.A.	82,36	42,5	32	1,26	33	20,5
<i>Annuität [%]</i>	3.9 - 6.7		k.A.	k.A.	k.A.	6.4	5.8 - 8	k.A.	k.A.
<i>Lebensdauer [a]</i>									
<i>Leitungen</i>	50	30	40	k.A.	50	50	40	k.A.	k.A.
<i>Speicher</i>	50	Kein	80	k.A.	50	Kein	Kein	k.A.	k.A.
<i>Wärme- erzeug.</i>	20	15	20	k.A.	20	25	20	k.A.	k.A.
<i>Kälte- erzeug.</i>	20	15	20	k.A.	20	25	20	k.A.	k.A.
<i>Energie- gestehungspreis [Rp./kWh]</i>	7,7 (Wärme + Kälte)	5,85 – 8 (Im Moment nur Wärme)	k. A.	13 – 16,5 (Wärme)	18 (Wärme)	19,8 (Im Moment nur Wärme)	22.9 (Wärme + Kälte)	k.A.	15,9 (Wärme)
<i>JAZ Tot. Wärmepumpen</i>	5,8	2,7	2,7	6,3	4,1	3,5 - 4	4	6,5	3,4

	<b>Anergienetz ETH Hönggerberg</b>	<b>Jardins de la Pâla</b>	<b>Suurstoffi-Areal</b>	<b>Wärmeverbund Riehen</b>	<b>Anergienetz Friesenberg (FGZ)</b>	<b>CAD La-Tour-De-Peilz</b>	<b>Anergienetz-Visp</b>	<b>Genève-Lac-Nations (GLN)</b>	<b>Wärmeverbund Rheinfelden Mitte</b>
<b>Organisation / Kontakt</b>									
<i>Bauherr</i>	ETH Zürich, Abt. Immo- bilien	EKZ Contracti ng SA	Zug Estates AG	Gemeinde Riehen, Industrielle Werke Basel	Familien- heim- Genossen schaft Zürich	Groupe E Celsius SA	Gemeinde Visp	SIG, Therm- ique	Wärme- verbund Rheinfelden AG
<i>Investor</i>	ETH Zürich	EKZ Contracti ng SA	Zug Estates AG	Gemeinde Riehen, Industrielle Werke Basel	Familien- heim- Genossen schaft Zürich	Groupe E SA	Gemeinde Visp	SIG	Wärme- verbund Rheinfelden AG
<i>Betreiber</i>	ETH Zürich, Abt. Immo- bilien	EKZ Contracti ng SA	Zug Estates AG	Wärme- verbund Riehen AG	Familien- heim- Genossen schaft Zürich	Groupe E Celsius SA	Gemeinde Visp	SIG, Therm- ique	AEW Energie AG
<i>Planer</i>	Amstein + Wal- thert AG	EKZ Contract- ing SA, Energie Concept SA, Signa Terre SA, BESM SA, ...	Amstein + Walthert AG Hans Abicht AG Eicher + Pauli AG	u.a. Gruner Gruneko	Amstein + Walthert AG (Übergabe an anex AG)	Sollertia, PLAN- AIR, Conti & Associés	Lauber IWISA	SIG, Therm- ique	Gruner Gruneko, Schädle GmbH

### Allgemeine Schlussfolgerungen

Aus der Dokumentation der Fallbeispielen kann festgestellt werden, dass daraus keine allgemein gültigen Erfolgsrezepte für die Realisierung von thermischen Netzen abgeleitet werden können. Bei der Nutzung von Abwärmequellen aus erneuerbarer Herkunft gibt es eine Vielfalt von Möglichkeiten, wie die Netze ausgelegt werden können. Es zeigt sich jedoch eine Tendenz bei der Temperaturwahl des Netzes hin zu niedrigen Temperaturen. Sieben von neun betrachteten Verbunden sind Anergienetze (bis ca. 20°C). Riehen und Rheinfelden liegen im Vorlauf bei über 60°C.

Zur Übersichtstabelle muss bemerkt werden, dass die Kennwerte nur bedingt miteinander verglichen werden können, da die Netze einen unterschiedlichen Stand im Ausbau haben. Der Energiebedarf ist auf den Endzustand ausgewiesen und die Angabe zur Leistung ist „installierte Leistung“. Die Jahresarbeitszahlen basieren zum Teil auf Messwerte und zum Teil auf Planungswerten. Dazu kommt, dass der Temperaturhub nicht identisch ist. In Riehen wird die Wärmepumpe genutzt, um den Temperaturhub bei der Geothermie-Anlage zu erzielen. Dagegen erzielt in anderen Projekten die Wärmepumpe den Hub von etwa 6 °C bis 35 °C resp. 65 °C. Den neun Fallbeispielen ist gemeinsam:

- Primärenergie für Wärme und Kälte ist Abwärme oder Umweltwärme
- Primärenergie steht in genügendem Umfang zur Verfügung
- Primärenergie ist CO<sub>2</sub>-frei
- Primärenergie ist vor Ort verfügbar
- Einsatz von Wärmepumpen

Der Grund zur Entstehung von Projektes ist unterschiedlich. Es gibt ökologische Gründe wie auch politische/strategische Gründe. Wichtig für den Erfolg eines Projekts ist die frühzeitige Einbindung der Gemeinde und der Bevölkerung, um damit die Akzeptanz zu gewährleisten.

### Schlussfolgerungen nach Kriterien

- **Baujahr:** Projekte laufen über mehrere Jahre, zum Teil bis 2050 (FGZ)
- **Netztyp:** 7 von 9 Netzen sind bei Niedertemperatur zwischen 2 °C – 28 °C. Nur Riehen und Rheinfelden Mitte > 60°C.
- **EBF:** Die meisten Gebiete der betrachteten Beispiele haben über 100'000 m<sup>2</sup> Energiebezugsfläche.
- **Nutzung:** Heterogen, teils Gebiete mit nur Wohnnutzung und andere mit Wohnen, Verwaltung, Restaurants, Verkauf, Schulen, Sportbauten, usw.
- **Bedarf:** Heiz- und Kühlbedarf bei Netzen auf tiefem Temperaturniveau. Nur Wärmebedarf bei den Netzen auf hohem Temperaturniveau.

- **Energiequelle:** Heterogen, Ind. Abwärme (2), Abwärme Labor, RZ (2), Abwärme Gebäude + Solar (1), Grundwasser (1), Seewasser (2), Geothermie (1)
- **Speicher:** Technischer Speicher bei den HT-Netzen, Erdsondenfeld bei NT-Netzen. Ansonsten gelten Seen ebenfalls als Speicher.
- **Netzlänge:** Zwischen 0,85 km (Bulle) bis 37,3 km (Riehen)
- **Netztypologie:** Niedertemperaturnetze meistens ungerichtet (Pumpen dezentral) und bidirektional, Visp-West und Bulle sind gerichtet (Pumpe zentral) und bidirektional, HT-Netze gerichtet und unidirektional
- **Material:** Meist Kunststoff (teilweise auch bei HT-Netzen), Speziell Gussbeton 700 mm in La Tour-de-Peilz
- **Anzahl Leiter:** In den Beispielen 2 Leiter, ausser ETH Höggerberg mit 3 Leiter
- **Investitionen:** Von 1,26 Mio (Visp-West) bis 82.35 Mio (Riehen)
- **JAZ<sub>Total</sub> Heizen:** 2,7 (Bulle, Suurstoffi), 5,8 ETH, 6,3 Riehen. => Achtung Temperaturhub und Wärmequellen unterschiedlich!
- **Organisation:** In Visp und Riehen, Gemeinde als Bauherr und Investor, sonst private.

### Lesson's Learnt

Aus den Fallbeispielen können „lesson's learnt“ auf verschiedenen Ebenen festgestellt werden:

- Die Planungsphase von thermischen Netzen benötigt viel Zeit und Koordination, ist aber wichtig für den Erfolg des Projekts.
- Monitoring ist wichtig für neuartige und komplexe Systeme, nicht nur bei der erstmaligen Inbetriebnahme sondern im laufenden Betrieb und für eine stetige Optimierung.
- Die Akzeptanz von thermischen Netzen ist tendenziell höher wenn der Bauherr und Betreiber die Gemeinde selbst ist.
- Politische Unterstützung vom Kanton und den Gemeinden ist für die Realisierung von grossen Projekten wichtig.
- Politische Kompromisse müssen ab und zu auf Kosten der Effizienz eingegangen werden, damit thermische Netze realisiert werden.
- Es ist wirtschaftlich teilweise fraglich die Netze auf die Spitzenleistung zu dimensionieren. Spitzenleistungen können teilweise dezentral mit fossilen Energieträgern gedeckt werden.
- Die Energiegestehungskosten von thermischen Netzen auf tiefem Temperaturniveau sind in der Anfangsphase z.T. höher als klassische Fernwärmenetze. Der Bedarf an Kälte ist wichtig, damit diese Netze auf dem Markt konkurrenzfähig sind.

[1] Nussbaumer T. et al., *Planungshandbuch Fernwärme Version 1.1*, QM Fernwärme c/o Verenum im Auftrag vom Bundesamt für Energie, Bern, September 2017

[2] <https://www.energieschweiz.ch/page/de-ch/storymap-thermische-netze>

Bericht, 27. März 2017

# Fallbeispiel

# Anergienetz ETH Hönggerberg



**energieschweiz**  
Unser Engagement: unsere Zukunft.

**Autoren**

Marc Häusermann, Amstein + Walthert AG, Zürich

Matthias Mast, Amstein + Walthert AG, Zürich

**Diese Studie wurde im Auftrag von EnergieSchweiz erstellt.  
Für den Inhalt sind alleine die Autoren verantwortlich.**

**Adresse**

EnergieSchweiz, Bundesamt für Energie BFE  
Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen. Postadresse: 3003 Bern  
Infoline 0848 444 444. [www.energieschweiz.ch/beratung](http://www.energieschweiz.ch/beratung)  
[energieschweiz@bfe.admin.ch](mailto:energieschweiz@bfe.admin.ch), [www.energieschweiz.ch](http://www.energieschweiz.ch)

<b>1</b>	<b>Steckbrief .....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Ausgangslage / Zielsetzung.....</b>	<b>8</b>
<b>3</b>	<b>Projektorganisation .....</b>	<b>10</b>
<b>4</b>	<b>Vorgehen.....</b>	<b>10</b>
4.1	Planung .....	10
4.2	Realisierung .....	13
4.3	Betrieb .....	13
<b>5</b>	<b>Erkenntnisse.....</b>	<b>16</b>

# 1 Steckbrief

## Allgemein

Bezeichnung	Anergienetz ETH Höggerberg
Standort	8093 Zürich
Investor	ETH Zürich
Bauherr	ETH Zürich, Abt. Immobilien
Betreiber	ETH Zürich, Abt. Betrieb
Baujahr	2012 bis 2026
Thermische Vernetzungsart	Niedertemperaturnetz kühlfähig (Anergienetz)

Projektbeschreibung	Am Standort Höggerberg betreibt die ETH Zürich den Campus Science City, ein Areal mit Quartiercharakter, welches primär der Forschung und Lehre dient. Wärme und Kälte für eine steigende Anzahl an Gebäuden wird mittels eines Systems aus Erdspeichern (Erdwärmesondenfelder EWS) und Wärmepumpen, welche mittels eines Dreileiters verbunden sind, bereitgestellt. Im Winter wird mittels Wärmepumpen Heizwärme produziert. Im Sommer werden die EWS mittels der anfallenden Abwärme der Gebäude- und Laborkühlung regeneriert.
---------------------	--

## Versorgungsgebiet

Nutzung	Schulen, Wohnen MFH
Fläche (EBF)	475'000 m <sup>2</sup> (Planungswerte bis 2035)
Ausbau	Bestand (saniert) & Neubau (Minergie äquivalent)
Nutzenergiebedarf	
Heizenergiebedarf	28'450 MWh/Jahr (Nutzenergie, Planungswerte bis 2035)
Warmwasserbedarf	nicht erfasst
Kühlenergiebedarf	26'200 MWh/Jahr (Nutzenergie, Planungswerte bis 2035)
Temperaturniveau	
Warmwasser	65 °C (dezentral in Gebäuden)
Heizung	30 °C (Neubauten) / 35 °C (sanierte Bestandsbauten)

Kühlung	Klimakälte: 18/22 °C Laborkälte: 6/12 °C (aktuell); 12/16 °C (Ziel)
Steuerung	übergeordnetes Leitsystem für Freigaben der Wärme/Kältebezüger, Lastmanagement (EWS), Netzüberwachung, Monitoring

### Energieerzeugung

#### Wärmeerzeugungssystem Gebäude

Wärmepumpentyp	Wasser/Wasser-Wärmepumpe
Wärmepumpenanbindung	dezentral pro Cluster (teilweise mehrere Gebäude zusammengefasst)
Wärmepumpenleistung	5,5 MW installierte Heizleistung für Raumwärme (fünf Wärmepumpen)
Wärmequelle	Niedertemperaturnetz (Anergienetz), direkte Abwärmenutzung
Warmwasseraufbereitung	dezentral pro Gebäude (Elektroboiler oder Fernwärme ab HEZ)

#### Wärmeerzeugungssystem Netz

Abwärme	Abwärme Labor- und Klimakälteerzeugung
Wirkungsgrad des Heizsystems	JAZ <sub>WP</sub> 7,2 (Stand 2015)
	JAZ <sub>Total</sub> 5,8 (mit Hilfsenergie <sup>1</sup> , Stand 2015)

#### Kälteerzeugungssystem

Geocooling über Erdspeicher:	Teilabdeckung: 1'816 MWh Klima- und Laborkälte (65%) (Stand 2015)
Kältemaschine & Freecooling	Teilabdeckung <sup>2</sup> : 958 MWh Klima- und Laborkälte (35%) (Stand 2015)
Wirkungsgrad des Kältesystems	EER 30,1 (ohne Hilfsenergie, Stand 2015)
	EER 6,9 (mit Hilfsenergie, Stand 2015)

<sup>1</sup> Pumpenstrom für das Anergienetz

<sup>2</sup> Spitzenabdeckung und nach erfolgter Regeneration des Erdspeichers gegen Ende der Kühlperiode

**Thermischer Speicher**

Wärmespeicher

Funktion	Saisonaler Speicher
Medium	Drei Erdsondenfelder mit total 431 Sonden à 200 m (Endausbau: 800 Sonden) 86 km totale Erdsondenlänge
Temperaturniveau	16 °C (Mittelwert 2013–2015)

**Verteilung**

Typologie	Ring
Länge	1,5 km
Durchmesser	DN 560
Leitungsmaterial	PE-100 SDR11
Isolationseigenschaften	keine
Netzaufbau	bidirektional, ungerichtet
Anzahl Leiter	3-Leiter
Temperaturen im Netz	
Warmleiter	max. 24 °C, min 8 °C
Kaltleiter	min. 4 °C, max. 20 °C
(Umwälz-)Pumpenstrombedarf	3% des Wärmebedarfs
Medium	Wasser

**Wirtschaftliche Kriterien**

Investitionen Total	37 Mio. CHF (Stand 2015)
Leitung	5,8 Mio. CHF
Speicher (Erdsonden)	12,1 Mio. CHF
Wärme-/Kälteerzeugung	18,2 Mio. CHF
Energiegestehungspreis	0,077 CHF/kWh (Mischpreis Wärme/Kälte inkl. Kapital-, Betriebs- und Energiekosten; Stand 2015)
Trägerschaft	ETH Zürich
Annuitätsfaktoren	0,039 (50 Jahre, 3 %) / 0,067 (20 Jahre, 3 %)

**Amortisationszeit**

Leitungen	50 a
Speicher (Erdsonden)	50 a
Wärmeerzeugung	20 a
Kälteerzeugung	20 a
Primärenergieverbrauch	127'900 MJ/a, 0,46 MJ/(m <sup>2</sup> ·a) (Strom: Schweizer Verbrauchermix, Stand 2015)
Treibhausgasemissionen	6'683 t/a, 24,1 kg/(m <sup>2</sup> ·a) CO <sub>2</sub> -Äquivalent (Stand 2015)

**Monitoring**

Monitoring	detailliertes Energiemonitoring des Gesamtsystems vorhanden mit laufender Auswertung und 2-jährlichen Berichten
------------	---

## 2 Ausgangslage / Zielsetzung

Am Standort Höggerberg betreibt die ETH Zürich den Campus Science City mit über 10'000 Studierenden, Lehrenden und Mitarbeitenden. Beim Campus handelt es sich um ein Areal mit Quartierscharakter, welches primär der Forschung und Lehre dient. Seit 2016 befinden sich ebenfalls studentische Wohnungen auf dem Areal.

Die erste Bauetappe mit den Physikgebäuden und der Mensa stammt aus den 70er Jahren, der Campus wurde seitdem laufend erweitert, wobei diese Erweiterung noch nicht abgeschlossen ist. Die Laborflächen, aber auch die Hörsäle und Büros, benötigen neben Heizwärme auch Klima- und Laborkälte. Es wird erwartet, dass bei wachsender Energiebezugsfläche der Wärmebedarf stagniert und der Kältebedarf ansteigt, so dass Kälte- und Wärmebedarf mittelfristig mindestens ausgeglichen sind. Wärme und Kälte wurden traditionell zentral in der eigenen Heizzentrale mit Gaskesseln bzw. mit Kältemaschinen erzeugt und über ein Fernwärme- und Fernkältenetz auf dem Campus verteilt. Die ETH entschied sich, dieses System abzulösen, um einen Beitrag zur nachhaltigen Entwicklung zu leisten und eine zukunftssichere und wirtschaftliche Wärme- und Kälteerzeugung zu etablieren. Eine intelligente Vernetzung der Wärmequellen und -senken in Kombination mit einer saisonalen Verlagerung über ein dynamisches Erdspeichersystem sollte die Wärme- und Kälteproduktion der zentralen Energiebereitstellung entlasten und längerfristig erlauben diese abzulösen. Dadurch können der CO<sub>2</sub>-Ausstoss und die Verteilverluste massiv reduziert werden. Parallel wird mittels technischem und baulichem Absenkpfad der Energiebedarf der Bezüger kontinuierlich reduziert.



## 3 Projektorganisation

Die Projektorganisation bestand aus Vertretern der ETH Immobilien als Bauherren und Vertretern von Amstein + Walther AG Zürich als Generalplaner. Die Ausführung erfolgte durch verschiedene Unternehmer. Die Planung und Realisierung erfolgte ohne Fördergelder.

## 4 Vorgehen

### 4.1 Planung

#### Variantenentscheid

Im Rahmen der Erarbeitung des Masterplans für die zukünftige Energieversorgung der ETH Zürich Standort Höggerberg wurden im Jahr 2006 die Ziele für die zukünftige Energieversorgung definiert und mögliche Versorgungsvarianten erarbeitet und bewertet. Die Ziele der 2000-Watt-Gesellschaft und von 1-Tonne CO<sub>2</sub>-Ausstoss pro Person bildeten dabei die mittel- und langfristigen Vorgaben für die bauliche und gebäudetechnische Infrastruktur auf dem Höggerberg.

Elf verschiedene Versorgungsvarianten wurden betrachtet. Diese bewegten sich zwischen einem Ersatz des bestehenden Erzeugungssystems, verschiedenen Varianten der Fernwärmeversorgung ab der KVA Hagenholz in Zürich, optional mit einem GuD-Kraftwerk, Versorgung mittels Holzschnitzelkesseln, verschiedenen Kombinationen von Wärmepumpen mit Erdspeichern und zwei Varianten mit tiefer Geothermie. Aufgrund des hohen Kältebedarfs des Areals war eine effiziente Kälteerzeugung ein wesentlicher Teil der Versorgungskonzepte.

Mittels einer Nutzwertanalyse mit den Hauptkriterien Wirtschaft, Gesellschaft und Umwelt wurden die Varianten bewertet. Wichtigstes Umweltkriterium war die Erneuerbarkeit der verwendeten Energieträger, gefolgt von dem Bedarf an grauer Energie zu deren Gewinnung. Einen hohen Stellenwert in der Gewichtung hatten ausserdem die CO<sub>2</sub>- und Feinstaub-Emissionen. Wirtschaftlichkeit, Verfügbarkeit und Betriebssicherheit waren Kriterien mit mittlerem Gewicht.

In der Nutzwertanalyse schnitt die Variante «Erdspeicher mit Öl/Gas-Heizkessel» am besten ab, gefolgt von den Varianten mit tiefer Geothermie. Die gute Benotung des Geothermie- und Erdspeicherkonzepts ergab sich einerseits aus der Nutzung von Erdwärme und andererseits aus einem kleinen Bedarf an fossiler und elektrischer Zusatzenergie.

Es wurde entschieden, diese Variante in einem etappierten Ausbauplan, entsprechend den Neubauten und Renovationen auf dem Campus Science City, umzusetzen und langfristig auszubauen.

#### Systemauslegung

Im Anergienetz Höggerberg verbindet die Ringleitung – bestehend aus Warm- und Kaltleiter sowie einer dritten Ringleitung für die Bewirtschaftung der Erdspeicher – die einzelnen Cluster

(Zentralen) untereinander und mit den Erdspeichern. Unter Berücksichtigung der Energie- und Leistungsbilanzen ermöglicht dies einen kontinuierlichen Ausbau des Netzes sowie eine flexible Anpassung an sich ändernde Bedürfnisse.

Wird in einem Cluster Wärme benötigt, kann diese aus einem Erdspeicher oder einem anderen Cluster über das Netz bereitgestellt werden. Fällt in einem Cluster Abwärme an, welche nicht direkt in den angeschlossenen Gebäuden verwertet werden kann, wird diese je nach Betriebsart von anderen Clustern direkt genutzt oder in den Erdspeicher verlagert, wo sie für eine spätere Nutzung gespeichert wird.

Das Temperaturniveau des wasserführenden Warmleiters variiert zwischen 8 °C und 24 °C, der Kaltleiter ist jeweils 4 K tiefer. Die Temperaturen sind abhängig vom Abwärmeangebot und der Jahreszeit. Ziel ist es, das Temperaturniveau Ende Heizperiode im Netz tief zu halten (8 °C/4 °C), damit die Kühlkapazität für den Sommer maximiert werden kann. Ende Sommer – nach der Regeneration der Erdspeicher – hat das Netz die höchsten Temperaturen (24 °C/20 °C), was den Wärmepumpen ermöglicht, effizient Wärme zu produzieren. Mithilfe des dritten Leiters kann das Temperaturniveau des Netzes über Rückkühler in der Energiezentrale nach oben oder unten korrigiert werden, sollte die Bilanz eines Tages auf Grund veränderter Nutzerbedingungen nicht mehr aufgehen.

Die Auslegung der Hydraulik des Netzes erfolgte mittels eines selbstentwickelten Tools, mit welchem die Extremzustände berechnet wurden. Neubauten wurden mittels ihrer Planungswerte, Bestandsgebäude basierend auf ihrem aktuellen Bedarf und eines Absenkpades infolge von Renovationen berücksichtigt. Die Sensitivität der Bedarfsseite wurde über eine Sensitivitätsanalyse als Teil der Wirtschaftlichkeitsrechnung berücksichtigt. Für eine hohe Flexibilität wurde die Ringstruktur gewählt. Die Ringstruktur erlaubt einen kontinuierlichen Ausbau des Netzes, da es sich um ein ungerichtetes Netz handelt und somit an beliebigen Stellen weitere Cluster und Erdsondenfelder eingebunden werden können. Die Ringstruktur erlaubt somit eine flexible Anpassung an sich ändernde Bedürfnisse.

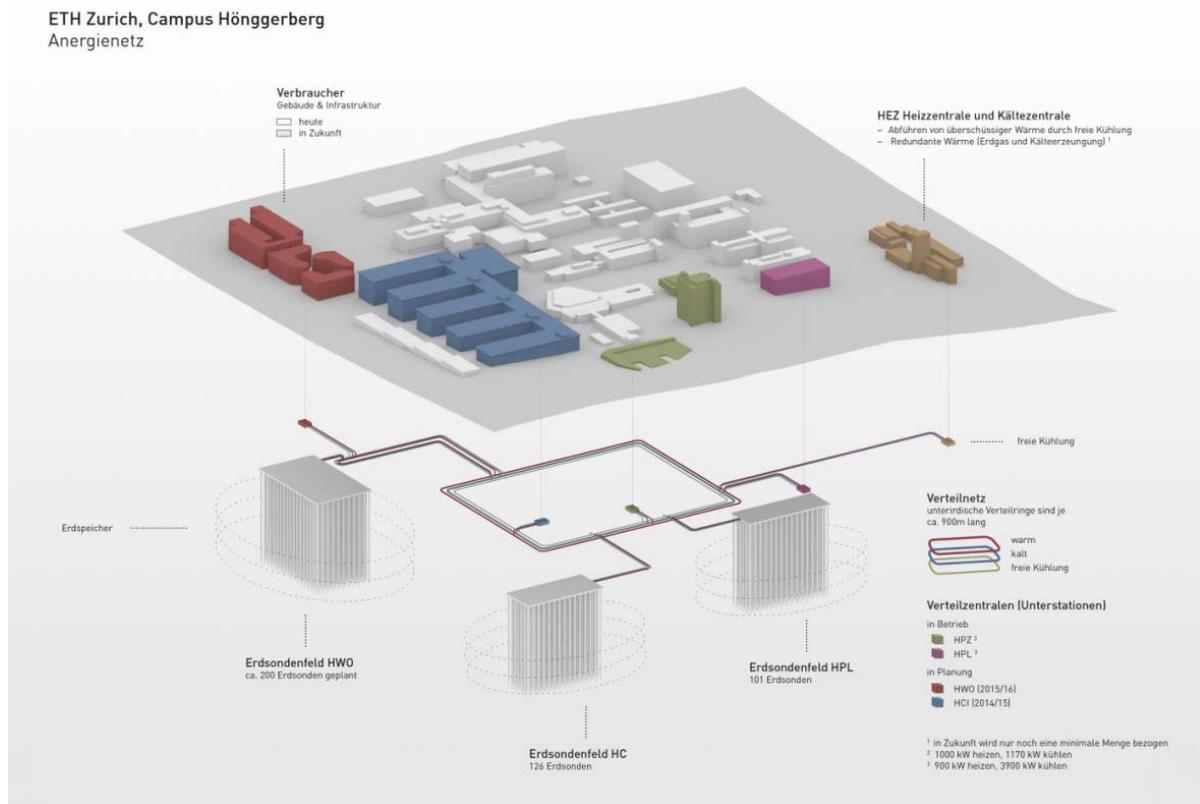


Abbildung 2 Schematische Darstellung Anergienetz ETH Zürich Höggerberg

Ein Cluster deckt mittels Wärmepumpen und Wärmetauschern den Heiz- und Kühlbedarf der angeschlossenen Gebäude ab. Die effizienteste Betriebsart ist der Autonomiebetrieb, welcher ohne das Anergienetz auskommt und mehrheitlich in der Übergangszeit auftritt. Anfallende Kälte aus den Wärmepumpen kann dann direkt zur Abdeckung der Klimakälte oder Vorkühlung der Laborkälte verwendet werden. Liegt ein Wärmeüberschuss oder -defizit vor, wird dies über die Ringleitung aus den Erdspeichern oder anderen Clustern kompensiert. Die optimale Betriebsart wird durch die kontinuierlich erstellte Energiebilanz in den Clustern definiert und stellt entsprechende Anforderungen an das übergeordnete Leitsystem. Das Konzept der dezentralen Veredelung hat den entscheidenden Vorteil, dass nur bei Kälte- oder Wärmebedarf aus dem Netz das System aktiv ist. Ohne Wärmebedarf oder Abwärmeüberschuss fließt kein Wasser in den Ringleitungen und den Erdsonden, da das Netz nicht über Netzpumpen verfügt. Die Umwälzung im Netz erfolgt bei Bedarf einzig über die in den Clustern installierten Pumpen. .

Das bestehende Fernwärme- und Fernkältenetz des Campus steht weiterhin zur Verfügung und liefert den Energiebedarf, welcher nicht über das Anergienetz gedeckt werden kann bzw. für die Bestandsgebäude, welche aktuell noch nicht mittels Wärmepumpen versorgt werden können. Es handelt sich dabei um zwei separate Netze, welche über Wärmetauscher in den Clusterzentralen eingebunden sind. Ziel ist es, den Anteil an Fernwärme und Fernkälte kontinuierlich zu reduzieren und im Endausbau vollständig abzulösen.

## 4.2 Realisierung

Seit 2013 ist das Anergienetz auf dem Campus Höggerberg in Betrieb und wird laufend ausgebaut. Die Realisierung bis zur Inbetriebnahme und Einregulierung des ersten Clusters dauerte zwei Jahre. Das Netz bestand am Anfang aus zwei Erdsondenfeldern und zwei Clustern. Mittlerweile sind ein weiteres Erdsondenfeld (HWO) und zwei weitere Cluster (HC und HWN) sowie eine Systemtrennung (HCP) hinzugekommen.

Eine technische Herausforderung bestand in der Hydraulik des ungerichteten Netzes, welche in dieser Grössenordnung so bisher noch nie realisiert worden war. Die Herausforderung lag in der grossen Bandbreite an Betriebszuständen aufgrund der gegenseitigen Beeinflussung der Pumpen (Volumenströme, Druckverhältnisse), welche sich zudem mit dem Ausbau des Netzes kontinuierlich ändern. Die Betriebszustände schwanken zwischen einer positiven Beeinflussung, falls in einem Cluster gekühlt und in einem Cluster geheizt wird, und einer negativen Beeinflussung, falls alle Pumpen gleichzeitig aus dem Netz Energie beziehen. Insbesondere die Sicherstellung eines effizienten Teillastfalls war eine Herausforderung für die Auslegung der Pumpen, Ventile und Steuerung. Seitens Minergie-Stelle gab es Auflagen für die Mindesteffizienz des Systems, welche erfüllt werden müssen und seit Inbetriebnahme auch erfüllt werden.

Der weitere Ausbau des Netzes hängt zum einen vom Zeitplan für die Erweiterung des Campus und zum anderen von der Renovationsrate der Bestandsgebäude ab. Aktuell ist eine Erweiterung des Netzes um zwei weitere Erdsondenfelder und zwei Cluster vorgesehen. Zusätzlich ist die Einbindung eines neuen Rechenzentrums absehbar und eine Erweiterung des Netzes über den Campus Science City hinaus stellt eine weitere Möglichkeiten für einen zukünftigen Ausbau dar. Die Einbindung des Rechenzentrums würde eine weitere Wärmequelle erschliessen, welche zu einem Wärmeüberschuss im Netz führen würde. Die Erweiterung des Netzes über den Campus Science City hinaus würde es ermöglichen, den durch den Anschluss des Rechenzentrums zukünftig erwarteten Wärmeüberschuss sinnvoll abzugeben, um auch in Zukunft eine ausgeglichene Energiebilanz zu erreichen. Diese Optionen werden laufend geprüft und in der Gesamtenergiebilanz berücksichtigt.

## 4.3 Betrieb

Das Anergienetz befindet sich seit Januar 2013 in Betrieb. Mittels Monitoring wird der Betrieb laufend überwacht. Dieses Monitoring dient der Überprüfung und dem Nachweis der geplanten Systemwerte, der Einregulierung nach jeder Erweiterung und einer fortlaufenden Optimierung des Systems. Als Kriterien dienen dabei u.a. die Jahresarbeitszahlen der Wärmepumpen, der Hilfsenergieverbrauch und der Deckungsgrad über das Anergienetz. Ein zentrales Element dabei ist das Lastmanagement, welches die verschiedenen Bedürfnisse übergeordnet beurteilt und Freigaben oder Sperrungen erteilt.

In den ersten vier Betriebsjahren mussten keine Erdsondenfelder mittels drittem Leiter aktiv bewirtschaftet werden. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass dies in einigen Jahren nötig sein wird, ausgelöst durch die Etappierung der neuen Gebäude und EWS-Felder.

Der Deckungsgrad des Nutzwarmebedarfs über das Anergienetz konnte dadurch in Bezug auf die angeschlossenen Gebäude von 75% auf 83% (Stand 2015) gesteigert werden. Die Kälteversorgung erfolgt zu 65% (Stand 2015) über das Anergienetz mittels Freecooling und Kältemaschinen und den Autonomiebetrieb der Cluster. Es ist geplant, diesen Wert auf 75% zu erhöhen. Der Pumpenstrombedarf beträgt aktuell ca. 3% des Wärmebedarfs. Der restliche Anteil des Wärme- und Kältebedarfs wird über das bestehende Fernwärme- bzw. Fernkältenetz bereitgestellt.

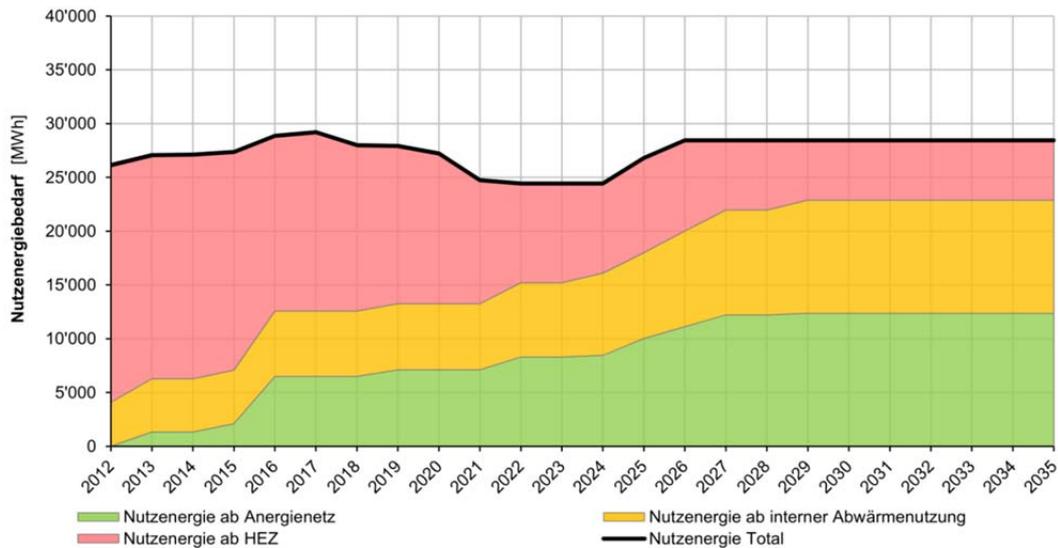


Abbildung 3 Entwicklung des Nutzwarmebedarfs und des Deckungsanteils der verschiedenen Erzeugungsarten (Nutzenergie ab HEZ wird über ein separates Fernwärmenetz verteilt)

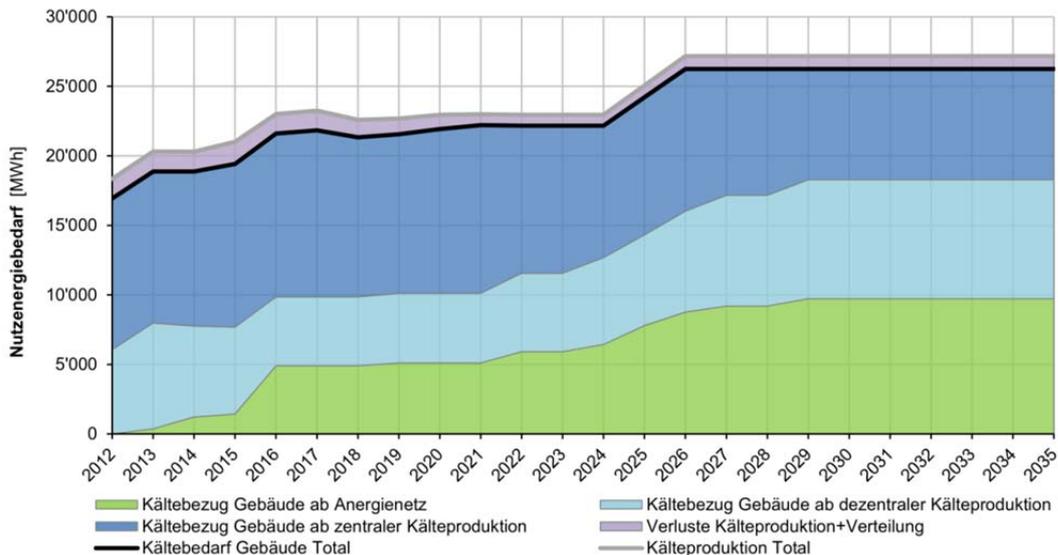


Abbildung 4 Entwicklung des Nutzkaltebedarfs und des Deckungsanteils der verschiedenen Erzeugungsarten. Das geplante neue Rechnerzentrum ist nicht abgebildet (Nutzenergie ab zentraler Kälteproduktion wird über ein separates Fernkältenetz verteilt)

Dank der laufenden Optimierung konnten die Arbeitszahlen der Wärme- und Kälteproduktion seit 2013 kontinuierlich gesteigert werden. Diese Kennzahlen übertreffen damit die ursprünglichen Zielmarken, welche beispielsweise die Basis für den Minergie-Nachweis bilden. Bei der folgenden Abbildung der Effizienz der Kältezahlen muss berücksichtigt werden, dass bei EER die Hilfsenergien und bei  $EER_{HEZ}$  der Anteil an Fernkälte (zentrale Kälteproduktion mit EER 3.5) eingerechnet wurde.

Nutzwärme ( $JAZ_{WP} / JAZ_{Total}$ )	7.2	5.8
Nutzkälte ( $EER_{Kälte} / EER_{Kälte;HEZ}$ )	30.1	6.9

Tabelle 1:  $JAZ_{WP}$  und  $JAZ_{Total}$  der Wärme- und Kälteerzeugung im HPZ Cluster. Die Jahresarbeitszahl enthält neben der Leistungsaufnahme der Wärmepumpen ebenfalls alle benötigten Hilfsenergien. Es handelt sich um Mittelwerte über das Jahr 2015.

Die verschiedenen Farben aus der Tabelle 1 entsprechen der Systemgrenze für die Berechnung der Wirkungsgrade und werden in der folgenden Abbildung dargestellt.

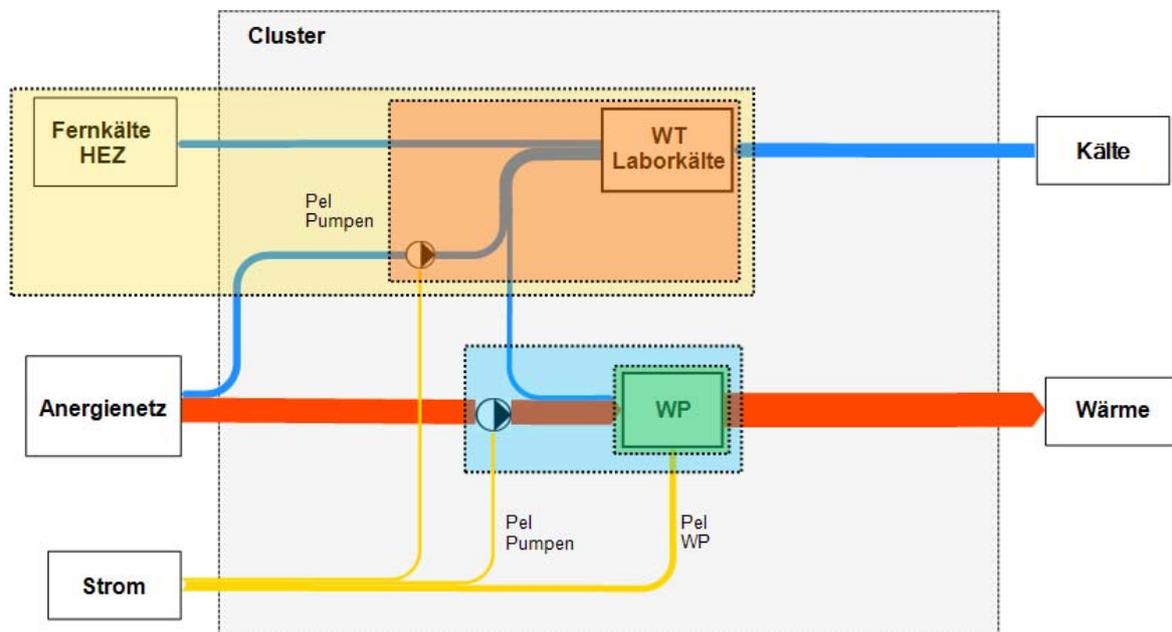


Abbildung 5 Schema zur Verdeutlichung der Leistungszahlen für Nutzwärme und -kälte

## 5 Erkenntnisse

Seit 2013 ist das Anergienetz auf dem Campus Höggerberg in Betrieb und wird laufend ausgebaut. Die ETH Zürich ist mit dem System sehr zufrieden und betreibt die kontinuierliche Optimierung und Erweiterung des Systems. Die Effizienz und der Deckungsgrad der Wärme- und Kältebereitstellung ab dem Anergienetz wird laufend kontrolliert, verbessert und von Jahr zu Jahr gesteigert.

Eine Erkenntnis der Realisierung und des bisherigen Betriebs ist die Wichtigkeit des laufenden Monitorings und der Optimierung. Dies betrifft nicht nur die erstmalige Inbetriebnahme, sondern jede Erweiterung erfordert eine neue Einregulierung und Optimierung. Ein solches Netz ist kein Standardprodukt, weshalb genügend Zeit und personelle Ressourcen zur Einregulierung und laufenden Optimierung eingeplant werden müssen. Dies macht sich jedoch in einer höheren Effizienz und dadurch geringeren Energiegestehungskosten bezahlt.

Rapport, 17 mai 2017

# Étude de cas

## Réseau thermique des Jardins de la Pâla, Bulle

**Auteurs**

Dr. Patrick Sudan, EKZ Contracting SA, Responsable Suisse Romande, Rue de Vevey 240, CH-1630 Bulle, Tel : +41 58 359 79 00, e-mail : patrick.sudan@ekz.ch

**La présente étude a été élaborée pour le compte de SuisseEnergie.  
La responsabilité du contenu incombe exclusivement aux auteurs.**

**Adresse**

SuisseEnergie, Office fédéral de l'énergie OFEN  
Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen. Adresse postale : 3003 Berne  
Infoline 0848 444 444, [www.suisseenergie.ch/conseil](http://www.suisseenergie.ch/conseil)  
[energieschweiz@bfe.admin.ch](mailto:energieschweiz@bfe.admin.ch), [www.suisseenergie.ch](http://www.suisseenergie.ch)

# Table des matières

<b>1</b>	<b>Fiche descriptive</b> .....	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Contexte / objectifs</b> .....	<b>8</b>
<b>3</b>	<b>Organisation du projet</b> .....	<b>9</b>
<b>4</b>	<b>Procédure</b> .....	<b>10</b>
4.1	Planification.....	10
4.2	Réalisation .....	11
4.3	Exploitation.....	12
<b>5</b>	<b>Conclusion</b> .....	<b>13</b>

# 1 Fiche descriptive

## Informations générales

Nom du projet	Jardins de la Pâla
Lieu	1630 Bulle
Investisseur et maître d'ouvrage	EKZ Contracting SA (en ce qui concerne l'installation de production de chaleur ; au niveau du projet immobilier, la société City West SA à Bulle est le propriétaire et maître d'ouvrage du site)
Exploitant	EKZ Contracting SA
Année de construction	2012-2020
Type de réseau thermique	Réseau à basse température (8 à 12°C) – ou « Réseau d'anergie »
Description du projet	« <b>Un concept innovant et unique en son genre en Romandie</b> »

Système de production de chaleur et de rafraîchissement passif à partir de l'utilisation de l'eau d'une nappe souterraine comme source d'énergie primaire de pompes à chaleur décentralisées.

Le concept consiste à pomper de l'eau (en permanence entre 8 et 12°C) dans la nappe souterraine (50 à 65 m de profondeur), puis par un échangeur de chaleur alimenter un réseau à basse température (environ 8-9°C) qui porte ensuite l'énergie thermique jusqu'à chaque bâtiment, dans lesquels des pompes à chaleur permettent de générer les besoins de chaleur pour le chauffage (35 à 45°C) et l'ECS (60°C). De plus, des échangeurs de chaleur décentralisés alimentent les bâtiments en refroidissement passif.

## Domaine d'approvisionnement

Utilisation	Logement (principalement), commerce, industrie
Surface (SRE)	Environ 65'000 m <sup>2</sup> (À terme)
Construction	Certains bâtiments existants rénovés Nouveaux bâtiments selon le Standard-MINERGIE
Besoin en énergie utile	

Besoin en énergie de chauffage	Environ 2'100 MWh/a (à terme)
Besoin en énergie d'ECS	Environ 1'000 MWh/a (à terme)
Besoin en énergie de refroidissement (passif)	650 MWh/a (à terme)
Niveau de température	
ECS	60°C
Chauffage	35-45°C
Refroidissement	14-18°C
Régulation	Le captage d'eau de la nappe souterraine est régulé par le niveau de température du réseau froid porteur d'énergie.  Chaque bâtiment a sa propre régulation et puise dans le réseau selon ses besoins.  Tout le système est sous surveillance via une télégestion permanente.

### Production d'énergie

#### Système de production de chaleur bâtiment

Type de pompe à chaleur	Pompes à chaleur Eau/Eau
Système pompe à chaleur	PAC décentralisées par bâtiment  PAC basse température pour le chauffage et le préchauffage de l'ECS  PAC haute température pour l'ECS
Puissance pompe à chaleur	2 MW <sub>th</sub> de puissance thermique installée au total pour chauffage et ECS au terme du projet (ensemble des sous-stations)
Source de chaleur	Eau de la nappe souterraine via le réseau « d'anergie »
Préparation ECS	Décentralisée

#### Système de production de chaleur réseau

Chaleur fatale	Les rejets thermiques du système de rafraîchissement passif des bâtiments sont récupérés dans le réseau de chaleur.
----------------	---

Rendement du système de chauffage :

$COP_{PAC}$	4.1 (2016, Étape 1) (valeur moyenne <sup>1</sup> )
$COP_{Total}$	2.7 (2016, Étape 1) <sup>2</sup>
Système de refroidissement	
Système de refroidissement (ruban)	Rafraichissement passif (« freecooling ») 1 MW <sub>th</sub> puissance au terme du projet
Machine frigorifique (de pointe)	Aucune
Rendement du système de froid	Rafraichissement passif uniquement
$COP_a$	12 (2016, = énergie freecooling / consommation électrique partielle des pompes dans les puits et les pompes de circulation)

### Stockage thermique

#### Stockage thermique

Fonction	Stockage d'énergie thermique saisonnier
Médium	Eau de la nappe souterraine
Niveau de température	12 °C en moyenne

### Distribution

Typologie	Deux boucles fermées de type Tickelman pour la colonne vertébrale du réseau d'anergie + système de piquage en étoile vers chaque bâtiment	
Longueur	850 m	
Diamètre	250 - 75 mm	
Matériel de conduite	PE	
Caractéristiques d'isolation	Aucune	
Structure du réseau	bidirectionnel, dirigé	
Nombre de conduites	2 conduites	
Températures dans le réseau		
Réseau thermique en mode chauffage	aller 9°C, retour 4°C	

<sup>1</sup> Données calculées sur des mesures annuelles de consommation de chaleur des bâtiments déjà raccordés. Ce sont pour la plupart des bâtiments anciens ayant été rénovés ; ces bâtiments ont des besoins en température de chauffage plus élevés qu'un chauffage au sol; ce chiffre va s'améliorer après le raccordement de nouveaux bâtiments à construire.

<sup>2</sup> La valeur annuelle du COP total prend en compte, outre le besoin en électricité pour les pompes à chaleur, l'électricité pour les pompes de circulation du réseau thermique et des puits.

Réseau thermique en mode freecooling	aller 12°C, retour 17°C
Besoin en électricité pour pompes de circulation	Env. 5% de la fourniture de chaleur et froid totale
Caloporteur	Eau glycolée à 25%
<b>Critères économiques</b>	
Investissement total	Budget > 6 Mio. CHF (à terme)
Infrastructure de base (puits et réseau d'anergie)	2 Mio.
Production de chaleur (sous-stations)	4 Mio. CHF
Coût de l'énergie	Facturation de l'énergie par bâtiment Le prix se compose d'une part fixe et d'une part variable La part variable de l'énergie dépend de la consommation de chaleur et d'eau chaude sanitaire, dont les coûts unitaires se situent respectivement à 5.85 cts/kWh et 8.00 cts/kWh
Partenaires	Propriétaire, investisseur, bureaux d'études, géologue, entreprise de forage, entreprise de construction (gros œuvre), installateurs chauffage, sanitaire, électricité, fournisseur local d'électricité
Annuité	Calculée sur 20 ans
Durée de vie	
Conduites	30 a
Infrastructure de base	50 a
Production de chaleur	15 a
Production de froid	15 a
Régulation	10 a
Émissions de gaz à effet de serre	Très peu d'émissions de CO <sub>2</sub> car électricité certifiée 100% hydraulique
Monitoring	existant, degré de détail <sup>3</sup>

<sup>3</sup> système très important pour EKZ ; installations sont en règle générale pilotées par une régulation programmée sur mesure, surtout pour un tel projet ; les compresseurs de chaque PAC peuvent être pilotés

## 2 Contexte / objectifs

Le site des Jardins de la Pâla à Bulle n'est autre qu'une grande parcelle anciennement occupée par la Confédération et dédiée à un arsenal militaire. Vendue par la Confédération et développée par une société privée à partir de l'année 2010, ce nouveau quartier composé principalement d'habitation sera complètement terminé vers 2020. Ce site, situé au cœur de la Gruyère, au pied des Préalpes à environ 800 m d'altitude est un magnifique espace de vie dans la ville de Bulle qui connaît un énorme essor depuis 20 ans.

À terme, 18 bâtiments seront raccordés à l'infrastructure de base, répartis principalement pour offrir du logement, des surfaces administratives, des commerces, un hôtel et une industrie (fabrication de meubles). Les besoins des utilisateurs du site sont du chauffage, principalement à basse température (35°C-45°C), car il s'agit pour la plupart de bâtiments neufs ou remis à neuf, des besoins d'eau chaude sanitaire et également du rafraîchissement passif.

Un tel projet a été réalisé sur ce site car la géologie offre une particularité due à l'ancien lit de la rivière de « La Trême » qui se présente sous la forme d'une nappe souterraine suffisamment productive en termes de débit et suffisamment perméable. Il existe un chauffage à distance (CAD) sur la commune. Un règlement communal oblige de raccorder tout nouveau bâtiment à ce CAD. Or, la loi cantonale sur l'énergie permet à tout propriétaire de faire un libre choix du système de production de chaleur à partir du moment où le caractère écologique est comparable en termes d'utilisation d'énergie renouvelable. Le Maître d'Ouvrage (MO) initial a privilégié l'utilisation d'une ressource disponible localement dans le sous-sol géologique et permettant une plus grande flexibilité dans l'utilisation de besoins de chaud ou de rafraîchissement.

Des investigations ont été menées dans le but de connaître les sources de chaleur à disposition et savoir si d'autres alternatives au chauffage à distance CAD étaient possibles. L'élément décisif a été de constater qu'à priori une ressource géothermique était disponible, sous la forme d'une nappe souterraine. Il a fallu confirmer la supposition des cartes géologiques par des forages, la recherche d'eau et des tests de pompage. C'est pourquoi, un appel d'offres à contracteur s'est déroulé. Après avoir gagné cet appel d'offres, EKZ a réalisé les forages et les tests de pompage. Les résultats ont été positifs, une concession d'utilisation de l'eau à des fins thermiques a été octroyée par le Canton de Fribourg et du coup, l'installation a pu se réaliser avec un réseau d'anergie et des sous-stations dans chaque bâtiment. Ce projet n'a pas été subventionné.

En conclusion de cette expérience, il paraît nécessaire qu'une investigation plus précise des sources de chaleur à disposition localement devrait se faire systématiquement pour de nouveaux lotissements dont la construction est planifiée. Même si un CAD offre une alternative intéressante de fourniture de chaleur dans une commune, cette solution ne représente pas forcément la solution répondant à la meilleure pesée d'intérêts par rapport aux besoins d'un investisseur.

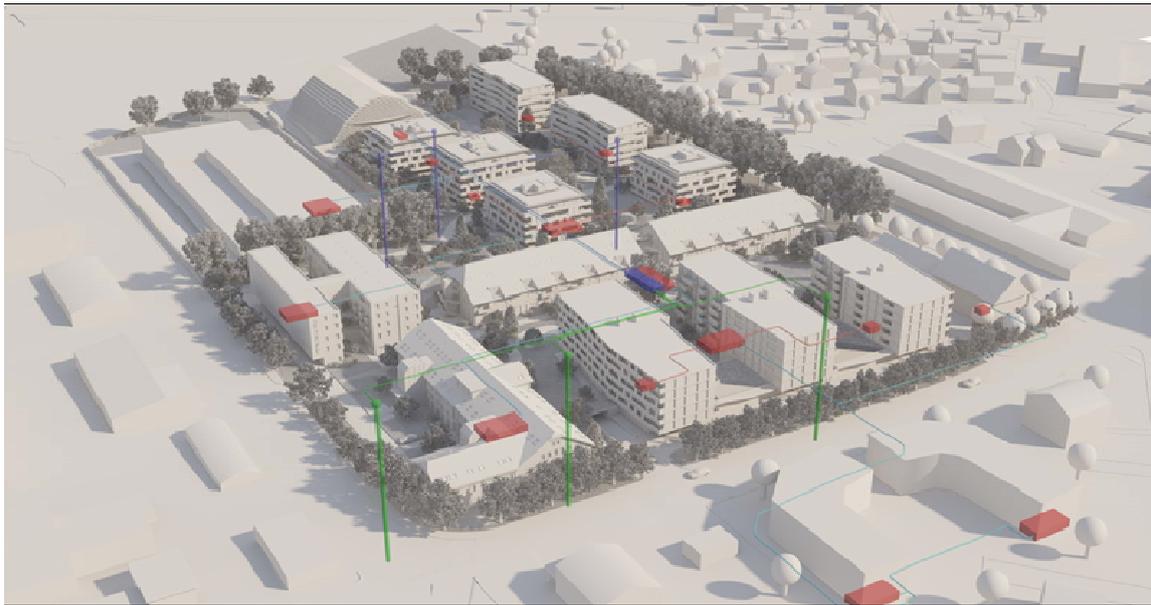


Figure 1 : Représentation du site pour l'année 2020.

### 3 Organisation du projet

Ce projet s'est réalisé dans un modèle de contracting. Le seul investisseur est EKZ Contracting SA, filiale en Suisse romande de EKZ (Entreprise d'électricité du Canton de Zürich dont le siège est à Dietikon).

EKZ a piloté la réalisation du projet du point de vue de la planification. Par contre, elle a fait appel à de nombreux mandataires, en particulier les géologues et l'entreprise de forage qui ont été d'une importance capitale dans la phase de recherche d'eau.

Pour le reste de la réalisation et pendant la phase d'exploitation, il y a eu une étroite collaboration entre le MO du projet immobilier et le contracteur. Dans toutes les limites de fourniture (fouilles, maçonnerie, ampérage électrique, distribution de la chaleur dans les bâtiments, ...), EKZ a planifié et coordonné avec les différents mandataires du MO du projet immobilier. La commune n'a été impliquée que pour les besoins d'autorisations. Comme le site s'est développé sur une grande parcelle où tout était à construire, il n'y a eu aucun désagrément pour la population des alentours.

Les principales entreprises mandataires présentes dans la phase de planification, de réalisation et d'exploitation sont les suivantes :

Bureaux d'études – analyse thermique des bâtiments:

Energie Concept SA, Bulle  
SignaTerre SA, Genève  
BESM SA, Granges-Marnand

Coordination:

Urban Project SA, Vernier

Géologue:

Alpgeo Sàrl, Sierre

Entreprise de forage:

Gebr. Mengis AG, Luzern

Concept technique – dimensionnement –  
réalisation – exploitation – contracting:

EKZ Contracting SA

## 4 Procédure

### 4.1 Planification

Le choix conceptuel de développer un réseau d'anergie a été dicté par le fait qu'il y avait une ressource géothermique à disposition et qu'il fallait l'utiliser de la manière la plus efficiente possible. Tous les bâtiments n'ayant pas les mêmes besoins au niveau de la température du chauffage, EKZ a privilégié un transport d'énergie à travers un réseau à basse température. D'un point de vue pratique, la solution décentralisée offre une plus grande flexibilité dans la fourniture des services. De plus, l'utilisation de la nappe souterraine comme source de rafraîchissement passif est primordial pour des bâtiments neufs. D'un point de vue économique, cette solution engendrait de meilleurs prix pour l'utilisateur final. Ainsi, la solution d'exploiter la ressource géothermique à travers un réseau d'anergie et des pompes à chaleur décentralisées s'est donc imposée logiquement.

L'installation a été dimensionnée par EKZ à partir des données fournies par les bureaux d'études qui ont transmis les besoins (énergie, puissance, température) spécifiques à chaque bâtiment. EKZ l'a ensuite traduit dans un concept de fourniture d'énergie qui répond à cette demande.

La décision définitive de réaliser ce projet s'est faite à la suite de toute la phase de forage, recherche d'eau et des essais de pompage. La caractérisation de la ressource géothermique était indispensable et déterminante pour décider de faire une telle installation.

L'installation se compose tout d'abord d'une source de chaleur, représentée par 3 puits de pompage et 3 puits de restitution, situés environ 100m en aval du pompage dans le sens d'écoulement de la nappe souterraine (du Sud au Nord). A presque égale distance entre le pompage et la restitution d'eau, les échangeurs permettent de récupérer la chaleur sur le débit d'eau qui est pompée et ensuite restituée. Cette énergie thermique récupérée est ensuite acheminée de bâtiment en bâtiment à l'aide de conduites dans lesquelles circule de l'eau glycolée maintenue à des températures de 8 à 12°C (réseau d'anergie). Dans chaque bâtiment, des pompes à chaleur permettent de générer la chaleur pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire nécessaires aux besoins de l'immeuble. Ce système a le grand avantage d'utiliser le réseau d'anergie comme source de rafraîchissement passif.

En d'autres termes, le réseau d'anergie fonctionne comme stock de chaleur ou de froid. C'est le pompage d'eau souterraine qui permet de stabiliser la température dans le réseau, en le réchauffant en hiver et le refroidissant en été.

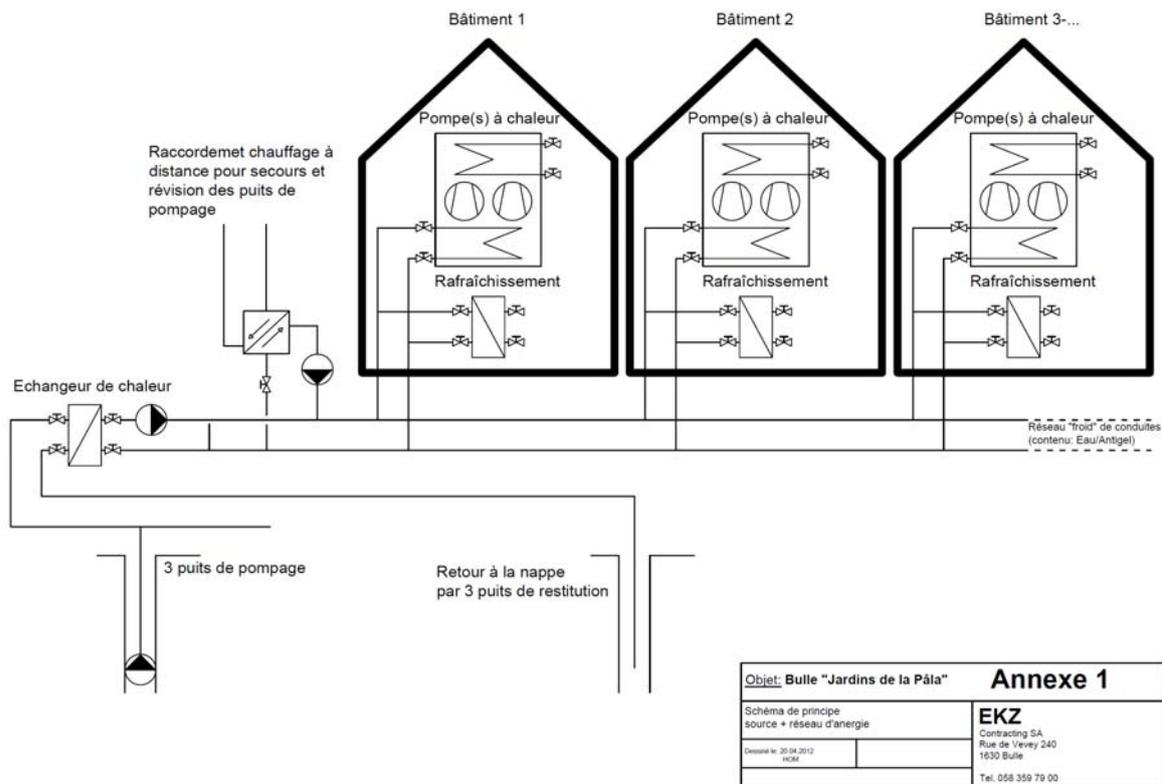


Figure 2 : Schéma de principe du réseau thermique des Jardins de la Pâla.

## 4.2 Réalisation

L'obtention d'une concession pour l'utilisation de l'eau publique à des fins thermiques octroyée par le canton :

- Ce type de procédure n'avait encore jamais été effectuée sur cette dimension par les services de l'état dans ce canton

### Challenges économiques

- Dû à la complexité de la situation géologique, il a fallu consentir à des investissements supplémentaires dans la phase de caractérisation de la ressource géothermique, comme par exemple un test de pompage longue durée dont les données ont permis d'effectuer une modélisation dynamique. D'une part pour compléter le dossier de demande de concession et d'autre part, en tant que contracteur, il est primordial de s'assurer de la pérennité de la ressource dans la durée (évaluation à 50 ans au minimum).
- Dû à la conjoncture qui a vu un changement de propriétaire au milieu du projet. Ainsi, le site se sera développé dans une nouvelle configuration et sur une période plus longue que ce qui avait été prévu au départ. La configuration et la date de raccordement de quelques bâtiments ont été retardés.

Par le dépôt d'un permis de construire pour l'obtention de la concession, l'objet a été rendu public. En démontrant que le système n'a absolument aucune influence sur le sous-sol, il n'y a pas eu de frein. Au contraire, c'est une ressource à exploiter plutôt que de ne pas en profiter.

Le système est innovant et il joue la complémentarité avec le CAD installé dans la commune. En effet, un raccordement de ce dernier sur le réseau d'anergie permet de disposer d'une source de chaleur de secours pour le réseau thermique des Jardins de la Pâla. Cependant, après trois années d'exploitation, cette option n'a jamais été nécessaire, car l'installation fonctionne de manière fiable.

### 4.3 Exploitation

Toute l'installation est monitorée 24h/24 grâce à une surveillance à distance, avec de nombreux points de mesure, que ce soit au niveau de la source de chaleur que dans chaque sous-station pour la gestion des besoins de chaque bâtiment.

Grâce au monitoring, des optimisations comme la gestion de la température dans le réseau d'anergie, la gestion des températures dans les puits ou les niveaux de rabattement dans les puits de pompage, peuvent être effectuées de manière régulière. Pour l'instant, l'installation ne fonctionne pas en pleine capacité car tous les bâtiments prévus ne sont pas encore raccordés à l'infrastructure de base. C'est pourquoi, pour l'instant, aucune optimisation particulière n'a été nécessaire. A l'heure actuelle, l'installation n'utilise qu'un seul puit de pompage, même en hiver lors de grand froid.

Les performances réelles mesurées sur l'installation sont aussi élevées que celles prévues au départ. La consommation de chaleur par bâtiment étant supérieure à celle qui avait été estimée dans les bilans thermiques du MO du projet immobilier cela n'empêche pas un bon rendement de l'installation de production de chaleur tant que les températures de chaleur à fournir n'ont pas à être augmentées. Ce cas de figure peut représenter un problème si on se trouve sur des installations de pompes à chaleur avec des sondes géothermiques comme source de chaleur, car il y aurait le risque de geler les sondes. Ceci est beaucoup moins problématique dans le cas d'une source de chaleur comme l'eau de la nappe souterraine.

Comme il s'agit d'un système à partir de pompes à chaleur, les coûts principaux se situent dans un capital investi. Ainsi, pour ce type d'installations, on se trouve plutôt dans une structure de prix où la part fixe est supérieure à la part variable. Cela permet d'obtenir des niveaux de charges stables.

En trois années d'exploitation, le système n'a connu aucune panne qui a engendré des désagréments pour les utilisateurs. L'installation est très stable et elle permet d'assurer la fourniture de chaleur, malgré le fait que certains clients industriels sur le site n'aient pas la même inertie thermique. Une puissance thermique de chauffage d'environ 800 kW<sub>th</sub> est raccordée à ce jour. Il n'y a eu aucun problème de productivité durant tout ce laps de temps.

La limite de fourniture entre le propriétaire du bâtiment et le propriétaire du réseau thermique prévoit que le contracteur livre la chaleur « en gros » pour chaque bâtiment, soit au départ des

groupes de chauffage. Le contracteur n'a donc pas d'influence sur la consommation finale d'énergie des utilisateurs. Par contre, le contracteur veille à exploiter la ressource géothermique et le réseau d'énergie avec le meilleur rendement possible. Ceci est dans son intérêt. Toutes les données de consommation de chaleur et de courbes de température sont à la disposition des propriétaires des bâtiments s'ils souhaitent les analyser. La répartition des charges facturées par le contracteur pour la gestion, l'exploitation et la fourniture de l'énergie thermique est de la responsabilité du propriétaire du bâtiment.

## 5 Conclusion

Le soin apporté à la phase de recherche d'eau de la nappe souterraine a été essentiel pour la caractérisation du potentiel de la ressource sur le long terme. EKZ Contracting SA a réalisé et exploite au cœur de la Ville de Bulle un système de production de chaleur et de rafraîchissement passif pour l'ensemble d'un nouveau quartier partiellement bâti et bientôt totalement aménagé avec des bâtiments respectant un haut standard de qualité énergétique. Un réseau d'énergie à basse température, basé sur trois puits de pompage et trois puits de restitution de l'eau de la nappe souterraine, couplé à des pompes à chaleur décentralisées, permettent de fournir à la fois de la chaleur mais également du froid passif avec très peu d'émission de CO<sub>2</sub>. L'installation fonctionne avec une haute performance énergétique et génère des coûts qui ne dépendent qu'en proportion minoritaire d'une ressource extérieure. Grâce à l'application du modèle d'affaires de contracting, les preneurs de chaleur disposent d'une fourniture de chaleur hautement sécurisée, dont le coût peut être planifié sur le long terme.

Les questions sont donc de savoir pourquoi ce type de réseau ne se fait pas plus fréquemment et quels sont les freins au développement de ce type de projets ?

- 1) Car il faut une situation géologique adéquate,
- 2) La collaboration avec des entreprises ayant la connaissance de ce type de projet (foreur, géologue, contracteur, ...) est primordiale – des erreurs dans le choix des équipements (p. ex. au moment du forage, crépine, ...) ont parfois abouti à des systèmes de PAC eau-eau qui ne fonctionnent plus ou pas bien; ces mauvaises expériences ont « refroidi » certains investisseurs d'utiliser cette technologie, même pour un seul bâtiment,
- 3) Dans l'idée générale des communes, le réseau thermique sous la forme du CAD classique est souvent la seule option envisagée ; or, la promotion de réseaux thermiques en îlots permettrait parfois une utilisation plus ponctuelle de la ressource (géothermie moyenne profondeur, eau), à travers des systèmes plus performants car ils fonctionnent sur des niveaux de températures adaptés aux besoins de l'utilisateur final.

Bericht, 24. Mai 2017

# Dokumentation Fallbeispiel Suurstoffi-Areal, Rotkreuz



**energie schweiz**

Unser Engagement: unsere Zukunft.

**Autoren**

Claudia Bless, Zentrum für Integrale Gebäudetechnik, Hochschule Luzern

Nadège Vetterli, Zentrum für Integrale Gebäudetechnik, Hochschule Luzern

Diego Hangartner, Zentrum für Integrale Gebäudetechnik, Hochschule Luzern

**Diese Studie wurde im Auftrag von EnergieSchweiz erstellt.**

**Für den Inhalt sind alleine die Autoren verantwortlich.**

**Adresse**

EnergieSchweiz, Bundesamt für Energie BFE

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen. Postadresse: 3003 Bern

Infoline 0848 444 444. [www.energieschweiz.ch/beratung](http://www.energieschweiz.ch/beratung)

[energieschweiz@bfe.admin.ch](mailto:energieschweiz@bfe.admin.ch), [www.energieschweiz.ch](http://www.energieschweiz.ch)

# Übersicht

<b>1</b>	<b>Steckbrief</b> .....	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Ausgangslage / Zielsetzung</b> .....	<b>9</b>
<b>3</b>	<b>Projektorganisation</b> .....	<b>10</b>
<b>4</b>	<b>Vorgehen</b> .....	<b>11</b>
4.1	Planung .....	11
4.1.1	Projektentscheid.....	11
4.1.2	Projektauslegung .....	11
4.1.3	Funktionsbeschrieb .....	11
4.2	Realisierung .....	13
4.3	Betrieb .....	13
4.3.1	Herausforderung Etappierung.....	14
4.3.2	Performance Gap – thermischer Energiebedarf .....	14
4.3.3	Performance Gap – Pumpenstrom .....	14
4.3.4	Regelung .....	15
<b>5</b>	<b>Erkenntnisse</b> .....	<b>15</b>

# 1 Steckbrief

## Allgemein



Abbildung 1: Übersicht zur Realisierung der Bauetappen (Bildrecht: ZugEstates, online <http://www.zugestates.ch/de/home/main/immobilien/portfolio/areal-suurstoffi>)

Bezeichnung	Suurstoffi Rotkreuz
Standort	6364 Rotkreuz
Investorin/Bauherrin/Betreiberin	Zug Estates AG
Baujahr	2010 bis 2020
Thermische Vernetzungsart	Niedertemperaturnetz   Kühlen <sup>1</sup>
Projektbeschreibung	Auf dem Suurstoffi Areal entsteht eine neue Überbauung, die primär aus Wohnnutzung besteht und durch Verwaltungs-, Gewerbe- und Schulnutzungen ergänzt wird. Die Gebäude werden mit einem thermischen Netz und verschiedenen Erdsondenfeldern (saisonale Erdsondenspeicher) verbunden. Die Erdsondenspeicher dienen im Winter als Wärmequelle für die dezentralen Wärmepumpen und werden im Sommer zur direkten Kühlung genutzt (Freecooling). Neben der Abwärme aus

<sup>1</sup> Diese Form thermischer Netze mit Betriebstemperaturen unter 20 °C wird im Volksmund oftmals *Anergienetz* genannt. Der Begriff ist weit verbreitet, physikalisch aber falsch.

Freecooling wird den thermischen Ertrag aus den Hybrid-Solarkollektoren genutzt um den saisonalen Erdsondenspeicher zu regenerieren. Das thermische Netz besteht aus zwei Leitern und gehört wegen dem niedrigen Temperaturniveau zu der Kategorie Niedertemperaturnetze.

### Versorgungsgebiet

Nutzung	Wohnen (Hauptnutzung), Verwaltung, Restaurant, Verkauf, Schule, Sportbauten	
Fläche (EBF)	46'788 m <sup>2</sup> (Baufeld 2+5)	
	172'421 m <sup>2</sup> (Planungswerte bis 2020)	
Ausbau	Neubau, in Anlehnung an MINERGIE und 2000Watt-Areal (keine Zertifizierung)	
Nutzenergiebedarf		
Heizenergiebedarf	7'653 MWh/a (Planungswerte bis 2020)	
Warmwasserbedarf	2'966 MWh/a (Planungswerte bis 2020)	
Kühlenergiebedarf	2'364 MWh/a (Planungswerte bis 2020)	
Temperaturniveau		
Warmwasser	60 °C	
Heizung	35 °C	
Kühlung	<18 °C	
Regelung	Heizsystem	manuell über Thermostatventile
	Kühlsystem	manuell / automatisch je nach Gebäude
	Lüftung	automatisch, zentral geregelt

### Energieerzeugung

#### Wärmeerzeugungssystem Gebäude

Wärmepumpentyp	Wasser/Wasser-Wärmepumpen
Wärmepumpenstandort	dezentral pro Gebäude, vereinzelt mehrere Gebäude zusammenhängend pro Gebäude Niedertemperaturwärmepumpe (Raumwärme) und Hochtemperaturwärmepumpe

	(Warmwasser) oder kombinierte Wärmepumpe (Raumwärme und Warmwasser)
Wärmepumpenleistung	5'431 kW <sub>th</sub> installierte Heizleistung für Raumwärme 1'301 kW <sub>th</sub> installierte Heizleistung für Warmwasser (Planungswerte bis 2020)
Wärmequelle	Niedertemperaturnetz   Kühlung
Warmwasseraufbereitung	dezentral pro Gebäude, vereinzelt mehrere Gebäude zusammengehängt
<b>Wärmeerzeugungssystem Netz</b>	
Abwärme	Freecooling der Gebäude
Solarthermie (PVT)	9'487 m <sup>2</sup> PVT (Stand 2016)
Wärmepumpe	reversible Luft/Wasser-Wärmepumpe für flexible Heizung/Kühlung des Netzes (in Planung)
Wirkungsgrad des Heizsystems	JAZ <sub>WP</sub> 4,4 (2016, Baufeld 2+5) JAZ <sub>Anergie</sub> <sup>2</sup> 3,8 (2016, Baufeld 2+5) JAZ <sub>Total</sub> <sup>3</sup> 2,7 (2016, Baufeld 2+5)
<b>Kälteerzeugungssystem</b>	
Kälteerzeugung (Grundlast)	Freecooling über Erdsondenspeicher 2'327 kW <sub>th</sub> installierte Leistung für Freecooling Wärmetauscher (bis 2020)
Kältemaschine (Spitzenlast)	reversible Luft/Wasser-Wärmepumpe (in Planung)
Wirkungsgrad des Kältesystems	nur Freecooling JAZ <sub>Total</sub> 12,1 (2016, Baufeld 2+5)
<b>Stromproduktion</b>	
Photovoltaik	2'651 m <sup>2</sup> reine Photovoltaik (Baufeld 2+5) 9'487 m <sup>2</sup> PVT (Stand 2016)

<sup>2</sup> Thermische Energie Wärmepumpe im Verhältnis zur elektrischen Energie Wärmepumpe inkl. Umwälzpumpe thermisches Netz.

<sup>3</sup> Thermische Energie Wärmepumpe im Verhältnis zur elektrischen Energie Wärmepumpe inkl. Umwälzpumpen thermisches Netz und Gebäude und Begleitheizbänder bzw. Zirkulation.

Stromproduktion	312 MWh/a reine Photovoltaikanlage (2016, gemessener Betriebsstromverbrauch <sup>4</sup> BF 2+5)  ca. 1 GWh/a reine Photovoltaikanlage (geschätzter Betriebsstromverbrauch Stand Areal 2016)
Eigendeckungsgrad	40 % über Jahresbilanz (2016, Baufeld 2+5)  60 % über Jahresbilanz (Stand Areal 2016)

### Thermischer Speicher

Funktion	saisonalen Energiespeicher
Realisierung	Erdsondenfeld 215 à 150m (1,5 GWh/a), Doppel-U-Rohr-Sonden 180 à 280m (3,2 GWh/a)
Temperaturniveau	12 °C Jahresmittelwert (Messwert 2014)

### Verteilung

Typologie	Strahlennetz (2016) bzw. Ring (2020), 2-Leiter
Trasse-Länge	2,5 km (Endausbau)
Durchmesser	60–400 mm (Verteilleitung–Hauptleitung)
Leitungsmaterial	Kunststoff
Dämmung	keine
Betriebsweise	bidirektional, ungerichtet
Temperaturen im Netz	Wärmeleiter max. 25 °C, min 8 °C Kälteleiter max. 17 °C, min. 4 °C
(Umwälz-)Pumpenstrombedarf	168,5 MWh/a (2016, Baufeld 2+5) 20 % des Betriebsstromverbrauchs
Medium	Wasser

<sup>4</sup> Strom für den Betrieb der Gebäudetechnikanlagen. Im Falle der Suurstoffi bedeutet dies die elektrische Energie für die Wärmepumpen zum Heizen und für Warmwasser, die Umwälzpumpen, Begleitheizbänder, Zirkulationswärmepumpen, Notheizungen und Lüftungsanlagen, ausgenommen die dezentralen Wohnungslüftungen.

**Wirtschaftliche Kriterien**

Trägerschaft	Zug Estates AG
Amortisationszeit Komponenten	
Leitungen	40 a
Speicher (Erdsonden)	80 a
Wärmeerzeugung	20 a
Kälteerzeugung	20 a
Solarinstallationen	30 a
Primärenergieverbrauch	308'938 kWh/a, 6,6 kWh/(m <sup>2</sup> ·a) nicht erneuerbar (2016, Baufeld 2+5)
Treibhausgasemissionen	95'541 kg/a, 2,0 kg/(m <sup>2</sup> ·a) CO <sub>2</sub> -Äquivalent (2016, Baufeld 2+5)

**Monitoring**

Monitoring	detailliertes Monitoring ist für Baufeld 2+5 vorhanden Erweiterung auf weitere Baufelder in Planung
------------	--

## 2 Ausgangslage / Zielsetzung

Ein nicht mehr genutztes Industrieareal der ehemaligen Sauerstoff- und Wasserstoffwerke AG Luzern, im Volksmund Suurstoffi genannt, in Risch bei Rotkreuz bildete die Ausgangslage für dieses Projekt. Die sehr attraktiven Lage direkt am Bahnhof Rotkreuz, an der Hauptachse zwischen Zürich und Luzern, überzeugte die Investoren.

Das rund 100'000 m<sup>2</sup> grosse Gelände bot nicht nur Platz für ein einzelnes Gebäude, sondern Gelegenheit gleich ein ganzes Areal zu planen und zu realisieren. Die Zug Estates AG als Investorin und Bauherrin legt den Fokus dabei auf eine nachhaltige Arealentwicklung mit dem Ziel, dieses Areal ohne zugeführte Energie von aussen und ohne CO<sub>2</sub>-Emissionen zu betreiben (Zero-Zero).

Die Suurstoffi in Rotkreuz wurde als integriertes, verkehrsfreies Quartier geplant und seit 2010 realisiert. Das Areal wird bis 2020 etappenweise mit gut 172'000 m<sup>2</sup> Energiebezugsfläche als Wohn-, Arbeits-, Studiums- und Freizeitraum bebaut (siehe Abbildung 2). Nur sehr vereinzelt sind bestehende Bauten saniert und in das neue Areal übernommen worden.

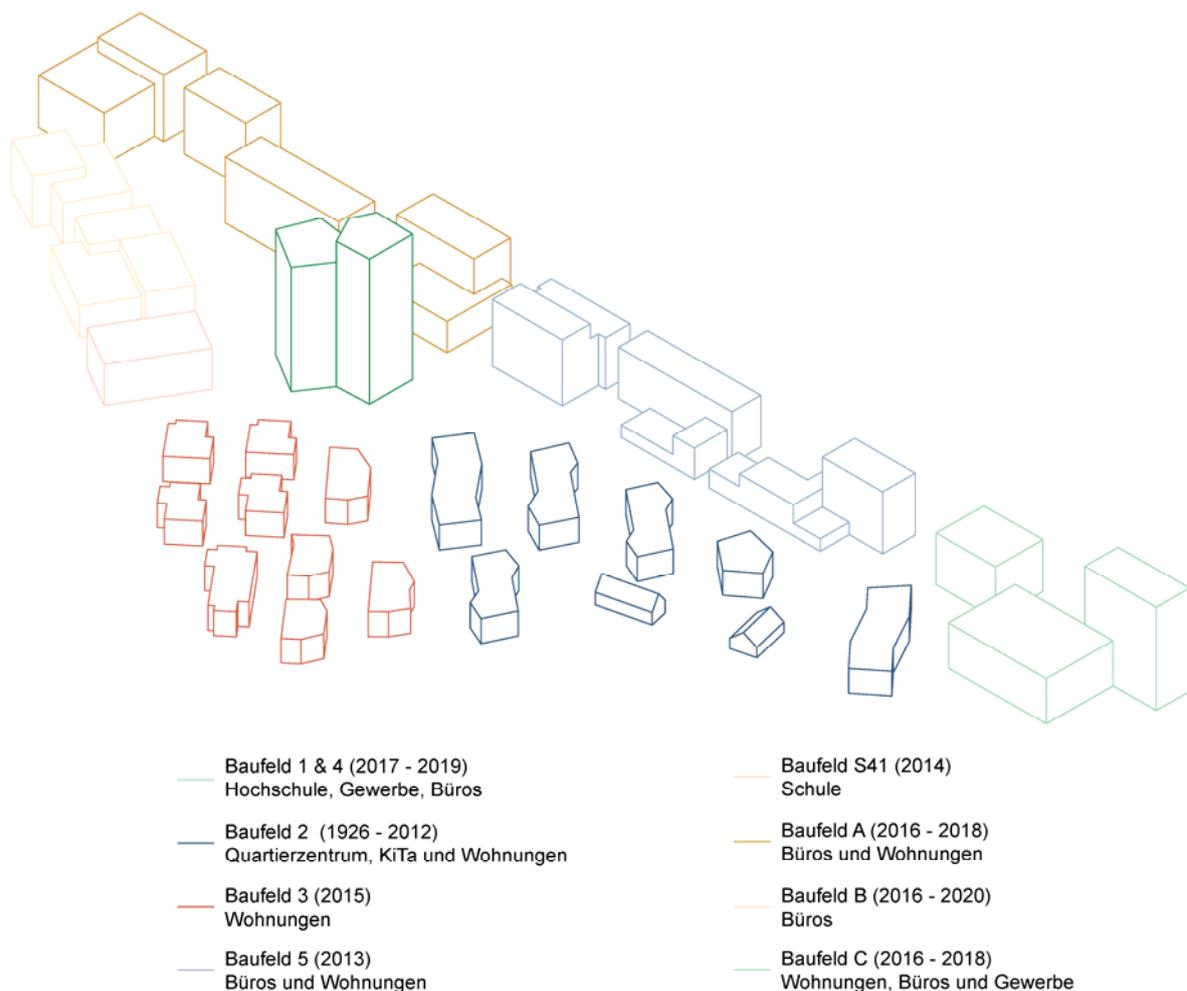


Abbildung 2: Übersicht Überbauung Suurstoffi

### 3 Projektorganisation

Die Zug Estates AG ist die Initiatorin, Investorin, Bauherrin und mittlerweile auch Betreiberin der Überbauung Suurstoffi. Die Zug Estates Gruppe ist eine Schweizer Immobiliengesellschaft, die Liegenschaften in der Region Zug konzipiert, entwickelt, vermarktet und bewirtschaftet.

Während der gesamten Projektierungs- und Ausführungsphase waren unterschiedliche Unternehmen an dem Projekt beteiligt. Amstein+Walthert AG war für die Energiekonzeptvarianten zuständig, Hans Abicht AG für die Planung und Umsetzung der ersten Phase (bis 2015). Für die zweite Phase (ab 2015) ist Eicher+Pauli AG für die Planung und Ausführung der Etappe Ost zuständig.

Das Zentrum für Integrale Gebäudetechnik (ZIG) der Hochschule Luzern – Technik & Architektur hat das Projekt in der Konzeptphase als Bauherrenberatung unterstützt. Seit 2012 läuft in Zusammenarbeit mit dem Bundesamt für Energie (BFE) ein umfassendes Monitoring der Anlage von Baufeld 2 und 5, welches ebenfalls vom ZIG ausgewertet wird.

Für das gesamte Areal ist eine einzelne Bauherrschaft mit einer klaren Vision verantwortlich. Dadurch wurden einige rechtliche Aspekte deutlich erleichtert (keine Durchleitungsrechte, Anschlusszwang etc.). Das grosse Projektteam hingegen stellte eine Herausforderungen dar, insbesondere im Bereich der Kommunikation und Koordination des Projektes.

Folgende Hauptprojektpartner waren an der Planung, Realisierung und in der Betriebsphase beteiligt:

Hydraulik, HLK-Konzeption	Hans Abicht AG, Zug (bis 2015) Dr. Eicher+Pauli AG, Kriens (ab 2015)
Technische Koordination	Hans Abicht AG, Zug (bis 2015) Alfacel AG, Cham (ab 2015)
Projektbezogenes Qualitätsmanagement	Alfacel AG, Cham (ab 2015)
Energieauswertung und Bauherrenbegleitung	Hochschule Luzern – Technik & Architektur, Luzern
Betrieboptimierung	Zug Estates AG, Zug (bis 2015) Dr. Eicher+Pauli AG, Kriens (ab 2015)
Gebäudeautomation	Bretscher + Söhne AG, Basel (bis 2015) Leicom AG, Winterthur (ab 2015)

## 4 Vorgehen

### 4.1 Planung

#### 4.1.1 Projektentscheid

Für das Areal Suurstoffi wurde vom Ingenieurbüro Amstein+Walthert AG ein Energiekonzept mit 15 unterschiedlichen Varianten ausgearbeitet und bewertet. Die Variante mit dezentralen Erdsonden als Wärmequelle für die Heizung über eine Wärmepumpe und Direktkühlung über die Erdsonden via Niedertemperaturnetz wurde ausgewählt. Die ausschlaggebenden Kriterien waren damals der tiefe Primärenergie- und CO<sub>2</sub>-Anteil, die tiefen Energiekosten, der geringe Wartungsaufwand sowie die Möglichkeit der Etappierung.

Nach dem Konzeptentscheid wurden die Planungsleistungen ausgeschrieben. Die detaillierte Planung für die erste Etappe wurde anschliessend von Hans Abicht AG übernommen.

#### 4.1.2 Projektauslegung

Kühlfähige Niedertemperaturnetze waren zum Zeitpunkt der Planung und Auslegung noch kaum bekannte und realisierte Systeme. Dadurch fehlten Erfahrungswerte, wie die Gesamtheit der Anlage optimal betrieben werden kann und die einzelnen Komponenten aufeinander reagieren und miteinander interagieren. Es wurden deshalb verschiedene Simulationen durchgeführt, um das System möglichst gut kennen zu lernen. Allerdings mussten dazu teilweise zuerst die entsprechenden Modelle entwickelt werden.

Für die Dimensionierung der Anlage wurde für die ersten Baufelder von den Standardwerten nach SIA 2024 (2007) ausgegangen. Diese wurden nach den Erkenntnissen aus dem Monitoring der Baufelder 2 und 5 für den Ausbau der weiteren Baufelder angepasst. Dem entstandenen Performance Gap in den ersten Baufeldern wurde durch entsprechende Optimierungen und Systemanpassungen entgegengewirkt (siehe 4.3). Dabei war der Vorsatz der Bauherrschaft, das Areal ohne zugeführte Energie von aussen und ohne CO<sub>2</sub>-Emissionen zu betreiben, einschränkend.

#### 4.1.3 Funktionsbeschreibung

Im nachfolgenden Schema ist der Aufbau des Niedertemperaturnetzes auf dem Areal Suurstoffi aufgezeigt. Die bereits realisierten Baufelder werden dabei ausgezogen dargestellt. Jene Baufelder, die noch in Planung bzw. Realisierung sind, sind noch nicht detaillierter ausgeführt.

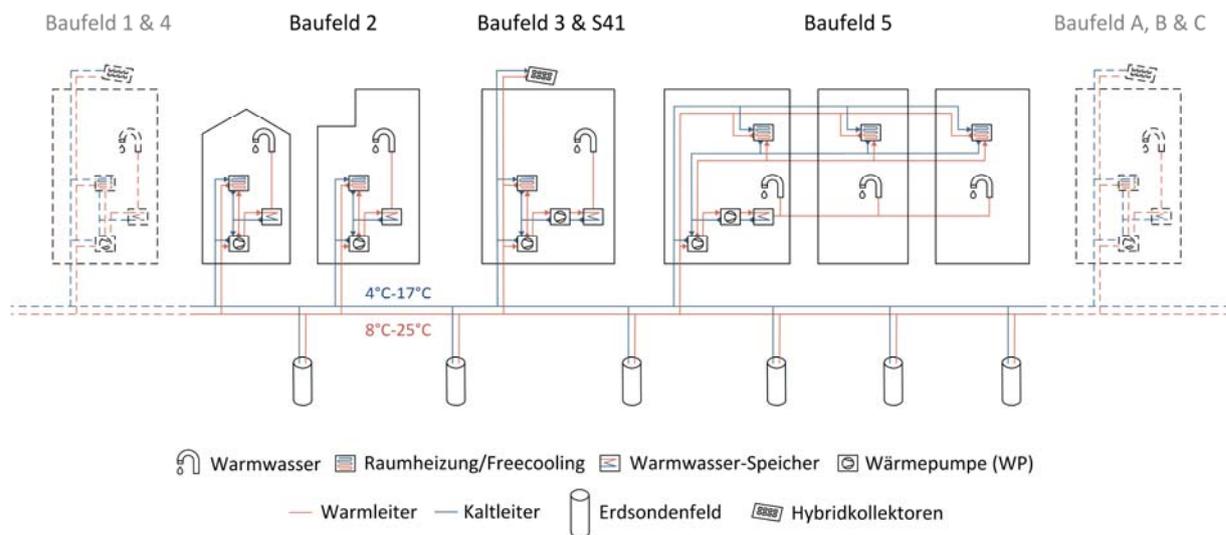


Abbildung 3: Funktionsschema Niedertemperaturnetz Suurstoffi

Ein Zweileitersystem verbindet die unterschiedlichen Teilnehmer miteinander, wie die Erdwärmespeicher, die Gebäude und thermischen Solaranlagen. Das Netz ist als Strahlennetz ausgebildet und wird ungerichtet-bidirektional betrieben. Die saisonalen Energiespeicher sind als Erdsondenfelder ausgeführt, die in Gruppen über das gesamte Areal verteilt sind.

### Gebäudeanschluss

Die Art, wie die einzelnen Bezüger an das Netz angebunden sind, unterscheiden sich von Baufeld zu Baufeld. Dies liegt daran, dass durch die Realisierung der ersten Baufelder Erkenntnisse gewonnen werden konnten, die wiederum in die Planung der weiteren Baufeldern einfließen. In Baufeld 2 und 5, die beinahe zeitgleich realisiert wurden, sind unterschiedliche Wärmepumpensysteme eingebaut. Während in Baufeld 2 pro Gebäude eine Wärmepumpe für Warmwasser und Raumheizung eingebaut ist, sind im Baufeld 5 zentral zwei Wärmepumpen eingebaut. Eine Niedertemperaturwärmepumpe ist für die Raumheizung und Vorheizung des Warmwassers zuständig und die seriell nachgelagerte Hochtemperaturwärmepumpe für das Warmwasser.

Die unterschiedlichen Systeme wurden gewählt, weil zum Zeitpunkt der Realisierung des Baufeldes 2 noch keine entsprechenden Geräte bezüglich Leistungsgrösse auf dem Markt verfügbar waren, um eine Nieder- und Hochtemperaturwärmepumpe zu realisieren. Das Monitoring hat gezeigt, dass die Variante mit zwei Wärmepumpen auf unterschiedlichen Temperaturniveaus effizienter ist. Deshalb wird diese Variante auch auf den kommenden Baufeldern eingesetzt.

Die Anbindung der Gebäude an das Niedertemperaturnetz stellte wegen den kleinen Temperaturdifferenzen eine grosse Herausforderung dar, insbesondere dann wenn in Gebäuden wie in Baufeld 3 gleichzeitig Wärmegewinne durch die Solaranlage anfallen und über die Wärmepumpe Wärme bezogen wird. Es stellte sich immer wieder die Frage, ob der Anschluss direkt oder kombiniert erfolgen soll. Der Versuch, über einen Kombispeicher einen kombinierten

Anschluss zu realisieren, war nicht erfolgreich und das System musste ersetzt werden. Die Wärme aus der Solaranlage wird jetzt direkt ins Niedertemperaturnetz abgegeben.

### **Zusätzliche Wärmequellen**

Die Gebäude können nicht nur Wärme über die Wärmepumpen aus dem Netz beziehen, sondern durch Freecooling auch kühlen und damit wieder Wärme ins Netz einspeisen. Das Freecooling erfolgt direkt aus dem Kaltleiter und wird über einen Wärmetauscher an das Gebäudesystem übertragen. Freecooling ist allerdings nur möglich, wenn die Temperaturen im Netz dafür geeignet sind. Dies kann insbesondere dadurch beeinträchtigt werden, wenn im Sommer durch die hybriden Solarkollektoren (siehe unten) sehr viel thermische Energie ins Netz eingespeist wird und sich dieses dadurch erwärmt. Um dies zu verhindern, ist ein übergeordnetes Energiemanagementsystem in Planung. Dieses soll den Betrieb des thermischen Anteils der hybriden Solarkollektoren, der Erdsondenspeicher und möglicher weiteren Quellen optimieren und damit effizienter bewirtschaften.

Da in den Baufeldern 2 und 5 ein Performance Gap festgestellt wurde (siehe 4.3), musste eine zusätzliche Wärmequelle für die Erweiterung des Areals geplant werden. Deshalb wurden im Baufeld 3 hybride Solarkollektoren realisiert, die elektrische und thermische Energie liefern. Die thermische Energie soll dabei in die Erdsondenspeicher geführt werden und über saisonale Speicherung im Winter als Quelle für die Wärmepumpen genutzt werden. Die elektrische Energie wird genutzt, um den Betriebs- und Haushaltsstrom auf dem Areal zu decken. Als zusätzliche Wärmequelle ist ein zentrale Rückkühlzentrale geplant.

## **4.2 Realisierung**

Das Areal der Suurstoffi wurde bis auf wenige Gebäude komplett neu bebaut und wird bis im Jahr 2020 fertig erstellt. Dazu ist die Überbauung in verschiedenen Etappen unterteilt (siehe Abbildung 2), dies betrifft auch das thermische Netz mit seinen Quellen, Senken und Speichern. Dies stellt eine Herausforderung dar für die Funktion eines Systems, das verhältnismässig wenig Spielraum zulässt. Jedoch bietet die Etappierung auch eine Chance, denn man kann durch die bereits gebauten Anlagenteile Erkenntnisse gewinnen und diese direkt in die Planung und Realisierung der neuen Etappen einfließen lassen.

## **4.3 Betrieb**

Mit dem durchgeführten Monitoring konnte der Betrieb der Anlage detailliert untersucht werden. Es konnte ermittelt werden, wo die tatsächlichen Energieverbräuche von den berechneten Werten abweichen und daraus wurde eine entsprechende Betriebsoptimierung erarbeitet respektive die Konzepte für die folgenden Bauetappen angepasst.

### 4.3.1 Herausforderung Etappierung

Die erste Bauetappe umfasste die beiden Baufelder 2 und 5, welche primär Wohngebäude umfassen. Da die Funktion des Niedertemperaturnetzes auf einer ausgeglichener Wärmebilanz basiert (Wärmebezug und -einspeisung halten sich die Waage) und dies mit einer reinen Wohnnutzung nicht erreicht werden kann, konnte das Netz in der ersten Zeit nicht einwandfrei betrieben werden. Mittels Monitoring wurde in der ersten Heizperiode eine kritische Auskühlung der Erdsondenspeicher festgestellt. Diese Auskühlung war insbesondere deshalb problematisch, da das Leitungssystem mit reinem Wasser (ohne Zugabe von Frostschutzmittel) gefüllt ist. Dies ist zwar aus ökologischer und ökonomischer Sicht vorteilhaft. Allerdings führt das zu weniger Flexibilität, da die Wärmepumpen aus Frostschutzgründen mit einer Verdampfer-Austrittstemperatur-Beschränkung von maximal 4 °C betrieben werden und dadurch die Leistung bei tiefen Netztemperaturen beschränkt wird.

In der Folge wurden Stützheizungen eingesetzt, um die Auskühlung des Erdreichs aufzufangen. Unter anderem wurde kurzfristig eine provisorische Holzpellettheizung eingebaut. Durch verschiedene Massnahmen konnte diese Stützheizung mittlerweile wieder ausser Betrieb genommen werden.

### 4.3.2 Performance Gap – thermischer Energiebedarf

Mit Hilfe des Monitorings in Baufeld 2 und 5 konnte festgestellt werden, dass sich die effektiven Werte stark von den geplanten Werten unterscheiden. Das Design der thermischen Vernetzung war auf sehr gut gedämmte Gebäude ausgelegt – bereits bei der Baueingabe betrug der Heizwärmebedarf für den behördlichen Nachweis jedoch das Doppelte vom Planungswert. Der tatsächlich gemessene Heizwärmeverbrauch lag nochmals fast 50 % höher als beim Heizwärmebedarf der Baueingabe. Der tatsächliche Verbrauch des Warmwassers lag dagegen tiefer als die geplanten Werte.

In der weiteren Planung wurde dieser Performance Gap berücksichtigt und die Auslegung der weiteren Anlage entsprechend angepasst. Zudem wurden als zusätzliche Wärmequelle hybride Solarkollektoren eingeplant um die Bilanz auszugleichen.

### 4.3.3 Performance Gap – Pumpenstrom

Ein weiterer Performance Gap entstand im Verbrauch des Pumpenstroms, der deutlich höher war als erwartet. Es wurde festgestellt, dass die Verdampferpumpen der Wärmepumpen immer in Betrieb waren, was sich negativ auf deren Verbrauch ausgewirkt hat (Betrieb ohne Nutzen). Zudem förderten die Verdampferpumpen direkt den Erdsondenspeichern, wodurch die Stelle der Entnahme nicht beeinflusst werden konnte und sich die Speicher asymmetrisch entluden. Die Messung der Massenströme in Verbindung mit einem Leitsystem soll die Erdsondenbewirtschaftung optimieren, so dass auch das volle Potential genutzt werden kann. Zusätzlich wird künftig für die einzelnen Erdsondenspeicher je eine Förderpumpe eingebaut. Dadurch kann der Strombedarf der Verdampferpumpen reduziert und die Erdsondenfelder gezielter bewirtschaftet werden.

#### 4.3.4 Regelung

Es sind noch weitere Massnahmen in Planung bzw. Realisation, die eine gezieltere Bewirtschaftung des gesamten Netzes ermöglichen sollen. Dazu gehört eine reversible Luft/Wasser-Wärmepumpe, die gezielt und nachhaltig Wärme bereitstellt resp. entzieht. Dadurch kann die Flexibilität erhöht werden, um auf Schwankungen im Netz zu reagieren. Weiter ist ein übergreifendes Leitsystem angedacht, das dazu dient, die Wärmequellen wie beispielsweise die thermische Solaranlage oder die reversible Luft/Wasser-Wärmepumpe gezielt einzusetzen. Dieses Leitsystem soll auch die oben erwähnte Bewirtschaftung des Erdsondenspeichers überwachen und regeln.

## 5 Erkenntnisse

Das Monitoring der gebauten Anlagen hat dazu beigetragen, das Netz genauer analysieren und verstehen zu können. Mit Hilfe der Messdaten konnten Betriebsoptimierungen vorgenommen werden. Ferner konnten mit den Erkenntnissen aus den gebauten Gebäuden Anpassungen der Werte für die Planung weiterer Baufelder abgeleitet werden, um das ganze System laufend zu verbessern.

Das Ziel, dass das Areal ohne zugeführte Primärenergie und CO<sub>2</sub>-frei betrieben werden kann, konnte noch nicht erreicht werden, die Zielwerte nach dem Effizienzpfad Energie (SIA 2040) sind aber eingehalten und werden deutlich unterschritten.

Bericht, 8. Juni 2017

# Programm „Thermische Netze“

## Dokumentation Fallbeispiel Wärmeverbund Riehen



**energie schweiz**

Unser Engagement: unsere Zukunft.

**Autoren**

Tobias Frei, Amstein + Walthert Basel AG

Andreas Ehmer, Amstein + Walthert Basel AG

Karl-Heinz Schädle, Schädle GmbH Basel

**Diese Studie wurde im Auftrag von EnergieSchweiz erstellt.  
Für den Inhalt sind alleine die Autoren verantwortlich.**

**Adresse**

EnergieSchweiz, Bundesamt für Energie BFE  
Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen. Postadresse: 3003 Bern  
Infoline 0848 444 444. [www.energieschweiz.ch/beratung](http://www.energieschweiz.ch/beratung)  
[energieschweiz@bfe.admin.ch](mailto:energieschweiz@bfe.admin.ch), [www.energieschweiz.ch](http://www.energieschweiz.ch)

<b>1</b>	<b>Steckbrief</b> .....	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Geschichtlicher Hintergrund und erste Schritte</b> .....	<b>10</b>
<b>3</b>	<b>Teilprojekt Geothermieanlage</b> .....	<b>11</b>
3.1	Planung .....	12
3.2	Realisierung .....	13
3.3	Betrieb .....	13
<b>4</b>	<b>Zusammenschluss – Riehen Plus</b> .....	<b>13</b>
<b>5</b>	<b>Erkenntnisse</b> .....	<b>16</b>
<b>6</b>	<b>Literaturverzeichnis und weiterführende Informationen</b> .....	<b>17</b>

# 1 Steckbrief

## Allgemein

Bezeichnung	Wärmeverbund Riehen
Standort	4125 Riehen, Kanton Basel-Stadt
Investor und Bauherr	Gemeinde Riehen Industrielle Werke Basel
Betreiber	Wärmeverbund Riehen AG
Baujahr	1987 bis heute (Chronologie siehe weiter unten)
Thermische Vernetzungsart	Hochtemperaturnetz (> 60 °C)
Projektbeschreibung	<p>Herzstück der Grundlastzentrale und auch des gesamten Wärmeverbundes ist die seit 1994 wärmeliefernde Geothermieanlage. Die Anlage besteht aus einem Entnahmehrunnen mit einer Tiefe von 1'547 Meter, der Wärmeauskopplungsanlage und dem Rückgabebrunnen mit einer Tiefe von 1'247 Meter. In dieser Tiefe befindet sich eine Muschelkalkschicht, welche natürlich Wasser führt. Das Geothermiewasser wird mit rund 65 °C aus dieser Schicht entnommen und nach der Wärmeauskopplung mit ca. 25 °C im zweiten Brunnen wieder in diese Schicht zurückgegeben.</p> <p>Die Wärmeauskopplungsanlage besteht aus zwei Stufen. In der ersten Stufe wird das Rücklaufwasser aus dem Wärmeverbundnetz mit dem Geothermiewasser via Wärmetauscher von ca. 53 °C auf 57 °C vorgeheizt. Danach wird mit einer Ammoniakwärmepumpe das Geothermiewasser auf ca. 25 °C abgekühlt und die dadurch gewonnene Wärme mit ca. 70 °C ins Wärmeverbundnetz abgegeben.</p> <p>Die zweite Wärmequelle für die Grundlastversorgung sind die beiden gasbetriebenen Blockheizkraftwerke. Mit ihren je zwanzig Zylindern gehören sie wohl zu den grössten ihrer Art in der Schweiz. In den Blockheizkraftwerken wird Strom erzeugt, welcher zum Antrieb der Wärmepumpen verwendet wird. Der Überschussstrom wird zu den in Basel gültigen Tarifen an die IWB verkauft. Die beim Verbrennungsprozess entstehende Wärme wird vollumfänglich an das Fernwärmenetz abgegeben.</p>



## Energieerzeugung

### Geothermie-Brunnenanlage

Förderbrunnen RB1	Entnahmetiefe	1'547 m
	Entnahmetemperatur	65 °C
Verpressbrunnen RB2	Rückgabetiefe	1'247 m
	Verpresstemperatur	ca. 25°C
Geothermie-Förderpumpe	Einbautiefe	390 m
	elektrische Leistung	150 kW
	Volumenstrom	25 l/sec (90 m <sup>3</sup> /h)
Direktwärmetauscher	1'500 kW Übertragungsleistung zur Vorkühlung des Geothermiekreises resp. Vorwärmung des Fernwärmerücklaufes.	

### Geothermie-Wärmepumpe

Wärmepumpentyp	Dreistufige Wärmepumpe mit Ammoniak als Kältemittel
Wärmepumpenleistung	3'470 kW Heizleistung 550 kW Klemmenleistung elektrisch COP 6.3
Wärmequelle	Tiefengeothermie-Doublette

### Blockheizkraftwerke

Maschinentyp	Erdgasbetriebene 20-Zylinder Verbrennungsmotoren
Brennstoffleistung	2 x 3'555 kW
Elektrische Leistung	2 x 1'558 kW
Thermische Leistung	2 x 2'000 kW
BHKW Wasserstelzen	Zusätzlich ist ein drittes BHKW mit 435 kW thermischer Leistung in einer ehemaligen Quartierzentrale installiert.

### Strahlungswärmepumpe

Anlagentyp	Kaltwasser-Kältemaschine mit R134a als Kältemittel zur Nutzung der Strahlungsabwärme der Hauptmaschinen Blockheizkraftwerke und Geothermie-Wärmepumpen für die Fernwärmeversorgung.
Thermische Leistung	530 kW Heizleistung

### Wärmetauscherstation

Anlagentyp	Wärmetauscheranlage zum Bezug von Energie aus dem Hochtemperaturnetz der Industriellen Werke Basel (u.a. Abwärme KVA).
Übertragungsleistung	Anlage ist ausgelegt für max 12'000 kW, davon 9'000 kW installiert, jedoch aktuell nur 3'000 kW abonniert.

### Fossile Spitzen- und Notfallfeuerungen

Installierte Leistung	Über das ganze Versorgungsgebiet sind sieben fossil befeuerte Spitzen- resp. Notfallkessel installiert. Die Gesamtleistung beträgt 12'400 kW.
-----------------------	---

Treibhausgasemissionen	119 kg/MWh (Stand 2017). Im Jahr 2013 wurde mit der Energie-Agentur der Wirtschaft ein CO <sub>2</sub> -Reduktionspfad auf freiwilliger Basis vereinbart. Verglichen mit einer rein konventionell betriebenen, gasbefeuerten Kesselanlage verpflichtet sich der Wärmeverbund Riehen jährlich ca. 5'500 Tonnen CO <sub>2</sub> einzusparen. Gegenüber einer Wärmeerzeugung mit Ölheizkesseln beträgt die CO <sub>2</sub> -Einsparung gar 7'300 Tonnen.
------------------------	--

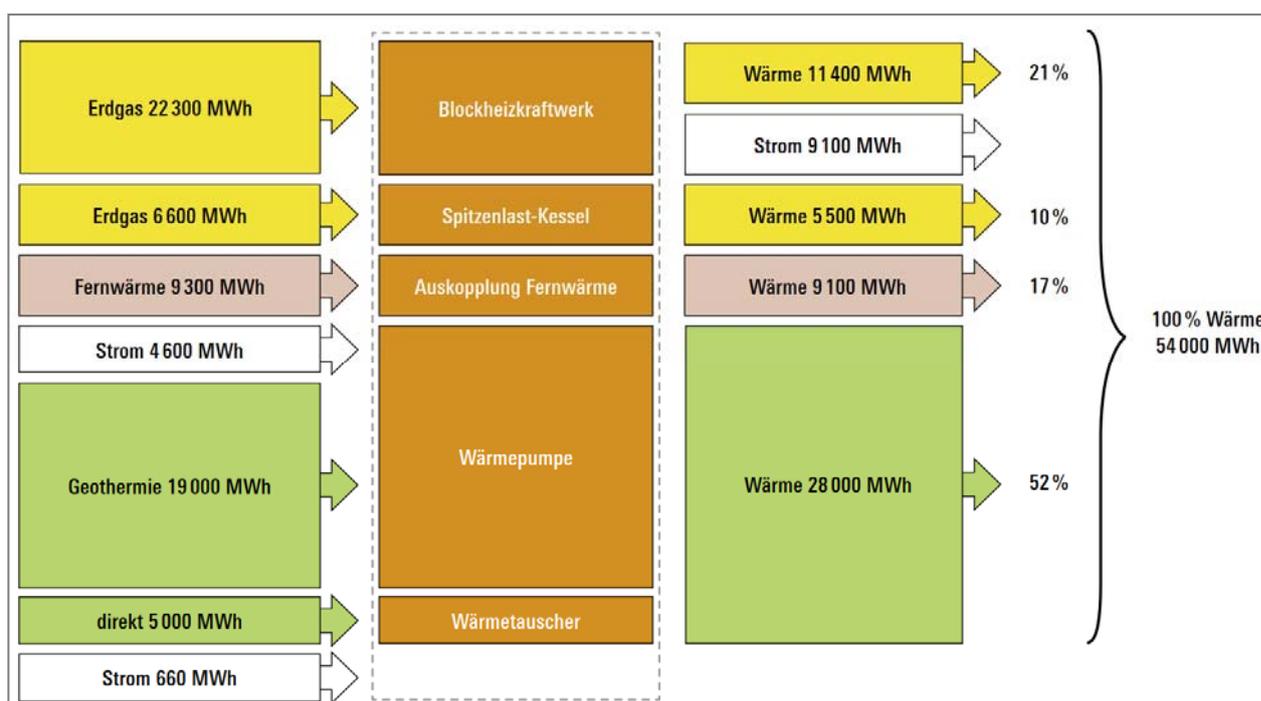


Abbildung 2: Nachweis Energiequellen beim (theoretischen) Endausbau Riehen Plus (zwischen 2015 und 2018)

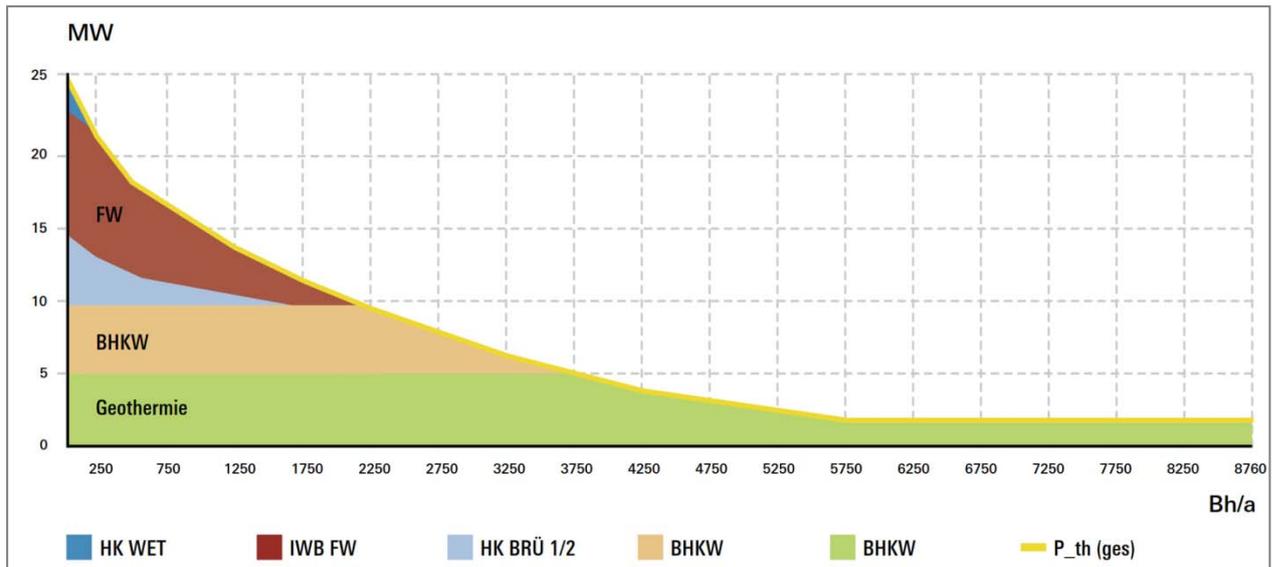


Abbildung 3: Jahresdauerlinie Wärmeverbund Riehen (Stand 2016)

## Thermischer Speicher

### Fernwärme-Wärmespeicher

Funktion	Speicher und hydraulische Weiche in der Grundlastzentrale
Temperaturniveau	Fernwärmetemperatur, variabel zwischen Vor- und Rücklauf
Nutzvolumen	3 x 100'000 Liter

### Verteilung

Typologie	Maschennetz mit fünf Wärmezentralen
Länge	37.3 km (Ende 2016)
Durchmesser	bis DN 200 (Hauptleitung aus der Grundlastzentrale)
Leitungsmaterial	Kunststoffmantelrohr
Isolationseigenschaften	PUR-wärmeisoliertes und überwachbares Rohrsystem mit Metall Innenrohr und PE-Mantel.
Netzaufbau	Aufgrund der vier Einspeisepunkte ist die Fliessrichtung im Verteilnetz unidirektional und gerichtet.
Anzahl Leiter	2-Leitersystem mit definiertem Vor- und Rücklauf.

**Temperaturen im Netz**

Vorlauf	70 – 90°C (gleitend)
Rücklauftemperatur	47 – 55°C
Medium	Als Wärmeträger wird vollentsalztes Wasser eingesetzt. Der pH-Wert liegt um 9.0. Die elektrische Leitfähigkeit beträgt < 20µS/cm.

**Monitoring**

Monitoring	Alle Betriebsdaten werden im Leitsystem gemessen, archiviert und können für Betriebsoptimierung und Jahresenergiebilanzen ausgelesen werden.
------------	--

**Wirtschaftliche Kriterien**

Investitionen Total (1988 – 2015)	82.36 Mio. CHF
Leitung	36.51 Mio. CHF
Speicher	0.30 Mio. CHF
Wärmeerzeugung	33.74 Mio. CHF
Geothermiebrunnen	11.80 Mio. CHF
Umsatz	8 Mio CHF (2016)
Jahresgewinn (EBT)	0.18 Mio CHF (2016)

Energiegestehungspreis	zwischen 13.0 und 16.5 Rp/kWh je nach Berücksichtigung von Fördergeldern und unterschiedlichen Abschreibedauer
------------------------	---

Energieverkaufspreis exkl. MwSt.	Grundpreis: 18.- CHF/kW Arbeitspreis 11.0 Rp/kWh (Stand 2017)
----------------------------------	--

Trägerschaft	Gemeinde Riehen (Aktienanteil 73 %) Industrielle Werke Basel (Aktienanteil 27 %)
--------------	---

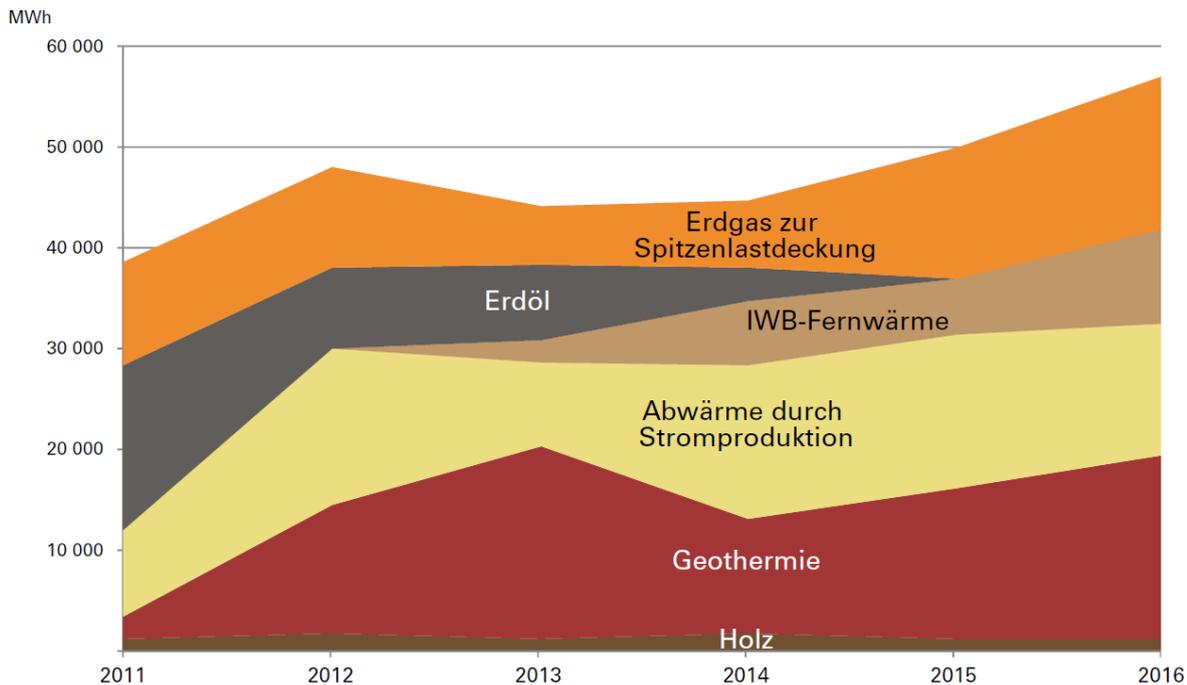


Abbildung 4: Wärmeproduktion im zeitlichen Verlauf nach Quelle



## 2 Geschichtlicher Hintergrund und erste Schritte

Die Fernwärmeversorgung in Riehen war schon 1972 Gegenstand politischer Vorstösse. Eine Studie aus dem Jahre 1976 sah den Anschluss an das Fernheizungsnetz der Stadt Basel und eine Wärmezentrale im Lettacker vor. Damit wäre das gesamte bebaute Gebiet der Gemeinde erschlossen worden. Die damaligen Behörden liessen den Gemeinderat jedoch wissen, dass das Konzept der Fernwärme Basel einen Anschluss der Gemeinde Riehen nicht vorsieht.

Konkreter wurde es dann Anfang der Achtzigerjahre. Die Energiekrisen hatten starke Preisschwankungen auf dem Erdölmarkt zur Folge. Ausserdem wurde das Ausmass der Luftverschmutzung von der Öffentlichkeit erstmals richtig wahrgenommen und diskutiert.

Der Gemeinderat von Riehen setzte sich deshalb schon damals folgende richtungsweisende energiepolitische Ziele:

- Der Endenergieeinsatz soll verringert werden.
- Die Luftschadstoff-Emissionen bei den Wärmeerzeugungstechnologien sind zu minimieren.
- Die Risiken in der Verteilung flüssiger Brennstoffe sind zu reduzieren.

Bereits im Jahr 1980 liess der Gemeinderat Riehen eine Grobanalyse über Nutzungsmöglichkeit von alternativen Energiequellen ausarbeiten. Im Bericht wurde die Möglichkeit studiert, das zur

Grundwasseranreicherung in den Langen Erlen vorfiltriertes Rheinwasser als Wärmequelle für Gasmotorwärmepumpen zu nutzen.

1984 intensivierte der Gemeinderat die Projektierung des Wärmeverbundes Dorfkern. Damals wollte man allerdings die Wärme mittels Wärmepumpen aus gereinigtem Abwasser gewinnen, das man durch eine sehr lange Leitung von der Abwasserreinigungsanlage in Kleinhüningen nach Riehen geführt hätte. Aus technischen Gründen war der Einsatz von Elektromotorwärmepumpen vorgesehen.

Am 25. März 1987 bewilligte der Einwohnerrat einstimmig einen Kredit in der Höhe von 2,75 Millionen Franken für zwei Probebohrungen für die thermische Nutzung des Untergrundes.

Den gleichen Betrag steuerte auch der Kanton Basel-Stadt bei. Kanton und Gemeinde gingen dabei ein finanzielles Risiko ein, denn es war damals sehr unsicher, ob in den Tiefen unter Riehen genügend Wasser mit einer ausreichenden Temperatur gefunden würde. Abgedeckt wurde das Risiko durch eine Risikogarantie des Bundes. Wären die Bohrungen erfolglos verlaufen, hätte der Bund die Hälfte der Bohrkosten übernommen.

Am 18. März 1988 startete die Abteufung der Bohrung am Bachtelenweg. Es wurde dann rund um die Uhr auf der Baustelle gearbeitet, so dass ein Bohrfortschritt von bis zu 89 Meter pro Tag erreicht werden konnte. Am 30. Juli 1988 konnte der verantwortliche Bohrmeister den erfolgreichen Abschluss der Bohrarbeiten auf einer Tiefe von 1547 Metern bekanntgeben. Die zweite Bohrung im Stettenfeld wurde vom 12. September bis zum 6. November 1988 auf eine Tiefe von 1247 Meter abgeteuft.

Parallel dazu, im Oktober 1989, wurde im Dorfkern von Riehen die erste Etappe des Wärmeverbundes Riehen in Betrieb genommen. Als Wärmequelle dazu dienten in der ersten Phase Ölkessel.

1992 wurde als letzter, entscheidender Schritt der Kredit von 22,14 Millionen Franken für den Bau der Grundlastzentrale für die Geothermie-Wärmenutzung bewilligt. Ende 1993 konnten die ersten Testversuche in der neuen Grundlastzentrale durchgeführt werden. Im April 1994 wurde diese feierlich eingeweiht.

### **3 Teilprojekt Geothermieanlage**

Die Besonderheit des Wärmeverbundes in Riehen ist die Geothermieanlage. Dieses System ist, bezüglich Anlagekonzept, aber auch der geothermischen Temperatur und Schüttung, in der Schweiz einzigartig.

Im ältesten und grössten geothermischen Wärmekraftwerk der Schweiz in der Gemeinde Riehen wird seit über 23 Jahren 65 °C warmes Tiefenwasser mit einer Förderrate von bis zu 25 l/s aus einer Tiefe von 1'547 m gefördert. Das stark mineralisierte Wasser gibt die Wärme über Direktwärmetauscher an den sekundären (Fernwärme-)Kreislauf des Wärmeverbunds Riehen weiter. Das Thermalwasser wird dann als Wärmequelle einer Wärmepumpe weiter auf 25 °C abgekühlt und im 1'247 m tiefen Rückgabeburgen verpresst.

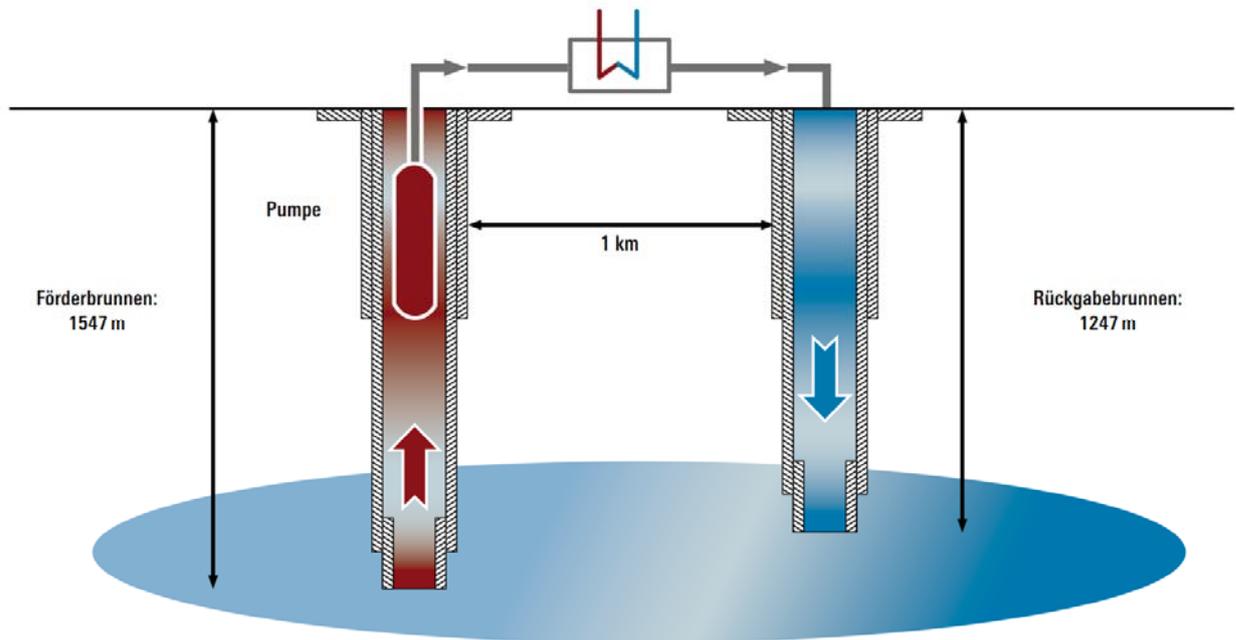


Abbildung 5: Funktionsprinzip Geothermie in Riehen. Quelle erdwärme riehen

### 3.1 Planung

Rückblickend stellten die unsichere Bewilligungspraxis, welche auch heute noch eine Schwierigkeit für Geothermieprojekte ist, die beschränkten Erfahrungen mit Tiefenbohrungen in der Schweiz und die Unsicherheit in Energiepolitik eine Herausforderung dar.

Das Wissen für das neuartige Projekt stammte mehrheitlich aus der petrochemischen Bohrtechnik sowie vom damaligen Kantonsgeologen Dr. Lukas Hauber, welcher das Projekt massgeblich geprägt hat. Vieles im Projekt, vor allem für den hydrothermalen Bereich, war Neuland.

Für den Bau der Heizzentrale und die Wärmeauskopplung konnte auch damals auf bestehendes Wissen und bekannte Normen zurückgegriffen werden. Wärmeverbünde waren zur damaligen Zeit bereits schweizweit etabliert.

Das erste Konzept war, die Blockheizkraftwerke und die Wärmepumpen als "Gasmotor-Wärmepumpe" resp. Tandem-Maschine auszuführen. Dazu wurden die Aggregate abhängig von den aktuellen Strompreisen betrieben, wobei eine Jahres-Nullbilanz zwischen Strombezug und Stromrückspeisung angestrebt wurde.

Frühzeitig wurde durch Optimierung der Wärmeübergabestationen eine tiefe Fernwärme-Rücklaufemperatur angestrebt. Somit konnte der Gesamtwirkungsgrad der Anlage und die Ausnutzung der Geothermie verbessert werden.

## 3.2 Realisierung

Der Aufbau des Verteilnetzes in Riehen wurde zeitgleich mit der Geothermieanlage realisiert. Die Zukunft des Wärmeverbundes wurde nicht vom Erfolg der Bohrungen abhängig gemacht. Bei einem Misserfolg wäre man auf einen anderen Energieträger ausgewichen. Dies war jedoch nur dank der im Vorfeld getroffenen Risikoabsicherungen möglich.

Rund 44 % der gesamten Investitionssumme wurden für das Verteilnetz benötigt. Aus technischer Sicht bergen Verteilnetze wenige Risiken, benötigen aber einen Hauptteil des Kapitals. Das grösste Risiko besteht darin, dass die Kunden kein Interesse an einem Anschluss an das Wärmenetz zeigen. Da in Riehen kein Anschlusszwang besteht ist der Verbund auf attraktive Wärmeverkaufspreise und ein gutes Image angewiesen. Aufgrund der Tatsache, dass der Geothermie-Verbund in den ersten 20 Jahren in Besitz und Verwaltung der Gemeinde Riehen war, gestaltete sich dies etwas einfacher.

## 3.3 Betrieb

Eine der Hauptfehlerquelle der Geothermieanlage ist die untertägige Förderpumpe. Diese Kreiselpumpe ist in einer Tiefe von 390 m installiert. Die Betriebsüberwachung gestaltet sich daher relativ schwierig. Zur Ermittlung von Schäden muss die Pumpe ausgebaut und untersucht werden. Da immer eine Ersatzpumpe an Lager liegt, kann der Versorgungsunterbruch auf zwei bis drei Wochen reduziert werden - vorausgesetzt ein Spezialisten-Team ist verfügbar. Die Sicherstellung der Wärmelieferung zum Kunden übernehmen dann zwischenzeitlich die redundanten Erzeugungsanlagen im Verbund. In den vergangenen 23 Betriebsjahren waren einige Pumpendefekte und Schäden an der elektrischen Installation zu verzeichnen.

Die Langzeituntersuchung haben ergeben, dass sich die Fördermenge resp. –Temperatur des Tiefenaquifers in den mehr als 20 Betriebsjahren nicht negativ verändert haben. Die Temperatur blieb konstant und der Entnahmeverstrom konnte bei der Anlagenertüchtigung im Jahr 2010 von 18 l/s auf 25 l/s erhöht werden.

Die Akzeptanz der Geothermienutzung in Riehen ist unverändert gut. Es gibt Stimmen, die einen weiteren Ausbau oder eine zweite Förderanlage fordern.

# 4 Zusammenschluss – Riehen Plus

Südlich des Dorfkernes wurden anfangs der 1990er Jahre zwei weitere Wärmeverbände realisiert.

1990 konnte der Wärmeverbund Niederholz mit zwei Blockheizkraftwerken und zwei öl- bzw. gasbetriebenen Spitzenlastkesseln seinen Betrieb aufnehmen. Weil das Niederholzquartier in die engere Gewässerschutzzone (S IIb) zu liegen kam, mussten alle Ölheizungen durch eine mit anderer Energie betriebene Heizung ersetzt werden. So entstand innerhalb des Quartiervereins die Arbeitsgruppe Gewässerschutz und Energie. Diese gründete mit den Eigentümern von grossen Überbauungen den Wärmeverbund Niederholz. Da der neue Verbund dieselben

energiepolitischen Ziele wie die Gemeinde Riehen anstrebte, hiess der Einwohnerrat 1989 einen Kredit von 2.5 Millionen Franken als Beitrag an die Baukosten gut.

Gleich nebenan wurde im Herbst 1992 von den Industriellen Werke Basel der Wärmeverbund Wasserstelzen in Betrieb genommen. Dieser wurde ebenfalls mit einem Blockheizkraftwerk und Gas- und Ölkessel betrieben. Die Finanzierung dieses Bauprojektes wurde durch einen Kredit vom Grossen Rat Basel-Stadt ermöglicht.

1996 fasste der Einwohnerrat Riehen einstimmig einen Beschluss mit Auswirkungen über die Landesgrenze hinweg. Das Parlament ermächtigte den Gemeinderat, mit der Regiotherm GmbH Lörrach einen Vertrag über die Wärmelieferung durch den Wärmeverbund Riehen nach Lörrach abzuschliessen.

Im Energiekonzept der Gemeinde Riehen und den entsprechenden Leistungsaufträgen war der weitere Ausbau der Geothermie schon längere Zeit enthalten. So beschlossen die Beteiligten (Gemeinde Riehen, Industrielle Werke Basel und die Genossenschaft Niederholz) im Projekt „Riehen Plus“ einen Zusammenschluss der drei Verbände mittels einer neuen Hauptverbindungsleitung. Entlang dieser Leitung wurden neue Gebiete erschlossen. Ziel war die Verdoppelung der geothermischen Energie. Gleichzeitig mit der neuen Transportleitung wurden in den betroffenen Strassenzügen die Werkleitungen erneuert. Am 24. September 2009 wurde die neue Aktiengesellschaft durch Vertreter der Gemeinde Riehen als Hauptaktionär und der Industriellen Werke Basel gegründet.

Was bereits 1976 angedacht und damals verworfen wurde, liess sich vierzig Jahre später realisieren. Als Ersatz für die mit Öl und Gas betriebene Heizzentrale Niederholz wurde 2013 im Schulhaus Bäumlhof die Spitzenlastzentrale Süd in Betrieb genommen. Das Schulhaus, das auf städtischem Boden steht, bezog schon vorher Wärme aus dem Fernwärmenetz der Stadt Basel. Mit einer Übergabestation, die in den Räumlichkeiten des Schulgebäudes untergebracht ist, wird nun Wärme aus dem städtischen Fernwärmenetz ausgekoppelt und mit einer Verbindungsleitung in das Wärmenetz des Wärmeverbundes Riehen eingespeist. Durch die Stilllegung der Heizzentrale Niederholz und den Bezug von Wärme ab dem Fernwärmenetz von IWB wurde die CO<sub>2</sub>-Bilanz des Wärmeverbundes nochmals verbessert.

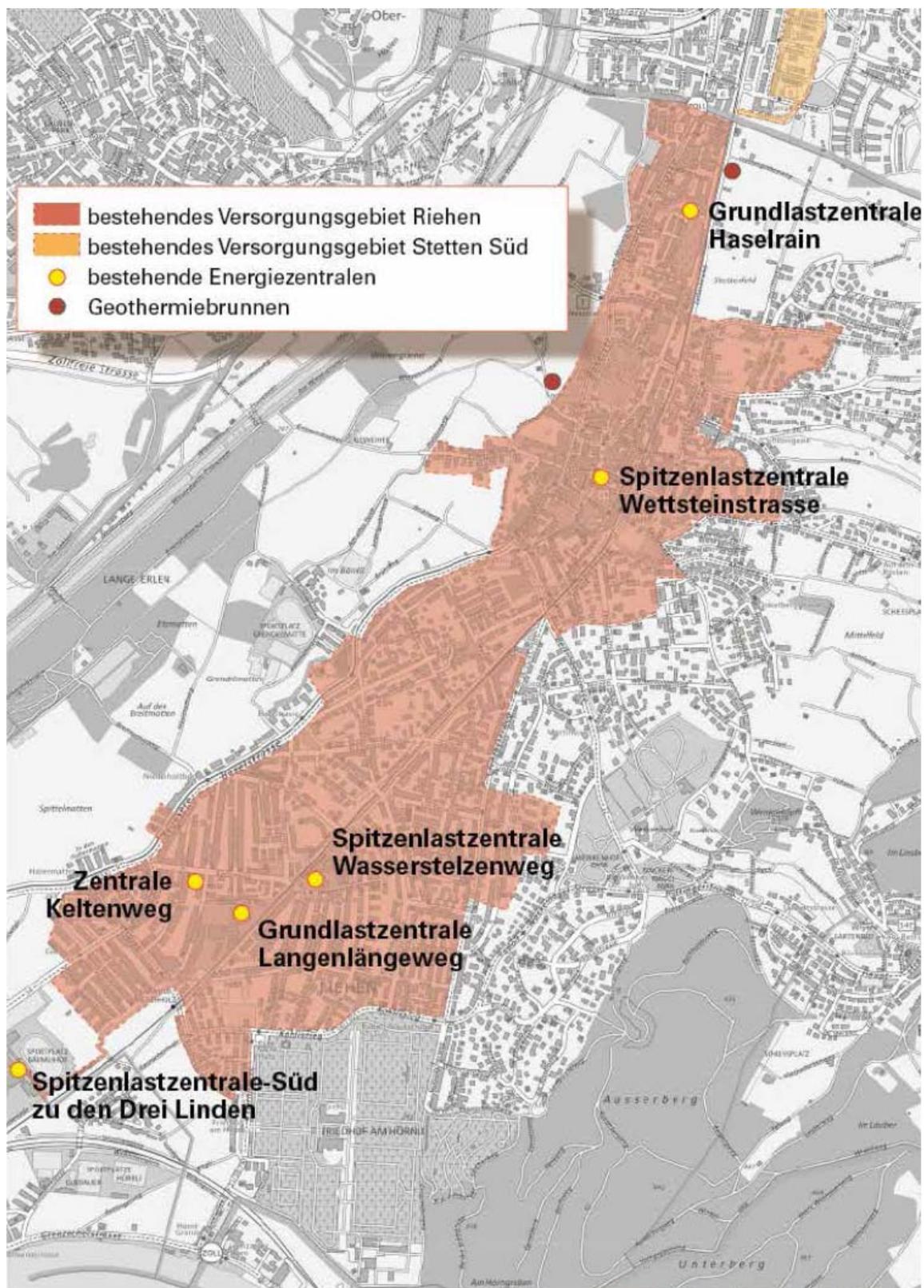


Abbildung 6: Übersicht Versorgungsgebiet mit den Wärmeerzeugungsanlagen. Quelle erdwärme riehen

## 5 Erkenntnisse

Aus 28 Jahren Wärmeverbund Riehen lassen sich viele Erkenntnisse ableiten. Nachfolgend eine kleine Auswahl der «Lessons Learned», welche vielleicht einem weiteren (Geothermie-) Wärmeverbund helfen könnten.

- Die Wirtschaftlichkeit konnte durch den Zusammenschluss der drei Fernwärmenetze deutlich verbessert werden (Skaleneffekt).
- Üblicherweise wird die Wärmeerzeugung eines Verbundes abhängig von den potenziellen Wärmebezügern dimensioniert. Bei der Geothermie ist dies nicht direkt möglich. Aufgrund des Fündigkeitsrisikos kennt man erst nach getätigten Investitionen die effektive Leistung der Wärmeerzeugungsanlage.
- Der Wärmeverbund ist Teil von Riehen und die Akzeptanz in der Bevölkerung sowie in der Politik ist sehr hoch. Es ist bekannt, dass dies weiter gepflegt werden muss. Viele Neuanschlüsse erfolgten durch Mundpropaganda.
- Die Nutzung des Tiefenaquifers in Riehen ist seit 28 Jahren eine Erfolgsgeschichte.
- Der thermische Speicher (300 m<sup>3</sup> in der Grundlastzentrale) ist zwischenzeitlich für den ganzen Wärmeverbund zu klein. Ein neuer dezentraler Speicher könnte das Netz entlasten; dies ist zu prüfen.
- Die dezentrale Wärmeeinspeisung war zu Beginn schwierig zu handhaben. Eine simple Regelungslogik und eine belastbare Netzsimulation waren als Grundlage essentiell.
- Eine Sektionierung des Netzes mit redundanten Wärmeerzeugungen und Einpeisepumpen ist empfehlenswert.
- Eine Lecküberwachung ist ebenfalls empfehlenswert, um einerseits nach den Tief- und Rohrbauarbeiten Baumängel festzustellen und andererseits langfristig den Zustand des Leitungsnetzes zu kennen.
- Die Netzurücklauftemperatur ist wichtig für den Gesamtwirkungsgrad der Anlage. Um diesen auf ein gutes Niveau absenken zu können, müssen alle Übergabestation einzeln optimiert werden. Dazu war und ist heute noch ein engagiertes Betrieberteam wichtig. Zusätzlich werden seit 2016 bei der Auslesung der kundenseitigen Wärmezähler auch die Vor- und Rücklauftemperaturen abgelesen.

## 6 Literaturverzeichnis und weiterführende Informationen

Hintergründe zum Geothermieprojekt in Riehen und ausführliche Chronologie:

Grass, R. (2014). *Jubiläumsbroschüre erdwärme riehen*. Basel: Wärmeverbund Riehen AG.

Wirtschaftlichkeitsanalyse einer Geothermieanlage am Beispiel von Riehen:

CONIM AG. (2015). Zug. *Ökonomische Analyse einer direkten Nutzung der Geothermie für die Wärmebereitstellung*. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie.

Geschäftsberichte des Wärmeverbundes:

erdwärme riehen. (2016). *Geschäftsbericht 2015*. Basel: Wärmeverbund Riehen AG.

erdwärme riehen. (2017). *Geschäftsbericht 2016*. Basel: Wärmeverbund Riehen AG.

Website erdwärme riehen

[www.erdwaermeriehen.ch](http://www.erdwaermeriehen.ch)

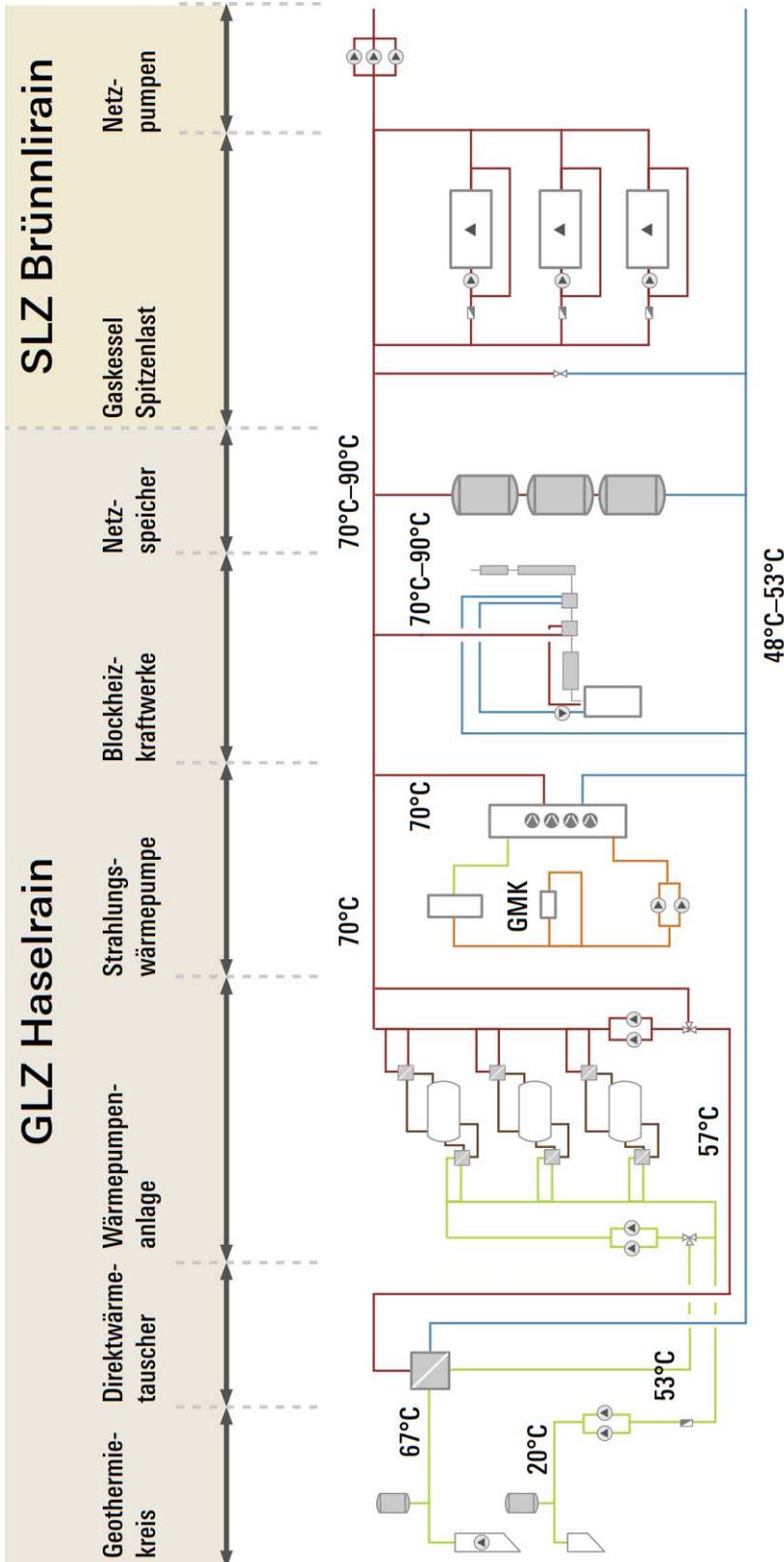


Abbildung 7: Verfahrensfließbild Grundlastzentrale Haselrain

(Quelle: Wärmeverbund Riehen)

Bericht, 12. Juni 2017

# Fallbeispiel

## Anergienetz Friesenberg der Familienheim-Genossenschaft Zürich



**energie schweiz**

Unser Engagement: unsere Zukunft.

**Autoren**

Matthias Kolb, anex Ingenieure AG, Zürich

**Diese Studie wurde im Auftrag von EnergieSchweiz erstellt.  
Für den Inhalt sind alleine die Autoren verantwortlich.**

**Adresse**

EnergieSchweiz, Bundesamt für Energie BFE  
Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen. Postadresse: 3003 Bern  
Infoline 0848 444 444. [www.energieschweiz.ch/beratung](http://www.energieschweiz.ch/beratung)  
[energieschweiz@bfe.admin.ch](mailto:energieschweiz@bfe.admin.ch), [www.energieschweiz.ch](http://www.energieschweiz.ch)

<b>1</b>	<b>Steckbrief</b> .....	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Ausgangslage / Zielsetzung</b> .....	<b>8</b>
<b>3</b>	<b>Projektorganisation</b> .....	<b>9</b>
<b>4</b>	<b>Vorgehen</b> .....	<b>9</b>
4.1	Planung .....	9
4.2	Realisierung .....	11
4.3	Betrieb .....	11
<b>5</b>	<b>Erkenntnisse</b> .....	<b>13</b>

# 1 Steckbrief

## Allgemein

Bezeichnung	Anergienetz Familienheim-Genossenschaft Zürich
Standort	8045 Zürich
Investor / Bauherr / Betreiber	Familienheim-Genossenschaft Zürich
Baujahr	2011 – 2050
Thermische Vernetzungsart	Niedertemperaturnetz Heizen und Kühlen, hier Anergienetz genannt ( $8\text{ °C} < T_{\text{Netz}} \leq 28\text{ °C}$ )
Projektbeschreibung	Seit 2010 plant und realisiert die Familienheim-Genossenschaft Zürich (FGZ) das Anergienetz Friesenberg in Zürich. Durch die Nutzung der Abwärme von angrenzenden Verbrauchern mit hohem Kühlbedarf wie der Swisscom Binz und der Credit Suisse im Uetlihof wird der Einsatz von fossilen Energieträgern (Heizöl und Erdgas) für die Wärmeaufbereitung der FGZ weitgehend ersetzt. Abwärme aus den Sommermonaten wird in Erdspeichern zwischengespeichert und im Winter genutzt. Dadurch wird der von der FGZ verursachte Treibhausgasausstoss und der Primärenergiebedarf im FGZ-Areal Friesenberg massgeblich reduziert.

## Versorgungsgebiet

Nutzung	Wohnbauten (Hauptnutzung), Rechenzentren
Fläche (EBF)	185'000 m <sup>2</sup> Wohnen
Ausbau	Bestand (ca. 72 % älter als 1960, 10 % zwischen 1960 und 1984, 18 % neuer als 1989)
Nutzenergiebedarf	
Heizenergiebedarf	27'000 MWh/a
Warmwasserbedarf	8'000 MWh/a
Kühlenergiebedarf	80'000 MWh/a (Bedarf der Rechenzentren)
Temperaturniveau	
Warmwasser	63 °C

Heizung	Bestandsbauten: > 70 °C, Neubauten < 38 °C
Kühlung	16 / 22 °C
Steuerung	übergeordnetes Leitsystem

### Energieerzeugung (Stand 2017)

#### Wärmeerzeugungssystem Gebäude

Wärmepumpentyp	Wasser/Wasser-Wärmepumpen
Wärmepumpenanbindung	dezentral, zweistufig (Bestandsbauten), einstufig (Neubauten ohne Warmwasser)
Wärmepumpenleistung	3'930 kW installierte Heizleistung für Raumwärme und Warmwasser
Wärmequelle	Abwärme aus Rechenzentren über das Anergienetz
Warmwasseraufbereitung	dezentral

#### Wärmeerzeugungssystem Netz

Abwärme	Abwärme aus Rechenzentren
Wirkungsgrad des Heizsystems	JAZ <sub>WP</sub> 3.9 (Bestandsbauten T <sub>VL</sub> 67 °C),
(Messwerte)	5.2 (Neubauten T <sub>VL</sub> 38 °C)
	JAZ <sub>Anergie</sub> 38 (Umwälzstrom Anergie)
	JAZ <sub>Total</sub> <sup>1</sup> 4,1

#### Kälteerzeugungssystem

Kälteerzeugung	
(Geocooling über Erdspeicher)	3'500 kW

### Thermischer Speicher (Stand 2017)

#### Wärmespeicher

Funktion	Saisonaler Speicher (Erdwärmesondenfelder)
Medium	2 Erdwärmesondenfelder mit total 332 Erdwärmesonden à 250 m Tiefe (83 km) (Stand 2017)
Temperaturniveau	8 - 28 °C

<sup>1</sup> Entspricht 90% Altbauten mit Vorlauftemperatur grösser 67° C 10% Neubauten mit unter 38° C.

**Verteilung (Stand 2017)**

Typologie	ungerichtetes Zweileitersystem, Ring im Endausbau
Länge	1,5 km (Stand 2017)
Durchmesser	400 bis 500 mm
Leitungsmaterial	Guss HOZ ZMU, Polyethylen
Isolationseigenschaften	keine Isolation
Netzaufbau	bidirektional, ungerichtet
Anzahl Leiter	2-Leiter
Temperaturen im Netz	
Warmleiter	min. 8 °C, max. 28 °C,
Kaltleiter	min. 4 °C, max. 24 °C
(Umwälz-)Pumpenstrombedarf	2.7% der umgesetzten Anergie, 125 MWh/a (Gemessen)
Medium	Wasser unbehandelt

**Wirtschaftliche Kriterien (Endausbau Gesamtsystem)**

Investitionen Total	42,5 Mio. CHF
Leitung	11 Mio. CHF
Speicher (Erdsonden)	10 Mio. CHF
Wärmeerzeugung	18 Mio. CHF
Kälteerzeugung	3,5 Mio. CHF
Energiegestehungspreis	0.18 CHF/kWh (Wärme)
Strompreis	0.16 CH/kWh (Grossverbrauchertarif)
Trägerschaft	Familienheim-Genossenschaft Zürich
Lebensdauer	
Leitungen	50 Jahre
Speicher (Erdsonden)	50 Jahre
Wärmeerzeugung	20 Jahre
Kälteerzeugung	20 Jahre
Solarinstallationen	20 Jahre

Primärenergieverbrauch <sup>2,3</sup>	2011 (vor Umsetzung Anergienetz): 39 Mio. kWh/a bzw. 211 kWh/(m <sup>2</sup> a) <sup>4</sup> 2017: 35,5 Mio. kWh/a bzw. 192 kWh/(m <sup>2</sup> a) 2050 (Endausbau): 13 Mio. kWh/a bzw. 71 kWh/(m <sup>2</sup> a)
Treibhausgasemissionen	2011 (vor Umsetzung Anergienetz): 9'600 t/a bzw. 55 kg/(m <sup>2</sup> a) 2017: 5'950 t/a bzw. 41 kg/(m <sup>2</sup> a) 2050 (Endausbau): < 1'000 t/a bzw. 4,7 kg/(m <sup>2</sup> a)  Angaben vom PE-Verbrauch und THG-Emissionen ohne Berücksichtigung der Rechenzentren.

### Monitoring

Monitoring	detailliertes Energiemonitoring der Wärmebezüger (Wärmepumpen bis und mit Wärmeverteilung in die Häuser), Kältebezüger (bzw. Wärmelieferanten), Erdspeicher, Anergienetz Total werden über 1'800 Datenpunkte (Volumenströme, Druckverluste, Temperaturen, ...) mit Minutenwerten ausgewertet (Stand 2017)
------------	--

<sup>2</sup> Primärenergiefaktoren nach SIA 380, Strom CH-Verbrauchermix, Abwärme: 0

<sup>3</sup> Reduktion des Primärenergiebedarfs durch Kombination der Reduktion des Energiebedarfs durch Erneuerungen und Ersatzneubauten und Realisierung des Anergienetzes

<sup>4</sup> Annahme einer konstanten Energiebezugsfläche von 185'000 m<sup>2</sup>

## 2 Ausgangslage / Zielsetzung

Die Familienheim-Genossenschaft Zürich (FGZ) ist mit ihren rund 2'200 Wohnobjekten und 5'500 Bewohnerinnen und Bewohnern die grösste zusammenhängende Wohnbaugenossenschaft in der Stadt Zürich. Die totale Energiebezugsfläche beträgt 185'000 m<sup>2</sup> (Stand 2011) und der Wärmebedarf für Raumheizung und Warmwasser beträgt 35 GWh/a.

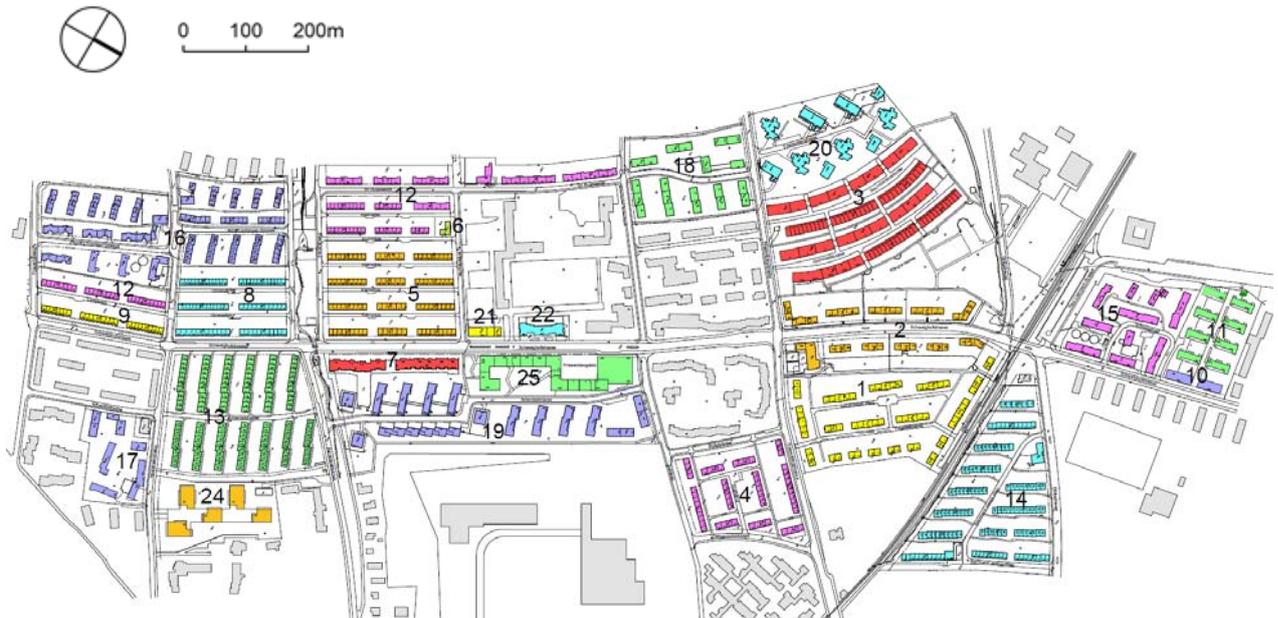


Abbildung 1: Übersichtsplan Wohnüberbauung Familienheim-Genossenschaft Zürich

Bis anhin wurde die Wärme für Heizung und Warmwasser mit fossilen Brennstoffen durch Öl- und Gasheizungen zentral in neun Heizanlagen erzeugt und jeweils über ein Wärmenetz an die einzelnen Wohnobjekte verteilt. Die Generalversammlung der FGZ beschloss im Februar 2011 die Öl- und Gasheizungen schrittweise durch Wärmepumpen zu ersetzen und ein Anergienetz für die Nutzung der vorhandenen Abwärme aus zwei grossen Rechenzentren zu erstellen. Das Hauptziel des neuen Wärmerversorgungskonzepts ist es, die derzeitigen fossilen Energieträger Öl und Gas so weit wie möglich durch die Nutzung der ortsgebundenen Abwärme zu ersetzen und den Primärenergiebedarf markant zu senken.

Für eine zweckmässige Umsetzung der neuen Wärmeversorgung wurde diese auf das genossenschaftliche Bauleitbild und den Entwicklungsplan abgestimmt. Die Umsetzung des Anergienetzes erfolgt entsprechend etappenweise unter Berücksichtigung des Erneuerungszyklus der Bestandsbauten:

- Der Energiebedarf der FGZ soll bis zum Jahre 2050 von jährlich 35 GWh auf 13 GWh gesenkt werden. Diese Senkung des Energiebedarfs ergibt sich durch Verbesserungen bei Erneuerungen und vor allem durch gut gedämmte effiziente Ersatzneubauten, wie sie im FGZ-Bauleitbild und in der FGZ-Zyklusplanung vorgesehen sind.

- Von den 13 GWh, die im Jahre 2050 noch verbleiben, sollten 90 % durch die Abwärme mittels Wärmepumpen und noch ca. 10 % durch fossile Energieträger gedeckt werden (Spitzenabdeckung).
- Bei Ersatzneubauten werden PV-Anlagen für die Stromproduktion realisiert.
- Durch die Reduktion des Energiebedarfs und die massive Senkung des Öl- und Gasverbrauchs werden der Primärenergiebedarf um ca. 65 % und die Treibhausgasemissionen um ca. 90 % reduziert.

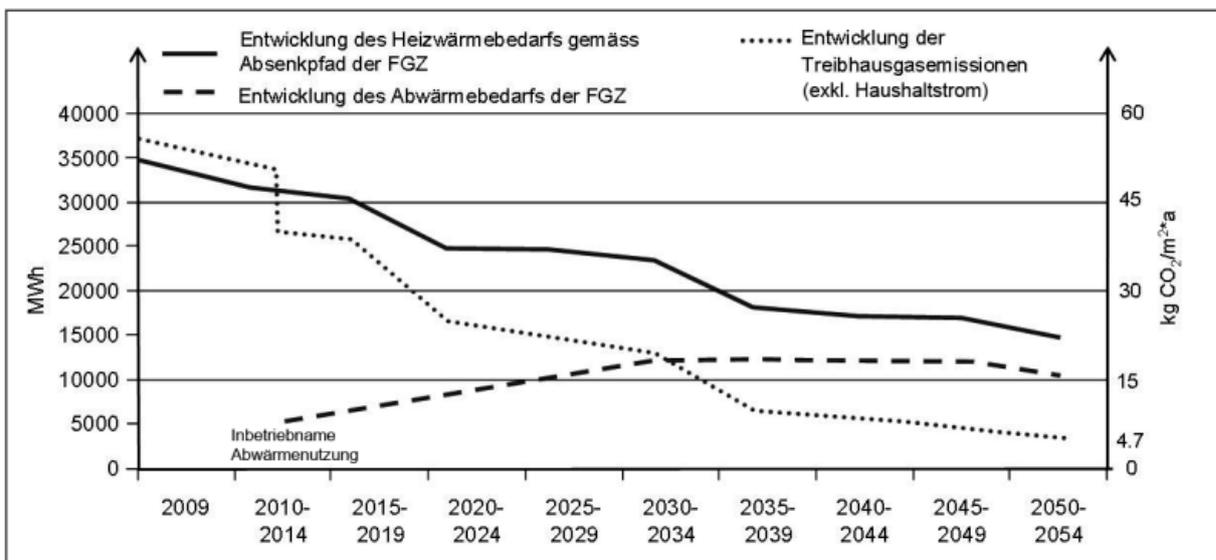


Abbildung 2: Absenkpfad Familienheim-Genossenschaft Zürich

### 3 Projektorganisation

Die Familienheim-Genossenschaft Zürich ist sowohl Investor als auch Betreiber des Anergienetzes. Die Planung erfolgt durch Amstein+Walthert AG (A+W) in Form eines Generalplanermandats. Alle Spezialisten (bspw. Tiefbauingenieur, Geologen) sind Subplaner von A+W. Seit 01.01.2017 übernahm anex Ingenieure AG die Gesamtleitung im Auftrag von A+W. Damit hat die Bauherrschaft eine Ansprechperson. Teilprojekte (Anergieleitungen, Energiezentralen, Erdwärmesonden etc.) werden ausgeschrieben und an unterschiedliche Unternehmen vergeben.

### 4 Vorgehen

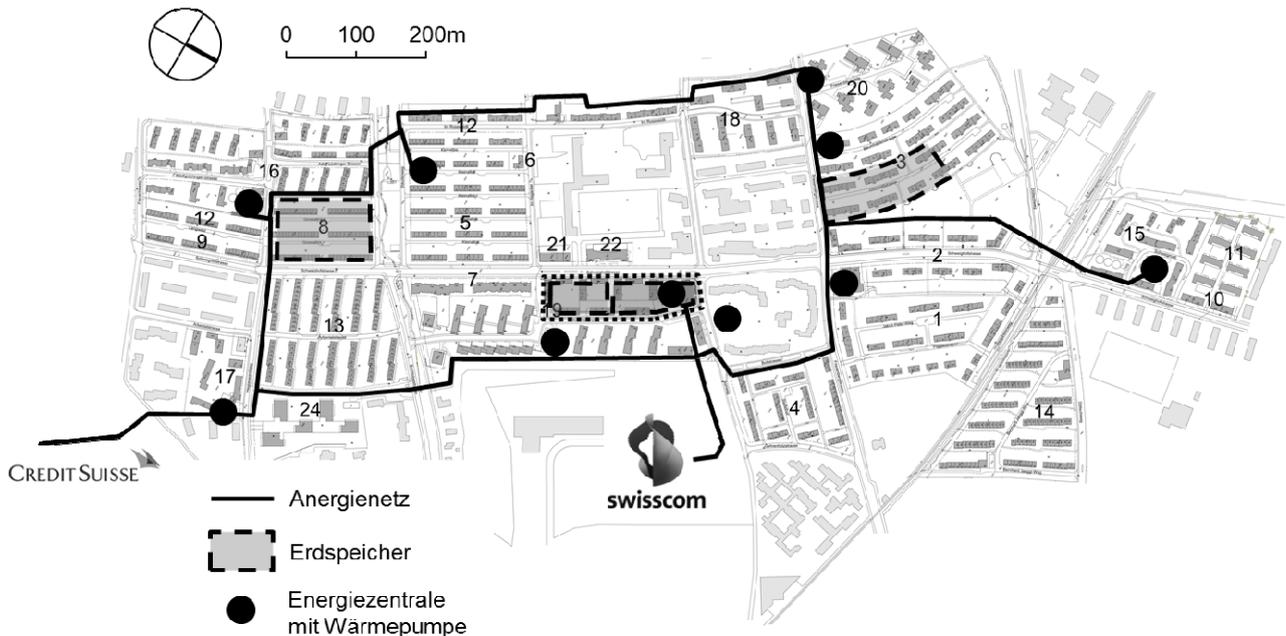
#### 4.1 Planung

Für die Findung eines neuen Energiekonzepts setzte die Familienheim-Genossenschaft Zürich eine Energiekommission bestehend aus Mitgliedern des Vorstands, der Baukommission und

externer Experten ein. Im Jahr 2010 wurden anhand einer Machbarkeitsstudie unterschiedliche Energiekonzepte für die künftige Wärmeversorgung der FGZ geprüft. Als Ersatz für die fossilen Heizungen wurden Holzheizungen, Solaranlagen, BHKWs und ein Anschluss an die Tiefengeothermie-Anlage beim Triemli, die sich damals im Bau befand, geprüft. Die Tiefengeothermie-Anlage konnte allerdings nicht erfolgreich abgeschlossen werden. Diese Variante wurde entsprechend nicht weiterverfolgt.

Eine Nutzwertanalyse ergab, dass sich die Nutzung der vorhandenen Abwärme mittels Anergienetz den Anforderungen an das neue Energiekonzept der FGZ am besten entspricht. Entscheidend war die relativ hohe Energiedichte (Wärmebedarf im Areal), der Standort der Liegenschaften in unmittelbarer Nähe zu den Wärmelieferanten sowie die Möglichkeit für die Erstellung von Erdwärmesonden auf ca. der Hälfte des Areals. Das RZ wird mit 16/24°C gekühlt somit liegt das Temperaturniveau des Anergienetzes in diesem Bereich und keine Exergie wird vernichtet.

Die FGZ vergab daraufhin ein konkretes Bauprojekt mit Kostenvoranschlag für den Bau des



Anergienetzes, welches im Februar 2011 durch die Generalversammlung verabschiedet wurde.

Abbildung 3: Übersicht Anergienetz Friesenberg (Endausbau Stand 2050)

Das Anergienetz Friesenberg besteht aus den folgenden Teilobjekten (Endausbau im Jahr 2050):

- Anergienetz mit einer Hauptleitung von ca. 3 Trassen-Kilometer (Warm- und Kaltleiter)
- Drei Erdspeicher mit total ca. 450 Erdwärmesonden à 250 m Tiefe
- Einbindung von zwei grossen Rechenzentren mit total ca. 4,5 MW Wärmeleistung
- Energiezentralen mit einer totalen Wärmeleistung von ca. 10 MW

Da die Abwärme im Winter grösstenteils bereits durch die Abwärmelieferanten selbst genutzt wird, basiert das Anergienetz der FGZ vor allem auf der Nutzung von Sommerabwärme. Die ausgekühlten Erdspeicher kühlen in den Sommermonaten die Rechenzentren und werden bis im Herbst mit Abwärme aufgeladen. Damit profitieren sowohl die FGZ von Abwärme als auch die Wärmelieferanten durch den Bezug von Kälte aus dem Anergienetz.

Das Anergienetz wurde so dimensioniert, dass neben den FGZ-eigenen Bauten weitere Siedlungen angeschlossen werden können.

## 4.2 Realisierung

Eine spezielle Herausforderung stellte der Bau der erdverlegten Anergieleitungen im städtischen Gebiet dar. Bei der Realisierung des Anergienetzes wurde darauf geachtet, dass möglichst alle Bauwerke auf FGZ eigenem Grund errichtet werden. Die Rohrleitungen wurden entsprechend grösstenteils auf der Parzelle im Bereich zwischen der Strasse und der Baulinie erstellt. Nur wo nötig wurden die Leitungen im öffentlichen Grund (bspw. Querungen von Strassen) erstellt. Bei der Durchleitung auf privaten Fremdgrundstücken wurden Dienstbarkeitsverträge abgeschlossen.

Für die Realisierung des Anergienetzes wurden möglichst viele Synergien mit anderen Projekten gesucht. Das hatte zur Folge, dass einerseits Rücksicht auf den Ablauf unterschiedlicher Bauprojekte genommen werden musste und sich die Realisierung terminlich eher verzögerte. Beispielsweise wurden beide Erdspeicher in den Baugruben von Ersatzneubauten erstellt. Andererseits konnten unterschiedliche Synergien, wie Bohrplanung oder Instandsetzungsarbeiten genutzt werden konnten.

Wirtschaftlich relevant sind vor allem die Energiezentralen mit den Wärmepumpen. Aufgrund der kürzeren Abschreibungsdauer im Vergleich zu anderen Systemkomponenten wie den erdverlegten Leitungen und den Erdspeichern, fallen diese stärker ins Gewicht.

Ebenfalls ausschlaggebend für die Wirtschaftlichkeit ist die Effizienz des Gesamtsystems. Die Wärmepumpen und Kälteanlagen müssen auf die Eigenschaften der Bezüger ausgelegt sein. Dazu gehören die Anpassung der Systemtemperaturen der Wärme- und Kälteabgabesysteme oder die Kaskadennutzung (Einsatz des Rücklaufs von Bestandsbauten als Vorlauf für Neubauten).

## 4.3 Betrieb

Das Anergienetz Friesenberg ist seit Herbst 2014 in Betrieb und wird stetig weiter ausgebaut. Es werden sowohl Bestandsbauten als auch Neubauten ans Netz angeschlossen. Die Folge ist eine beschleunigte Absenkung des Primärenergiebedarfs und der Treibhausgasemissionen im Vergleich zur Erneuerung des Gebäudeparks.

Die ersten 2,5 Jahre Betriebserfahrung zeigen, dass das Konzept Anergienetz funktioniert. Die Anergienetztemperatur schwankt saisonal zwischen 8 °C und 28 °C (Warmleiter) (Siehe Abbildung 4), wobei die angeforderte Leistung gedeckt werden kann. Die dezentrale Spitzenabdeckung

kommt an kalten Wintertagen zum Zug und macht über das Jahr gesehen weniger als 5 % des Energiebedarfs aus.

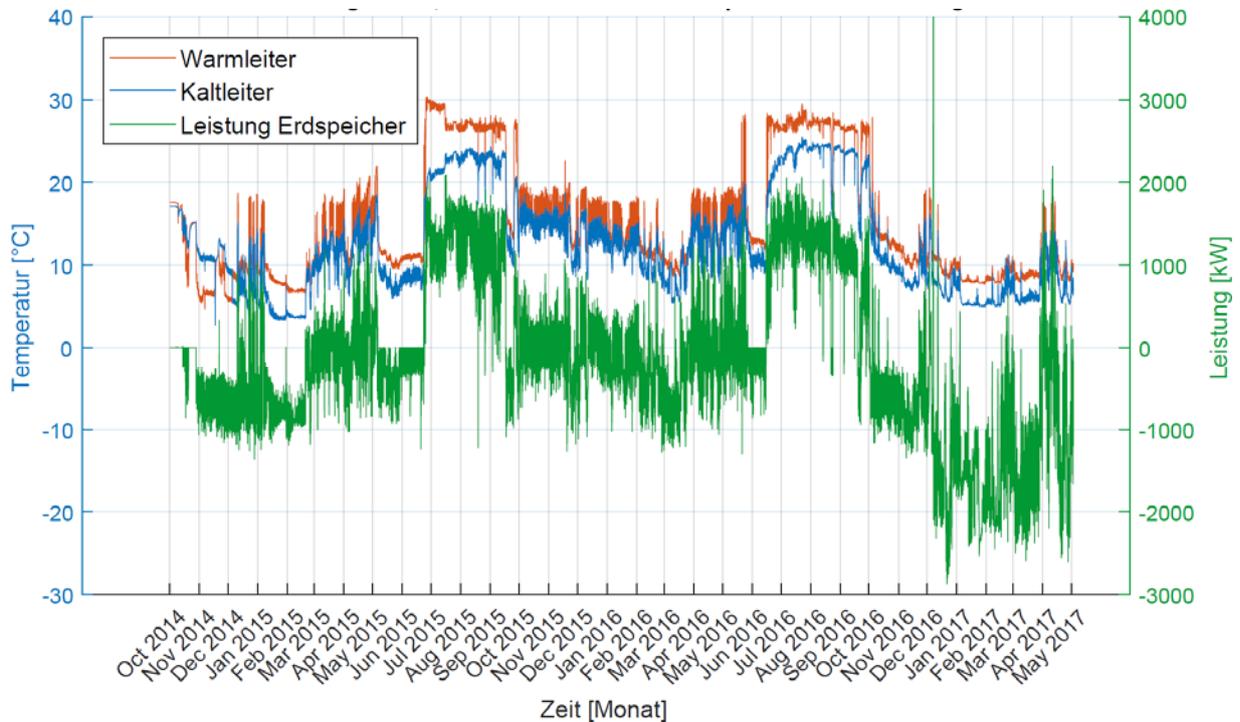
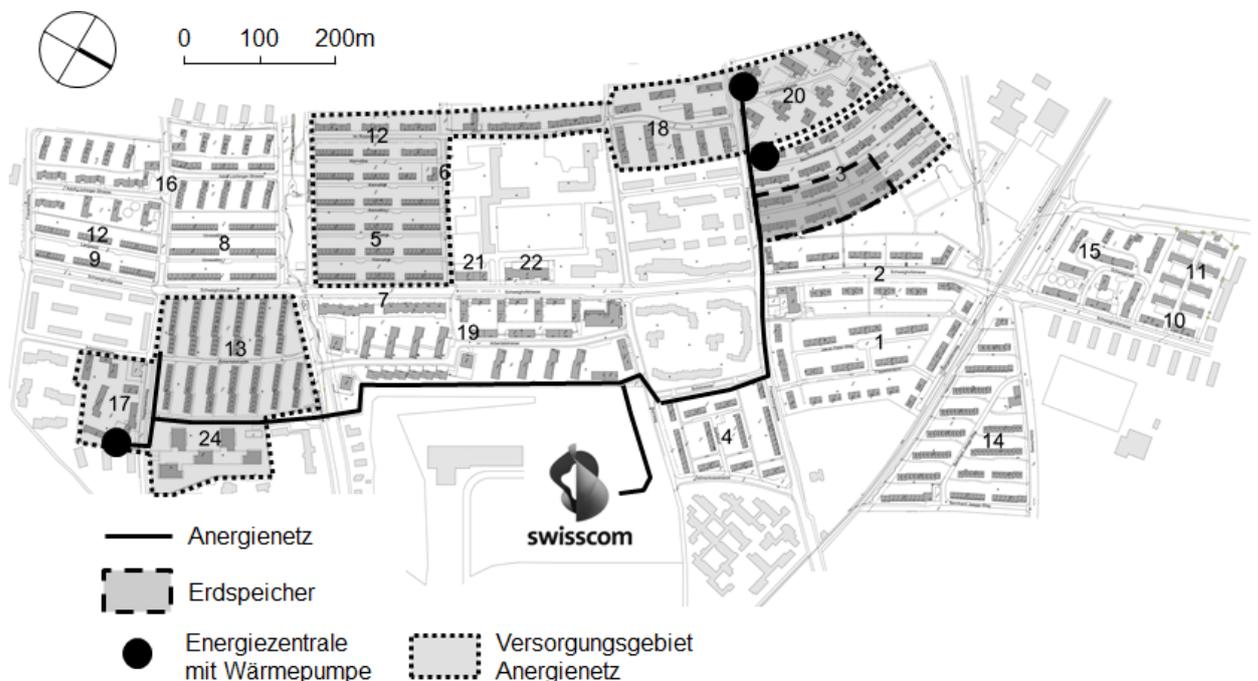


Abbildung 4: Temperaturverlauf im Anergienetz während den ersten 2.5 Betriebsjahren

Die Jahresarbeitszahl (Wärmepumpe inkl. Verdampfer- und Kondensatorpumpen) des ersten Bauabschnitts liegt bei 4,1, wobei ca. 90 % der angeschlossenen Wärmebezügler Bestandsbauten mit einer Vorlauftemperatur von über 65 °C sind. Der Anteil fossiler Energieträger, der dezentral an kalten Wintertagen nötig ist, macht über das Jahr gesehen einen Anteil von ca. 4 % aus. In den weiteren Ausbaustufen werden vermehrt Neubauten angeschlossen, die die Jahresarbeitszahl des Gesamtverbunds anheben und den Anteil fossiler Energieträger für die Spitzenabdeckung weiter



senken.

Abbildung 5: Versorgungsgebiet Stand 2017

Das Anergienetz weist durch die Vernetzung ein grösseres Effizienzpotential auf als einzeln isoliert betrachtete Anlagen. Entsprechend viele 'Stellschrauben' sind für die Betriebsoptimierung vorhanden.

Ausschlaggebend für die Nutzung des Optimierungspotentials ist ein übergeordnetes Leitsystem. Zusammenhänge zwischen unterschiedlichen Nutzungen bei unterschiedlichen Betriebszuständen können damit analysiert und optimiert werden. Im Anergienetz Friesenberg sind mittlerweile über 1'800 Datenpunkte aufgeschaltet, die im Minutentakt aufgezeichnet werden. Die Auswertungen der Messungen ermöglichen ein detailliertes Energiecontrolling und Monitoring, das sowohl für die Überwachung der Anlagen mittels Trendanalysen als auch Rückschlüsse auf die Hydraulik ermöglichen.

Ein Lastmanagement ist eingerichtet. Ziel ist es, die Gleichzeitigkeit der Wärmeleistung herabzusetzen, damit eine gleichmässiger Belastung der Erdspeicher möglich wird. Das Lastmanagement kam aufgrund der noch relativ geringen Anschlussleistung im Vergleich zum Endausbau noch nicht zum Zug.

Für die Bewohner hat die Umstellung von fossilen Heizungen auf den Anschluss an das Anergienetz keine spürbaren Auswirkungen. Die Akzeptanz bei den Genossenschaftlern ist entsprechend hoch.

## 5 Erkenntnisse

### **Ausgeglichene Wärme- und Kältebilanz**

Der Schlüssel zum erfolgreichen Betrieb des Anergienetzes Friesenberg ist die ausgeglichene Wärme- und Kältebilanz. Jährlich wird gleich viel Energie eingetragen, wie dem System entnommen wird. Durch die Einbindung der beiden Rechenzentren besteht langfristig ein Überschuss an Wärme im System. Diese muss künftig wie bis anhin über die Rückkühlanlagen der Rechenzentren an die Umgebung abgegeben werden.

### **Kostenoptimierung durch Lastmanagement**

Systembedingt sind die Kapitalkosten des Anergienetzes relativ hoch. Ca. 25% der Gesamtinvestition macht der Leitungsbau aus. Die möglichst knappe Auslegung der Leitungen wird deshalb angestrebt. Um Druckschwankungen, die durch hohe Volumenströme verursacht werden können, vorzubeugen, wurde ein Lastmanagement etabliert. Das Lastmanagement ist eine virtuelle Einrichtung, die über das übergeordnete Leitsystem gesteuert wird. Kurzfristige Leistungsspitzen werden durch die Sperrung und Freigabe einzelner Bezüger geglättet.

### **Übergeordnetes Leitsystem**

Die Umsetzung des Lastmanagements und weiterer Optimierungsmassnahmen setzt die Etablierung eines übergeordneten Leitsystems voraus. Interessant in diesem Zusammenhang ist die Einführung eines 'Model Predictive Control Systems': Aus dem Monitoring gewonnene Erkenntnisse können in Regelstrategien umgesetzt werden. So weit ist die Steuerung des Anergienetzes Friesenberg zwar noch nicht, könnte künftig aber über das Leitsystem umgesetzt werden.

### **Monitoring / Betriebsoptimierung**

Die Möglichkeiten für die Betriebsoptimierung, die durch die Vernetzung gegeben sind, sind entsprechend vielfältig. Das Monitoring sollte über die reine Überwachung der Regelorgane hinausführen. Wichtig bei den Anergienetzen ist auch die saisonale und jahresübergreifende Überprüfung des Betriebs. Wenn über die Sommermonate zu wenig Wärme eingetragen wurde, kann bereits frühzeitig reagiert werden indem die dezentralen Spitzenabdeckungen früher einsetzen (Anpassung des Bivalenzpunkts). Hierfür ist natürlich wiederum die Kenntnis über den prognostizierten Wärmebezug nötig, der anhand des Betriebsmonitorings festgestellt werden kann.

Rapport, 21 août 2017

# Programme „réseaux thermiques“

Étude de cas,  
CAD La Tour-de-Peilz

**Auteurs**

Iris Mende, Spécialiste Communication & Affaires publiques, Groupe E SA

Sylvain Baumann, Responsable gestion de projets, Groupe E Celsius SA

Lionel Jordan, Ingénieur chef de projets, Groupe E Celsius SA

**La présente étude a été élaborée pour le compte de SuisseEnergie.  
La responsabilité du contenu incombe exclusivement aux auteurs.**

**Adresse**

SuisseEnergie, Office fédéral de l'énergie OFEN  
Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen. Adresse postale : 3003 Berne  
Infoline 0848 444 444, [www.suisseenergie.ch/conseil](http://www.suisseenergie.ch/conseil)  
[energieschweiz@bfe.admin.ch](mailto:energieschweiz@bfe.admin.ch), [www.suisseenergie.ch](http://www.suisseenergie.ch)

<b>1</b>	<b>Fiche descriptive</b> .....	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Contexte / objectifs</b> .....	<b>7</b>
<b>3</b>	<b>Organisation du projet</b> .....	<b>7</b>
<b>4</b>	<b>Procédure</b> .....	<b>8</b>
4.1	Planification .....	8
4.2	Réalisation .....	10
4.3	Exploitation.....	11
<b>5</b>	<b>Conclusion</b> .....	<b>11</b>

# 1 Fiche descriptive

## Informations générales

Nom du projet	CAD La Tour-de-Peilz
Lieu	La Maladaire, 1814 La Tour-de-Peilz
Investisseur	Groupe E SA
Maître d'ouvrage	Groupe E Celsius SA
Exploitant	Groupe E Celsius SA
Année de construction	Début des travaux mars 2013. Achèvement des travaux octobre 2015
Type de réseau thermique	Réseau de froid ( $15^{\circ}\text{C} < T_{\text{Réseau}} \leq 5^{\circ}\text{C}$ )
Description du projet	La station de pompage, située sur la plage de la Maladaire, récupère l'eau du lac dans un bassin. Grâce à des échangeurs de chaleur, cette eau cède 3 degrés au circuit de distribution reliant la station de pompage aux bâtiments alimentés. Chaque bâtiment dispose de sa propre pompe à chaleur. Ce réseau s'étend sur la partie nord de la ville et devrait s'étendre sur toute la commune dans les années à venir.

## Domaine d'approvisionnement

Utilisation	Habitations (villas, bâtiments administratifs, ...)
Personnes raccordées	14 bâtiments en service et 10 prochainement mis en service
Construction	Existante, années 2015
Besoin en énergie utile	
Énergie vendue en 2016	812'337 KWh/a
Puissance installée	10 MW potentiel de 30 MW
Besoin en énergie de refroidissement	Pour l'instant, aucun besoin en froid.
Niveau de température	
ECS	55-60°C
Chauffage	55-60°C
Refroidissement	5-15°C

## Production d'énergie

### Système de production de chaleur bâtiment

Type de pompe à chaleur	Pompes à chaleur fournies par la société CTA
Système pompe à chaleur	décentralisé
Puissance pompe à chaleur	de 10 kW à 500 kW puissance thermique installée pour chauffage et ECS
Source de chaleur	eau du lac
Préparation ECS	décentralisé

### Système de production de chaleur réseau

Rendement des PAC	$COP_{PAC}$ entre 3.5 et 4
-------------------	----------------------------

### Système de freecooling

Système de refroidissement (ruban)	refroidissement par eau du lac
Rendement du système de froid	Pas de besoin en froid pour l'instant.

## Stockage thermique

Aucun

## Distribution

Typologie	boucle
Longueur	2 x 4,1 km
Diamètre	bras principal entre 700 mm et 400 mm
Matériel de conduite	fonte - béton
Caractéristiques d'isolation	Aucune isolation
Structure du réseau	unidirectionnel
Nombre de conduites	2 conduites
Températures dans le réseau	
Conducteur thermique chaud	max. 20°C, min 2°C

**Critères économiques**

Investissement total	32 Mio. CHF
Conduite	5.5 Mio. CHF
Production de distribution	2.5 Mio. CHF
centrale	5.7 Mio. CHF
sous-station - distribution	23 Mio. CHF
Coût de l'énergie	19.8 cts/kWh
Partenaires / Prestataires	Sollertia – Planair - Conti – JDH
Annuité	0.064
Durée de vie	
Conduites	50 a
Production de chaleur	25 a
Réduction des émissions de gaz à effet de serre	- 10'000 t/a

**Monitoring**

Monitoring	existant
------------	----------

## 2 Contexte / objectifs

En Suisse, le chauffage des bâtiments représente entre 40 et 45 % de la consommation énergétique du pays. En hiver, sa contribution représente jusqu'à 60% de la consommation. Pour diminuer cet impact, il est important d'agir tant sur la qualité énergétique des bâtiments que sur l'efficacité des systèmes de conversion d'énergie et l'intégration des sources d'énergies renouvelables. Parmi les solutions qui devraient prendre leur essor, la valorisation thermique de l'eau du lac (ressource renouvelable) à des fins de chauffage et de rafraîchissement représente une alternative très intéressante aux technologies conventionnelles. Les expériences menées à ce jour en Suisse ont permis de démontrer la maturité de cette technologie qui se révèle être particulièrement pertinente dans le canton de Vaud en raison de la densité du tissu urbain en bordure des lacs.

L'élément déclencheur du projet a été le besoin en chaleur du promoteur JDH Immo pour les nouveaux bâtiments du quartier En Sully. La proximité avec le lac a très vite débouché sur une étude de faisabilité avec la production de chaleur couplée avec le pompage d'eau du lac.

L'étude de faisabilité a démontré la viabilité du projet, cependant à condition de pouvoir raccorder le plus de preneurs de chaleur possibles sur la commune. C'est ainsi qu'il a été décidé de prolonger le réseau jusqu'aux bâtiments du centre de la commune de la Tour-de-Peilz.

La typologie du quartier était une zone urbaine qui était destiné à construire un nouveau quartier. L'utilisation principale du chauffage à distance de la Tour-de-Peilz est de chauffer les bâtiments mais il est aussi possible de les refroidir. Les utilisateurs sont nombreux que ce soit des habitations, des villas ou encore des entreprises ou bâtiments publics tous y trouvent leur contribution (voir plan en annexe).

## 3 Organisation du projet

Le projet a été initié par Groupe E en 2011 après des discussions avec le promoteur immobilier JDH Immo qui cherchait une solution de chauffage pour le projet de construction En Sully. Grâce à son esprit pionnier, la société a pu lui proposer une solution innovante parfaitement adaptée au lieu et aux besoins des clients. Le maître d'ouvrage est Groupe E Celsius. La commune n'est pas financièrement partenaire du projet mais met à disposition la surface sur laquelle est construite la centrale de pompage.

Pour la conception et l'exécution du projet, Groupe E Celsius a sollicité les bureaux d'ingénieurs Sollertia, PLANAIR et Conti & Associés. Yerly Installations SA et CTA Services SA ont réalisé les installations sanitaires et les pompes à chaleur dans les bâtiments alimentés. L'entreprise Sollertia SA a réalisé toute la partie génie civil.

Groupe E Celsius a loué les terrains de la commune de La Tour-de-Peilz pour la construction de la station de pompage et le passage des conduites. La pose de conduites dans les terrains de privés

a été réglée par le biais de servitudes. Le Service de l'environnement a quant à lui soutenu le projet en octroyant une subvention.

Groupe E Celsius est aujourd'hui le seul propriétaire et exploitant de la centrale et du réseau de chauffage à distance.

La population a été impliquée tout au long du projet par diverses mesures de communication, notamment des informations aux médias locaux et une journée portes ouvertes après la mise en service de l'installation. Il y a également eu deux séances d'information pour les personnes habitant à proximité des conduites.

## 4 Procédure

### 4.1 Planification

Groupe E Celsius a proposé ce projet de chauffage à distance basé sur le pompage de l'eau du lac Léman car cette solution présentait de nombreux avantages tant d'un point de vue économique que d'un point de vue énergétique et environnemental.

Une étude réalisée en collaboration avec l'EPFL a permis de concrétiser le projet au niveau de la solution technique choisie. Pour évaluer la performance énergétique du système de conversion d'énergie, l'EPFL a évalué les éléments suivants :

- Définition de la demande
- Calcul des performances annuelles
- Description des solutions de conversion d'énergie
- Calcul des indicateurs de performance

Groupe E Celsius a fourni des données à l'EPFL sous la forme d'informations géographiques et de descriptions de bâtiments. En outre, le SEVEN<sup>1</sup> a complété les données fournies par des informations concernant la qualité de la source de chaleur (eau du lac). Ces informations ainsi que les hypothèses de calculs préliminaires ont été soumis à une revue critique.

La solution proposée a été comparée à d'autres scénarios, à savoir :

- Chaudière à gaz naturel, Cette situation a représenté la situation de référence
- Couplage chaleur-force à gaz naturel,
- Couplage chaleur-force à bois,
- Chaudière à bois,
- Pompe à chaleur, niveau de température : basse (hpl;  $\leq 60^{\circ}$  C) et haute (hph ;  $\leq 74^{\circ}$  C),
- Couplage chaleur-force à gaz et pompe à chaleur, niveau de température : basse (hpl;  $\leq 60^{\circ}$  C),
- Chaudière à gaz (gas boiler) et pompe à chaleur, niveau de température: basse (hpl;  $\leq 60^{\circ}$  C),
- Couplage chaleur-force à bois et pompe à chaleur, niveau de température : basse (hpl;  $\leq 60^{\circ}$  C),
- Chaudière à bois et pompe à chaleur, niveau de température : basse (hpl;  $\leq 60^{\circ}$  C).

Grâce à son analyse, l'EPFL est arrivée à la conclusion que la variante proposée par Groupe E Celsius (pompage de l'eau du lac avec pompes à chaleur individuelles dans les bâtiments) présentait la solution la plus économique afin d'alimenter plusieurs zones. Elle a recommandé la

---

<sup>1</sup> Service de l'environnement et de l'énergie

solution proposée avec des pompes à chaleur car il s'agissait de la variante la plus économique afin d'alimenter plusieurs zones.

Ce chauffage à distance fonctionne grâce à une technologie combinant pompage, réseau d'eau et pompes à chaleur, qui permet de récupérer l'énergie de l'eau du lac Léman. Cette dernière est captée à 500 mètres du bord du lac et à 70 mètres de profondeur, là où la température est stable. Entrant dans le circuit de pompage à six degrés, elle cède trois degrés à un circuit de distribution reliant la station aux bâtiments raccordés. Le processus de compression et de détente, se déroulant à l'intérieur de pompes à chaleur à haute performance installées chez les consommateurs, permet de valoriser l'énergie puisée dans le lac pour assurer le chauffage et la production d'eau chaude sanitaire.

### **Le captage d'eau du lac**

L'eau du lac est captée à 500 m du bord du lac et 70 m de profondeur à l'aide d'une crépine et une conduite de diamètre 800 mm. L'eau captée est remplie par l'effet gravitaire d'une fosse qui se situe dans la station de pompage et distribution au bord du lac. L'eau du lac à 7 °C cède sa chaleur à l'échangeur de chaleur situé dans cette station, pour revenir dans le lac à une température d'environ 4 °C.

### **Réseau d'eau de distribution**

Le réseau d'eau de distribution est l'interface entre l'eau du lac et les consommateurs. Ce réseau fermé, récupère l'énergie cédée par l'eau du lac à l'échangeur et part vers chaque sous-stations des bâtiments. À son tour, le réseau d'eau va céder sa chaleur aux pompes à chaleur et revient dans la station de pompage et distribution pour soutirer une nouvelle fois la chaleur à travers l'échangeur de chaleur.

### **Production de chaleur par la pompe à chaleur**

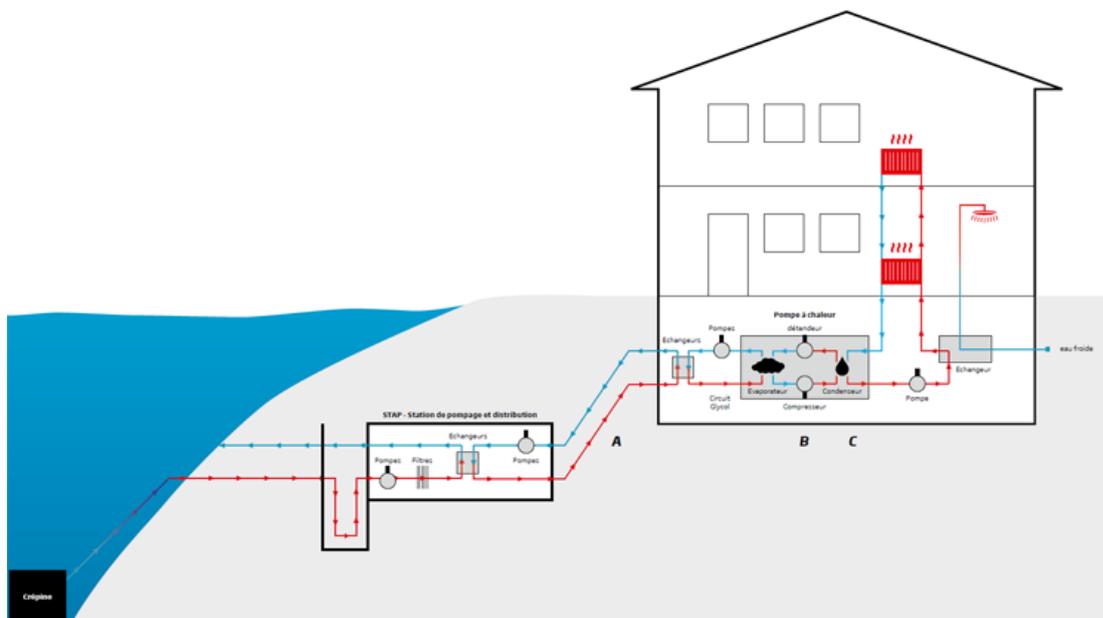
C'est la dernière étape du processus et c'est celle qui permet d'obtenir la chaleur utile pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire (ECS). Ce processus fonctionne avec un cycle frigorifique. L'eau amenée à basse température plus un apport d'électricité en raison de 3 pour 1 va permettre d'obtenir 4 unités de chaleur à haute température (65°C). La formule simplifiée est :

$$3 \times \text{chaleur du lac} + 1 \times \text{électricité} = 4 \times \text{Chaleur utile}$$

En fonction de la puissance que les clients ont besoin, une pompe à chaleur fonctionnant en série ou en parallèle sera installée. Plus le besoin en puissance est grand, plus la pompe à chaleur en série conviendra le mieux.

La température nécessaire pour le chauffage peut varier entre 35°C pour les nouvelles constructions et 65°C pour les bâtiments existants. Cette variation va dicter la performance de la pompe à chaleur, c'est pourquoi des accumulateurs sont placés dans les bâtiments pour lisser cette variation de demande. De plus un réglage et équilibrage des installations secondaires permettent une optimisation du fonctionnement des installations et des économies substantielles d'énergie.

### Schéma de principe



- A) La chaleur de l'environnement provenant de l'eau est amenée à l'évaporateur de la PAC.
- B) Le fluide circulant dans la PAC se transforme en gaz. Dans le compresseur, le gaz est comprimé ce qui engendre une augmentation de sa température.
- C) Dans le condenseur, le gaz chaud transmet finalement sa chaleur au système de circulation d'eau de l'installation de chauffage. La pression retombe dans la soupape de détente et le processus peut recommencer depuis le début.

## 4.2 Réalisation

La réalisation du projet a débuté en 2013. Techniquement, le principal défi était de construire une centrale sur un lac. La construction de la station de pompage et du réseau de distribution a nécessité des travaux lourds. Le besoin de place dans le local technique pour l'installation de la pompe à chaleur et de ses accessoires était conséquent.

Le chantier a pris un retard considérable en raison des difficultés liées à la construction de la centrale, spécialement à la creuse en dessous du niveau du lac.

Groupe E Celsius est la première entreprise en Suisse à effectuer un travail de cette technique et envergure, c'était donc un projet très intéressant et innovant. Du côté économique, les coûts pour la construction de la centrale ainsi que les travaux de fouille ont été sous-estimés et le budget initial a été dépassé. (détails chiffre ci-dessus)

La population de la Tour-de-Peilz a généralement bien accepté le projet en raison de son caractère innovant. Groupe E Celsius a pris des mesures afin d'informer régulièrement la population, par exemple en informant les médias locaux, en faisant des séances d'information pour les conventions de passage et en organisant des journées portes ouvertes après la mise en service de l'installation.

Toutefois, il a suscité deux oppositions ; une d'un ancien conseiller communal à La Tour-de-Peilz qui a pour habitude de s'opposer par principe et une par la commission des rives du lac de l'Etat de Vaud qui visait plutôt un débat indépendant au projet. Ces oppositions ont été en un second temps levées sans peine. En outre, il y a eu un recours sur l'adjudication des équipements du réseau de distribution ainsi qu'un changement de tracé du réseau de distribution selon exigence de la commune.

Groupe E Celsius étant une entreprise fribourgeoise, sa présence en terre vaudoise a gêné Romande Energie ainsi qu'Holdigaz pour des raisons de concurrence.

### 4.3 Exploitation

L'inauguration de la centrale s'est déroulée en septembre 2016. Au total, Groupe E Celsius a raccordé environ 20 clients. Le réseau s'étend et continuera de s'étendre.

Un monitoring des flux pour l'électricité et les circuits hydrauliques existent. L'optimisation de l'exploitation basée sur le monitoring a été faite par le département exploitation de Groupe E Celsius en collaboration avec son partenaire Groupe E Entretec. Aucun problème propre à l'exploitation n'a été rencontré. L'efficacité de l'installation est très bonne, mais le rendement n'est pas optimal en raison du manque de clients finaux. Le coût annuel d'exploitation s'élève à 40'000 CHF ce qui correspond à la prévision de Groupe E Celsius, mais le nombre de clients finaux reste inférieur aux prévisions. Les clients raccordés sont très satisfaits du fonctionnement et de la fiabilité du service, mais le prix de la chaleur est perçu comme trop élevé. En revanche, certains clients trouvent qu'une pompe à chaleur prend beaucoup de place dans leur local technique.

## 5 Conclusion

Le chauffage à distance de La Tour-de-Peilz est un des plus grands projets en Europe valorisant l'énergie thermique de l'eau d'un lac. L'installation combine pompage, réseau d'eau et pompes à chaleur. Chacune des technologies est bien connue et maîtrisée, mais c'est leur mise en commun qui est novatrice et nous permet de faire du chaud avec de l'eau à basse température.

Le chantier a posé de nombreux défis, notamment l'intégration harmonieuse de la station de pompage dans le paysage de la plage de la Maladaire et les travaux de génie civil, notamment la creuse en-dessous du niveau du lac et le forage permettant de passer en-dessous de la route.

Finalement, Groupe E Celsius a pu mettre en service ce nouveau chauffage à distance et est très satisfait de son fonctionnement. Aujourd'hui, le CAD LA-TOUR-DE-PEILZ amène de la chaleur à une vingtaine de bâtiments. Conçu pour s'étendre en fonction des besoins des clients, il pourra, à terme, alimenter plus de 300 bâtiments, soit environ 3'000 ménages ou 7'500 personnes. En fournissant de la chaleur produite à partir d'une source renouvelable, il évitera le rejet de 10'000 tonnes par an de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère.

Bericht, 28. August 2017

# Programm „Thermische Netze“

## Fallbeispiel Anergienetz Visp-West



**energie schweiz**

Unser Engagement: unsere Zukunft.

**Autoren**

Fernando Petrig, LAUBER IWISA, Naters

**Diese Studie wurde im Auftrag von EnergieSchweiz erstellt.  
Für den Inhalt sind alleine die Autoren verantwortlich.**

**Adresse**

EnergieSchweiz, Bundesamt für Energie BFE  
Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen. Postadresse: 3003 Bern  
Infoline 0848 444 444. [www.energieschweiz.ch/beratung](http://www.energieschweiz.ch/beratung)  
[energieschweiz@bfe.admin.ch](mailto:energieschweiz@bfe.admin.ch), [www.energieschweiz.ch](http://www.energieschweiz.ch)

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Steckbrief .....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Ausgangslage / Zielsetzung.....</b>	<b>7</b>
<b>3</b>	<b>Projektorganisation .....</b>	<b>8</b>
<b>4</b>	<b>Vorgehen.....</b>	<b>8</b>
4.1	Planung .....	8
4.2	Realisierung .....	9
4.3	Betrieb .....	10
<b>5</b>	<b>Erkenntnisse.....</b>	<b>10</b>
<b>6</b>	<b>Fazit .....</b>	<b>11</b>
<b>7</b>	<b>Anhang.....</b>	<b>12</b>

# 1 Steckbrief

## Allgemein

Bezeichnung	Anergienetz Visp-West
Standort	3930 Visp
Bauherr/Betreiber	Gemeinde Visp
Baujahr	2007 bis heute (Netz wird laufend erweitert)
Thermische Vernetzungsart	Niedertemperaturnetz – Kühlfähig ( $20^{\circ}\text{C} < T_{\text{Netz}} \leq 0^{\circ}\text{C}$ )
Projektbeschreibung	<p>Aufgrund des damaligen mangels an Baugrund im Raum Visp entschied sich die Gemeinde in Visp-West ein neues attraktives Wohnquartier zu erstellen. Visp ist Energiestadt und wollte demzufolge ein innovatives Energieversorgungskonzept für dieses neuen Quartiers. Darum entschloss die Gemeinde das neue Wohnquartier, in welchem sowohl Einfamilienhäuser als auch ganze Überbauungen und an der Peripherie kleinere Gewerbebetriebe gebaut werden sollten mit einem Anergienetz zu versorgen. Als Primärenergiequelle für die dezentralen Wärmepumpen in den Gebäuden wird die Abwärme des benachbarten Industriewerks Lonza genutzt. Durch die Konzeption des Anergienetzes als geschlossenes Zweileitersystem mit dem alle Gebäude miteinander verbunden sind, kann die allfallende Wärme, die ein Gebäude durch dessen Kühlung im Sommer generiert für die Erzeugung von Warmwasser in anderen Gebäuden genutzt werden. Diese energetische Koppelung war bei der Realisierung des Anergienetzes Visp-West 2008 einzigartig in der Schweiz.</p>

## Versorgungsgebiet

Nutzung	Wohnen (Hauptnutzung), Gewerbe
Fläche (EBF)	16 ha Nutzfläche ( Endausbau )
Ausbau	Neubau
Nutzenergiebedarf	
Heizenergiebedarf	5'825 MWh/a ( Endausbau )
Warmwasserbedarf	2'912 MWh/a ( Endausbau )

Kühlenergiebedarf	3'380 MWh/a ( Endausbau )
Leistungsbedarf ( Nutzenergie )	
Heizleistung	1624 kW ( Stand Herbst 2016 )
Heizleistung	3467 kW ( Endausbau )
Kühlleistung	1218 kW ( Stand Herbst 2016 )
Kühlleistung	2600 kW ( Endausbau )
Temperaturniveau	
Warmwasser	45 – 20 °C ( individuell, je nach Warmwasserkonzept )
Heizung	30 – 55 °C ( individuell, je nach Wärmepumpe )
Kühlung	6 – 16 °C ( individuell, je nach Kühlkonzept )
Steuerung	Heizungen in den Häusern sind automatisch  Das Netz kann voll automatisch oder halb automatisch betrieben werden.

### Energieerzeugung

Wärmeerzeugungssystem	
Wärmepumpentyp	Diverse Wärmepumpen von verschiedenen Herstellern
Wärmepumpenanbindung	Dezentral. Einige Wärmepumpen sind einstufige und andere zweistufige verbaut. Alle Pumpen sind parallel am Netz, da es ein Zweileitersystem ist.
Wärmequelle	Abwärme aus dem Lonzakanal über das Anergienetz
Brauchwarmwasseraufbereitung	zentral/dezentral
Wirkungsgrad des Heizsystems	Wurde für Heizung mit JAZ 4.5, für Warmwasser mit 3.5, im Mittel 4, geplant
Kälteerzeugungssystem	
Kühlungsart	Freecooling
Versorgungssicherheit	
Notheizung	Notheizungscontainer 500 kW

### Verteilung

Typologie	Strahlnetz
Länge	4.2 km ( Stand Herbst 2016 )

Durchmesser	PE DN400 Hauptverteilung ohne Isolation
Leitungsmaterial	Kunststoff
Isolationseigenschaften	Keine Isolation
Netzaufbau	bidirektional, gerichtet
Anzahl Leiter	2-Leiter
Temperaturen im Netz	
Wärmeleiter	max. 18°C, min 8°C
Kälteleiter	min. 4°C, max. 16°C
(Umwälz-)Pumpenstrombedarf	nicht bekannt
Medium	behandeltes Systemwasser

#### **Wirtschaftliche Kriterien (als Betreiber, Planungswerte)**

Investitionen Total	1.260 Mio. CHF
Pumpstation	0.310 Mio. CHF
Leitung	0.685 Mio. CHF
Erschliessung	0.265 Mio. CHF
Wasserpreis über Gesamtkosten	11.8 Rp./m <sup>3</sup>
Energiegestehungspreis	22.9 Rp./kWh
Trägerschaft	Gemeinde Visp
Annuität	8% Pumpstation, 5.8% Leitungsnetz
Lebensdauer	
Leitungen	40 a
Wärmeerzeugung	20 a
Kälteerzeugung	20 a
Treibhausgasemissionen	Reduktion von ~90% gegenüber einer Ölheizung.

#### **Monitoring**

Monitoring	vorhanden
------------	-----------

## 2 Ausgangslage / Zielsetzung

Aufgrund des damaligen mangels an Baugrund im Raum Visp entschied sich die Gemeinde in Visp-West ein neues attraktives Wohnquartier zu erstellen. Auf dem neuen Baugrund waren vereinzelt kleinere landwirtschaftlich oder für Freizeitaktivitäten genutzte Gebäude vorhanden. Nur ganz im Süden standen einige bestehende Wohn- oder kleinere Gewerbegebäude.

So wurde das ca. 20 ha grosse Quartier von der Gemeinde voll erschlossen und ca. 16 ha davon zur Überbauung freigegeben. Visp-West befindet sich, wie der Name schon sagt, im Westen des Zentrums von Visp. Das Quartier ist zwischen 10 und 20 Minuten Fussweg vom Zentrum von Visp entfernt und wird mittlerweile auch von öffentlichen Verkehrsmitteln bedient. Diese Lage macht es als Wohngebiet sehr attraktiv und das Interesse ist bis heute ungebremst, was die Bautätigkeit in diesem Quartier beweist. Das Gelände besteht aus vielen verschiedenen Parzelle. Nicht alle dieser Parzellen sind schon bebaut.

Die Gemeinde Visp ist Energiestadt. Das Ziel der Energieversorgung Visp-West war eine Infrastruktur für die privaten Bauherren bereitzustellen, welche eine Heiz- und Kühlenergieversorgung ohne CO<sub>2</sub>-Ausstoss und aus lokalen Energiequellen erlaubt. Im Sinn einer solidarischen und ganzheitlichen Umsetzung wurde die Infrastruktur mit „Anschlusszwang“ gebaut, d.h. die neuen Gebäude müssen sich an das Anergienetz anschliessen (dito Wasser, Abwasser und Strom).

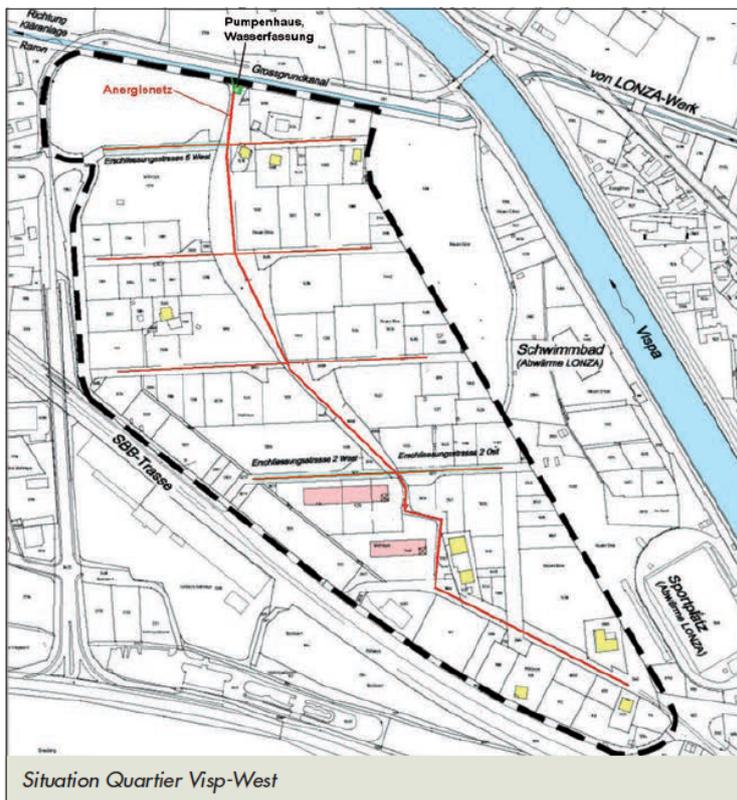


Abbildung 1: Situationsplan des Quartiers in Visp-West noch unbebaut.

## 3 Projektorganisation

Die Gemeinde Visp ist der Bauherr für die Infrastruktur im neuen Quartier. Darum tritt sie auch bis heute als Betreiber auf. Zu dieser ganzheitlichen Infrastruktur ( Strom, Wasser, Abwasser, ITC, Wärme ) gehört auch das Anergienetz. Die einzelnen Parzellen sind bei Bebauung in Privatbesitz bzw. für eine bestimmte Dauer verpachtet ( Burgschaft ).

Während der gesamten Projektierungs- und Ausführungsphase waren unterschiedliche Unternehmen an dem Projekt beteiligt. Die Lauber IWISA AG war und ist für das Konzept und die Planung verantwortlich. Sie begleitet sehr eng die Gemeinde Visp als Netzbetreiber und verantwortet den Betrieb, die Optimierungen und den Unterhalt der Zentrale und des Hauptnetzes. Verschiedenste lokale Heizungsinstallateure führen die Hausanschlüsse und Wärmepumpenheizungen in den Gebäuden ( In-House Arbeiten ) aus. Weiter ist die Firma Aeschmann Automation mit der Automation des Anergienetzes involviert.

## 4 Vorgehen

### 4.1 Planung

Für das Quartier Visp-West soll ein Energieversorgungskonzept erstellt werden. In einer ersten Grobbeurteilung wurden Versorgungsvarianten wie Öl, Gas oder Holz ausgeschlossen. Die Bauherrschaft wünschte eine effiziente Energieversorgung, welche die Umweltwärme (Anergie) nutzt. Die Umweltanalyse hat ergeben, dass im Bereich Visp West die Nutzung von Grundwasser und Abwärme aus dem Grossgrundkanal mögliche Anergiequellen sind. Das Grundwasser wurde gegenüber dem Wasser aus dem Grossgrundkanal als wertvoller beurteilt. Aus diesem Grund hat die Gemeinde Visp, nach Vorschlag der Firma Lauber IWISA AG, entschieden, die Nutzung des Wassers aus dem Grossgrundkanal weiter zu verfolgen und das Quartier Visp-West mit einem Anergienetz zu erschliessen.

Die Gemeinde Visp beschloss, nach Vorschlag der Firma Lauber IWISA AG, das Quartier Visp-West mit einem Anergienetz zu erschliessen. Das Quartier Visp-West liegt in der Nähe des Werksareals der Lonza. Zur Kühlung vieler Anlagen bezieht das Lonzawerk Wasser aus der Rhone und Grundwasser. Dieses Kühlwasser wird nach dem Kühlprozess in spezielle Sammelkanäle geleitet, bevor es wieder der Rhone zugeführt wird. Einer dieser Kanäle grenzt an das Quartier Visp-West. Somit kann dieses Kanalwasser, also die ungenutzte Abwärme, mit einer maximalen Temperatur von 12°C je nach Produktionsprozess der benachbarten Industrie, als primäre Energiequelle genutzt werden. Das Konzept des Anergienetzes sieht vor Wärme aus dem Lonzakanal zu beziehen und diese in einer Technikzentrale über Wärmetauscher an das eigentliche Versorgungsnetz abzugeben. In jedem Gebäude wird dann eine dezentrale Wärmepumpe installiert, welche die Lonzaabwärme nutzt und die Heizenergie auf der gewünschten Temperatur bereitstellt. Das Versorgungsnetz ist ein Zweileiternetz, das alle Gebäude miteinander mit einem Strahlnetz verbindet. Diese energetische Koppelung ermöglicht die Abwärmenutzung der einzelnen Gebäude untereinander. Das bedeutet, dass wenn ein

Gebäude im Sommer gekühlt wird, die abgegebene Wärme in einem anderen Gebäude zur Warmwasserbereitstellung verwendet werden kann.

Das Anergienetz sowie die dazugehörige Technikzentrale sind in Etappen ausbaubar und können die zugebauten Neubauten sowie zum Teil bestehende Gebäude in diesem Quartier sukzessiv versorgen.

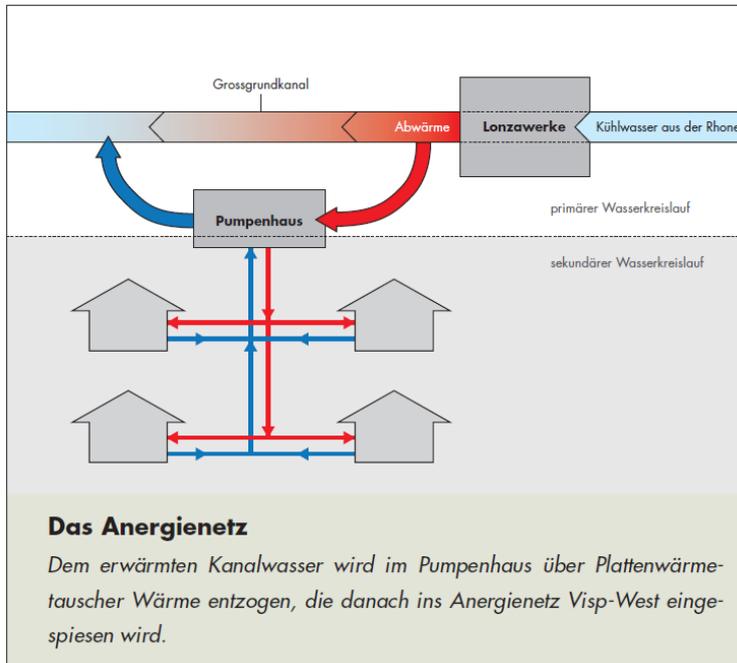


Abbildung 2: Konzept für die Versorgung des Quartiers Visp-West.

Das Netz wurde für die Wärmekapazität des Kanals berücksichtigt. Falls die Temperatur im Kanal unter  $8.3^{\circ}\text{C}$  fällt, schaltet automatisch eine fix installierte Notheizung ein.

## 4.2 Realisierung

Im Quartier Visp-West waren bei Baubeginn des Anergienetzes nur wenige Gebäude bestehend, welche später erneuert und/oder erweitert wurden. Das heisst, der Grossteil der Gebäude sind Neubauten, welche zwingend an das Anergienetz angeschlossen werden müssen, da dies so von der Gemeinde vorgegeben war. Das Quartier Visp-West ist noch immer im Ausbau und es kommen laufend neue Gebäude hinzu. Darum wurde auch das Anergienetz so aufgebaut, damit es laufend erweitert werden kann. Nicht nur das Leitungsnetz sondern auch die Zentrale mit allen technischen Geräten wie Pumpen, Wärmetauscher, Filter etc. sind etappenweise ausbaubar. Mittlerweile sind 55 Gebäude an das Anergienetz angeschlossen und die Technikzentrale ist schon in drei Etappen ausgebaut worden. Rund 2 MW von möglichen 2.6 MW anergieseitig wurden bis heute in der Zentrale installiert ( 77 % Ausbaugrad ) und rund 1.7 MW der möglichen 2.6 MW Bezugsleistung wurden bis heute angeschlossen ( 65 % Ausbaugrad ).

Mit dem Anergienetz Visp-West leistete die Gemeinde sowie auch das planende und ausführende Unternehmen Lauber IWISA AG einen Teil Pionierarbeit. Zum Zeitpunkt der Ausführung waren Anergienetze noch weitgehend unbekannt. Darum gab es bei der Ausführung und dem späteren

Betrieb immer wieder Probleme zu lösen, die noch nicht bekannt waren. Genau diese Probleme waren es aber, die das Wissen und Verständnis zur Planung und zum Betrieb solcher Anergienetze voranbrachten.

### 4.3 Betrieb

Diese Nähe zum Projekt machte es erst möglich viele unvorhergesehene Probleme frühzeitig zu erkennen und zu beheben. Weiter kann dadurch auch der Betrieb nach und nach optimiert werden. Die Zusammenarbeit mit der Gemeinde und den lokalen Heizungsinstallateuren ist sehr wichtig, um einen störungsfreien Betrieb zu garantieren.

Die Zufriedenheit der Anwohner ist dem Betreiber ein essenzielles Anliegen, darum werden Feedbacks von Anwohner immer aufgenommen und mögliche Probleme so schnell wie möglich behoben.

Weiter wurde direkt ein Leitsystem installiert, das einen halb oder vollautomatischen Betrieb der Anlage ermöglicht. Durch dieses Leitsystem wird natürlich auch ein Monitoring der verschiedenen Messwerte gemacht.

## 5 Erkenntnisse

Aufgrund der damaligen Pionierleistung mit dem Bau des Anergienetzes Visp-West wurden bis zum heutigen Tag Erkenntnisse in folgenden Bereichen gewonnen, die bis heute in die Planung und Realisierung neuer Anergienetze einfließen.

- Aufbau der Hausanschlüsse
- Materialien und Armaturen
- Wasserqualität
- Automation und Steuerung
- Geräte und Messtechnik
- Versorgungssicherheit
- Betrieb und Betriebssicherheit
- Ausbau des Netzes und der Zentrale

Es hat sich zum Beispiel herausgestellt, dass PE-Leitungen nicht diffusionsdicht sind. Das Umlaufwasser des Anergienetzes Visp-West wird mit einem speziellen Filter behandelt, um eine Wasserqualität gemäss den SWKI Richtlinien zu garantieren. Die Planung von solchen Netzen kann nicht ausschliesslich auf Grundlagen von traditionellen Hochtemperaturnetzen erfolgen. Bei den Hausanschlüssen sind die Druckschwankungen im Netz zu berücksichtigen, damit die Wärmepumpen einen störungsfreien Betrieb gewährleisten. Und der Wärmeentzug ist zu maximieren, um einen wirtschaftlichen Betrieb sicher zu stellen. Dabei ist der Frostschutz (Cold-spots) bei den Wärmepumpen zu beachten.

## 6 Fazit

Die gerechte Verteilung von Abwärme ist mit einem solchen Projekt möglich. Wenn diese Infrastruktur nicht gebaut worden wäre, wären individuelle Heiz- und Kühllösungen entstanden. Die vorhandene Erdwärme aus Grundwasser würde nicht reichen, um alle Gebäude mit solitären Grundwasserbrunnen zu versorgen. Luftkühler für Wärmepumpenanlagen würden in dicht besiedelten Gebieten zu Konflikten bezüglich Schallimmissionen führen. Folglich ist die gemeinsame Infrastruktur für die Verteilung von Umweltenergie bzw. Abwärme eine wirkungsvolle Lösung, um Wärmepumpen in jedem Gebäude zu installieren.





Rapport, 18 octobre 2017

# Réseau thermique Genève-Lac- Nations (GLN)

## Etude de cas

**Auteurs**

David Crochet, Service Industriels de Genève, Ingénieur thermique, Genève

Julien Ducrest, Service Industriels de Genève, Ingénieur d'exploitation, Genève

Michel Monnard, Service Industriels de Genève, Responsable de la Thermique, Genève

**La présente étude a été élaborée pour le compte de SuisseEnergie.**

**La responsabilité du contenu incombe exclusivement aux auteurs.**

**Adresse**

SuisseEnergie, Office fédéral de l'énergie OFEN

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen. Adresse postale : 3003 Berne

Infoline 0848 444 444, [www.suisseenergie.ch/conseil](http://www.suisseenergie.ch/conseil)

[energieschweiz@bfe.admin.ch](mailto:energieschweiz@bfe.admin.ch), [www.suisseenergie.ch](http://www.suisseenergie.ch)

<b>1</b>	<b>Fiche descriptive</b> .....	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Contexte / objectifs</b> .....	<b>8</b>
<b>3</b>	<b>Organisation du projet</b> .....	<b>10</b>
<b>4</b>	<b>Procédure</b> .....	<b>10</b>
4.1	Planification .....	10
4.2	Réalisation .....	12
4.3	Exploitation.....	13
<b>5</b>	<b>Conclusion</b> .....	<b>16</b>

# 1 Fiche descriptive

## Informations générales

Nom du projet	Genève-Lac-Nations (GLN)
Lieu	Quartier des Nations, 1202 Genève
Investisseur	Services Industriels de Genève
Maître d'ouvrage	Services Industriels de Genève, Thermique
Exploitant	Services Industriels de Genève, Thermique
Année de construction	2008-2016
Type de réseau thermique	Réseau d'eau du lac à basse température (6-10 °C) en circuit ouvert, fermé et partiellement fermé en hiver
Description du projet	Le principe de GLN consiste à amener l'eau du lac Léman directement aux bâtiments consommateurs pour les rafraîchir, en les raccordant à un réseau de transport et de distribution d'eau profonde du lac (-37 m). La production de froid est assurée par des échangeurs raccordés en direct sur le réseau secondaire de distribution des bâtiments. Lorsque la demande de froid est trop importante ou pour les prestations de froid « contraintes » à basse température, une machine frigorifique peut être installée en série, le condenseur étant raccordé sur GLN ce qui améliore son rendement. Le système permet également de chauffer les constructions neuves par l'adjonction de pompes à chaleur haute performance.

## Domaine d'approvisionnement

Utilisation	Bâtiments administratifs principalement (Organisations Internationales), écoles et habitats collectifs
Surface (SRE)	~840'000 m <sup>2</sup>
Construction	Existants (~640'000 m <sup>2</sup> SRE) et Nouveaux (~2010) (~200'000 m <sup>2</sup> SRE)
Besoin en énergie utile	
Besoin en énergie de chaleur	5'000 MWh/a
Besoin en énergie de refroidissement	20'000 MWh/a
Niveau de température	
ECS	60 °C

Chauffage	40-45 °C, essentiellement dans les bâtiments neufs
Refroidissement	initialement systèmes 6-12 °C, aujourd'hui acceptent des régimes supérieurs à 11 °C.
Contrôle	<p>Le réseau GLN et les sous-stations d'échange sont régulés par un système de contrôle. Le réseau est piloté par la demande en température des sous-stations. Le débit de pompage de l'eau du lac est ajusté en fonction de l'écart entre la température requise et la température du lac. Les sous-stations les plus complexes (chaud et froid avec pompes à chaleur et chaudières) ont un pilotage plus fin permettant d'optimiser l'énergie soutirée au lac.</p> <p>Tout le réseau est sous surveillance et le système de contrôle est accessible à distance (télégestion). Les données mesurées (température, débit, puissance, etc.) sont enregistrées et archiver à des fins d'analyses et d'optimisation.</p>

### Production d'énergie

#### Système de production de chaleur bâtiment

Type de pompe à chaleur	Pompes à chaleur eau/eau.
Système pompe à chaleur	PAC décentralisées dans les bâtiments, PAC pour le chauffage + ECS et sur certaines sous-stations PAC spécifique haute température pour l'ECS (60 °C).
Puissance pompe à chaleur	2.9 MW <sub>th</sub> puissance thermique installée pour le chauffage dont 1.4 MW <sub>th</sub> de production combinée chauffage + ECS, 100 kW <sub>th</sub> puissance thermique installée pour l'ECS.
Source de chaleur	Eau du lac
Préparation ECS	Décentralisée
Complément de chaleur	Dans certains bâtiments, une chaudière à gaz naturel permet de compléter l'apport de chaleur ou d'assurer une redondance en cas de défaillance d'une pompe à chaleur.
Puissance chaudières gaz	1.2 MW <sub>th</sub>

#### Système de production de chaleur réseau

Chaleur fatale	En hiver, le réseau fonctionne en circuit fermé lorsque les conditions le permettent avec injection ponctuelle d'eau du lac pour maintenir la température. Ce fonctionnement
----------------	--

permet de récupérer la chaleur des bâtiments rafraîchis pour chauffer les bâtiments avec les pompes à chaleur.

#### Solaire thermique (PT)

Un seul bâtiment est équipé de panneaux solaires thermiques, 100 kW

Rendement du système de chauffage  $COP_{PAC} = 3.1$  (valeur annuelle moyenne 2016)  
 $COP_{PAC+pompes} = 2.5$  (valeur annuelle moyenne 2016)  
 $COP_{Global} = 6.5$  (valeur annuelle moyenne 2016, ventes chaud et froid / électricité totale)  
 Rendement chaudières gaz = 94 %<sub>PCI</sub>

#### Système de refroidissement

Système de refroidissement (ruban) Rafraîchissement « freecooling » (passif)  
 16.2 MW puissance souscrite  
 Débit max 2700 m<sup>3</sup>/h

Machine frigorifique (de pointe) Majoritairement sous responsabilité Client  
 Dans les bâtiments équipés, récupération sur condenseur des PAC avec possibilité de fonctionner en mode froid

Rendement du système de froid  $COP_{freecooling} = 8.8$  (valeur annuelle moyenne 2016, livraison froid / électricité des pompes)  
 COP fluctuant selon les années et les conditions climatiques (2015 : COP = 12, 2014 : COP = 10.9)

### Stockage thermique

#### Stockage thermique

Fonction Le réseau est utilisé comme stockage tampon en hiver lorsque le réseau fonctionne en boucle fermé.

### Distribution

Typologie Réseau ouvert, l'eau est prise dans le lac à -37 m sous la surface et est rejetée après avoir été utilisée pour réaliser la prestation énergétique dans le lac à -4.5 m.  
 Le réseau fonctionne complètement ou partiellement en boucle fermée en hiver lorsque les conditions le permettent.

Longueur 6 km

Diamètre 700 - 100 mm

Matériel de conduite Acier inox

Caractéristiques d'isolation	Aucune
Structure du réseau	unidirectionnel, dirigé
Nombre de conduites	2 conduites
Températures dans le réseau	
Conduite Aller	max. 17 °C («retournement du lac», jour de grand vent en mi-saison), min 5 °C
Conduite Retour	min. 5 °C (en plein hiver, les besoins chaud et froid s'équilibrent), max. 12 °C
Besoin en électricité pour pompes de circulation	2'400 MWh/a (2016) 70 % de la consommation d'électricité totale
Médium	Eau du lac traitée (chloration)
<b>Critères économiques</b>	
Investissement total	33 Mio. CHF
Émissions de gaz à effet de serre	L'électricité utilisée pour les pompes à chaleur et les pompes de distribution est 100 % renouvelable Pour le froid il y a zéro émission de CO <sub>2</sub> Pour la chaleur, en moyenne entre 200 et 300 téq.CO <sub>2</sub> /a
<b>Monitoring</b>	
Monitoring	existant, très détaillé, archivage

## 2 Contexte / objectifs

Les études liées à la construction du siège mondial du groupe Merck-Serono<sup>1</sup> prévu en 2001 ont constitué une opportunité pour l'étude du développement d'un réseau hydrothermique au niveau du quartier des Nations situé au Nord de la Ville de Genève.

Ce quartier est constitué de gros consommateurs énergétiques qui est l'une des cibles de la Conception Générale de l'Energie (CGE) de 2005 à 2010 qui définit tous les 4 ans les objectifs et priorités à moyen et long terme du canton en matière énergétique.

Ce quartier, en pleine mutation depuis le début des années 2000 avec un certain nombre de zones en réaménagement et la présence de projets de construction d'ampleur, constituait une zone propice à la mise en œuvre d'une politique innovante du fait de sa demande en froid importante.

Le concept initial développé sous l'égide du ScanE (Service de l'Energie du canton de Genève, aujourd'hui nommé Office cantonal de l'énergie, OCEN) a permis d'aboutir à la conclusion d'un partenariat public-privé avec Merck-Serono pour la construction d'une station permettant d'accueillir les installations techniques de pompage de Merck-Serono, mais également celles d'un futur réseau hydrothermique qui sera désigné sous le nom de Genève-Lac-Nations (« GLN »).

En 2004, les Services Industriels de Genève (SIG) se joignent au projet en proposant un « élargissement » du réseau. En intégrant de nouveaux clients, le périmètre du quartier initial est élargi, permettant dès lors d'atteindre une puissance potentielle critique pour que SIG puisse s'engager dans la phase de construction.

Le projet final s'affine pour aboutir en 2005 à un projet novateur et intégrateur au niveau du quartier:

- Connexion à des bâtiments existants et de nouveaux bâtiments à faible consommation énergétique au réseau d'eau du lac (réseau GLN)
- La mise à disposition de l'eau de retour du réseau afin d'assurer des prestations d'arrosage dans les divers espaces verts de la zone.

---

<sup>1</sup> Le bâtiment est aujourd'hui occupé par le « Campus Biotech » qui accueille différents instituts et entreprises en biotechnologies.



## 3 Organisation du projet

Le projet a été initié par les pouvoirs publics sous l'égide du ScanE. SIG qui opère des réseaux sur le Canton de Genève (eau potable, électricité, gaz naturel, chauffage à distance), dont le siège est au Lignon à Vernier, s'est joint au projet et a réalisé le réseau sous un modèle de contracting. Le projet est financé, planifié, mis en œuvre et exploité par l'activité « Thermique » de SIG.

## 4 Procédure

### 4.1 Planification

#### DECISION DU PROJET

L'évènement clé pour la réalisation du projet GLN a été le cautionnement à hauteur de 4 MCHF par le Canton de Genève du surdimensionnement de la station de pompage créée en 2001-2002 par Merck-Sereno pour leur nouveau siège mondial. L'Etat de Genève souhaitait réaliser un projet plus grand intégrant les Organisations Internationales (« OI ») afin de notamment diminuer l'impact environnemental du quartier.

SIG a été sollicité en 2004 pour élaborer un projet innovant utilisant l'eau du lac sur le quartier des nations. Le projet GLN a été intégré dans le programme européen CONCERTO qui visait à soutenir des projets de démonstration innovants en matière énergétique. Ce programme a permis de travailler en concertation avec d'autres villes européennes (San Sebastian et Francfort dans le cas de Genève). Les données recueillies des projets de démonstration étaient partagés entre les partenaires. CONCERTO a apporté une aide financière pour réaliser les études universitaires qui ont été très importantes pour le bon dimensionnement du projet.

De par son caractère innovant, une large part d'activités de Recherche et Développement (R&D) a été nécessaire afin de réaliser ce projet. Celles-ci ont principalement été menées par des partenaires académiques.

#### CONCEPT DU PROJET

##### Réalisation d'audits énergétiques

Des audits ont été réalisés dans le cadre de l'étude des problématiques spécifiques liées à la compatibilité de bâtiments existants à un réseau d'eau lacustre. Les audits effectués ont eu pour but d'analyser les systèmes de production-distribution-émission de froid liées à l'utilisation d'une source renouvelable à relativement « haute température ». En effet, un certain nombre d'adaptations (technique, régulation) doivent être réalisées sur les infrastructures existantes afin d'exploiter au mieux le froid par l'eau du lac. Ces audits menés par UNIGE<sup>2</sup> ont permis de développer une méthode de diagnostic de compatibilité des bâtiments à un réseau de froid « haute température ».

---

<sup>2</sup> Université de Genève

Cette étape a été essentielle et a montré la faisabilité technique du projet et la compatibilité des bâtiments, moyennant certaines adaptations.

### Réalisation d'un modèle informatique précis du lac

Un modèle CFD (Computational fluid dynamics), réalisé avec l'aide de l'Institut Forel (Versoix, Suisse) a servi de base pour l'étude du comportement du lac (thermique, courantologie), et plus spécifiquement de l'influence de GLN (pompage et rejet) sur le système lacustre naturel. Il a permis d'optimiser la conception et la localisation des prises et rejets d'eau ainsi que d'étudier l'étude d'impact thermique sur l'environnement de ce rejet.

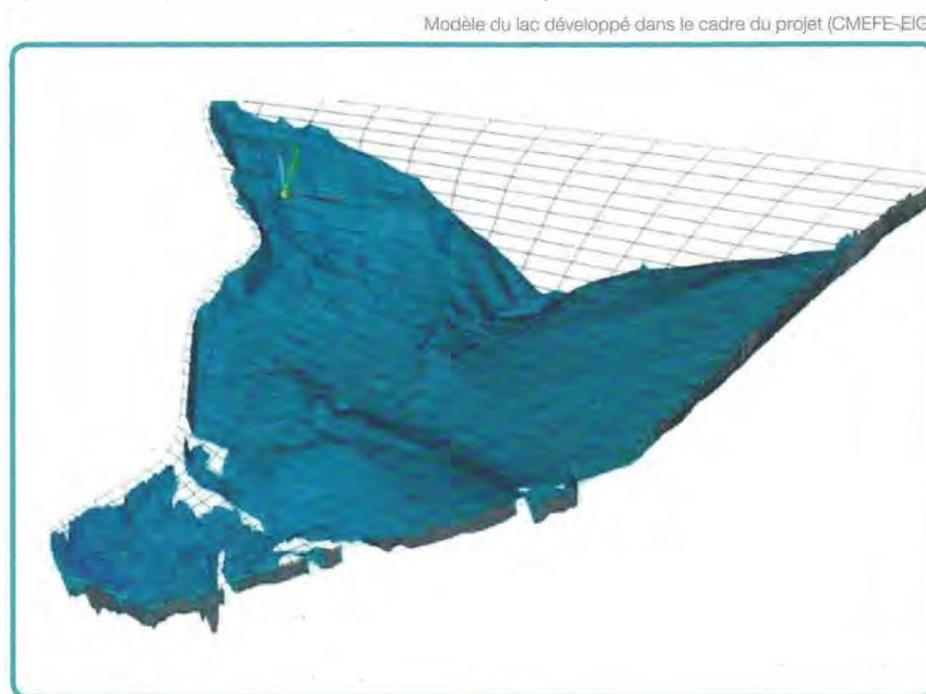


Figure 2 : Modèle du lac développé dans le cadre du projet (Ecole d'Ingénieurs de Genève)

## DESCRIPTION DU FONCTIONNEMENT

L'installation est composée d'une station de pompage connectée à une conduite d'aspiration d'une longueur de 2.5 km qui puise l'eau profonde du lac à -37 m. Une crépine permet d'aspirer l'eau tout en la filtrant grossièrement pour éviter l'aspiration de corps non désirés (débris, poissons, etc.). Une injection de chlore est réalisée afin d'empêcher le développement d'algues et de moules zébrées dans la conduite et le réseau. L'eau arrive dans la station de pompage dans un puisard, réserve d'eau permettant de réaliser un tampon entre le lac et les pompes de distribution. L'eau est alors distribuée dans les bâtiments connectés via un réseau de conduites enterrées.

Les bâtiments sont équipés d'une sous-station d'architecture différente selon leurs besoins. Dans les bâtiments existants, l'eau est utilisée pour alimenter le système de rafraîchissement en direct (« freecooling ») grâce à un échangeur ainsi que pour refroidir les condenseurs des groupes frigorifiques lorsque ceux-ci sont nécessaires. Dans les bâtiments récents, la température de distribution de la chaleur est plus basse et la température de distribution du froid plus élevée.

L'eau peut alors être utilisée en directe pour la production de froid ainsi que pour chauffer les évaporateurs d'une ou plusieurs pompe à chaleur qui assurent la production de chaud pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire.

Une fois utilisée par les bâtiments, l'eau est rejetée dans le lac à 200 m de la rive à une profondeur de -4.5 m sous la surface par un diffuseur.

Le schéma ci-dessous résume le fonctionnement du réseau GLN.

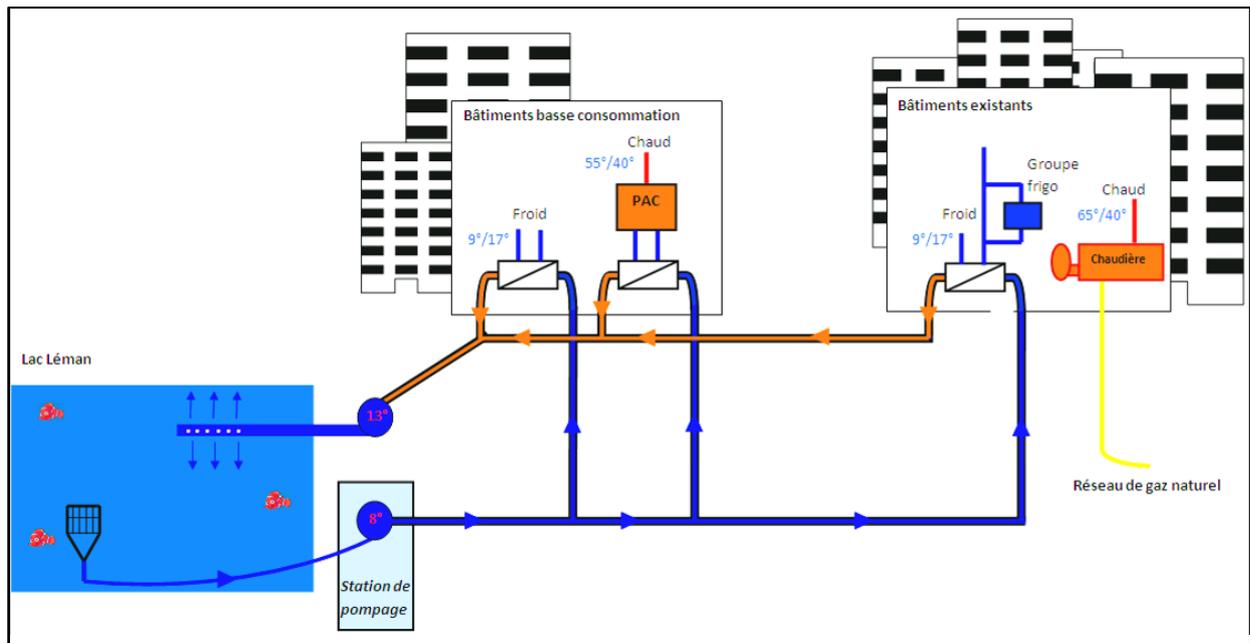


Figure 3 : Schéma du principe de fonctionnement de GLN

En hiver, avec l'adjonction de nouvelles pompes à chaleur et les besoins permanent de froid de certains bâtiments, les besoins en chaleur et en froid ont tendance à s'équilibrer. Un système avec des pompes de circulation a été mis en place pour faire fonctionner le réseau GLN en « boucle fermée » de telle sorte que les rejets de froid des pompes à chaleur alimentent les besoins de froid des bâtiments. En cas de dérive de la température, le réseau est équilibré grâce à l'injection d'eau du lac dans la boucle. Le réseau fonctionne alors en « boucle semi-ouverte ».

## 4.2 Réalisation

### Challenges techniques

Le projet a utilisé des technologies connues et maîtrisées par SIG de par son expérience dans la production d'eau potable grâce au Lac Léman et dans les réseaux de chauffage urbain. Le défi technique était donc plutôt situé chez les Clients et l'adaptation de leurs installations de rafraîchissement à des régimes de température un peu plus élevés.

### Challenges législatifs

Afin de pomper l'eau du lac Léman, de l'utiliser comme source d'énergie et de la rejeter dans le lac, il a été nécessaire d'obtenir une concession de pompage. Comme cela n'avait jamais été fait,

il a été nécessaire de convaincre que le rejet n'aurait pas d'incidence néfaste sur la thermique ou la biologique du lac. La solution proposée a été de réaliser une analyse d'impact environnementale comprenant un suivi sur cinq années (deux avant la mise en place de GLN et trois après la mise en service). Les conclusions ont montré que l'impact était faible et acceptable (absence d'impacts néfastes) permettant ainsi d'assurer la pérennité du projet et de valider l'utilisation de cette ressource énergétique à l'avenir.

### **Challenges économiques**

Le choix du modèle économique du projet était nouveau pour SIG. Il était nécessaire de définir les limites du périmètre desservi afin d'assurer un équilibre financier et un impact environnemental significatif. La limite de fourniture de la prestation énergétique a été décidée différemment pour les bâtiments existants et ceux nouveaux. Sur les premiers la fourniture s'arrête aux échangeurs de freecooling et aux condenseurs. Sur les seconds, SIG prend en charge les équipements de production de chaleur et s'arrête aux échangeurs pour le freecooling. Le modèle de tarification a aussi été judicieusement choisi afin d'associer viabilité économique et optimisation énergétique du réseau (voir chapitre exploitation).

Il a été nécessaire de convaincre les Clients d'adhérer au projet avant que celui-ci ne soit réalisé afin d'atteindre une taille critique permettant de lancer les travaux. L'acceptation du projet était conditionnée aux questions économiques de la fourniture de chaleur. L'axe de travail principal a été de démontrer que, à coût complet, GLN était bon marché par rapport aux systèmes conventionnels tout en ayant une qualité environnementale supérieure.

## **4.3 Exploitation**

En 2017, le réseau GLN est pleinement opérationnel et est arrivé à sa capacité maximale en terme de puissance raccordée. SIG possède une équipe dédiée à l'exploitation et la maintenance de ses réseaux de chaleur et de froid à distance. L'équipe, qualifiée en thermique industrielle par la pratique et par la théorie (brevet fédéral), exploite et optimise le projet depuis maintenant 9 ans. Le système est aujourd'hui très bien maîtrisé et a permis l'élaboration de nouveaux projets similaires à plus large échelle tel GeniLac<sup>3</sup>.

### **Monitoring et optimisation**

Le réseau, les sous-stations et la station de pompage, sont monitorés 24h/24 grâce à la fibre optique permettant une surveillance à distance. Les données (températures, débits, pressions, etc.) sont stockées dans une base de données en moyenne horaire ou par point de mesure toutes les 10 minutes. Cette archive des données est primordiale pour optimiser le réseau.

En plus du suivi permanent des installations, une campagne de mesures a été réalisée pendant 2 années (2012 et 2013) dans le cadre d'une thèse universitaire sur les systèmes de rafraîchissement

---

<sup>3</sup> Découvrez en image GeniLac, une innovation énergétique 100% renouvelable, qui utilise l'eau du lac pour rafraîchir et chauffer Genève sur : [bit.ly/video-genilac](http://bit.ly/video-genilac)

en freecooling. Ce monitoring a permis de réaliser des optimisations sur l'utilisation des débits d'eau et sur les installations secondaires des bâtiments alimentés (Clients).

Un suivi régulier des installations par le service d'exploitation du réseau a permis de réaliser une optimisation des consommations électriques de la station de pompage depuis 2014, notamment grâce à la mise en place d'un système de fonctionnement en boucle fermée et boucle semi-ouverte non prévu initialement.

Les paramètres de régulation et consignes jouant un rôle important dans l'efficacité du système sont

- Les consignes des Clients (demandes en température),
- Les cascades des pompes et des échangeurs,
- Les limitations en débit et en température,
- Le différentiel de pression selon le mode de pompage,
- La récupération de froid et chaud dans les sous-stations avec pompe à chaleur,
- La liste des évènements des 3 premières années pour relever toutes les informations importantes et tous les défauts au départ du projet.

Ces optimisations techniques et économiques ont permis d'assurer une totale compatibilité des bâtiments du réseaux et ainsi contribuer à la fiabilité de l'approvisionnement.

### **Exploitation technique**

Le réseau GLN est aujourd'hui un système maîtrisé. Après 9 ans de fonctionnement, le réseau n'a connu aucune panne majeure mettant en péril l'approvisionnement en énergie. Cette fiabilité a été permise grâce à :

- La simplicité technique du système de pompage d'eau du lac (robustesse, technologie maîtrisée au sein de SIG),
- Un contrôle commande performant et un pilotage à distance permettant réactivité et finesse de réglage,
- L'absence d'impacts néfastes sur l'environnement et le lac (effets thermiques et aspects biologiques),
- Au choix des tuyauteries en acier inox.

De par sa nature de projet pilote, certaines contraintes n'ont pas été anticipées. Des corrections ont été apportées lorsqu'elles étaient réalisables. Il s'agit principalement :

- Des températures plus élevées du lac pendant 50 à 100 heures par an (phénomène de « retournement du lac » lors de grands vents du nord-ouest en mi-saison). Inévitable, ce phénomène est aujourd'hui géré par une communication aux Clients pour qu'ils puissent prendre les mesures nécessaires (utilisation de groupes frigorifiques par exemple).
- Du choix de matériel spécifique pour le transport d'une eau chargée, point qui a été résolu entre 2010 et 2012 grâce au premier retour
- Du choix des tuyauteries en acier dans les sous-stations qui se corrodent plus rapidement que prévue et qui devront être changées de manière anticipée. Elles font l'objet d'un suivi régulier pour déceler tout problème de fuites.

## Modèle de facturation

Le facturation dépend de la prestation énergétique (chaud ou froid) et est pour chaque scindée en deux parties : un abonnement fixe qui dépend de la puissance souscrite et une part énergie liée à la quantité d'énergie consommée en kWh. En ce qui concerne la vente d'énergie froid en direct sur l'eau du lac, le montant de la part énergie est dégressive selon la température retournée au réseau. Plus la température de retour est élevée, c'est-à-dire que la différence de température entre l'approvisionnement et le retour est grande, plus le prix diminue. En effet, une grande différence de température entre l'aller et le retour permet de mieux utiliser l'eau pompée ce qui diminue l'électricité nécessaire aux pompes.



Figure 4 : Structure de prix de la prestation de froid

Cette incitation financière favorise une utilisation optimale du m<sup>3</sup> d'eau pompé et permet non seulement aux consommateurs d'économiser à la fois de l'énergie et de l'argent, mais assure aussi la réserve de puissance nécessaire pour tout le réseau.

## Relation Client

Des échanges importants ont eu lieu en 2012 avec les Clients du projet afin de communiquer l'expérience acquise lors des premières années du projet. Ces rencontres ont permis de faire le point sur les différentes problématiques rencontrées et la campagne d'optimisation en cours alors. Ces échanges, portant sur les questions de retournement du lac, d'augmentation des consignes de température Clients, des accès et entretien, du nettoyage des filtres, des protocoles de communication des automates et d'autres points, ont permis d'installer une relation très positive avec nos Clients.

## 5 Conclusion

L'impulsion donnée par le Conseiller d'état lors de la construction de la station de pompage pour Merck-Sereno en cautionnant la création d'une station plus grande, a été essentielle au projet. L'appui du Canton et des Communes est essentiel afin de réaliser des projets ambitieux de réseaux énergétiques permettant de soutenir la transition énergétique.

La bonne utilisation du réseau par les bâtiments raccordés est importante. D'un point de vue de la conception, le projet nous enseigne qu'une installation utilisant l'eau du lac pour répondre à 100 % de ses besoins utilise mal l'infrastructure. Il est bien plus efficace d'utiliser des machines d'appoint permettant de gérer les pointes ponctuelles. Par exemple, les besoins du bâtiment de la mission de l'ONU à Genève, lors de grandes conférences internationales sur un ou quelques jours, peuvent dépasser d'un facteur 6 sa consommation normale. D'un point de vue de l'exploitation, l'efficacité du réseau dépend très fortement de la performance des installations situées dans les bâtiments. Le réseau est contraint par ces installations. Le long travail de caractérisation et d'optimisation des installations Clients a permis d'améliorer considérablement l'efficacité de tout le réseau, améliorant la sécurité d'approvisionnement, le confort des usagers et diminuant les factures énergétiques.

Le projet est aujourd'hui un grand succès pour le Canton de Genève grâce à l'étroite collaboration entre SIG, ses Clients et l'Etat. La diminution des consommations d'électricité associées à la production de froid sont très importantes. Toute l'expérience acquise sur GLN a permis à SIG de lancer de nouveaux projets utilisant l'eau du lac, particulièrement à une échelle beaucoup plus large avec GeniLac<sup>4</sup> sur le Canton de Genève afin de soutenir la transition énergétique.

---

<sup>4</sup> Découvrez en image GeniLac, une innovation énergétique 100% renouvelable, qui utilise l'eau du lac pour rafraîchir et chauffer Genève sur : [bit.ly/video-genilac](https://bit.ly/video-genilac)

Bericht, 27. Oktober 2017

# Programm „Thermische Netze“

## Dokumentation Fallbeispiel Wärmeverbund Rheinfelden-Mitte



**energieschweiz**

Unser Engagement: unsere Zukunft.

**Autoren**

Karl-Heinz Schädle, Schädle GmbH Basel

**Diese Studie wurde im Auftrag von EnergieSchweiz erstellt.  
Für den Inhalt sind alleine die Autoren verantwortlich.**

**Adresse**

EnergieSchweiz, Bundesamt für Energie BFE  
Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen. Postadresse: 3003 Bern  
Infoline 0848 444 444. [www.energieschweiz.ch/beratung](http://www.energieschweiz.ch/beratung)  
[energieschweiz@bfe.admin.ch](mailto:energieschweiz@bfe.admin.ch), [www.energieschweiz.ch](http://www.energieschweiz.ch)

<b>1</b>	<b>Steckbrief .....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Projektidee und Entstehung .....</b>	<b>9</b>
<b>3</b>	<b>Industrielle Abwärme im Wärmeverbund .....</b>	<b>11</b>
3.1	Planung Abwärme und Energiezentrale .....	11
3.2	Realisierung Fernwärmenetz und Energiezentrale.....	13
3.2.1	Fernwärmenetz .....	13
3.2.2	Energiezentrale .....	14
3.3	Betrieb .....	14
<b>4</b>	<b>Erkenntnisse.....</b>	<b>15</b>
<b>5</b>	<b>Quellen und weiterführende Literatur .....</b>	<b>16</b>

# 1 Steckbrief

## Allgemein

Bezeichnung	Wärmeverbund Rheinfelden Mitte
Standort	4310 Rheinfelden, Kanton Aargau
Investor und Bauherr	Wärmeverbund Rheinfelden AG
Betreiber	AEW Energie AG
Baujahr	2014 bis heute (Chronologie siehe weiter unten)
Thermische Vernetzungsart	Hochtemperaturnetz (70 / 80 °C VL – 50 °C RL)
Projektbeschreibung	<p><b>Ein Pionierprojekt:</b> <b>Über 90 % CO<sub>2</sub>-neutrale Wärme aus industrieller Abwärme.</b> Aus den Produktionsanlagen der Brauerei Feldschlösschen werden dem Wärmeverbund Rheinfelden verschiedene Abwärmequellen zur Verfügung gestellt. Es handelt sich dabei um Niedertemperaturabwärme, die hauptsächlich in den Kühlprozessen der Produktionsanlagen der Brauerei (Kälteanlagen) sowie in der Abwasser-Vorreinigung anfällt. Dafür wurde ein sogenannter Abwärme-Ring erstellt, der die Wärme aus verschiedenen Abwärme-Quellen sammelt. Die Abwärme zwischen 6 und 30 °C wird mit Hilfe von Wärmepumpen auf bis zu 81 °C gebracht, bevor sie in das Netz eingespeist wird. Damit kann über 90 % der Wärme für die Kunden CO<sub>2</sub>-frei erzeugt werden. Die übrige Wärme (Bedarf bei Spitzenlast, Notversorgung) wird aus einer Gas-Wärme-Erzeugungsanlage der Feldschlösschen Supply Company ebenfalls in das Wärmeverbundnetz eingespeist. Die beiden Projektpartner der Wärmeverbund Rheinfelden AG, die AEW Energie AG und die Stadt Rheinfelden, tragen je zur Hälfte die Investitionen von insgesamt 20,5 Millionen Franken.</p>

## Versorgungsgebiet

Nutzung	Wohnen (Hauptnutzung), Verwaltung, Restaurant, Gesundheitszentrum, Altersheim, Verkauf, Schule, Sportbauten, Bibliothek
---------	---

Abonnierte Leistung:	5'620 kW, davon rund 300 kW „kalte Anschlüsse“ – diese sind erst gebaut, aber noch nicht im Betrieb (Stand Ende 2016).
Fläche	78 angeschlossene Kundenobjekte, sechs «kalte Anschlüsse» (Anlagen erstellt, noch nicht in Betrieb). Es werden ungefähr 750 Wohneinheiten in Rheinfelden durch den Wärmeverbund versorgt. Das entspricht etwa 12,5 % des gesamten Wärmebedarfs von Rheinfelden.
Ausbau	Breite Durchmischung der angeschlossenen Objekte - von historischen Altbauten bis hin zu neuen Objekten mit MINERGIE®-Standard.
Wärmebedarf	Die verkaufte Energieabsatzmenge (Raumheizung und Warmwasser zusammen) betrug in der Heizperiode 2016/17 rund 9,7 GWh.
Temperaturniveau	Auf der Verbraucherseite werden Temperaturen zwischen 35°C (Bodenheizung) bis 70°C (Radiatorenheizung und Warmwassererzeugung) benötigt.
Regelung/Steuerung	Alle Anlagenteile verfügen über eine eigene Steuerung. Ein übergeordnetes Leitsystem übernimmt die zentrale Zu- und Wegschaltung der Erzeugereinheiten sowie die Visualisierung und Datenarchivierung.
Glasfasernetz	Für die Überwachung der einzelnen Wärmeübergabestationen und störungsfreier Übermittlung von z.B. Zählerdaten (Querung Bahnnetz) wurde Glasfasertechnologie angewendet.

## Energieerzeugung

### Industrielle Abwärme Feldschlösschen

Kälteanlagen	KA1, KA2, KA3, KA4	1'800 kW (total)
	Temperatur	6–30 °C
Abwasser Vorreinigung (AVRA)	WT	350 kW
	Temperatur	ca. 25 °C
Wärmepumpentyp	Zweistufige Wärmepumpe mit Ammoniak als Kältemittel	
Wärmepumpenleistung	2 x 1'000 kW (= 2'000 kW) Heizleistung	
	COP	3,4 (Winter) 4,9 (Sommer)

Wärmequelle Industrielle Abwärme aus der Feldschlösschen Supply Company AG

### Spitzenlastzentrale

Anlagentyp Wärmetauscher zum Bezug von Energie aus dem Hochtemperaturnetz der Feldschlösschen Supply Company AG  
Die Brenner werden mit Biogas, Alkohol und Erdgas oder Heizöl befeuert

Übertragungsleistung 2 x 4'200 kW

Treibhausgasemissionen 109 kg/MWh (Stand 2016)

### Thermische Speicher

#### Wärmespeicher

Funktion Wärmespeicher und hydraulische Weiche in der Grundlastzentrale

Medium Fernwärmewasser

Temperaturniveau Fernwärmetemperatur  
Vorlauf 70–81 °C / Rücklauf 45–55 °C

Nutzvolumen 3 x 60'000 Liter

#### Abwärmespeicher

Funktion Speicher zur Stabilisierung des WP-Betriebes bei schwankendem Abwärmeangebot

Medium Heizwasser

Temperaturniveau Abwärmering  
6–30 °C

Nutzvolumen 6 x 15'000 Liter

### Verteilung

Typologie Maschennetz mit einer zentralen Wärmeerzeugung, Pumpstation und Expansion/Druckhaltung

Länge 3 km Trasselänge (Ende 2016)

Durchmesser bis DN 150

Leitungsmaterial Kunststoffmantelrohr Typ „Casaflex“, Dämmstärke 2  
(DN 32 = 38 mm Isolation / U-Wert = 0.134 W/mK)  
(DN 100 = 52 mm Isolation / U-Wert = 0.226 W/mK)

Isolationseigenschaften PUR-wärmeisoliertes und überwachbares Rohrsystem mit Metall Innenrohr und PE-Mantel.

Netzaufbau	Fließrichtung im Verteilnetz ist von der Energiezentrale aus gerichtet.
Anzahl Leiter	Klassisches 2-Leitersystem mit definiertem Vor- und Rücklauf.
Temperaturen im Netz	
Vorlauf	70–81 °C (gleitend)
Rücklauf	45–55 °C
Medium	Als Wärmeträger wird vollentsalztes Wasser eingesetzt. Der pH-Wert beträgt um 9,0. Die elektrische Leitfähigkeit liegt unter 20 µS/cm.

### Monitoring

Monitoring	Alle Betriebsdaten werden im Leitsystem archiviert und können für Betriebsoptimierung und Jahresenergiebilanzen ausgelesen werden.
------------	--

### Wirtschaftliche Kriterien

<b>Investitionen Total bis Ende 2016</b>	20,5 Mio. CHF
Gebäude	1,1 Mio. CHF
Wärmezentrale gesamt	7,3 Mio. CHF
davon WP	1,6 Mio. CHF
Abwärmering	1,9 Mio. CHF
FW-Leitung und Wärmeübergabestation	9,1 Mio. CHF
Honorare und Eigenleistungen	3,6 Mio. CHF
Anschlusskostenbeiträge	-0,97 Mio. CHF

<b>Umsatz</b>	ca 1,5 Mio. CHF (2016)
Energieverkaufspreis exkl. MwSt	
Gem. Preisblatt vom 31.10.2011	Grundpreis: 158.- / 168.- CHF/kW
	Arbeitspreis 8,0 / 8,3 / 8,7 Rp/kWh (Stand 2017) je nach Wärmeenergieprodukt (mittlerer Wärmepreis ca. 15,9 Rp/kWh)
Trägerschaft	Wärmeverbund Rheinfelden AG

**Wärme- und Energiefluss**

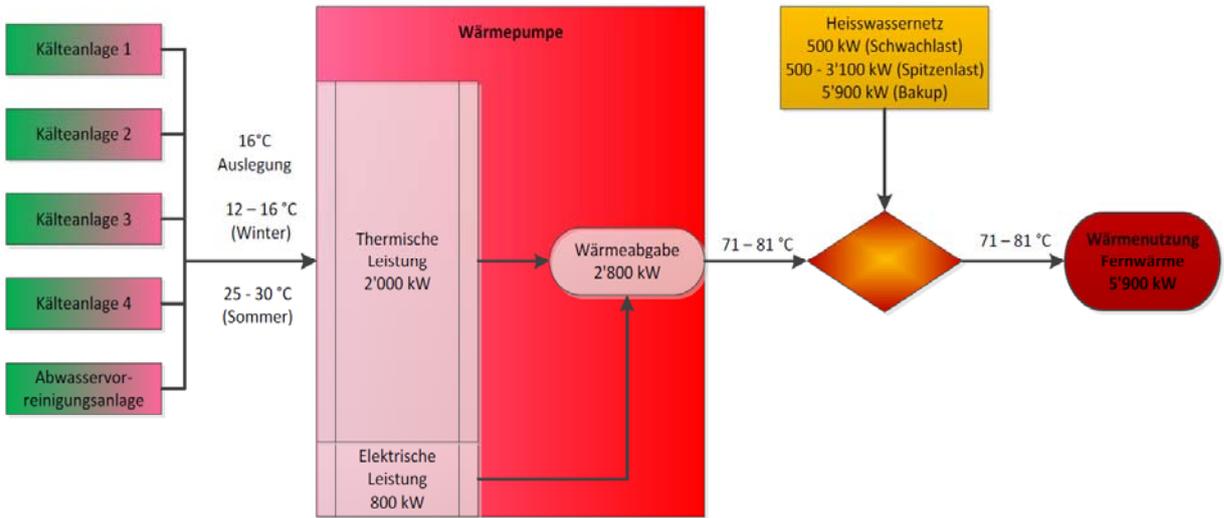


Abbildung 1: Energieflussschema des Wärmeverbunds Rheinfelden-Mitte

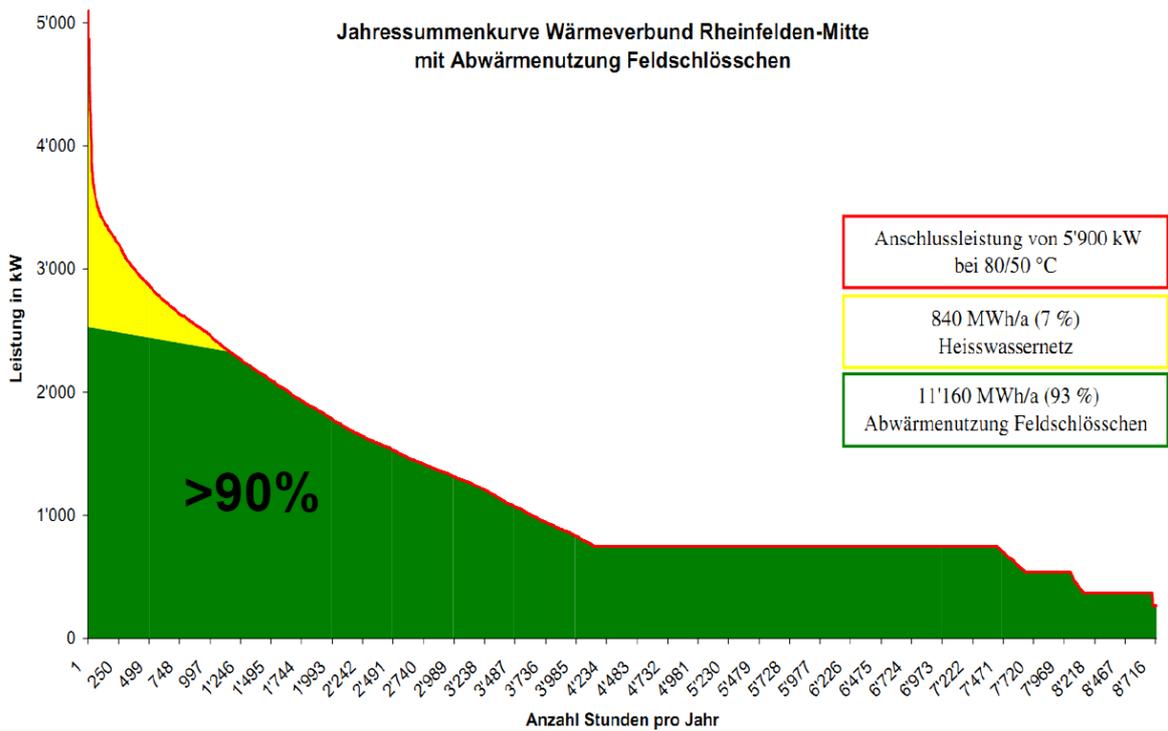


Abbildung 2: Jahressummenkurve des Wärmeverbunds Rheinfelden-Mitte mit Abwärmenutzung Feldschlösschen mit dem Anteil CO<sub>2</sub>-freier Wärmeenergie.

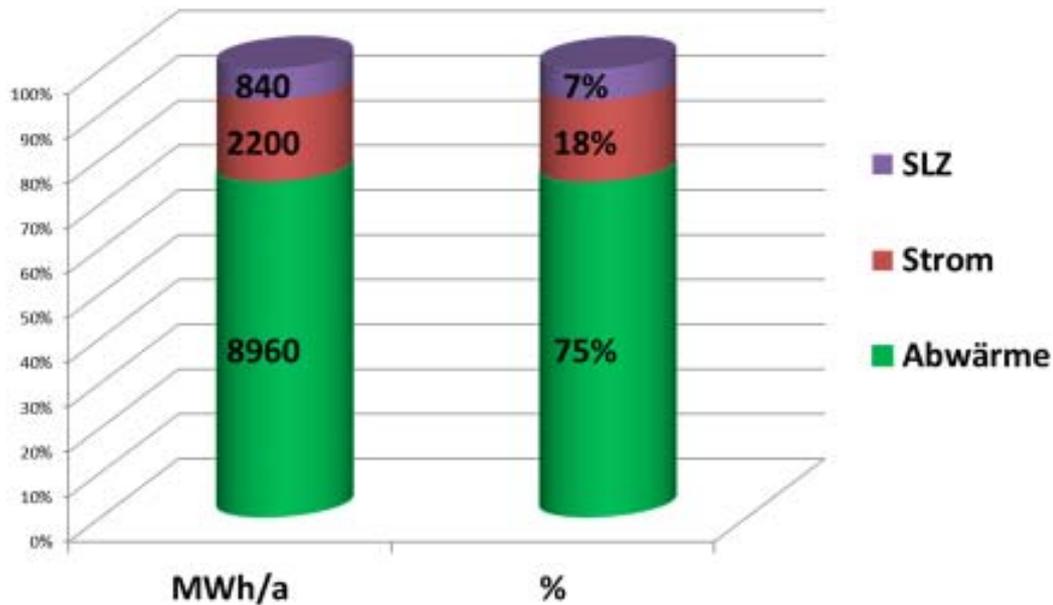


Abbildung 3: Jahres-Energiebilanz des Wärmeverbunds Rheinfelden-Mitte.

## 2 Projektidee und Entstehung

In der Stadt Rheinfelden gibt es bereits seit mehreren Jahren verschiedene Fernwärmenetze. Im Jahr 2011 entstand das Projekt Salmenpark als Auslöser für den späteren Wärmeverbund «Rheinfelden-Mitte». Die neuen Liegenschaften auf dem ehemaligen Cardinal-Areal im Salmenpark in Rheinfelden sollten ökologisch und ökonomisch mit Wärme für Raumheizung und Warmwasser versorgt werden. Auf dieser Basis und mit diesen zentralen Wärmekunden wurde die Idee dieses Wärmeverbundes entwickelt. Zusätzlich zu den Liegenschaften im Salmenpark befinden sich im Bereich der "Schifflande" und der Altstadt in Rheinfelden weitere Verbraucher, die am Wärmeverbund angeschlossen werden können.

Die AEW Energie AG hat sich dann als Contractor entschlossen, den "Wärmeverbund Rheinfelden Mitte" aufzubauen, um diese Liegenschaften ganzjährig mit ökologischer Wärme zu versorgen. Die Basis des Konzeptes bildet die Abwärmenutzung aus der Feldschlösschen Getränke AG (FGG). Für die Abwärmeauskopplung wird auf dem Feldschlösschen-Areal ein Wasser-Niedertemperaturring (Abwärmering) aufgebaut, der die Abwärme von 6–30 °C mit Hilfe einer Wärmepumpenanlage auf das Fernwärmeniveau von 70–81 °C anhebt. Weiterhin wird zur Spitzenlastabdeckung und Temperaturanhebung das Heisswassernetz der FGG verwendet. Die Gesamtleistung des Wärmeverbundes beträgt ca. 5'900 kW bei einer Abwärmeleistung in den Wintermonaten aus der FGG von ca. 2'000 kW. Die Wärmeabgabe an die Endkunden beträgt im Endausbau etwa 12'000 MWh. Um diese Wärmeenergie für die Kunden konventionell mit Heizöl oder Gas zu erzeugen, müsste man jährlich 1'200'000 Liter Heizöl oder 1'277'000 m<sup>3</sup> Erdgas einsetzen. Heizöl würde jährlich 3'240 Tonnen und Erdgas 2'937 Tonnen CO<sub>2</sub>-Emissionen verursachen. Mit der neuen Norm mit max. CO<sub>2</sub>-Ausstoss von 130 g/km könnte damit eine Flotte von 536 Autos

jährlich einmal um die Erde fahren. Das Projekt ist nachhaltig und ein wichtiger Schritt zur Nutzung erneuerbarer Energien.

Die zentrale Wärmequelle des Wärmeverbundes sind zwei elektromotorisch angetriebene zweistufige Wärmepumpen, mit Ammoniak als Arbeitsmittel. Um einen möglichst ruhigen, stabilen Betrieb der Wärmepumpen zu ermöglichen, wurden auf der Verdampferseite (Wärmequelle) und auf der Kondensatorseite (Wärmesenke / Fernwärme) Wärmespeicher installiert, welche die Schwankungen auf Seiten der Produktion (Angebot) – als auch auf Seiten der Fernwärme (Abgabe) gegenüber der Wärmepumpe dämpfen.

Nach ersten Vorstudien wurde im Jahr 2012 die Wärmeverbund Rheinfelden Mitte AG gegründet. Aktionäre der AG sind die Stadt Rheinfelden und die AEW Energie AG zu je 50 Prozent.

Die Bauarbeiten für den Wärmeverbund starteten im Frühjahr 2013, die erste Wärmelieferung erfolgte ab März 2014. Die Wärmepumpenanlage als Herzstück des Verbundes wurde im Sommer 2014 in Betrieb genommen, die offizielle Einweihung fand Ende September 2014 statt.

Seither wird der Verbund kontinuierlich ausgebaut und neue Wärmekunden werden an das Fernwärmenetz angeschlossen. Zwischenzeitlich ist die Wärmekapazität des Verbundes zu 90% erschöpft.

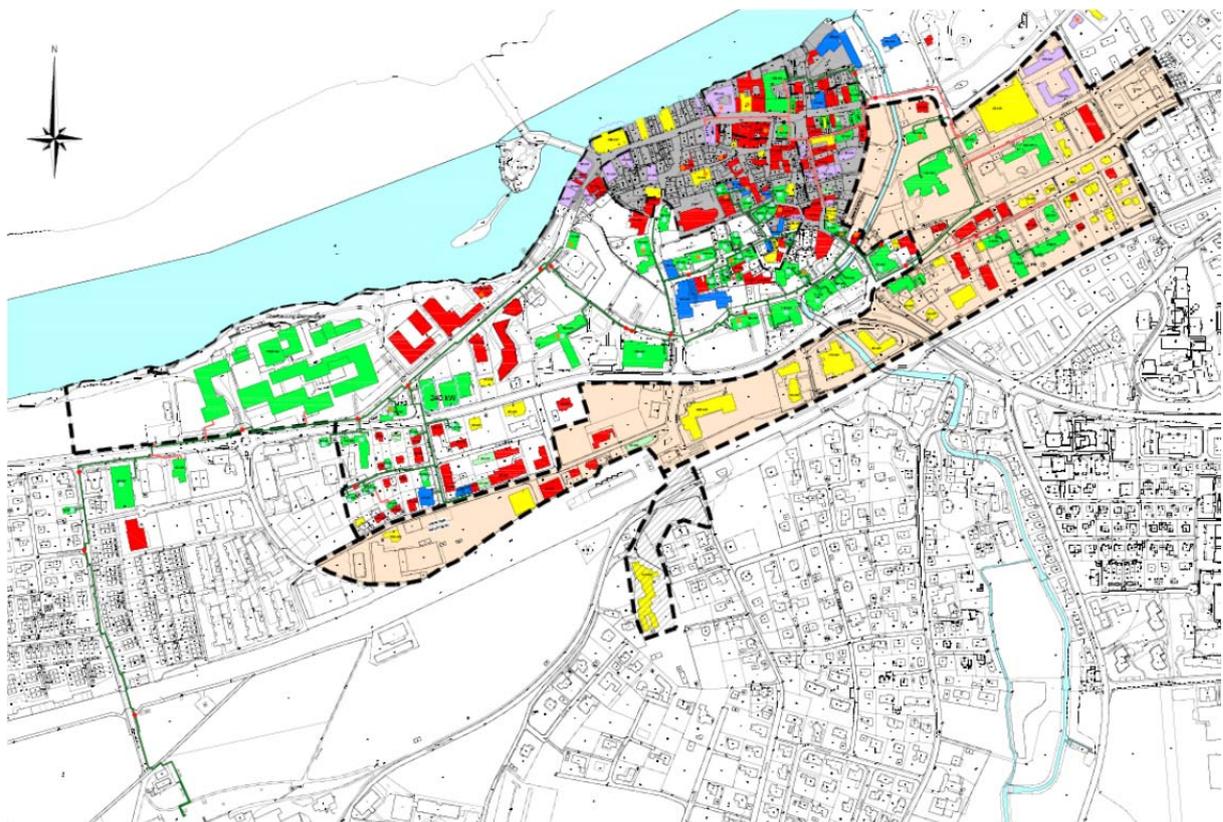


Abbildung 4: Übersichtsplan Wärmekunden, Fernwärmenetz, Perimeter

## 3 Industrielle Abwärme im Wärmeverbund

Die Besonderheit des Wärmeverbundes in Rheinfelden ist die Nutzung von industrieller Niedertemperatur-Abwärme aus einem Produktionsprozess für einen externen Kunden, in diesem Fall die Wärmeverbund Rheinfelden AG.

Das Projekt konnte nur aufgrund sehr enger Kooperation und Abstimmung der verschiedenen Projektpartner während der Konzeptions-, Planungs- und Bauphase realisiert werden. Hier war immer wieder Geduld und auch Verständnis für die jeweilige Situation der Projektpartner gefragt.

### 3.1 Planung Abwärme und Energiezentrale

Die zentrale Herausforderung im Planungsprozess war die Identifikation und Nutzungsanalyse der zur Verfügung stehenden Abwärmequellen.

Die Abwärme fällt im Wesentlichen in drei Bereichen an:

- **Kühlprozesse:** Im Produktionsprozess werden in verschiedenen Verarbeitungsstufen die Produkte (Bier, Getränke) gekühlt. Die in den Kälteprozessen anfallende Abwärme wird dabei in der Regel über Kühltürme an die Umgebung abgegeben. In den vier grossen Kälteanlagen liegt das grösste Abwärmepotential. Allerdings werden die Kälteanlagen ausschliesslich betrieben, wenn diese auch im Rahmen der Produktion benötigt werden. Somit fällt in der Regel am Sonntag oder auch beispielsweise in der Zeit zwischen Weihnachten und Mitte Januar, wenn meist kein Bier gebraut wird, keine Abwärme an.
- Aus dem Brauprozess und aus verschiedenen Reinigungsprozessen fällt warmes Abwasser an, welches zentral gesammelt wird, vorgereinigt und dann in die Kanalisation abgegeben wird. Das Abwasser hat eine Temperatur von 20–30 °C und fällt sehr viel kontinuierlicher an als die Abwärme aus den Kühlprozessen.
- Im Bereich der Flaschenabfüllanlagen und diverser Reinigungsanlagen fällt Abwärme an, die nur mit sehr grossem Aufwand genutzt werden könnte. Die Anlagen werden einerseits nicht kontinuierlich genutzt und sind über das gesamte Areal verteilt, sodass die Nutzung der Abwärmequellen einen sehr grossen Anlageaufwand erfordern würde.



Abbildung 5: Kühlturm und Abwärme-Wärmetauscher

Um die verschiedenen Abwärmequellen gut und effizient zu nutzen, wurde deshalb eine Speicheranlage für die Niedertemperatur-Abwärme konzipiert. Die Anlage besteht aus sechs Speichern mit je  $15 \text{ m}^3$  Volumen (insgesamt  $90 \text{ m}^3$ ).

Zwei Wärmepumpenanlagen mit Ammoniak als Arbeitsmedium nutzen die Abwärme aus dem Abwärmekreis bzw. den Abwärmespeichern zum Verdampfen des Arbeitsmediums. Mittels einer zweistufigen Verdichtung wird das Ammoniak von 5 bar auf 37 bar verdichtet und gibt die Wärme mit einer Leistung von  $1'000 \text{ kW}$  je Wärmepumpeneinheit an das Fernwärmewasser ab.

Die überschüssige Wärme, die nicht unmittelbar an das Fernwärmenetz und die Kunden abgegeben werden kann, wird dann in drei Fernwärmespeichern mit je  $60 \text{ m}^3$  Inhalt gespeichert.

Falls die Leistung der Wärmepumpen nicht ausreicht, oder zu wenig Abwärme zur Verfügung steht, wird das Fernwärmewasser über die Spitzenlastzentrale zusätzlich erwärmt. Zur Spitzenlastdeckung sind zwei Wärmetauscher installiert, die Wärme aus dem von drei Dampfkesseln beheizten Heisswasserkreislauf der Feldschlösschen AG entnehmen.

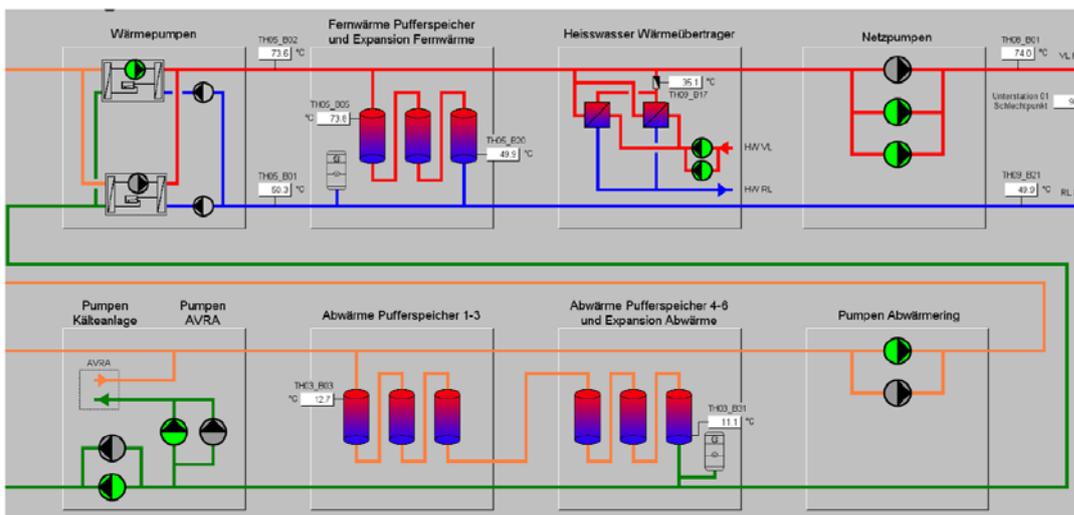


Abbildung 6: Funktionsschema Wärmeerzeugung

## 3.2 Realisierung Fernwärmenetz und Energiezentrale

### 3.2.1 Fernwärmenetz

Das Fernwärmenetz teilt sich in die drei nachfolgenden Teilgebiete mit den dazugehörigen Anschlussleitungen (Endausbau) auf:

- Salmenareal 1,6 MW
- Schifflande 2,1 MW
- Altstadt 2,2 MW

Dem Fernwärmenetz liegen die Parameter aus der Tab. 3.2.1 zu Grunde. Weiterhin ist der Perimeter des Fernwärmenetzes in der **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**4 dargestellt.

Tab. 3.2.1 Parameter Fernwärmenetz

Gesamtleistung (Endausbau)	kW	5'900
Gleichzeitigkeit	%	70
Verlust (Leistung)	%	6
Auslegungs-Nenndruck		PN 16
Maximaler Betriebsdruck	bar <sub>ü</sub>	13
Min. Differenzdruck zwischen Vor- und Rücklauf im Netz	bar	1,0
Maximale Auslegungstemperatur	°C	95
Vorlauftemperatur (Eintritt Wärmebezüger) bei + 8 °C > t <sub>a</sub> > - 8 °C (gleitend)	°C	70–81
Rücklauftemperatur (Eintritt Zentrale)	°C	50

Rund 40 % der gesamten Investitionssumme wurden für das Verteilnetz benötigt. Aus technischer Sicht bergen Verteilnetze wenige Risiken, benötigen aber einen Hauptteil des Kapitals. Das grösste Risiko besteht darin, dass die Kunden kein Interesse an einem Anschluss an das Wärmenetz zeigen. Da in Rheinfelden kein Anschlusszwang besteht, ist der Verbund auf attraktive Wärmeverkaufspreise und ein gutes Image angewiesen.

### 3.2.2 Energiezentrale

Die Energiezentrale ist zum grössten Teil in den ehemaligen Lagerräumen der Feldschlösschen untergebracht. Dazu musste in den Räumen erst die bestehenden Tankanlagen und Installationen demontiert und die Räume für die neuen Installationen hergerichtet werden.

Insgesamt wurden vier Kammern genutzt, Kammer 1 für die Abwärmenutzung und Speicherung, Kammer 3 für die Trafostation, MSR- und Elektroinstallationen und Kammer 4 für die Fernwärmespeicher, Expansionsanlage, Spitzenlast-Wärmetauscher und Pumpengruppe. Die Wärmepumpenanlage ist in der Kammer 2 installiert, welche gleichzeitig als geschlossenes, gasdichtes Sicherheits-Containment für die Ammoniak-Installationen dient.

Die Abwärmequellen sind auf dem Betriebsareal in verschiedenen Bereichen angeordnet. Die Wärme wird in zwei geschlossenen Kreisläufen gesammelt und an die Abwärmespeicher beziehungsweise an die Wärmepumpen weitergeleitet.

In Kreislauf 1 werden die Abwärmemengen aus den Rückkühlkreisläufen (KA1 bis KA4) gesammelt. Dieser Kreislauf ist aufgrund der technischen Rahmenbedingungen und der variablen Betriebszeiten sowohl von den Temperaturen als auch von den zur Verfügung stehenden Leistungen starken Schwankungen unterworfen.

Der Kreislauf 2 mit der Abwasser-Vorreinigungsanlage läuft mit relativ konstanten Temperaturen und Wassermengen bei ca. 20–30 °C und etwa 200–250 kW Leistung.

Die Spitzenlastzentrale wird von drei Dampfkesselanlagen gespeisen, welche mit verschiedenen Brennstoffen (Erdgas, Biogas, Alkohol, Heizöl) befeuert werden können. Die Dampfkessel geben die Wärme über eine Heisswasser-Kaskade an ein Heisswassernetz ab, welches verschiedene Verbraucher auf dem Areal mit Hochtemperaturwärme versorgt. An dieses Heisswassernetz wurde ein zusätzlicher Leitungsast zur Energiezentrale verlegt, welcher dann über zwei Wärmetauscher die Wärme an das Fernwärmenetz abgibt.

Die Spitzenlastzentrale hat neben der reinen Spitzenlastabdeckung auch die Funktion einer «Reservezentrale», falls im Bereich der Wärmepumpen oder des Abwärmekreislaufs eine gravierende Störung eintreten sollte. Dann kann die Spitzenlastzentrale die gesamte Wärmeversorgung des Fernwärmenetzes übernehmen.

Sollte irgendwann innerhalb der Betriebszeit des Wärmeverbundes keine Abwärme aus der Brauerei Feldschlösschen zur Verfügung stehen, ist angedacht, die vorhandenen Grundwasserbrunnen als Wärmequelle für die Wärmepumpen zu nutzen und mit einer Holzhackschnitzelanlage zu ergänzen.

## 3.3 Betrieb

Der Wärmeverbund Rheinfelden Mitte versorgte ab dem Frühjahr 2014 die ersten Kunden mit Wärme. Ab dem Sommer 2014 wurden die Wärmepumpen in Betrieb genommen, sodass ab dem Spätsommer die Wärme zu grossen Teilen aus der Abwärme der Feldschlösschen Brauerei erzeugt werden konnte.

Im September 2014 wurde die Anlage offiziell eingeweiht und an den Anlagebetrieb der AEW Energie AG übergeben.

In der Anfangsphase traten grosse Probleme bei den Wärmepumpen auf und ein kontinuierlicher Betrieb war nicht möglich. Einerseits war das Netz im Frühjahr 2014 noch nicht soweit ausgebaut, dass ein Volllastbetrieb mit der notwendigen Wärmeabgabe getestet werden konnte und andererseits wurde nach ca. einem Jahr in einem Wärmetauscher eine Leckage festgestellt, was zu einem mehrmonatigen Ausfall der Wärmepumpen führte. Darüber hinaus bereiteten die Tropfenbildung im Arbeitsmedium auf der Saugseite der Wärmepumpen-Verdichter Schwierigkeiten, aber auch verschiedene Software- und Einstellungs-Probleme in der Wärmepumpen-Steuerung mussten behoben werden.

Nach verschiedenen Umbau- und Anpassungsmassnahmen von Seiten des Wärmepumpen-Lieferanten erbringt die Anlage zwischenzeitlich die definierte Leistung, ist abgenommen und läuft zufriedenstellend.

Ein zentrales Problem der Gesamtanlage sind die stark schwankenden Abwärmemengen, insbesondere im Winter. Die Produktion ist zwischen Weihnachten und Mitte Januar stark eingeschränkt, teilweise wird gar nicht produziert. Das führt dazu, dass lediglich ein minimales Abwärmeangebot vorliegt, wenn der grösste Wärmebedarf durch die Kunden des Fernwärmenetzes benötigt wird. Es wird derzeit versucht, in kleinen Schritten hier eine Verbesserung zu erreichen.

## 4 Erkenntnisse

Die Nutzung von industrieller Abwärme verlangt von allen Beteiligten eine besonders intensive Zusammenarbeit. Die Interessen des Produktionsbetriebes stehen klar im Mittelpunkt. Wenn der Betrieb nicht mehr funktioniert oder zu grosse Veränderungen verkraften muss, kann das eigentliche Ziel – nämlich die Nutzung von Abwärme aus der Produktion – nicht mehr verfolgt werden.

Hier muss durch eine sorgfältige Analyse der Situation, möglicher Nutzungsvarianten und Konzepte eine «Win-Win» Situation zwischen Produktionsbetrieb und Investor, also letztlich den Wärmekunden hergestellt werden.

Schwankungen in der Produktion sollten durch Informationsaustausch angekündigt werden, so dass der Anlagebetreiber rechtzeitig reagieren kann. Ausserdem muss mittels technischer Massnahmen wie zum Beispiel dem Einbau von Pufferspeichern dem fluktuierenden Anfall von Abwärme entgegengewirkt werden. Das kostet natürlich Geld, bringt aber Betriebssicherheit und Stabilität.

Die Anpassung und Optimierung der Wärmepumpenanlage erforderte enorm viel Zeit. Hier muss darauf geachtet werden, dass es oft sinnvoll ist, nicht das letzte Prozent an Wirkungsgrad zu optimieren, sondern zuerst die Anlage stabil und betriebssicher zu bauen, um dann in einem zweiten oder dritten Schritt die Anlage weiter zu optimieren.

Insgesamt lässt sich eine sehr positive Bilanz ziehen:

- Die angestrebte massive Reduktion des CO<sub>2</sub>-Ausstosses wurde erreicht.

- Die anfallende Abwärme wird nicht mehr an die Umwelt abgegeben, sondern zu Heizzwecken genutzt.
- Der Wärmeverbund versorgt über 1'000 Einwohner von Rheinfelden mit ökologischer Wärme für Raumheizung und Warmwasser.
- Die Netzurücklauftemperatur ist wichtig für den Gesamtwirkungsgrad der Anlage. Um diese auf ein günstiges Niveau absenken zu können, ist ein engagiertes und fachkundiges Betriebsteam wichtig.

## 5 Quellen und weiterführende Literatur

Website Wärmeverbund Rheinfelden-Mitte (WVR)

[www.aew.ch/rheinfeldenmitte](http://www.aew.ch/rheinfeldenmitte)