

BERICHT

# HEAT HIGHWAY

Task 2.1: Review of national and international best practice examples

Projektteam:  
Stefan Reuter  
Ralf-Roman Schmidt  
Nicolas Marx

05.01.2022

# Inhaltsverzeichnis

1.1	Wärmeübertragungsnetze in Österreich.....	4
1.1.1	Pöls-Judenburg, Wärmetrasse Aichfeld .....	4
1.1.2	Fernwärmeschiene Innsbruck-Wattens .....	5
1.2	Wärmeübertragungsnetze in Deutschland .....	6
1.2.1	Fernwärmeschiene Niederrhein.....	6
1.2.2	Fernwärmeschiene Ruhr .....	8
1.2.3	Fernwärmeschiene Saar.....	8
1.2.4	Fernwärmeschiene Ruhr-Rhein.....	9
1.3	Wärmeübertragungsnetze in den Niederlanden.....	10
1.3.1	Rotterdam – Den Haag, WarmteliN.....	10
1.4	Wärmeübertragungsnetze in Dänemark.....	11
1.4.1	Kopenhagen.....	11
1.4.2	Dreiecksregion.....	14
1.4.3	Fünen.....	16
1.4.4	Aarhus.....	17
2.1	Interview mit Netzbetreiber in Kopenhagen.....	19
2.2	Interview mit Vertreter von Fernwärme-Interessensverband in Dänemark.....	21
2.3	Interview mit niederländischem Softwareunternehmen spezialisiert auf Optimierung von Fernwärmenetzen .....	22

# 1 SAMMLUNG VON INFORMATIONEN ZU LANGEN WÄRMETRANSPORTNETZEN

Lange Wärmeübertragungsnetze wurden bereits in einer Vielzahl an Regionen in Österreich und Europa implementiert. Oftmals sind diese Systeme jedoch unidirektionale Transportleitungen (HTP), die Wärme von einem entfernten Erzeuger in ein urbanes Fernwärmenetz einspeisen. Obwohl solche Leitungen nicht der, innerhalb dieses Projektes entwickelten Definition eines Wärmeübertragungsnetzes (HTN) entsprechen, wurden sie trotzdem in die Sammlung aufgenommen, da Rückschlüsse auf Kosten und Wirtschaftlichkeit gezogen werden können.

Die Sammlung wurde nach bestem Wissen zusammengetragen, erhebt aber keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Insgesamt wurden 38 Systeme identifiziert, wovon 10 als Wärmeübertragungsnetzwerke im Sinne der HeatHighway Definition eingeordnet wurden. Sämtliche Systeme sind in Tabelle 1 mit grundlegenden Informationen (soweit verfügbar) aufgelistet.

Die identifizierten Wärmeübertragungsnetzwerke haben Rohrleitungslängen zwischen 18 und 190 km, Transportleistungen von bis zu 0,95 GW und transportierte Wärmemengen bis zu 8 TWh/a. Diese Systeme sind in Österreich, Deutschland, den Niederlanden und Dänemark in Betrieb (bzw. ist das HTN Rotterdam – Den Haag in Planung) und werden im Weiteren beschrieben.

Tabelle 1: Übersicht lange Wärmetransportnetze mit grundlegenden Informationen. Teilweise wurden unterschiedliche Parameter für idente Netze gefunden (Werte in Klammern). HTP = unidirektionale Transportleitung, HTN = Wärmeübertragungsnetzwerk.

Ort	Land	Typ	Länge [km]	Leistung [MW]	Wärmetransport [GWh/a]	Durchmesser [mm]	Quellen
<b>Dürnrrohr-St. Pölten</b>	AT	HTP	31	50	200	450 / 400	(Fernwärme St. Pölten GmbH, 2021), (Moritz, et al., 2013)
<b>Hallein-Salzburg</b>	AT	HTP	14 (19)	7,5	120 (80)	200	(Moritz, et al., 2013), (Riegler, Kämmerer, & Wallmann, 2005)
<b>Pöls-Judenburg Wärmetrasse Aichfeld</b>	AT	HTN	18	30	100	300 / 250	(Moritz, et al., 2013), (Bioenergie Aichfeld GmbH, 2021)
<b>Sappi - Graz</b>	AT	HTP	12 (15)	40	170	400	(Hofer, 2017), (Sappi Austria Produktions-GmbH & Co. KG, 2020), (Bioenergiegruppe, 2022)
<b>Mellach-Graz</b>	AT	HTP	19	300	900 (ab 2021: max. 600)	650 / 550	(Moritz, et al., 2013), (Insaide Graz, 2021)
<b>Fernwärmeschiene Innsbruck-Wattens</b>	AT	HTN	20 (16)		147,5		(TIGAS - Erdgas Tirol GmbH, 2020), (TIGAS - Erdgas Tirol GmbH, 2021)
<b>Donawitz - Trofaiach</b>	AT	HTP	8,2		32	250	(Fachverband Gas Wärme, kein Datum)
<b>Arnoldstein-Villach</b>	AT	HTP	16	19	100		(Mandler, 2018)
<b>Chur-Trimmis</b>	CH	HTP	9,2	18	31		(Fernwärme Chur AG, 2021), (Fernwärme Chur AG, 2020)
<b>Melnik-Prag</b>	CZ	HTP	32	340		1200	(Andrews, et al., 2012), (Moser & Puschnigg, 2021)
<b>Lippendorf-Leipzig</b>	DE	HTP	15	300	900	800	(Kavvadias & Quoilin, 2018), (Schroeter, 2013)
<b>Mannheim-Speyer</b>	DE	HTP	21,2	48			(Kavvadias & Quoilin, 2018)
<b>Aachen</b>	DE	HTP	20	85			(Kavvadias & Quoilin, 2018)
<b>Boxberg-Weißwasser</b>	DE	HTP	16	40		400	(Stadtwerke Weißwasser GmbH, 2017)
<b>Zolling-Flughafen München</b>	DE	HTP	28	150		500 / 400 / 350	(Holler, 2014)
<b>Fernwärmeschiene Niederrhein</b>	DE	HTN	40	550	786	400	(Holler, 2014), (Döking, 2012)

<b>Fernwärmeschiene Ruhr</b>	DE	HTN	42	430	1.600	800 bis 300	(Holler, 2014), (STEAG Fernwärme GmbH, 2021)
<b>Fernwärmeschiene Saar</b>	DE	HTN	35	686	943	600 / 500	(Holler, 2014), (STEAG, 2021), (Fernwärme-Verbund Saar GmbH, 2014)
<b>Dreiecksregion Dänemark</b>	DK	HTN	123		1.658	660 - 220	(TVIS, 2021), (Trekantområdets Varmetransmissionsselskab I/S (TVIS), 2021), (SAV Systems UK Limited, 2017)
<b>Kopenhagen</b>	DK	HTN	189		8.000		(VEKS, 2021), (Metropolitan Copenhagen Heating Transmission, 2019), (Centralkommunernes Transmissionsselskab I/S (CTR), 2021), (Vestforbrænding, 2021)
<b>Viborg</b>	DK	HTP	12	58			(Kavvadias & Quoilin, 2018)
<b>Fernwärme Fünen</b>	DK	HTN	120	950	3.600		(Strømvig, 2018)
<b>Fernwärme Aarhus</b>	DK	HTN			3.100		(Jensen)
<b>Kozani</b>	EL	HTP	16,5	137		500	(Kavvadias & Quoilin, 2018)
<b>Helsinki</b>	FI	HTP	20	490		1.000	(Kavvadias & Quoilin, 2018)
<b>Turku</b>	FI	HTP	25	340		800	(Kavvadias & Quoilin, 2018)
<b>Akranes</b>	IS	HTP	62	60		400	(Kavvadias & Quoilin, 2018)
<b>Nesjavellir-Riykjavik</b>	IS	HTP	27	290		800	(Kavvadias & Quoilin, 2018)
<b>Rozenburg-Rotterdam</b>	NL	HTP	16,8	160		700	(Visser & Smit Hanab bv, 2021)
<b>Tilburg</b>	NL	HTP	25	170		500	(Kavvadias & Quoilin, 2018)
<b>Diemen-Almere</b>	NL	HTP	8,5	260		700	(Kavvadias & Quoilin, 2018)
<b>Almere</b>	NL	HTP	10	170		500	(Kavvadias & Quoilin, 2018)
<b>Rotterdam-Den Haag</b>	NL	HTN	23	250		700	(N.V. Nederlandse Gasunie, 2022)
<b>Oslo</b>	NO	HTP	13	275		600	(Kavvadias & Quoilin, 2018)
<b>Oradea</b>	RO	HTP	86,3	546			(Kavvadias & Quoilin, 2018)
<b>Linköping-Mjölby</b>	SE	HTP	28	25			(Kavvadias & Quoilin, 2018)
<b>Lindesberg</b>	SE	HTP	17	26			(Kavvadias & Quoilin, 2018)
<b>Göteborg-Kungälv</b>	SE	HTP	22	19			(Kavvadias & Quoilin, 2018)

## 1.1 Wärmeübertragungsnetze in Österreich

In Österreich wurden zwei Systeme identifiziert, die als Wärmeübertragungsnetze klassifiziert werden können.

### 1.1.1 Pöls-Judenburg, Wärmetrasse Aichfeld

In der Region Judenburg, Fohnsdorf and Zeltweg bestehen mehrere Fernwärmenetze, die seit 2012 an eine gemeinsame Fernwärmeleitung angeschlossen sind, die mit Abwärme von der Zellstoff Pöls AG gespeist wird. Durch die sinnvolle Nutzung der Überschusswärme können über eine 18 km lange Transportleitung bis zu 15.000 Haushalte mit Wärme versorgt werden. Neben dem großen industriellen Abwärmelieferanten und mehreren Fernwärmenetzen sind auch Biomasse-Heizwerke und Großkunden an die Übertragungsleitung angeschlossen, siehe Abbildung 1.

Daten zum System (Moritz, et al., 2013):

- Länge: 18 km
- Leitungsdurchmesser: 300 / 250 mm
- Leistung: 30 MW
- Wärmetransportmenge: 100 GWh/a
- Investitionskosten: ca. 18 Mio. €

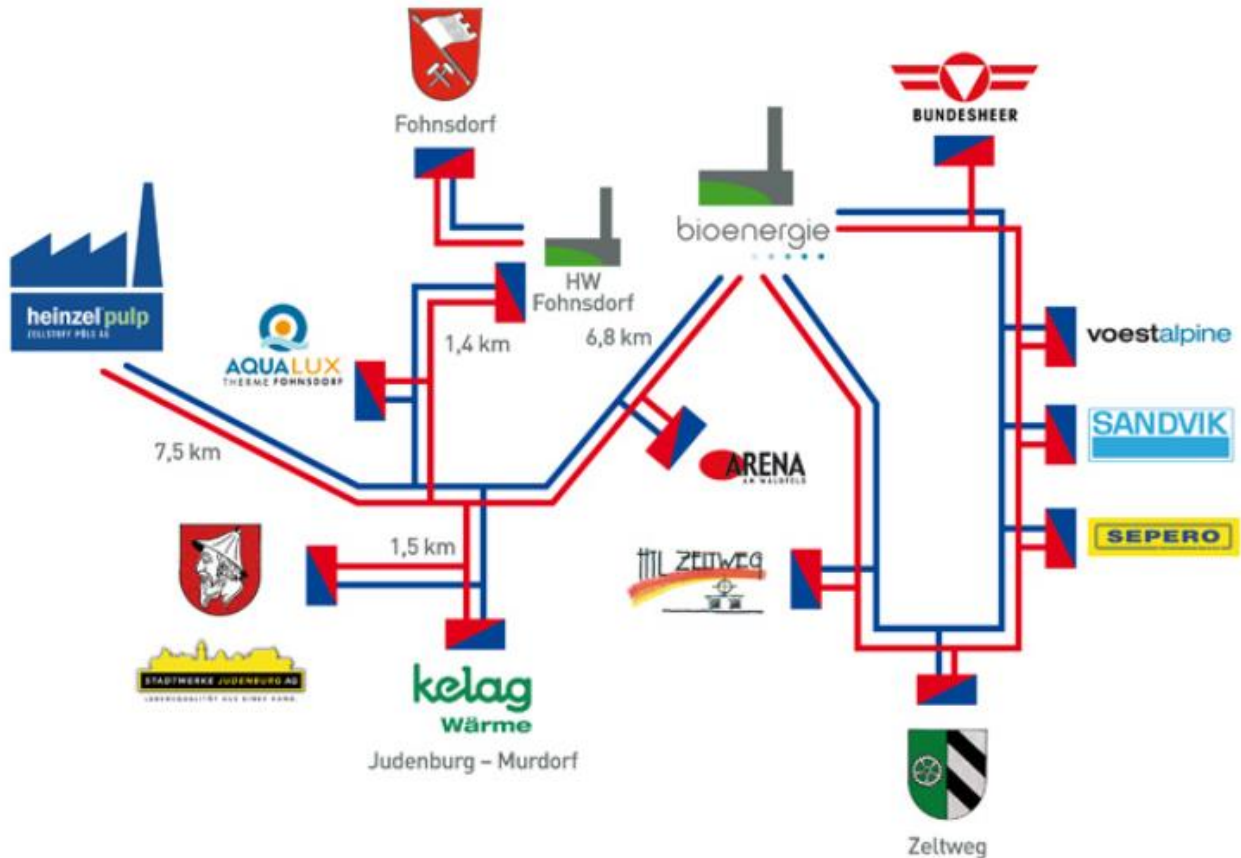


Abbildung 1: Trassenverlauf Wärmetrasse Aichfeld (Bioenergie Aichfeld GmbH, 2021)

### 1.1.2 Fernwärmeschiene Innsbruck-Wattens

Seit dem Jahr 2012 ist das Fernwärmenetz in Innsbruck über eine Fernwärmetransportschiene mit dem Netz in Wattens verbunden. Die Schiene ermöglicht eine bessere Ausnutzung bestehender Erzeugungsinfrastruktur sowie die Integration von bis dahin nicht genutzter industrieller Abwärme (Papierfabrik und Gießerei) entlang der Trasse. Das Übertragungsnetz wird größtenteils von der TIGAS betrieben, ergänzt um einen Teil in Hall, der von der Hall AG betrieben wird. Durch den gemeinschaftlichen Betrieb der Übertragungsschiene entstehen wirtschaftliche Synergien durch die kombinierte Nutzung von Wärme aus Biomassekesseln und industriellen Abwärmequellen. Der Vertrieb und Verkauf der Fernwärme im Stadtgebiet von Innsbruck wird von den lokalen Innsbrucker Kommunalbetrieben betrieben. Damit ist teilweise eine Trennung zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber gegeben. Entlang der 20 km langen Trasse sind neben großen industriellen Abwärmequellen auch mehrere Biomasse Heiz(kraft)werke, eine Kläranlage und Erdgaskessel angeschlossen, siehe Abbildung 2. Angeschlossene Verteilnetze befinden sich entlang der Trasse in Innsbruck (zusätzlicher Großverbraucher Tirol Klinken), Rum, Hall, Volders und Wattens.

Daten zum System (TIGAS - Erdgas Tirol GmbH, 2020):

- Länge: 20 km
- Fernwärmeabsatz TIGAS 2020: 147,5 GWh (TIGAS - Erdgas Tirol GmbH, 2021)
- Erzeugungsstruktur 2018
  - Industrielle Abwärme 42%
  - Erdgas 36%
  - Biomasse 20%
  - Abwärme Biogasverstromung 2%

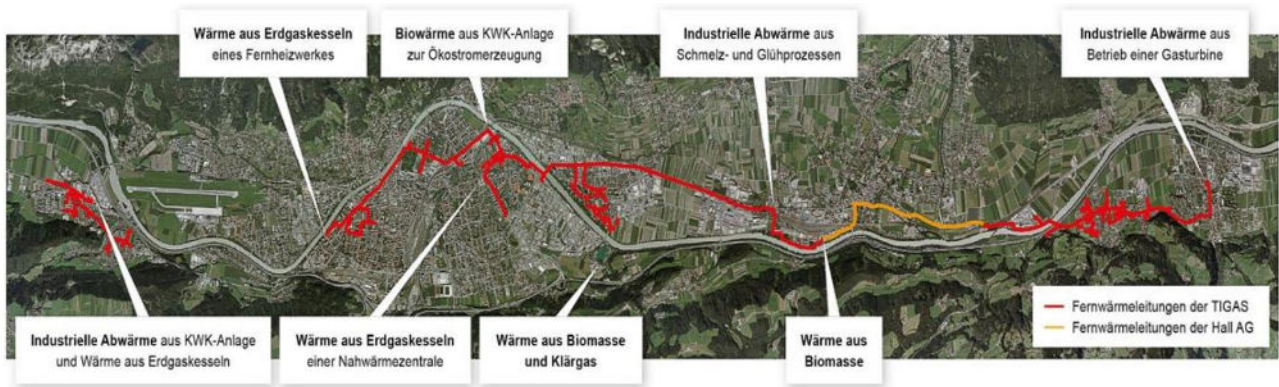


Abbildung 2: Verlauf Fernwärmeschiene Innsbruck-Wattens (TIGAS - Erdgas Tirol GmbH, 2020)

## 1.2 Wärmeübertragungsnetze in Deutschland

In Deutschland konnten drei Systeme identifiziert werden, die der Definition eines Wärmeübertragungsnetzes nahekommen.

### 1.2.1 Fernwärmeschiene Niederrhein

Die Fernwärmeschiene Niederrhein wurde in den Jahren 1980 bis 1983 errichtet und ermöglichte erstmalig in Deutschland die großtechnische Nutzung von industrieller Abwärme. Das 40 km lange Transportnetz verbindet die Kommunen Voerde, Dinslaken, Duisburg und Moers und speist in Verteilnetze von lokalen Fernwärmenetzbetreibern. Betrieben wird das Netz von einer gemeinsamen Gesellschaft der Stadtwerke Dinslaken und Duisburg, wobei im Aufsichtsrat der Gesellschaft Vertreter von allen beteiligten Kommunen sitzen.

Neben regenerativen und fossilen Heiz(kraft)werken und KWKs wird auch industrielle Abwärme der Stahlerzeugung und der chemischen Industrie in die Fernwärmeschiene gespeist, siehe Abbildung 3.

Daten zum System (Döking, 2012):

- Länge: 40 km
- Leitungsdurchmesser: 400 mm (Holler, 2014)
- Leistung: 550 MW
- Wärmeerzeugung 2011: 786 GWh/a
- Nenndruck: 40 bar
- Nenntemperatur: 180°C
- Erzeugungsstruktur 2011
  - Regenerative KWK 19%
  - Fossile KWK 50%
  - Industrielle Abwärme 30%
  - Frischwärme Kessel 1%

# Fernwärmeschiene Niederrhein



Abbildung 3: Trassenverlauf Fernwärmeschiene Niederrhein mit angeschlossenen Einspeisern und Abnehmern (Stadtwerke Dinslaken, 2021)

### 1.2.2 Fernwärmeschiene Ruhr

Die Fernwärmeschiene Ruhr wurde im Jahr 1978 als erstes überregionales Fernwärmeverbundnetz in Betrieb genommen und verbindet die Verteilnetze von Bottrop, Essen, Gelsenkirchen und Herten, siehe Abbildung 4. Das Übertragungsnetz sowie die angeschlossenen Verteilnetze werden von STEAG Fernwärme betrieben. Ein Großteil der in die Schiene gespeiste Wärme stammt vom Steinkohlekraftwerk Herne, das eine Fernwärmeleistung von 550 MW aufweist. Dieses soll im Herbst 2022 vom Netz gehen und durch ein neues Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk ersetzt werden, was zu jährlichen CO<sub>2</sub>-Einsparungen von ca. 70.000 Tonnen führen soll. Zukünftig sollen weitere Wärmequellen im Bereich der industriellen Abwärme erschlossen werden (STEAG GmbH, 2021).

Daten zum System (Holler, 2014):

- Länge: 42 km
- Leitungsdurchmesser: 800 - 300 mm
- Leistung: 430 MW
- Wärmeabsatz: 1.600 GWh/a (STEAG Fernwärme GmbH, 2021)
- Nenndruck: 40 bar
- Nenntemperatur: 180°C



Abbildung 4: Trassenverlauf Fernwärmeschiene Ruhr (STEAG Fernwärme GmbH, 2021)

### 1.2.3 Fernwärmeschiene Saar

Der erste Teil der Fernwärmeschiene Saar wurde Ende 1979 von der Fernwärme-Verbund Saar GmbH in Betrieb genommen. Heute verbindet sie auf einer Länge von 35 km die Orte Dillingen, Saarlouis, Völklingen und Saarbrücken, siehe Abbildung 5. Größter Einspeiser ist das Kraftwerk Fenne, das eine kombinierte Fernwärmeleistung aus Kraftwerksblöcken und Gasmotorenanlage von 580 MW aufweist. Zusätzlich wird auch Abwärme von der Industrie in die Schiene gespeist. Die Dillinger Hütte kann bis zu 120 MW ins Netz speisen, die Zentralkokerei Saar 15 MW. Zur Spitzenlastabsicherung ist ein Wärmespeicher mit einem Speichervolumen von 22.800 m<sup>3</sup> und eine Leistung von 40 MW installiert.

Neben der Versorgung der eigenen Verteilnetze werden auch die Netze von lokalen Stadtwerken beliefert und Großabnehmer direkt beliefert. Die Fordwerke Saarlouis und der Ford-Supplier-Park sind mit einer Anschlussleistung von 113 MW und einem Absatz von ca. 350 GWh/a die größten Kunden.

Zur Steuerung und Koordination aller Erzeugungs- und verteilanlagen an der Schiene wurde 2007 eine Energieleitzentrale in Betrieb genommen (Fernwärme-Verbund Saar GmbH, 2014), (STEAG, 2021).



Daten zum System (Holler, 2014):

- Länge: 35 km
- Leitungsdurchmesser: 600 / 500 mm
- Leistung: 686 MW (STEAG, 2021)
- Wärmeabsatz 2013: 943 GWh/a (Fernwärme-Verbund Saar GmbH, 2014)
- Nenndruck: 40 bar
- Nenntemperatur: 130°C

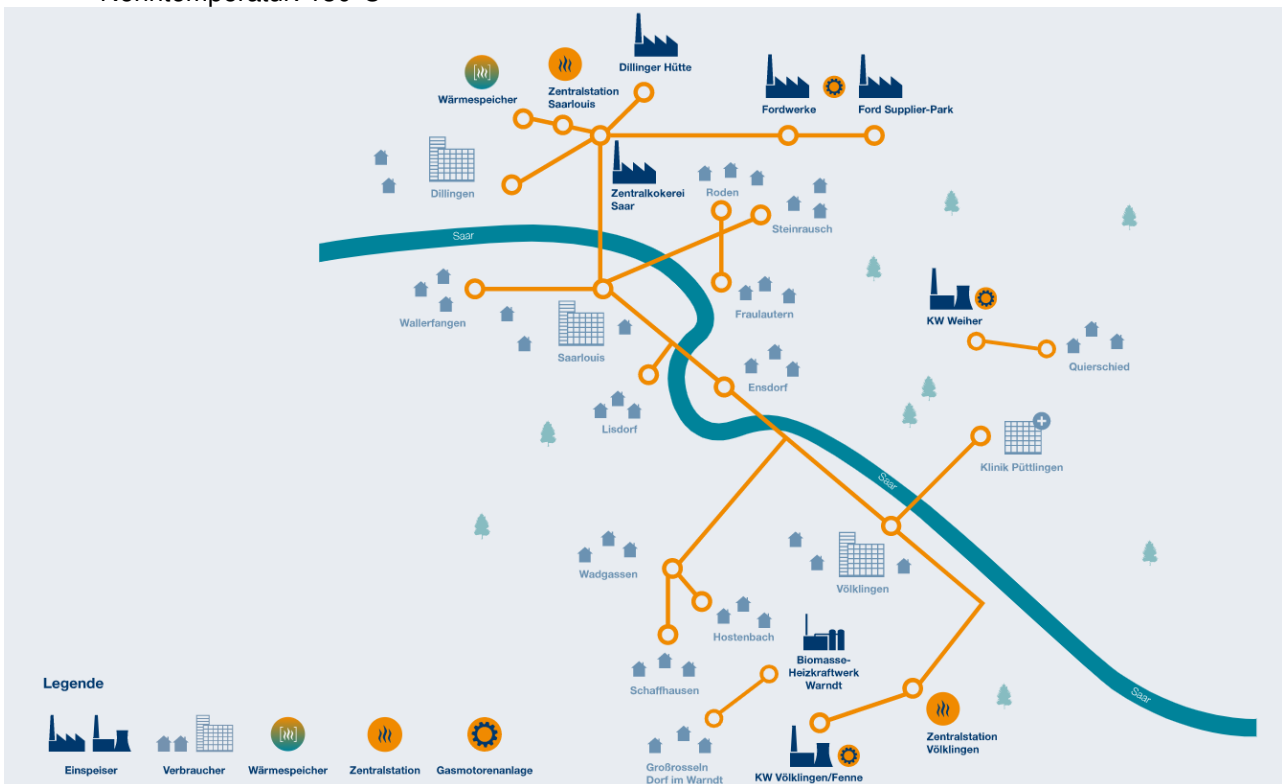


Abbildung 5: Trassenverlauf Fernwärmeschiene Saar (nicht eingezeichnet ist die Verbindung nach Saarbrücken) (Fernwärme-Verbund Saar GmbH, 2022)

### 1.2.4 Fernwärmeschiene Ruhr-Rhein

Die Fernwärmeschiene Ruhr-Rhein sollte über eine 25 km lange Transportleitung die Schiene Niederrhein mit der Schiene Ruhr verbinden, siehe Abbildung 6. Begonnen mit der Planung dazu wurde im Jahr 2013 mit dem Ziel, bestehende und neu zu erschließende Wärmequellen beider Systeme verfügbar zu machen und damit die preisstabile Versorgung für die Region zu ermöglichen. Zusätzlich sollten mit der Verbindungsleitung CO<sub>2</sub>-Einsparungen von 100.000 Tonnen pro Jahr erzielt werden (STEAG GmbH, 2021).

Durch die grundlegende Veränderung der politischen Rahmenbedingungen, bedingt durch die Energiewende und den beschlossenen Kohleausstiegs Deutschlands, musste die Planung der Fernwärmeschiene überdacht werden. Mit der Schließung des Steinkohle-Blocks 9 in Walsum fiel eine wichtige Hauptwärmequelle für die Verbindungsleitung weg. Zusätzlich mussten während der langwierigen Planungsphase zur Sicherstellung der Wärmeversorgung alternative Wärmequellen erschlossen werden. Daher wurde vermehrt nach regenerativen und CO<sub>2</sub>-armen Alternativen gesucht, die in der verstärkten Nutzung von Erzeugungsanlagen basierend auf Abfall, Biomasse und Erdgas gefunden wurden. Eine Analyse der Fernwärmeschiene unter Berücksichtigung dieser neuen Anlagen konnte keine zusätzlichen Einsparpotentiale aufzeigen, weshalb die Planung dieses Projektes nicht mehr fortgeführt wird. Stattdessen wird vermehrt auf lokale Lösungen zur Erreichung der Klimaziele gesetzt (Fernwärmeschiene Rhein-Ruhr GmbH, 2021).

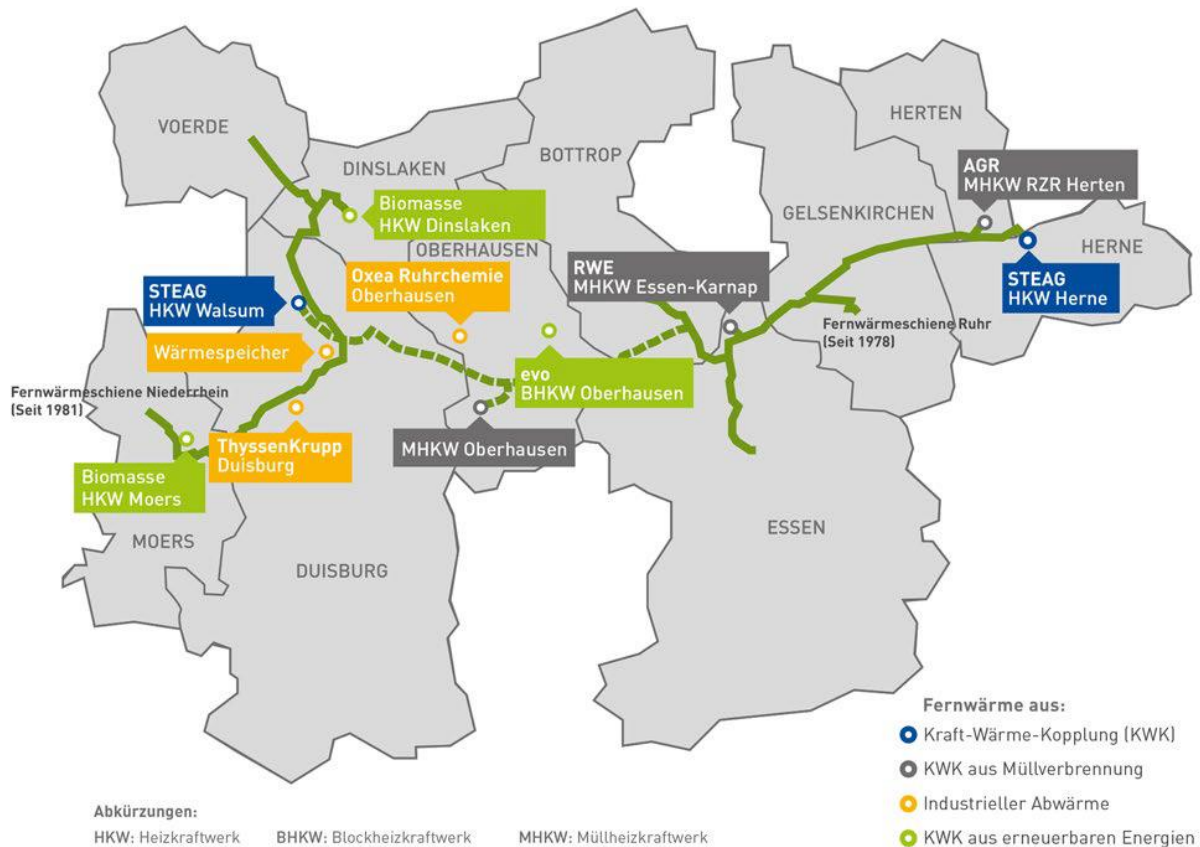


Abbildung 6: Geplanter Verlauf der Fernwärmeschiene Ruhr-Rhein (EnergieAgentur NRW, 2021)

### 1.3 Wärmeübertragungsnetze in den Niederlanden

In den Niederlanden konnte ein Wärmeübertragungsnetz identifiziert werden, wobei dieses noch in der Planungsphase / Bauphase ist.

#### 1.3.1 Rotterdam – Den Haag, WarmtelinQ

Erdgas ist der wichtigste Energieträger zur Wärmebereitstellung in Gebäuden in den Niederlanden. Um die Umstellung auf alternative Heizformen voranzutreiben, wurde ein Plan für ein umfangreiches nachhaltiges Wärmesystem in Südholland entwickelt (N.V. Nederlandse Gasunie, 2021). Als Teil dieses Wärmesystems soll mit dem Projekt WarmtelinQ ab 2023 das Fernwärmenetz von Den Haag mit dem Netz von Rotterdam verbunden werden. Dafür wird eine ca. 23 km lange, unterirdische Pipeline gebaut, die an einer bestehenden Transportleitung vom Rotterdamer Hafen zum Zentrum von Rotterdam anschließt, siehe Abbildung 7. Mit einer Transportleistung von 250 MW können bis zu 120.000 Haushalte versorgt werden. Da die entsprechenden Verteilnetze aber noch nicht vorhanden sind, sollen in einem ersten Schritt die Bestandskunden in Den Haag mit Abwärme aus industriellen Prozessen im Rotterdamer Hafen versorgt werden, wodurch die CO<sub>2</sub>-Intensität des Fernwärmenetzes in Den Haag sinkt. Die Trasse kreuzt jedoch auch die Gemeinden Vlaardingen, Schiedam, Midden-Delfland, Delft und Rijswijk, in denen zukünftig Fernwärmenetze an die Pipeline angeschlossen werden können. Zusätzlich gibt es Erweiterungsmöglichkeiten entlang der Trasse nach Westland und Oostland, wo viele Gewächshäuser stehen, die einen durchgehend hohen Wärmebedarf haben. Eine weitere Expansion ist in Richtung Leiden möglich, die in der aktuellen Bauphase jedoch nicht enthalten ist. Da aktuell noch ein Großteil der Gebäude in Südholland mit Erdgas beheizt wird, was nicht mit dem Ziel der Klimaneutralität bis 2050 vereinbar ist, besteht ein großes Potential an zukünftigen Kunden, die über Wärmenetze nachhaltige Wärme beziehen können.

Gebaut und betrieben wird die Leitung als offenes Netzwerk vom staatlichen Netzbetreiber Gasunie. Das bedeutet, dass die Pipeline sämtlichen Parteien, die diese nutzen wollen, zu denselben Konditionen zur Verfügung gestellt wird. Die Lieferungen von Wärme an Endverbraucher obliegt den Energieversorgern.

Als Wärmequellen soll vorrangig Abwärme aus dem Rotterdamer Hafen genutzt werden. Zukünftig sollen als Wärmequellen auch lokale Geothermiepotentiale erschlossen werden (N.V. Nederlandse Gasunie, 2022).

Daten zum System (N.V. Nederlandse Gasunie, 2022):

- Länge: 23 km
- Leitungsdurchmesser: 700 mm
- Leistung: 250 MW
- Auslegungstemperatur: 130°C
- Prognostizierte Transportverluste: max. 4%/a
- Investitionskosten: 90 Mio. €



Abbildung 7: Geplante Trassenführung Pipeline Rotterdam - Den Haag (N.V. Nederlandse Gasunie, 2022)

## 1.4 Wärmeübertragungsnetze in Dänemark

Dänemark ist das Land mit den größten überregionalen Wärmetransportnetzen. Neben dem großen Netz in Kopenhagen, das vor allem im Westen und Süden weit über die Stadtgrenze hinausgeht, gibt es lange Wärmetransportnetze auch in der Dreiecksregion, Aarhus und auf Fünen.

In Dänemark werden etwa 64% aller Haushalte mit Fernwärme beheizt, was einer der höchsten Werte in Europa ist. Ausschlaggebend für die hohe Diffusionsrate von Fernwärme waren die Energiekrisen der 1970er und die damit verbundene Suche nach alternativen, heimischen Energieträgern. Durch den Aufbau von Wärmenetzen konnte die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen reduziert werden, da verstärkt auf die Nutzung von Abfall und Abwärme (KWK) gesetzt wurde. Mit dem 1979 eingeführten Heat Supply Act wurde die Rolle der Fernwärme weiter gestärkt, da das Gesetz Vorgaben für eine umfangreiche Wärmeplanung auf Gemeindeebene festschrieb. Da die Kosten für den großflächigen Aufbau der Fernwärmeinfrastruktur sehr hoch waren, wurde eine Anschlussverpflichtung für Wohnprojekte in Fernwärmeversorgungsgebieten erlassen (gültig bis 2019). Zusätzlich wurde geregelt, dass sämtliche Fernwärmeunternehmen nicht gewinnorientiert wirtschaften dürfen. Damit sollte das natürliche Monopol der Unternehmen (nur einzelne Anbieter innerhalb eines Fernwärmesystems) abgedeckt werden und eine kostengünstige und preisstabile Versorgung mit Wärme sichergestellt werden. Fernwärmeunternehmen sind daher größtenteils im Besitz der entsprechenden Gemeinden oder als Kooperationen der eigenen Kunden organisiert (Dansk Fjernvarme, 2021).

### 1.4.1 Kopenhagen

Das Fernwärmenetz in der Region Kopenhagen wurde nach der Einführung des Heat Supply Acts in den 1980er Jahren errichtet. Die Gemeinden der Region schlossen sich zusammen und gründeten zwei

Unternehmen, die den Transport der Fernwärme von den großen zentralen KWKs zu den einzelnen Verteilnetzen sicherstellen sollten: CTR und VEKS. Das Netz wurde laufend weiter ausgebaut und die Verbrennung von Kohle wurde schrittweise durch eine verstärkte Nutzung von Gas und Biomasse ersetzt (HOFOR, 2016). Die von CTR und VEKS betriebenen Übertragungsnetze sind an einem Punkt miteinander verbunden, sodass ein optimierter Austausch von Wärme möglich ist.

### Netzverbund

Abbildung 8 zeigt den Netzplan des Übertragungsnetzes in den Region Kopenhagen. Neben den großen Übertragungsnetzen von VEKS und CTR betreibt Vestforbrænding ein kleineres Netz im Norden, das hauptsächlich von der Müllverbrennungsanlage gespeist wird und mit dem Übertragungsnetzen von CTR und VEKS verbunden ist.

Das Übertragungsnetz von VEKS hat eine Länge von 135 km (VEKS, 2021), das von CTR 54 km (Metropolitan Copenhagen Heating Transmission, 2019).

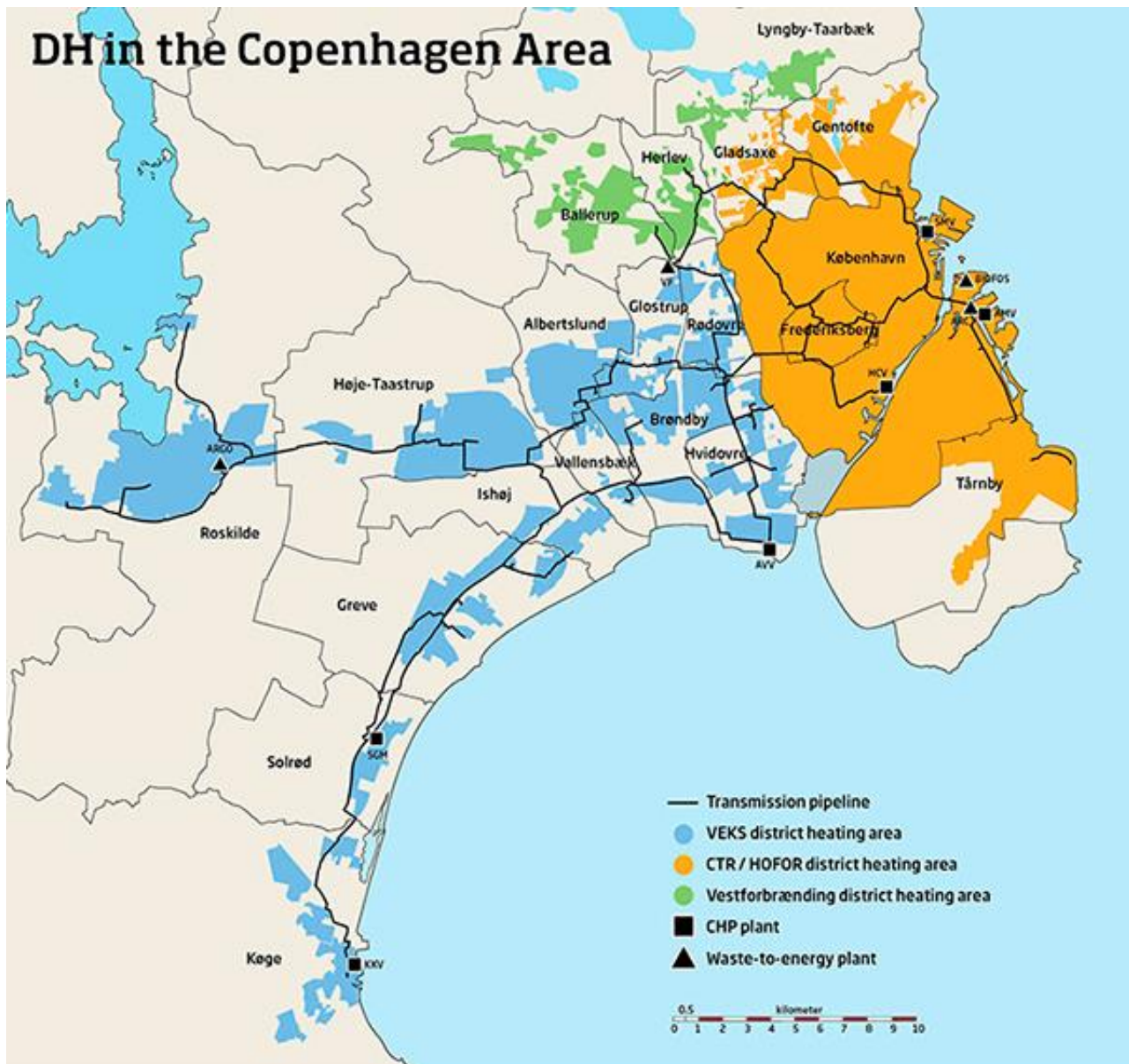


Abbildung 8: Trassenverlauf Übertragungsleitungen in Region Kopenhagen (Varmelast, 2021)

### Struktur der beteiligten Unternehmen

VEKS (Vestegnens Kraftvarmeselskab I/S) wurde als gemeindeübergreifende Kooperation im Jahr 1984 mit dem Ziel gegründet, sicher und kostengünstig Wärme an die beteiligten Gemeinden zu liefern. Insgesamt sind 12 Gemeinden an dem Unternehmen beteiligt, das in der Erzeugung, dem Transport und der Verteilung von Wärme tätig ist (VEKS, 2021).

CTR ist ein reiner Übertragungsnetzbetreiber der Wärme von den Erzeugern einkauft und an die lokalen Verteilnetzbetreiber der fünf abgedeckten Gemeinden weiterverkauft. Das Unternehmen betreibt mit der Ausnahme von einzelnen Spitzenlastkesseln keine eigenen Erzeugungsanlagen und liefert keine Wärme direkt an Endkunden. Das Verteilnetz in Kopenhagen wird von HOFOR betrieben, das mit Wärme aus dem Übertragungsnetz von CTR gespeist wird (CENTRALKOMMUNERNES TRANSMISSIONSSELSKAB I/S (CTR), 2014).

### **Erzeugungsstruktur**

In der Region Kopenhagen sind mehrere Erzeuger an das Übertragungsnetz angeschlossen (Varmelast, 2021):

- Drei Müllverbrennungsanlagen mit einer Gesamtleistung von 400 MW
- Vier große KWKs (größtenteils Biomasse, teilweise Gas und Kohle) mit einer Gesamtleistung von 2.050 MW
- Eine Kläranlage
- Zwei Wärmespeicher (750 MWh mit 300 MW Leistung und 2.000 MWh mit 330 MW Leistung)
- Reserve- und Spitzenlastkessel mit 1.900 MW
- Industrielle Abwärme aus Pektinfabrik

Für das Netz von CTR kann die Erzeugungsstruktur mit 60% KWKs, 36% MVAs und 4% Reserve- bzw. Spitzenlastkesseln angegeben werden (Centralkommunernes Transmissionsselskab I/S (CTR), 2021).

### **Jährliche Wärmebereitstellung**

In den Übertragungsnetzen der einzelnen Unternehmen wurden im Jahr 2020 folgende Wärmemengen transportiert:

- CTR: 18.820 TJ, wovon 1.960 TJ an VEKS bzw. HOFOR weiterverkauft wurden (Centralkommunernes Transmissionsselskab I/S (CTR), 2021)
- VEKS: 8.502 TJ (VEKS, 2021)
- Vestforbrænding: 1,27 TWh, wovon 37% in das Übertragungsnetz gespeist wurden (Vestforbrænding, 2021)

### **Verluste in Transportleitung**

Die Wärmeverluste in der Transportleitung sind deutlich geringer als in klassischen Verteilnetzen. Unter Berücksichtigung des Wärmeeintrags durch die Pumpen lag der Verlust im Übertragungsnetz von CTR im Jahr 2020 bei nur 0,7% (Centralkommunernes Transmissionsselskab I/S (CTR), 2021).

### **Preise für Wärme**

Die von den Übertragungsnetzbetreibern eingekaufte Wärme wird an alle belieferten Gemeinden zu einem einheitlichen Poolpreis verkauft, der über die Vorgabe des Heat Supply Acts fixiert ist (kostendeckender Betrieb). Überschüsse oder Defizite des Vorjahres werden in die Ermittlung der Wärmepreise des folgenden Jahres einbezogen, um eine ausgeglichene Bilanz zu erreichen. Der Poolpreis setzt sich aus einem fixen Bestandteil und einem monatlich variablen Teil zusammen, der es ermöglicht, den höheren Einkaufspreis der Wärme im Winter zu berücksichtigen (CENTRALKOMMUNERNES TRANSMISSIONSSELSKAB I/S (CTR), 2014).

### **Lastmanagement**

Um die kostenoptimale Nutzung der Erzeugungsanlagen im gesamten Verbundnetz Kopenhagen zu garantieren, haben die Unternehmen CTR, VEKS und HOFOR zusammen eine Kooperation zu Laststeuerung gestartet, die einen day-ahead und intra-day Markt für die Wärmeerzeuger, in Analogie zu den Strommärkten, ermöglicht. Das Unternehmen Varmelast wurde im Jahr 2008 gegründet und übernimmt die Rolle der Laststeuerung. Dazu werden täglich auf Stundenbasis die Wärmepläne für den nächsten Tag veröffentlicht (day-ahead) und zusätzlich die aktuellen Pläne nach Bedarf angepasst (intra-day). Da ein Großteil der erzeugten Wärme aus KWKs stammt, ist eine optimierte Planung, die auch die erzielbaren Stromverkaufspreise berücksichtigt, relevant. Die Berechnung der optimalen Lastverteilung stützt sich dabei nicht nur auf den Wärmebedarf und den entsprechenden Erzeugungskosten, sondern berücksichtigt auch die Grenzen der Transportkapazitäten. Durch die Integration der beiden Wärmespeicher in das

Übertragungsnetz steigt die Flexibilität des Systems. Wärme kann zu günstigen Zeiten produziert werden und bei Spitzenlastbedarf wieder abgegeben werden. Ausschlaggebend für Lastverteilung sind die variablen Wärmeproduktionskosten der Erzeuger. Diese ergeben sich aus der Differenz der gesamten variablen Kosten und den erzielbaren Stromerlösen. Abweichend davon haben die einzelnen Fernwärmeunternehmen individuelle Verträge mit den unterschiedlichen Betreibern der großen Erzeugungsanlagen. Die in diesen Verträgen festgeschriebenen variablen Wärmepreise sind grundsätzlich unterschiedlich für die jeweiligen Unternehmen und berücksichtigen mehrere Faktoren (Art des eingesetzten Brennstoffs, Beitrag zu Investitionskosten, etc.) (Varmelast, 2021).

## Zukünftige Entwicklung

Die Stadt Kopenhagen hat das Ziel bis 2025 THG-neutral zu werden. Daher muss auch das Fernwärmesystem entsprechend umgebaut werden. Während VEKS aktuell ein Fernwärmeunternehmen ist, das den Großteil der Wärme aus wenigen, zentralen Erzeugungsanlagen bezieht, werden bis 2030 Umbrüche in dieser Struktur nötig sein. Der Plan ist die verstärkte Kopplung mit dem Stromsystem über die Nutzung von Wärmepumpen und Elektrodenkessel. Zusätzlich soll das Produktionsportfolio mit der Nutzung von Geothermie und Abwärme von Rechenzentren, Power-to-X Anlagen und CCS Anlagen weiter diversifiziert werden (VEKS, 2021). Damit soll der Einsatz von Verbrennungstechnologien (Biomasse und Müll) reduziert werden.

### 1.4.2 Dreiecksregion

Der Betreiber der Übertragungsnetzes in der Dreiecksregion, TVIS, wurde 1983, als Kooperation der vier an das Netz angeschlossenen Gemeinden Fredericia, Kolding, Middelfart und Vejle, gegründet. Die erste Ausbaustufe des Netzes war 1987 abgeschlossen. Der Grund für den Bau des Netzes lag in dem Wunsch nach einer umweltfreundlichen und preisstabilen Wärmeversorgung für die Gemeinden. Mit dem Übertragungsnetz konnte Abwärme aus einer großen Raffinerie, einem Biomasse Kraftwerk und einer Müllverbrennungsanlage in allen umliegenden Gemeinden genutzt werden (TVIS, 2021). Das Übertragungsnetz wurde im Jahr 2021 um 40 km auf eine Gesamtlänge von 123 km verlängert, wodurch drei weitere Fernwärmenetze angeschlossen werden konnten (TVIS, 2021). Ein Plan des Trassenverlaufs ist in Abbildung 9 dargestellt.

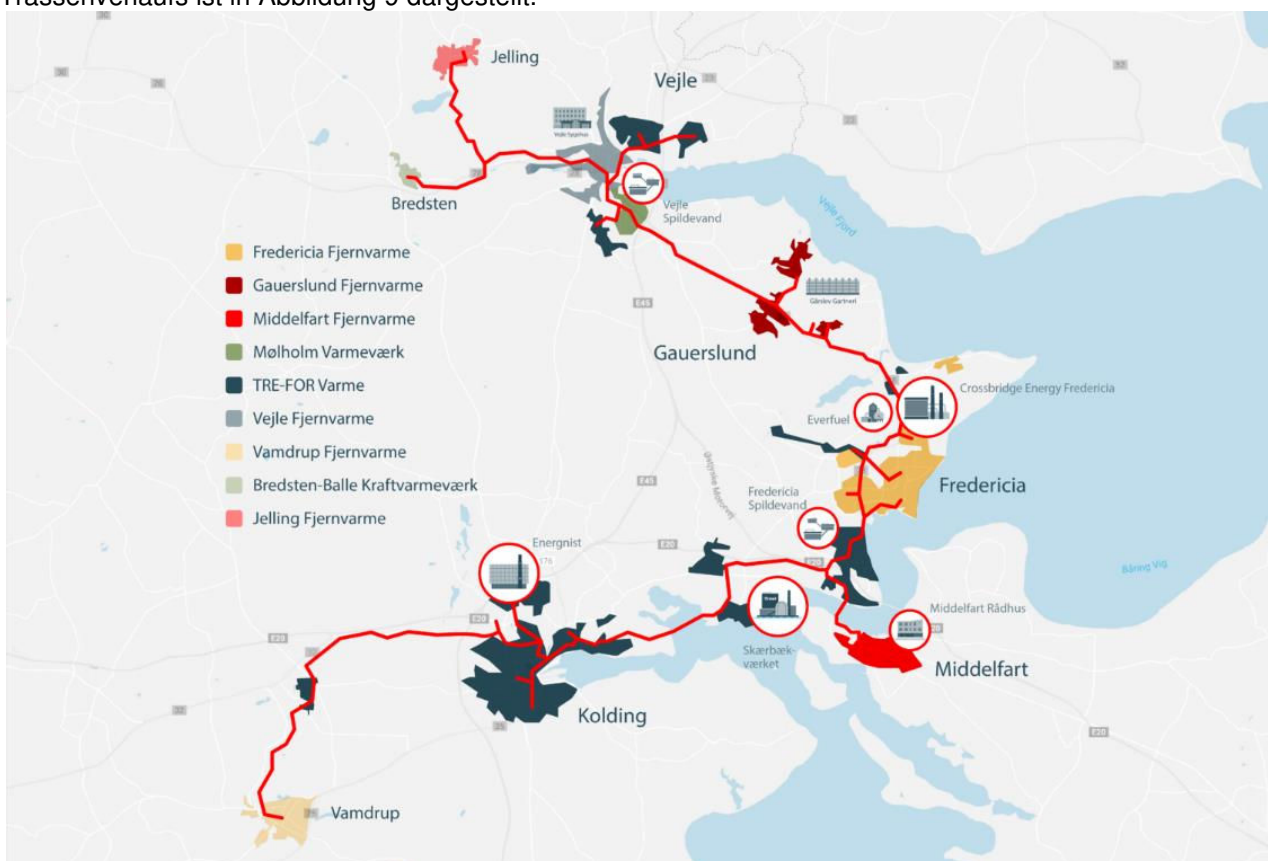


Abbildung 9: Trassenverlauf Übertragungsnetz Dreiecksregion (TVIS, 2021)

## Organisationsstruktur

Die Rolle von TVIS besteht ursprünglich in der Planung, dem Bau und den Betrieb des Übertragungsnetzes. Kunden von TVIS sind die lokalen Fernwärmeversorgungsunternehmen, die mit ihren Netzen Endkunden beliefern (Trekantområdets Varmetransmissionsselskab I/S (TVIS), 2021). Auf Wunsch der Eigentümergemeinden nach einer aktiveren Rolle von TVIS bei der Transformation zu einem nachhaltigen Energiesystem, ist es TVIS seit 2020 auch möglich, regenerative Wärme zu erzeugen und zu speichern und lokale Verteilnetze aufzubauen und zu betreiben.

## Erzeugungsstruktur

Die Wärme in der Dreiecksregion wird entsprechend folgender Aufteilung bereitgestellt (TVIS, 2021):

- Biomasse: 51%
- Müllverbrennung: 23%
- Industrielle Abwärme: 25%
- Gaskessel: 1%

Der größte Teil der Wärme stammt von der Biomasse KWK Skærbækværket. Das ursprünglich mit Öl und Gas betriebene Kraftwerk wurde komplett auf Biomasse umgestellt, wovon TVIS 80% der Kosten übernommen hat. Damit sollte die nachhaltige Bereitstellung von Wärme für die Dreiecksregion sichergestellt werden.

Die Raffinerie Crossbridge Energy Fredericia produziert 35% der dänischen Ölprodukte und speist Abwärme aus dem Kühlwasser und den Raffinerieprozessen in das Fernwärmenetz. Die abgenommene Wärmemenge liegt bei ca. 1.300 TJ/a.

Die Müllverbrennungsanlage Energnist verbrennt Abfälle aus 16 Gemeinden und produziert jährlich etwa 345 GWh Wärme, die in das Netz von TVIS gespeist wird.

Neben den großen Erzeugern sind auch zwei Kläranlagen an das Wärmenetz angeschlossen, in denen Klärgas in Gasturbinen verbrannt wird. Ebenso wird die Abwärme vom Kühlsystem des Rathauses in Middelfart in das Wärmenetz eingespeist (TVIS, 2021).

## Wärmeabnehmer

Im Jahr 2020 wurden 5.968 TJ an Wärme über das Netz von TVIS transportiert und an die lokalen Fernwärmeversorger verkauft (Trekantområdets Varmetransmissionsselskab I/S (TVIS), 2021).

Zusätzlich konnte im Jahr 2020 der erste Prozesswärmekunde an das Netz angeschlossen werden, der direkt von TVIS versorgt wird. Eine Gärtnerei mit einem Wärmeverbrauch von ca. 30 TJ/a kann nun die Gewächshäuser nachhaltig beheizen und damit die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Produktion um 90% reduzieren (TVIS, 2021).

## Verluste in Transportleitung

Die Wärmeverluste in der Transportleitung sind gering und liegen bei etwa 2 bis 3% (SAV Systems UK Limited, 2017).

## Preise für Wärme

Die Tarife für Wärme setzen sich aus einem fixen und einem variablen Bestandteil zusammen, wobei der variable Bestandteil von unterschiedlichen Einflussfaktoren (Wärmebedarf, Brennstoffpreise, etc.) abhängt. Da TVIS ein nicht-gewinnorientiertes Unternehmen ist, dürfen die Wärmepreise nur die anfallenden Kosten ausgleichen. Außerdem sind die Kosten für Wärme für alle Gemeinden gleich, wodurch ein Anreiz für den weiteren Ausbau des Netzes gesetzt werden soll (TVIS, 2021).

Neben dem Verkaufspreis der Wärme besteht in der Preisstruktur ein zusätzliches Anreizsystem: Je nach Temperatur des in das Übertragungsnetz rückgespeiste Rücklaufwasser gibt es einen Aufschlag bzw. Abschlag zum Wärmepreis. Dadurch soll die effiziente Nutzung des Fernwärmesystems forciert werden.

## Zukünftige Entwicklung

Aufgrund des Umstiegs auf Biomasse im Kraftwerk Skærbækværket und dem hohen Anteil an Abwärme aus Industrie und Müllverbrennung ist das Fernwärmesystem der Dreiecksregion bereits sehr CO<sub>2</sub>-arm. Nichtsdestotrotz wird an weiteren Projekten gearbeitet, um das System auch in der Zukunft nachhaltig betreiben zu können. Ein erster Schritt dazu ist die Integration der Abwärme einer geplanten 20 MW

Elektrolyseanlage in der Raffinerie Crossbridge Energy Fredericia. 10 bis 25% des im Elektrolyseur eingesetzten grünen Stroms können dabei als Abwärme in das Fernwärmenetz eingespeist werden, wodurch jährlich etwa 80 TJ an Wärme nutzbar gemacht werden (TVIS, 2021) (TVIS, 2021).

### 1.4.3 Fünen

Das Fernwärmenetz auf Fünen rund um die Stadt Odense wird von dem Unternehmen Fjernvarme Fyn betrieben, das im Eigentum der Gemeinde Odense und Nordfyns steht. Fjernvarme Fyn ist in der Produktion, dem Transport und der Verteilung von Wärme tätig und betreibt neben einem 120 km langen Transportnetz (siehe Abbildung 10) auch ein 2.200 km langes Verteilnetz. Jährlich werden im Netz der Fjernvarme Fyn etwa 3.600 GWh an Wärme transportiert und verteilt (Strømvig, 2018). Das Übertragungsnetz wird auf einem niedrigen Temperaturniveau von 80 bis 90°C betrieben (Winther, 2019).



Abbildung 10: Trassenverlauf Übertragungsnetz Fjernvarme Fyn (Strømvig, 2018)

#### Erzeugungsstruktur

Die Wärme von Fjernvarme Fyn wurde im Jahr 2016 entsprechend folgender Aufteilung bereitgestellt (Strømvig, 2018):

- Kohle: 31%
- Stroh: 28%
- Abfall: 23%
- Hackschnitzel: 11%
- Biogas und Holzpellets: 3%
- Gasöl und Erdgas: 3%
- Industrielle Abwärme: 1%

Neben den großen Erzeugern basierend auf Kohle, Biomasse und Abfall sind auch mehrere industrielle Abwärmequellen an das Netz angeschlossen. Unternehmen aus der Lebensmittelindustrie, eine Druckerei,



ein Unternehmen aus der Metallverarbeitung und ein Krematorium haben im Jahr 2016 in Summe knapp 17 GWh an Abwärme ins Netz gespeist (Strømvig, 2018).

### **Zukünftige Entwicklung**

Der große Anteil an Kohle an der Erzeugungsstruktur konnte in den letzten Jahren schrittweise reduziert werden und soll im Jahr 2022 komplett wegfallen. Zum Ersatz der Kohle werden Olivenpellets eingesetzt, die als Rückstand bei der Produktion von Olivenöl übrigbleiben und aus Spanien importiert werden (Fjernvarme Fyn, 2021).

Zusätzlich soll verstärkt auf Abwärmenutzung von der Industrie gesetzt werden, um damit Kohle und andere fossile Brennstoffe zu verdrängen. Im Jahr 2020 wurde ein neues Rechenzentrum von Facebook fertiggestellt, dessen Abwärme mit Hilfe von Wärmepumpen in das Fernwärmenetz gespeist werden kann. Damit können etwa 100 GWh an Wärme bereitgestellt werden. Die Wärmepumpenstation wurde von der Fjernvarme Fyn errichtet und bietet die Möglichkeit, zukünftig noch weitere Abwärme in das Netz zu speisen. Dadurch sollen zukünftig Synergien zwischen Biomasse KWKs, Wärmepumpen und großen Wärmespeichern optimal genutzt werden (Strømvig, 2018).

### **1.4.4 Aarhus**

Das Wärmeübertragungsnetz in Aarhus (siehe Abbildung 11) wird von der AffaldVarme Aarhus betrieben, die sich im Besitz der Stadt Aarhus befindet. AffaldVarme Aarhus ist zusätzlich auch in der Produktion (Müllverbrennung) und Verteilung von Wärme tätig (Jensen).

In den letzten 10 Jahren wurden Investitionen von über 270 Mio. Dollar getätigt, um das Fernwärmesystem von Aarhus zu dekarbonisieren. Dazu wurde ein 80 MW elektrisch beheizter Kessel installiert, eine 540 MW Kohle KWK zu Holzpellets umgerüstet, eine neue 80 MW Biomasse KWK gebaut und 24 MW Wärmepumpen, die Meerwasser als Wärmequelle nutzen, errichtet (Jensen).

Daten zum System (Jensen):

- Temperatur: 110°C
- Druck: 25 bar
- Wärmeabsatz 2017: 3.100 GWh/a
- Erzeugungsstruktur:
  - Holzpellets: 50%
  - Abfall: 25%
  - Stroh: 20%
  - Wärmepumpen mit Meerwasser als Quelle: 3%
  - Strom: 1%
  - Biogas: <1%
  - Öl: <1%

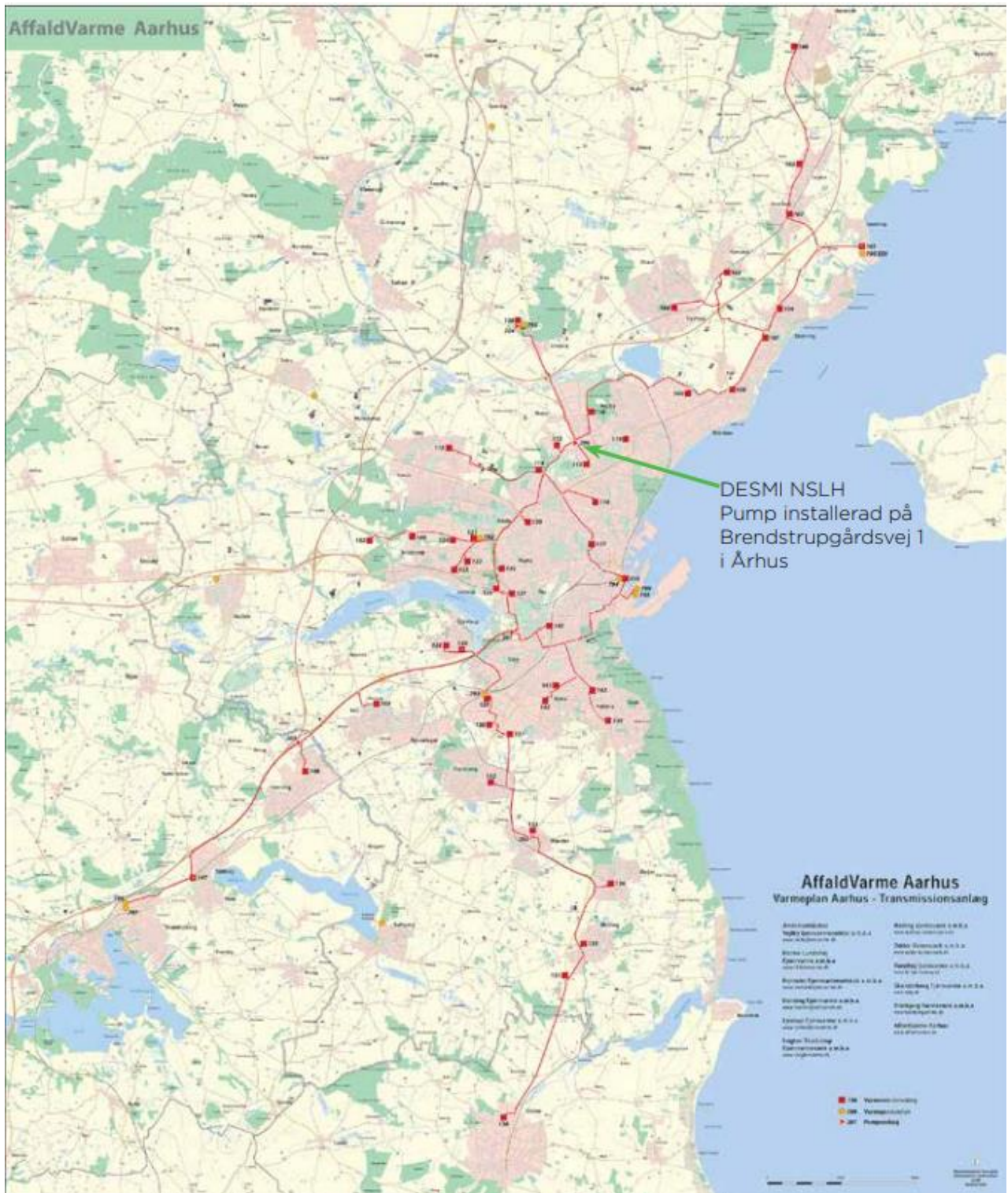


Abbildung 11: Trassenverlauf Übertragungsnetz AffaldVarme Aarhus (DESMI, 2021)

## 2 INTERVIEWS

Im Anschluss an die Internet- / Literaturrecherche wurden Interviews mit relevanten internationalen Stakeholdern durchgeführt. Die Erkenntnisse der einzelnen Interviews werden im Folgenden zusammengefasst.

### 2.1 Interview mit Netzbetreiber in Kopenhagen

#### **Integration von industrieller Abwärme**

Eine große Fabrik, die aus Orangenschalen Pektin herstellt, hat prozessbedingt Abwärme zur Verfügung, die in das Fernwärmenetz gespeist werden kann. Es wurde daher ein Dialog gestartet, um eine Kooperation mit dem Übertragungsnetzbetreiber zu starten. Dabei sind die unterschiedlichen Interessen der beteiligten Unternehmen zu Tage getreten: Das Industrieunternehmen erlaubte eine maximale Abschreibungsdauer für getätigte Investments von drei Jahren, der nicht-gewinnorientierte Netzbetreiber kann deutlich längere Abschreibungsperioden hinnehmen. Die gefundene Lösung für die Kooperation war die Einteilung des Projekts in drei Phasen. In der ersten Phase bezahlte der Netzbetreiber der Fabrik für die zur Verfügung gestellte Wärme den Substitutionspreis des Netzes (Preis des teuersten Einspeisers). Damit ging in dieser Phase der gesamte Profit an die Fabrik und sie konnte ihre Investitionen abbezahlen. Sobald die Investments abbezahlt waren, startete die zweite Phase des Projekts, in der der gesamte Profit an den Netzbetreiber ging, um die getätigten Investitionen abzuzahlen. In der folgenden dritten Phase wurden die Erlöse entsprechend der getätigten Investitionen der Partner (Abbild des eingegangenen Risikos) aufgeteilt. Erfolgsentscheidend für die gelungene Partnerschaft war, neben der Einteilung des Projekts in unterschiedliche Phasen, gegenseitiges Vertrauen und offene Kommunikation bzw. Kalkulationen. Dadurch konnte für beide Seiten ein Mehrwert geschaffen werden: Monetäre Erlöse für die Fabrik und günstige Wärme für den Netzbetreiber.

#### **Integration von Abwärme aus Rechenzentren**

In der Region Kopenhagen gibt es ein Abwärmepotential von Rechenzentren in der Höhe von etwa 200 MW. Die Kooperation mit den Betreibern von Rechenzentren ist allerdings schwierig, da sie nicht offen kommunizieren. Das betrifft insbesondere fehlende Garantien für die verfügbare Menge an Abwärme und die zukünftigen Ausbaupläne. Ohne entsprechende Zusagen kann keine passend dimensionierte Leitungsinfrastruktur zu den Standorten gelegt werden, weshalb aktuell noch kein Rechenzentrum in das Netz einspeist.

#### **Technische Informationen zum Netz**

Temperaturlevel im Übertragungsnetz: max. 120°C

Temperaturlevel im Verteilnetz: 95 bis 100°C

Wärmeverluste im Übertragungsnetz: 2-3% pro Jahr

#### **Bau eines Wärmespeichers**

Neben den bereits vorhandenen Wärmespeichern (1 x 25.000 m<sup>3</sup> und 2 x 22.000 m<sup>3</sup>) wird bis zum Herbst 2022 ein 75.000 m<sup>3</sup> großer Erdbecken-Wärmespeicher errichtet. Die Investitionskosten dafür betragen 10 Mio. €. Da alle großen Wärmeerzeuger und beide Übertragungsnetzbetreiber Zugang zu dem Speicher haben werden, wurden vorab detaillierte Berechnung zu den spezifischen Vorteilen für alle Parteien durchgeführt, um die individuellen Verträge aufzusetzen. Die Vorteile ergeben sich aus der optimierten Wärmeproduktion mit höherer Erzeugung in Zeiten, in denen die Wärme billig ist und dem Einsparen vom Spitzenlastkapazität.

#### **Finanzierung des Übertragungsnetzes**

Als die Planung für das Übertragungsnetz in den 80er Jahren gestartet wurde, konnten die beteiligten Gemeinden für die notwendigen Investitionen nur Eigenmittel in der Höhe von 0,2% aufbringen, 99,8% musste als Fremdkapital von Banken bereitgestellt werden. Um das Risiko für die Geldgeber zu minimieren, haben die Gemeinden gemeinsam ein Unternehmen gegründet, in dem jede einzelne Gemeinde für die kompletten Schulden bürgt. Damit konnten vor allem von internationalen Geldgebern das benötigte Kapital zusammengetragen werden, um die Infrastruktur aufzubauen. Der Wärmeverkaufspreis wurde im Folgenden jährlich angepasst, um eine Rückzahlung der Kredite innerhalb von 20 Jahren zu garantieren.

## **Wärmemarkt**

Um die Monopolstellung der großen Wärmeerzeuger etwas einzudämmen (zwei Unternehmen betreiben die KWKs in der Region) wurde varmelast gestartet, das eine Laststeuerung für das Wärmenetz über den Aufbau eines Wärmemarkts ermöglicht. Jeden Tag in der Früh müssen die Erzeuger ihre Gebote bekannt geben, die in ein Modell zur Berechnung der Grenzkosten für die Wärmeerzeugung einfließen. Die Strategien der einzelnen Unternehmen hängen davon ab, was sie von den Strompreisen auf den Märkten erwarten. Die ermittelten Fahrpläne werden jeden Morgen erstellt und viermal täglich angepasst (day-ahead und intra-day).

Nach der Anfangsphase, in der nur große KWKs teilnahmen, sind nun auch die Müllverbrennungsanlagen beteiligt. Die Integration von weiteren, kleineren Erzeugern ist eine Herausforderung.

## **Technische Herausforderungen**

Das System wird sich zukünftig von wenigen zentralen Wärmeerzeugungseinheiten zu vielen kleinen, lokalen Wärmeerzeugungsanlagen verändern. Die Steuerung des Systems und die Sicherstellung ausreichender Kapazitäten zu jeder Zeit ist damit ein zunehmendes Problem, für das noch keine Lösung gefunden wurde. Dies wird zu einem System führen, das nicht perfekt optimiert ist.

## **Steuerung und Kapazität des Netzes**

Das Übertragungssystem ist auf 80% des Spitzenlastbedarfs der angeschlossenen Verteilnetze ausgelegt. Bei kaltem Wetter müssen lokale Spitzenlastkapazitäten die fehlende Produktion abdecken.

Aktuell erlauben Verträge mit den lokalen Verteilnetzbetreibern diesen maximal 15% ihres jährlichen Wärmebedarfs von lokalen Erzeugern zu decken. Falls lokale Erzeuger mehr als 15% des Wärmebedarfs bereitstellen, kann der Übertragungsnetzbetreiber einen Vertrag mit den Erzeugern schließen. Grundsätzlich besteht jedoch ein Interesse des Übertragungsnetzbetreibers, dass Wärme vor allem im Winter lokal erzeugt wird. Damit kann die Spitzenlastkapazität im Übertragungsnetz geringgehalten werden, wodurch die variablen Wärmekosten sinken.

Die kurzzeitige Erhöhung der Temperatur im Übertragungsnetz vor erwarteten Lastspitzen (z.B. Morgenstunden) um damit Wärme im Netz zu speichern, wird in Kopenhagen nicht angewandt. Kurzzeitige Temperaturschwankungen belasten das System, weshalb solche nur graduell durchgeführt werden. Zur Abdeckung von einzelnen Lastspitzen wird stattdessen auf die Wärmespeicher zurückgegriffen.

## **Vorteile für den Anschluss von Fernwärmenetzen an das Übertragungsnetz**

Das Übertragungsnetz kann lokale Fernwärmenetze mit nachhaltiger Wärme aus Biomasse, Wärme aus Müllverbrennungsanlagen und aus verschiedenen Industriezweigen versorgen. Daher ist Wärme aus dem Übertragungsnetz unabhängig von der Preisstruktur eines bestimmten Brennstoffs (Strom, Gas, Öl usw.) und kann zu stabilen Preisen geliefert werden.

## **Nachhaltige Zukunft des Übertragungssystems**

- Im Dezember 2020 haben die Betreiber von Müllverbrennungsanlagen, KWKs, des Hafens und der Übertragungsnetze eine Kooperation mit dem Namen Carbon Capture Cluster Copenhagen (C4) geschlossen. Ziel ist die Installation von CO<sub>2</sub>-Abscheideanlagen an den Müllverbrennungsanlagen und den Biomasse-KWKs, um das grüne CO<sub>2</sub> anschließend in Power-to-X Anlagen zu verwenden. Die Netzbetreiber sind dabei an der Nutzung der Abwärme, die beim Abscheiden von CO<sub>2</sub> und bei dem PtX Prozessen anfällt, interessiert.
- Die Spitzenlastabdeckung erfolgt größtenteils über fossile Brennstoffe und hat einen Umfang von 2 bis 3% des jährlichen Wärmebedarfs. Die Umstellung auf nachhaltige Technologien ist im Gange, vier große Kessel wurden bereits zu elektrisch beheizten Kesseln umgebaut. Die meisten anderen Spitzenlastkessel werden zukünftig auf Biogas umgestellt.
- Verteilnetzbetreiber haben einen Anreiz, die verfügbare Wärme aus dem Übertragungsnetz optimal zu nutzen, da der Wärmetarif des Übertragungsnetzes eine Kostenkomponente in Bezug auf die Rücklauftemperatur enthält.
- Der Netzbetreiber hat eine Strategie für 2050 präsentiert, die unter anderem eine Temperaturabsenkung im Übertragungsnetz beinhaltet. Dadurch soll die Integration von Geothermie möglich werden. Die Absenkung der Temperatur im Übertragungsnetz muss allerdings mit den angeschlossenen Verteilnetzen koordiniert werden. Die Anpassungen müssen dabei bei den

Endverbrauchern beginnen, gefolgt von den Verteilungsnetzen. Die Senkung der Übertragungstemperatur auf 90°C führt zu einer Verringerung der Kapazität um 25%.

- Ein lokaler Verteilernetzbetreiber hat beschlossen, sein Netz bis 2026 in ein Netz der 4. Generation mit einer maximalen Vorlauftemperatur von 65°C umzuwandeln.
- Der Übertragungsnetzbetreiber hat eine Reservierung für einen neuen Erdbecken-Wärmespeicher mit einer Größe von 200.000 m<sup>3</sup>.

## 2.2 Interview mit Vertreter von Fernwärme-Interessensverband in Dänemark

### Rechenzentren als Wärmequelle für Fernwärmenetze

Rechenzentren haben ein großes Potential, da die angekündigte Kapazität geplanter Rechenzentren einen beträchtlichen Teil des Wärmebedarfs decken könnte. Die Integration der Abwärme in Fernwärmenetze ist jedoch eine Herausforderung weil:

- die Rechenzentren größtenteils noch nicht gebaut sind,
- der Business Case nicht solide genug ist und
- ein hohes Risiko hinsichtlich der Sicherheit der Investitionen in die Infrastruktur besteht, da die Betreiber von Rechenzentren oftmals nicht offen kommunizieren und damit auch kurzfristige Planänderungen (z.B. Verkleinerung des geplanten Projektumfangs oder Verlagerung des Rechenzentrums an einen anderen Ort) durchaus möglich sind.

### Bereitstellung von Prozesswärme über Fernwärmenetze

Die Bereitstellung von Prozesswärme über das Fernwärmenetz ist eher unüblich. Der gegenteilige Ansatz, dass Abwärme von Industrieprozessen in Fernwärmenetze eingespeist wird, ist häufiger. Da es in Dänemark aber keine große Schwerindustrie gibt, sind die Potentiale begrenzt.

Die Kopplung von Wärme- und Kältenetzen, die im Sommer als Wärmesenke genutzt werden können, ist ebenso nicht verbreitet.

### Finanzierung und Business Cases für lange Übertragungsnetze

Die großen Fernwärmesysteme in Dänemark sind ein Produkt der Energiekrise in den 70er Jahren und der Tatsache, dass damals fast der gesamte Energiebedarf des Landes mit Kohle und Öl gedeckt wurde. Insbesondere der Wärmemarkt war von Öl dominiert, das teuer importiert werden musste. Infolgedessen wurden von der Politik Pläne erarbeitet, die die Nutzung der Abwärme aus Kraftwerken für die Wärmeversorgung von Wohngebäuden ermöglichen, was zum Bau der nötigen Infrastruktur führte.

Die ausschlaggebenden Faktoren für die Etablierung von langen Übertragungsnetzen waren:

- Bekannte Technologie: Lokale Fernwärmenetze in Gemeinden wurden schon lange betrieben
- Keine privaten wirtschaftlichen Interessen (nicht liberalisierter Strommarkt und nicht-gewinnorientierte Fernwärmeunternehmen)
- Politische Entschlossenheit über die Zukunft des Sektors
- Agglomeration von Städten / Dörfern mit unterschiedlichen Wärmeerzeugungsanlagen (KWK, industrielle Abwärme, etc.), die nicht mit maximaler Kapazität Wärme produzieren
- Möglichkeit von Preisvorteilen bei der Verbindung von Netzen und optimierter Nutzung der kombinierten Produktionskapazitäten
- Kostengünstige Verlegung von Rohren über landwirtschaftliche Flächen

Die Finanzierung und das Geschäftsmodell basieren auf folgenden Punkten:

- Politischer Wille und Unterstützung für die Technologie: Steuern auf alle anderen Brennstoffe (Kohle, Öl und später Gas) wurden angehoben, weshalb Fernwärme auf Basis von Abwärme (KWK, Müllverbrennung und Industrie) billig war und die Differenz zu konkurrierenden Brennstoffen großen Investitionen in die Infrastruktur ermöglichte.
- Verbindung der einzelnen Netze zur Steigerung der kostenoptimierten Wärmeerzeugung, sodass nur die günstigsten Produktionsanlagen betrieben werden.
- Fehlende Gewinnabsicht
  - Hohe Wärmepreise sind nicht darauf zurückzuführen, dass jemand Gewinn macht, sondern darauf, dass die Ressource teuer ist. Wenn billigere Quellen verfügbar sind, werden sie genutzt und die Wärmepreise sinken.

- In anderen Ländern zögern die Versorgungsunternehmen manchmal, Abwärme in ihre Netze zu integrieren, weil diese ihre eigene Produktion verdrängen würde, was zu geringeren Gewinnen für sie führt.

### **Kostenstruktur für Kunden langer Transportnetze**

- In der Regel wird allen angeschlossenen Verteilernetzen der gleiche Preis für die Wärme aus dem Übertragungsnetz in Rechnung gestellt.
- Einige Systeme arbeiten mit stündlichen Preisen, wodurch unterschiedliche Lastprofile der Verteilnetze zu unterschiedlichen Preisen führen.
- Es besteht die Möglichkeit zur Berücksichtigung von finanziellen Anreizen für eine bessere Ausnutzung des Massenstroms durch eine niedrigere Rückspeisetemperatur in das Übertragungsnetz.

### **Risikobewertung in Bezug auf die Abhängigkeit von einzelnen Wärmeerzeugern**

Grundsätzlich wird das Risiko des Ausfalls einer Quelle mit zunehmender Netzgröße und damit mehreren Wärmeerzeugungsquellen minimiert, da die Abhängigkeit von jeder einzelnen Quelle sinkt. Da lange Netze eine große Wärmelast haben, ist der Einfluss von einzelnen kleineren Abwärmequellen jedoch generell nicht von großer Bedeutung, solange ein Großteil der Wärme von wenigen zentralen Quellen bereitgestellt wird.

### **Vorteile langer Transportnetze in Bezug auf Dekarbonisierung des Energiesystems**

Der Wandel zu einem nachhaltigen Wärmesystem ist im Fall eines gut ausgebauten Fernwärmesystems einfacher, da wenige Wärmequelle für das Netzwerk dekarbonisiert werden müssen, anstatt viele einzelne Individualheizsysteme.

### **Herausforderungen für lange Transportnetze**

In Dänemark ist die bestehende Infrastruktur, die in einem stark regulierten Markt gebaut wurde, mittlerweile abbezahlt und kann weiter genutzt werden. Zukünftig wird es voraussichtlich keine großen, zentralen Wärmeerzeuger geben, die günstig Wärme produzieren. Investitionsentscheidungen für ein neues Wärmeübertragungssystem sind daher in Anbetracht der Umbrüche im Energiesystem deutlich herausfordernder.

## **2.3 Interview mit niederländischem Softwareunternehmen spezialisiert auf Optimierung von Fernwärmenetzen**

### **Regionaler Wärmeplan für Südholland**

Der Hafen von Rotterdam, die Stadt Den Haag und umliegende Gemeinden haben sich zusammengeschlossen, um an einem umfassenden regionalen Wärmeplan (großes zusammenhängendes Wärmenetz) zu arbeiten. Dazu wurden Konsultationen mit privaten Unternehmen durchgeführt, um ihr Bestreben an der Teilnahme an einem Wärmemarkt abzufragen. Strom- und Gasnetzbetreiber haben Interesse an der Mitarbeit an Projekten zu Wärmenetzen, da der Verbrauch von Gas in absehbarer Zeit sinken wird und damit ein neues Geschäftsfeld erschlossen werden kann. Da die Planung eines umfassenden Wärmenetzes unter Berücksichtigung der Wärme- und Temperaturbedarfe, der Bedarfsstruktur, der Route für die Leitungen, der optimalen Merit Order, der Hydraulik, etc. komplex ist, wurde ein umfangreiches Modell entwickelt, das dieses System als digitaler Zwilling abbildet.

Szenarioanalyse des großen zusammenhängenden Wärmenetzes (Backbone):

- Wärmebedarf wird aktuell größtenteils aus fossilen Quellen gedeckt
- Backbone kann zur nationalen Dekarbonisierungszielen beitragen
- Wärmequellen:
  - Abwärme aus Rotterdamer Hafen
  - Geothermie
  - Abwärme aus Wasserstoffproduktion
  - Sonstige industrielle Abwärme
  - Niedertemperaturabwärme
- Wärmesenken
  - Lokale Wärmenetzwerke

- Vereinzelt existieren Netzwerke bereits (Den Haag, Rotterdam), viele müssen neu gebaut werden
- Unsicherheit besteht bezüglich der Wachstums- und Anschlussrate an die Verteilnetze, da diese mit Individuallösungen (Wärmepumpen) konkurrieren
- Wirtschaftlichkeit des Backbones ist abhängig von der Anzahl der Wärmekunden. Im ersten Schritt muss die Infrastruktur entsprechend einem Bedarf gebaut werden, der noch nicht vorhanden ist.
- Betrachtung unterschiedlicher Szenarien
  - Maximale Kooperation, maximale Nachhaltigkeit: Sämtlicher Wärmebedarf der Verteilnetze wird über regenerativ erzeugte Wärme aus dem Backbone gedeckt.
  - Insellösung: Alle Verteilnetze suchen individuell nach geeigneten Wärmequellen.
  - Optimaler Ansatz ist Lösung zwischen den beiden Extremen, in denen Stranded Assets (z.B. ungenutzte Rohrleitungen) vermieden werden. Eine Kooperation über ein gemeinschaftliches Übertragungsnetz ist ökonomisch sinnvoll.

## WarmtelinQ

Der Teil des Backbones mit dem geringsten Risiko ist die Verbindung vom Hafen Rotterdam nach Den Haag, der mit dem Projekt WarmtelinQ umgesetzt wird. Das Projekt umfasst eine 30 bis 40 km lange Pipeline mit einer Transportkapazität von 250 MW. Zur optimalen Planung wird ein digitaler Zwilling eingesetzt, der das System in Minutenauflösung simuliert. Dabei werden, unter anderem, der Einfluss der Kunden auf das Netzwerk, die Druckniveaus und die einzelnen Wärmequellen mit ihren spezifischen Einschränkungen berücksichtigt, um Fragen nach dem optimalen Rohrdurchmesser, der Temperaturen und Verluste sowie der Ausnutzungsrate der Pipeline beantworten zu können. Der digitale Zwilling soll nach Fertigstellung der Pipeline auch im Betrieb weitergenutzt werden, um die optimale Laststeuerung (Heat Merit Order) und die hydraulische Integrität sicherzustellen.

## Unterschiede zwischen kleinen und großen Fernwärmenetzen

- Lange Transportzeiten des Wassers in der Pipeline (bis zu 16 Stunden von einem Ende zum anderen)
- Störungen müssen berücksichtigt werden (z.B. wenn ein Erzeuger ausfällt)
- Die Bilanz zwischen Wärmeverlusten und Pumpenenergie ist unterschiedlich
- Abdeckung von Grund- und Mittellast
- Backbone wird von einem unabhängigen Netzbetreiber betrieben, wodurch die Notwendigkeit einer technischen, rechtlichen und finanziellen Schnittstelle besteht
- Unterschiedliche Stakeholder für Wärmeproduktionsanlagen, Verteilnetzen und Transportnetzen, die ihren individuellen Plänen folgen
- Unterschiedliche Einspeisetemperaturen der Quellen
- Thermische Belastung
- Position innerhalb des Netzes: Welcher Kunde am Ende des Netzes ist und damit den nötigen Differenzdruck bestimmt, kann sich im Sommer ändern, wenn die Nachfrage in einigen Teilen des Netzes gleich Null ist

## Risiken für das Projekt

- Größtes Risiko ist der Ausnutzungsgrad der Pipeline und die zukünftige Entwicklung dessen
- Anschlussraten neuer Kunden
  - Zeitpunkt des (verordneten) Ausstieg aus Gas in der Raumwärme
  - Genügend Motivation für Kunden vorhanden, um auf Fernwärme umzusteigen
  - Öffentliche Förderungen für Fernwärmeanschlüsse
- Abdeckung von Spitzenlastkapazitäten, die vorrangig lokal zur Verfügung gestellt werden müssen
  - Etablierung von lokalen erneuerbaren Erzeugungskapazitäten (Biomasse und Geothermie)

### 3 SWOT-ANALYSE

Basierend auf den Erkenntnissen aus der Literaturrecherche und den Interviews wurde eine SWOT-Analyse zu langen Transportnetzen durchgeführt, siehe Tabelle 2. Dabei werden die Stärken (Strengths), Schwächen (Weaknesses), Chancen (Opportunities) und Risiken (Threats) gegenübergestellt.

Tabelle 2: SWOT Analyse zu langen Wärmeübertragungsnetzen

<p><b>STÄRKEN</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ermöglicht die optimale Einbindung und Ausnutzung von regional verfügbaren (industriellen) Abwärmequellen, die nicht direkt in Fernwärmegebieten liegen</li> <li>• Möglichkeit zur Bereitstellung von Fern- und Prozesswärme an Kunden außerhalb der Ballungszentren</li> <li>• Geringere Abhängigkeit von einzelnen Erzeugern aufgrund der Vielzahl an angeschlossenen Erzeugungsanlagen</li> <li>• Diversifikation der eingesetzten Wärmeerzeugungstechnologien</li> <li>• Verbindung einzelner Netze ermöglicht kostenoptimierte Wärmeerzeugung, sodass nur die günstigsten Produktionsanlagen betrieben werden</li> <li>• Resiliente und preisstabile Wärmeversorgung für angeschlossene Gemeinden</li> <li>• Förderung der Kooperation zwischen Gemeinden und die optimale Nutzung vorhandener Ressourcen</li> <li>• Kosten für Pipelines im sub-urbanen Raum deutlich geringer als in dicht bebauter Stadt</li> </ul>	<p><b>SCHWÄCHEN</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Hohe Investitionskosten für Aufbau der Infrastruktur</li> <li>• Hohe Komplexität durch Größe des Systems, die detailliertere Planung und Monitoring nötig macht</li> <li>• Trägheit bei Änderungen der Systemparameter (z.B. Reduktion der Systemtemperatur)</li> <li>• Dauerhafte Reduktion der Übertragungstemperaturen ist nur mit entsprechenden Umstellungen in den Verteilnetzen und bei den Endkunden möglich</li> <li>• Bereitstellung von Spitzenlast sollte auf lokaler Ebene der Verteilnetze erfolgen, um Infrastrukturkosten zu begrenzen</li> <li>• Hoher Koordinationsbedarf zwischen unterschiedlichen Stakeholdern: Wärmeerzeugern, Transportnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber</li> <li>• Für Betreiber von Verteilnetzen mit eigenen Produktionsanlagen kann der Anschluss an ein Übertragungsnetz die eigene Produktion verdrängen</li> </ul>
<p><b>CHANCEN</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Einbindung von (saisonalen) Wärmespeichern auf billigem Grund möglich</li> <li>• Kostendeckend operierender, nicht-gewinnorientierter Netzbetreiber ermöglicht niedrigste Wärmepreise</li> <li>• Politisches Commitment und entsprechend förderliche rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen (z.B. Steuersenkungen, Förderungen der Anschlusskosten, Anschlussverpflichtungen, etc.) fördern Aufbau und Wirtschaftlichkeit der Infrastruktur</li> <li>• Viele Stakeholder ermöglichen die Etablierung eines Wärmemarkts in Analogie zum Strommarkt zur kostenoptimalen Nutzung der vorhandenen Wärmequellen</li> </ul>	<p><b>RISIKEN</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Aufgrund langfristiger Planungszeiträume für große Infrastrukturprojekte können sich entscheidende Rahmenbedingungen, die die Wirtschaftlichkeit gefährden, ändern (z.B. Entwicklung Anschlussrate, Willen der lokalen Entscheidungsträger)</li> <li>• Herausfordernde Investitionsentscheidungen für neue Infrastruktur in Anbetracht der Umbrüche im Energiesystem (Shift von großen zentralen zu kleinen dezentralen Erzeugungsanlagen)</li> </ul>



## 4 LITERATURVERZEICHNIS

- Andrews, D., Krook-Riekkola, A., Tzimas, E., Serpa, J., Carlsson, J., Pardo-Garcia, N., & Papaioannou, I. (2012). *Background Report on EU-27 District Heating and Cooling Potentials, Barriers, Best Practice and Measures of Promotion*. doi:10.2790/47209
- Bioenergie Aichfeld GmbH. (2021). *Aus Abwärme wird Fernwärme*. Abgerufen am 03. 01 2021 von <http://www.xn--wrme-vorteil-gcb.at/de-fernwaermeversorgung-2.html>
- Bioenergiegruppe. (2022). *Bioenergie-Projekte Standorte Österreich*. Abgerufen am 03. Jänner 2022 von <http://www.bioenergiegruppe.at/#allgemeines>
- CENTRALKOMMUNERNES TRANSMISSIONSSELSKAB I/S (CTR). (2014). *District Heating – Close Up*.  
Centralkommunernes Transmissionselskab I/S (CTR). (2021). *Årsregnskab og beretning 2020*.
- Dansk Fjernvarme. (2021). *The Danish district heating model*. Abgerufen am 03. Jänner 2022 von <https://www.danskfjernvarme.dk/sitertools/english/the-danish-model>
- DESMI. (2021). *AffaldVarme Aarhus*. Abgerufen am 03. Jänner 2022 von [https://www.desmi.com/media/rtrddd2u/affaldvarme-aarhus\\_se.pdf](https://www.desmi.com/media/rtrddd2u/affaldvarme-aarhus_se.pdf)
- Döking, T. (2012). *Standortfaktor Energie, Fernwärmeschiene Niederrhein*. Von <https://docplayer.org/10239000-Fernwaermeversorgung-niederrhein-gmbh.html> abgerufen
- EnergieAgentur NRW. (2021). *Essen Nordrhein-Westfalen: Fernwärmeschiene Ruhr*. Abgerufen am 01. 12 2021 von [https://www.energieagentur.nrw/content/Projekte/20973/20150908\\_FWSRR\\_06\\_Karte\\_Fernw\\_\\_rme\\_schiene\\_Rhein-Ruhr\\_GmbH.jpg](https://www.energieagentur.nrw/content/Projekte/20973/20150908_FWSRR_06_Karte_Fernw__rme_schiene_Rhein-Ruhr_GmbH.jpg)
- Fachverband Gas Wärme. (kein Datum). *Industrielle Abwärme für Trofaiach*. Abgerufen am 03. Jänner 2022 von <https://www.fernwaerme.at/aktuell/77/>
- Fernwärme Chur AG. (2020). *Geschäftsbericht 2019*.
- Fernwärme Chur AG. (2021). *Geschäftsbericht 2020*.
- Fernwärme St. Pölten GmbH. (2021). *DA KOMMT DIE WÄRME HER*. Abgerufen am 03. Jänner 2022 von <https://www.fernwaerme-stp.at/fernwaerme/da-kommt-die-waerme-her/>
- Fernwärmeschiene Rhein-Ruhr GmbH. (2021). *Zur Zukunft des Projekts Fernwärmeschiene Rhein-Ruhr*. Abgerufen am 01. Jänner 2022 von <https://www.fwsrr.de/>
- Fernwärme-Verbund Saar GmbH. (2014). *Die Fernwärmeschiene Saar*. Von [https://www.fvs.de/uploads/pics/FVS\\_Broschuere.pdf](https://www.fvs.de/uploads/pics/FVS_Broschuere.pdf) abgerufen
- Fernwärme-Verbund Saar GmbH. (2022). *Einspeisung & Versorgung*. Abgerufen am 03. Jänner 2022 von <https://www.fvs.de/de/die-fernwaermeschiene/einspeisung-versorgung>
- Fjernvarme Fyn. (2021). *Hvad er din varme lavet af?* Abgerufen am 03. Jänner 2022 von <https://www.fjernvarmefyn.dk/viden/fjernvarme-er-miljoevenligt-nemt-og-billigt/hvad-er-din-varme-lavet-af>
- Hofer, C. (2017). *Fernwärme aus Gratkorn für Graz: Kooperationsprojekt gestartet*. Abgerufen am 03. Jänner 2022 von [https://www.meinbezirk.at/graz/c-lokales/fernwaerme-aus-gratkorn-fuer-graz-kooperationsprojekt-gestartet\\_a2312852](https://www.meinbezirk.at/graz/c-lokales/fernwaerme-aus-gratkorn-fuer-graz-kooperationsprojekt-gestartet_a2312852)
- HOFOR. (2016). *DISTRICT HEATING IN COPENHAGEN: ENERGY-EFFICIENT, LOW-CARBON, AND COST-EFFECTIVE*.
- Holler, S. (2014). *EnEff: Wärme – Kostengünstiger Fernwärmetransport für den effektiven Ausbau der KWK*. Von <https://docplayer.org/41354452-Eneff-waerme-kostenguenstiger-fernwaermetransport-fuer-den-effektiven-ausbau-der-kwk-prof-dr-ing-stefan-holler-statusseminar-7.html> abgerufen
- Insaide Graz. (2021). *Kraftwerk Mellach wird wieder Fernwärme nach Graz liefern*. Abgerufen am 03. Jänner 2022 von <https://www.inside-graz.at/umwelt/kraftwerk-mellach-fernwaerme-nach-graz-liefern.html>
- Jensen, B. M. (kein Datum). *The Aarhus Case - The Role of District Heating in District Energy*.
- Kavvadias, K. C., & Quoilin, S. (2018). *Exploiting waste heat potential by long distance heat transmission: Design considerations and techno-economic assessment*. *Applied Energy*, 216. doi:<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.02.080>
- Mandler, A. (2018). *Fernwärmeleitung von Arnoldstein nach Villach*. Abgerufen am 03. Jänner 2022 von <https://www.5min.at/201809165441/fernwaermeleitung-von-arnoldstein-nach-villach/>
- Metropolitan Copenhagen Heating Transmission. (2019). *Environmentally friendly District heating to Greater Copenhagen*. Von <https://www.ctr.dk/wp-content/uploads/2019/11/Environmentally-friendly-District-heating-to-Greater-Copenhagen.pdf> abgerufen
- Moritz, G., Lechner, H., Günter, P., Lang, B., Jamek, A., & Zach, F. (2013). *MACHBARKEITSSTUDIE zur Fernwärmetransportleitung St. Veit / Glan – Klagenfurt*.

- Moser, S., & Puschnigg, S. (2021). Supra-Regional District Heating Networks: A Missing Infrastructure for a Sustainable Energy System. *Energies*, 14(12). doi:<https://doi.org/10.3390/en14123380>
- N.V. Nederlandse Gasunie. (2021). *Integraal Ontwerp Warmtetransport Zuid-Holland: Eindrapport 2021*.
- N.V. Nederlandse Gasunie. (2022). *Warmtelinq: Project*. Abgerufen am 03. Jänner 2022 von <https://www.warmtelinq.nl/project>
- N.V. Nederlandse Gasunie. (2022). *Warmtelinq: Veelgestelde vragen*. Abgerufen am 03. Jänner 2022 von <https://www.warmtelinq.nl/veelgestelde-vragen>
- Riegler, U., Kämmerer, S., & Wallmann, R. (2005). *Wärmeschiene Hallein - Salzburg mit Energiepreis ausgezeichnet*. Abgerufen am 03. Jänner 2022 von [https://www.ots.at/presseaussendung/OTS\\_20050512\\_OT0152/waermeschiene-hallein-salzburg-mit-energiepreis-ausgezeichnet](https://www.ots.at/presseaussendung/OTS_20050512_OT0152/waermeschiene-hallein-salzburg-mit-energiepreis-ausgezeichnet)
- Sappi Austria Produktions-GmbH & Co. KG. (2020). *Umwelterklärung 2019*.
- SAV Systems UK Limited. (2017). *SAV customers visit Fredericia district heating scheme*. Abgerufen am 03. Jänner 2022 von <https://www.sav-systems.com/news/sav-customers-visit-fredericia-district-heating-scheme/>
- Schroeter, S. (2013). *Lippendorfer Fernwärme für Leipzig bis 2023*. Abgerufen am 03. Jänner 2022 von <https://www.stefanschroeter.com/653-lippendorfer-fernwaerme-fuer-leipzig-bis-2023.html#.YdWqnWCZOUk>
- Stadtwerke Dinslaken. (2021). *Fernwärmeverbund Niederrhein Duisburg/Dinslaken GmbH & Co. KG*. Abgerufen am 03. 01 2021 von <https://www.stadtwerke-dinslaken.de/privatkunden/fernwaerme/fernwaerme-uebersicht/wir-ueber-uns/fernwaermeschiene-niederrhein/fernwaermeverbund-niederrhein-duisburgdinslaken-gmbh-co-kg.html#pane-656>
- Stadtwerke Weißwasser GmbH. (2017). *Fernwärme für Weißwasser*. Abgerufen am 03. Jänner 2022 von <https://www.stadtwerke-weisswasser.de/privatkunden/unternehmen/25jahre/serie-historie-sww/fernwaerme-fuer-weisswasser>
- STEAG. (2021). Die Fernwärmeschiene Saar. Von [https://www.fvs.de/uploads/pics/FVS\\_Fernwaermeschiene.pdf](https://www.fvs.de/uploads/pics/FVS_Fernwaermeschiene.pdf) abgerufen
- STEAG Fernwärme GmbH. (2021). *Bestens versorgt mit STEAG Fernwärme – seit über 60 Jahren*.
- STEAG GmbH. (2021). *Fernwärme von STEAG: Kohlefrei und sicher!* Abgerufen am 01. Jänner 2022 von <https://www.steag.com/de/steag-news-ausgabe-1-2021/fernwaerme-kohlefrei-und-sicher>
- Strømvig, J. (2018). Heat Recovery at Fjernvarme Fyn. Von [http://grass-events.com/wp-content/uploads/2018/03/2\\_Fjernvarme-Fyn-Heat-Recovery.pdf](http://grass-events.com/wp-content/uploads/2018/03/2_Fjernvarme-Fyn-Heat-Recovery.pdf) abgerufen
- TIGAS - Erdgas Tirol GmbH. (2020). Die Sektorkopplung im Fernwärmeverbundsystem der TIGAS. Von [https://eventmaker.at/uploads/16600/downloads/11\\_hilber\\_vortrag.pdf](https://eventmaker.at/uploads/16600/downloads/11_hilber_vortrag.pdf) abgerufen
- TIGAS - Erdgas Tirol GmbH. (2021). *Wärme für Tirol - Geschäftsbericht 2020*.
- Trekantområdets Varmetransmissionsselskab I/S (TVIS). (2021). *ÅRSBERETNING 2020*.
- TVIS. (2021). *HYSYNERGY – BRINTFABRIK*. Abgerufen am 03. Jänner 2022 von <https://www.tvis.net/udvikling/hysynergy/>
- TVIS. (2021). *LEVERANDØRER*. Abgerufen am 03. Jänner 2022 von <https://www.tvis.net/gronomstilling/leverandoerer/>
- TVIS. (2021). *NY RAPPORT: FJERNVARME KAN GIVE DANMARK POWER-TO-X-FORSPRING*. Abgerufen am 03. Jänner 2022 von <https://www.tvis.net/forsyning-og-vedligehold/trace-kort/>
- TVIS. (2021). *ØKONOMI*. Abgerufen am 03. Jänner 2022 von <https://www.tvis.net/om-tvis/oekonomi/>
- TVIS. (2021). *PROCESVARME*. Abgerufen am 03. Jänner 2022 von <https://www.tvis.net/gronomstilling/procesvarme/>
- TVIS. (2021). *SAMMEN OM VARMEN*. Abgerufen am 03. Jänner 2022
- Varmelast. (2021). *Production units*. Abgerufen am 03. Jänner 2022 von <https://www.varmelast.dk/fjernvarmesystemet/produktionsenheder>
- Varmelast. (2021). *The transmission and distribution network*. Abgerufen am 03. Jänner 2022 von <https://www.varmelast.dk/fjernvarmesystemet/transmissions--og-distributionsnet>
- Varmelast. (2021). *What is load dispatching*. Abgerufen am 03. Jänner 2022 von <https://www.varmelast.dk/lastfordeling/hvad-er-lastfordeling>
- VEKS. (2021). *Annual Review 2020*.
- Vestforbrænding. (2021). *ÅRSRAPPORT 2020*.
- Visser & Smit Hanab bv. (2021). *Leiding over Noord*. Abgerufen am 03. Jänner 2022 von <https://www.vshanab.nl/nl/projecten/detail/leiding-over-noord>

Winther, K. (2019). Experience with utilization of waste heat in Odense, Denmark. Von [https://www.ehpcongress.org/archive-2019/wp-content/uploads/Kim\\_WINTHER\\_-\\_FJERNVARME\\_FYN.pdf](https://www.ehpcongress.org/archive-2019/wp-content/uploads/Kim_WINTHER_-_FJERNVARME_FYN.pdf) abgerufen