

Workshop Wärmenetz oder dezentrale Wärmeversorgung?

8. Mai 2024





WORKSHOP

WÄRMENETZ ODER DEZENTRALE VERSORGUNG?

Methodik zur Zonierung
in der Kommunalen
Wärmeplanung

Datum: 8. Mai 2024

Zeit: 11-13Uhr

Ort: Online

Heike Böhler (LEA Hessen)

Laure Decamps (LEA Hessen)

Thorsten Ebert (Qoncept Energy)

Oliver Kisignacz (Horizonte Group)

Toke Lienggaard (Energistyrelsen)

Peter Skovsgaard (Haderslev Fjernvarme)

Agenda

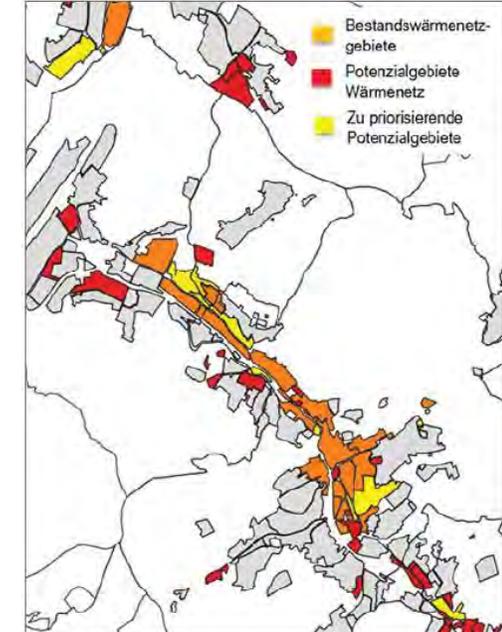
1. Einleitung (Laure Decamps, LEA Hessen)
2. Methodik der Zonierung in Dänemark (Toke Lienggaard, Energistyrelsen)
3. Praxisbeispiel aus Dänemark (Peter Skovsgaard, Haderslev Fjernvarme)
4. Praxisbeispiele aus Hessen (Thorsten Ebert, Qoncept Energy und Oliver Kisignacz, Horizonte Group)
5. Diskussion (Heike Böhler und Laure Decamps, LEA Hessen)

Zonierung in der kommunalen Wärmeplanung



Wärmedichte / MWh/(ha*a)	Einschätzung der Eignung zur Errichtung von Wärmenetzen
0 - 70	Kein technisches Potenzial
70 - 175	Empfehlung von Wärmenetzen in Neubaugebieten
175 - 415	Empfohlen für Niedertemperaturnetze im Bestand
415 - 1050	Richtwert für konventionelle Wärmenetze im Bestand
> 1050	Sehr hohe Wärmenetzsignung

Quelle: Bericht zur Zonierung (Ramboll, DEA, 2022)



Quelle: Steinbeis-Transferzentrum EGS, Leitfaden KWP (KEA-BW, 2021)

Kommunale Wärmeplanung: Das Angebot der LEA

⇒ <https://www.lea-hessen.de/kommunen/kommunal-waerme-planen/>

⇒ waermeplanung@lea-hessen.de



Wo kann ich mich zur kommunalen Wärmeplanung vernetzen und weiterbilden? ▾

Welche Daten werden für die kommunale Wärmeplanung benötigt? ▾

Wie erhalte ich die Daten der Schornsteinfeger? ▲

Hierzu gibt es die Handreichung „Schornsteinfegerdaten für die kommunale Wärmeplanung“:

Das seit November 2022 gültige Hessische Energiegesetz regelt mit dem Paragraf 13 die kommunale Wärmeplanung für Hessen. Die Potenzialanalyse im Wärmebereich innerhalb und außerhalb der Gebäude soll dabei eine große Rolle spielen.

Das **neue hessische Energiegesetz** [§](#) (HEG) Paragraf13 Absatz 4 besagt dazu: „Soweit dies zur Erstellung kommunaler Wärmepläne erforderlich ist, sind Gemeinden berechtigt, vorhandene Daten bei Energieunternehmen, Industrie- und Gewerbebetrieben sowie bei der öffentlichen Hand zu erheben; dies gilt auch soweit es sich dabei um personenbezogene Daten handelt. Daten, die Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse darstellen, sind bei der Übermittlung als vertraulich zu kennzeichnen.“

Dies umfasst auch die Schornsteinfegerdaten, die im elektronischen Kkehrbuch vorliegen. Diese Daten können gebäudescharf durch den Landesinnungsverband für das Schornsteinfegerhandwerk Hessen (LIV Hessen) bereitgestellt werden.

Verfahren zur Bereitstellung der Daten:

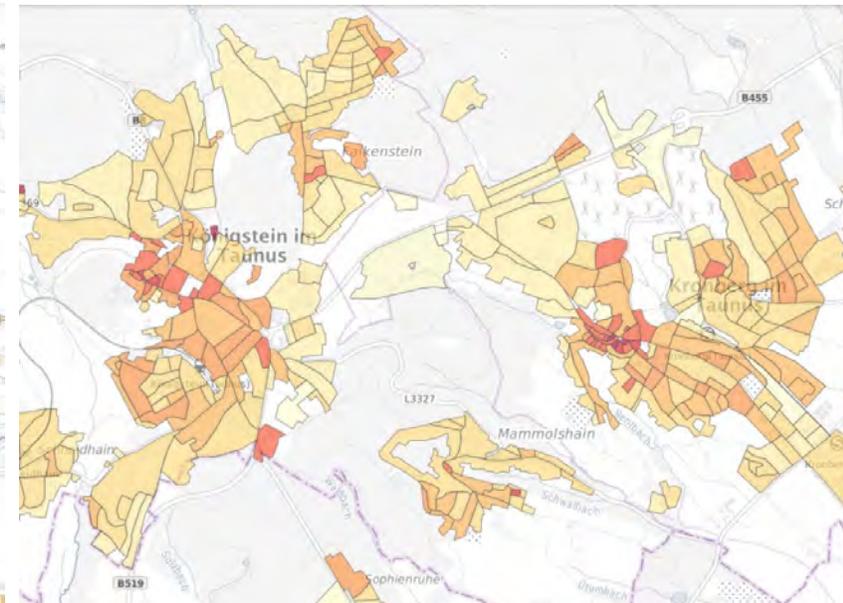
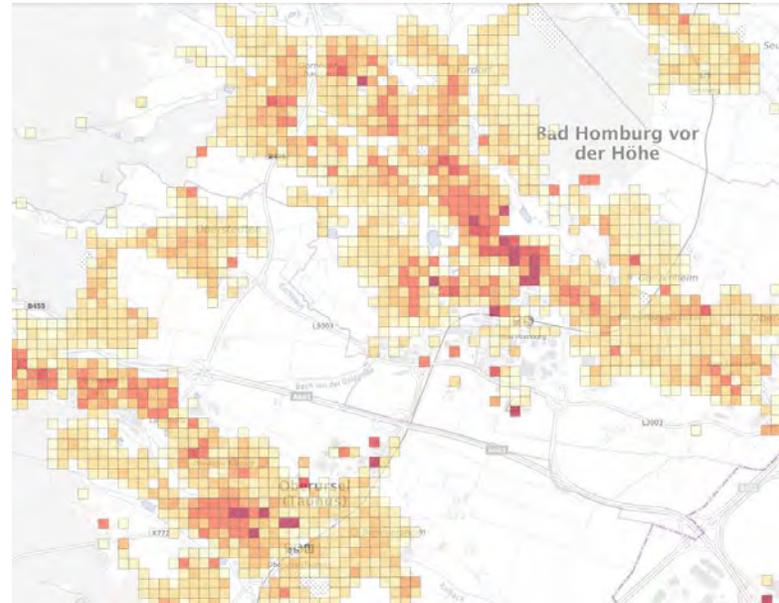
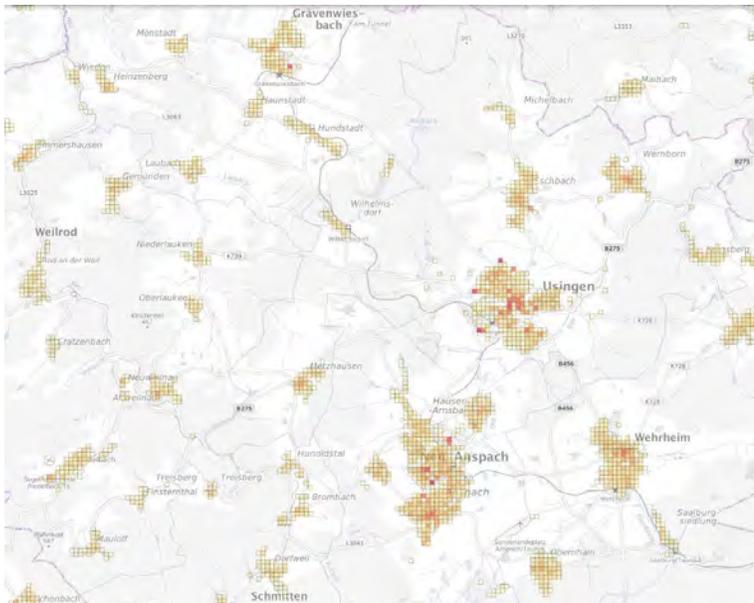
1. Die Kommune meldet sich beim LIV.
2. Der LIV schickt der Kommune eine Liste mit den Kontaktdaten der zuständigen bevollmächtigten Bezirksschornsteinfeger*innen (bBSF) für das Gebiet der Kommune und ein Musteranschreiben an die bBSF, das gemeinsam mit der Landesenergieagentur (LEA) erstellt wurde.

Das Angebot der LEA

Wärmeatlas Hessen

⇒ <https://www.waermeatlas-hessen.de>

⇒ waermeatlas@lea-hessen.de



Agenda

1. Einleitung (Laure Decamps, LEA Hessen)
2. Methodik der Zonierung in Dänemark (Toke Lienggaard, Energistyrelsen)
3. Praxisbeispiel aus Dänemark (Peter Skovsgaard, Haderslev Fjernvarme)
4. Praxisbeispiele aus Hessen (Thorsten Ebert, Qoncept Energy und Oliver Kisignacz, Horizonte Group)
5. Diskussion (Heike Böhler und Laure Decamps, LEA Hessen)



District heating and heat planning in Denmark

Toke Lienggaard
Danish Energy Agency

22. maj 2024

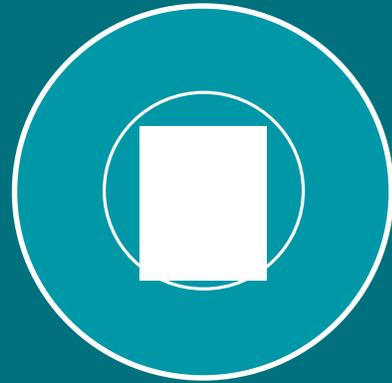


Energistyrelsen

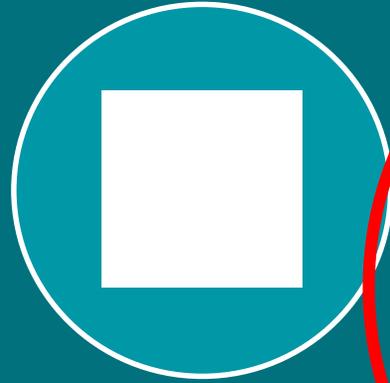
DANISH ENERGY AGENCY – PART OF THE MINISTRY OF CLIMATE, ENERGY AND UTILITIES



Forecasting
and scenarios



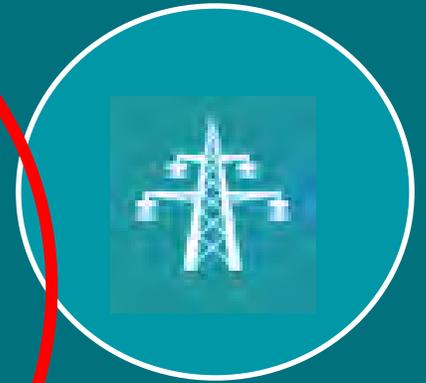
Renewable
energy



Flexibility and
power plants



Energy efficiency
and district heating



Security of
supply

Choice awareness

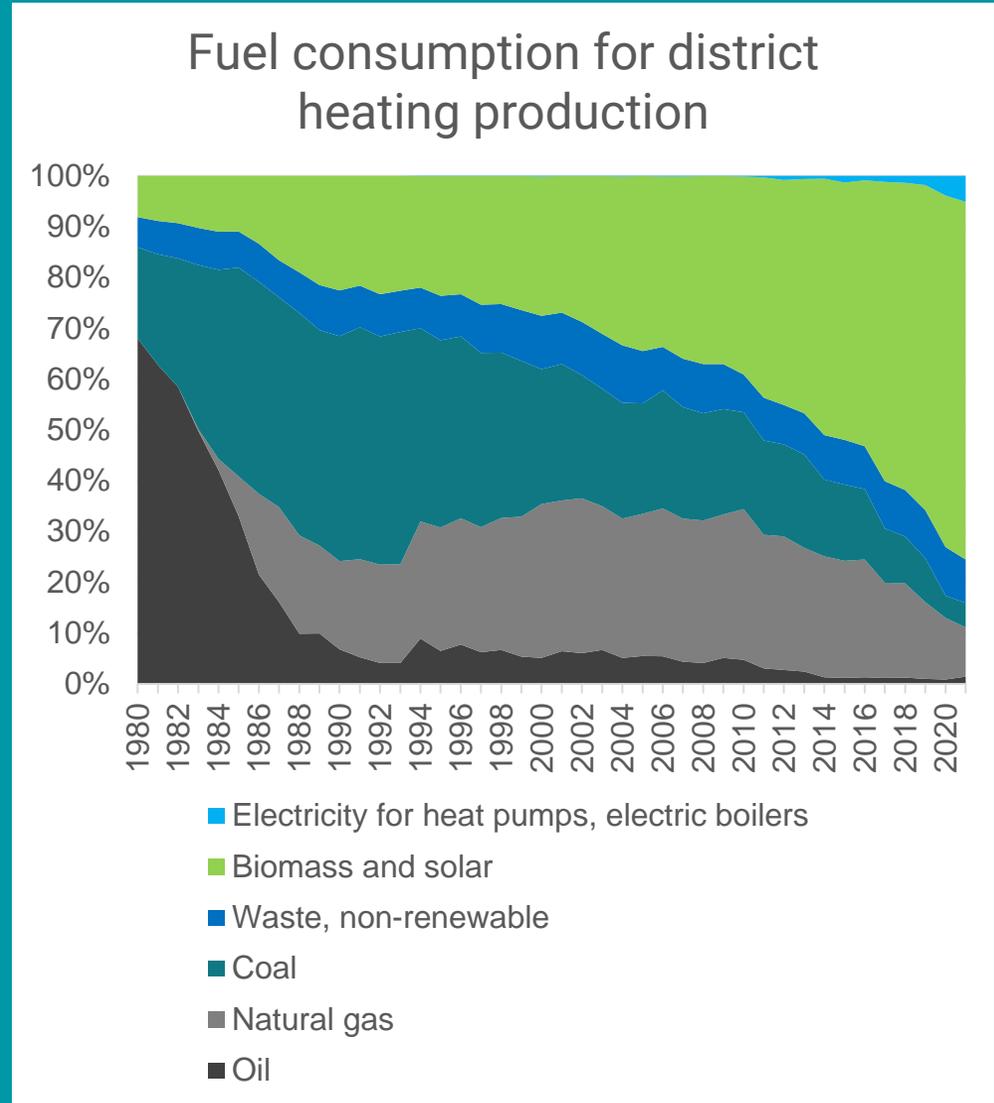
Mission: 70 pct. CO₂-reduction in 2030 and climate neutrality in 2045, while maintaining low energy prices and a high security of supply.



State of play

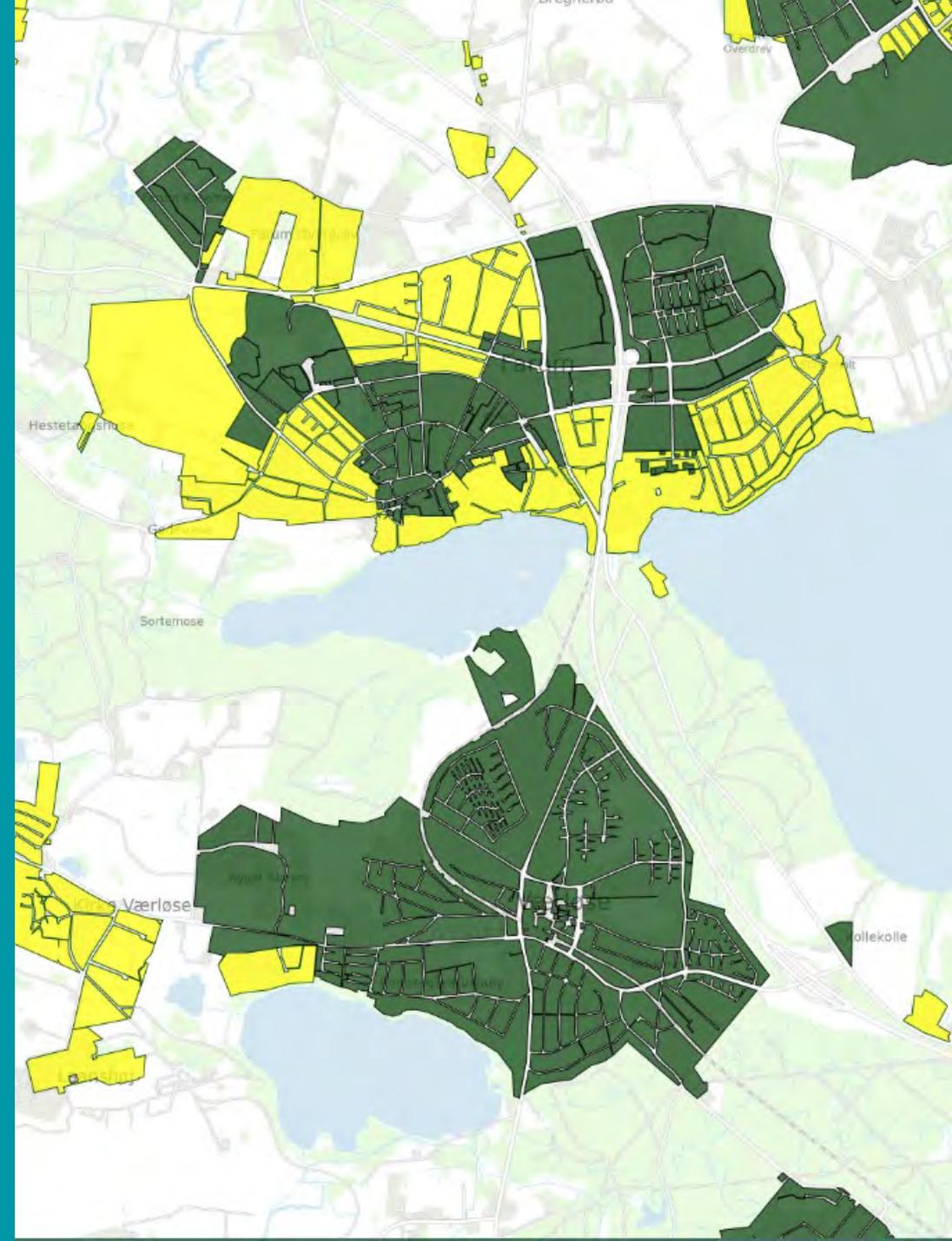
District heating in Denmark

- 1) Non-profit sector with strong engagement from municipalities
 - 2) Two thirds of Danish households connected to DH
 - 3) High level of renewable energy in DH production (more than 75 %)
 - 4) DH a key component in a green sector coupled energy system
- The outcome of strong regulatory frameworks and active policy



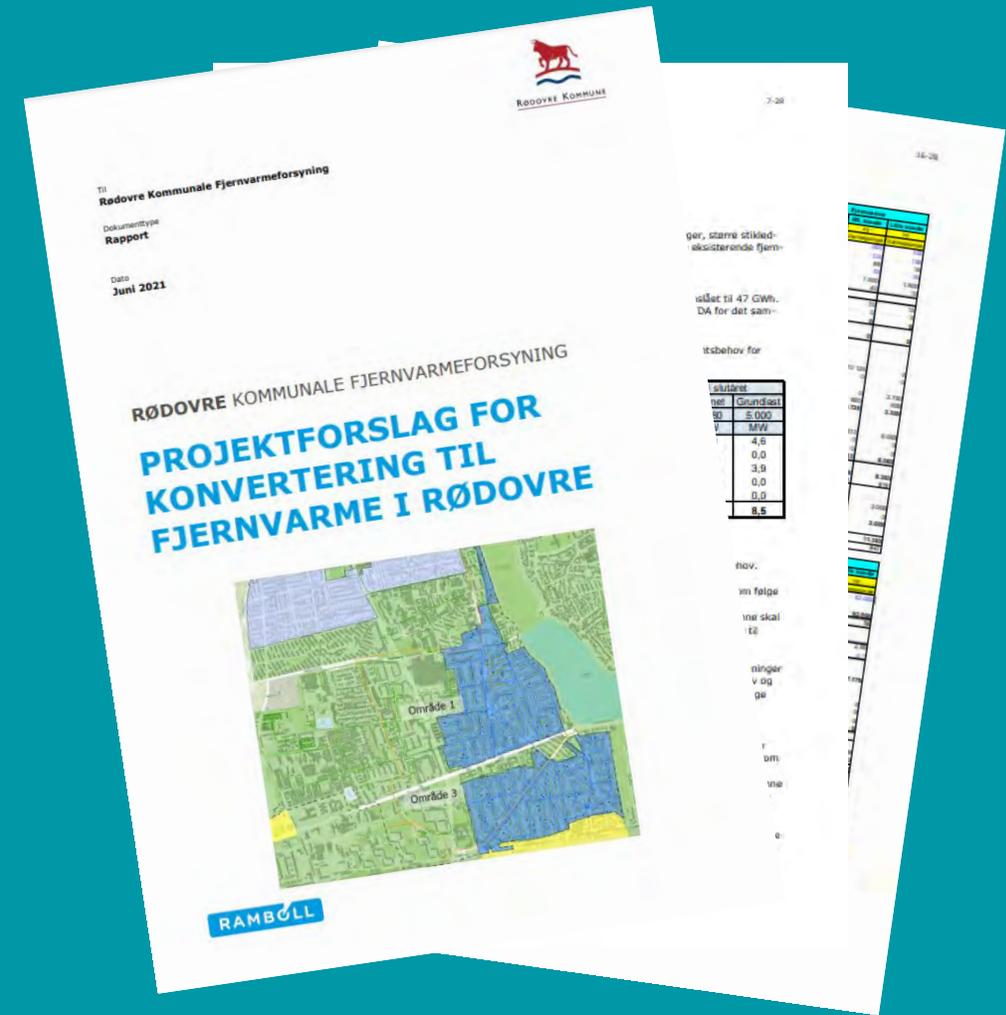
Heat planning in Denmark

- First implemented in 1979
- Important tool for developing DH
- Mandatory municipal heat planning
- Zoning for collectivized heating
- Municipalities approve all new DH projects, both new production and zoning
- Approval based on socio-economic cost comparison – comparing scenarios



Project approval

- DHCs proposes new projects in standard form
- Follows a methodology set by the DEA
- Describes the proposed project as well as relevant alternative scenarios
- Municipality approves provided projects present a **net socio-economic benefit** compared to the alternative scenarios
- Utility company **must carry out approved projects**
- DEA provides guidance and assumptions



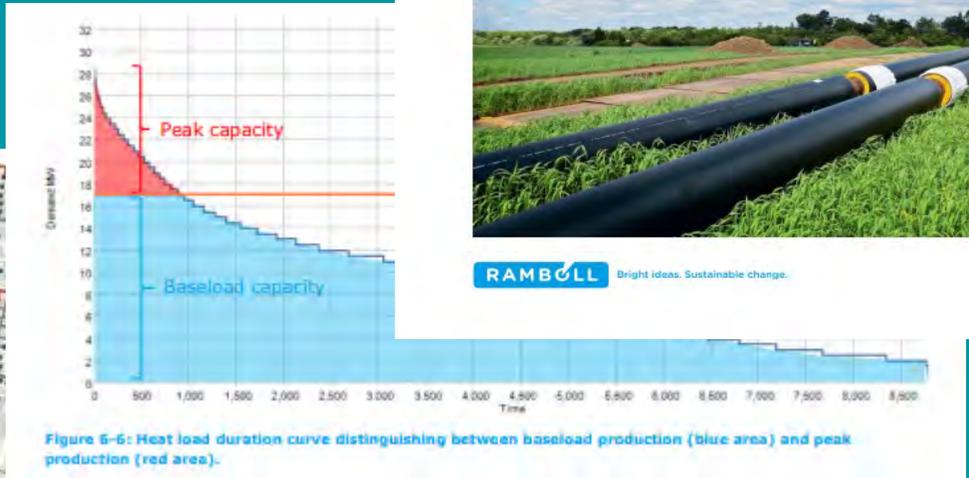
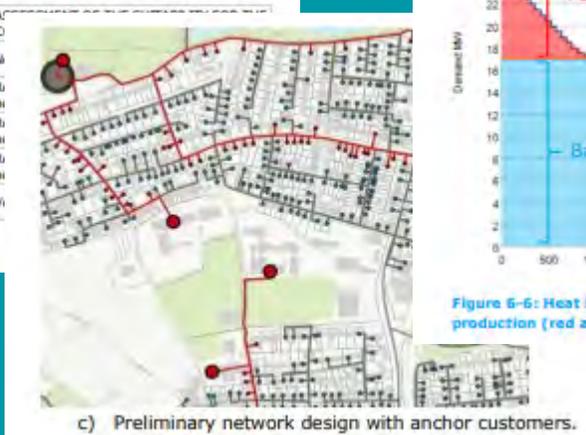
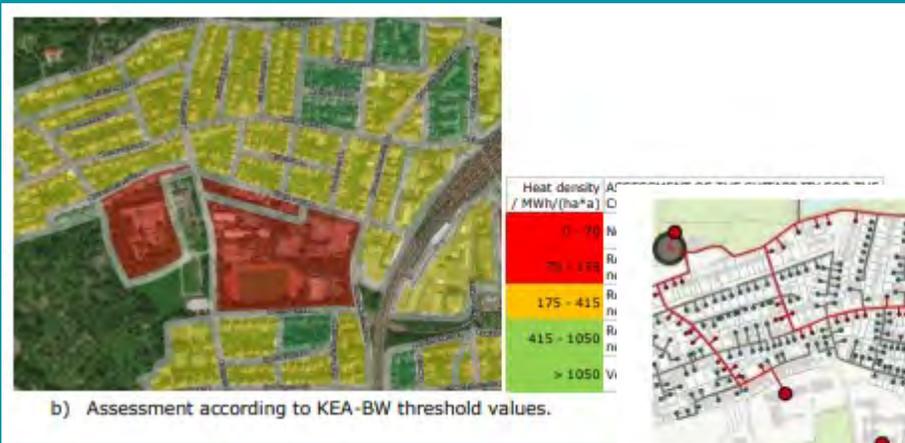
Economic regulation

- Cost based consumer prices
- Companies set their own prices based on actual costs
- Heat prices can cover all necessary costs related to heating
- But only necessary costs
- Balance of consumer protection and security for investments.
- Low risk sector for loans and municipal loan guarantees



Zoning methodology

- Report made for Baden-Württemberg
- Methodologies focused on identifying potential DH areas



Intended for
Danish Energy Agency

Document type
Report

Date
18 November 2022

HEAT ZONING METHODOLOGY

SUPPORTING HEAT ZONING IN BADEN-WÜRTTEMBERG

RAMBOLL Bright ideas. Sustainable change.



Thank you



Energistyrelsen

Agenda

1. Einleitung (Laure Decamps, LEA Hessen)
2. Methodik der Zonierung in Dänemark (Toke Lienggaard, Energistyrelsen)
3. Praxisbeispiel aus Dänemark (Peter Skovsgaard, Haderslev Fjernvarme)
4. Praxisbeispiele aus Hessen (Oliver Kisignacz, Horizonte Group und Thorsten Ebert, Qoncept Energy)
5. Diskussion (Heike Böhler und Laure Decamps, LEA Hessen)

Case – Haderslev

Peter Skovsgaard, Haderslev Fjernvarme

Agenda

- Haderslev Fjernvarme (DH)
- More customers from Natural Gas to District Heating i Haderslev
- One part of the project - Starup
- Cost and benefits for DH-company
- Cost and benefits for the end-users
- Cost and benefits for the society

Haderslev Fjernvarme AMBA – anno 2021

- AMBA = Coop (Genossenschaft)
- Est.: 1958
- Approx. 7.000 housing (4.500 meters for measuring (Wärmezähler?))
- Heat sold in 2021: 139.107 MWh (501 TJ)
- Our own heat production: 30 MW wood chip. 8 MW(heat) gas-engines. 60 MW gasboilers – peek and backup.
- Biomass from local forests (95,3%) and natural gas as back-up.
- Local forest? – woodchips is driven 30-35 km on average



Most common tariff-structure

- Variable (MWh/GJ)
- Fixed – per square meter
- Fixed – per meter/customer



Heatprices in Haderslev

- Normal house: 18,1 MWh–130 Square meters–1 meter(Wärmezähler)
- Normal flat: 15 MWh – 75 Square meters – 1 meter
- Haderslev Fjernvarme: 595 kr/MWh, 13,75 kr/Squ.M, 825 kr/house

Variable	595 kr	18,1 MWh	10.769,5 kr
Fixed	13,75 kr	130 SqM	1.787,5 kr
Fixed	825 kr	1 M	825 kr
Total			13.382 kr (1.800 EUR)

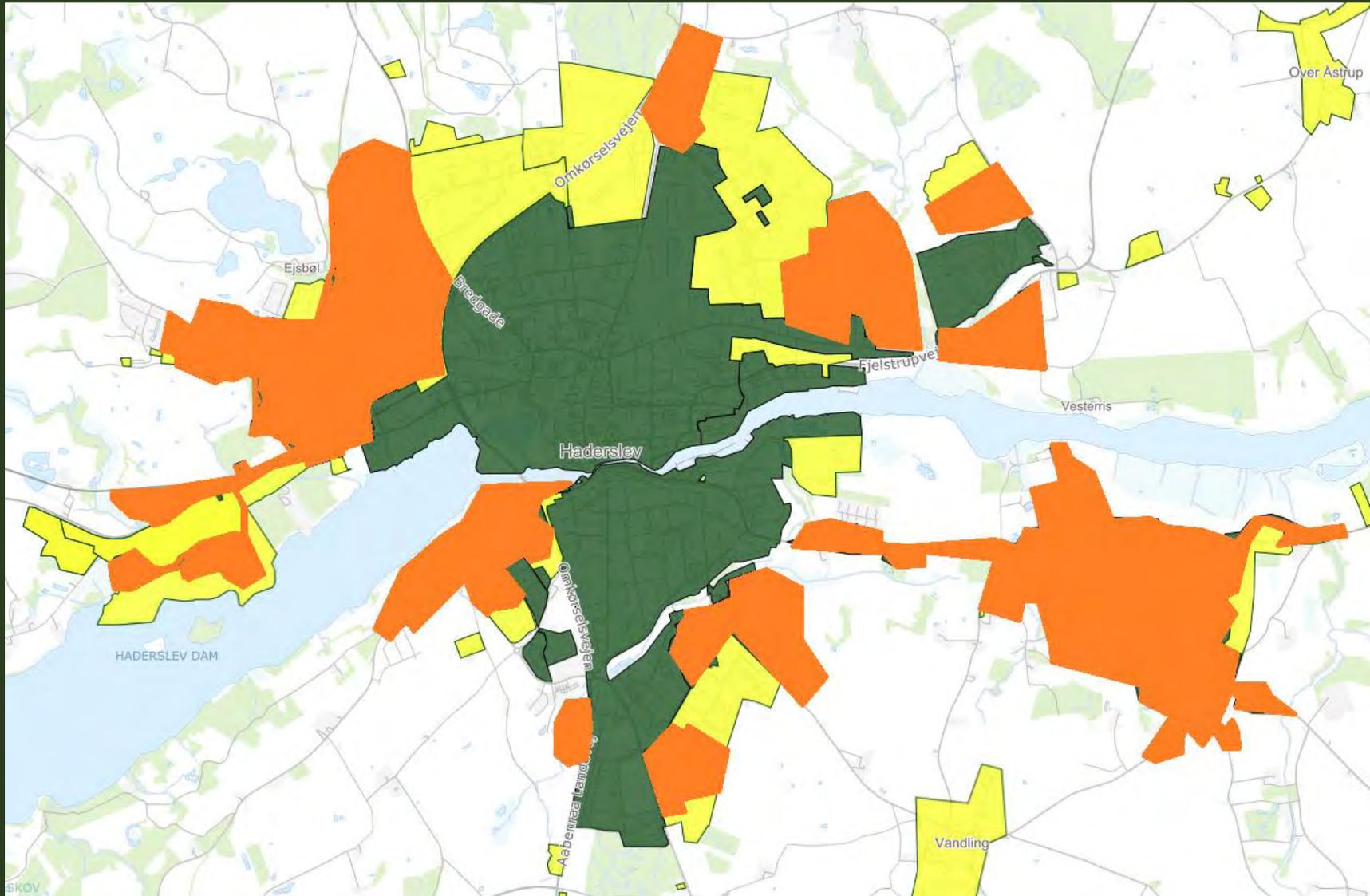
Comparison DH and gas

Price incl. VAT	DH – Haderslev	GAS (0,5 EUR/m3)
Heat (variable)	1.448 EUR (18,1 MWh)	915 EUR (1825 m3)
Transport and administr.	352 EUR	803 EUR
Taxes (natural gas)	0 EUR	977 EUR
Total/year	1.800 EUR	2.695 EUR

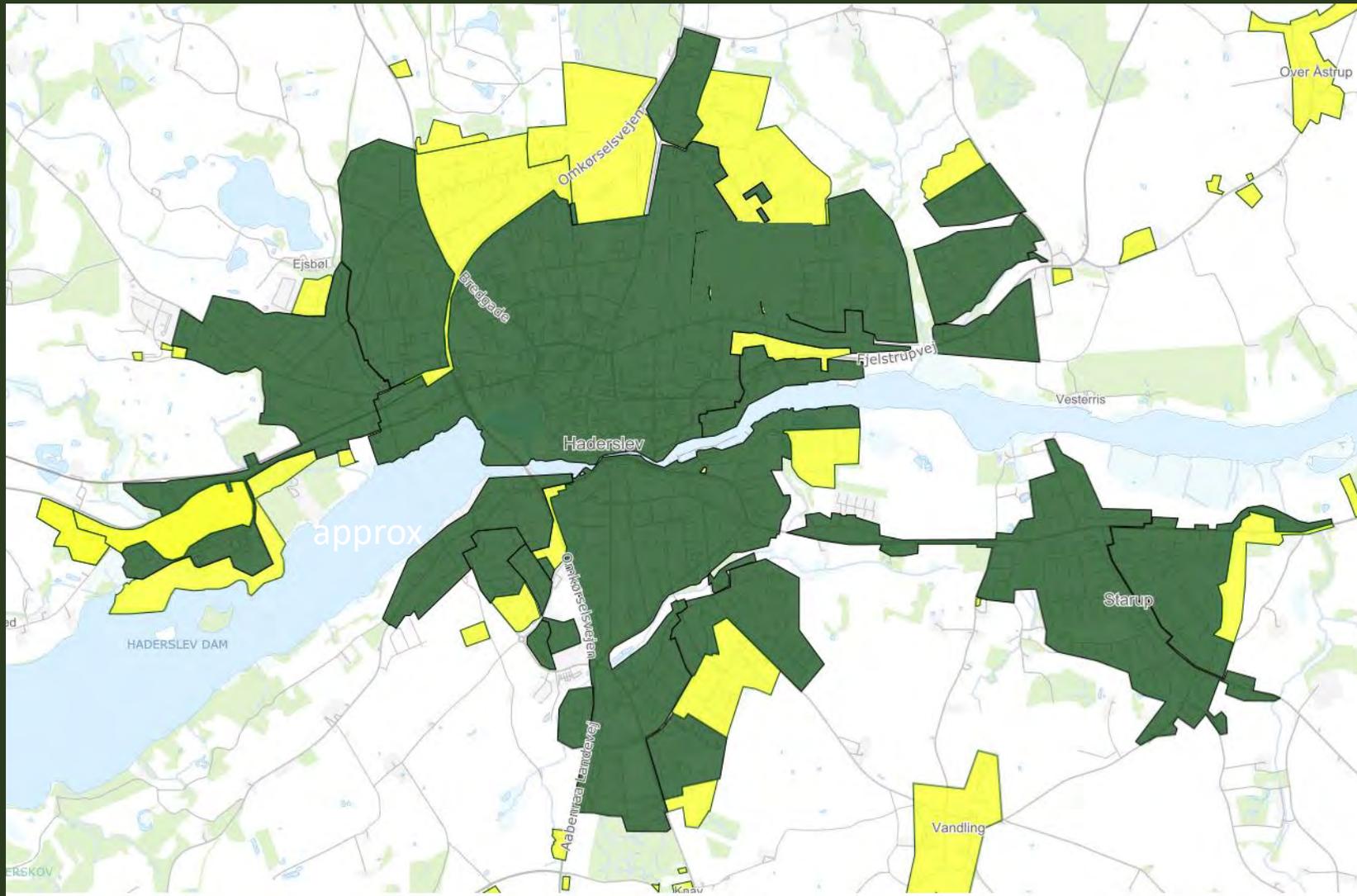


From Natural Gas to District Heating.

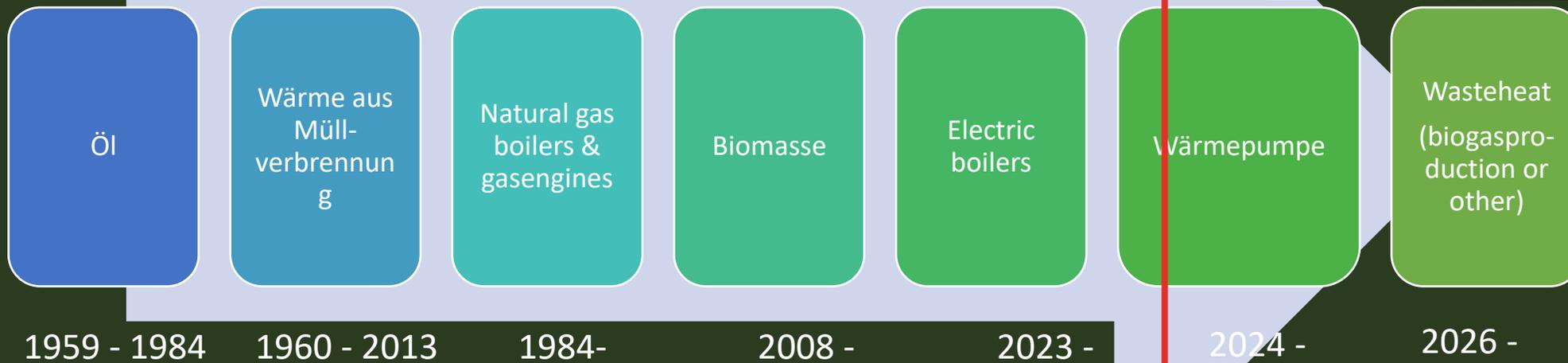




- Up to 3.600 new customers
- 5 years (2021-2026)
- **The first 2.450 customers costs: 350 mio. DKK. (47.000.000 EUR) + extra production (11,5 MW heatpump)**

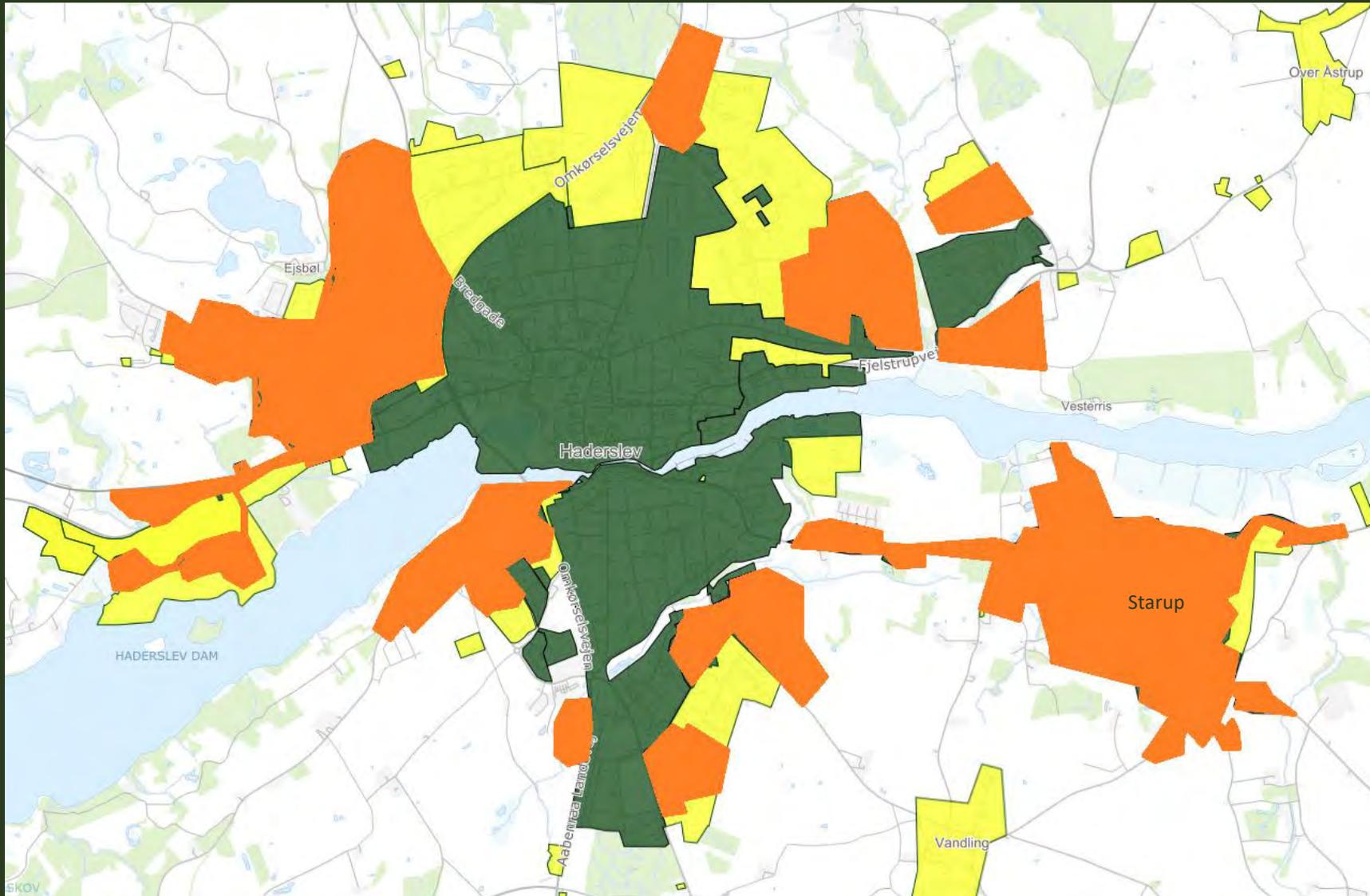


Technologiewechsel

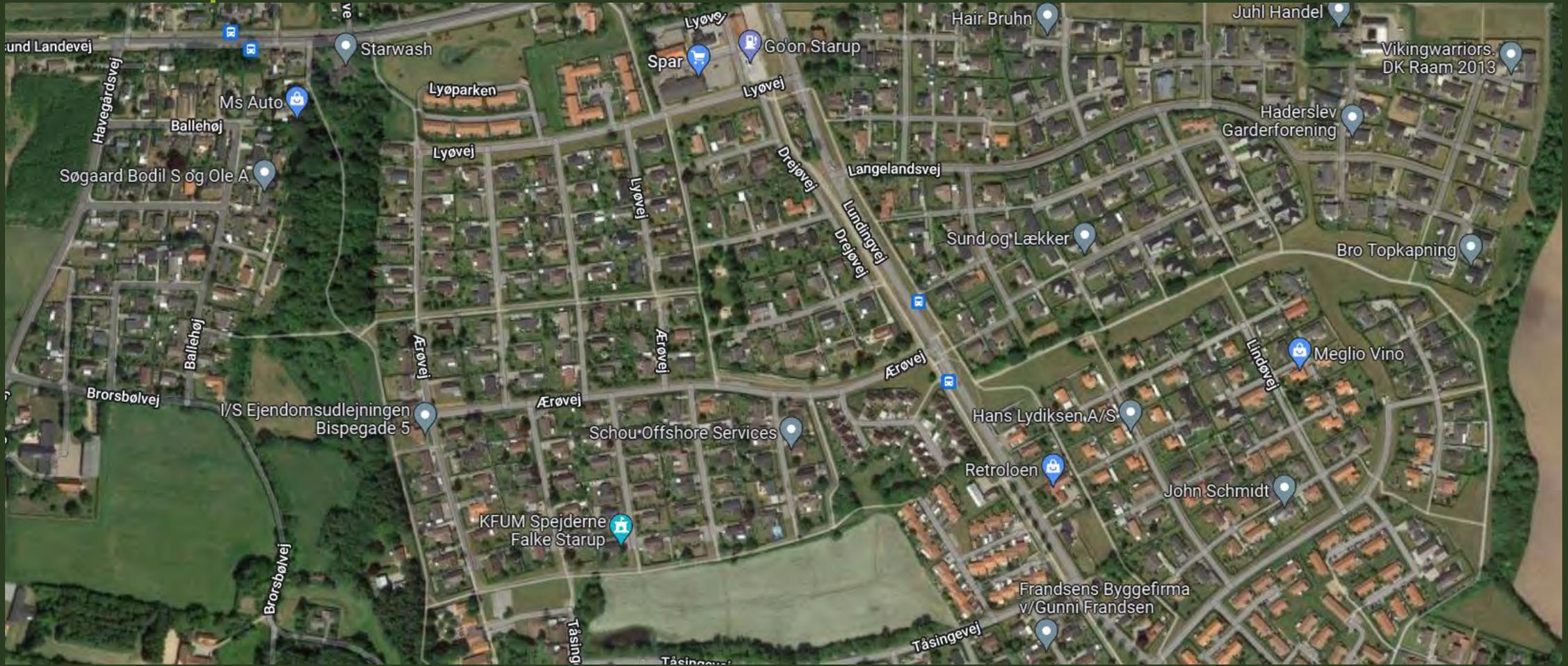




Costs and benefits for the DH-company



Starup



Costs and income

- Construction costs – and depreciations
- Sold heat, new costumers – and heatproduction costs
- All Inclusive – maintenancesubscription
- Cash payment from new costumers
- Financing - interests
- Subsidy?

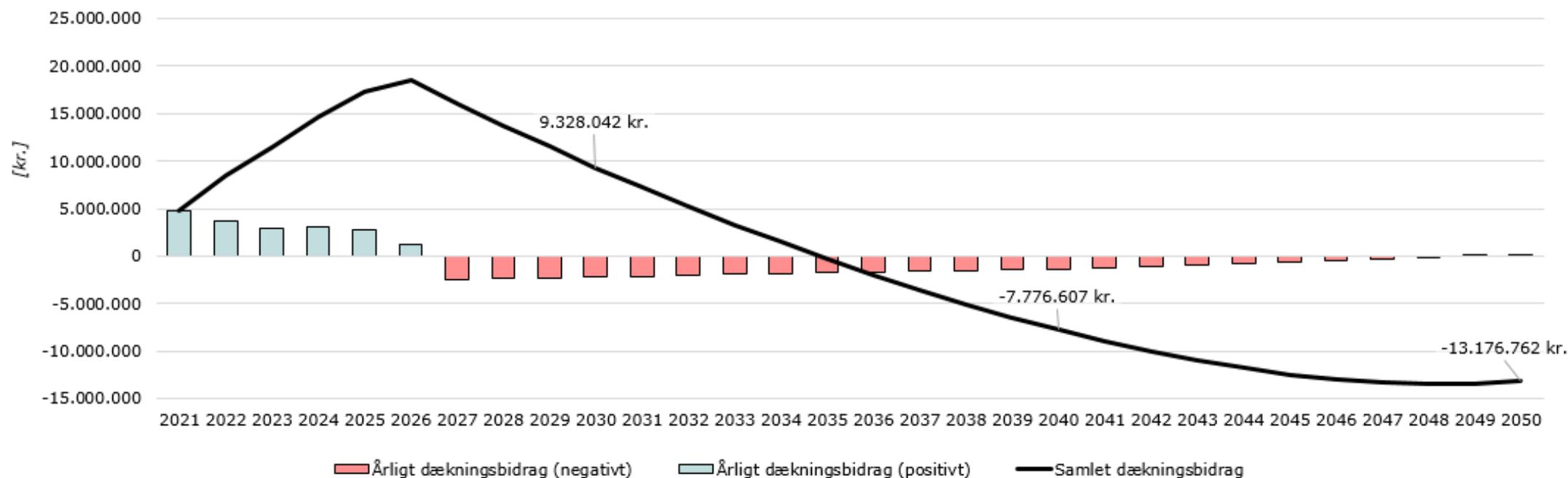
Board decision

- Over a 20 year period the economic must be positiv for the current costumers.

Selskabsøkonomi

De mest væsentlige resultater for selskabsøkonomien er præsenterede herunder sammen med en illustration af dækningsbidraget over 30 år.

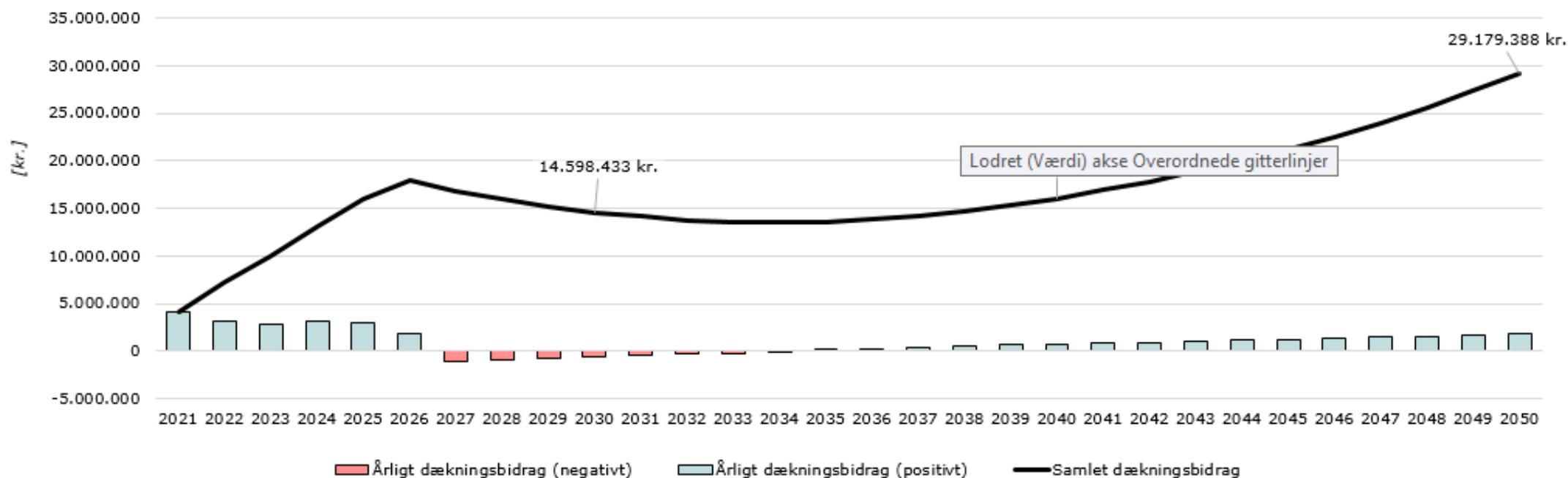
	Efter 20 år	Efter 30 år
Samlet dækningsbidrag	-7,8 mkr.	-13,2 mkr.
Nutidsværdi af samlet dækningsbidrag	-7,8 mkr.	-13,2 mkr.
Scrapværdi	160,4 mkr.	130,0 mkr.



Selskabsøkonomi

De mest væsentlige resultater for selskabsøkonomien er præsenterede herunder sammen med en illustration af dækningsbidraget over 30 år.

	Efter 20 år	Efter 30 år
Samlet dækningsbidrag	16,0 mkr.	29,2 mkr.
Nutidsværdi af samlet dækningsbidrag	16,0 mkr.	29,2 mkr.
Scrapværdi	135,3 mkr.	114,7 mkr.



Starup

	Potential	Expected	Size m2	MWh
1-family houses	841	504	150	18,1
Terraced houses	161	97	115	10
Multi-storey buildings	8	5	220	30
Large buildings	23	14	756	68
Total	1.033	620		



1	Schoole
2	Kindergartens
1	Sports hall
1	Inn
2	Supermarkets
1	Restaurant
15	Other large buildings



Starup

- 20,509 km main pipes
- 13,392 km branch line



The numbers

- Construction – pipes and pumps: 11 mio. EUR
 - Construction – DH-units: 1,5 mio. EUR
 - Construction – Other expenses: 0,2 mio. EUR
-
- New heatproduction? – part of productioncosts inclusive capital cost

Construction	EUR
Excavation work	5.596.157
Welding and mounting	2.077.875
Pipes	1.907.604
Weldingcontrol	42.504
Well/manhole covers	25.636
Soil samples	0
Moving gaspipes	111.246
Asphalt - wear layer (top)	614.988
At the buildings	
Plumber	806.711
District heating unit	654.324
Meters/measuring	138.913
Cabinet including valves	149.582
Valves in basements	1.773
Compensation to gascompany	22.643

Pumping stations etc.	EUR
Pumping stations	67.114
Reinforcements to existing pipes	221.539
Consultants	
Advisers	92.617
Project managment	49.138
Pipe registration	24.569
Computer program	29.235
Communication	16.107
Insurance	22.313
	12.672.590



The total income and costs

- Calculate ALL costs for the next 20 years
- Calculate income over the next 20 years
- Resultat – must be positiv.



Production

	Expected	MWh	Heat sold MWh		
1-family houses	504	18,1	9.122		
Terraced houses	97	10	970		
Multi-storey buildings	5	30	150		
Large buildings	14	68	954		
Total			11.196		
	Heatloss	in pipes	2.239	Cost/MWh	Cost/year
	Production	needed	13.436	30,87/MWH	414.803 EUR



Total costs

Depreciations:

- 10.898.645 EUR/30 years: 363.288 EUR
- 1.773.945 EUR/20 years: 88.697 EUR
- Total: 451.985 EUR/years



Interests

Investments: 12.672.590 EUR.

One time payments (subsidy and connection fee): -1.946.779 EUR

Loan 30 years: 8.951.866 EUR

Loan 20 years: 1.773.945 EUR

	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6
Interests 30 year	-116.374	-113.178	-109.940	-106.659	-103.336	-99.970
Interests 20 year	-23.061	-22.044	-21.014	-19.970	-18.913	-17.842

Income – tariffs without VAT

- MWh: 47,78 EUR
- Squaremeters: 1,34 EUR
- Administrationfee: 80,5 EUR annualy

Connection:

Either: 4.700 EUR one time

Or: All inclusive subscription: 0 EUR now, but 30 EUR every month

Our offer to the new costumers

- **Houses with only one family**

Pay 35.000 DKK (4.700 EUR) and get the whole connection (Pipes and the DH-unit inside the house) (10%)

OR

Pay ZERO DKK now, but commit to a subscription, that cost 242 DKK (32 EUR) every month. Then we maintain your DH-unit and change it to a new one, when the time comes (15-20 years). (88%)

- **Large houses (2 flats or more) or commercial buildings**

Connection to DH free of charge – from the main pipes into the house – BUT the owner pays the internal installation (2%)



Income - tariffs

	Expected	Size	Fixed effect contribution	Adm. fee	Subscription (90%)
1-family houses	504	150	75.600	504	454
Terraced houses	97	115	11.155	97	87
Multi-storey buildings	5	220	1.100	5	
Large buildings	14	756	10.594	14	
Total			98.449	620	541
		Price	1,34 EUR	80,5 EUR	24 EUR/month
		Total	132.146 EUR	49.932 EUR	153.340 EUR

Income – heat sold

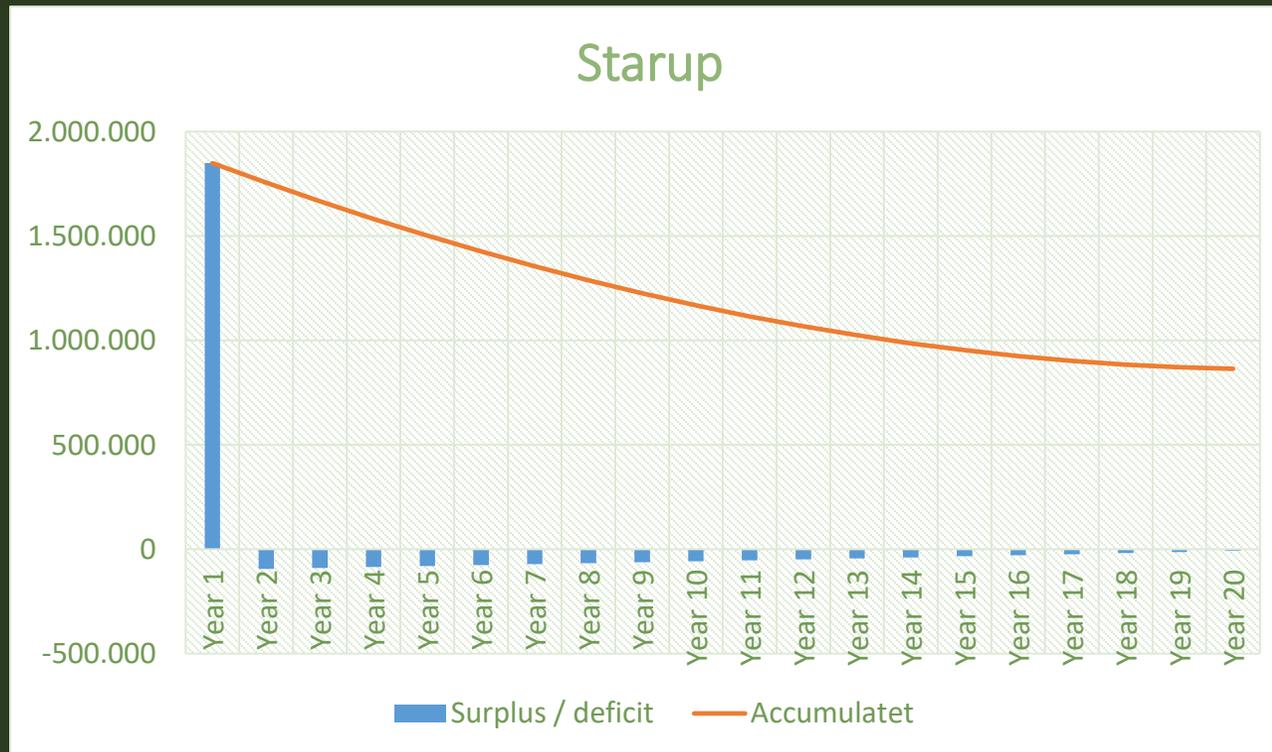
	Expected	MWh	Heat sold MWh
1-family houses	504	18,1	9.122
Terraced houses	97	10	970
Multi-storey buildings	5	30	150
Large buildings	14	68	954
Total			11.196
	Heatprice	47,78 EUR	535.003 EUR

Total income annualy: $132.146+49.932+153.340+535.003=870.421$



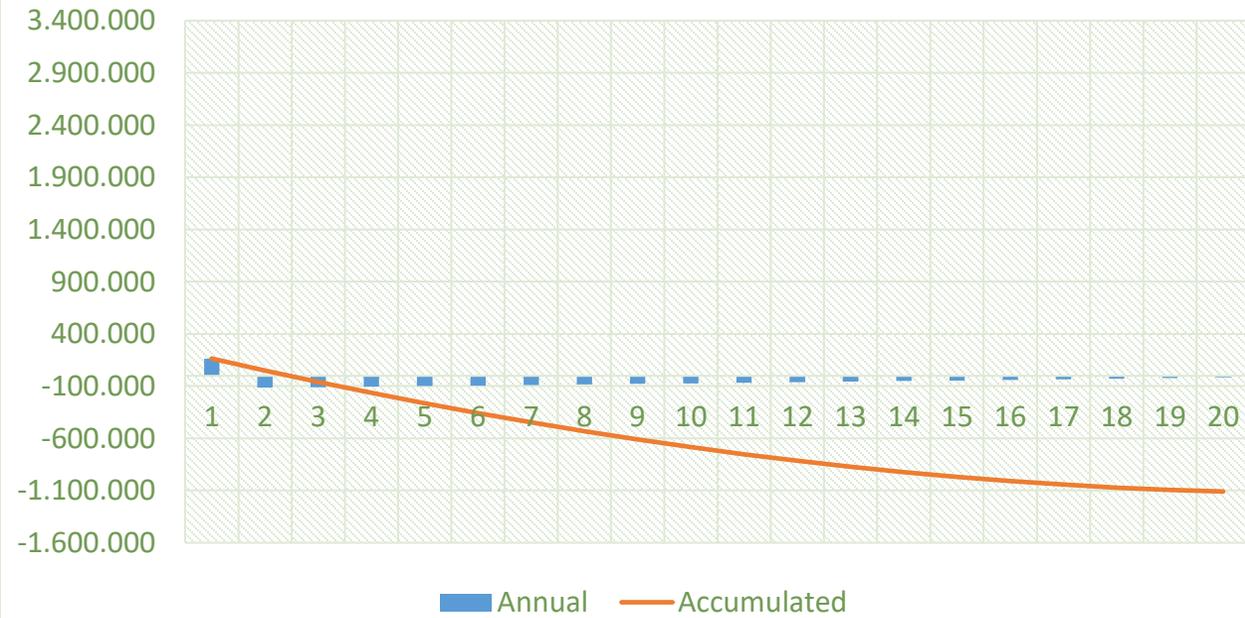
	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5
Subsidy and connection	1.946.779				
Income annualy	870.421	870.421	870.421	870.421	870.421
Depreciations	-451.985	-451.985	-451.985	-451.985	-451.985
Costs	-414.793	-414.793	-414.793	-414.793	-414.793
Interests	-139.436	-135.222	-130.953	-126.629	-122.249
Surplus / deficit	1.810.986	-131.579	-127.310	-122.986	-118.606
Accumulated	1.810.986	1.679.407	1.552.097	1.429.111	1.310.505

Starup



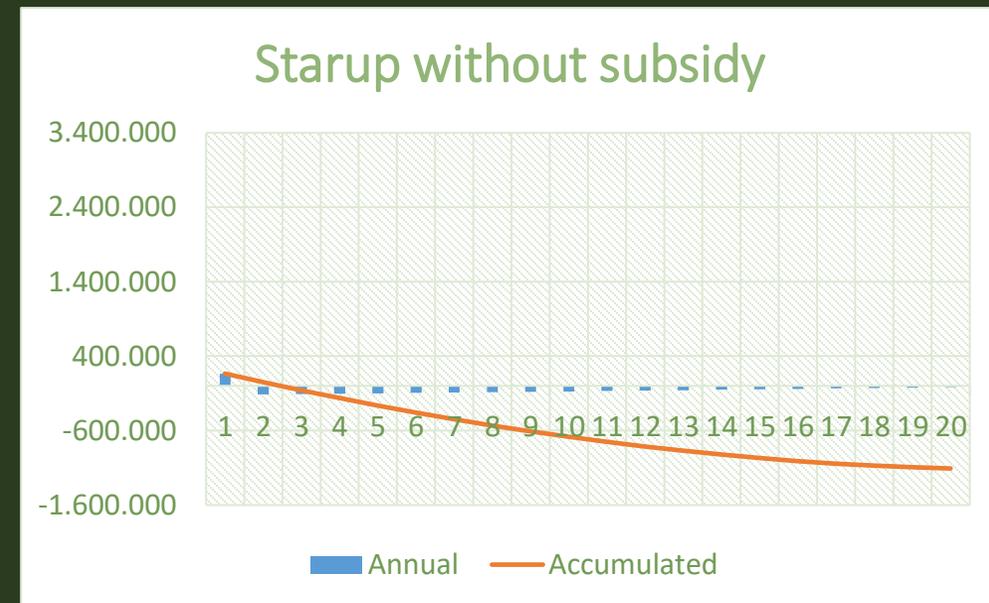
Without subsidy

Starup without subsidy



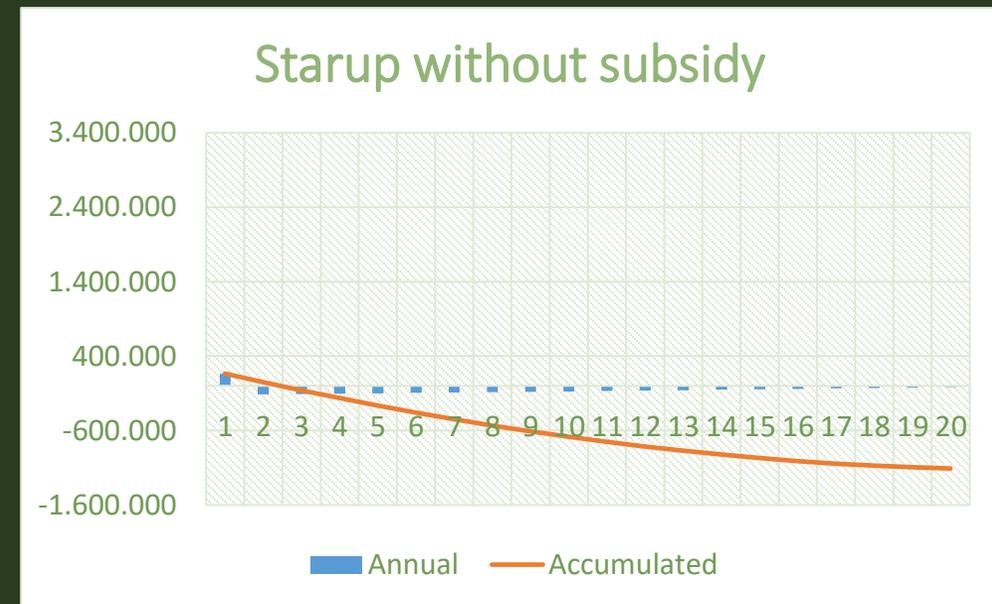
Possibilities

- Raising the annual price
- Raising the connection fee
- Calculate the project over more years
- Depreciate over more years
- Getting more than 60% connected



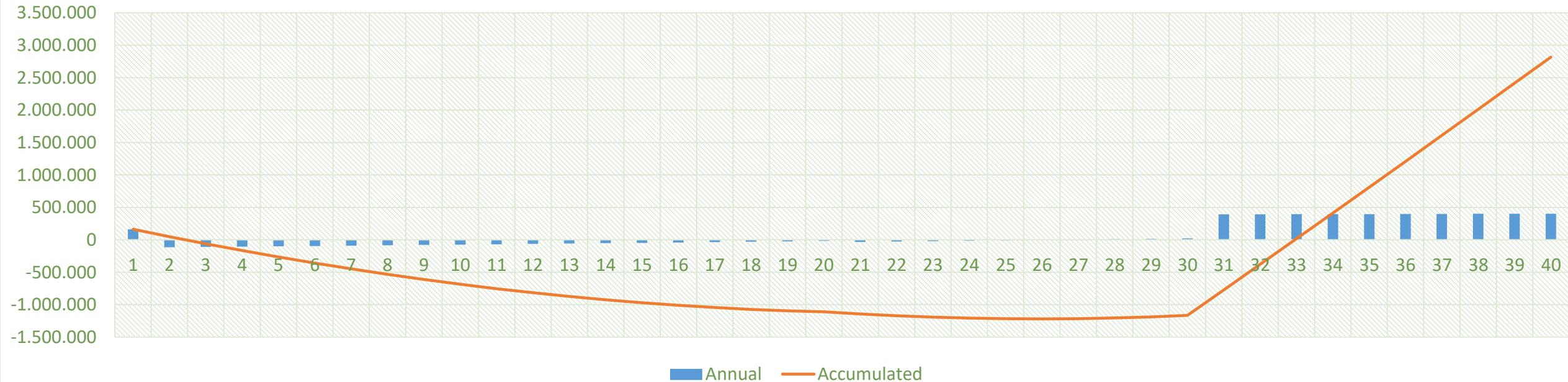
Possibilities

- Raising the annual price
- Raising the connection fee
- Calculate the project over more years
- Depreciate over more years
- Getting more than 60% connected



Starup – 40 years

Starup without subsidy



Possibilities – raising the connection fee

- Pricing the product:
- How much is the new customer willing to pay? We need 60% of the properties!
- Our prices may be too low – 82% of the properties is connecting...
- Remember – our annual price is approx 900 EUR lower than natural gas



Comparison DH and gas

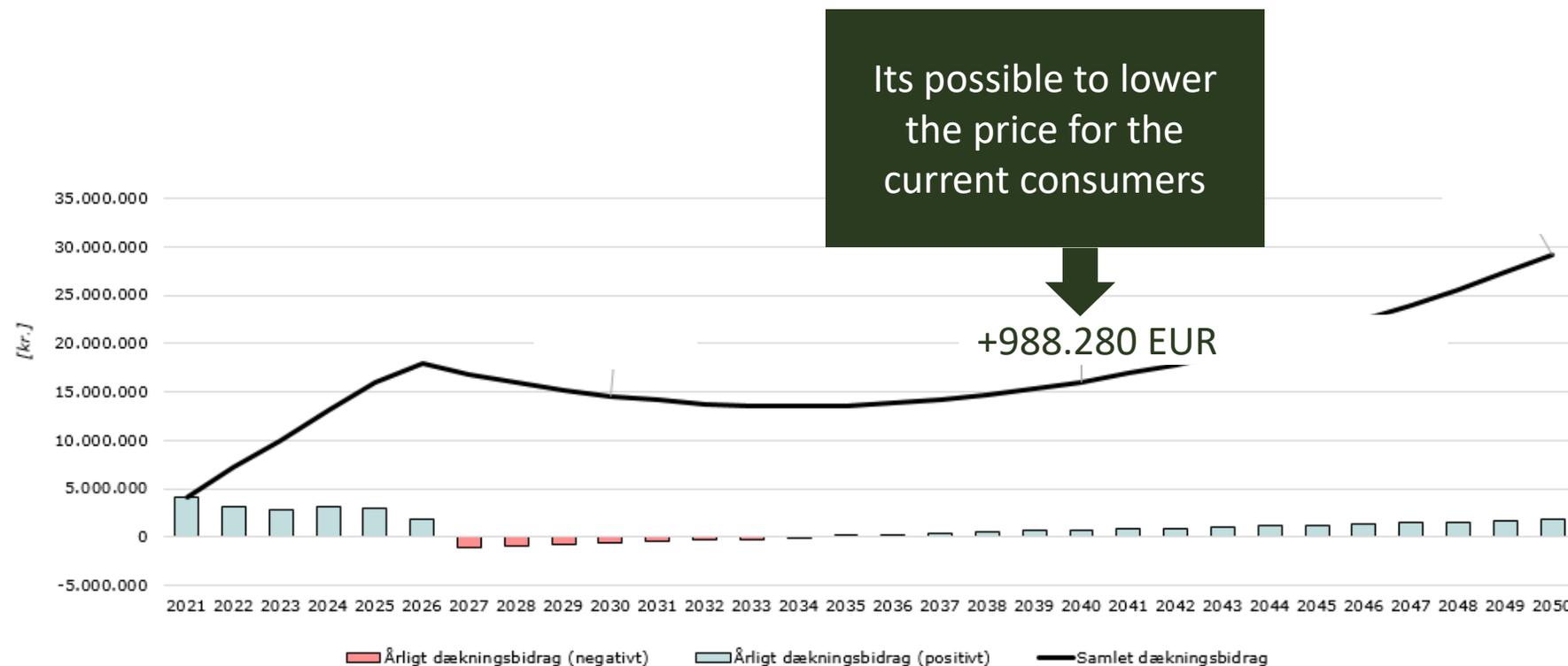
Price incl. VAT	DH – Haderslev cash	DH – Haderslev complete	GAS (0,5 EUR/m3)
Heat (variable)	1.448 EUR	1.448 EUR	915 EUR
Transport and administr.	352 EUR	352 EUR	805 EUR
Taxes (natural gas)	0 EUR	0 EUR	977 EUR
New gasboiler (20 years?)			4.000 – 5.400 EUR (235 EUR/year)
New DH-unit (20 years?)	3.000 EUR ? (150 EUR/year)	0 EUR	
Maintenance	40 EUR?	390 EUR	210 EUR
Total/year	1.990 EUR	2.190 EUR	3.142 EUR
Up front (new boiler?)	4.700 EUR	0 EUR	6.700 EUR



Benefit

Selskabsøkonomi

De mest væsentlige resultater for selskabsøkonomien er præsenterede herunder sammen med en illustration af dækningsbidraget over 30 år.



Costs and benefits for the end-users



Our offer to the new costumers

- **Houses with only one family**

Pay 35.000 DKK (4.700 EUR) and get the whole connection (Pipes and the DH-unit inside the house) (10%)

OR

Pay ZERO DKK now, but commit to a subscription, that cost 220 DKK (30 EUR) every month. Then we maintain your DH-unit and change it to a new one, when the time comes (15-20 years). (88%)

- **Large houses (2 flats or more) or commercial buildings**

Connection to DH free of charge – from the main pipes into the house – BUT the owner pays the internal installation (2%)



Comparison DH and gas

Price incl. VAT	DH – Haderslev cash	DH – Haderslev complete	GAS (0,5 EUR/m3)
Heat (variable)	1.448 EUR	1.448 EUR	915 EUR
Transport and administr.	352 EUR	352 EUR	805 EUR
Taxes (natural gas)	0 EUR	0 EUR	977 EUR
New gasboiler (20 years?)			4.000 – 5.400 EUR (235 EUR/year)
New DH-unit (20 years?)	3.000 EUR ? (150 EUR/year)	0 EUR	
Maintenance	40 EUR?	390 EUR	210 EUR
Total/year	1.990 EUR	2.190 EUR	3.142 EUR
Up front (new boiler?)	4.700 EUR	0 EUR	6.700 EUR



Kundens besparelse

Hvor meget naturgas bruger du om året?

1750

Hvor stort er dit hus (BBR-boligareal)?

150

Hvor gammelt er dit naturgasfyr?

Ældre end 8 år

Beregn **Slet alt**

Resultat: Hvad koster det dig at varme dit hus op med fjernvarme?

Dit varmeforbrug pr. år

16,9 MWh

Din fremtidige årlige varmeregning med naturgas

15.038 kr. inkl. moms og service NOTE! Gasprice 7,70 kr./m3 (1 EUR/m3)

Din fremtidige årlige varmeregning med fjernvarme

10.445 kr. inkl. moms og vedligehold

Årlig besparelse ift. naturgas

4.593 kr. svarende til en besparelse på 31%

Gasprisen er steget ca. 43% fra nov. 2020 til 6. sep. 2021, hvor besparelsen ved skifte til fjernvarme er steget voldsomt, såfremt gasprisen i fremtiden forbliver på nuværende høje niveau og fjernvarmeprisen forbliver uændret.

Gaspriserne i beregneren er taget fra www.gasprisguiden.dk ved 12 måneders fast pris

Fremtidig årlig varmeregning med naturgas
21.055 kr. ved gaspris på 11,00 kr/m3

Årlig besparelse ift. naturgas
10.610 kr. ved gaspris på 11,00 kr/m3





Costs and benefits for the society

DH is
cheapest

	Brændsel	Investering, D&V	Emissioner	Afgiftsproveneru (10 % modregnes)	I alt
Projekt	582.155.397	383.714.472	16.137.850	14.185.604	980.589.159
Biogasalternativ	891.559.558	195.259.766	24.629.528	13.800.224	1.110.068.830
Varmepumpealternativ	658.152.236	373.506.411	21.506.189	15.477.996	1.051.617.037

DH
Biogas
Heatpump
Natural gas?

Figur 7: Nutidsværdi af de samfundsøkonomiske omkostninger angivet i kr.





From gas to DH – how to

How to

- When we renovate the pipes, we don't charge extra – so why shouldn't we be able to lay down new pipes and only charge very little?
- Calculate the project as a whole.
When we look at part of our calculations separately it may not make sense, but it does when we look at it in total.
- DH is long-term-investment! The business-case is good over 25-30 years (the board demanded 20 years)
- Our product is good – the costumers don't leave.



How to

- Cheap heat production (including existing production facilities)
- Heat-demand in the future – renovated houses => available capacity
- More customers => less fixed cost per customer
- Cost-based prices => less risk in cold or hot years, and knowledge of where you "make your money"
- Be ahead with financing/depreciations => possible "venture-capital" by keeping the prices at the same level.
- Watch out for asset management if you don't value/price bad publicity. (security of supply)



How to – our product is great

- DH (in Haderslev, DK) is 30% cheaper than natural gas every year
- Low connection cost (4700 EUR) – or zero if you choose subscription
- Subscription = no worries.
- DH = less worries. (it doesn't break as often, and it works by itself)
- DH is a green product – it is good for the climate
- We are a non-profit-company (Haderslev, DK) – no big investor making all the money



How to start?

- ...do it!

Extra slides:



Varmeforsyningsloven (Heat Supply Act)

- Art. 20, 1 and 2: Customers can only pay the necessary costs!



Necessary costs

Heat Supply Act §20, stk. 1:

Energy

Salary

Other operating costs

Exploration

Administration og sales

Imposed public liabilities

Financing

Heat Supply Act §20, stk. 2:

Depreciations

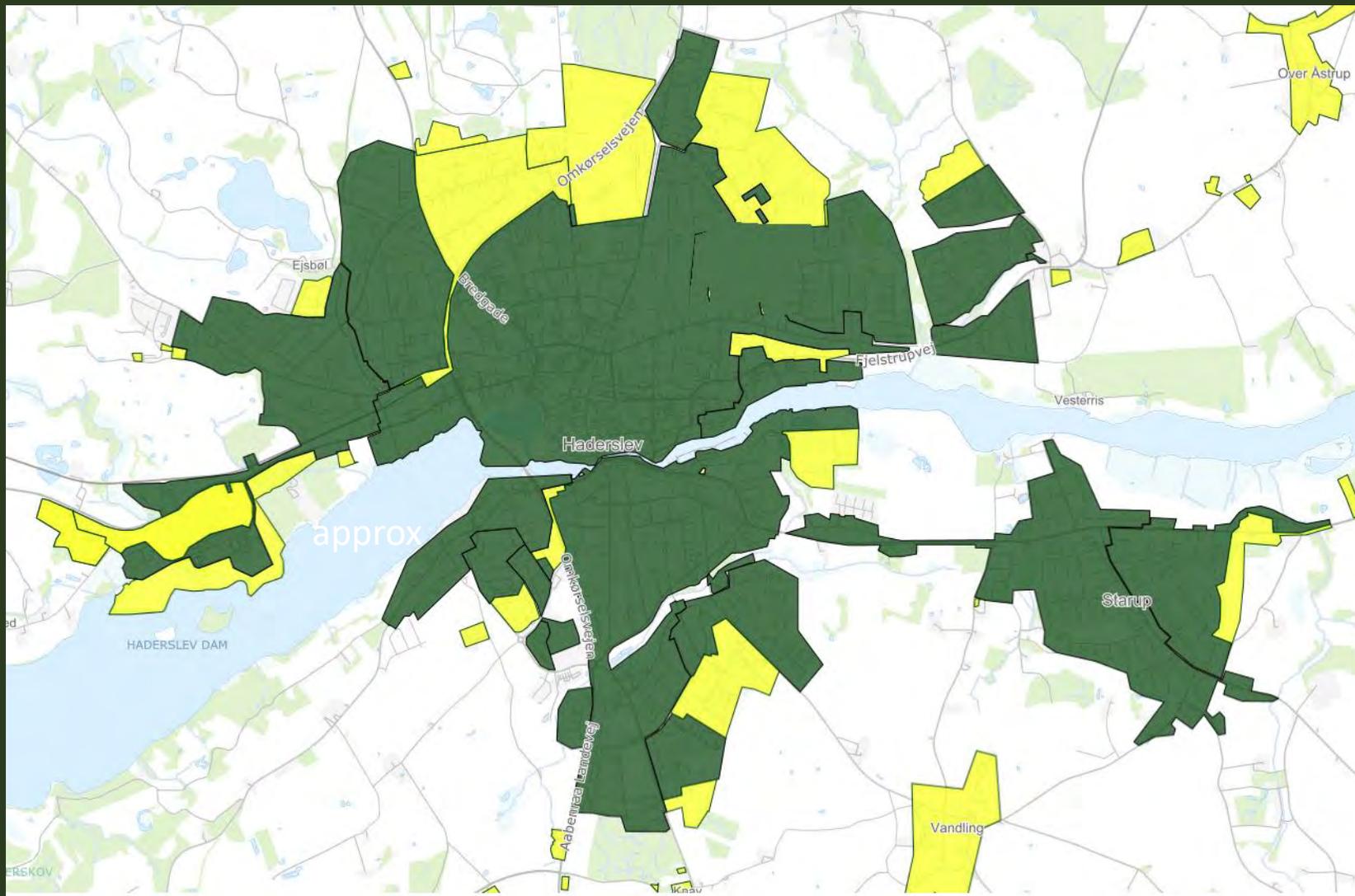
Allocations

Return on capital (Approved ahead of charging)

...and nothing else!



- Business cases
 - for the consumer
 - for the company
 - for the economics (what is best for the whole society)
- 60% connection
- One area – 70% due to overall economics
- Competition from heatpumps – YES, but we are easier, cheaper and more green!



Agenda

1. Einleitung (Laure Decamps, LEA Hessen)
2. Methodik der Zonierung in Dänemark (Toke Liengaard, Energistyrelsen)
3. Praxisbeispiel aus Dänemark (Peter Skovsgaard, Haderslev Fjernvarme)
4. Praxisbeispiele aus Hessen (Oliver Kisignacz, Horizonte Group und Thorsten Ebert, Qoncept Energy)
5. Diskussion (Heike Böhler und Laure Decamps, LEA Hessen)

Wärmenetz oder dezentrale Versorgung? - Methodik zur Zonierung in der Kommunalen Wärmeplanung

08.05.2024

Die HG ist von Consulting bis Zählermontage in fünf Geschäftsfeldern aktiv



> 925
Mitarbeitende
insgesamt



> 50
Beratende



> 60
Aktive Kunden



> 15
Entwickler*innen



> 55
Ingenieur*innen &
Techniker*innen

Die HG fokussiert im Consulting aktuell sechs Kompetenzfelder in Business Units



BU Wärme & Effizienz	BU Smarte Infrastrukturen	BU Rollen & Märkte	BU Strategie & Change	BU Daten & Prozesse	BU ESG & Plattform-Strategien
 Oliver Kisignacz	 Dr. Roland Olbrich	 Jochen Buchloh	 Peter Busch	 Bashkim Malushaj	 Andreas Pöhner
<ul style="list-style-type: none">▪ Transformationsplanung Wärmenetze▪ Kommunale Wärmeplanung▪ Energiekonzepte▪ CO2-Strategie in der Immobilienwirtschaft▪ Contracting anbieten/ einkaufen	<ul style="list-style-type: none">▪ Smart Grid/ Intelligente StromNetze▪ CLS-Management▪ Submetering▪ Redispatch	<ul style="list-style-type: none">▪ Regulatorische Trends in der Energiewirtschaft▪ Markt-/ Wettbewerb▪ Digitalisierungs-Strategien▪ Organisationsanalysen	<ul style="list-style-type: none">▪ Strategie-Inventur▪ Strategie-Transfer▪ Changemanagement▪ Führungsaktivierung	<ul style="list-style-type: none">▪ BI & KPI-Monitoring▪ Churn Management▪ Prozessoptimierung▪ Outsourcingpotentiale	<ul style="list-style-type: none">▪ IT-Strategie▪ Digitale Plattformen & Transformation▪ ESG Reporting▪ Nachhaltigkeitsmanagement

Agenda

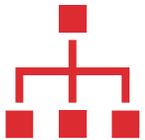
- 1 Einflussfaktoren auf den Wärmemarkt
- 2 Kriterien bei der Wärmenetzentwicklung
- 3 mögliches Vorgehensmodell
- 4 Praxisbeispiel
- 5 Fazit
- 6 Ihre Fragen

Grundüberlegung

Was sind die Ziele für die Wärmenetzplanung?



1. Die **wirtschaftliche Verwertung** von kommunalen erneuerbaren Energieressourcen – ggfs. in einer Infrastruktur zur Verteilung



2. Die Skizzierung einer **potenziellen Infrastruktur** zur Realisierung lokaler Wertschöpfung (vorzugsweise ohne Biomasse)

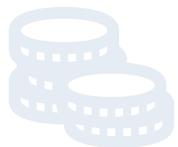
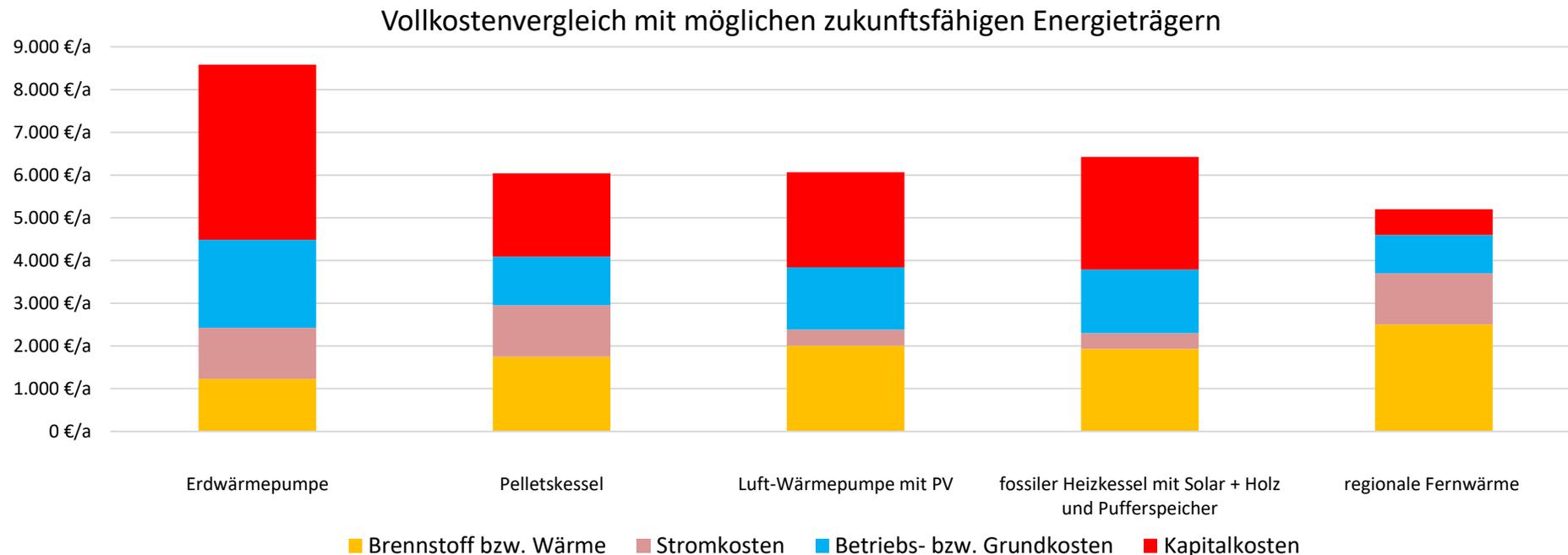


3. Die strategische Festlegung von Entwicklungsgebieten für die:

- ersten Bauabschnitte bzw. Zonen,
- **Ggfs. von nicht versorgten Quartieren, Straßen, Ortsteilen** in Abstimmung mit den Wärmenetzentwicklern.

Was sind die Alternativen zu FW für Endkunden?

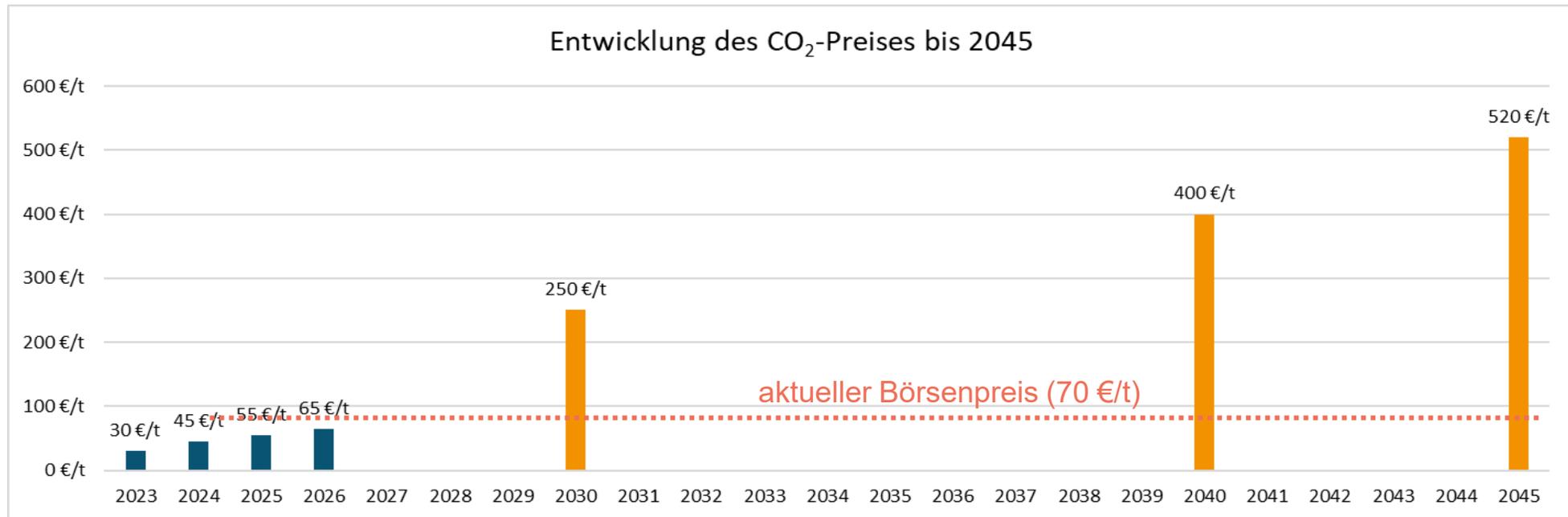
Unter Berücksichtigung von 65% EE gemäß GEG



Der marktgerechte Fernwärmepreis für das Projektgebiet liegt aktuell bei ca. **brutto 675 €/a Grundpreis und 14,5 ct/kWh Arbeitspreis**

Entwicklung CO₂-Preis

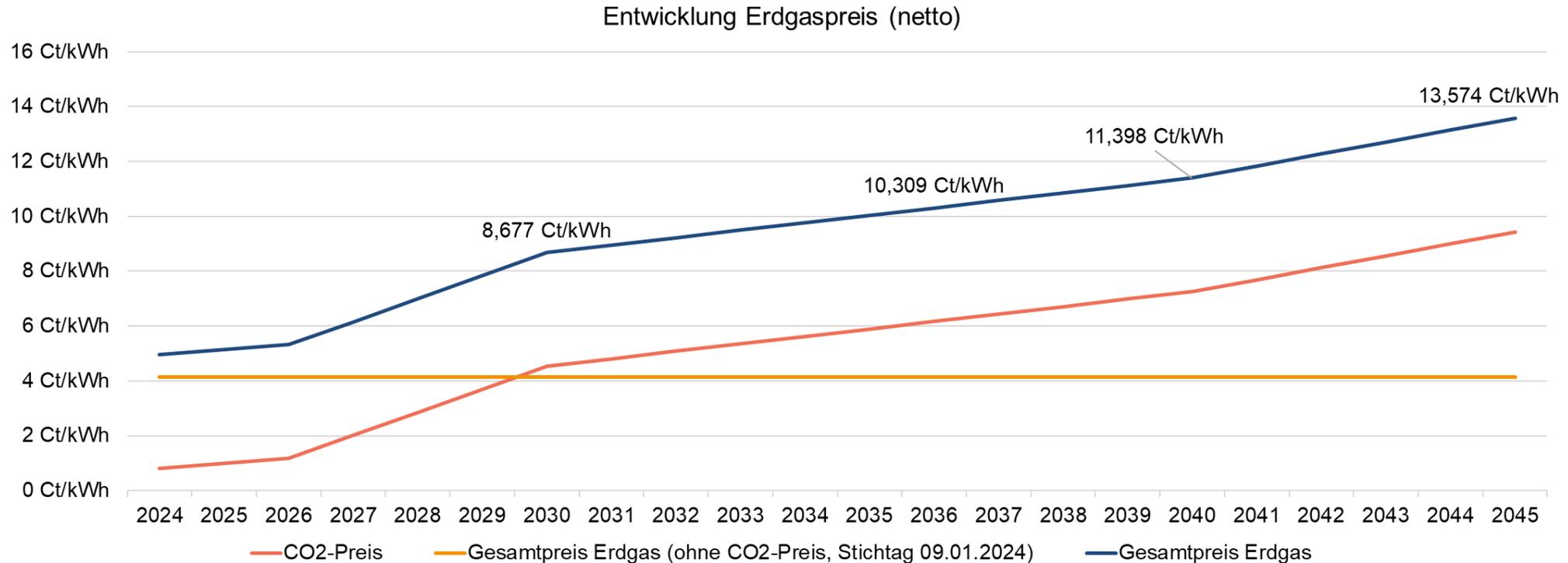
Als Bestandteil fossiler Brennstoffe



Beschlossene Erhöhung (Bundesregierung, 01.01.2024)

Prognose (Vgl. Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change, 2023)

Entwicklung Preisniveau



Ein ungedeckelter CO₂-Preis wird bei aktuell prognostizierter Entwicklung einen massiven Einfluss auf den Preis von fossilen Brennstoffen haben, auch wenn die anderweitigen Beschaffungskosten konstant bleiben!

Agenda

- 1 Einflussfaktoren auf den Wärmemarkt

- 2 Kriterien bei der Wärmenetzentwicklung

- 3 mögliches Vorgehensmodell
- 4 Praxisbeispiel
- 5 Fazit
- 6 Ihre Fragen

Umfeld der Wärmenetzentwicklung

Eignungsgebiete / Zonen
für Wärmenetze und
Wärmenetzausbau



Regionale Stakeholder
(EVU's, Bürger, Politik...)



Kundenseitig
benötigte
Systemtempera-
turen (Low EX
Wärmenetz?)



Wärmebedarfs-
entwicklung
(Sanierungsquote,
- tiefe)



Strategische
Wärmenetzentwicklung



Integration Wärmepumpe und lokale Energie

Typische Situationen in der Praxis

Bewertung von Potenzialen und Zonen

Mögliche Erzeugung		Mögliches Netz		Maßnahme
Preiswerte Erzeugung mit EE-Potenzialen	+	Preiswertes Netz mit hoher Wärmedichte	=	Wirtschaftlichkeit belegen und Realisierung planen
Preiswerte Erzeugung mit EE-Potenzialen	+	teures Netz mit hoher Wärmedichte	=	Szenarienanalyse, ggfs. Machbarkeitsstudie, Marktsituation genau prüfen
Teure Erzeugung mit EE-Potenzialen	+	Preiswertes Netz mit hoher Wärmedichte	=	Szenarienanalyse, ggfs. Machbarkeitsstudie, Marktsituation genau prüfen
Teure Erzeugung mit EE-Potenzialen	+	teures Netz mit hoher Wärmedichte	=	Einzelversorgung der Gebäude anstreben, Stromnetzplanung vornehmen

Grundlegende erste Richtung

Wärmenetze vs. Einzelanlagen

Leistungsbereich	Empfehlung
0 – 800 kWh/Trm	Kein Wärmenetz oder kaltes Nahwärmenetz
800 – 1.600 kWh/Trm	Quartiersnetz
> 1.600 kWh/Trm	Wärmverbundenetz sehr wahrscheinlich möglich

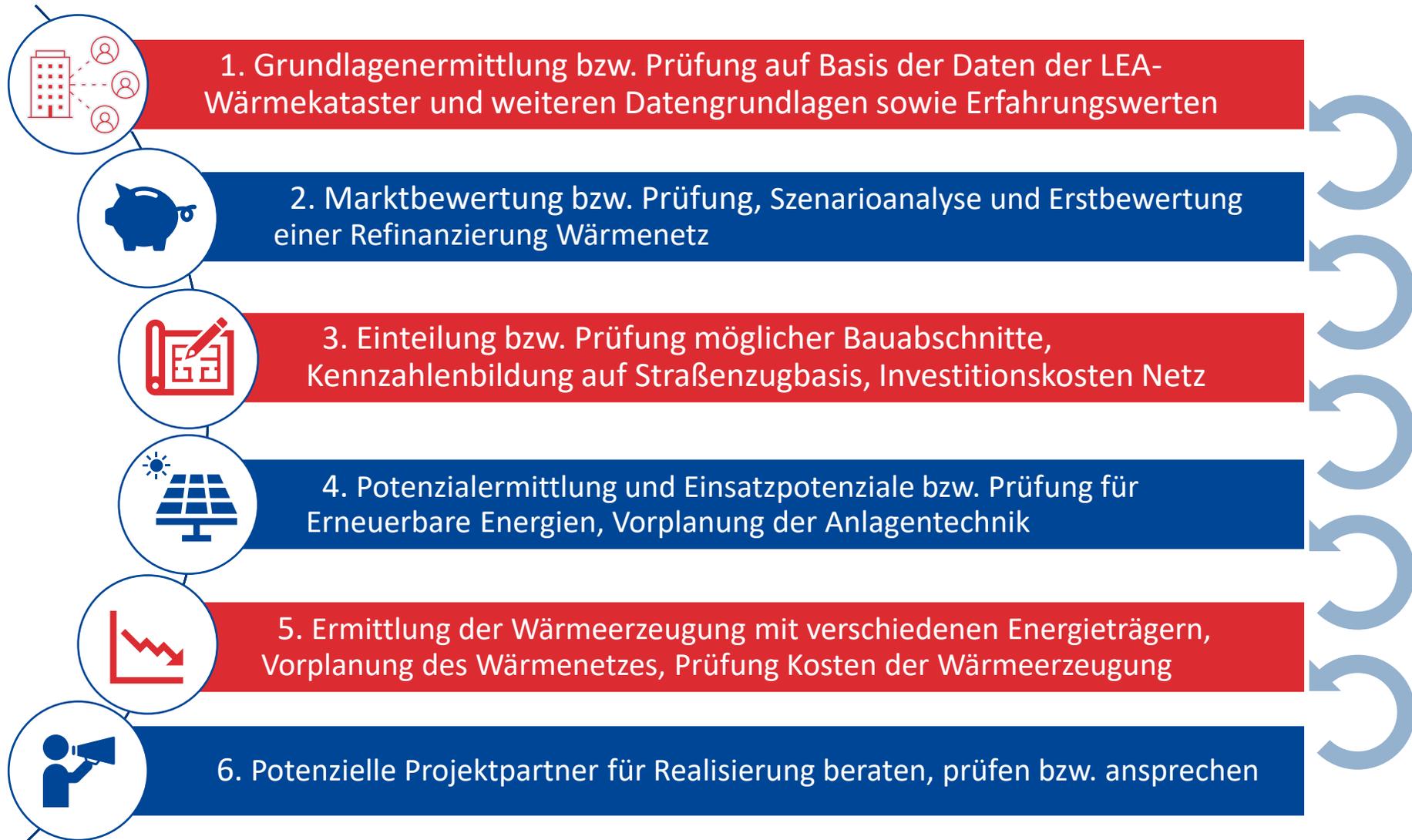
Agenda

- 1 Einflussfaktoren auf den Wärmemarkt
- 2 Kriterien bei der Wärmenetzentwicklung

- 3 mögliches Vorgehensmodell

- 4 Praxisbeispiel
- 5 Fazit
- 6 Ihre Fragen

mögliches Vorgehensmodell



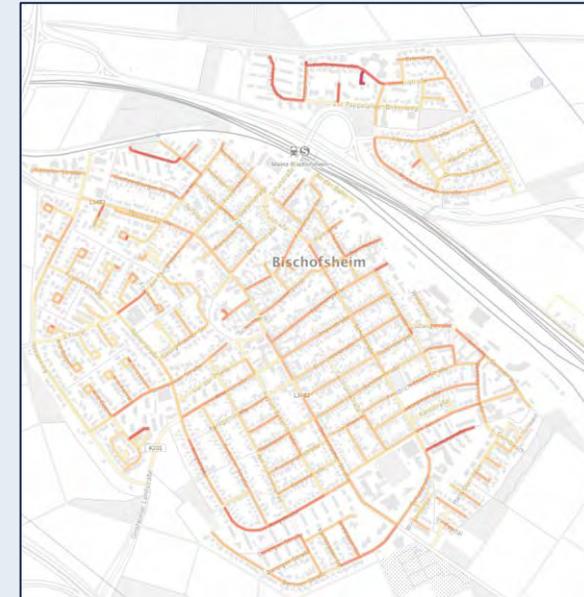
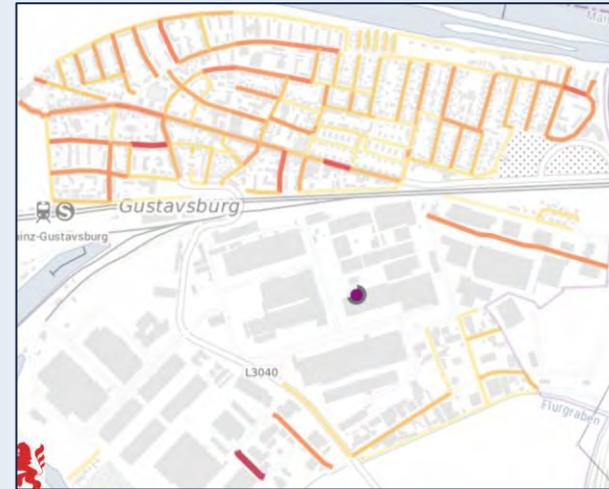
Agenda

- 1 Einflussfaktoren auf den Wärmemarkt
 - 2 Kriterien bei der Wärmenetzentwicklung
 - 3 mögliches Vorgehensmodell
-
- 4 Praxisbeispiel
-
- 5 Fazit
 - 6 Ihre Fragen

Vorgehen bei Ermittlung

Energiebedarf

1. Prüfung der Wärmeliniendichte mithilfe z.B. des Wärmeatlas Hessen
2. Erfassung der tatsächlichen Rohrleitungslängen und der Gebäudeanzahl
3. Erfassung der benötigten Wärmeenergiemengen und Ermittlung der zu erwartenden Netzverluste
4. Unterteilung der Straßen/Zonen in verschiedene Bauabschnitte
5. Aufbau einer ersten Jahresdauerlinie zur Abschätzung der Wärmeleistungen



Kennzahlenbildung

Gemäß Untersuchung

Prüfungsgebiet	A	B	C	Einheit
Anzahl der Objekte	2.929	1.636	932	St
gesamte zu versorgende Fläche	475.983	321.823	252.443	m ²
potenzielle Wärmeabsatz	54.738.000	37.005.000	29.031.000	kWh/a
Ø Absatz je Anschlussnehmer	18.688	22.619	31.149	kWh/a
Hauptrohrlänge	32.424	28.107	19.886	Trm
mittlere Wärmelinienichte	1688,18	6.697	1459,87	kWh/Trm
Investition je Trassenmeter inkl. Tiefbau	1.400	1.400	1.400	€/Trm
Investition Netz ohne Hausanschlüsse (ohne BEW)	45.393.992	39.349.800	27.840.400	€

Mögliche Bauabschnitte



- Bauabschnitt 1
- Bauabschnitt 2
- Bauabschnitt 3

Ergebnis - Wärmebedarf und „Netzentgelt“

Aus vorgenannter Prüfung ergibt sich ein zu refinanzierender Betrag für das Wärmenetz i.H.v. 45,3 Mio € (Investition Netz ohne Hausanschlüsse und ohne eine 40%ige Förderung nach BEW, netto).

Im Rahmen einer Szenarioanalyse ergibt sich **als Orientierungsbetrag** ein Netzentgelt:

Kundenquote	Energiemenge	„Netzentgelt“ ohne BEW	„Netzentgelt“ mit BEW
40%	21,9 Mio kWh	16,71 Ct/kWh	10,02 Ct/kWh
60%	32,8 Mio kWh	11,14 Ct/kWh	6,68 Ct/kWh
80%	43,8 Mio kWh	8,35 Ct/kWh	5,01 Ct/kWh

Netzkosten und Marktbewertung ohne BEW-Förderung

Benötigte Netzentgelte in **Ct/kWh** brutto bei **60% Anschlussquote**

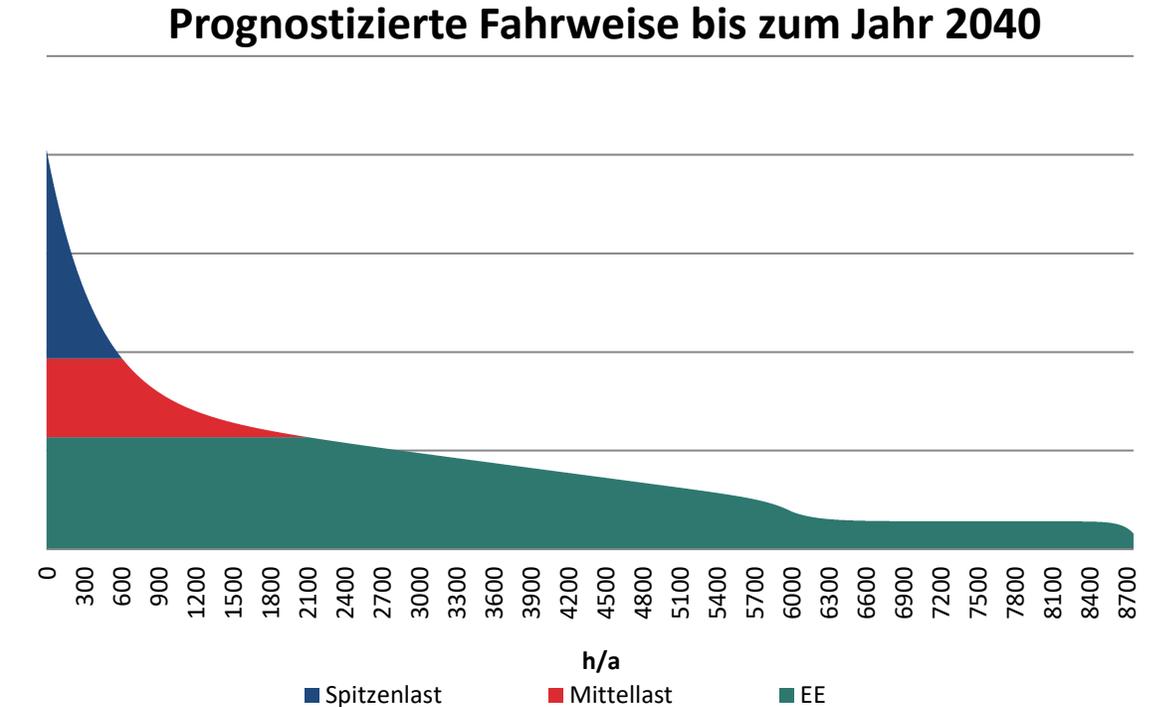
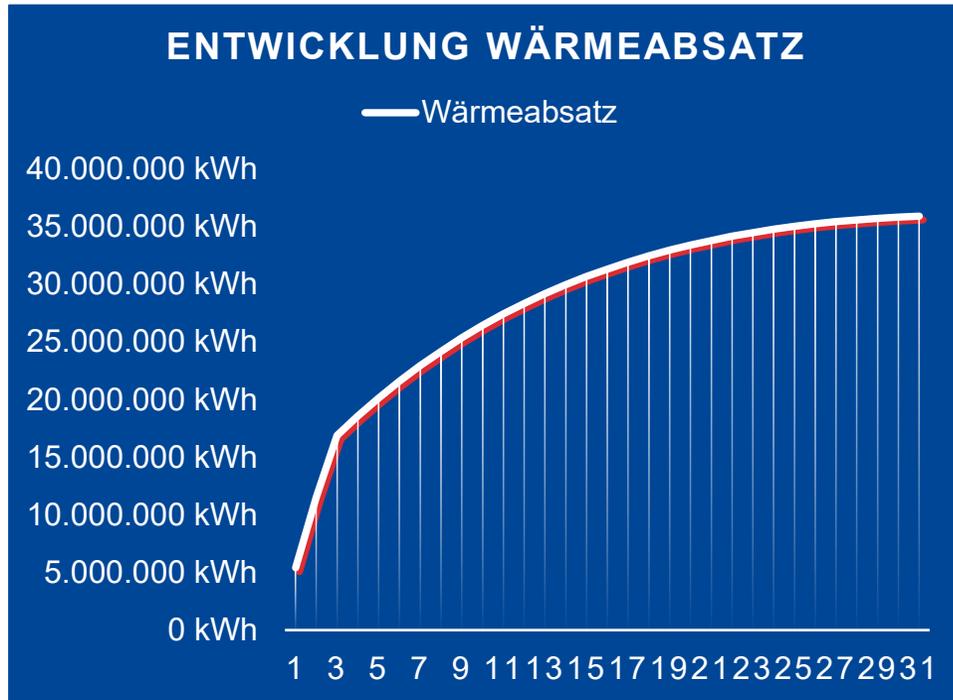
Der verbleibende Deckungsbeitrag errechnet sich somit:

21,- Ct/kWh netto als Marktbergrenze
(Vollkostenbetrachtung beim Endkunden)

- 11,5 Ct/kWh netto ca. für Netzbaukosten

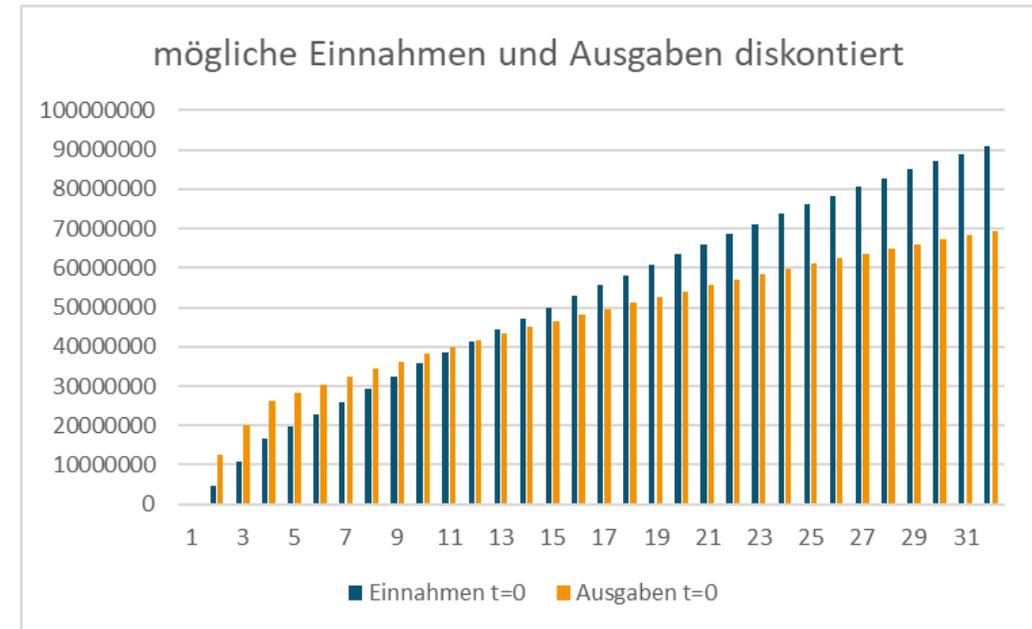
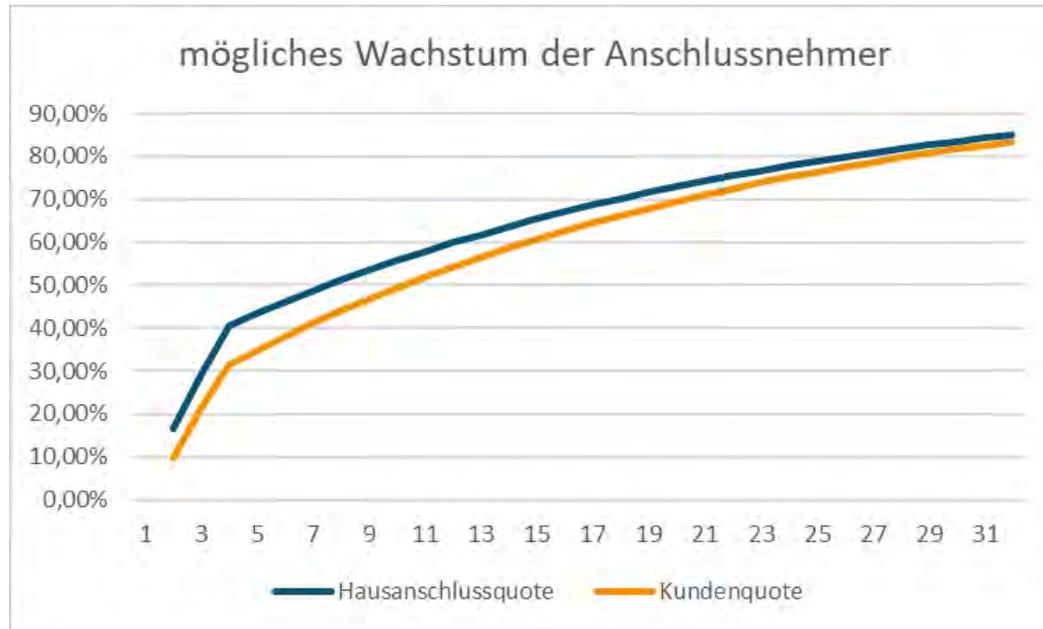
= ca. 9,5- Ct/kWh für lokale
Wärmeerzeugung
(d.h. für Energiekosten, Betriebskosten,
Kapitalkosten mit lokalen Potenzialen)

Auslegung EE-Erzeuger



Mit 27% der Spitzenlast können bereits ca. 80% der Wärme „grün“ produziert werden!

Simulation von Netz und Marktbewertung



Mögliche erste Bewertung zeigt:

- **Langfristige Finanzplanung:** Aufwärtstrend der Einnahmen über 30 Jahre zeigt Stabilität und Wachstumspotenzial.
- **Break-even-Punkt:** Wird im Jahr 12 erreicht, ab diesem Zeitpunkt wird ein positiver Cashflow generiert.

Agenda

- 1 Einflussfaktoren auf den Wärmemarkt
 - 2 Kriterien bei der Wärmenetzentwicklung
 - 3 mögliches Vorgehensmodell
 - 4 Praxisbeispiel
-
- 5 Fazit
-
- 6 Ihre Fragen

Fazit

...aus der Praxis für die Praxis

- Wärmenetze werden durch die Durchleitung von Energiemengen refinanziert.
- Eine erste Abschätzung der entstehenden Kosten ist gut möglich.
- Teure Netze können durch günstige Erzeugungen kompensiert werden.
- Wärme muss marktgerecht „verkauft“ werden. Dann ist ein Wachstum von Anschlussnehmern dauerhaft möglich.
- Chancen und Risiken werden immer bestehen bleiben.

Agenda

- 1 Begrüßung und Vorstellungsrunde
 - 2 Kriterien bei der Wärmenetzentwicklung
 - 3 mögliches Vorgehensmodell
 - 4 Praxisbeispiel
 - 5 Fazit
-
- 6 Ihre Fragen
-

Vielen Dank!



Oliver Kisignacz
Horizonte Group
Senior Manager
(Mittelhessen)

Projektleiter

HORIZONTE-Group GmbH

Mobil +49 160 944 600 80

Mail oliver.kisignacz@horizonte.group

HORIZONTE-Group GmbH

Leithestr. 39

45886 Gelsenkirchen

fon +49 209 957075 66

fax +49 209 957075 67

www.HORIZONTE.Group

HORIZONTE
GROUP

Vielen Dank!



Oliver Kisignacz
Horizonte Group
Senior Manager
(Mittelhessen)
Projektleiter



Annerose Hörter
4K
Inhaberin
stellv. Projektleiterin

HORIZONTE
GROUP

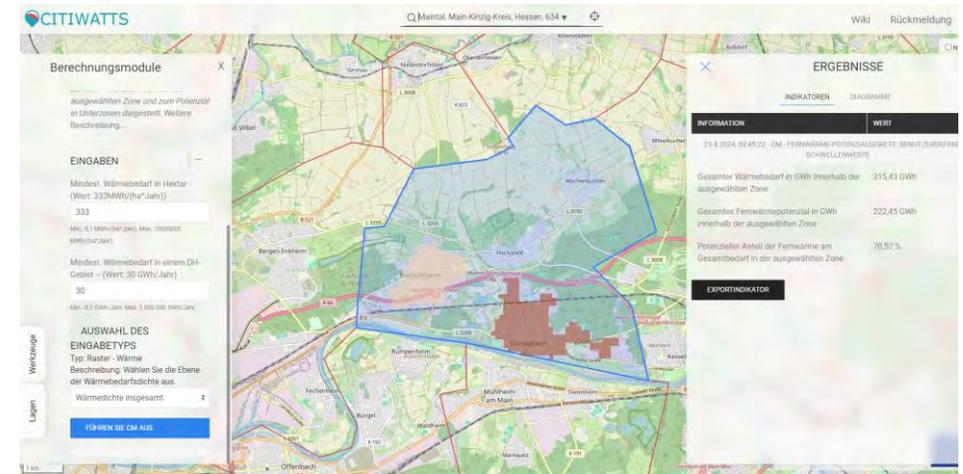


Kommunikation für Klimaschutz
Kampagnen / Konzepte

OpenGIS4ET – [Open Geographic System for Energy Transition]

Weiterentwicklung – Online - Planungstool für Wärmekonzepte aus Vorgängerprojekt hotmaps

- Das Online-Tool unterstützt Behörden bei der Entwicklung lokaler, regionaler und nationaler Strategien für Heizung, Kühlung, Mobilität und Sektorkopplung zur Einsparung von CO₂ und Nutzung von EE
- Aufgabe LEA:
 - Test der weiterentwickelten Software
 - Gewinnung von Pilotkommunen, die die Software anwenden und Daten liefern
 - Information zum Planungstool
- Vorteile LEA:
 - Internationaler Erfahrungsaustausch mit Wärmeplanern
 - Einfluss auf Nutzerfreundlichkeit der Anwendung
 - Unterstützung bei der Weiterentwicklung Wärmeatlas Hessen



Citiwatts Toolbox: <https://citiwattsdev.hevs.ch/map>





QONCEPT ENERGY

**Beratung zur Entwicklung innovativer
Wärmeversorgungskonzepte**

QONCEPT ENERGY

Beratung zur Entwicklung innovativer
Wärmeversorgungskonzepte

Wärmenetz oder dezentrale Versorgung? - Methodik zur Zonierung in der Kommunalen Wärmeplanung am Beispiel der Stadt Eschwege

Dr. Thorsten Ebert
Qoncept Energy GmbH
Ebert@qoncept-energy.de
+49 151 11335690

8.5.2024

- **Kommunale Wärmeplanung**
 - Wärmetatlas und zukünftige Wärmebedarfsentwicklung
 - Potentiale für Sanierung sowie Erneuerbarer Energien und Abwärme
 - Priorisierung der Gebiete für leitungsgebundene und dezentrale Wärmeversorgung
- **Transformationsstrategie für Wärmenetze**
 - Strategie für Dekarbonisierung der Wärmeerzeugung
 - Verdichtung und –ausbau des Netzes
 - Absenkung der Netztemperaturen
- **Wärmeversorgungskonzepte für Quartiere**
 - Einbindung EE und Abwärme
 - Machbarkeitsstudien für Quartierskonzepte
- **Umstellung der industriellen & gewerblichen Prozesswärme und –kälte auf erneuerbare Energien**
 - Innovative Wärme- und Kälteversorgungskonzepte mit Solarthermie, Wärmepumpen, Abwärme und KWK
 - Transformationskonzepte nach BAFA EEW Modul 5

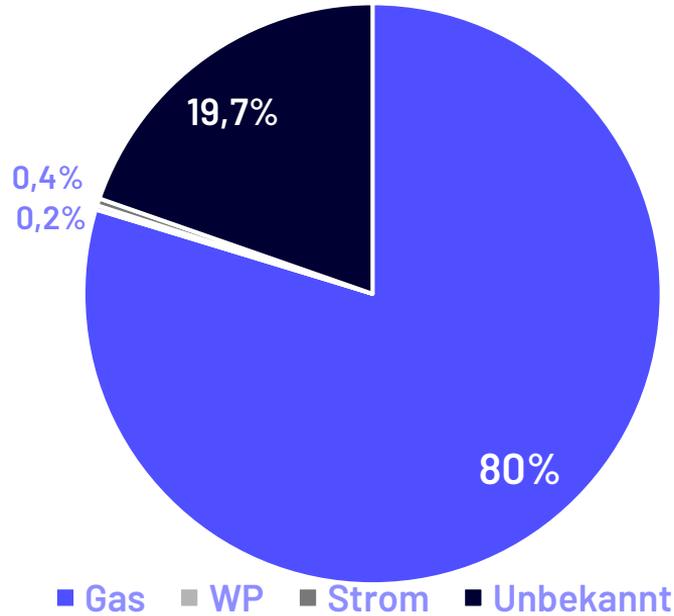
Relevante Referenzen



1. Zonierung der Gesamtstadt in Wärmenetzgebiete und Gebiete mit (eher) dezentraler Versorgung
2. Wärmenetzlösung in Gebieten mit eher geringer Wärmedichte
3. Zonierung für Gebiete mit dezentraler Versorgung

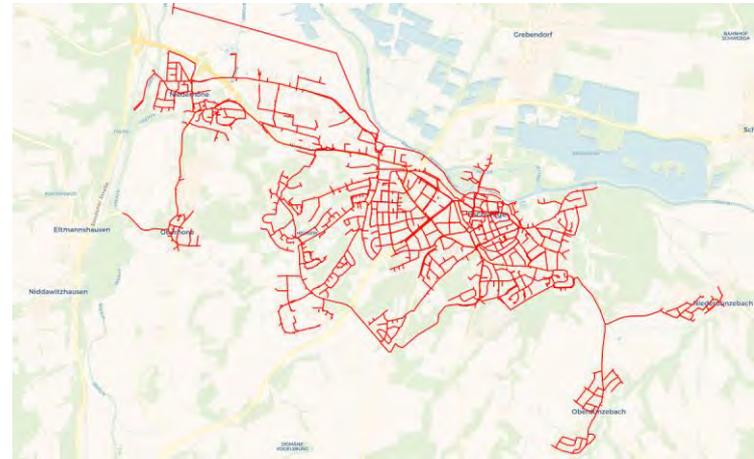
- **Wie kann eine klimaneutrale Wärmeversorgung in 2045 in Eschwege aussehen?**
- **Was sind die Erneuerbaren Energiepotenziale vor Ort?**
- **Wie gestaltet sich der Weg bis 2045 zur klimaneutralen Wärmeversorgung?**

Energieträgerbilanz 2021
214 GWh

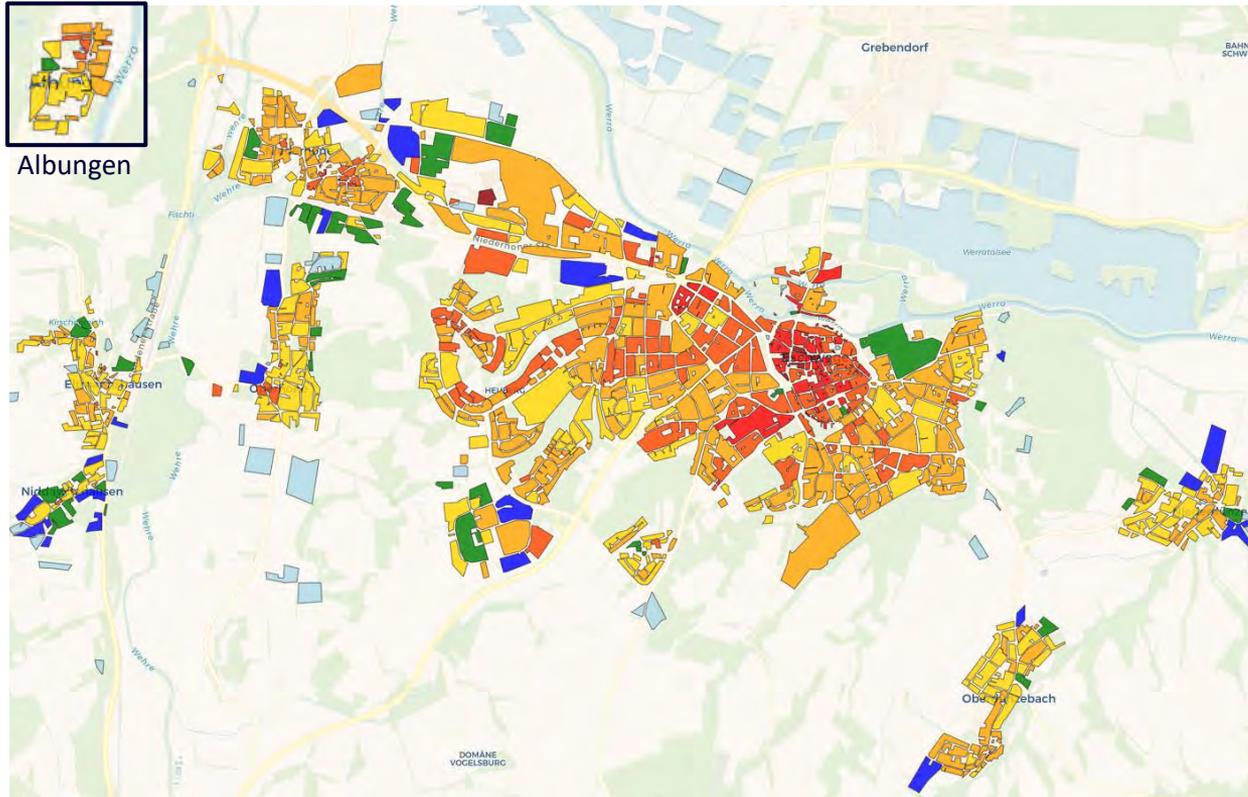


*unbekannt: vermutlich eine Mischung aus Heizöl- und Biomasseverbrennung und ein geringer Anteil Solarthermie

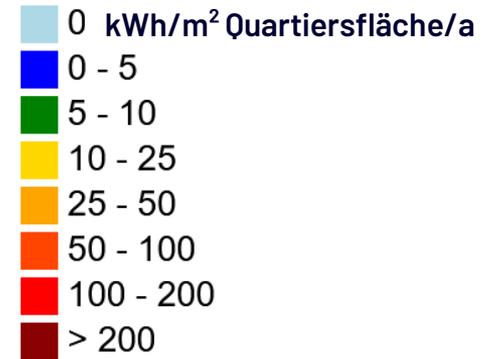
Gasnetz in Eschwege



Entspricht rund
50.000 t CO₂-Äquivalent pro Jahr

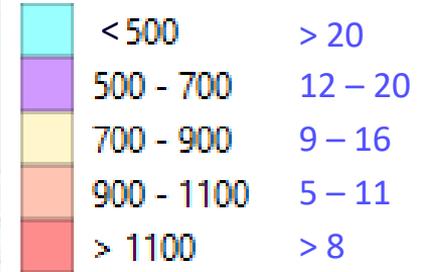
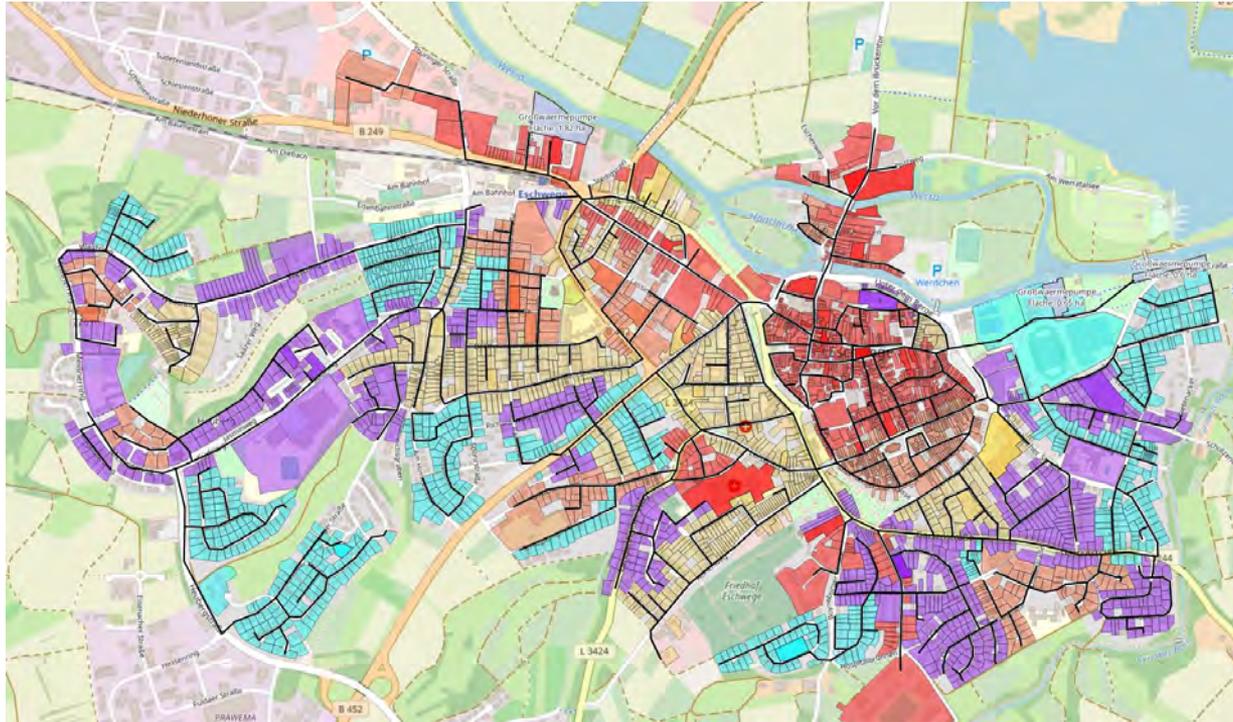


Quartier:spez. Wärmebedarf



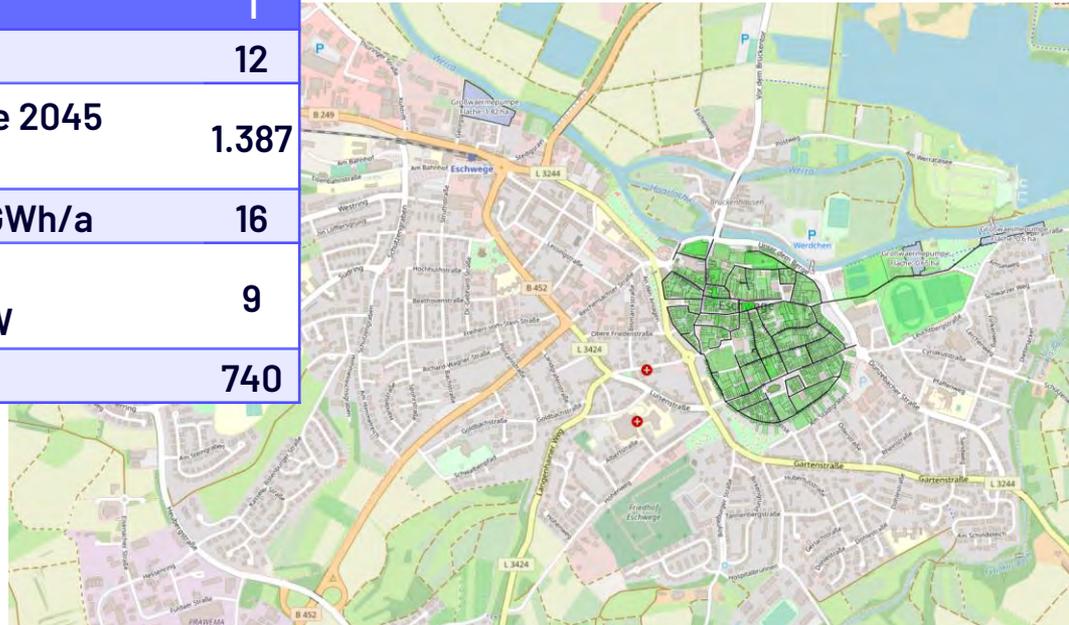
Wärmeverbrauchsichte in MWh/(ha•a)	Einschätzung der Eignung zur Errichtung von Wärmenetzen
0 – 70	Kein technisches Potenzial
70 – 175	Empfehlung von Wärmenetzen in Neubaugebieten
175 – 415	Empfohlen für Niedertemperaturnetze im Bestand
415 – 1.050	Richtwert für konventionelle Wärmenetze im Bestand
> 1.050	Sehr hohe Wärmenetzeignung

Klassifizierung der Wärmeverbrauchsichten nach potenzieller Eignung für Wärmenetze (KEA BW, 2020)

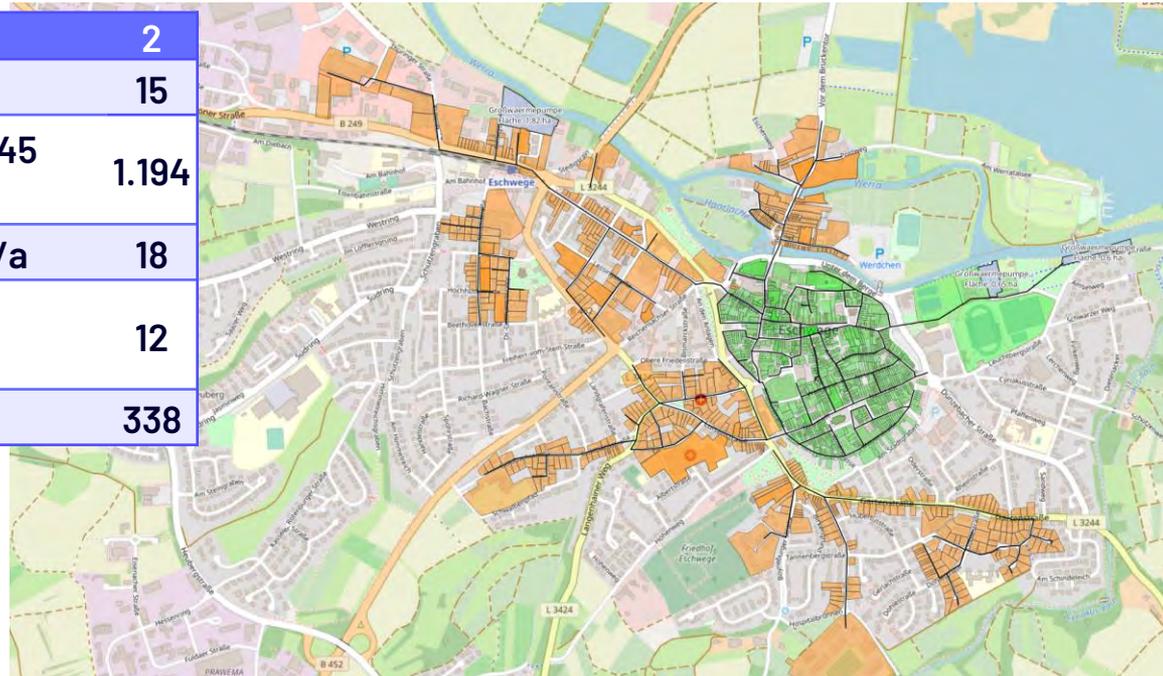


$\text{kWh/m}_{\text{Trasse}} \cdot \text{a}$ Ausbauezeiten
in Jahren

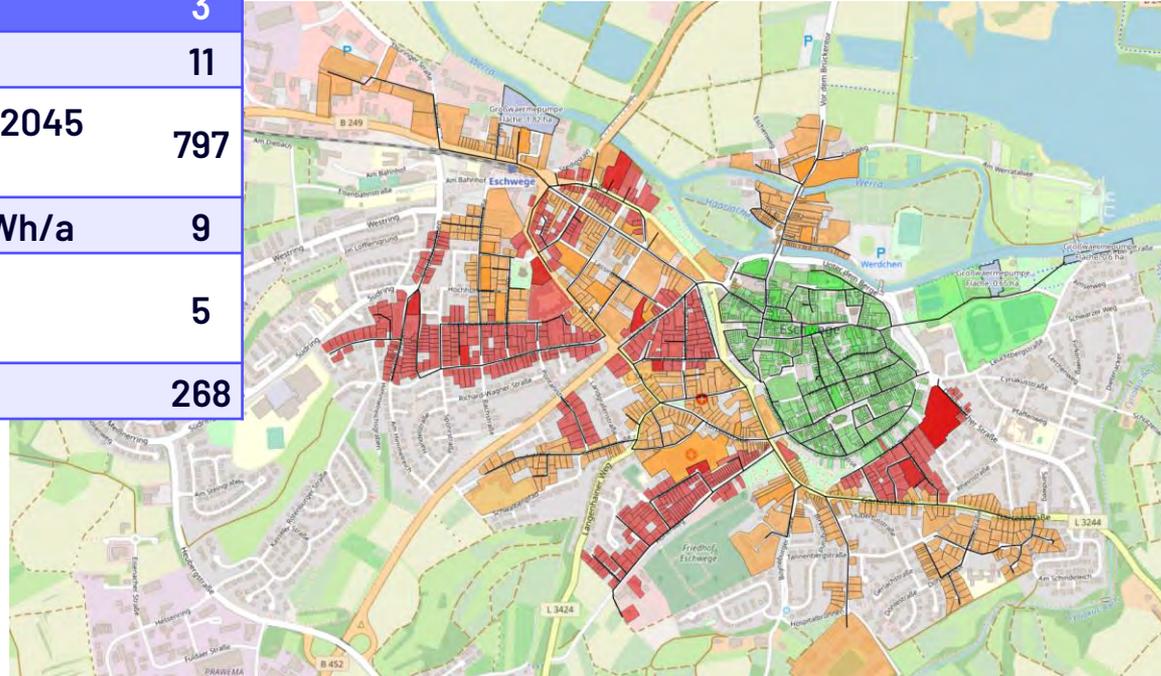
Ausbaustufe	1
Trassenlänge in km	12
Wärmebelegungsdichte 2045 in kWh/(m*a)	1.387
Wärmebedarf 2045 in GWh/a	16
Anschlussleistung Wärmeerzeugung in MW	9
Anzahl Abnehmer	740



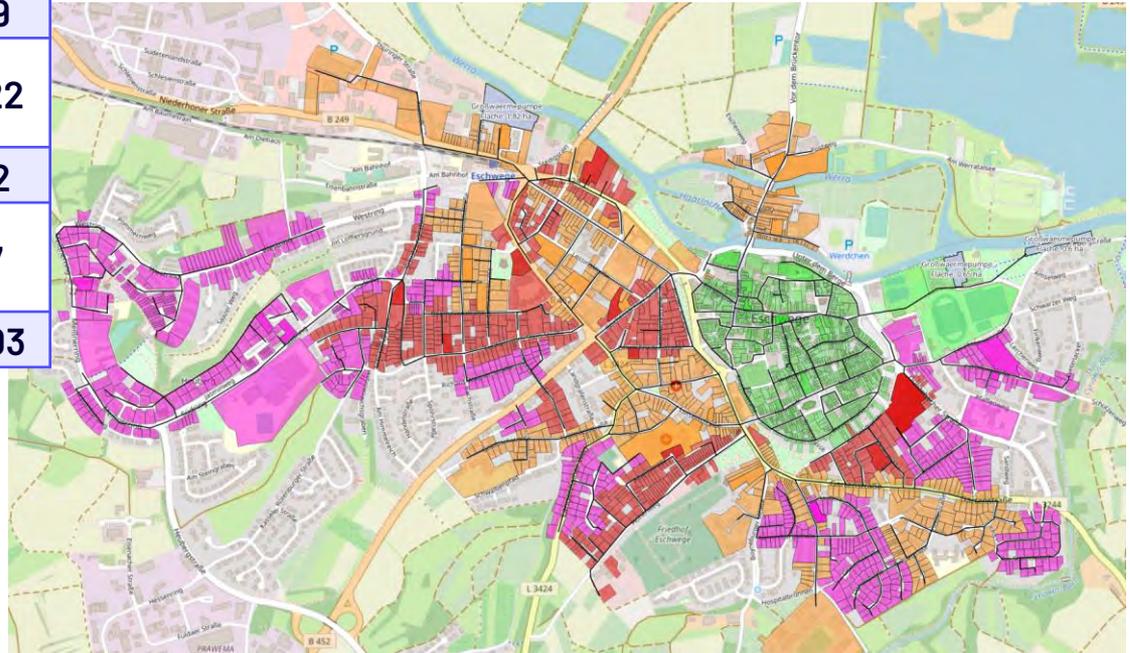
Ausbaustufe	2
Trassenlänge in km	15
Wärmebelegungsdichte 2045 in kWh/(m*a)	1.194
Wärmebedarf 2045 in GWh/a	18
Anschlussleistung Wärmeerzeugung in MW	12
Anzahl Abnehmer	338



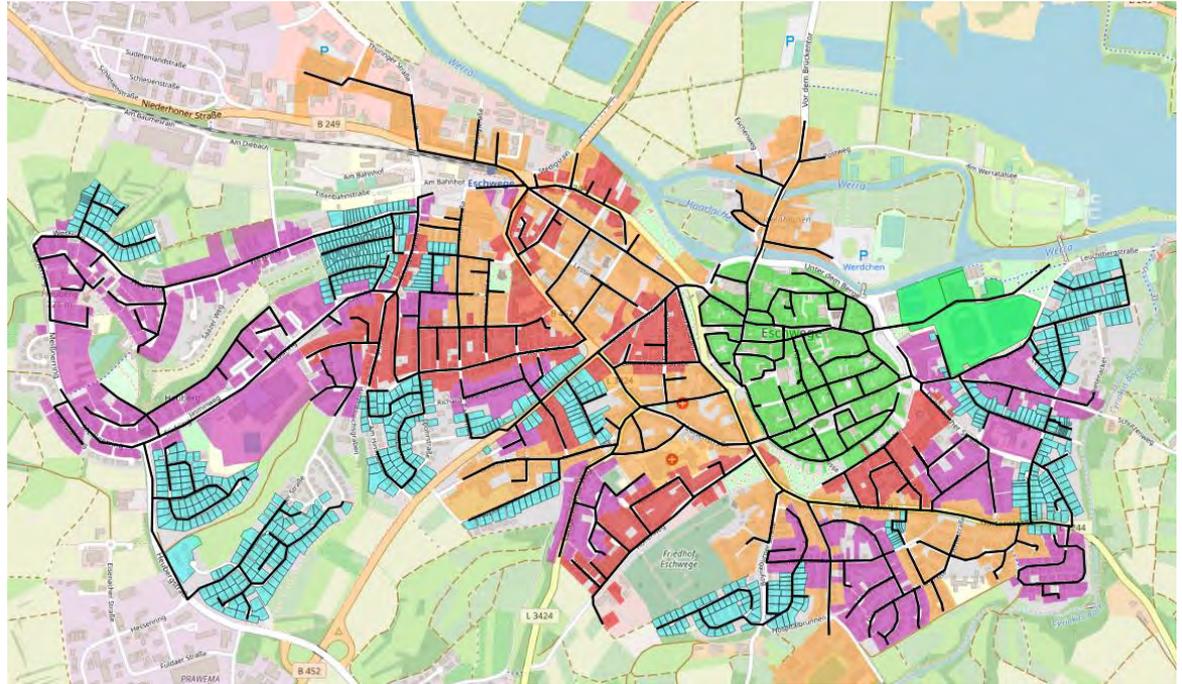
Ausbaustufe	3
Trassenlänge in km	11
Wärmebelegungsdichte 2045 in kWh/(m*a)	797
Wärmebedarf 2045 in GWh/a	9
Anschlussleistung	5
Wärmeerzeugung in MW	5
Anzahl Abnehmer	268



Ausbaustufe	4
Trassenlänge in km	19
Wärmebelegungsdichte 2045 in kWh/(m*a)	622
Wärmebedarf 2045 in GWh/a	12
Anschlussleistung Wärmeerzeugung in MW	7
Anzahl Abnehmer	403

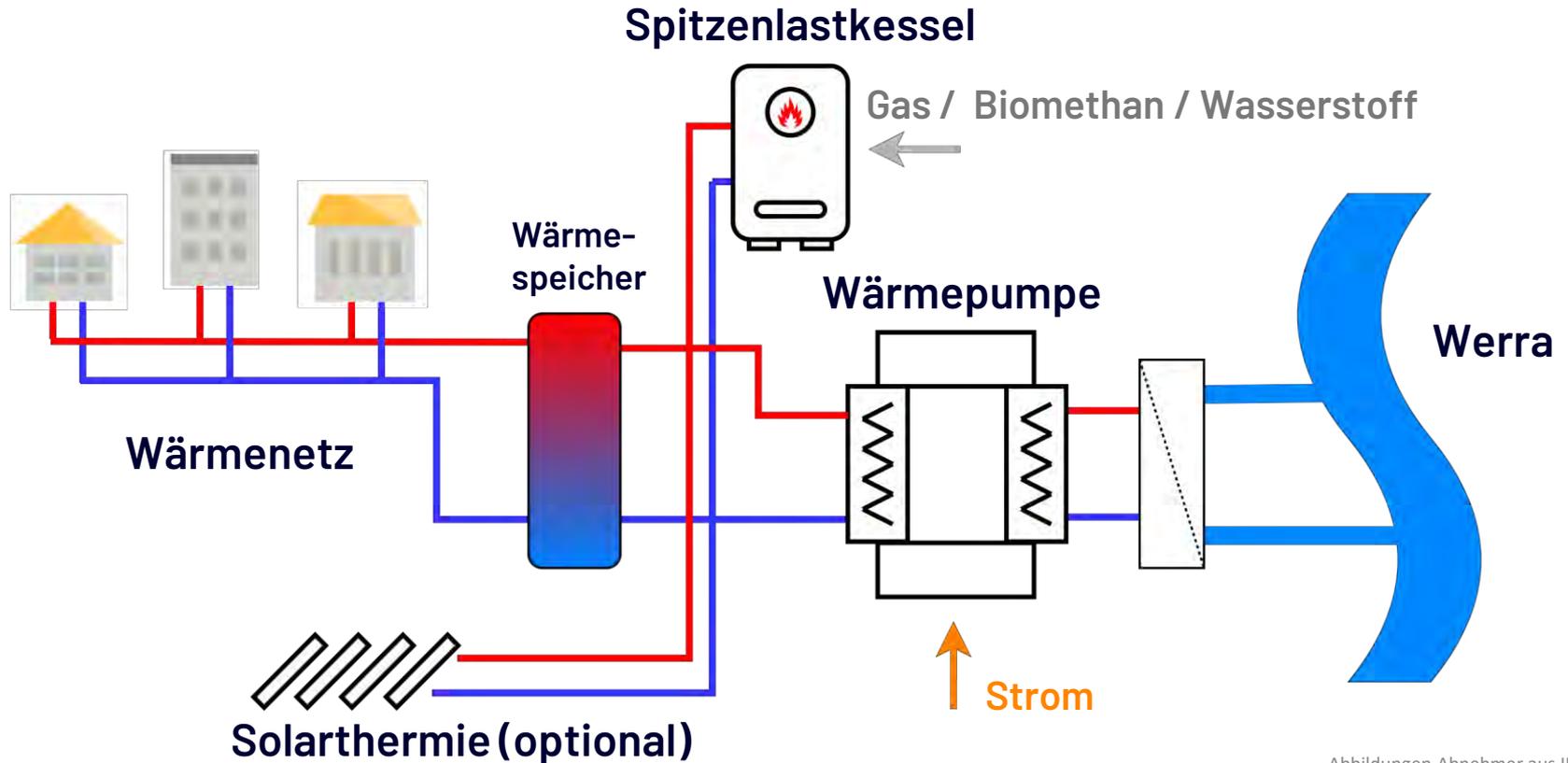


Ein Ausbau über Stufe 4 hinaus ist ebenfalls denkbar, benötigt aber vertiefende Analysen.



Gebiete – kumuliert	1	2	3	4
Trassenlänge in km	12	26	38	57
Wärmebelegungsdichte 2045 in kWh/(m*a)	1.387	1.278	1.132	963
Wärmebedarf 2045 in GWh/a	16	34	43	54
Anschlussleistung Wärmeerzeugung in MW	9	21	26	33
Anzahl Abnehmer	740	1.078	1.346	1.748

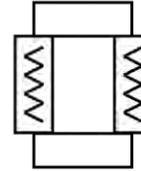
- Potential für Flusswärmepumpe in der Werra bei 10 % des mittleren Niedrigabfluss: ca. 23 MW_{th} → ausreichend groß für alle Gebiete
- Auslegung auf 50 % der Spitzenlast





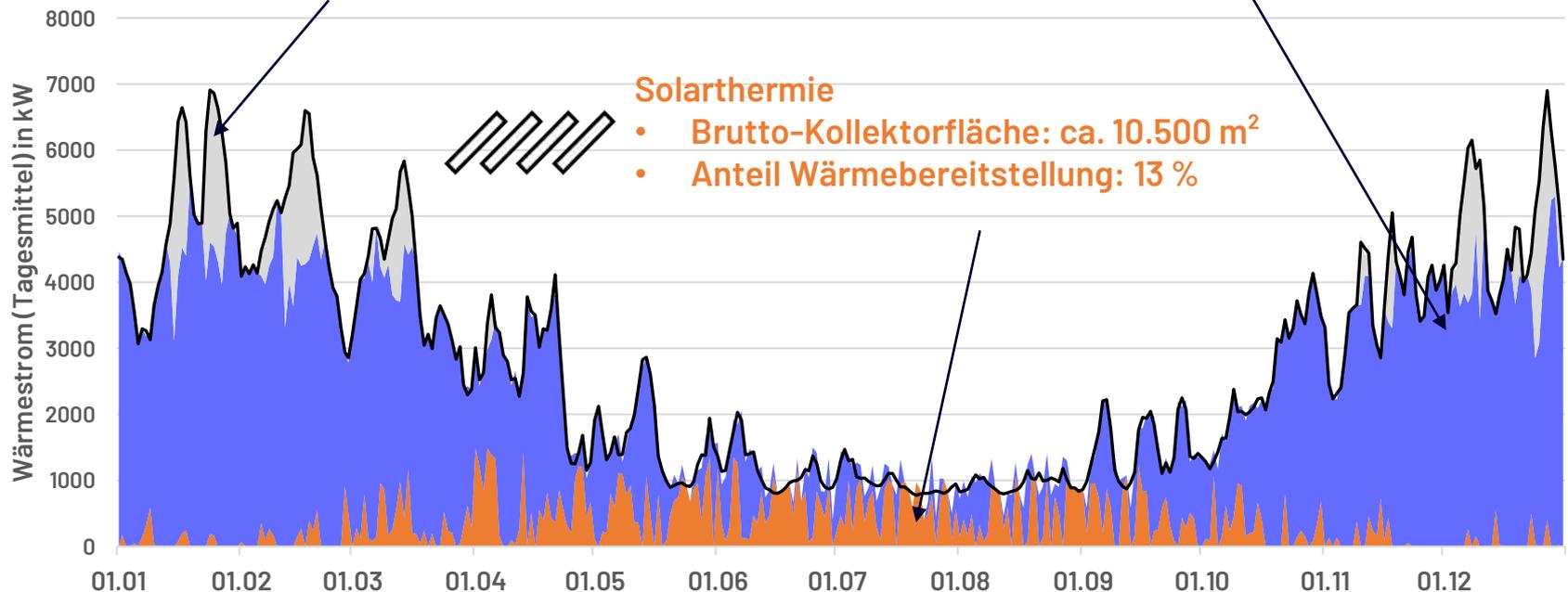
Spitzenlastkessel

- Thermische Leistung: ca. 5 MW
- Anteil Wärmebereitstellung: 8 %

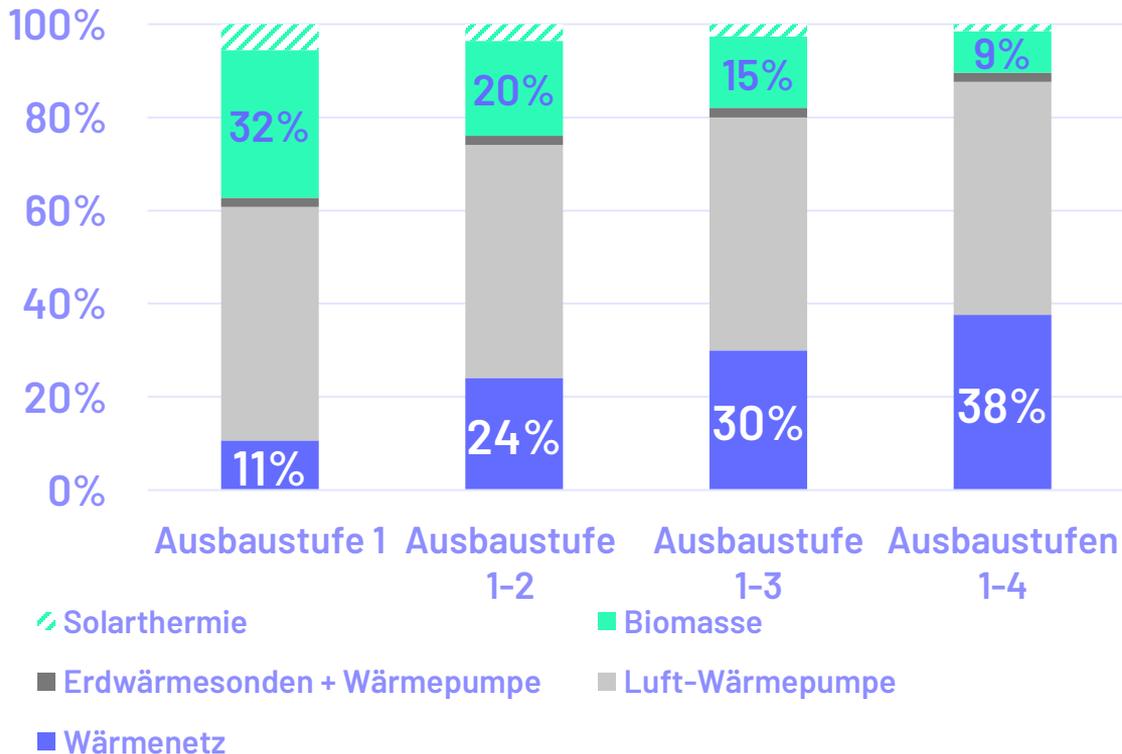


Fluss-Wärmepumpe

- Thermische Leistung: ca. 5 MW
- Anteil Wärmebereitstellung: 79 %



Anteile am Gesamtwärmebedarf 2030



- Wärmenetzsysteme bei 60 % Anschlussrate, (Ausbaustufe 1: 90 % Anschlussrate)
- Bei aktuellen Schallemissionsgrenzwerten, sonst ggf. zukünftig höherer Anteil Luft-WP möglich
- Erdwärmesonden + Sole-Wasser-WP nach Statistik langsam wachsende Absatzzahlen und kosten-intensiver
- Biomasse um Solarthermie ergänzt (15 % solare Deckung am Anteil des Wärmebedarfs, der durch Biomasse bereitgestellt wird)

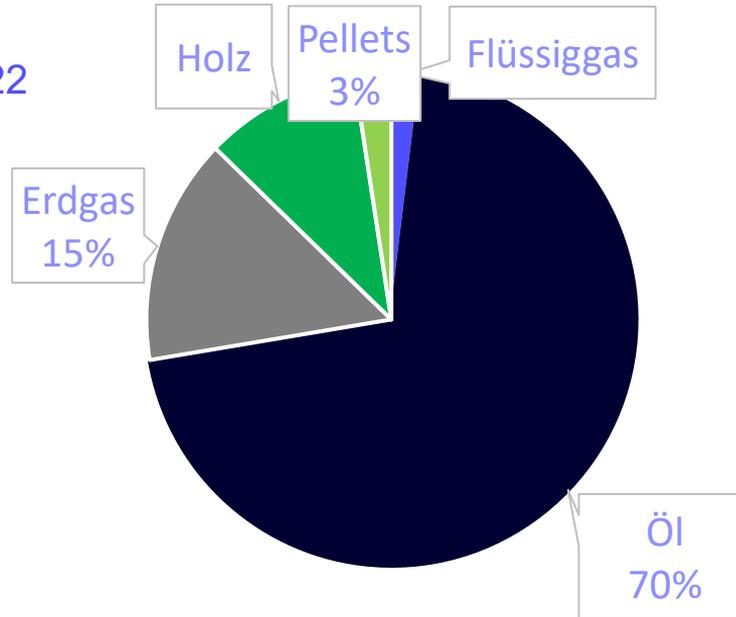
1. Zonierung der Gesamtstadt in Wärmenetzgebiete und Gebiete mit (eher) dezentraler Versorgung
2. **Wärmenetzlösung in Gebieten mit eher geringer Wärmedichte**
3. Zonierung für Gebiete mit dezentraler Versorgung

- Bürgerinitiative strebt Nahwärmelösung an
- Oberhone hat knapp 1.000 Einwohner und ca. 280 Gebäude
- Bereits mehr als 140 Fragebögen durch Interessenten ausgefüllt
- Wärmeliniendichte deutlich unter 500 kWh / m_{Trasse}
- Qoncept Energy berät Bürgerinitiative im Auftrag der LandesEnergieAgentur (LEA) Hessen
- Mögliche Wärmeversorgungskonzepte:
 - „Solare Nahwärme“
Hoher Anteil Solarthermie durch saisonalen Erdbeckenspeicher
 - Biomasse + Solarthermie + Spitzenlastkessel
 - Luft-Wärmepumpe + Solarthermie + Spitzenlastkessel



Datenbasis: ca. 120 Fragebögen

- Anteil fossiler Erzeuger bei 87 %
- Durchschnittsalter Heizungen bei 22 Jahren



Szenario 1, 125 Teilnehmer:

- Wärmeverbrauch: 3.445 MWh/a (Endenergie Gas, Öl, ohne Nutzungsgrad Wärmeerzeuger)
- Trassenlänge: 7.179 m
 - Transportleitung: 5.304 m
 - Hausanschluss: 15 m/Abnehmer → 1.875 m

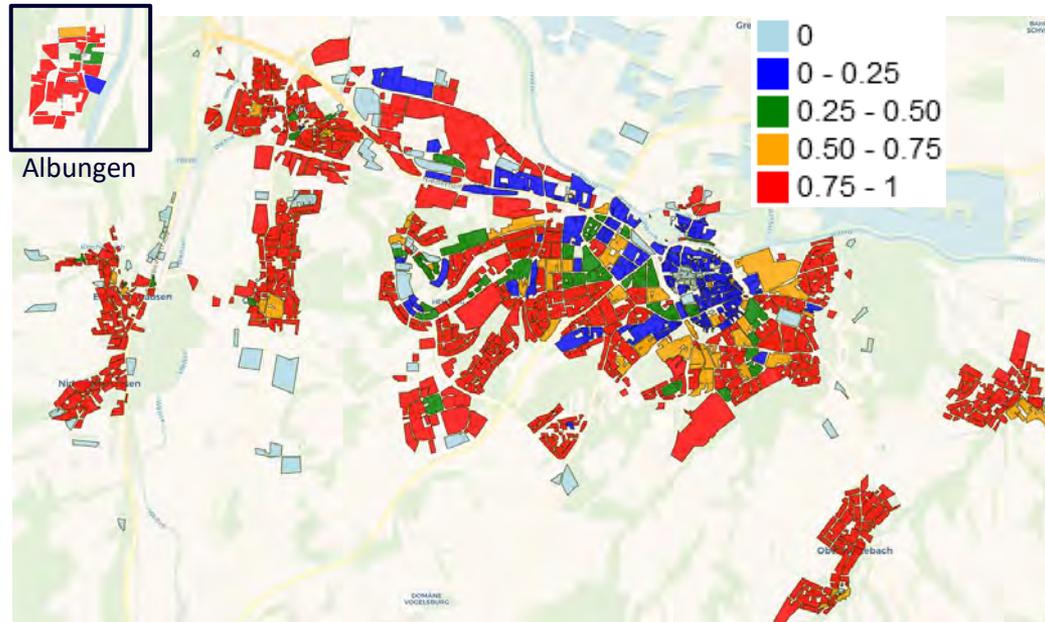
Szenario 2, 150 Teilnehmer:

- Wärmeverbrauch : 4.143 MWh/a (Endenergie Gas, Öl, ohne Nutzungsgrad Wärmeerzeuger)
- Trassenlänge: 7.554 m
 - Transportleitung: 5.304 m
 - Hausanschluss: 15 m/Abnehmer → 2.250 m

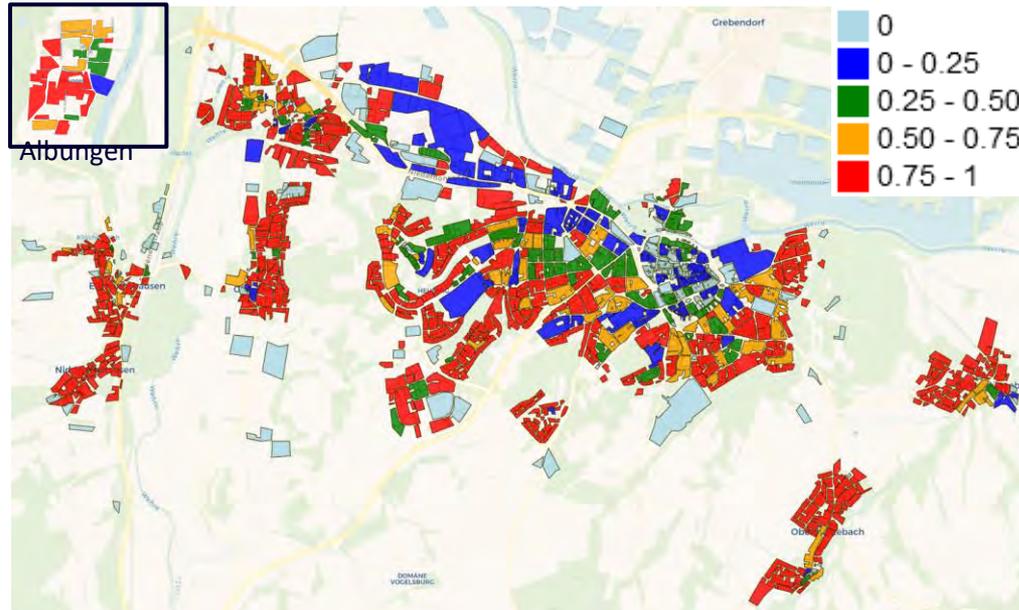
- Der Vergleich mit dezentralen Wärmeversorgungssystemen zeigt, dass die Netzvarianten bei 125 Teilnehmern Wärmekosten auf vergleichbarem Niveau wie dezentrale Luft-Wärmepumpen und Pelletkessel erzielen.
- Bei 150 Teilnehmern erreichen die Wärmenetzvarianten geringere Wärmekosten als die dezentralen Alternativen. Die Unterschiede liegen im Rahmen der Unsicherheitsbereiche.
- Aufgrund der aktuell hohen Preise für Heizöl und unter den getroffenen Annahmen für den Anstieg des CO₂-Preises erreichen Ölkessel (Neuinvestition) trotz vergleichsweise geringer Investitionskosten die mit Abstand höchsten Wärmekosten.

1. Zonierung der Gesamtstadt in Wärmenetzgebiete und Gebiete mit (eher) dezentraler Versorgung
2. Wärmenetzlösung in Gebieten mit eher geringer Wärmedichte
3. Zonierung für Gebiete mit dezentraler Versorgung

Potentialbestimmung zu Luft-Wärmepumpen anhand von Abschätzungen zu Schallemissionen und Abständen zu Nebengebäuden



Potentialbestimmung zu Erdwärmesonden anhand von Flächenverfügbarkeit,
Mindestabständen, benötigter Heizleistung



- Die Zonierung in Wärmenetzgebiete und Gebieten mit dezentraler Versorgung benötigt eine sehr differenzierte Datenerfassung und -analyse bei der Erstellung des Wärmeatlasses.
- Die Zonierung der Wärmenetzgebiete benötigt eine Unterscheidung in Gebiete, die für ein (ausgedehnteres) Kernnetz oder einzelne Inselnetze geeignet sind.
- Die Zonierung kann nur eine erste Indikation liefern. Auch Gebiete mit sehr geringer Wärmedichte können unter bestimmten Bedingungen für Wärmenetze geeignet sein.
- Für Gebiete mit dezentraler Versorgung sollte die kommunale Wärmeplanung Aussagen darüber liefern, welche dezentralen Erzeuger geeignet oder weniger geeignet sind.



QONCEPT ENERGY

**Beratung zur Entwicklung innovativer
Wärmeversorgungskonzepte**

**Vielen Dank für Ihre
Aufmerksamkeit**

Agenda

1. Einleitung (Laure Decamps, LEA Hessen)
2. Methodik der Zonierung in Dänemark (Toke Lienggaard, Energistyrelsen)
3. Praxisbeispiel aus Dänemark (Peter Skovsgaard, Haderslev Fjernvarme)
4. Praxisbeispiele aus Hessen (Oliver Kisignacz, Horizonte Group und Thorsten Ebert, Qoncept Energy)
5. Diskussion (Heike Böhler und Laure Decamps, LEA Hessen)

Noch Fragen?

Herzlichen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

⇒ waermeplanung@lea-hessen.de



Heike Böhler

Projektleitung Energiekonzepte und kommunale Wärmeplanung

☎ +49 611 95017 8412

✉ heike.boehler@lea-hessen.de



Patrick Eichelmann

Energiekonzepte und Contracting

☎ +49 611 95017 8497

✉ patrick.eichelmann@lea-hessen.de



Dr. Laure Decamps

Energiekonzepte und kommunale Wärmeplanung

☎ +49 611 95017 8367

✉ laure.decamps@lea-hessen.de



Daniel Hahn

Energiekonzepte und kommunale Wärmeplanung

☎ +49 611 95017- 8418

✉ daniel.hahn@lea-hessen.de



Julius Kaiser

Energiekonzepte und kommunale Wärmeplanung

☎ +49 611 95017-8637

✉ julius.kaiser@lea-hessen.de