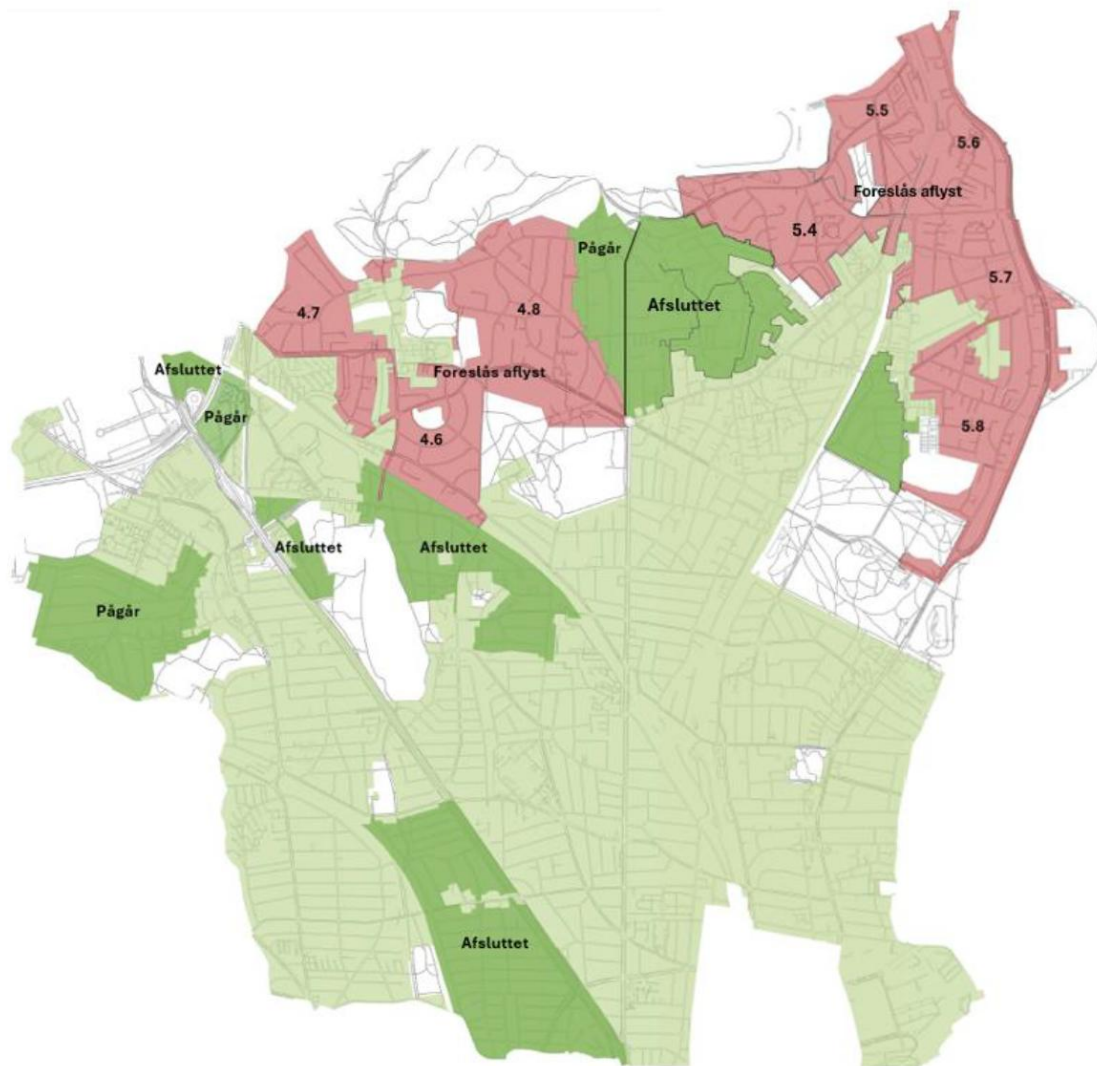




Aflysning af otte udbygningsområder for fjernvarme

Projektforslag (version 3)

Gentofte Kommune - Teknik og Miljø

Dato: 4. marts 2026

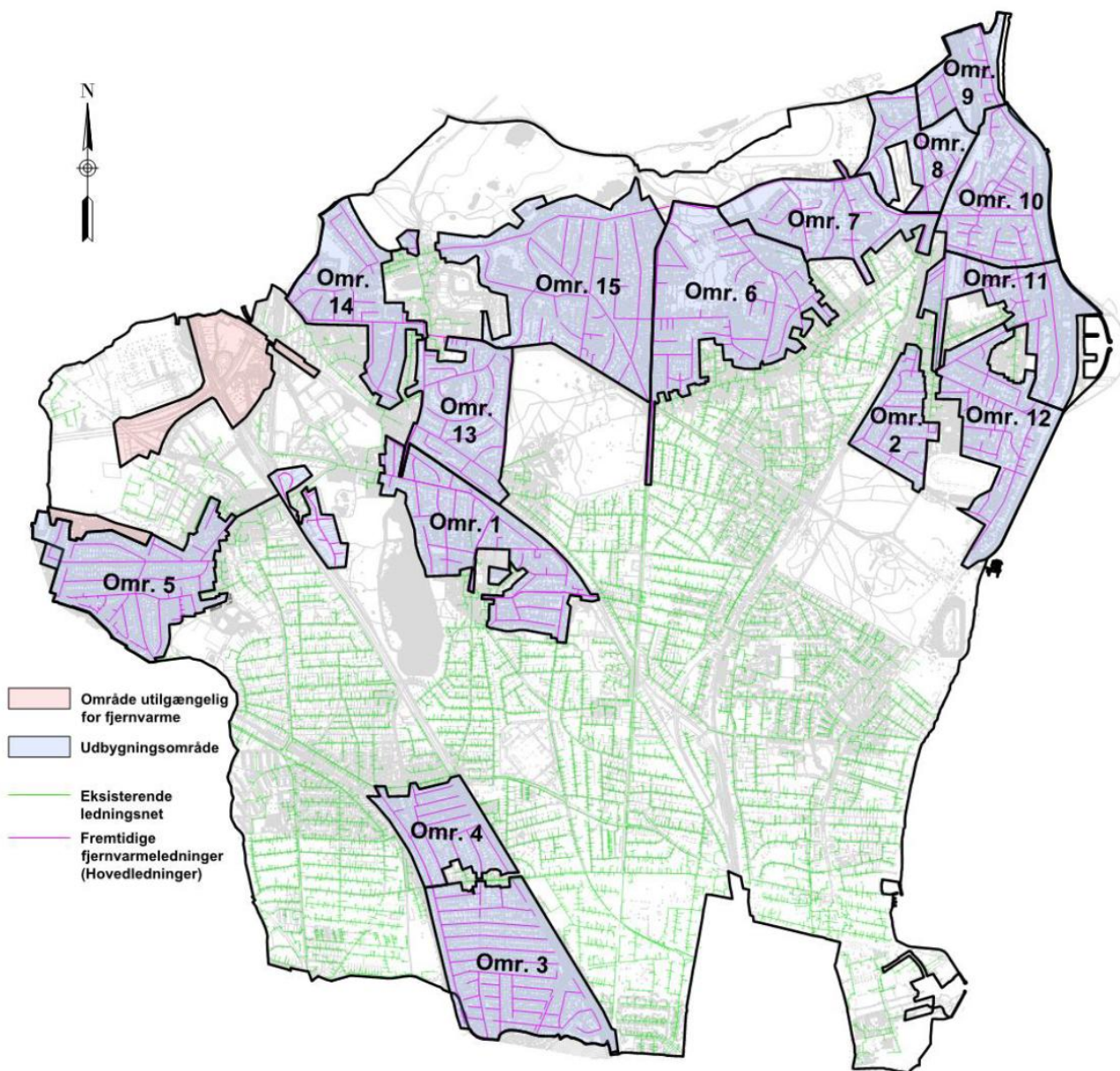
Indhold

1.	Indledning.....	4
2.	Opsummering	7
3.	Ansvarlige for projektet	8
4.	Forhold til varmeplanlægning	9
5.	Forhold til anden lovgivning	11
5.1.	Lokalplan	11
6.	Beskrivelse af projekt og alternativ	12
6.1.	Varmebehov.....	12
6.2.	Tilslutningstakt.....	13
6.3.	Varmeproduktion	14
6.3.1.	Projekt.....	14
6.3.2.	Alternativ.....	14
6.4.	Investering	16
6.4.1.	Projekt.....	16
6.4.2.	Alternativ.....	16
6.5.	Drift og vedligehold	18
6.5.1.	Projekt.....	18
6.5.2.	Alternativ.....	19
6.6.	Brændselspriser.....	20
6.6.1.	Samfundsøkonomiske brændselspriser	20
6.6.2.	Selskabsøkonomiske brændselspriser	20
6.7.	Levetider.....	21
7.	Tidsplan.....	22
8.	Arealafståelser og servitutpålæg	23
9.	Berørte parter	24
10.	Energi- og miljømæssig vurdering.....	25

10.1.	Energiforhold	25
10.2.	Miljø	25
11.	Økonomisk analyse	27
11.1.	Samfundsøkonomisk analyse	27
11.1.1.	Resultater.....	27
11.1.2.	Følsomhedsanalyser	28
11.2.	Selskabsøkonomisk analyse	29
11.3.	Brugerøkonomisk analyse	30
Appendiks 1 – Samfundsøkonomiske beregninger		33
Appendiks 2 – Selskabsøkonomiske beregninger, Alternativ		37
Appendiks 3 – Brugerøkonomiske beregninger.....		39
Appendiks 4 –Re-design af Gentofte Fjernvarmenet pga. ændret varmeproduktion & varmegrundlag.....		40

1. Indledning

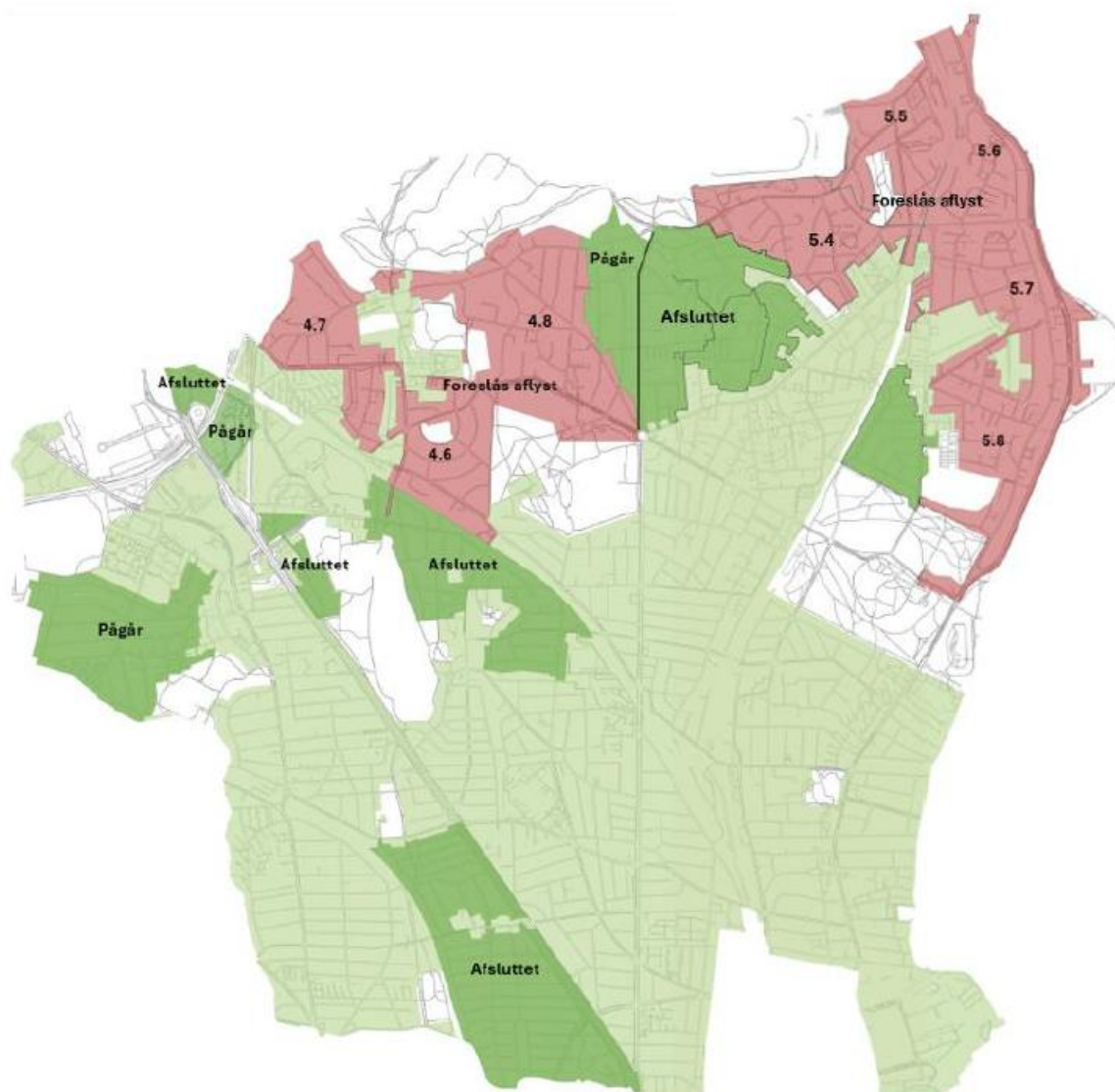
I marts 2021 godkendte Gentofte Kommune projektforslaget ”Projektforslag vedrørende fjervarmeforsyning af 15 udbygningsområder i Gentofte Kommune” dateret 17. februar 2021. Projektforslaget omfattede udrulning af fjernvarme i områderne vist i Figur 1.1.



Figur 1.1: Områder omfattet af projektforslag dateret 17. februar 2021.

Siden godkendelsen af projektforslaget dateret 17. februar 2021 har centrale forudsætninger ændret sig. På den baggrund har Gentofte Kommune ønsket at få undersøgt og analyseret, om der med de nuværende forudsætninger fortsat er samfunds-, selskabs- og brugerøkonomisk grundlag for at fortsætte udbygning af fjernvarme i de delområder i kommunen, hvor udbygningen endnu ikke er gået i gang - eller

om delområderne bør omlægges til individuel varmforsyning. De otte områder omfatter Område 4.6, 4.7, 4.8, 5.4, 5.5, 5.6, 5.7 og 5.8 og er markeret med rødt i Figur 1.2.



Figur 1.2: Områder omfattet af nærværende projektforslag markeret med rødt.

Dette projektforslag indeholder samfundsøkonomiske beregninger af et projektscenarie bestående af individuelle luft-til-vand varmepumper, i det følgende benævnt projektet, samt et alternativt scenarie bestående af fjernvarmeforsyning, i det følgende benævnt alternativet.

De samfundsøkonomiske beregninger i dette projektforslag inkluderer ikke individuel forsyning med naturgas som alternativ, men fokuserer udelukkende på individuelle luft-til-vand varmepumper. Gentofte Kommune har via deres *Klimaplan 2050*¹ fastsat en målsætning om 90% reduktion af CO₂-udledningen i

¹ Klimaplan 2050: <https://gentofte.dk/det-lokale-demokrati/budget-planer-og-politikker/planer-politikker-og-indsatser/groen-baeredygtig-og-klimaansvarlig-kommune/klimaplan-2050/>

Gentofte i 2030 og klimaneutralitet senest i 2050. I henhold til Projektbekendtgørelsen har kommunen mulighed for at ekskludere fossile brændsler som alternativer jf. §19 Stk. 5:

"Kommunalbestyrelsen kan bestemme, at scenarier, hvor fossile brændsler anvendes som hovedbrændsel, herunder mineralsk olie og naturgas, ikke anses som relevante scenarier til brug for de samfundsøkonomiske analyser, jf. stk. 1, nr. 9 og 10."

Varmeplanmyndigheden anmodes ligeledes om tilladelse til, at der ses bort fra alternativer med fossile brændsler i de samfundsøkonomiske beregninger i dette projektforslag.

De samfundsøkonomiske beregninger i projektforslaget viser, at projektet samlet set er samfundsøkonomisk fordelagtigt.

Gentofte Kommune ansøger hermed om behandling og godkendelse af projektet i henhold til:

- Varmeforsyningsloven (Lovbekendtgørelse nr. 124 af 2. februar 2024)²
- Projektbekendtgørelsen (Bekendtgørelse nr. 1091 af 8. september 2025)³

² Varmeforsyningsloven: <https://www.retsinformation.dk/eli/lt/2024/124>

³ Projektbekendtgørelsen: <https://www.retsinformation.dk/eli/lt/2025/1091>

2. Opsummering

Projektforslaget vedrører omklassificering af otte områder i Gentofte Kommune fra at være udlagt til fjernvarme til individuel varmforsyning.

Retningslinjerne for udarbejdelse og myndighedsbehandling af projektforslaget er beskrevet i Projektbekendtgørelsen; Bekendtgørelse om godkendelse af projekter for kollektive varmforsyningsanlæg, BEK nr. 1091 af 8. september 2025 af Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

Der er foretaget en samfundsøkonomisk vurdering af det samlede projekt samt individuel vurdering af hvert delområde. Samfundsøkonomien viser en samfundsøkonomisk fordel til projektet. Resultatet af samfundsøkonomien viser, at nutidsværdien af projektet har en fordel på ca. 277 mio. kr. over en 20-år periode ift. alternativet med fjernvarme. Samlet set er omkostningerne i projektet ca. 19 % lavere sammenlignet med alternativet.

3. Ansvarlige for projektet

Ansvarlig for projektet:

Gentofte Kommune

Bernstorffsvej 161

2920 Charlottenlund

Kontaktperson: Lucas Larsen, lase@gentofte.dk, Tlf. 21 53 16 22

NIRAS bistår Gentofte Kommune med udarbejdelse af projektforslaget:

NIRAS A/S

Sortemosevej 19

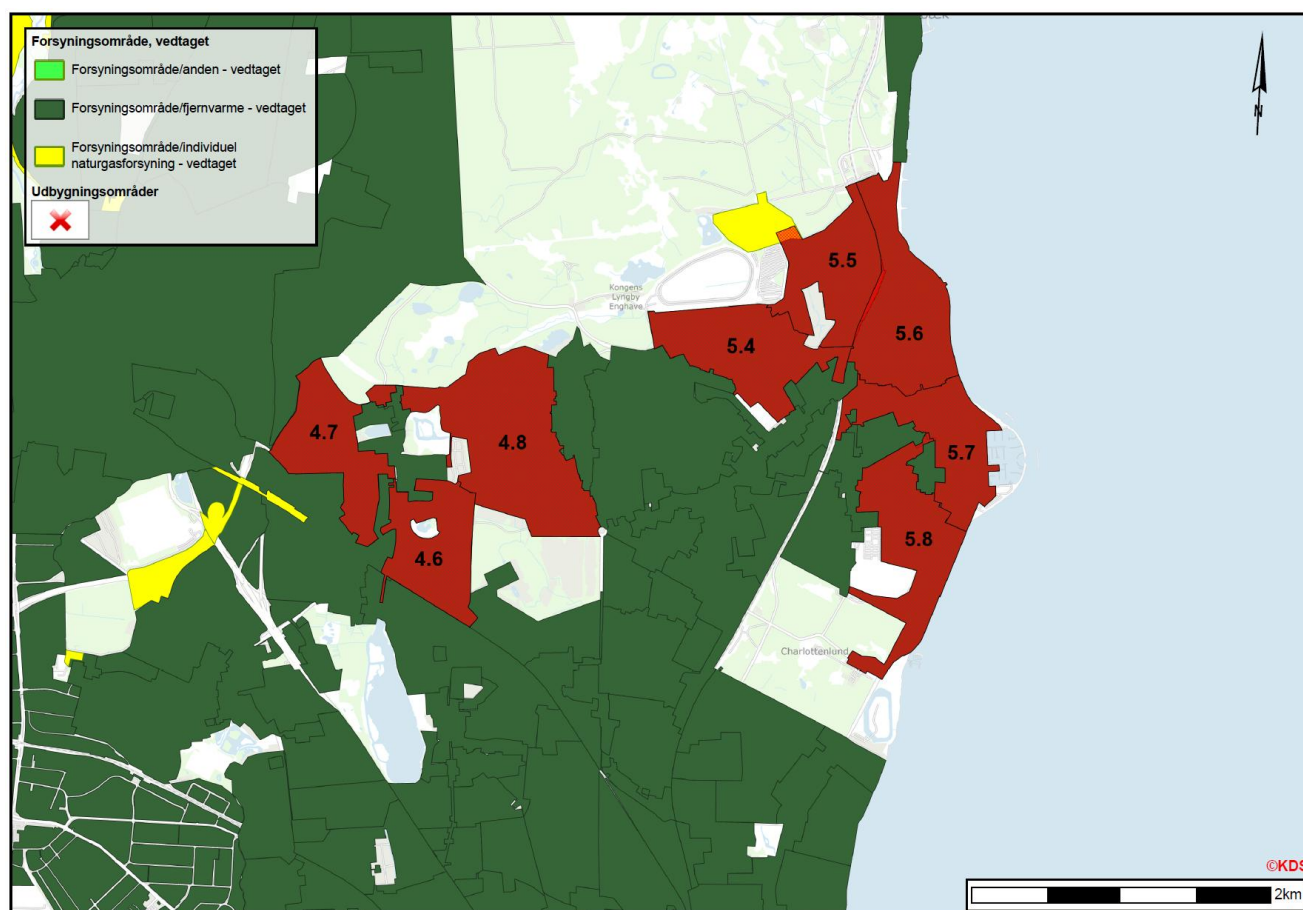
3450 Allerød

Kontaktperson: Niels Bahnsen, nba@niras.dk, Tlf. 40 17 28 84

4. Forhold til varmeplanlægning

Projektforslaget omfatter otte tidligere naturgasforsynede områder, som i dag er udlagt til fjernvarmeforsyning. Ved godkendelse af projektforslaget vil disse områder blive omklassificeret til individuel varmeforsyning, hvorved boligerne i de berørte områder ikke tilbydes fjernvarme.

Figur 4.1 viser de vedtagne forsyningsområder i området.



Figur 4.1: Vedtagne forsyningsområder.

I henhold til Varmeforsyningsloven med tilhørende projektbekendtgørelse er følgende gældende jf. § 6:

”Kommunalbestyrelsen skal anvende forudsætningerne i dette kapitel ved behandling af projekter for kollektive varmeforsyningsanlæg. Kommunalbestyrelsen skal desuden i overensstemmelse med § 1 i lov om varmeforsyning og § 22, stk. 2, i denne bekendtgørelse sørge for, at projektet ud fra en konkret vurdering er det samfundsøkonomisk mest fordelagtige projekt, jf. dog §§ 12, 13 og § 19, stk. 5.”

Nærværende projektforslag indeholder de nødvendige energimæssige, økonomiske og miljømæssige oplysninger til brug for kommunens vurderinger af projektet jf. § 19 i Projektbekendtgørelsen.

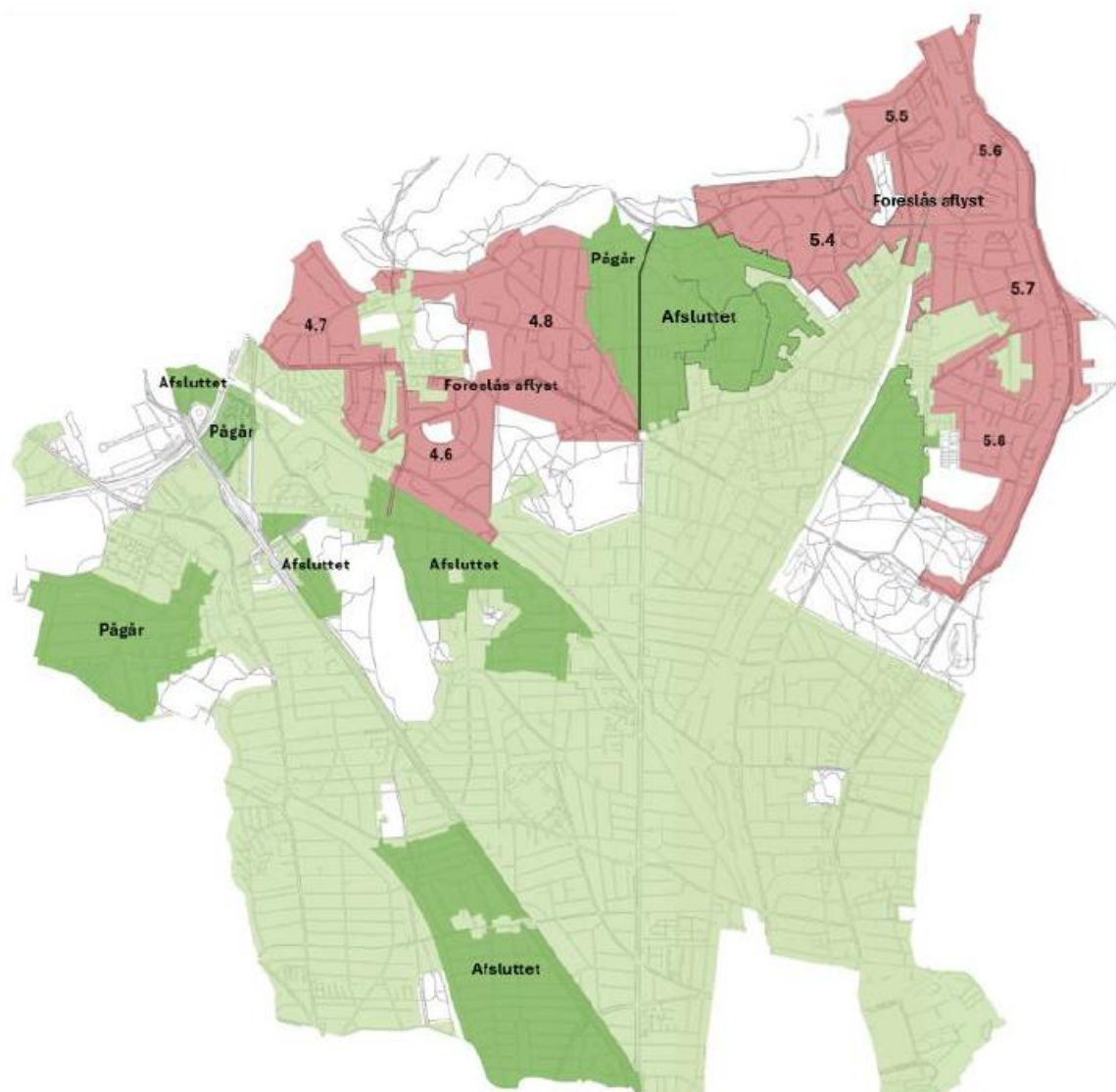
En nødvendig forudsætning for godkendelse af projektforslaget er således, at projektet er det samfundsøkonomisk mest fordelagtige, hvilket er dokumenteret i Afsnit 11.

Samlet set vurderes betingelserne i § 6 i Projektbekendtgørelsen at være opfyldt, og godkendelse af projektforslaget vil derfor være i overensstemmelse med gældende varmeplanlægningsregler.

6. Beskrivelse af projekt og alternativ

6.1. Varmebehov

Projektforslaget omfatter områderne markeret med rødt i Figur 6.1.



Figur 6.1: Områder omfattet af projektforslaget markeret med rødt.

Varmebehovet for hvert område er baseret på opgørelsen i projektforslaget dateret 17. februar 2021, hvor antallet af og varmebehovet for naturgasforsynede kunder er opdateret med data fra Evida hentet den 2. marts 2026.

Varmebehovet for relevante bygninger (olie- eller naturgasforsynede) i områderne fremgår af Tabel 6.1. Det betyder, at der udelukkende er medtaget bygninger, som i dag opvarmes med olie eller naturgas, og

som dermed vurderes at være potentielle konverteringskandidater. Bygninger, der allerede er forsynet med varmepumpe eller elvarme, er ikke medregnet som relevante i denne opgørelse.

Tabel 6.1: Varmebehov for områderne.

Område	Antal små gaskunder (<6.000 Nm ³ /år) ⁴	Antal store gaskunder (>6.000 Nm ³ /år)	Antal olie kunder (små kunder)	Varmebehov små gaskunder [MWh/år]	Varmebehov store gaskunder [MWh/år]	Varmebehov olie kunder [MWh/år]	Varmebehov i alt [MWh/år]
4.6	263	3	4	5.859	608	111	6.578
4.7	284	8	39	6.851	1.188	1.004	9.042
4.8	519	14	19	13.218	1.468	527	15.212
5.4	194	18	12	6.076	2.062	337	8.475
5.5	214	16	10	5.485	4.619	300	10.405
5.6	261	32	11	7.332	5.467	292	13.091
5.7	335	22	16	7.697	3.420	380	11.498
5.8	329	25	0	8.742	2.562	0	11.304
Total	2.399	138	111	61.260	21.394	2.951	85.605

I alternativet er ledningstabt regnet som 9% jf. projektforslaget dateret 17. februar 2021.

6.2. Tilslutningstakt

I projektet er der antaget en lineær omlægning til individuelle luft-til-vand varmepumper over den 20-årige projektperiode i overensstemmelse med levetiden for individuelle gasfyr på 20 år jf. Energistyrelsens Teknologikatalog⁵. Dette forudsætter implicit, at alderen af de eksisterende gasfyr er ligeligt fordelt, dvs. at de er etableret løbende i de forudgående 20 år.

Tilslutningstakten til fjernvarme i alternativet er baseret på forudsætningerne i projektforslaget dateret 17. februar 2021, idet starttidspunkt er flyttet til 2030, som er det år, det forventes at være muligt at tilbyde fjernvarme. Som konservativ betragtning antages det, at alle områder kan tilbydes fjernvarme i år 2030.

Gentofte Fjernvarme har forsyningspligten fra 2026. Det antages, at eventuel midlertidige forsyning mellem 2026 og 2030 vil være baseret på udlån af gasfyr, hvorfor varmeforsyningen i projekt og alternativ er ens frem til 2030, hvor fjernvarmen tilbydes.

Tilslutningstakten i både projektet og alternativet har en maksimal værdi på 95%, hvorfor det antages, at de resterende 5% fortsat forsynes af gas- og oliefyr.

Tilslutningstakten for projektet og alternativet fremgår af Tabel 6.2.

⁴ Nm³ (normalkubikmeter) er et mål for gasvolumen under normalbetingelser: 0 °C og atmosfærisk tryk.

⁵ Energistyrelsens Teknologikatalog: <https://ens.dk/analyser-og-statistik/teknologikataloger>

Tabel 6.2: Tilslutningstakt for projekt og alternativ.

	Projekt	Alternativ
2030	4,8%	90,0%
2031	9,5%	90,5%
2032	14,3%	91,0%
2033	19,0%	91,5%
2034	23,8%	92,0%
2035	28,5%	92,5%
2036	33,3%	93,0%
2037	38,0%	93,5%
2038	42,8%	94,0%
2039	47,5%	94,5%
2040	52,3%	95,0%
2041	57,0%	95,0%
2042	61,8%	95,0%
2043	66,5%	95,0%
2044	71,3%	95,0%
2045	76,0%	95,0%
2046	80,8%	95,0%
2047	85,5%	95,0%
2048	90,3%	95,0%
2049	95,0%	95,0%

6.3. Varmeproduktion

6.3.1. Projekt

I projektet regnes der med individuelle luft-til-vand varmepumper med en kapacitet på 15 kW og 97 kW til henholdsvis små og store kunder jf. projektforslaget dateret 17. februar 2021.

Alle virkningsgrader for individuelle opvarmningsanlæg er baseret på Energistyrelsens Teknologikatalog og fremgår af Tabel 6.3.

Tabel 6.3: Virkningsgrader for individuelle opvarmningsanlæg.

	Små kunder	Store kunder
Indv. naturgasfyr	98%	102%
Indv. oliefyr	90%	-
Indv. luft-til-vand varmepumper	344%	325%

6.3.2. Alternativ

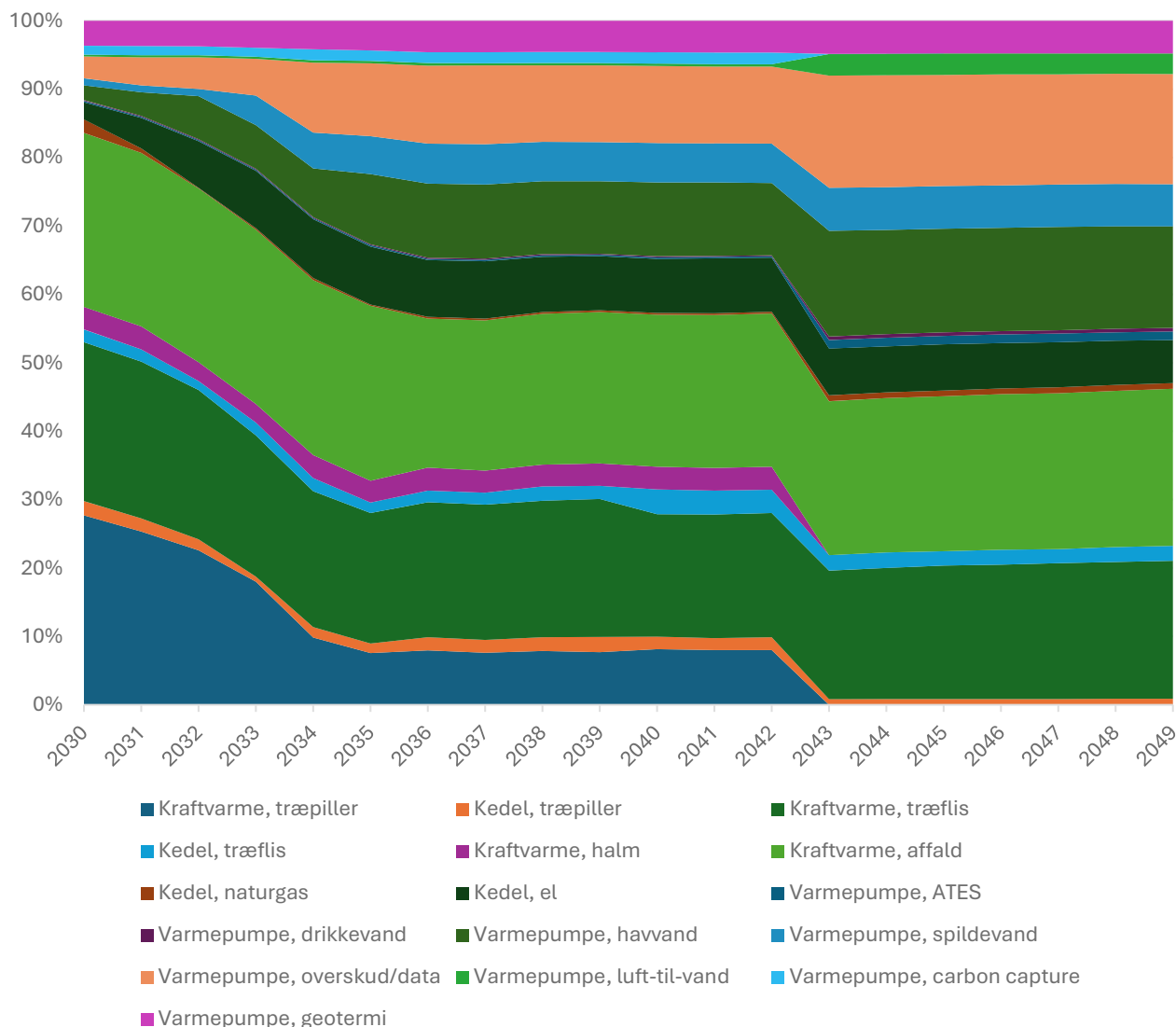
Det samlede varmebehov i bygninger er estimeret til 85.605 MWh/år jævnfør Afsnit 6.1. Ved antagelse af 2.850 ækvivalente fuldlasttimer resulterer dette i en spidsbelastning på 30,0 MW.

Ledningstab er estimeret til 9% jævnfør Afsnit 6.1 svarende til en konstant belastning på 0,9 MW.

Den samlede spidsbelastning inklusive ledningstab regnes som 30,9 MW.

I alternativet forsynes forbrugerne med fjernvarme med en produktionssammensætning, som vist i Figur 6.2.

Produktionssammensætningen er en gennemsnitlig produktionsfordeling i det samlede CTR, HOFOR og VEKS system for årene 2030 til og med 2049 oplyst af CTR. CTR har anvist, at der skal anvendes en gennemsnitlig produktionsfordeling i stedet for en marginal produktionsfordeling, da der udveksles mellem systemerne og laves fælles miljødeklaration.



Figur 6.2: Produktionssammensætning i det samlede CTR, HOFOR og VEKS system for årene 2030 til og med 2049 oplyst af CTR.

Brændselsforbruget til fjernvarme er baseret på virkningsgrader, som vist i Tabel 6.4.

Brændselsforbruget til kraftvarmeproduktion er beregnet ved 125%-metoden, svarende til metoden i Energistyrelsens Energistatistik⁶.

⁶ Energistyrelsens Energistatistik: <https://ens.dk/analyser-og-statistik/aarlig-energistatistik>

Tabel 6.4: Virkningsgrader i fjernvarmeforsyningen.

	Virkningsgrad	Kilde
Kraftvarme, træpiller	125%	125%-metoden
Kraftvarme, træflis	125%	125%-metoden
Kraftvarme, halm	125%	125%-metoden
Kraftvarme, affald	125%	125%-metoden
Kedel, træpiller	101%	ENS Teknologikatalog
Kedel, træflis	115%	ENS Teknologikatalog
Kedel, naturgas	104%	ENS Teknologikatalog
Kedel, el	99%	ENS Teknologikatalog
Varmepumpe, ATEs	374%	Antaget svarende til geotermi
Varmepumpe, drikkevand	374%	Antaget svarende til geotermi
Varmepumpe, havvand	301%	ENS Teknologikatalog
Varmepumpe, spildevand	374%	Antaget svarende til geotermi
Varmepumpe, overskud/data	530%	ENS Teknologikatalog
Varmepumpe, luft-til-vand	385%	ENS Teknologikatalog
Varmepumpe, carbon capture	530%	Antaget svarende til overskudsvarme
Varmepumpe, geotermi	374%	ENS Teknologikatalog

6.4. Investering

6.4.1. Projekt

Investeringer i projektet inkluderer nye individuelle luft-til-vand varmepumper.

Investeringsprisen for individuelle varmepumper er baseret på Energistyrelsens Teknologikatalog, hvor investeringsprisen for anlægget er skaleret lineært ift. varmekapaciteten. Installationsomkostninger er ikke skaleret.

Investeringsprisen for individuelle varmepumper er regnet som 151.049 kr. og 1.144.920 kr. for henholdsvis små og store kunder eksklusive moms.

6.4.2. Alternativ

Investeringer i alternativet inkluderer ledningsnet, fjernvarmeunits og udbygning af fjernvarmeproduktionskapaciteten.

Ledningslængder og dimensioner er baseret på projektforslaget dateret 17. februar 2021 og fremgår af Tabel 6.5, hvor der er taget højde for en delvis udlægning af fjernvarme i Område 4.8.

Tabel 6.5: Ledningslængder og dimensioner.

	Om- råde 4.6 [lbm]	Om- råde 4.7 [lbm]	Om- råde 4.8 [lbm]	Om- råde 5.4 [lbm]	Om- råde 5.5 [lbm]	Om- råde 5.6 [lbm]	Om- råde 5.7 [lbm]	Om- råde 5.8 [lbm]
Fleksible CU- stikledninger	5.103	6.256	7.439	4.234	4.536	5.746	7.050	6.690
DN25	0	0	0	0	0	0	0	0
DN32	759	711	893	518	703	790	656	801
DN40	716	671	1.175	489	664	746	619	756

	Om- råde 4.6 [lbm]	Om- råde 4.7 [lbm]	Om- råde 4.8 [lbm]	Om- råde 5.4 [lbm]	Om- råde 5.5 [lbm]	Om- råde 5.6 [lbm]	Om- råde 5.7 [lbm]	Om- råde 5.8 [lbm]
DN50	1.075	1.008	1.830	734	997	1.120	930	1.136
DN65	1.189	1.114	1.972	811	1.103	1.238	1.028	1.256
DN80	406	380	531	277	377	423	351	429
DN100	357	334	663	243	331	372	309	377
DN125	434	407	807	296	403	452	376	459
DN150	185	173	128	126	171	192	160	195
DN200	66	62	123	45	61	69	57	70
DN250	1.372	0	1.407	433	0	557	0	0
DN300	0	0	0	1.012	0	0	0	0
DN350	0	0	0	0	0	0	0	0
Flyverstik (stk.) ⁷	17	16	43	12	17	15	22	19

Ledningspriser er baseret på NIRAS' erfaringspriser og fremgår af Tabel 6.6.

Tabel 6.6: Ledningspriser.

Type/dimension	Ledningsomkostninger
Fleksible CU-stikledninger	4.100 kr./lbm
DN25	5.470 kr./lbm
DN32	5.942 kr./lbm
DN40	6.105 kr./lbm
DN50	6.678 kr./lbm
DN65	7.285 kr./lbm
DN80	7.955 kr./lbm
DN100	9.382 kr./lbm
DN125	10.290 kr./lbm
DN150	11.428 kr./lbm
DN200	13.215 kr./lbm
DN250	14.034 kr./lbm
DN300	15.016 kr./lbm
DN350	16.135 kr./lbm
Flyverstik	78.000 kr./stk.

Investeringsprisen for ledningsnettet i alternativet fremgår af Tabel 6.7.

Tabel 6.7: Investeringspris for ledningsnet i alternativ.

Område	Investeringspris, ledningsnet
4.6	80.257.441 kr.

⁷ Flyverstik er betegnelse for stikledninger anlagt efter selve udrulningen.

4.7	63.207.741 kr.
4.8	114.503.572 kr.
5.4	66.005.253 kr.
5.5	55.860.798 kr.
5.6	72.905.480 kr.
5.7	64.140.245 kr.
5.8	69.851.762 kr.
Total	586,7 mio. kr.

Investeringsprisen for fjernvarmeunits er baseret på Energistyrelsens Teknologikatalog, hvor investeringsprisen for anlægget er skaleret lineært ift. varmekapaciteten. Installationsomkostninger er ikke skaleret.

Investeringsprisen for fjernvarmeunits er regnet som 32.819 kr. og 90.545 kr. for henholdsvis små og store kunder.

Det er nødvendigt at etablere ny fjernvarmeproduktionskapacitet til områderne. Det antages, at der investeres 350 mio. kr. i en 35 MW havvandsvarmepumpe samt 144,4 mio. kr. i opgradering af hovedledning og 20 mio. kr. i en ny pumpestation. Den samlede investering i 35 MW ny produktionskapacitet er dermed 514,4 mio. kr. Prisestimer for ny produktionskapacitet er oplyst af Gentofte Kommune. Se Appendiks 4 for yderligere information angående ny produktionskapacitet.

Investeringsprisen per område beregnes pro rata ud fra effektbehovets andel af havvandsvarmepumpens kapacitet, svarende til en andel på 30,9 MW ud af 35 MW for den samlede investering på 514,4 mio. kr.

Investeringsprisen i ny produktionskapacitet i alternativet fremgår af Tabel 6.8.

Tabel 6.8: Investeringsprisen i ny produktionskapacitet (havvandsvarmepumpe, opgradering af hovedledning og pumpestation) i alternativet beregnet pro rata ud fra effektbehovets andel af havvandsvarmepumpens kapacitet.

Område	Effektbehov	Andel	Investeringspris
4.6	2,4 MW	6,8%	34,9 mio. kr.
4.7	3,3 MW	9,3%	48,0 mio. kr.
4.8	5,5 MW	15,7%	80,7 mio. kr.
5.4	3,1 MW	8,7%	45,0 mio. kr.
5.5	3,8 MW	10,7%	55,2 mio. kr.
5.6	4,7 MW	13,5%	69,5 mio. kr.
5.7	4,2 MW	11,9%	61,0 mio. kr.
5.8	4,1 MW	11,7%	60,0 mio. kr.
Total	30,9 MW	88,3%	454,4 mio. kr.

6.5. Drift og vedligehold

6.5.1. Projekt

Drift- og vedligeholdelseskostninger i projektet inkluderer drift og vedligehold af individuelle luft-vand varmepumper, individuelle naturgasfyr og individuelle oliefyr.

Drift- og vedligeholdelseskostninger er baseret på Energistyrelsens Teknologikatalog, hvor omkostningen for individuelle luft-vand varmepumper er skaleret lineært ift. varmekapaciteten.

Drift- og vedligeholdelseskostninger for projektet fremgår af Tabel 6.9.

Tabel 6.9: Drift- og vedligeholdelseskostninger.

	Små kunder	Store kunder
Indv. naturgasfyr	1.539 kr./enhed/år	5.770 kr./enhed/år
Indv. oliefyr	1.545 kr./enhed/år	-
Indv. varmepumper	5.557 kr./enhed/år	8.218 kr./enhed/år

6.5.2. Alternativ

Drift- og vedligeholdelseskostninger i alternativet inkluderer drift og vedligehold af fjernvarmeunits og fjernvarmeproduktionsanlæg.

Der er af konservative hensyn ikke inkluderet drift- og vedligeholdelseskostninger til ledningsnettet.

Drift- og vedligeholdelseskostninger er baseret på Energistyrelsens Teknologikatalog, hvor omkostningen for fjernvarmeunits er skaleret lineært ift. varmekapaciteten.

Drift- og vedligeholdelseskostninger for fjernvarmeunits er regnet som 506 kr./år og 381 kr./år for henholdsvis små og store kunder.

Alternativet omfatter også variable drift- og vedligeholdelseskostninger for fjernvarmeproduktionsanlæg samt en forholdsmæssig andel af de faste drift- og vedligeholdelseskostninger for den nye produktionskapacitet, som beskrevet i Afsnit 6.4.2.

Alle drift- og vedligeholdelseskostninger er baseret på Energistyrelsens Teknologikatalog og fremgår af Tabel 6.10.

Tabel 6.10: Drift- og vedligeholdelseskostninger fjernvarmeproduktionsanlæg.

	Variable D&V	Fast D&V
Kraftvarme, træpiller	5,2 kr./MWh _{indfyret}	
Kraftvarme, træflis	12,3 kr./MWh _{indfyret}	
Kraftvarme, halm	5,9 kr./MWh _{indfyret}	
Kraftvarme, affald	54,8 kr./MWh _{indfyret}	
Kedel, træpiller	24,7 kr./MWh _{varme}	
Kedel, træflis	32,2 kr./MWh _{varme}	
Kedel, naturgas	9,4 kr./MWh _{varme}	
Kedel, el	9,4 kr./MWh _{varme}	
Varmepumpe, ATES	17,9 kr./MWh _{varme}	
Varmepumpe, drikkevand	17,9 kr./MWh _{varme}	
Varmepumpe, havvand	8,8 kr./MWh _{varme}	561.573 kr./år
Varmepumpe, spildevand	17,9 kr./MWh _{varme}	
Varmepumpe, overskud/data	19,0 kr./MWh _{varme}	
Varmepumpe, luft-til-vand	16,0 kr./MWh _{varme}	
Varmepumpe, carbon capture	19,0 kr./MWh _{varme}	
Varmepumpe, geotermi	17,9 kr./MWh _{varme}	

6.6. Brændselspriser

6.6.1. Samfundsøkonomiske brændselspriser

Alle samfundsøkonomiske brændselspriser er baseret på Energistyrelsens Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger 2025⁸.

6.6.2. Selskabsøkonomiske brændselspriser

De selskabsøkonomiske brændselspriser fremgår af Tabel 6.11, hvor priserne for træpiller, træflis, halm og naturgas er baseret på Dansk Fjernvarmes brændselsprisstatistik for 4. kvartal 2025.

Afgifter for træpiller, træflis og halm er regnet som værdien for 2025. Svovlafgiften for halm er regnet ved antagelse af nedre brændværdi for halm på 14,5 GJ/ton.

Tariffer og afgifter for naturgas er regnet som værdien for 2025. Kapacitetsandelen af systemtariffen er regnet ud fra en antagelse om 1.000 ækvivalente fuldlasttimer. Af konservative hensyn ses der bort fra grundprisandelen af systemtariffen og målerbetaling.

Prisen for affaldsvarme er baseret på prisloftet for affaldsvarme.

Elprisen består af spotpris, nettarif, systemtarif, distributionstarif og elafgift. Spotprisen er regnet som den gennemsnitlige værdi for DK2 i 2025. Nettarif og systemtarif er regnet som værdien for 2025. Distributionstariffen er regnet som Radius' gennemsnitsværdi for kundetype C i projektet og A-lav i alternativet. Elafgiften er regnet som den reducerede elafgift svarende til EU's minimumsniveau. Af konservative hensyn ses der bort fra effekt- og abonnementsbetaling.

Fjernvarmetaksten er baseret på Takstblad for Gentofte Fjernvarme 2025. Der er taget udgangspunkt i takstbladet for 2025 fremfor 2026 for at sikre overensstemmelse med de øvrige brændselspriser.

Alle priser er eksklusive moms.

Tabel 6.11: Selskabsøkonomiske brændselspriser.

Brændselspris		
Træpiller	Træpiller	95,2 kr./GJ _{brændsel}
	NO _x -afgift	0,6 kr./GJ _{brændsel}
	Total	95,8 kr./GJ_{brændsel}
Træflis	Træflis	68,3 kr./GJ _{brændsel}
	NO _x -afgift	0,6 kr./GJ _{brændsel}
	Total	68,9 kr./GJ_{brændsel}
Halm	Halm	61,5 kr./GJ _{brændsel}
	NO _x -afgift	0,6 kr./GJ _{brændsel}
	Svovlafgift	2,2 kr./GJ _{brændsel}
	Total	64,3 kr./GJ_{brændsel}
Affald	Prisloft	106,0 kr./GJ _{varme}
	Total	106,0 kr./GJ_{varme}
Naturgas	Naturgas	3,27 kr./Nm ³
	Volumentarif	0,13 kr./Nm ³

⁸ Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger 2025: <https://ens.dk/analyser-og-statistik/samfundsøkonomiske-analysemetoder>

	Systemtarif, grundpris	Ikke medregnet
	Systemtarif, kapacitet	0,15 kr./Nm ³
	Målerbetaling	Ikke medregnet
	CO ₂ -afgift	1,92 kr./Nm ³
	Energiafgift	1,37 kr./Nm ³
	NO _x -afgift	0,01 kr./Nm ³
	Nødforsyningstarif	0,04 kr./Nm ³
	Total	6,89 kr./Nm³
El (projekt)	Spot	615,7 kr./MWh _{el}
	Nettarif	61,0 kr./MWh _{el}
	Systemtarif	74,0 kr./MWh _{el}
	Distributionstarif (C)	346,8 kr./MWh _{el}
	Elafgift	8,0 kr./MWh _{el}
	Total	1.105,5 kr./MWh_{el}
El (alternativ)	Spot	615,7 kr./MWh _{el}
	Nettarif	61,0 kr./MWh _{el}
	Systemtarif	74,0 kr./MWh _{el}
	Distributionstarif (A-lav)	39,2 kr./MWh _{el}
	Elafgift	8,0 kr./MWh _{el}
	Total	797,9 kr./MWh_{el}
Fjernvarme	Tilslutningsbidrag (<80 kW)	60.000 kr.
	Tilslutningsbidrag (>80 kW)	90.000 kr.
	Variabelt bidrag	332,9 kr./MWh _{varme}
	Fast bidrag	414,8 kr./MWh _{varme}
	Administrationsbidrag	886,9 kr./år/måler
	Incitamentstakst	Ikke medregnet
	Spædevandsabonnement	250 kr./år

6.7. Levetider

Alle levetider er baseret på Energistyrelsens Teknologikatalog og fremgår af Tabel 6.12.

Tabel 6.12: Levetider.

	Levetid
Individuelle luft-til-vand varmepumper	20 år
Fjernvarmeunits	25 år
Ledningsnet	45 år
Havvandsvarmepumpe	25 år

7. Tidsplan

Projektforslaget forudsætter, at der kan tilbydes fjernvarme i de berørte områder fra 2030, og at projektperioden er 20 år herefter.

8. Arealafståelser og servitutpålæg

Projektet forventes ikke at kræve arealafståelser og servitutpålæg.

Alternativet forventes heller ikke at kræve arealafståelser og servitutpålæg i forbindelse med etablering af fjernvarmenet.

Arealer til de forudsatte produktionsanlæg i alternativet forudsættes håndteret i forbindelse med etablering af disse, da projektforslaget alene omhandler ledninger i projektområderne.

9. Berørte parter

Projektet vedrører Gentofte Kommune og el-, naturgas-, olie- og fjernvarmeleverandører.

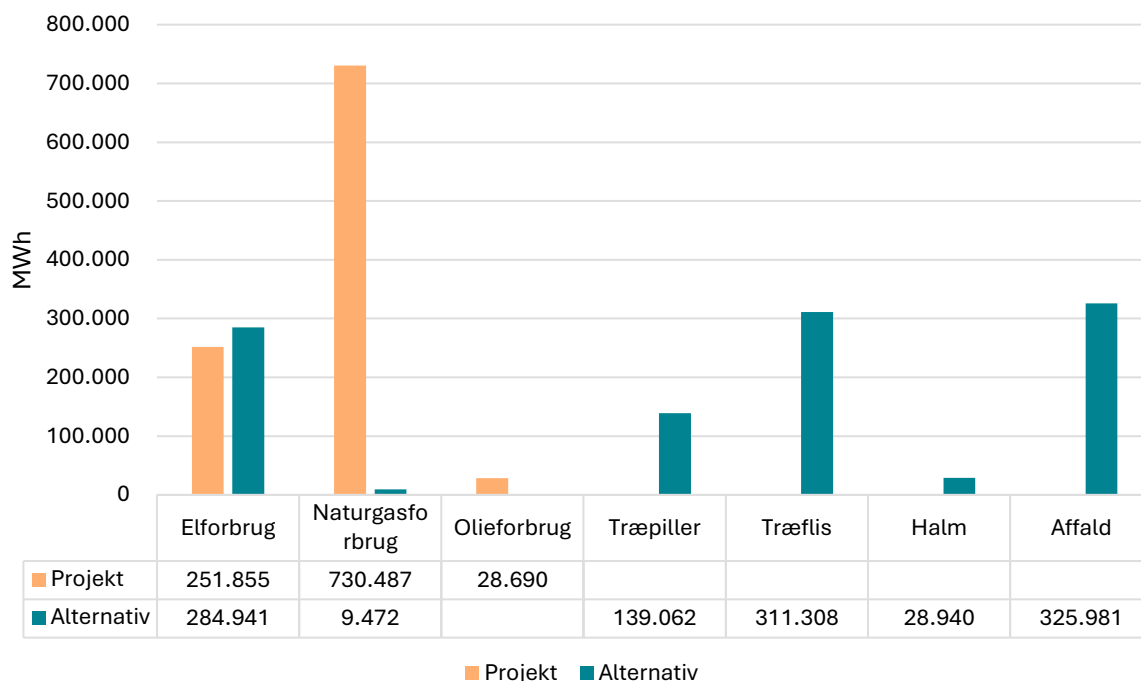
Projektforslaget er drøftet med Gentofte Gladsaxe Fjernvarme og CTR, som er indforstået med aflysningen.

De øvrige berørte parter forudsættes at indgå i høring af projektforslaget, og forventes ikke at have væsentlige indvendinger.

10. Energi- og miljømæssig vurdering

10.1. Energiforhold

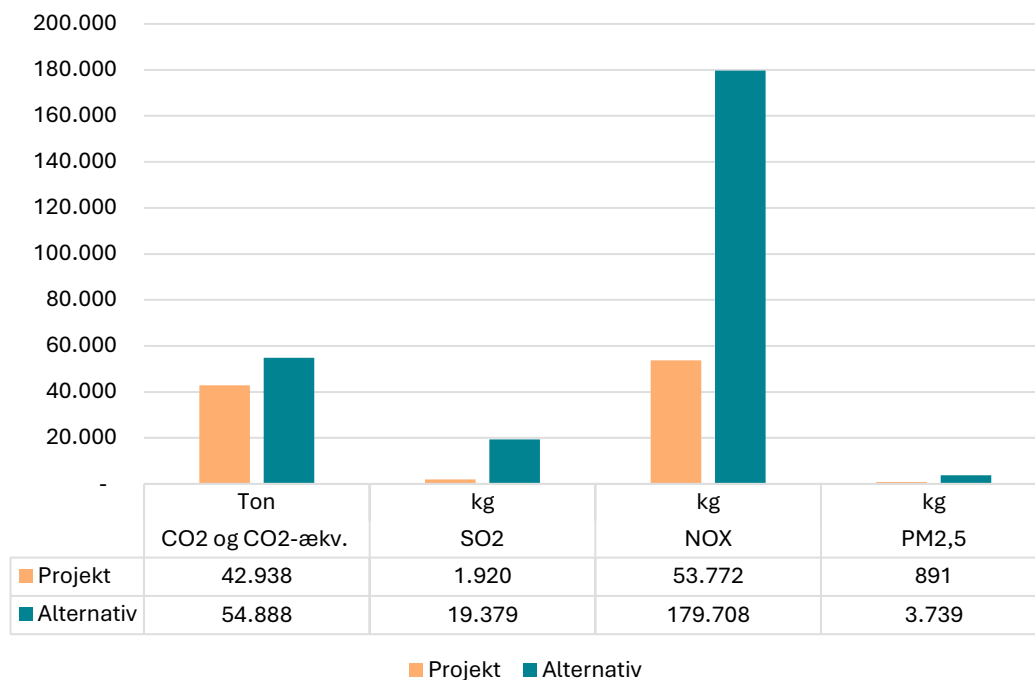
Det akkumulerede energiforbrug i henholdsvis projektet og alternativet over den 20-årige beregningsperiode er angivet i Figur 10.1 nedenfor. Af figuren ses, at fjernvarmeforsyningen i projektet består af hhv. flis, naturgas, træpiller og el, mens de individuelle varmepumper i alternativet udelukkende forbruger el.



Figur 10.1: Sammenligning af akkumuleret primært energiforbrug for projektet og alternativet over hele beregningsperioden på 20 år.

10.2. Miljø

De akkumulerede udledninger af CO₂, CH₄, N₂O, SO₂, NO_x og PM_{2,5} er baseret på Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger. Disse er vist i Figur 10.2, hvor drivhusgaspotentialet for CO₂, CH₄, N₂O er vist som CO₂ og CO₂-ækvivalenter.



Figur 10.2: Sammenligning af akkumulerede udledninger for projektet og referencen over hele beregningsperioden på 20 år.

Det ses, at projektet medfører lidt højere CO₂-udledninger end alternativet, hvilket hovedsageligt skyldes naturgasforbruget, indtil varmepumperne er udrullet. De høje NO_x-udledninger i alternativet stammer primært fra afbrænding af affald, og i projektet er det igen naturgasforbruget, indtil varmepumperne er udrullet, der bidrager til NO_x-udledningerne.

11. Økonomisk analyse

11.1. Samfundsøkonomisk analyse

I de samfundsøkonomiske beregninger er der anvendt "Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger for energipriser og emissioner Energistyrelsen februar 2025"⁹, hvorfra der bl.a. indgår forudsætninger om:

- Inflation
- Elpriser
- Brændselspriser
- Emissionskoefficienter
- Prissætning af emissioner

Anlægsinvesteringerne i havvandvarmepumpe og ledningsnet i alternativet antages foretaget inden 2030 med drift fra 2030, og nutidsværdien af omkostningerne i hhv. projektet og alternativ beregnes for en 20-årig driftsperiode med 2030 som år 1. Beregningerne baseres på den samfundsøkonomiske diskonteringsrate på 3,5%, og der regnes i faste 2026-priser. Der er regnet i markedspriser, hvilket betyder, at der er tillagt en nettoafgiftsfaktor på 28% til faktorpriserne.

For at tage højde for varierende levetider på anlægsinvesteringerne indgår investeringsomkostningerne som årlige annuiteter, og der medtages kun den del af investeringsomkostningen, der falder indenfor den 20-årige beregningsperiode.

11.1.1. Resultater

De samfundsøkonomiske resultater for hhv. projektet og alternativet er vist i Tabel 11.1 nedenfor. Omkostningerne er angivet som den beregnede nutidsværdi over den betragtede periode på 20 år.

Tabel 11.1: Resultat af de samfundsøkonomiske beregninger, opgjort i mio. kr.

	Projekt	Alternativ
Investeringsomkostninger	306	1.074
Brændselsomkostninger	686	280
Miljøomkostninger	2	5
CO ₂ e-omkostninger	31	45
D&V-omkostninger	165	64
I alt	1.190	1.467

Analysen viser, at projektet er samfundsøkonomisk mere rentabelt end alternativet med en fordel på omkring 277 mio. kr. Det svarer til 19 % lavere omkostninger i projektet sammenlignet med alternativet.

Opgjort på områder går de samme overordnede resultater igen:

⁹ Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger 2025: <https://ens.dk/analyser-og-statistik/samfundsøkonomiske-analysemetoder>

Tabel 11.2: Resultat af de samfundsøkonomiske beregninger, opgjort i mio. kr. Fordelt på områder. (Afrundede værdier)

Område	Projekt	Alternativ	Difference (Projekt-Alternativ)
4.6	96	144	-47
4.7	129	158	-29
4.8	217	272	-55
5.4	115	150	-35
5.5	132	162	-30
5.6	174	207	-33
5.7	165	186	-22
5.8	162	188	-26
I alt	1.190	1.467	-277

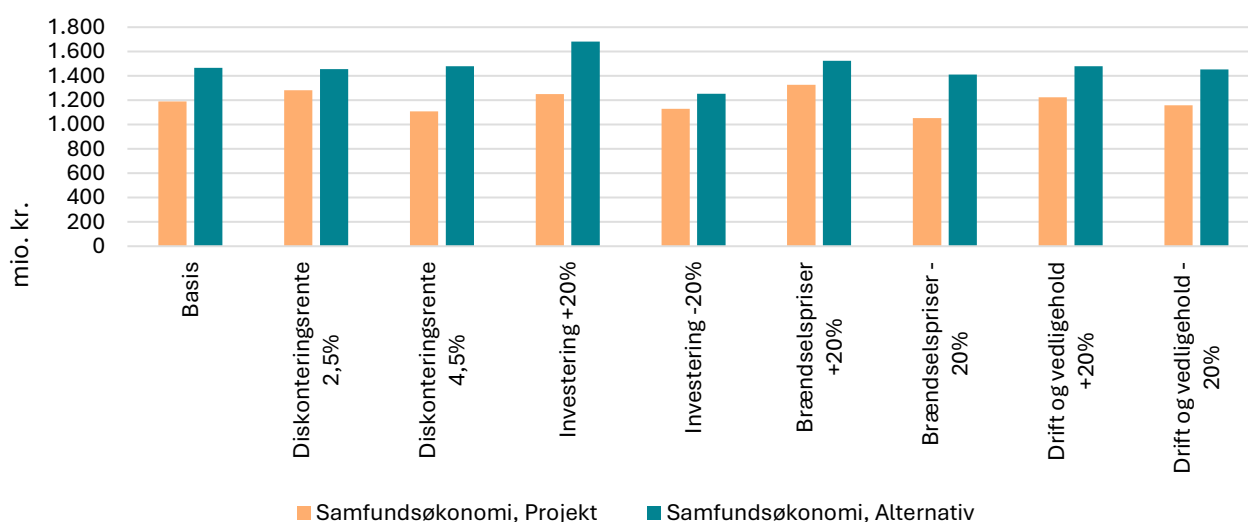
Som det fremgår af tabellen, gælder det i alle områderne, at de beregnede samfundsøkonomiske omkostninger i alternativet er større end i projektet. Der er altså ingen af områderne, hvor det umiddelbart er samfundsøkonomisk mere fordelagtigt at etablere fjernvarme som i alternativet sammenlignet med individuelle varmepumper som i projektet.

11.1.2. Følsomhedsanalyser

Der er udarbejdet partielle følsomhedsanalyser for de centrale parametre i både projektet og alternativet. De centrale parametre for projektets økonomi er vurderet at omfatte:

- Diskonteringsrente
- Investeringsomkostninger
- Brændselspriser
- Drifts- og vedligeholdelsesomkostninger

Figur 11.1: Resultat af følsomhedsanalysen. Resultaterne er vist som nutidsværdien over beregningsperioden.



Af Figur 11.1 ses, at resultatet af den samfundsøkonomiske analyse er robust, idet projektscenariet er mere rentabelt end alternativscenariet ved alle de undersøgte følsomheder.

Med henblik på at illustrere resultatets følsomhed over for antagelsen om en jævn udskiftning af gas- og oliefyr i projektet, er det i en supplerende følsomhedsanalyse undersøgt hvilke konsekvenser, der vil være ved i stedet at antage en udskiftningstakt som i alternativet. Altså hvis man i projektet udskiftede gas- og oliefyr lige så hurtigt, som fjernvarmen bliver udrullet i alternativet. Resultatet af denne supplerende følsomhedsanalyse fremgår af nedenstående tabel:

Tabel 11.3: Resultat af de samfundsøkonomiske beregninger, opgjort i mio. kr. Følsomhedsanalyse af konverteringstakt.

	Projekt	Alternativ
Investeringsomkostninger	642	1.074
Brændselsomkostninger	458	280
Miljøomkostninger	0,4	5
CO ₂ e-omkostninger	0,1	45
D&V-omkostninger	257	64
I alt	1.358	1.467

Tabellen, der opsummerer resultaterne af følsomhedsanalysen viser, at projektet trods den hurtigere konvertering fortsat er mere samfundsøkonomisk rentabelt end alternativet. Dette med en fordel på omkring 109 mio. kr., hvilket svarer til 7 % lavere omkostninger i projektet sammenlignet med alternativet. Resultatet er altså også robust over for en ændret konverteringstakt, hvor konverteringen til varmepumper i projektet sker lige så hurtigt som fjernvarmen udrulles i alternativet.

11.2. Selskabsøkonomisk analyse

Den selskabsøkonomiske beregning er opgjort for en 20-årig periode baseret på en real kalkulationsrente på 3,5 %.¹⁰ Priser og omkostninger er opgjort ekskl. moms. Selskabsøkonomien er beregnet ved at sammenligne kapitalomkostninger, omkostninger til brændsler og drifts- og vedligeholdelsesomkostninger i alternativet med de forventede indtægter fra diverse bidrag og abonnementer ved tilslutning af og salg af fjernvarme til nye fjernvarmekunder. Fjernvarmepriser er baseret på Gentofte Fjernvarmes takstblad for 2025, se afsnit 6.6.2.

Det selskabsøkonomiske resultat for projektet er vist i Tabel 11.4 nedenfor, hvor omkostninger indgår som negative værdier og indtægter som positive. Alle omkostninger og indtægter er angivet som nutidsværdien over den 20-årige periode.

Tabel 11.4: Resultat af de selskabsøkonomiske beregninger for alternativet, opgjort i mio. kr.

	Indtægter	Omkostninger	Resultat
Indtægter	1.052		1.052
Kapitalomkostninger		-763	-763
Brændselsomkostninger		-348	-348
D&V		-32	-32
I alt	1.053	-1.143	-91

Analysen viser, at alternativet ikke er selskabsøkonomisk rentabelt, da de forventede omkostninger er omtrent 9 % højere end de forventede indtægter for selskabet, hvis alternativet gennemføres.

¹⁰ Den reale rente inkluderer ikke inflation, og dette skal tillægges for at få den nominelle markedsrente.

Det følger deraf, at projektet er selskabsøkonomisk rentabelt, da indtægterne med projektet godt nok reduceres med 1.052 mio. kr., men besparelsen i de forventede omkostninger samtidig er 1.143 mio. kr. set over den 20-årige periode.

Det skal bemærkes, at der i alternativet er regnet med, at de nye kunder, der tilsluttes fjernvarme, alene betaler tilslutningsbidrag i henhold til takstbladet fra 2025. De dækker derved ikke hele omkostningen til ledningsnettet og den supplerende varmekapacitet i nærværende beregning.

11.3. Brugerøkonomisk analyse

I den brugerøkonomiske analyse beregnes økonomien for to forbrugertyper særskilt. I brugerøkonomien sammenlignes de forventede årlige omkostninger ved hhv. projektet og alternativet baseret på forbrugernes varmebehov. Tabel 11.5 nedenfor viser et overblik over de to forbrugertyper og deres gennemsnitlige varmebehov.

Tabel 11.5: Overblik over forbrugertyper og varmebehov.

	Små kunder	Store kunder
Antal enheder [-]	2.385	131
Varmebehov i alt [MWh/år]	64.211	21.394
Varmebehov pr. enhed [MWh/år]	26	155

Investeringspriser på fjernvarmeunits og varmepumper angivet i afsnit 6.4 er baseret på Energistyrelsens Teknologikatalog, som i de øvrige økonomiske analyser. De beregnede gennemsnitlige årlige omkostninger til investeringerne er beregnet på baggrund af investeringspriserne samt de forventede levetider og en diskonteringsrente på 3,5 % (realrente).

De anvendte omkostninger til drift og vedligehold er som angivet i afsnit 6.5 og baseret på Energistyrelsens Teknologikatalog.

El-omkostninger fremgår af afsnit 6.6.2 og inkluderer alle afgifter, og som beskrevet i afsnittet betaler kunderne i alternativet tilslutningsbidrag, administrationsbidrag, spædevandsabonnement samt såvel et variabelt som et fast bidrag på baggrund af deres varmebehov.

Alle priser er beregnet inkl. moms og der regnes i faste 2026-priser. Resultaterne af den brugerøkonomiske analyse for hhv. projekt- og alternativscenariet ses i tabellerne nedenfor.

Tabel 11.6: Brugerøkonomi i projektscenariet, lille kunde [DKK/år].

	Årlig omkostning	Moms	Pris i alt, inkl. moms, kr./år
Investering, varmepumpe, lille kunde	10.628 kr.	1,25	13.285 kr.
Elbehov Varmepumper, små kunder	8.221 kr.	1,25	10.276 kr.
D&V; Varmepumper, små kunder	5.557 kr.	1,25	6.946 kr.
Gns. årlig omkostning (inkl. moms)			30.508 kr.

Tabel 11.7: Brugerøkonomi i alternativscenariet, lille kunde [DKK/år].

	Årlig omkostning	Moms	Pris i alt, inkl. moms, kr./år
Investering Fjernvarmeunits, små kunder	1.991	1,25	2.489
Tilslutningsbidrag (<80 kW)	3.640	1,25	4.551
D&V; Fjernvarmeunits, små kunder	506	1,25	633
Administrationsbidrag	887	1,25	1.109
Spædevandsabonnement	250	1,25	313
Variabelt bidrag	8.516	1,25	10.645
Fast bidrag	10.611	1,25	13.264
Gns. årlig omkostning (inkl. moms)			33.003 kr.

Som det fremgår, er de gennemsnitlige årlige omkostninger for de små kunder lavest i projektsценariet, og omkostningerne i alternativet ved forsyning med fjernvarme er omkring 8 % højere end i projektsценariet.

Tabel 11.8: Brugerøkonomi i projektsценariet, stor kunde [DKK/år].

	Årlig omkostning	Moms	Pris i alt, inkl. moms, kr./år
Investering, varmepumpe, stor kunde	80.558 kr.	1,25	100.697 kr.
Elbehov Varmepumper, store kunder	52.733 kr.	1,25	65.916 kr.
D&V; Varmepumper, store kunder	8.218 kr.	1,25	10.273 kr.
Gns. årlig omkostning (inkl. moms)			176.886 kr.

Tabel 11.9: Brugerøkonomi i alternativscenariet, stor kunde [DKK/år].

	Årlig omkostning	Moms	Pris i alt, inkl. moms, kr./år
Investering Fjernvarmeunits, store kunder	5.494	1,25	6.867
Tilslutningsbidrag (>80 kW)	5.461	1,25	6.826
D&V; Fjernvarmeunits, store kunder	381	1,25	476
Administrationsbidrag	887	1,25	1.109
Spædevandsabonnement	250	1,25	313
Variabelt bidrag	51.609	1,25	64.511
Fast bidrag	64.305	1,25	80.382
Gns. årlig omkostning (inkl. moms)			160.483 kr.

For de større kunder er de gennemsnitlige årlige omkostninger lavest i alternativet med fjernvarme. Forskellen til omkostningerne i projektsценariet er cirka 9 %, og altså lavere end forskellen i omkostningerne for de mindre kunder.

Det skal, for så vidt angår alternativet med fjernvarme, bemærkes, at summen af de samlede tilslutningsbidrag for både mindre og større kunder i alt bliver 155 mio. kr. og altså væsentligt mindre end de forventede investeringsomkostninger i ledningsnettet på 587 mio. kr. og ekstra produktionskapacitet i

form af havvandvarmepumpe på 454 mio. kr. Skal brugerne i alternativet i fuldt omfang dække investeringerne, vil tilslutningsbidraget i så fald blive væsentligt større end antaget i de brugerøkonomiske beregninger.

Appendiks 1 – Samfundsøkonomiske beregninger

Samfundsøkonomi, Projekt																								
Generelle forudsætninger																								
Forudsætninger		Værdi																						
Beregningsperiode, startår		2030																						
Beregningsperiode, slutår		2049																						
Antal år		20																						
Prisgrundlag		2026-priser																						
Diskonteringsrente		3,50%																						
Prisgrundlag, ENS		ENS 2025																						
Anlægsdata og varmebehov																								
Varmeproduktion		supp.	Enhed	Sum	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
Vardepumper, små kunder			MWh	640.502	3.050	6.100	9.150	12.200	15.250	18.300	21.350	24.400	27.450	30.500	33.550	36.600	39.650	42.700	45.750	48.800	51.850	54.900	57.950	61.000
Vardepumper, store kunder			MWh	213.403	1.016	2.032	3.049	4.065	5.081	6.097	7.113	8.130	9.146	10.162	11.178	12.194	13.211	14.227	15.243	16.259	17.275	18.292	19.308	20.324
Gas, små kunder			MWh	536.023	52.224	49.620	47.017	44.413	41.810	39.206	36.603	33.999	31.396	28.792	26.189	23.579	20.969	17.459	14.549	11.639	8.730	5.820	2.910	0
Gas, store kunder			MWh	187.195	18.236	17.329	16.420	15.510	14.601	13.692	12.783	11.874	10.964	10.055	9.146	8.130	7.113	6.097	5.081	4.065	3.049	2.032	1.016	0
Olie, små kunder			MWh	25.821	2.516	2.390	2.265	2.139	2.014	1.889	1.763	1.638	1.512	1.387	1.262	1.121	981	841	701	561	421	280	140	0
Varmeproduktionsbehov, ialt			MWh	1.602.944	77.044	77.472	77.900	78.328	78.756	79.184	79.612	80.040	80.468	80.896	81.324	81.324	81.324	81.324	81.324	81.324	81.324	81.324	81.324	81.324
Brændselsfordeling og -omkostninger																								
Brændselsforbrug			Enhed	Sum	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
Vardepumper, små kunder			MWh	186.193	887	1.773	2.660	3.547	4.433	5.320	6.206	7.093	7.980	8.866	9.753	10.640	11.526	12.413	13.299	14.186	15.073	15.959	16.846	17.733
Vardepumper, store kunder			MWh	65.662	313	625	938	1.251	1.563	1.876	2.189	2.501	2.814	3.127	3.439	3.752	4.065	4.377	4.690	5.003	5.316	5.628	5.941	6.254
Gas, små kunder			MWh	546.962	53.290	50.633	47.976	45.320	42.663	40.006	37.350	34.693	32.036	29.380	26.723	23.754	20.785	17.815	14.846	11.877	8.908	5.938	2.969	0
Gas, store kunder			MWh	183.525	17.881	16.989	16.098	15.206	14.315	13.424	12.532	11.641	10.749	9.858	8.966	7.970	6.974	5.978	4.981	3.985	2.989	1.993	996	0
Olie, små kunder			MWh	28.690	2.795	2.656	2.517	2.377	2.238	2.098	1.959	1.820	1.680	1.541	1.402	1.246	1.090	934	779	623	467	311	156	0
Brændselspriser			Enhed		2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
Vardepumper, små kunder			Kr./MWh	1.147	1.127	1.127	1.127	1.106	1.106	1.106	1.168	1.127	1.127	1.117	1.066	1.086	1.066	1.055	1.066	1.066	1.076	1.086	1.096	1.106
Vardepumper, store kunder			Kr./MWh	1.011	990	990	970	970	970	1.031	990	990	990	980	929	949	929	919	929	929	939	949	960	970
Gas, små kunder			Kr./MWh	352	358	368	689	689	690	691	691	692	693	695	697	698	698	698	698	698	701	701	701	701
Gas, store kunder			Kr./MWh	343	349	349	678	679	680	680	680	680	680	681	681	681	681	681	681	680	681	681	681	681
Olie, små kunder			Kr./MWh	549	553	553	552	552	551	550	549	548	548	547	546	546	546	546	546	546	546	546	545	544
Omkostninger, brændsel		supp.	Enhed	NPV	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
Vardepumper, små kunder			1.000 kr.	128.996	1.017	1.998	2.997	3.924	4.905	5.886	7.247	7.993	8.992	9.901	10.393	11.555	12.283	13.101	14.173	15.117	16.216	17.333	18.467	19.620
Vardepumper, store kunder			1.000 kr.	39.804	316	619	929	1.213	1.516	1.819	2.257	2.477	2.787	3.064	3.195	3.562	3.776	4.022	4.357	4.648	4.992	5.343	5.701	6.065
Gas, små kunder			1.000 kr.	267.066	18.167	18.142	18.142	18.142	18.142	18.142	18.142	18.142	18.142	18.142	18.142	18.142	18.142	18.142	18.142	18.142	18.142	18.142	18.142	18.142
Gas, store kunder			1.000 kr.	87.840	6.124	5.925	5.727	5.529	5.327	5.127	4.927	4.727	4.527	4.327	4.127	3.927	3.727	3.527	3.327	3.127	2.927	2.727	2.527	2.327
Olie, små kunder			1.000 kr.	12.512	1.534	1.469	1.391	1.313	1.235	1.156	1.078	999	922	844	766	688	596	510	425	340	255	170	85	0
Samlede brændselsomkostninger		supp.	Enhed	NPV	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
Brændselsomkostninger			MDKK	536.218	27.753	28.154	28.555	28.956	29.357	29.758	30.159	30.560	30.961	31.362	31.763	32.164	32.565	32.966	33.367	33.768	34.169	34.570	34.971	35.372

Investeringsomkostninger																								
Investeringsomkostninger	supp.	Enhed	levetid (år)	NPV	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
Individuelle varmepumper, små kunder	379.133	1.000 kr.	20	168.654	1.267	2.334	3.801	5.068	6.336	7.603	8.870	10.137	11.404	12.671	13.938	15.205	16.473	17.740	19.007	20.274	21.541	22.808	24.075	25.342
Individuelle varmepumper, store kunder	157.999	1.000 kr.	20	70.285	528	1.056	1.584	2.112	2.640	3.168	3.696	4.224	4.753	5.281	5.809	6.337	6.865	7.393	7.921	8.449	8.977	9.505	10.033	10.561
Samlede investeringsomkostninger		Enhed		NPV	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
Investeringsomkostninger - i alt		1.000 kr.		238.939	1.795	3.390	5.386	7.181	8.976	10.771	12.566	14.361	16.157	17.952	19.747	21.542	23.337	25.132	26.928	28.723	30.518	32.313	34.108	35.904
Drift- og vedligeholdelseskostninger																								
Faste drift og vedligeholdelseskostninger	supp.	Enhed		NPV	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
Varmepumper, små kunder		1.000 kr.		88.184	663	1.325	1.988	2.650	3.313	3.975	4.638	5.300	5.963	6.625	7.288	7.950	8.613	9.275	9.938	10.601	11.263	11.926	12.588	13.251
Varmepumper, store kunder		1.000 kr.		7.170	54	108	162	215	269	323	377	431	485	539	593	646	700	754	808	862	916	970	1.024	1.077
Gas, små kunder		1.000 kr.		26.507	3.332	3.157	2.981	2.806	2.631	2.455	2.280	2.104	1.929	1.754	1.578	1.403	1.228	1.052	877	701	526	351	175	0
Gas, store kunder		1.000 kr.		5.717	719	681	643	605	567	530	492	454	416	378	340	303	265	227	189	151	113	76	38	0
Olje, små kunder		1.000 kr.		1.231	155	147	138	130	122	114	106	98	90	81	73	65	57	49	41	33	24	16	8	0
Variable drift og vedligeholdelseskostninger	supp.	Enhed		NPV	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
Varmepumper, små kunder		1.000 kr.		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Varmepumper, store kunder		1.000 kr.		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas, små kunder		1.000 kr.		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas, store kunder		1.000 kr.		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Olje, små kunder		1.000 kr.		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Samlede drift og vedligeholdelseskostninger	supp.	Enhed		NPV	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
D&V i alt		1.000 kr.		128.809	4.922	5.417	5.912	6.407	6.902	7.397	7.892	8.387	8.882	9.377	9.872	10.368	10.863	11.358	11.853	12.348	12.843	13.338	13.833	14.328
Miljøemissioner og CO2																								
Samlede udfæddninger, naturgas		Enhed		Sum	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
CO2-emissioner + CO2-ækv.-emissioner	Ton	31.911	14.959	14.213	297	280	264	247	231	214	198	182	165	147	128	110	92	73	55	37	18	0	0	
SO2-emissioner	Kg	1.052	102	97	92	87	82	77	72	67	62	57	51	46	40	34	29	23	17	11	6	0	0	
NOx-emissioner	Kg	41.287	4.023	3.822	3.621	3.421	3.220	3.020	2.819	2.619	2.418	2.218	2.017	1.793	1.569	1.345	1.121	897	672	448	224	0	0	
PM2,5-emissioner	Kg	263	26	24	23	22	21	19	18	17	15	14	13	11	10	9	7	6	4	3	1	0	0	
Samlede udfæddninger, olie		Enhed		Sum	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
CO2-emissioner + CO2-ækv.-emissioner	Ton	7.672	748	710	673	636	598	561	524	487	449	412	375	333	292	250	208	167	125	83	42	0	0	
SO2-emissioner	Kg	589	57	54	52	49	46	43	40	37	34	32	29	26	22	19	16	13	10	6	3	0	0	
NOx-emissioner	Kg	5.371	523	497	471	445	419	393	367	341	315	288	262	233	204	175	146	117	87	58	29	0	0	
PM2,5-emissioner	Kg	516	50	48	45	43	40	38	35	33	30	28	25	22	20	17	14	11	8	6	3	0	0	
Samlede udfæddninger, el		Enhed		Sum	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
CO2-ækv.-emissioner	Ton	29	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	3	
SO2-emissioner	Kg	279	5	5	7	10	12	14	14	8	10	11	12	13	14	16	17	18	19	20	22	23	24	
NOx-emissioner	Kg	7.114	104	122	183	211	228	259	269	278	302	324	343	374	405	437	468	499	530	561	592	624	656	
PM2,5-emissioner	Kg	112	2	2	3	3	4	4	4	5	5	5	5	5	6	6	7	7	8	8	9	10	10	
Ikke-vedvarende CO2	Ton	3.326	20	38	54	72	84	101	118	134	151	156	172	187	203	218	234	250	265	281	296	312	327	
CO2-omkostninger		Enhed		NPV	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
CO2-pris	kr./ton	624	653	682	714	747	783	821	861	904	949	997	1.048	1.102	1.160	1.222	1.287	1.357	1.431	1.510	1.595	1.685	1.775	
CO2-omkostning	1.000 kr.	24.511	9.803	9.740	662	654	645	634	621	605	586	565	540	505	465	420	369	312	247	175	94	4	0	
Miljøomkostninger	supp.	Enhed		NPV	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
SO2	89	1.000 kr.		132	119	113	107	101	95	89	83	77	71	65	59	53	47	41	35	29	23	17	11	
NOx	25	1.000 kr.		1.062	1.016	1.010	1.004	998	992	986	980	974	968	962	956	950	944	938	932	926	920	914	908	
PM2,5	484	1.000 kr.		335	315	301	287	273	259	245	231	217	203	189	175	161	147	133	119	101	83	65	47	
Miljøomkostning	1.528	1.000 kr.		1.528	1.371	1.263	1.155	1.047	939	831	723	615	507	399	291	183	75	63	51	39	27	15	3	
Samlede udfæddninger		Enhed		Sum	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
CO2-emissioner + CO2-ækv.-emissioner	Ton	42.938	15.727	14.962	1.024	989	947	910	873	837	800	751	713	669	624	580	536	472	447	403	359	314	269	
SO2-emissioner	Kg	1.920	165	157	151	146	140	134	120	114	107	100	93	86	78	70	63	55	47	39	32	24	16	
NOx-emissioner	Kg	53.772	4.650	4.442	4.276	4.077	3.867	3.672	3.455	3.238	3.035	2.830	2.623	2.400	2.178	1.956	1.734	1.512	1.290	1.068	846	624	402	
PM2,5-emissioner	Kg	891	77	75	71	68	64	61	57	54	51	47	43	40	36	32	28	25	21	17	13	10	7	
Samlede miljø- og CO2-omkostninger		Enhed		NPV	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
Miljøomkostninger, i alt	1.000 kr.	1.528		1.528	1.371	1.263	1.155	1.047	939	831	723	615	507	399	291	183	75	63	51	39	27	15	3	
CO2-omkostninger	1.000 kr.	24.511	9.803	9.740	662	654	645	634	621	605	586	565	540	505	465	420	369	312	247	175	94	4	0	
Resultater																								
Samfundsøkonomiske omkostninger		Enhed		Ekstl. faktor	Faktor	Inkl. faktor																		
Kapitalomkostninger m. nettoafgiftsfaktor	1.000 kr.	238.939		128%		305.842																		
Eftag m. nettoafgiftsfaktor	1.000 kr.	0		128%		0																		
Brændselomkostninger m. nettoafgiftsfaktor	1.000 kr.	536.218		128%		686.359																		
Miljøomkostninger u. nettoafgiftsfaktor	1.000 kr.	1.528		100%		1.528																		
CO2-ækv.-omkostninger m. nettoafgiftsfaktor	1.000 kr.	24.511		128%		31.374																		
D&V m. nettoafgiftsfaktor	1.000 kr.	128.809		128%		164.875																		
I alt	1.000 kr.					1.189.578																		

Samfundsekonomi, Alternativ

Generelle forudsætninger

Forudsætninger	Værdi
Beregningsperiode, startår	2030
Beregningsperiode, slutår	2040
Antal år	20
Prisgrundlag	2026-priser
Diskonteringsrente	LS0%
Prisgrundlag, ENS	ENS 2025

Anlægsdata og varmebehov

	supp.	Enhed	Sum	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
Varmeproduktion		MWh	142.855	23.263	21.404	19.182	15.385	8.430	6.531	6.904	6.651	6.516	6.792	7.222	7.083	7.093	0	0	0	0	0	0	0
Kraftvarme, træpiller		MWh	55.069	1.745	1.607	1.365	611	1.316	1.222	1.662	1.648	1.757	1.864	1.625	1.547	1.688	739	745	744	747	752	784	778
Kedel, træpiller		MWh	347.794	19.512	19.355	18.550	17.613	17.064	16.454	17.143	17.251	17.504	17.785	15.855	16.029	16.081	16.663	16.998	17.296	17.428	17.610	17.728	17.873
Kedel, træflis		MWh	38.007	1.560	1.517	1.098	1.599	1.659	1.301	1.456	1.525	1.830	1.678	3.207	3.089	3.025	1.996	2.019	1.854	1.919	1.808	1.926	1.941
Kraftvarme, halm		MWh	36.175	2.778	2.828	2.331	2.532	2.889	2.751	2.913	2.801	2.780	2.896	2.946	2.866	2.864	0	0	0	0	0	0	0
Kraftvarme, affald		MWh	407.476	21.354	21.446	21.567	21.742	21.929	22.104	18.936	19.143	19.333	19.523	19.690	19.794	19.874	19.951	19.998	20.091	20.159	20.223	20.265	20.354
Kedel, naturgas		MWh	1.673	553	93	93	187	287	136	193	240	264	239	232	229	230	764	737	756	760	764	756	758
Kedel, el		MWh	124.207	1.087	1.799	5.788	7.172	7.367	7.321	7.206	7.225	7.078	6.967	7.032	7.130	6.995	6.057	5.967	5.976	5.870	5.836	5.717	5.577
Varmepumpe, ATEs		MWh	9.894	156	151	133	134	158	171	176	178	177	171	178	178	176	1.107	1.107	1.106	1.106	1.099	1.113	1.118
Varmepumpe, drikkevand		MWh	4.821	106	101	99	113	127	133	142	142	140	139	145	145	143	458	447	449	449	450	448	443
Varmepumpe, havvand		MWh	180.210	1.822	2.907	5.335	5.441	6.088	8.845	9.380	9.460	9.354	9.345	9.552	9.488	9.357	13.692	13.524	13.429	13.388	13.373	13.271	13.159
Varmepumpe, spildevand		MWh	89.771	859	875	892	3.682	4.500	4.786	5.065	5.132	5.040	5.055	5.111	5.093	5.102	5.175	5.529	5.519	5.500	5.504	5.498	5.453
Varmepumpe, overskud/data		MWh	202.513	2.692	3.442	3.953	4.588	8.769	9.176	9.923	10.042	9.835	9.883	10.001	9.948	9.980	14.537	14.501	14.404	14.368	14.293	14.277	14.301
Varmepumpe, luft-til-vand		MWh	22.856	231	251	261	277	302	323	317	300	296	298	296	296	300	2.812	2.805	2.787	2.724	2.684	2.636	2.657
Varmepumpe, carbon capture		MWh	17.242	1.075	1.145	1.083	1.107	1.173	1.106	1.378	1.398	1.411	1.440	1.482	1.522	1.533	0	0	0	0	0	0	0
Varmepumpe, geotermi		MWh	3.066	3.123	3.131	3.175	3.187	3.187	3.187	3.187	3.187	3.187	3.187	3.187	3.187	3.187	4.255	4.228	4.225	4.240	4.238	4.236	4.236
Varmeproduktionsbehov, i alt		MWh	1.747.209	83.978	84.445	84.911	85.378	85.844	86.311	86.777	87.244	87.710	88.177	88.643	88.643	88.643	88.643	88.643	88.643	88.643	88.643	88.643	88.643

Brændselsfordeling og -omkostninger

		Enhed	Sum	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
Brændselsforbrug		MWh	134.284	18.611	17.123	15.345	12.308	6.744	5.225	5.523	5.321	5.533	5.434	5.777	5.666	5.674	0	0	0	0	0	0	0
Kraftvarme, træpiller		MWh	1.724	1.588	1.349	624	1.301	1.208	1.643	1.630	1.737	1.942	1.606	1.529	1.669	730	736	736	738	743	775	769	
Kraftvarme, træflis		MWh	278.235	15.610	15.484	14.840	14.091	13.651	13.163	13.714	13.801	14.003	14.228	12.684	12.824	12.865	13.331	13.598	13.837	13.942	14.088	14.183	14.299
Kedel, træflis		MWh	33.073	1.357	1.320	956	1.392	1.443	1.132	1.267	1.327	1.592	1.460	2.790	2.688	2.633	1.737	1.757	1.614	1.670	1.573	1.676	1.689
Kraftvarme, halm		MWh	28.940	2.222	2.262	1.864	1.866	2.311	2.201	2.330	2.241	2.224	2.317	2.357	2.373	2.371	0	0	0	0	0	0	0
Kraftvarme, affald		MWh	325.981	17.083	17.157	17.253	17.394	17.543	17.683	15.149	15.314	15.466	15.618	15.752	15.835	15.899	15.961	15.999	16.073	16.127	16.179	16.212	16.283
Kedel, naturgas		MWh	9.472	1.608	532	90	180	276	131	186	230	254	230	223	220	221	735	709	727	731	734	727	729
Kedel, el		MWh	125.461	2.108	1.777	5.846	7.244	7.441	7.395	7.279	7.399	7.149	7.037	7.103	7.202	7.066	6.118	6.027	6.037	5.929	5.895	5.774	5.634
Varmepumpe, ATEs		MWh	2.646	42	36	42	36	42	46	47	48	47	46	48	48	47	296	296	296	296	294	298	298
Varmepumpe, drikkevand		MWh	1.289	28	27	26	30	34	36	38	38	37	39	39	38	123	120	120	120	120	120	118	
Varmepumpe, havvand		MWh	63.193	605	966	1.773	1.808	2.023	2.938	3.116	3.143	3.108	3.104	3.174	3.152	3.169	4.549	4.493	4.461	4.448	4.443	4.409	4.372
Varmepumpe, spildevand		MWh	24.003	230	234	239	985	1.203	1.280	1.354	1.372	1.348	1.352	1.367	1.362	1.364	1.491	1.478	1.476	1.471	1.472	1.470	1.458
Varmepumpe, overskudsdata		MWh	38.286	508	650	746	866	1.054	1.731	1.872	1.895	1.856	1.865	1.887	1.877	1.883	2.743	2.736	2.718	2.711	2.697	2.694	2.688
Varmepumpe, luft-til-vand		MWh	5.937	60	65	68	72	79	84	82	78	77	78	77	77	78	730	729	724	708	697	685	690
Varmepumpe, carbon capture		MWh	1.253	203	216	204	209	259	246	260	262	266	272	280	287	288	0	0	0	0	0	0	0
Varmepumpe, geotermi		MWh	20.874	820	835	850	902	959	1.003	1.065	1.074	1.069	1.070	1.087	1.098	1.097	1.148	1.138	1.131	1.130	1.134	1.133	1.133
Brændselspriser		Enhed	Sum	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
Kraftvarme, træpiller		kr./MWh	301	301	302	302	302	303	303	303	303	303	303	303	303	303	304	304	304	304	304	305	305
Kedel, træpiller		kr./MWh	321	321	322	322	322	322	322	322	322	322	322	322	322	322	323	323	323	323	324	324	325
Kraftvarme, træflis		kr./MWh	245	245	246	247	247	248	249	249	250	251	251	252	253	253	254	255	256	257	258	259	260
Kedel, træflis		kr./MWh	228	228	229	229	230	231	231	232	233	233	234	235	235	236	236	237	238	239	240	241	242
Kraftvarme, halm		kr./MWh	209	209	210	210	211	211	212	213	213	213	214	214	215	215	216	217	217	218	219	220	221
Kraftvarme, affald		kr./MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kedel, naturgas		kr./MWh	436	422	751	751	753	753	753	752	752	752	752	753	753	753	753	753	753	753	753	753	753
Råejers		kr./MWh	489	489	489	489	489	489	489	489	489	489	489	489	489	489	489	489	489	489	489	489	489
Udgifter til transport mm		kr./MWh	171	171	171	171	171	170	170	170	170	170	170	170	170	170	171	171	171	171	171	172	172
Omkostninger, Brændsel		supp.	NPV	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
Kraftvarme, træpiller		1.000 kr.	29.030	5.609	5.167	4.636	3.719	2.038	1.581	1.671	1.610	1.674	1.644	1.750	1.716	1.721	0	0	0	0	0	0	0
Kedel, træpiller		1.000 kr.	5.881	553	510	434	201	418	389	529	525	559	625	517	493	538	236	238	238	239	241	251	250
Kraftvarme, træflis		1.000 kr.	49.861	3.828	3.809	3.661	3.407	3.308	3.271	3.419	3.450	3.511	3.573	3.194	3.239	3.259	3.387	3.464	3.536	3.578	3.631	3.671	3.711
Kedel, træflis		1.000 kr.	3.909	302	320	333	362	294	333	362	309	371	342	655	633	621	411	417	384	399	377	404	408
Kraftvarme, halm		1.000 kr.	4.833	463	473	391	393	488	465	494	476	474	495	505	510	511	0	0	0	0	0	0	0
Kraftvarme, affald		1.000 kr.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kedel, naturgas		1.000 kr.	4.265	668	224	67	135	207	98	140	173	191	173	166	166	166	553	534	547	551	553	548	549
Kedel, el		1.000 kr.	14.541	1.393	2.419	3.744	4.491	4.606	4.578	4.951	4.731	4.571	4.428	4.107	4.311	4.093	3.481	3.491	3.497	3.495	3.535	3.527	3.499
Varmepumper		1.000 kr.	64.925	1.649	1.942	2.524	3.042	3.871	4.558	5.329	5.057	4.992	4.922	4.602	4.752	4.579	6.304	6.367	6.328	6.414	6.511	6.600	6.687
Samlede brændselsomkostninger		supp.	NPV	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
Brændselsomkostninger		1.000 kr.	218.406	14.474	14.847	15.677	15.787	15.349	15.202	16.827	16.331	16.344	16.201	15.498	15.819	15.487	14.372	14.511	14.529	14.676	14.847	15.000	15.103

Investeringsomkostninger																									
Investeringsomkostninger	Investering (1.000 kr.)	Enhed	levetid (år)	NPV	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	
Ledningsnet	586.732	1.000 kv.	45	370.092	26.082	26.082	26.082	26.082	26.082	26.082	26.082	26.082	26.082	26.082	26.082	26.082	26.082	26.082	26.082	26.082	26.082	26.082	26.082	26.082	
Havsbundsværmpumpe	454.179	1.000 kv.	25	391.822	27.569	27.569	27.569	27.569	27.569	27.569	27.569	27.569	27.569	27.569	27.569	27.569	27.569	27.569	27.569	27.569	27.569	27.569	27.569	27.569	
Fjernvarmeuts, små kunder	66.282	1.000 kv.	25	4.498	4.523	4.548	4.573	4.598	4.623	4.648	4.673	4.698	4.723	4.748	4.748	4.748	4.748	4.748	4.748	4.748	4.748	4.748	4.748	4.748	
Fjernvarmeuts, store kunder	10.054	1.000 kv.	25	10.054	682	686	690	694	697	701	705	709	713	716	720	720	720	720	720	720	720	720	720	720	
Samlede investeringsomkostninger																									
Investeringsomkostninger, i alt	1.000 kv.			838.850	58.832	58.861	58.890	58.918	58.947	58.976	59.005	59.033	59.062	59.091	59.120	59.120	59.120	59.120	59.120	59.120	59.120	59.120	59.120	59.120	
Drift- og vedligeholdelseskostninger																									
Faste drift og vedligeholdelseskostninger	supp.	Enhed	NPV	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049		
Fjernvarmeuts, små kunder	1.000 kv.		16.843	1.143	1.149	1.156	1.162	1.168	1.175	1.181	1.188	1.194	1.200	1.207	1.207	1.207	1.207	1.207	1.207	1.207	1.207	1.207	1.207	1.207	
Fjernvarmeuts, store kunder	1.000 kv.		697	47	48	48	48	48	49	49	49	49	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50		
Faste O&V, havsbundsværmpumpe	1.000 kv.		1.839	332	335	338	341	344	347	350	353	356	359	362	362	362	362	362	362	362	362	362	362		
Variable drift og vedligeholdelseskostninger	supp.	Enhed	NPV	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049		
Kraftvarme, træpiller	1.000 kv.		499	97	89	80	64	35	27	29	28	29	28	30	29	29	0	0	0	0	0	0	0		
Kedel, træpiller	1.000 kv.		457	43	40	34	16	33	30	41	41	43	49	40	38	42	18	18	18	18	19	19	19		
Kraftvarme, træflis	1.000 kv.		2.438	192	190	182	173	168	162	168	169	172	175	176	157	158	164	167	170	171	173	174	175		
Kedel, træflis	1.000 kv.		897	49	49	35	15	53	42	47	49	49	50	54	103	99	97	64	65	60	62	58	62		
Kraftvarme, halm	1.000 kv.		136	13	13	11	11	14	13	14	13	14	14	14	14	0	0	0	0	0	0	0	0		
Kraftvarme, affald	1.000 kv.		12.766	937	941	946	954	962	970	831	840	848	857	864	868	872	875	877	881	884	887	889	893		
Kedel, naturgas	1.000 kv.		65	16	5	1	2	3	1	2	2	2	2	2	2	2	7	7	7	7	7	7	7		
Kedel, el	1.000 kv.		825	20	35	55	68	70	69	68	69	67	66	66	67	66	57	56	55	55	54	53	53		
Varmepumpe, ATES	1.000 kv.		108	3	3	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	20	20	20	20	20	20	20		
Varmepumpe, dråkelvand	1.000 kv.		35	2	2	2	2	2	2	3	3	3	2	3	3	3	8	8	8	8	8	8	8		
Varmepumpe, havvand	1.000 kv.		1.104	16	26	47	48	54	78	82	83	82	82	84	83	82	120	119	118	118	118	117	116		
Varmepumpe, spildevand	1.000 kv.		1.079	15	16	16	66	81	86	91	92	90	91	92	91	91	100	99	99	99	99	98	98		
Varmepumpe, overfladefrå	1.000 kv.		1.541	65	65	67	186	174	187	188	191	189	189	189	189	189	276	275	273	273	271	271	271		
Varmepumpe, luft til vand	1.000 kv.		218	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	45	45	44	43	43	42	41		
Varmepumpe, carbon capture	1.000 kv.		255	20	22	21	21	26	26	26	26	27	27	28	29	29	0	0	0	0	0	0	0		
Varmepumpe, geotermi	1.000 kv.		976	55	56	57	61	64	67	71	72	72	72	73	74	74	77	76	76	76	76	76	76		
Samlede drift og vedligeholdelseskostninger	supp.	Enhed	NPV	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049		
O&V i alt	1.000 kv.		49.748	3.256	3.287	3.309	3.331	3.408	3.525	3.649	3.675	3.501	3.522	3.571	3.571	3.571	3.575	3.650	3.651	3.649	3.652	3.651	3.656	3.659	
Miljøemissioner og CO2																									
Kraftvarme, træpiller	Enhed	Sum	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049			
CO2-emissioner + CO2, alk.-v. emissioner	Ton	124	20	19	17	13	7	6	6	6	6	6	6	6	6	6	0	0	0	0	0	0	0		
SO2-emissioner	kg	782	127	127	126	84	46	36	36	36	36	37	40	39	39	0	0	0	0	0	0	0			
NOx-emissioner	kg	13.577	2.211	2.034	1.823	1.462	801	621	656	632	657	646	686	673	674	0	0	0	0	0	0	0			
PM2.5-emissioner	kg	535	87	80	72	58	32	24	26	25	26	25	27	27	27	0	0	0	0	0	0	0			
Kedel, træpiller	Enhed	Sum	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049			
CO2-emissioner + CO2, alk.-v. emissioner	Ton	105	7	7	6	3	5	5	7	7	7	8	7	6	7	3	3	3	3	3	3	3			
SO2-emissioner	kg	169	12	12	11	9	4	9	8	11	11	12	13	11	12	5	5	5	5	5	5	5			
NOx-emissioner	kg	2.944	205	189	160	74	155	144	195	194	206	231	191	182	198	87	87	88	88	88	92	91			
PM2.5-emissioner	kg	116	8	7	6	3	6	6	8	8	8	9	8	7	8	3	3	3	3	3	4	4			
Kraftvarme, træflis	Enhed	Sum	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049			
CO2-emissioner + CO2, alk.-v. emissioner	Ton	303	17	17	16	15	15	14	15	15	15	15	15	14	14	14	14	15	15	15	15	16			
SO2-emissioner	kg	1.903	107	106	102	96	95	90	94	94	96	97	88	98	91	93	95	95	95	96	97	98			
NOx-emissioner	kg	18.054	1.854	1.840	1.783	1.674	1.622	1.584	1.629	1.640	1.654	1.600	1.507	1.523	1.523	1.524	1.584	1.615	1.644	1.656	1.674	1.686	1.699		
PM2.5-emissioner	kg	1.302	73	72	69	66	62	64	62	64	65	66	67	59	60	60	62	64	65	65	66	66	67		
Kedel, træflis	Enhed	Sum	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049			
CO2-emissioner + CO2, alk.-v. emissioner	Ton	165	7	7	5	7	7	6	6	7	8	7	14	13	13	9	9	8	8	8	8	8			
SO2-emissioner	kg	1.310	54	52	38	55	57	45	50	53	63	58	110	106	104	69	70	64	66	62	66	67			
NOx-emissioner	kg	10.716	440	428	410	451	468	387	411	430	430	431	904	873	864	569	573	561	560	543	547	547			
PM2.5-emissioner	kg	1.191	49	48	34	50	52	41	46	48	57	53	100	97	95	63	63	58	60	57	60	61			
Kraftvarme, halm	Enhed	Sum	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049			
CO2-emissioner + CO2, alk.-v. emissioner	Ton	33	3	3	2	2	3	2	3	3	3	3	3	3	3	3	0	0	0	0	0	0			
SO2-emissioner	kg	5.105	392	399	329	329	408	388	411	395	392	409	416	419	418	0	0	0	0	0	0	0			
NOx-emissioner	kg	13.023	1.018	839	840	1.040	990	1.040	1.008	1.008	1.001	1.043	1.060	1.060	1.067	0	0	0	0	0	0	0			
PM2.5-emissioner	kg	115	9	8	7	7	9	9	9	9	9	9	9	9	9	0	0	0	0	0	0	0			
Kraftvarme, affald	Enhed	Sum	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049			
CO2-emissioner + CO2, alk.-v. emissioner	Ton	50.269	2.634	2.646	2.661	2.682	2.705	2.727	2.836	2.862	2.885	2.468	2.429	2.442											

Appendiks 2 – Selskabsøkonomiske beregninger, Alternativ

Selskabsøkonomi, Alternativ																							
Generelle forudsætninger																							
Forudsætninger		Værdi																					
Beregningsperiode, startår		2030																					
Beregningsperiode, slutår		2049																					
Antal år		20																					
Prisgrundlag		2026-priser																					
Diskonteringsrente		3,5%																					
Prisgrundlag		Dansk Fjernvarmes brændselsprisstatisik for 4. kvartal 2025																					
Anlægsdata og varmebehov																							
Varmeproduktion	supp.	Enhed	Sum	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
Kraftvarme, træpiller		MWh	142.855	23.263	21.404	19.182	15.385	8.430	6.531	6.904	6.651	6.916	6.792	7.222	7.083	7.093	0	0	0	0	0	0	0
Kedel, træpiller		MWh	25.069	1.745	1.607	1.365	631	1.316	1.222	1.662	1.649	1.757	1.964	1.625	1.547	1.688	739	745	744	747	752	784	778
Kraftvarme, træflis		MWh	347.794	19.512	19.355	18.550	17.613	17.064	16.454	17.143	17.251	17.504	17.785	15.855	16.029	16.081	16.663	16.998	17.296	17.428	17.610	17.728	17.873
Kedel, træflis		MWh	38.007	1.560	1.517	1.098	1.599	1.659	1.301	1.456	1.525	1.830	1.678	3.207	3.089	3.025	1.996	2.019	1.854	1.919	1.808	1.926	1.941
Kraftvarme, halm		MWh	36.175	2.778	2.828	2.331	2.332	2.889	2.751	2.913	2.801	2.780	2.896	2.946	2.966	2.964	0	0	0	0	0	0	0
Kraftvarme, affald		MWh	407.476	21.354	21.446	21.567	21.742	21.929	22.104	18.936	19.143	19.333	19.523	19.690	19.794	19.874	19.951	19.998	20.091	20.159	20.223	20.265	20.354
Kedel, naturgas		MWh	9.851	1.673	553	93	187	287	136	193	240	264	239	232	229	230	764	737	756	760	764	756	758
Kedel, el		MWh	124.207	2.087	3.739	5.788	7.172	7.367	7.321	7.206	7.325	7.078	6.967	7.032	7.130	6.995	6.057	5.967	5.976	5.870	5.836	5.717	5.577
Varmerumpe, ATEs		MWh	9.894	156	151	133	134	158	171	176	178	177	171	178	178	176	1.107	1.118	1.107	1.106	1.106	1.099	1.113
Varmerumpe, drikkevand		MWh	4.821	106	101	99	113	127	133	142	142	140	139	145	145	143	458	447	449	449	450	448	443
Varmerumpe, havvand		MWh	190.210	1.822	2.907	5.335	5.441	6.088	8.845	9.380	9.460	9.354	9.345	9.552	9.488	9.357	13.692	13.524	13.429	13.388	13.373	13.271	13.159
Varmerumpe, spildevand		MWh	89.771	899	875	892	3.682	4.500	4.786	5.065	5.132	5.040	5.055	5.113	5.093	5.102	5.375	5.529	5.519	5.500	5.504	5.498	5.463
Varmerumpe, overskud/data		MWh	202.913	2.692	3.442	3.953	4.588	8.769	9.176	9.923	10.042	9.835	9.883	10.001	9.948	9.980	14.537	14.501	14.404	14.368	14.293	14.277	14.301
Varmerumpe, luft-til-vand		MWh	22.856	231	251	261	277	302	323	317	300	296	298	296	296	300	2.812	2.805	2.787	2.724	2.684	2.636	2.657
Varmerumpe, carbon capture		MWh	17.242	1.075	1.145	1.083	1.107	1.373	1.306	1.378	1.388	1.411	1.440	1.482	1.522	1.533	0	0	0	0	0	0	0
Varmerumpe, geotermi		MWh	78.069	3.066	3.123	3.181	3.375	3.587	3.751	3.982	4.017	3.997	4.001	4.067	4.105	4.103	4.252	4.255	4.228	4.225	4.240	4.238	4.236
Varmerumproduktionsbehov, i alt		MWh	1.747.209	83.978	84.445	84.911	85.378	85.844	86.311	86.777	87.244	87.710	88.177	88.643	88.643	88.643	88.643	88.643	88.643	88.643	88.643	88.643	88.643
Brændselsfordeling og -omkostninger																							
Brændselsforbrug		Enhed	Sum	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
Kraftvarme, træpiller		MWh	114.284	18.611	17.123	15.345	12.308	6.744	5.225	5.523	5.321	5.533	5.434	5.777	5.666	5.674	0	0	0	0	0	0	0
Kedel, træpiller		MWh	24.778	1.724	1.588	1.349	624	1.301	1.208	1.643	1.630	1.737	1.942	1.606	1.529	1.669	730	736	736	738	743	775	769
Kraftvarme, træflis		MWh	278.235	15.610	15.484	14.840	14.091	13.651	13.163	13.714	13.801	14.003	14.288	12.684	12.824	12.865	13.331	13.598	13.837	13.942	14.088	14.183	14.299
Kedel, træflis		MWh	33.073	1.357	1.320	956	1.392	1.443	1.132	1.267	1.327	1.592	1.460	2.790	2.688	2.633	1.737	1.757	1.614	1.670	1.573	1.676	1.689
Kraftvarme, halm		MWh	28.940	2.222	2.262	1.864	1.866	2.311	2.201	2.330	2.241	2.224	2.317	2.357	2.373	2.371	0	0	0	0	0	0	0
Kraftvarme, affald		MWh	325.981	17.083	17.157	17.253	17.394	17.543	17.683	15.149	15.314	15.466	15.618	15.752	15.835	15.899	15.961	15.999	16.073	16.127	16.179	16.212	16.283
Kedel, naturgas		MWh	9.472	1.608	532	90	180	276	131	186	230	254	230	223	220	221	735	709	727	731	734	727	729
Kedel, el		MWh	125.463	2.108	3.777	5.846	7.244	7.441	7.395	7.279	7.399	7.149	7.037	7.103	7.202	7.066	6.118	6.027	6.037	5.929	5.895	5.774	5.634
Varmerumpe, ATEs		MWh	2.646	42	40	36	36	42	46	47	48	47	46	48	48	47	296	299	296	296	296	294	298
Varmerumpe, drikkevand		MWh	1.289	28	27	26	30	34	36	38	38	38	37	39	38	38	123	120	120	120	120	120	118
Varmerumpe, havvand		MWh	63.193	605	966	1.773	1.808	2.023	2.938	3.116	3.143	3.108	3.104	3.174	3.152	3.109	4.549	4.493	4.461	4.448	4.443	4.409	4.372
Varmerumpe, spildevand		MWh	24.003	230	234	239	985	1.203	1.280	1.354	1.372	1.348	1.352	1.367	1.362	1.364	1.491	1.478	1.476	1.471	1.472	1.470	1.458
Varmerumpe, overskud/data		MWh	38.286	508	650	746	866	1.654	1.731	1.872	1.895	1.856	1.865	1.887	1.877	1.883	2.743	2.736	2.718	2.711	2.697	2.694	2.698
Varmerumpe, luft-til-vand		MWh	5.937	60	65	68	72	79	84	82	78	77	78	77	77	78	730	729	724	708	697	685	690
Varmerumpe, carbon capture		MWh	3.253	203	216	204	209	259	246	260	262	266	272	280	287	289	0	0	0	0	0	0	0
Varmerumpe, geotermi		MWh	20.874	820	835	850	902	959	1.003	1.065	1.074	1.069	1.070	1.087	1.098	1.097	1.148	1.138	1.131	1.130	1.134	1.133	1.133
Brændselspriser		Enhed	Sum	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
Kraftvarme, træpiller		Kr./MWh	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345
Kedel, træpiller		Kr./MWh	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345
Kraftvarme, træflis		Kr./MWh	248	248	248	248	248	248	248	248	248	248	248	248	248	248	248	248	248	248	248	248	248
Kedel, træflis		Kr./MWh	248	248	248	248	248	248	248	248	248	248	248	248	248	248	248	248	248	248	248	248	248
Kraftvarme, halm		Kr./MWh	231	231	231	231	231	231	231	231	231	231	231	231	231	231	231	231	231	231	231	231	231
Kraftvarme, affald		Kr./MWh	382	382	382	382	382	382	382	382	382	382	382	382	382	382	382	382	382	382	382	382	382
Kedel, naturgas		Kr./MWh	654	654	654	654	654	654	654	654	654	654	654	654	654	654	654	654	654	654	654	654	654
Elpris		Kr./MWh	798	798	798	798	798	798	798	798	798	798	798	798	798	798	798	798	798	798	798	798	798
Omkostninger, Brændsel	supp.	Enhed	NPV	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
Kraftvarme, træpiller		1.000 kr.	33.139	6.418	5.905	5.202	4.245	2.181	1.802	1.835	1.908	1.814	1.992	1.954	1.937	0	0	0	0	0	0	0	0
Kedel, træpiller		1.000 kr.	6.299	595	548	465	215	449	417	567	562	599	670	554	527	576	252	254	254	255	256	267	265
Kraftvarme, træflis		1.000 kr.	49.279	3.872	3.841	3.681	3.495	3.386	3.265	3.402	3.423	3.473	3.529	3.146	3.181	3.191	3.307	3.373	3.432	3.458	3.494	3.518	3.547
Kedel, træflis		1.000 kr.	5.677	337	327	237	345	358	281	314	329	395	362	692	667	653	431	436	400	414	390	416	415
Kraftvarme, halm		1.000 kr.	5.280	514	524	432	432	535	509	539	531	515	536	546	549	549	0	0	0	0	0	0	0
Kraftvarme, affald		1.000 kr.	88.829	6.547	6.547	6.584	6.637	6.695	6.748	5.781	5.844	5.902	5.960	6.011	6.047	6.087	6.091	6.105	6.133	6.154	6.184	6.214	6.245
Kedel, naturgas		1.000 kr.	4.301	1.051	348	59	117	180	85	121	159	165	146	144	144	144	480	463	475	478	480	475	476
Kedel, el		1.000 kr.	70.474	1.682	3.014	4.665	5.780	5.937	5.901	5.808	5.903	5.704	5.615	5.667	5.746	5.638	4.881	4.809	4.817	4.731	4.704	4.607	4.495
Varmerumper		1.000 kr.	84.716	1.991	2.420	3.145	3.915	4.989	5.876	6.252	6.311	6.230	6.242	6.350	6.365	6.307	8.840	8.771	8.718	8.683	8.664	8.621	8.591
Samlede brændselsomkostninger	supp.	Enhed	NPV	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
Brændselsomkostninger		1.000 kr.	347.993	22.979	23.473	24.560	25.182	24.855	24.883	24.689	2												

Appendiks 3 – Brugerøkonomiske beregninger

Brugerøkonomi

Gns. årlig omkostning, projekt (kr./år):

	Årlig omkostning	Moms	Pris i alt, inkl. moms, kr./år
Investering, varmepumpe, lille kunde	10.628 kr.	1,25	13.285 kr.
Elbehov Varmepumper, små kunder	8.221 kr.	1,25	10.276 kr.
D&V; Varmepumper, små kunder	5.557 kr.	1,25	6.946 kr.
Gns. årlig omkostning (inkl. moms)			30.508 kr.

	Årlig omkostning	Moms	Pris i alt, inkl. moms, kr./år
Investering, varmepumpe, stor kunde	80.558 kr.	1,25	100.697 kr.
Elbehov Varmepumper, store kunder	52.733 kr.	1,25	65.916 kr.
D&V; Varmepumper, store kunder	8.218 kr.	1,25	10.273 kr.
Gns. årlig omkostning (inkl. moms)			176.886 kr.

Gns. årlig omkostning, alternativ (kr./år):

	Årlig omkostning	Moms	Pris i alt, inkl. moms, kr./år
Investering Fjernvarmeunits, små kunder	1.991	1,25	2.489
Tilslutningsbidrag (<80 kW)	3.640	1,25	4.551
D&V; Fjernvarmeunits, små kunder	506	1,25	633
Administrationsbidrag	887	1,25	1.109
Spædevandsabonnement	250	1,25	313
Variabelt bidrag	8.516	1,25	10.645
Fast bidrag	10.611	1,25	13.264
Gns. årlig omkostning (inkl. moms)			33.003 kr.

	Årlig omkostning	Moms	Pris i alt, inkl. moms, kr./år
Investering Fjernvarmeunits, store kunder	5.494	1,25	6.867
Tilslutningsbidrag (>80 kW)	5.461	1,25	6.826
D&V; Fjernvarmeunits, store kunder	381	1,25	476
Administrationsbidrag	887	1,25	1.109
Spædevandsabonnement	250	1,25	313
Variabelt bidrag	51.609	1,25	64.511
Fast bidrag	64.305	1,25	80.382
Gns. årlig omkostning (inkl. moms)			160.483 kr.

Appendiks 4 –Re-design af Gentofte Fjernvarmenet pga. ændret varmeproduktion & varmegrundlag

6. december 2025

**Re-design af Gentofte
Fjernvarmenet pga.
ændret varmeproduktion
& varmegrundlag**

Sagsnr.: 0371-1420

Dokument nr.: ATR27-01

Version: 2.0

Udarbejdet af: MVM

Kontrolleret af: HELA

Godkendt af: MVM

Dato: 07-12-2025

Indholdsfortegnelse

1	Resumé / konklusion	4
1.1	Forsyningssikkerhed	5
1.2	Hydraulik	5
1.3	Økonomi	6
2	Indledning.....	8
3	Forudsætninger	10
3.1	Varmeforbrug	10
3.2	Ledningsnet og hydraulik.....	11
3.2.1	Trykniveau	11
3.2.2	Returtemperatur / afkøling	11
3.2.3	Andre hydrauliske forudsætninger	12
3.3	Produktion / varmelivering.....	13
3.3.1	Fremløbstemperatur	13
3.3.2	Produktionskapacitet.....	14
3.3.3	Driftsrækkefølge	15
3.3.4	Produktionsprofil og kapacitetsfordeling	15
3.3.5	Samdrift af områder og ledningsnet - metode.....	16
3.3.6	Grænseflader	17
3.4	Forudsætninger for totaløkonomi (TCO)	17
3.4.1	Ledningsomkostninger - CAPEX	18
3.4.2	Varmeproduktionspris	19
3.4.3	Elpris	20
3.5	Forudsætninger / metode årskørsel	20
4	Resultater	22
4.1	Geotermi "tilkobling"	23
4.1.1	Økonomi - Geotermi	24
4.1.2	Etableringstidspunkt	25
4.1.3	Del-konklusion tilkobling Geotermi:	26
4.2	NYC "tilkobling"	26
4.2.1	Historisk og fremtidig flowfordeling	27
4.2.2	Overgangsperiode – indtil nordledning mellem NYC og 5-vejen er etableret	28
4.2.3	Scenarie 2.1 – nordledning mellem NYC og 5-vejen – DN450	28
4.2.4	Scenarie 2.2 Ledning ud af NYC DN300	30
4.2.5	Økonomi - NYC	32
4.2.6	Etableringstidspunkt	33
4.2.7	Del-konklusioner NYC "tilkobling"	33

4.3	Varmepumpe Skovshovedhavn "tilkobling"	34
4.3.1	Scenarie 3.1 - Nordlig hovedledning via Vilvordevej, Klampenborgvej og Hvidørevej	35
4.3.2	Scenarie 3.2	36
4.3.3	Etableringstidspunkt	38
4.3.4	Økonomi	38
4.3.5	Del konklusion Skovshoved	39
5	Øvrigt.....	40
5.1	Reservelast og driftssikkerhed.....	40
6	Totaløkonomi	42
6.1	SC 3.1	42
6.1.1	CAPEX.....	42
6.1.2	OPEX	42
6.2	SC 3.2	43
6.2.1	CAPEX.....	43
6.2.2	OPEX	43

1 Resumé / konklusion

Re-designet af Gentofte Fjernvarmes ledningsnet er vurderet ud fra en samlet teknisk og totaløkonomisk tilgang, hvor hydraulik, trykstrategi, nettopologi og produktionsforudsætninger er analyseret samlet. Målet har været at identificere den netstruktur, der bedst understøtter den fremtidige produktionsportefølje og øget varmekonsum. Den fremtidige produktion og forsyning af varme indeholder f.eks. geotermi, havvandsvarmepumpen i Skovshoved og en øget udnyttelse af elkedlerne på NYC.

I nærværende notat vurderes seks scenarier:

1. Geotermianlæg ved B1903 boldbaner (planlagt produktion)
 - a. **SC 1.1** – DN300-ledning mod RYW
 - b. **SC 1.2** – DN250 mod RYW og DN200 mod etape 4.2
2. NYC (øget kapacitet fra el-kedler - eksisterende)
 - a. **SC 2.1** – Ledningen udføres som DN450 ud fra NYC, reduceret til DN350 frem mod Søndersøvej 23.
 - b. **SC 2.2** – Lednings udføres som DN300 ud fra NYC
3. Varmepumpe på Skovshovedhavn (Planlagt produktion og forudsætter NYC ledning er udført)
 - a. **SC 3.1**: Nordlig hovedledning via Vilvordevej, Klampenborgvej og Hvidørevej, hvor Skovshoved tilkøbes som en "nordlig" hovedstreng.
 - b. **SC 3.2**: Tilslutning via to udgange/strækninger med hovedledninger – en nordlig udgang i samme routing som Scenarie 3.1, men med mindre dimensioner, samt en sydlig udgang via Strandvejen til fjernvarmenettet ved SPW, videre gennem PHC og ind i RYW- og VGW-nettene.

Analyserne er udført i en iterativ proces for at finde den fælles løsning som er bedst ud fra en teknisk og økonomisk vurdering. På tværs af alle analyser er hovedkonklusionen, at;

Geotermi Scenarie 1.2 er bedst ved tilkobling af geotermianlæg. SC 1.2 er både net- og produktionsmæssigt mest optimal, idet den:

- Understøtter en jævnere fordeling af flow og tryk.
- Muliggør, at et fremtidigt geotermianlæg mod etape 4.2 kan drives ved lavere fremløbstemperaturer.

- Reducerer både varmetab og produktionsomkostninger.
- Har den laveste totaløkonomi

NYC SC 2.1 – DN450 er eneste løsning som er mulig i forhold driftsforhold:

- VGW kan dække belastningen frem til Holmehaven i spidslast.
- NYC er nødvendig for at forsyne kunder nord for Holmehaven via Brogårdsvej og den nordlige ring.

Skovshoved SC 3.1 giver den mest robuste, fleksible og totaløkonomisk fordelagtige løsning for fjernvarmenettet i Gentofte.

1.1 Forsyningssikkerhed

Placeringen af grundlastproduktion i yderområderne – særligt i Skovshoved – gør forsyningssikkerhed til en central dimension i designet af det fremtidige fjernvarmesystem.

Faktiske krav til hvor meget varme der skal kunne forsynes i tilfælde af udfald er ikke kortlagt som en del af denne analyse, her er de nye enheder blot koblet ud i et "worst case scenario" for at se hvad sker der hvis der ikke etableres redundans på produktionssiden.

Analyserne viser følgende:

- Ved 100 % udfald af produktionsenheden i Skovshoved mister store dele af nordområdet differenstryk og dermed varmemforsyningen under maksimal vinterbelastning i både Skovshoved Scenarie 3.1 og 3.2.
- NYC kan ikke alene kompensere for et 100% udfald i Skovshoved på den koldeste dag, da både den hydrauliske afstand og ledningskapaciteten sætter naturlige begrænsninger – selv med den anbefalede nye DN450-ledning ud af NYC. Det anbefales dog heller ikke at bygge ledninger så dette er muligt, da lokal redundans i Skovshoved er langt billigere end større ledningsforbindelser mellem NYC og Skovshoved.

Derfor anbefales den nye varmepumpe at bygges med redundans, f.eks. to havvandsindløb / udløb, flere varmepumper koblet i parallel mv.

En ny varmepumpe i Skovshoved forudsætter med andre ord der laves klare aftaler med CTR om reservelast, driftsprioritet. Samt en eventuel kedelopgradering på PHC, hvis Scenarie 3.2 skal kunne fungere stabilt i alle driftsforhold.

1.2 Hydraulik

Et fremtidigt robust fjernvarmenet skal kunne håndtere store variationer i både last og produktion, samtidig med at driftstrykket holdes under 12 bar og differenstrykket hos

kunderne forbliver stabilt. Her opfylder Skovshoved Scenarie 3.1 kravene bedst. Den nordlige hovedledning fra Skovshoved til 5-vejen via Klampenborgvej etablerer en entydig og hydraulisk veldefineret forsyningsvej, hvor trykfald, vandhastigheder og driftsmarginer kan holdes under kontrol. Den samlede struktur understøtter både vinterlast, sommerlast og indpasningen af nye produktionsanlæg uden at skabe unødvendige afhængigheder mellem hovedstationerne.

Skovshoved Scenarie 3.1 giver endvidere de bedste forudsætninger for en teknisk enkel og stabil temperaturstrategi, hvor Skovshoved kan fungere som regional grundlast uden at skabe forhøjede trykkrav eller indbyrdes afhængigheder mellem stationerne.

I Skovshoved Scenarie 3.2 opstår der væsentligt flere hydrauliske bindinger. Trykforhold og drift afhænger af fire pumpeanlæg i samspil med CTR's produktionsanlæg, som alle skal fungere samtidigt for at opretholde et stabilt trykbillede. Det skaber en driftsmæssigt sårbar situation, hvor selv små afvigelser i produktion, pumpestationer eller forbrugsprofil kan føre til ustabile forhold. Nettet bliver dermed mere komplekst at drifte og kræver øget overvågning og hyppigere indgreb. Til gengæld samles driften af de tre ledningsnetområder (Øst, Midt og Vest) i én samlet netstruktur.

I Skovshoved Scenarie 3.2 bliver temperaturstyringen et aktivt driftsparameter, der skal balanceres mellem flere zoner og pumpelag. Det øger både driftsomkostningerne og risikoen for ustabile tilstande i perioder med høje laster.

Det vægter heller ikke positivt at Skovshoved Scenarie 3.2 har en højere totaløkonomi end scenarie 3.1.

1.3 Økonomi

Den totaløkonomiske analyse viser:

Skovshoved SC 3.1 (inkl. Geotermi og NYC-tilkobling):

- CAPEX: 417,2 mio. kr. (nye ledninger)
- Årligt OPEX: 31,87 mio. kr. (hele GFJ fjernvarmenet)
- 50-årig TCO (Total Cost of Ownership / totaløkonomi): 2.010,7 mio. kr.

Skovshoved SC 3.2(inkl. Geotermi og NYC-tilkobling):

- CAPEX: 432,7 mio. kr. (nye ledninger)
- Årligt OPEX: 33,6 mio. kr. (hele GFJ fjernvarmenet)
- 50-årig TCO: 2.117,7 mio. kr.

TCO for Skovshoved Scenarie 3.2 er ca. 107 mio. kr. højere end for Skovshoved Scenarie 3.1 over en 50-årig periode. Hertil kommer CTR's nødvendige investering i en

kedelopgradering på PHC, som ikke er indregnet i beregningen for Scenarie 2. Inkluderes denne opgradering, øges forskellen yderligere til SC 3.1s fordel.

Den markante TCO-forskel skyldes især:

- Færre pumpestationer i Skovshoved Scenarie 3.1.
- En enklere trykstrategi og lavere driftsfølsomhed.
- Et lavere vedligeholdelsesniveau og reduceret energiforbrug.

Ud fra et økonomisk synspunkt anbefales derfor også Skovshoved Scenarie 3.1 i som også indeholder scenarie 1.2 og 2.1.

2 Indledning

Dette notat beskriver re-designet af Gentofte Fjernvarmenet som følge af CTR's ændrede produktionsstruktur og det stigende varmekonsum. Den nye produktionsstrategi fra CTR, herunder etablering af geotermi ved B1903's boldbaner, havvandsvarmepumpe i Skovshoved samt øget anvendelse af NYC, vil sammen med det voksende varmekonsum ændre de hydrauliske og driftsmæssige forudsætninger i fjernvarmenettet i Gentofte.

Hidtil har de hydrauliske vurderinger forudsat, at varmen primært kunne leveres fra de tre eksisterende vekslere fra CTR suppleret med spidslastproduktion. Forbruget er imidlertid øget i forhold til tidligere prognoser, især fordi Ukraine-krigen har medført mange eftertilslutninger i de eksisterende forsyningsområder. Derudover er Taarbæk tilføjet som et nyt område, der skal forsynes fra Gentofte. Både forbrugs- og produktionssiden er således markant ændret i forhold til de tidligere analyser.

Re-designet er udarbejdet ud fra en samlet teknisk-økonomisk optimering (TCO-tilgang), hvor hydraulik, trykstrategi, netstruktur og levetidsøkonomi vurderes integreret.

Formålet med re-designet er at identificere den netstruktur i Gentofte, som over anlæggets levetid giver den mest optimale kombination af:

- Høj driftssikkerhed og robusthed.
- Stabile hydrauliske forhold og realistiske trykprofiler.
- Fleksibilitet i forhold til decentral produktion.
- Lavest mulig totaløkonomi (CAPEX + OPEX).
- Mulighed for gradvis temperaturreduktion uden øget netbelastning.

CTR har præciseret deres fremtidige produktionsstrategi, og disse forudsætninger er indarbejdet i nærværende analyse. Flere produktionsanlæg er flyttet både geografisk og i driftsprofil. Samtidig viser driftsmålninger fra 2023–2024, at nettet i praksis kun kan drives stabilt ved et maksimalt driftstryk på ca. 12 bar. Disse forhold medfører, at en række løsninger, som tidligere var teknisk gennemførlige, ikke længere er realistiske.

Notatet fokuserer derfor udelukkende på de nye produktionsløsninger oplyst af CTR. Andre varianter, som tidligere har været drøftet, inddrages kun som reference, hvor det er nødvendigt for at forklare fravalg eller konsekvensvurderinger.

Et centralt nyt element i re-designet er, at produktionen fremover placeres langt ude i nettopologien. Det gælder både grundlastproduktion som havvandsvarmepumpen i Skovshoved samt spids- og reservelast via elkedlen på Nybrovej (NYC). Denne forskydning af produktionen ud i nettet skærper kravene til både netstruktur, trykstrategi og reservelastkapacitet. Både Nybrovej (NYC) og Skovshoved har i tidligere designs været i

den yderste del af nettet og ikke en del af grundstrukturen. De driftsmæssige konsekvenser af re-design analyseres også.

Samlet set har re-designet af ledningsnettet til formål at sikre, at Gentofte Fjernvarmenet kan:

- Håndtere de nye decentrale produktionsenheder.
- Opretholde stabile tryk- og temperaturforhold i alle driftssituationer.
- Reducere risikoen for driftsudfald i hydraulisk sårbare netområder.
- Understøtte prognoser for et øget varmegrundlag.
- Minimere levetidsomkostningerne.
- Forblive fleksibelt i forhold til fremtidige teknologiske og driftsmæssige ændringer.

3 Forudsætninger

Dette kapitel redegør for de tekniske, driftsmæssige og økonomiske forudsætninger, der ligger til grund for re-designet af fjernvarmenettet i Gentofte.

Re-designet bygger på hydrauliske analyser udført i modellen "Gentofte strategiske fjernvarmemodel 2025".

Øvrige løsningsforslag fra tidligere faser er fravalgt på grund af en ugunstig totaløkonomi (TCO) – eksempelvis som følge af høje etableringsomkostninger, lav driftseffektivitet eller manglende skalerbarhed.

Forudsætningerne er inddelt i følgende hovedområder:

1. Varmeforbrug.
2. Ledningsnet og hydraulik.
3. Produktion.
4. Økonomi.
5. Andet.

3.1 Varmeforbrug

Varmegrundlaget som udgør et væsentligt input til de hydrauliske analyser er ændret markant i forhold til tidligere analyser og planer. Tidligere analyser har medtaget hele det forventede varmegrundlag, men behovet er vokset betydeligt hurtigere end forudset – især som følge af de mange eftertilslutninger til de eksisterende fjernvarmeområder i forbindelse med de høje gaspriser efter starten på krigen i Ukraine. Derudover er nye områder, såsom Taarbæk, nu inkluderet som forsyningsområder.

For at sikre, at hovedledningsnettet kan håndtere det samlede behov over systemets levetid, er der i beregningerne forudsat 100 % tilslutning i de planlagte udbygningsområder. Hertil kommer, at der – lidt konservativt – ikke er indregnet fremtidige energibesparelser i den eksisterende bygningsmasse.

Samlet er følgende forudsat:

Komponent	Energi [MWh]
Eksisterende varmekonsum	630.364
Gas-konvertering (total)	214.699
Øget varmetab i forbindelse med gas-konvertering	27.235
Potentielle kunder i "hvide" områder	5.205

Komponent	Energi [MWh]
Projektforslag vedr. fjernvarmeforsyning af Herredsvej–Folkevej	1.500
Samlet varmegrundlag	879.033

Tabel 1: Oversigt over det samlede varmegrundlag for Gentofte Fjernvarmenet, inkl. eksisterende forbrug, gas-konverteringer og planlagte udbygningsområder.

Kritiske forbrugere er med i den hydrauliske model og dokumenteret i en separat rapport i notat "Kritiske kunder" anno 19-05-2025 (dok nr. 0371-1420-25-1)

For at omsætte varmegrundlaget til et dimensioneringsgrundlag anvendes to beregnede driftsscenarier baseret på forskellige antal fuldlasttimer.

- S1 repræsenterer det egentlige spidslastscenarie med maksimal belastning – skaleret efter faktiske målinger i fjernvarmenettet. Det svarer til -12° C i udetemperatur.
- G3 svarer til årets 76. koldeste time (ud af 8.760 timer) – en højlastsituation, hvor spidslastproduktionen fortsat er i drift, men hvor belastningen er lidt lavere end ved det absolutte peak – skaleret efter maks. effekt iht. CTR's bestemmelser.

Fuldlasttimer	Effektbehov [MW] – 90 %	Effektbehov [MW] – 100 %
2.850 (S1)	297,7	302,2
3.200 (G3)	265,9	272,6

Tabel 2 - Sammenhæng mellem beregnede effektbehov og de tilsvarende årskørselssituationer (S1 og G3).

De to beregnede driftsforhold indgår direkte i årskørselssimuleringen og svarer til forventet minimums effekt ved en udetemperatur på -12°C.

Denne tilgang sikrer, at netdimensioneringen testes både under fuld spidslast og i de nærliggende højlastperioder, hvor de hydrauliske og termiske påvirkninger ofte er mest kritiske og der sker mest ændringer i forsyningen fra NYC & PHC.

3.2 Ledningsnet og hydraulik

3.2.1 Trykniveau

Gentofte har et 16 bar net, men driftsmålinger og samdriftstest i vinteren 2023–2024 har imidlertid vist, at drift over 12 bar giver støj- og komfortproblemer hos kunderne. Det nuværende re-design tager derfor udgangspunkt i maksimalt 12 bar efter aftale med GGF.

Minimum statisk tryk / holdetryk: 2 bar

3.2.2 Returtemperatur / afkøling

Udgangspunktet for analysen er, at de nuværende målte returtemperaturer anvendes som dimensioneringsgrundlag.

Designafkølingen i Gentofte er fastsat til 35 °C for distributionsnettet for at sikre, at ledningsnettet er fremtidssikret til lavtemperaturfjernvarme.

I nærværende analyse antages dog en noget højere afkøling i spidslastsituationer, idet spidslastenhederne forudsættes at kunne levere højere fremløbstemperatur end grundlastenheder som f.eks. varmepumper. Dette giver i gennemsnit en større afkøling end de 35 °C. Den højere afkøling anvendes i dimensioneringen af de nye hovedledninger og hovedforsyningsveje i fjernvarmenettet.

Forbedringer af returtemperaturen forventes gradvist gennem optimering af kudeanlæg, driftsprioriteter og systemstyring.

Tabel 3 opsummerer den overordnede temperaturstrategi benyttet i analyserne.

Tidsramme	Reduktion af returtemp. (°C)	Gns. returtemp. (°C)	Maks. returtemp. (°C)	Gns. Fremløb (°C)	Maks. fremløb (°C)
I dag	0	Som i dag	Som i dag	Som i dag	Som i dag
Om 2 år	0	Som i dag	54	Som i dag	Som i dag
Om 5 år	2	52	54	100	100
Om 10 år	5	45	50	100	100
Langsigtet mål	10	40	45	80	90

Tabel 3 – Temperatursæt benyttet til de hydrauliske analyser.

3.2.3 Andre hydrauliske forudsætninger

Andre hydrauliske forudsætninger er:

- Minimum differenstryk ved stikledning: 0,6 bar.
- Maksimal vandhastighed: 2,5 m/s.
- Trykgradienter: Optimeret for at balancere OPEX og CAPEX, herunder pumpeenergi og anlægsinvesteringer.
- Kundemodellering: Forbrugerne er grupperet i større homogene zoner; de største forbrugere indgår som særskilt modellerede enheder.
- Kritiske kunder: De ti største kunder er modelleret individuelt på grund af deres betydning for systemets drift og potentielt uforudsigelige belastningsprofiler.

Sektionering og driftsfleksibilitet - Netstrukturen forudsættes anvendt med mulighed for sektionering og midlertidig lukning af koblingsventiler. Det gør det muligt at tilpasse samdriften til aktuelle produktions- og hydraulikforhold uden at kompromittere driftssikkerheden.

3.3 Produktion / varmelevering

De forudsatte produktionsenheder og deres kapaciteter fremgår nedenfor. Data er baseret på de seneste udmeldinger fra CTR samt Gentofte Fjernvarmes egne planforudsætninger.

3.3.1 Fremløbstemperatur

En central del af re-designet er vurderingen af, hvordan temperaturforholdene kan udvikles over tid, så de både understøtter de nye produktionsanlæg og sikrer effektiv drift af nettet.

Fremløbstemperaturen skal afspejle et energiforsynings-mix fra:

- Varmepumper.
- Geotermi.
- Vekslerbaseret varme.
- El-varme.
- Evt. olie/gaskedler.

Der arbejdes med et langsigtet mål om gradvist at sænke krav til fremløbstemperaturen for at kunne bruge f.eks. varmpumper ved høj effektivitet. Som et led i at sænke denne skal returtemperaturen først sænkes.

Hvis produktionsanlæggene dimensioneres direkte efter langsigtede temperaturmål (f.eks. 75/40 °C), inden nettet reelt er klar, øges risikoen for:

- Kapacitetsmangel i overgangsperioder.
- Driftsproblemer ved spidsbelastning.
- Manglende robusthed ved afvigelser.

Målet er derfor ikke at springe direkte til den fremtidige driftstilstand, men at skabe et fleksibelt system, der kan følge med udviklingen over tid.

Flere af anlæggene er endnu kun planlagte. Dimensioneringen bygger derfor på en driftsstrategi, hvor alle produktionsenheder – med to undtagelser – skal kunne levere en fremløbstemperatur, der ligger 35 °C over den aktuelle returtemperatur i fjernvarmenettet.

Undtagelserne er NYC og PHC, der som kedelanlæg drives med fast fremløbstemperatur på 95 °C, uafhængigt af returtemperaturen. Samlet giver det dermed en afkøling i systemet noget højere end de 35°C i når spids- og reservelastproduktionen er i drift.

3.3.2 Produktionskapacitet

Vekslere – antagelser (Eksisterende)

- Minimumsdrift: 15 % af vekslerkapacitet.
- Maksimal kapacitet:
 - VGW: 62 MW
 - RYW: 45 MW
 - SPW: 65 MW
- Fremløbstemperatur: Returtemperatur +35 °C.

Geotermi – B1903 boldbaner (planlagt)

- Kapacitet: 27,7 MW.
- Forventet driftsprofil: ca. 4.000 fuldlasttimer/år.
- Forventet idriftsættelse: Q2 2029.
- CTR vurderer gennemførligheden som usikker.
- Fremløbstemperatur: Returtemperatur +35 °C.

Havvandsvarmepumpe – Skovshoved Havn (planlagt)

- Kapacitet: 35 MW.
- Forventet driftsprofil: ca. 3.000 fuldlasttimer/år.
- Forventet idriftsættelse: primo 2029.
- Forventet stabil drift fra vinteren 2029–2030.
- Fremløbstemperatur: Returtemperatur +35 °C.

NYC (ombygget anlæg)

- Elkedel: 40 MW.
- Fossile kedler: 23 MW.
- Samlet maksimal effekt: 63 MW.
- Fast fremløbstemperatur: 95 °C

PHC (eksisterende kedelanlæg)

- Kapacitet: 27,3 MW.
- Fast fremløbstemperatur: 95 °C.

Andre potentielle kilder

Overskudsvarme og lokale varmepumper indgår ikke i nuværende modelopsætning, men kan på længere sigt supplere de primære produktionsanlæg.

3.3.3 Driftsrækkefølge

Driftsrækkefølgen er fastlagt efter laveste marginalomkostning og afspejler den økonomisk optimale udnyttelse af anlæggene:

1. Vekslervarme (affaldsvarme) – grundlast.
2. Geotermi.
3. Havvandsvarmepumpe.
4. Vekslervarme op til maksimal kapacitet.
5. Elkedel (NYC).
6. Fossile kedler

Denne prioritering sikrer, at den billigste og mest klimavenlige produktion udnyttes først, samtidig med at forsyningssikkerhed og driftsfleksibilitet opretholdes.

3.3.4 Produktionsprofil og kapacitetsfordeling

På baggrund af CTR's oplysninger om bl.a. forventede driftstimer for geotermi og havvandsvarmepumpe er der opstillet et produktionsscenario, der viser den samlede varmeleverance fordelt på anlægstyper over året.

Geotermianlægget reducerer det effektbehov, der tidligere blev dækket af vekslerne i SPW-, RYW- og VGW-områderne. Ifølge CTR kan reduktionen håndteres fleksibelt ved dynamisk justering af vekslerkapaciteten, så den samlede kapacitet tilpasses geotermianlæggets maksimale udnyttelse (27,7 MW).

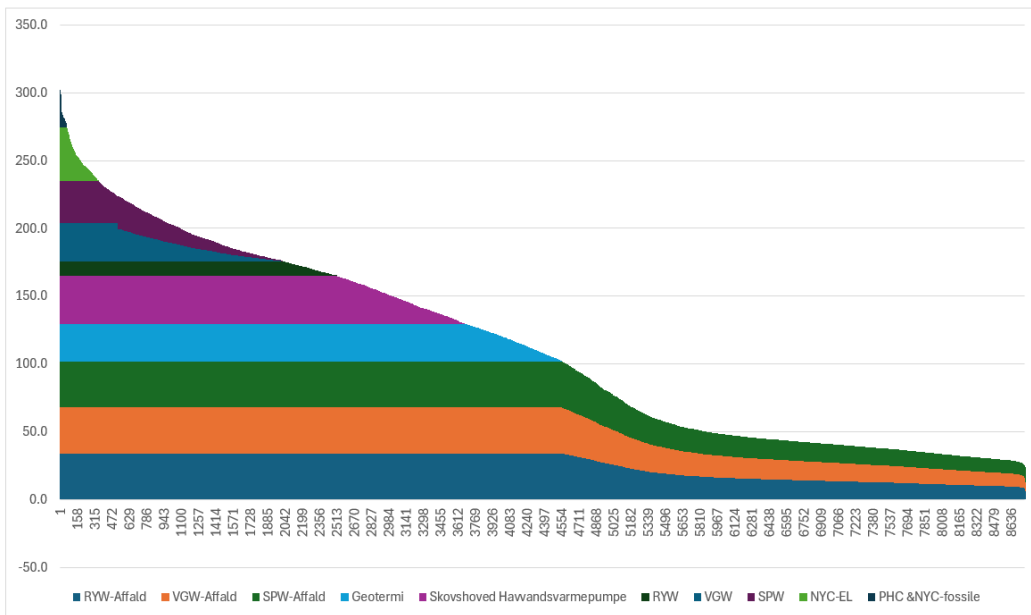
I den konkrete dimensionering er kapacitetsreduktionen fordelt således:

- SPW: kapacitet reduceret fra 65 MW til 60 MW.
- VGW: kapacitet uændret, 62 MW.
- RYW: kapacitet reduceret fra 45 MW til 24,4 MW.

Formålet med denne forudsætning for kapacitetsfordeling er:

- At frigøre kapacitet, så NYC kan anvendes mere aktivt i sit lokale netområde.
- At sikre, at RYW kan fungere som primær forsyningskilde til det nordlige delnet.
- At understøtte en fleksibel hydraulisk sammenkobling mellem forsyningsområderne.

Den planlagte produktionsstruktur giver et mere komplekst produktionsbillede, hvor flere anlæg skal kunne samkøres under varierende last.



Figur 1: Viser et udkast til hvordan de forskellige produktionsenheder vil lever varme i et scenarie hvor frigjort vekslerkapacitet bruges som spidslast når der kommer geotermi.

Samlet set flyttes en større del af reservelast- og forsyningsansvaret fra CTR's centrale system til de lokale anlæg. Det øger driftskompleksiteten og skærper balancen mellem forsynings sikkerhed og økonomisk optimering.

3.3.5 Samdrift af områder og ledningsnet - metode

Netstrukturen i Gentofte Fjernvarmes ledningsnet analyseres ud fra princippet om et potentielt samlet og åbent transmissions- og distributionsnet mellem de tre hovedområder SPW, VGW og RYW samt øvrige forsyningsenheder. Formålet er at vurdere:

- Hvornår sammenkobling af områderne er teknisk og økonomisk fordelagtig.
- Hvornår samdrift giver hydrauliske eller driftsmæssige udfordringer, som taler for en mere sektioneret drift.
- En åben netstruktur giver teoretisk øget driftsfleksibilitet, idet varme kan flyde i flere retninger afhængigt af produktion, last og driftsstrategi. Erfaringer viser imidlertid, at et åbent net også kan skabe et låst system, hvor små ændringer i driftspunkt, tryk eller temperatur kan udløse ustabilitet, især ved varierende lastforhold og energikilder med forskellig dynamik.
- Derfor undersøger analyserne, i hvilket omfang samdrift kan etableres uden at kompromittere stabilitet, regulerbarhed og driftssikkerhed, samt hvornår en sektioneret struktur er nødvendig for at bevare en robust og forudsigelig drift.

Det gøres f.eks. ved:

- Systematisk gennemgang af muligheder for sammenkobling af SPW, VGW og RYW, herunder identifikation af snit, sektioneringsventiler og kritiske komponenter.
- Analyse af, hvilke forbindelser der giver reel forsyningssikkerhed og fleksibilitet – og hvilke der primært skaber uønsket hydraulisk påvirkning.
- Hydrauliske forhold (trykbalance, returtemperaturer, differenstrykregulering)
- Driftsmæssige forhold (regulerbarhed, robusthed ved fejl, redundans)
- Økonomi (TCO-betragtning, herunder investeringsbehov, energitabet ved forskellig drift og driftsoptimering af produktionsenheder)
- Identifikation af scenarier, hvor samdrift giver fordel (fx lastudjævning, reduktion af spidslastproduktion) og scenarier, hvor samdrift medfører risiko (fx flaskehalse, ustabil trykbillede).
- Sikring af, at nødvendige forbindelser dimensioneres til realistiske driftssituationer.
- Fokus på at undgå overdimensionering, men samtidig bevare:
 - fleksibilitet ved delbelastning,
 - mulighed for fremtidige laststigninger,
 - robusthed ved midlertidig ændring af flowretninger.
 - Maksimalt driftstryk

3.3.6 Grænseflader

Grænseflade mod CTR - det hydrauliske snit mod CTR er defineret ved vekslerstationernes sekundærside (SPW, VGW, RYW) og produktionsanlæggene i nettet. Varmeproduktionen og primære hovedpumper varetages af CTR, mens Gentoft Fjernvarme har ansvar for distributionsnet, netpumper og den daglige drift på sekundærsiden.

3.4 Forudsætninger for totaløkonomi (TCO)

Dette afsnit beskrives de økonomiske og beregningsmæssige forudsætninger, der danner grundlag for TCO-analysen (Total Cost of Ownership).

Analysen vurderer den samlede økonomi for re-designet af fjernvarmenettet over dets levetid, hvor både anlægsomkostninger (CAPEX) og driftsomkostninger (OPEX) indgår.

TCO-beregningen omfatter de komponenter og driftsforhold, der har væsentlig betydning for nettets samlede levetidsøkonomi. Analysen bygger på følgende hovedprincipper:

1. Tidshorisont - Analyseperioden er sat til 50 år, svarende til den forventede levetid for hovedkomponenterne i distributionsnettet. Den lange beregningsperiode gør det muligt at sammenligne forskellige løsningsprincipper og vurdere, hvornår break-even mellem investering og driftsbesparelser opstår.
2. Kapitalomkostninger (CAPEX) - Omfatter nye investeringer i:

- a. nye hovedledninger
- b. pumpestationer og tilhørende installationer
- 3. Driftsomkostninger (OPEX) - omfatter løbende udgifter til:
 - a. energiforbrug til pumper (opdelt i CTR- og Gentofte Fjernvarme-andele)
 - b. varmetab i nettet
 - c. løbende vedligehold og service

Det skal bemærkes at:

- CAPEX "kun" er for nye hovedledninger / opgraderinger.
- OPEX er de samlede udgifter for hele fjernvarmenettet i Gentofte.

Alle omkostninger præsenteres i faste 2025-priser uden diskontering og moms.

Den 50-årige analysehorisont gør det muligt at identificere langsigtede forskelle og vurdere, hvornår investeringer i fx temperaturreduktion, netomlægning eller rørforstærkning bliver økonomisk fordelagtige set i forhold til driftsbesparelserne.

3.4.1 Ledningsomkostninger - CAPEX

Ledningsomkostninger udgør den væsentligste del af anlægsinvesteringen og beregnes ud fra enhedspriser pr. meter ledning fordelt på dimensioner.

Enhedspriserne er baseret på:

- Faktiske priser på udført arbejde fra hovedstadsområdet.
- Gentofte Fjernvarmes erfaringspriser fra tidligere projekter.

Enhedspriserne dækker alle omkostninger forbundet med etablering af ledningsanlæg, herunder:

- Materialer (rør, ventiler, muffe mv.).
- Montage og installation.
- Gravearbejde og reetablering.
- Projektering, byggeledelse og entreprenøromkostninger.

Omkostninger til stikledninger og kundetilslutninger indgår ikke i TCO-analysen, da de antages at være ens for alle scenarier og derfor ikke påvirker den relative sammenligning.

Enhedspriserne repræsenterer et gennemsnitligt prisniveau, som allerede inkluderer almindelige risici og uforudsete forhold.

Prisniveau: 2025-priser ekskl. moms

Ledningsomkostningerne anvendes direkte i TCO-analysen som CAPEX pr. scenarie. Ved ændringer i netstrukturen eller rørdimensioner justeres CAPEX automatisk i beregningsmodellen.

Dimension	Nyanlæg [Kr./lbm.]
DN32 - Ø42,4-42,4/200	10,621
DN40 - Ø48,3-48,3/200	10,675
DN50 - Ø60,3-60,3/250	11,374
DN65 - Ø76,1-76,1/280	12,907
DN80 - Ø88,9-88,9/315	13,631
DN100 - Ø114,3-114,3/400	16,271
DN125 - Ø139,7-139,7/500	19,197
DN150 - Ø168,3-168,3/560	21,284
DN200 dobbeltrør Serie 3	28,326
DN250 enkeltrør, Serie 3	45,089
DN300 enkeltrør, Serie 3	50,379
DN350 enkeltrør, Serie 3	56,501
DN400 enkeltrør, Serie 3	75,562
DN450 enkeltrør, Serie 3	96,243
DN500 enkeltrør, Serie 3	106,942

Tabel 4: Ledningspriser Gentofte 2025

3.4.2 Varmeproduktionspris

I CTR-systemet afregnes varme som en fast pris pr. MWh leveret varme, uafhængigt af årstid og produktionskilde.

I TCO-analysen anvendes denne varmepris udelukkende til at værdisætte energitabet i fjernvarmenettet – ikke til at beregne kunders varmeudgifter.

Varmeproduktionsprisen anvendes som en enhedsomkostning [DKK/MWh], der multipliceres med det beregnede varmetab fra de hydrauliske simuleringer.

Herved kan den økonomiske effekt af ændringer i netstruktur, temperaturstrategi og drift kvantificeres i kroner, uden påvirkning fra forhold uden for Gentofte Fjernvarmes ansvarsområde.

Parameter	Enhed	Beskrivelse
Afgifter	DKK/MWh	34,96
Øvrig variabel	DKK/MWh	270,66
Variabel puljepris i alt	DKK/MWh	305,62

Tabel 5: CTR-transmissionsvarmepris til Gentofte Fjernvarme, årsgennemsnit.

Denne tilgang sikrer, at TCO-analysen entydigt fokuserer på nettets effektivitet og de økonomiske konsekvenser af tekniske ændringer.

3.4.3 Elpris

I TCO-analysen anvendes en fast elpris til beregning af driftsomkostninger relateret primært til pumper i fjernvarmenettet.

Elprisen er fastsat som et gennemsnitligt forventet niveau for 2025 og aftalt med Gentofte Fjernvarme som fælles reference.

Den anvendte elpris er 2,58 DKK/kWh aftalt med GGF, baseret på Bolius' gennemsnitlige elprisprognose for 2025.

Prisen anvendes som konstant gennem hele analyseperioden og indgår udelukkende som beregningsparameter for OPEX i pumpestationer og øvrige elforbrugende komponenter.

Parameter	Enhed	Beskrivelse
Fast elpris	DKK/kWh	2,58 kr./kWh, jf. Bolius' gennemsnit for 2025

Tabel 6: Elpris anvendt i TCO-analysen.

Denne metode sikrer, at driftsomkostninger kan sammenlignes direkte mellem scenarier, uden påvirkning fra fremtidige udsving i elmarkedspriser.

3.9.5 Potentielle udvidelser af TCO-analysen

Den nuværende TCO-analyse omfatter de væsentligste økonomiske parametre for netstruktur og drift. Analysen kan dog udbygges med følgende elementer for at styrke beslutningsgrundlaget:

- Diskonteringsrente: Integration af nutidsværdiberegning ved levetidssammenligning.
- Risikoanalyse: Følsomhedsvurdering ift. ændrede elpriser, varmegrundlag og udbygningstempo.
- Alternative scenarier: Fx åbent/lukket net, ændret temperaturstrategi eller varierende trykstyring.
- Fremtidige lavtemperaturanalyser: Integration af 75/40 °C-drift i kommende udbygningsfaser.

3.5 Forudsætninger / metode årskørsel

Ved brug af årskørsel opnås et robust dimensioneringsgrundlag, der:

- Sikrer tilstrækkelig kapacitet under spidslast.
- Giver effektiv og stabil drift ved lavere belastninger.
- Minimerer unødvendige investeringer, samtidig med at anlæggets samlede totaløkonomi (TCO) optimeres over levetiden.

Årskørslen omfatter:

- 12 grundlasttilfælde (G), der repræsenterer typiske driftsforhold ved forskellige temperatur- og belastningsniveauer.
- 2 spidslastsituationer (S), der beskriver de mest ekstreme vinterforhold.
- 1 reservesituation (R), hvor ét eller flere produktionsanlæg antages ude af drift.

Årskørslen anvendes til at:

- Vurdere normal drift og ledningsbelastning.
- Teste kapacitetsgrænser, trykforhold og temperaturstabilitet under spidslast.
- Analysere driften, når varme transporteres over større afstande i nettet.
- Identificere flaskehalse og hydrauliske udfordringer.

Årskørslen er dermed et centralt værktøj i re-designet, da den giver et samlet billede af, hvordan nettet fungerer både teknisk og økonomisk under de driftsforhold, der faktisk optræder over året.

4 Resultater

Analyseresultater udgør løsningsforslag til et opdateret ledningsnet på baggrund af de ovenfor nævnte forudsætninger.

Resultaterne er baseret på den validerede hydrauliske model "Gentofte 2025", hvor der er gennemført en årskørsel bestående af:

- 11 grundlastperioder
- 2 spidslastperioder
- 1 reservelastsituation

Hver driftstilstand repræsenterer typiske eller kritiske forhold i nettet, så variationerne i flow, tryk og belastning gennem året / de forskellige perioder kan vurderes og optimeres samlet og sammenlignes på tværs af scenarier.

Der henvises løbende til proces- og principdiagrammer, trykprofiler og netværksplot som er vedlagt i bilagene. Disse plots viser karakteristiske strømninger og trykforhold for udvalgte lastpunkter. Disse figurer understøtter fortolkningen af de hydrauliske analyser og fungerer som visuel dokumentation for de udførte beregninger.

Resultaterne er opdelt i løsninger til hvordan de "nye" produktionsanlæg kan forsyne ind i ledningsnettet, dette med særlig fokus på forsyning ud i nettet fra:

4. Geotermianlæg ved B1903 boldbaner (planlagt)
 - a. **Scenarie 1.1** – DN300-ledning mod RYW
 - b. **Scenarie 1.2** – DN250 mod RYW og DN200 mod etape 4.2
5. NYC (øget kapacitet fra el-kedler - eksisterende)
 - a. **Scenarie 2.1** – Ledningen udføres som DN450 ud fra NYC, reduceret til DN350 frem mod Søndersøvej 23.
 - b. **Scenarie 2.2** – Lednings udføres som DN300 ud fra NYC
6. Varmepumpe på Skovshovedhavn (Planlagt og forudsætter NYC ledning er udført)
 - a. **Scenarie 3.1:** Nordlig hovedledning via Vilvordevej, Klampenborgvej og Hvidørevej, hvor Skovshoved tilkobles som en "nordlig" hovedstreng.
 - b. **Scenarie 3.2:** Tilslutning via to udgange/strækninger med hovedledninger – en nordlig udgang i samme routing som Scenarie 3.1, men med mindre dimensioner, samt en sydlig udgang via Strandvejen til fjernvarmenettet ved SPW, videre gennem PHC og ind i RYW- og VGW-nettene.

For alle analyser ses resultater for f.eks.:

- Hydrauliske nøgletal (tryk, flow, differenstryk, ledningsbelastning)
- Økonomiske konsekvenser (CAPEX og OPEX)
- Samlet TCO-beregning over en 50-årig analyseperiode.

De anvendte forudsætninger er ens på tværs af scenarierne, så forskelle i resultaterne direkte afspejler de tekniske og driftsmæssige variationer.

4.1 Geotermi "tilkobling"

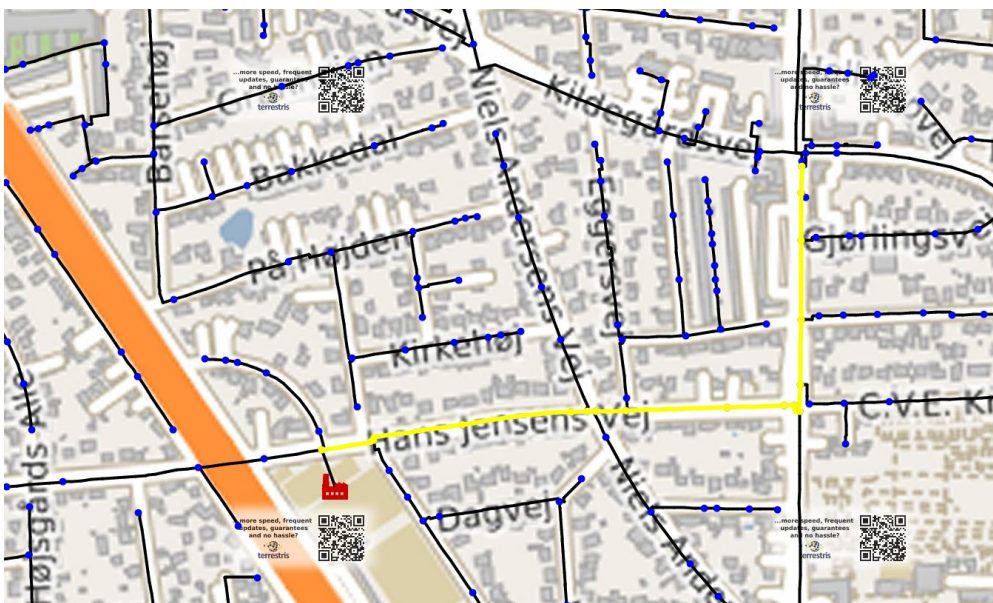
Der er analyseret to tilslutningsprincipper for geotermi tilkobling:

- Scenarie 1.1 – DN300-ledning mod RYW
- Scenarie 1.2 – DN250 mod RYW og DN200 mod etape 4.2

Scenarie 1 etablerer en direkte forbindelse mod RYW og skaber den korteste kobling til hovednettet. Denne løsning:

- Udnytter den eksisterende hovedledning effektivt.
- Koncentrerer hele flowet i én retning.
- Medfører højt trykfald under højlast.

Denne ensidige belastning giver kritiske differenstryk i enden af etape 4.2 ved lavere fremløbstemperaturer. For at opretholde nødvendigt differenstryk forudsættes derfor etablering af et lokalt pumpeanlæg i området.



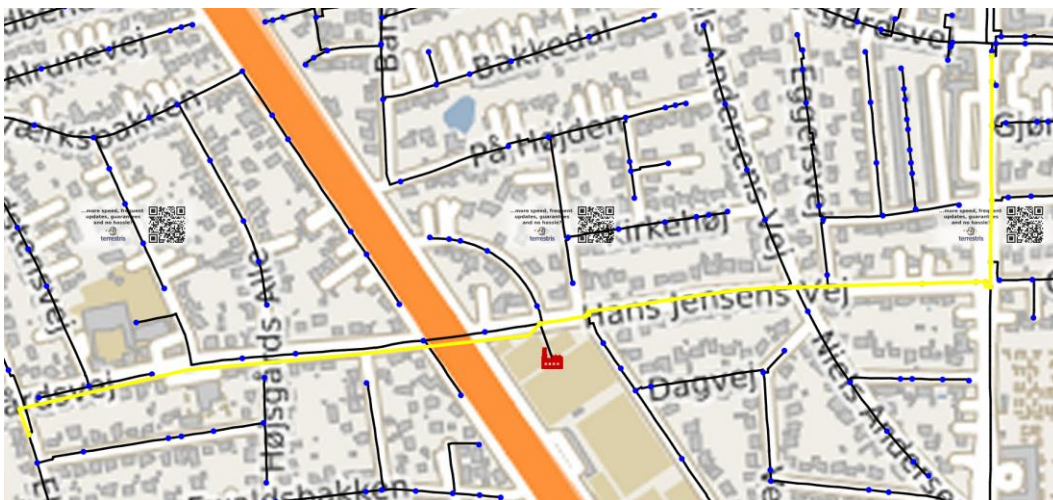
Figur 2: viser tracéet i SC 1.1 mod RYW med gult.

Scenarie 1.2 fordeler varmeproduktionen i to retninger:

- Mod RYW-strengen, hvor flowet kan videreføres mod nord.
- Mod etape 4.2.

Dette giver:

- En mere balanceret hydraulik.
- Reduceret belastning i hovedledningen.
- Tilstrækkeligt differenstræk i etape 4.2 uden behov for ekstra pumpeanlæg.



Figur 3: viser tracéet i begge retninger fra geotermianlægget.

DN250-ledningen er i beregningerne prissat som enkeltrør, men erfaringer fra andre projekter viser, at twin-DN250-systemer kan anvendes i stedet, hvilket markant kan reducere anlægsomkostningerne. Prisforskellen mellem twin DN200 og enkeltrør DN250 vurderes primært at skyldes større graveomkostninger ved enkeltrørsløsningen.

Anvendelse af twin-rør forventes derfor at reducere CAPEX væsentligt i Scenarie 1.2.

4.1.1 Økonomi - Geotermi

Totaløkonomi for de to løsninger for tilslutning af geotermianlægget er opgjort som anlægsomkostninger (CAPEX) og driftsomkostninger (OPEX).

Tallene er baseret på overslagspriser for hovedledninger, tilslutninger og pumpestationer samt forventet energiforbrug til pumping i kun RYW/VGW-distributionsnettet.

CAPEX:

Komponent / Delstrækning	Enhed	SC 1.1 – DN300 mod RYW	SC 1.2 – DN250 mod RYW og DN200 mod etape 4.2
Hovedledninger inkl. etablering	kr.	43.648.459,20	54.535.269,96
Pumpestation (inkl. styring og el)	kr.	3.500.000,00	–
Samlet CAPEX	kr.	47.148.459,20	54.535.269,96

Tabel 7: Overslag for anlægsomkostninger (CAPEX – merinvestering tilkobling geotermi).

OPEX:

Omkostningstype	Enhed	SC 1.1 – DN300 mod RYW	SC 1.2 – DN250 mod RYW og DN200 mod etape 4.2
Pumpestrøm – CTR	kr./år	7.868.707,61	7.774.415,17
Pumpestrøm – Gentofte Fjernvarme	kr./år	221.063,85	229.548,97
Vedligehold af pumpeanlæg 4.1 & 4.2	kr./år	76.261,29	–
Varmetab	kr./år	125.000,00	87.241,38
Samlet OPEX	kr./år	8.291.032,74	8.091.205,52

Tabel 8: Overslag for driftsomkostninger (OPEX – samlet for hele fjernvarmesystemet i Gentofte).

Sammenligningen viser, at:

- Scenarie 1.1 (DN300 mod RYW) har lavere anlægsomkostninger, men højere driftsomkostninger og større trykfølsomhed.
- Scenarie 1.2 (DN250 mod RYW og DN200 mod etape 4.2) indebærer en højere investering, men giver lavere energiforbrug, lavere varmetab og en mere stabil hydraulisk drift.

Over en analyseperiode på 50 år vurderes forskellen i TCO at være 2,6 mio. total billigere ved Scenarie 1.2 end Scenarie 1.1. Med andre ord er de to scenarier økonomisk meget ens.

4.1.2 Etableringstidspunkt

Det vurderes, at etableringen af ledningsløsningen kan udskydes, indtil der foreligger en endelig afklaring af, om geotermiprojektet realiseres.

Behovet for udbygningen opstår først på længere sigt, når fremløbstemperaturen i nettet reduceres, eller hvis der senere bliver behov for trykforstærkning i etape 4.2.

Med den nuværende drift, hvor afkølingen overstiger 35 °C, forventes ingen væsentlige hydrauliske udfordringer, og den eksisterende forsyningsstruktur vurderes tilstrækkelig på kort sigt i dette område.

4.1.3 Del-konklusion tilkobling Geotermi:

Scenarie 1.2 er både net- og produktionsmæssigt mest optimal, idet den:

- Understøtter en jævnere fordeling af flow og tryk.
- Muliggør, at et fremtidigt geotermianlæg mod etape 4.2 kan drives ved lavere fremløbstemperaturer.
- Reducerer både varmetab og produktionsomkostninger.

Ved lavere temperaturniveauer forbedres anlæggets effektivitet, og afhængigt af jordtemperaturen kan varmen i perioder anvendes direkte uden varmepumper til at hæve temperaturen med. Det giver:

- Potentielt flere driftstimer.
- Lavere energiforbrug pr. produceret MWh / varmepris for produktionsselskab.

Selvom CTR ikke finansierer ledninger i distributionsnettet, opstår der en samfundsøkonomisk gevinst ved denne løsning:

- Geotermisk varme kan produceres billigere og med lavere elforbrug.
- CTR kan opnå lavere produktionsomkostninger pr. MWh.
- Reducerede temperaturniveauer i nettet medfører lavere energitab og forbedret driftseffektivitet i CTR-systemet som helhed.

Ledningsforstærkning er ikke nødvendig før geotermianlæg etableres.

I de kommende resultater er der taget udgangspunkt i Scenarie 1.2.

4.2 NYC "tilkobling"

Der er analyseret to tilslutningsprincipper for NYC tilkobling:

- Scenarie 2.1 – Ledningen udføres som DN450 ud fra NYC, reduceret til DN350 frem mod Søndersøvej 23.
- Scenarie 2.2 – Lednings udføres som DN300 ud fra NYC.

NYC-anlægget fungerer som et spids- og reservelastanlæg i Gentofte Fjernvarmes ledningsnet med en samlet kapacitet på 63 MW (40 MW elkedel og 23 MW fossile kedler) og en fast fremløbstemperatur på 95 °C.

Anlægget er placeret i den modsatte yderste ende af det nuværende ledningsnet i forhold til de eksisterende vekslerstationer. NYC indgår dermed som en lokal produktionsressource, der tages i drift, når:

- Kapaciteten fra grundlastenhederne er fuldt udnyttet.
- Der opstår behov for reservelast.

I analyserne er det ikke vurderet, om eller hvordan NYC kan fungere som grundlastenhed i perioder med lav elpris. En sådan anvendelse forudsætter en særskilt afklaring af de driftsmæssige forudsætninger og begrænsninger, der skal gælde for grundlastdrift.

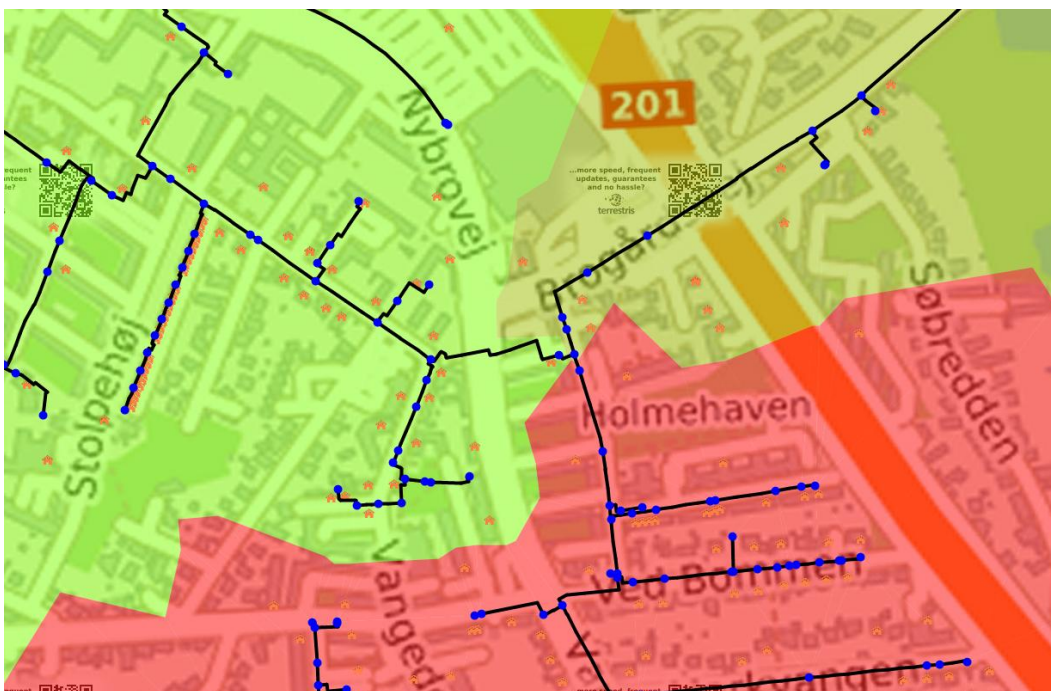
I de nuværende resultater indgår NYC derfor udelukkende som spids- og reservelastkapacitet.

I re-designet betragtes en ny hovedledningsforbindelse fra NYC som en uafhængig løsning, der kan/skal realiseres uafhængigt af, om geotermi eller Skovshoved-anlægget etableres. Ledningsløsningen kan således ses som et selvstændigt tiltag, der:

- Øger den tilgængelige spidslastkapacitet.
- Forbedrer robustheden i nettet i perioder med høj last.

4.2.1 Historisk og fremtidig flowfordeling

De hydrauliske beregninger af driftssituationen den 16-01-2024 kl. 08:00 viser, hvordan fjernvarmevandet fordeler sig i det eksisterende net, når NYC er i drift.



Figur 4: Grøn viserområdet hvor NYC-varme fordeles ud til. Rød farve viser varmen fra VGW. Som det ses tydeligt, er der et skillepunkt i Holmehaven. Det mørkegrønne område ad Brogårdsvej viser, at varmen kommer fra både NYC (80%) og VGW (20%).

NYC skal primært ses som den enhed, der i spidslastperioder overtager forsyningen af kunderne nord for Holmehaven, fordi VGW ikke alene kan dække hele varmebehovet i

denne del af nettet. Beregningerne samtidig, at varmen ud ad Brogårdsvej i denne driftssituation primært er produceret på NYC.

4.2.2 Overgangsperiode – indtil nordledning mellem NYC og 5-vejen er etableret

Indtil den nordlige ledning/ringforbindelse mellem NYC og 5-vejen er etableret, viser beregningerne, at der i de nuværende hydrauliske forhold kan flyttes varme sydpå fra NYC via etape 4.3 og videre ud på hovedledningen i Bernstorffs Allé og videre ind i RYW-området.

I denne konfiguration vurderes det, at der maksimalt kan overføres omkring 40 MW denne vej. Når udbygningen fortsætter, forsvinder denne mulighed. Overførslen på op til ca. 40 MW kan ikke opretholdes fremadrettet uden enten en ny nordlig hovedledning eller et generelt løft af driftstrykket til over den aftalte grænse på 12 bar i hele nettet.

Det er vigtigt at understrege, at denne driftsform udelukkende er en overgangssituation og ikke udtryk for en varig eller reel fri kapacitet i nettet. Overførslen er kun mulig, fordi der i dag anvendes et driftsregime med temperaturer, der ligger betydeligt over de forventede fremtidige fremløbstemperaturer. I overgangsperioden skal systemet have temperaturer helt op til ca. 105 °C i fremløb fra NYC og ca. 99 °C fra vekslerstationerne. SPW har som den eneste vekslerstation leveret disse niveauer i vinteren 2023/2024, og det vurderes derfor, at RYW og VGW også kan håndtere dem, da alle tre vekslerstationer er designet efter samme designgrundlag og er koblet på samme transmissionsledning. Fremadrettet forventes fremløbstemperaturen at være ca. 95 °C fra NYE og PHC og op til ca. 87 °C fra vekslerstationerne. Det er analyseret at være muligt, pga. den planlagte udbygning, frem til vinter 2026/2027, men med den risikoprofil GGF accepter i den pågældende analyse.

4.2.3 Scenarie 2.1 – nordledning mellem NYC og 5-vejen – DN450

Når Scenarie 2.1 med, DN450 ud fra NYC, reduceret til DN350 frem mod Søndersøvej 23, er fuldt etableret, viser de hydrauliske simuleringer, at:

- VGW fortsat primært vil forsyne frem til Holmehaven
- NYC vil – via Brogårdsvej og den nordlige ringforbindelse – i stigende grad forsyne områderne nord for Holmehaven samt de kommende udbygningsområder

I det fuldt udbyggede net bliver NYC dermed en central forsyningskilde fra Holmehaven og videre rundt i den nordlige ring, mens VGW's rolle i højere grad koncentrerer om forsyning frem til Holmehaven som den også gør i dag.

Ledningen og dens dimensionering er valgt, så den hydraulisk kan overføre op til 63 MW fra NYC til den nordlige del af Gentofte Fjernvarmenet. I Figur 5 er de områder, der i spidslast forsynes med varme fra NYC, markeret med grønt.

Strækningen er opdelt i to dele:

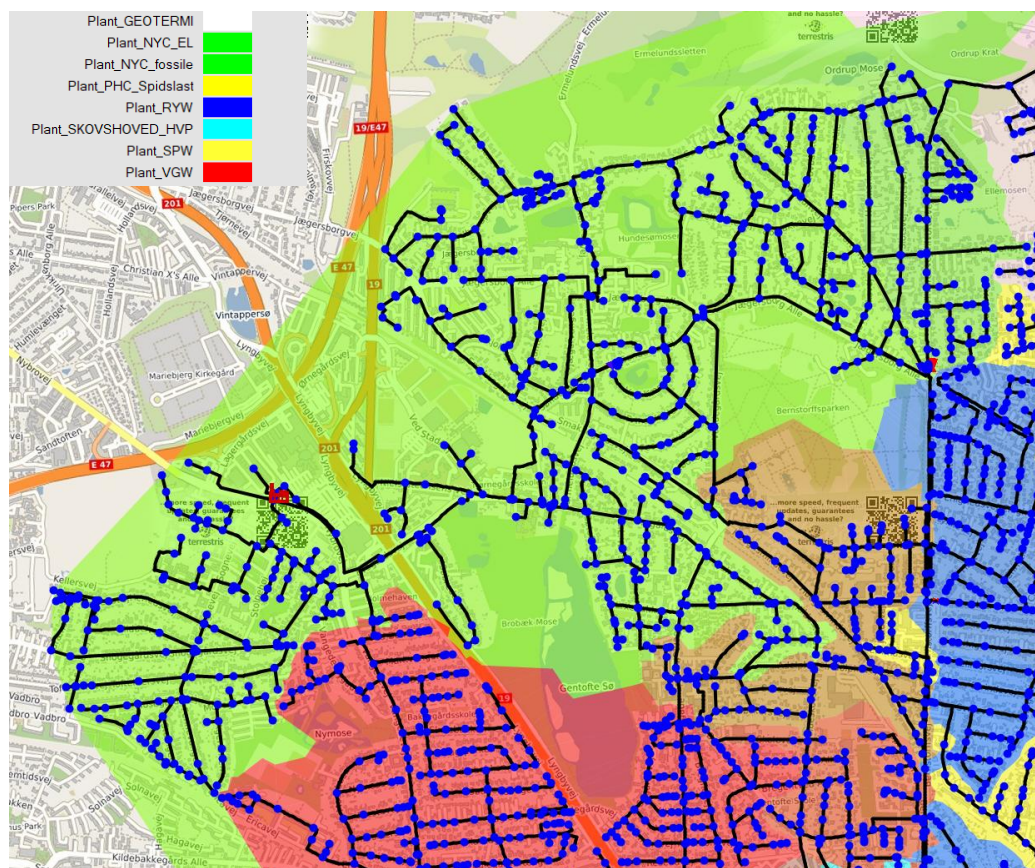
SC 2.1 - strækning 1: Fra 5-vejen-rundkørslen til grunden ved siden af Søndersøvej 23

- Hovedledningen etableres som DN300.
- Placeringen ved Søndersøvej 23 vurderes som en egnet lokation for et muligt fremtidigt teknisk anlæg til forsyning af etaperne 4.6 og 4.7.
- Der etableres kun få kundetilslutningspunkter i den første delstrækning fra 5-vejen, da kunderne forventes tilsluttet via etaperne 4.6–4.8 for at sikre gode trykforhold og en klar hovedstruktur.

SC 2.1 - strækning 2: Fra Søndersøvej 23 og videre til NYC

- Ledningen udføres som DN450 ud fra NYC, reduceret til DN350 frem mod Søndersøvej 23.
- Dimensioneringen sikrer tilstrækkelig kapacitet tæt på NYC, hvor flowet er størst, samtidig med at dimensionen tilpasses den forventede belastning ved knudepunktet ved Søndersøvej 23.

I løsningen fokuseres der på den hydraulisk bedste struktur ud fra de forudsætninger, der er aftalt med Gentofte Fjernvarme.



Figur 5: Grøn viser området hvor NYC-varme fordeles ud til. Rød farve viser varmen fra VGW. Som det ses tydeligt, er der et skillepunkt i Holmehaven. Løsning Nordledning til Skovshoved.

Løsningen:

- Sikrer, at spidslastkapaciteten på op til 63 MW fra NYC kan føres hele vejen til 5-vejen via den nye hovedledning.
- Giver en klar hovedstruktur, hvor forsyningen til de nordlige udbygningsetaper sker ud fra 5-vejen og videre via etaperne 4.6–4.8.
- Gør strækningen ved Søndersøvej 23 velegnet som fremtidigt forsyningspunkt for både eksisterende kunder og etaperne 4.6 og 4.7, hvis der senere ønskes etableret teknisk anlæg til differensterik, zoneopdeling og lavere driftstemperaturer.

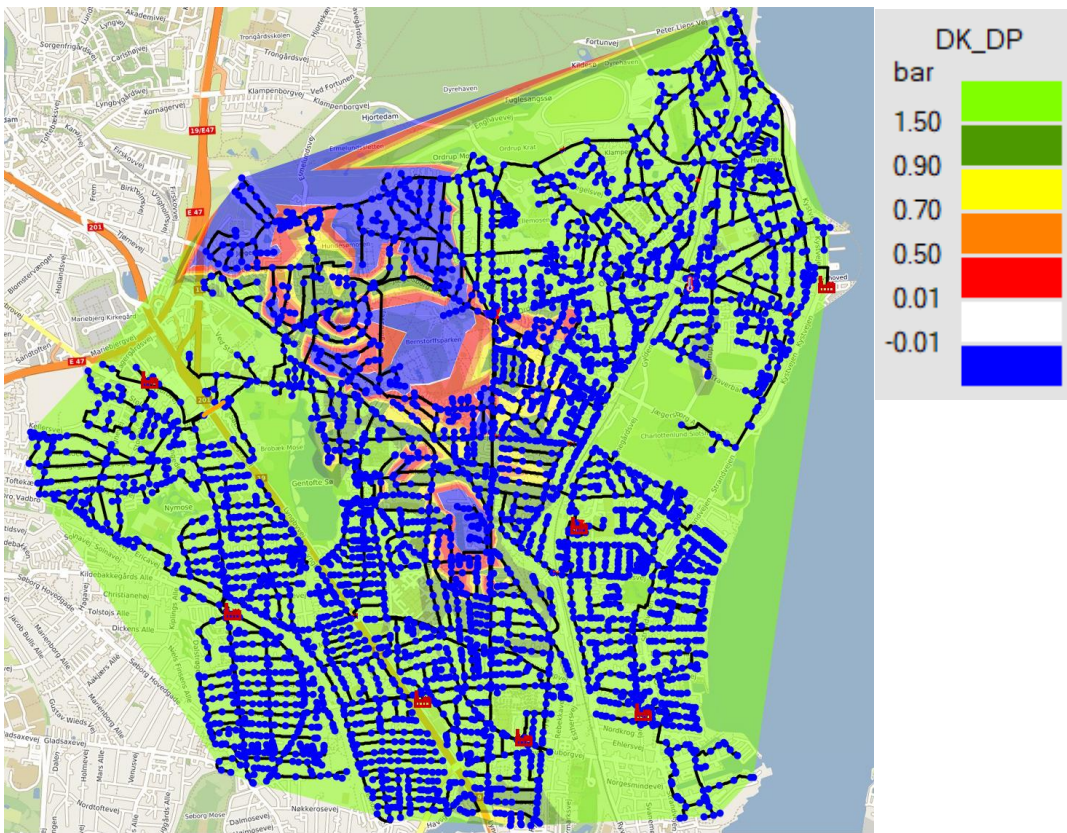
4.2.4 Scenarie 2.2 Ledning ud af NYC DN300

Efter ønske fra Gentofte Fjernvarme er der gennemført en særskilt analyse (Scenarie 2.2) af konsekvenserne ved at følge CTR's ønske om "kun" at etablere én ny DN300-ledning ud af NYC, samtidig med at de eksisterende hovedledninger i området bibeholdes uændret.

Løsningen er ikke realistisk, da ledningen er for lille, men resultaterne er taget med, netop for at dokumentere de hydrauliske begrænsninger og forsyningsproblemer, der opstår, hvis NYC kobles på nettet via en DN300-ledning til det eksisterende net.

Resultaterne præsenteres primært gennem netværksplot, der viser:

- Hvor differensterikket ikke er tilstrækkeligt.
- Hvor der opstår manglende forsyning i spidslast.



Figur 6 - Viser store områder under spidslast hvor der ikke vil være det nødvendige differencetryk til et opretholde forsyningen.

Ved spidslast kan det nødvendige differencetryk ikke opretholdes i større dele af nettet – særligt i den nordlige del – hvor netværksplottene viser tydelige zoner (blå og røde) med for lavt differencetryk.

Det betyder, at flere forsyningsområder ikke kan opretholde varmekørsningen i spidslast, selvom både den nye DN300-ledning og de eksisterende ledninger er i drift.

Beregningerne viser samtidig meget høje vandhastigheder i flere kritiske strækninger – både i DN300-ledningen og i dele af det eksisterende net – med hastigheder på op til ca. 4,4 m/s på den mest belastede strækning, det kan det give udfordringer som

- Der kan opstå støj – det transporteres med lydens hastighed i vand dvs. ca. 1.200 m/s og kan forplante sig store dele af nettet.
- Der kan opstå turbulens og trykvariationer i rør og armaturer, herunder er risiko for trykstød øget.

Samlet viser analysen, at det hydraulisk ikke er muligt at forsyne de forudsatte 63 MW fra NYC via denne løsning og samtidig overholde normale forsyningskrav og driftskriterier for fjernvarmenettet.

4.2.5 Økonomi - NYC

Økonomi ved etablering af NYC-ledningen domineres af anlægsomkostningerne da der er tale om meget store ledninger.

I TCO-analysen opgøres anlægsomkostningerne som meromkostninger i forhold til den historisk (iht. Projektforslag) planlagte netudbygning – ikke som fulde bruttoinvesteringer. Det betyder:

- Ledninger, der allerede var planlagt, tælles ikke dobbelt; kun ekstraomkostningen eller besparelser ved den nye løsning medregnes.
- Eksisterende ledninger, der genbruges, udløser ingen ekstra CAPEX.
- Ledninger, der alligevel skulle renoveres inden for kort tid, behandles som uafhængige af re-designet – kun meromkostningen ud over den uundgåelige reinvesterings indgår.

For ældre ledninger – eksempelvis strækninger fra 1986 – er Gentofte Fjernvarme under alle omstændigheder på vej mod reinvesterings. Disse udgifter betragtes som en fælles grundomkostning og ikke som en ekstraudgift i re-designet.

Komponent / Delstrækning	Enhed	Scenarie 2.1 – DN450		Scenarie 2.2 – DN300
		Strækning 1	Strækning 1+2	Strækning 1+2
Hovedledning inkl. etablering	kr.	73,6	243,3	152,0
Værdi af sparet renovering	kr.	0,0	25,1	0*
Værdi af projektforslagsledning	kr.	23,6	51,8	51,8
Samlet CAPEX	kr.	50,0	166,3	100,6

Tabel 9: Overslag for anlægsomkostninger – (CAPEX).

*Ledningen renoveres ikke i forbindelse med projektet. Derfor sættes værdi for sparet renovering til 0 kr.

Hele systemet med DN300 hele vejen (Scenarie 2.2), driftes i meget stor i hydraulisk ubalance, hvor flere designgrænser overskrides. Det har ikke været muligt at regne en reel OPEX for Scenarie 2.2, som dermed heller ikke er med i nærværende notat.

I det tidligere notat *“Budget for DN450 fjernvarmeledning i Gentofte ved NYC”* fra 21-08-2024 (dok.nr. N_11) blev det på daværende grundlag vurderet, at dele af strækning 2 skulle etableres som DN450 på hele strækningen (1,5 km), med en estimeret pris på 98,9 mio. kr.

I re-designet er strækning 2 opgjort til 2,2 km. Den længere strækning skyldes ikke en ændring i den samlede projektlængde, men alene en ændret fordeling mellem strækning 1 og strækning 2.

På baggrund af resultaterne fra re-designet er det muligt at reducere dimensionerne på dele af strækning 2 fra det tidligere estimerede DN450 til henholdsvis DN400 og DN350.

Det skal samtidig bemærkes, at omkostningerne til de 275 meter DN450, der allerede er udlagt, er sunk cost og derfor ikke indgår i den nye prisberegning.

På grund af de ændrede forudsætninger, herunder forskellig strækningfordeling og nyt beregningsgrundlag, kan de to estimater derfor ikke sammenlignes én til én.

4.2.6 Etableringstidspunkt

For at kunne udnytte den fulde spidslastkapacitet på 63 MW fra NYC er det en forudsætning, at hovedledningen hele vejen til 5-vejen-rundkørslen er etableret, og at NYC er ombygget til at kunne levere 63 MW ud af anlægget. I dag er anlægget designet og bygget til at kunne forsyne op til 40 MW. Ledningen mellem NYC og 5-vejen er samtidig en del af den langsigtede hovedstruktur. Og en udnyttelse af den allerede etablere effekt, ved samdrift, fra den el-kedel på NYC og de to fossile kedler vil ikke være mulig uden denne hovedledning. Uden forbindelsen kan NYC ikke overføre den nødvendige effekt til de dele af nettet hvor behovet er, og den kan ikke indgå som fuld kapacitetsleverandør. Med forventet mangel på produktionskapacitet allerede i sæsonen 2026/2027 vurderes tidsplanen for denne hovedledning dermed at være vigtig for at kunne fortsætte udbygningen af fjernvarme i Gentofte, og det vil være at foretrække den allerede etableres til sæson 2026-27 hvilket dog nok allerede på tidspunkt for nærværende rapport er urealistisk at nå.

Ved at etablere forbindelsen og ombygge NYC til 63 MW kan følgende opnås:

- Effektmangel i vinterperiode frem til etablering af varmepumpen i Skovshoved mindskes – den forsvinder ikke men mindske.

Det er væsentligt at skelne mellem de to dele af ledningsløsningen:

- Strækning 1 (5-vejen–Søndesøvej 23, DN300).

Kan projekteres og igangsættes umiddelbart. Denne del er ikke genstand for debat mellem CTR og Gentofte Fjernvarme.

- Strækning 2 (Søndesøvej 23–NYC, DN450–DN350).

Er fortsat genstand for drøftelser mellem CTR og Gentofte om NYC's langsigtede rolle.

Det anbefales derfor, at strækning 1 igangsættes hurtigst muligt.

4.2.7 Del-konklusioner NYC "tilkobling"

De hydrauliske beregninger viser:

Scenarie 2.1 – DN450 er eneste løsning som er mulig i forhold driftsforhold:

- VGW kan dække belastningen frem til Holmehaven i spidslast.
- NYC er nødvendig for at forsyne kunder nord for Holmehaven via Brogårdsvej og den nordlige ring.

Den nuværende mulighed for at skubbe NYC-varme sydpå via etape 4.3 og videre i hovedledningen (op til ca. 40 MW) er midlertidig og forsvinder, når nordområdet udbygges – medmindre driftstrykket hæves over 12 bar

Dette er centralt for vurderingen af både forsyningssikkerhed, trykforhold og NYC's fremtidige rolle i et udbygget Gentofte Fjernvarmenet.

Scenarie 2.2 – DN300

Samlet viser analysen, at det hydraulisk ikke er muligt at forsyne de forudsatte 63 MW fra NYC via denne løsning og samtidig overholde normale forsyningskrav og driftskriterier for fjernvarmenettet. Løsning 2 med en DN300 ledning vurderes derfor primært som et illustrativt beregningsscenarie, der viser konsekvenserne af at underdimensionere hovedledningen.

4.3 Varmepumpe Skovshovedhavn "tilkobling"

Skovshoved havvandsvarmepumpen er i CTR's fremtidige produktionsstrategi tænkt som en central grundlastenhed for den nordlige del af Gentofte Fjernvarmes ledningsnet.

Anlægget skal:

- Bidrage med høj årlig varmeproduktion.
- Understøtte decentralisering af produktionen, hvor mere varme flyttes fra transmissionssystemet ud i lokale netområder.

I analyserne for varmepumpen på Skovshovedhavn forudsættes at NYC ledning – Scenarie 1.1 er udført). Følgende er analyseret for forsyning af varme fra Skovshovedhavn:

Scenarie 3.1: Nordlig hovedledning via Vilvordevej, Klampenborgvej og Hvidørevej, hvor Skovshoved tilkobles som en "nordlig" hovedstreng.

Scenarie 3.2: Tilslutning via to udgange/strækninger med hovedledninger – en nordlig udgang i samme routing som Scenarie 3.1, men med mindre dimensioner, samt en sydlig udgang via Strandvejen til fjernvarmenettet ved SPW, videre gennem PHC og ind i RYW- og VGW-nettene.

I begge løsninger skal der være:

- Tilstrækkelig kapacitet til at overføre ønsket mellemlast fra Skovshoved.
- Acceptable trykforhold under både normal drift og spidslast.

- Realistisk model for reservelast og håndtering af driftsudfald, når grundlast placeres i yderenden af nettet.

I denne analyse belyses reservelastforhold og forsyningssikkerhed, men de løses ikke, da en fuldstændig løsning forudsætter klare aftaler om, hvor meget varme der skal kunne leveres ved udfald af produktionskapacitet.

I tidligere analyser blev det aftalt, at nettet skulle kunne opretholde 80 % forsyning, når en "enhed" faldt ud. En enhed er ikke nødvendigvis en hel central, men kan også omfatte eksempelvis:

- Nedetid på et havvandsrør, fordi en havvandsveksler eller rør mv. skal renses.

Udfald af én veksler ud af flere på en central.

4.3.1 Scenarie 3.1 - Nordlig hovedledning via Vilvordevej, Klampenborgvej og Hvidørevej

I Scenarie 3.1 forudsættes Skovshoved havvandsvarmepumpen tilsluttet via en nordlig hovedledning ført ad Vilvordevej, Klampenborgvej og Hvidørevej. Kun dele af strækningen findes i dag; resten etableres som nyanlæg. Langt det meste af den er dog med i det eksisterende projektforslag for udbygningen – dog i noget mindre dimensioner end resultat af denne analyse.

Løsningen er udformet, så:

- Produktionen fra Skovshoved kan udnyttes i hele Gentofte-nettet – i princippet helt frem mod NYC.
- Ledningsnettet begrænser ikke CTR's mulighed for at opnå det ønskede antal fuldlasttimer.

Eksisterende delstrækninger indgår, hvor det er muligt, og de manglende sektioner etableres som nyanlæg, så der opnås en hydraulisk sammenhængende hovedstreng.

På strækningen frem til Hvidørevej anvendes følgende dimensioner:

- DN450 ud af Skovshoved.
- DN400 på den efterfølgende strækning.
- DN350 videre mod Hvidørevej.

Ved Hvidørevej reduceres ledningen til DN300, som fortsætter via Klampenborgvej og tilsluttes den eksisterende hovedledning.

Vandet pumpes ca. 4,7 km, før det når det tekniske anlæg ved 5-vejen. Over denne strækning skal tryktabet holdes inden for fastsatte driftsgrænser, hvilket nødvendiggør en lav trykgradient og dermed påvirker dimensioneringen ud af Skovshoved.

Den hydrauliske analyse viser:

- Ca. 12 MW transporteres under jernbanen i spidslast, resten bliver i ”skovshovedområdet”.
- Ca. 22 MW i mellemlast, hvor varmen i flere timer kan transporteres helt frem mod/til NYC.

Det er mellemlasten (22 MW), der er dimensionerende – ikke spidslasten.

Mellemlasten forekommer mange timer og er afgørende for at opnå de ønskede fuldlasttimer på varmepumpen.

Derfor kræver løsningen større dimensioner, end spidslasten alene ville tilsige.

Et fast, og relativt højt fremtemperaturniveau på ud af Skovshoved er nødvendigt for at kunne transportere den dimensionerende mellemlast. Lavere fremløbstemperatur vil:

- Reducere effektoverførslen.
- Kræve endnu større rørdimensioner for at opretholde samme kapacitet.

Der skal findes et optimum mellem effektivitet i varmepumpe / temperatur og ledningsdimensioner. I nærværende analyse er der ikke taget hensyn til varmepumpens effektivitet i forhold til krævet fremløbstemperatur, men analyseresultater viser fremløbstemperatur op til 87 °C.

I denne løsning vil knudepunktet ved 5-vejen bliver teknisk mere komplekst, da anlægget skal kunne håndtere:

- Skiftende flowretninger
- Sikre stabile trykforhold i alle driftsformer

4.3.2 Scenarie 3.2

I Scenarie 3.2 kobles Skovshoved havvandsvarmepumpen på Gentofte Fjernvarmes ledningsnet via to adskilte udgange / ledningskoblinger:

- Én nordlig udgang mod etape 5.5–5.8 og Tårnbæk.
- Én sydlig udgang langs Strandvejen til SPW og derfra via PHC videre ind i RYW- og VGW-nettene.

Skovshoved skal derudover fungere som pumpestation, når der ikke produceres varme på anlægget.

Løsningen skaber i praksis en hydraulisk sammenkædning af SPW, PHC, RYW og VGW, hvor PHC bliver det centrale trykmæssige knudepunkt.

Nordlig udgang fungerer som forsyningsvej til de yderste udbygningsområder. Området kan drive som en selvstændig temperaturzone, hvor fremløbstemperaturen kan sænkes, hvis hydraulik og differenstryk tillader det.

Det giver lokal fleksibilitet, men ændrer ikke trykbegrænsningerne i hovednettet.

Fordelen ved en lavtemperaturzone er, at produktionen ud af Skovshoved kan optimeres og give lavere produktionsomkostninger.

Den sydlige udgang etableres i DN300 langs Strandvejen til SPW, hvorfra varmen pumpes videre via PHC og ud i RYW- og VGW-nettene. Dermed drives de fire netområder i samdrift.

Den hydrauliske analyse viser:

- DN300 kan i spidslast løfte ca. 12 MW overskydende effekt mod SPW.
- i mellemlast kan der transporteres op til ca. 22 MW transit mod SPW – men det kræver driftstryk over 12 bar på DN300-strækningen (dog under designtryk på 16 bar).
- DN300-strækningen skal behandles som transitleddning uden kundetilslutninger.

Trykforhold ved PHC

PHC's eksisterende kedler er klassificeret som 5,5 bar-kedler.

De hydrauliske analyser viser, at trykket ved PHC i løsning Scenarie 3.2 er:

- over 5,5 bar i alle analyserede driftspunkter (alle 8.760 timer).
- Dermed umuliggør anvendelse af kedlerne i deres nuværende trykklasse.

Samtidig er den installerede kedelkapacitet på PHC forudsat som nødvendig i spidslast og ved maksimal elkedeleffekt.

Derfor er det et krav, at CTR opgraderer kedelanlægget på PHC til en højere trykklasse (op mod ca. 10,8 bar) for at gøre Skovshoved Scenarie 3.2 driftsmæssigt mulig.

Andre tekniske anlæg

For at opretholde tilstrækkeligt differenstryk er det desuden nødvendigt at etablere:

- Pumpestation i etape 4.6–4.7.
- Pumpestation i etape 4.8.
- Pumpestation ved Gentofte Station.
- Pumpestation ved 5-vejen.

Disse anlæg er nødvendige for at stabilisere de i forvejen stramme og følsomme trykforhold i Scenarie 3.2.

4.3.3 Etableringstidspunkt

Ledningsudbygningen til Skovshoved er allerede planlagt som en del af den igangværende fjernvarmeudbygning.

Skovshoved forventes først i drift omkring 2030, mens behovet for ekstra effekt i nordområdet opstår tidligere. Der skal derfor findes en midlertidig løsning frem til, at Skovshoved kan tages i brug.

Behov for øget ledningsdimension hænger sammen med varmepumpen og så længe varmepumpen ikke er der, er der ikke brug for øget ledningsdimensioner medmindre der sættes et midlertidigt spidslast anlæg op til peak produktion de få timer der er behov for dette.

4.3.4 Økonomi

Investeringer i selve Skovshoved-anlægget sættes ind i en samlet økonomi for Scenarie 3.1 og 3.2 med de allerede valgte løsninger for hhv. Geotermi (Scenarie 1.2) tilkobling og NYC (Scenarie 2.1),

CAPEX omfatter Skovshoved SC3.1 omfatter:

- Anlæg af ny hovedledning i dimensionerne DN450–DN400–DN350
- Etablering/tilpasning af DN300 på Hvidørevej og tilslutning til eksisterende net
- Nødvendige tekniske tilpasninger ved 5-vejen.

Komponent / Delstrækning	Enhed	Mio. Kr.
Nye ledninger, total pris	Mio. kr.	240,4
Værdi af tidligere projektforslag	Mio. kr.	144,4
5-vejen teknisk anlæg	Mio. kr.	20,0*
Meromkostning	Mio. kr.	–

Tabel 10 – CAPEX, Skovshoved SC 3.1.

CAPEX for teknisk anlæg er eksklusive evt. grundkøb eller leje af jord.

* Komplekst anlæg med flere pumpeanlæg. Beløb fra projektforslag genanvendt.

CAPEX omfatter Skovshoved SC 3.2 omfatter:

Komponent / Delstrækning	Enhed	
Nye ledninger, total pris	Mio. kr.	356,1
Værdi af tidligere projektforslag	Mio. kr.	192,9
5-vejen pumpestation	Mio. kr.	3,5
Gentofte Station pumpestation	Mio. kr.	3,5

Komponent / Delstrækning	Enhed	
Etape 4.8 pumpestation	Mio. kr.	3,5
Etape 4.6 + 4.7 pumpestation	Mio. kr.	3,5
Meromkostning	Mio. kr.	177,3

Tabel 11: Overslag for anlægsomkostninger (CAPEX) og rådighedsbeløb til anden løsning.

CAPEX for teknisk anlæg er eksklusive evt. grundkøb eller leje af jord.

4.3.5 Del konklusion Skovshoved

Skovshoved Scenarie 3.1 (Forsyning via Nordledningen) giver en hydraulisk robust løsning med høj transportkapacitet og stor driftsfrihed.

Styrker **Scenarie 3.1** - Nordledning:

- Muliggør mellemlastdrift med ca. 22 MW under jernbanen helt frem mod NYC.
- Understøtter CTR's behov for fuldlasttimer på Skovshoved
- Giver mulighed for at anvende Skovshoved som regional grundlast i hele Gentofte-nettet
- Dimensioner og lav trykgradient holder tryktab inden for grænserne.

Udfordringer Scenarie 3.1 - Nordledning:

- Kræver fast højt temperaturniveau ud af Skovshoved.
- Relativt høj ledningsinvestering, da mellemlasten er dimensionerende.
- Øget teknisk kompleksitet ved 5-vejen.

Skovshoved Scenarie 3.2 Nord- og Sydledning medfører:

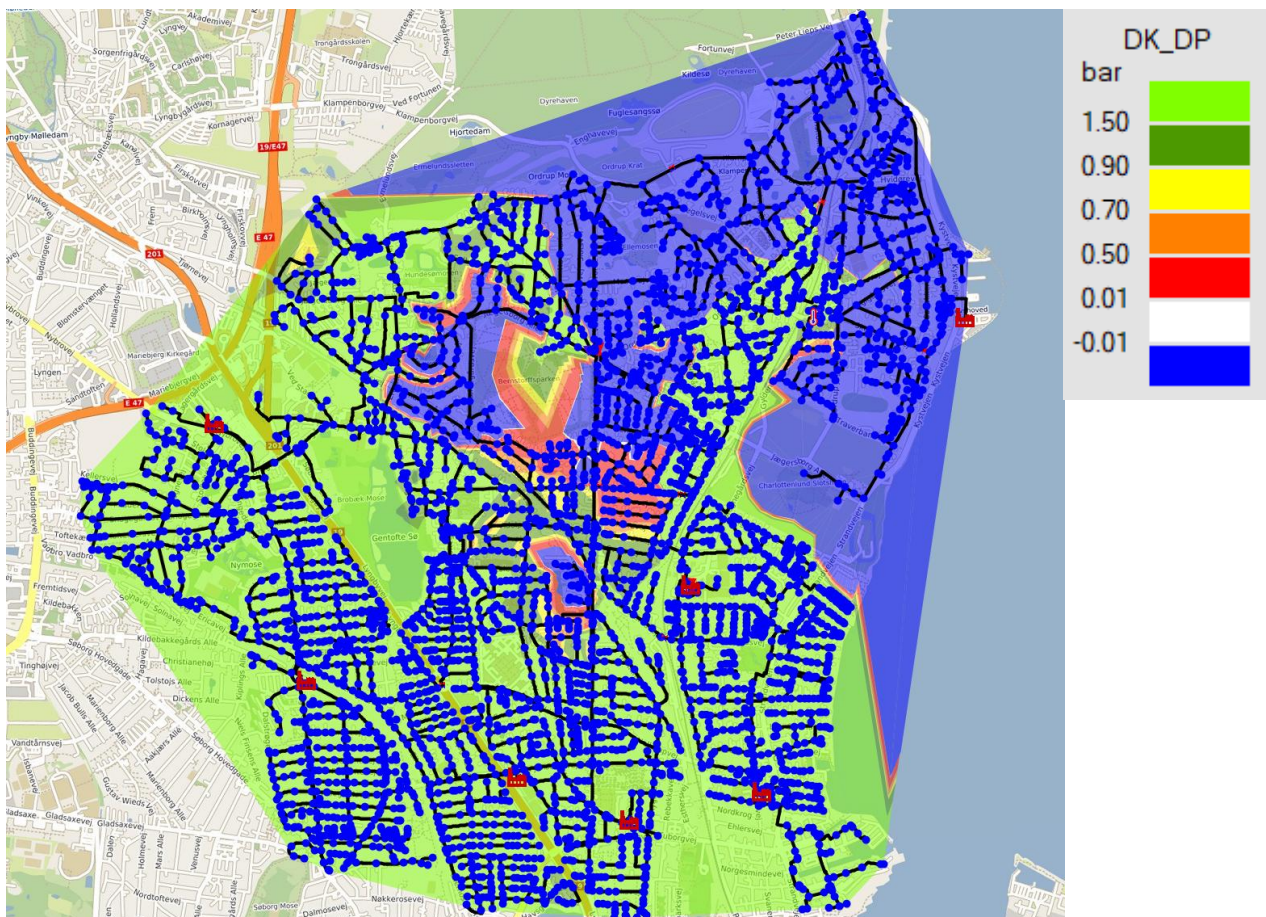
- Et låst trykbillede.
- Kræver fast højt temperaturniveau ud af Skovshoved.
- Relativt høj ledningsinvestering, da mellemlasten er dimensionerende.
- Standard pumpeanlæg ved 5-vejen.
- Begrænsede hydrauliske frihedsgrader.
- Betydeligt behov for lokalt trykløft i flere netområder.
- Høj driftskompleksitet, stor følsomhed og lav robusthed.

Samlet anses Scenarie 3.1 (Nordledning) som den bedste løsning for indpasning af Skovshoved.

5 Øvrigt

5.1 Reserverlast og driftssikkerhed

Den høje grad af decentralisering i CTR's fremtidige produktionsstrategi betyder, at Gentofte Fjernvarmes nordområde bliver mere sårbart ved driftsudfald end i dag.



Figur 7: Blå områder viser områder hvor kunder ikke har noget differencetryk og derved ingen varmemforsyning ved fuldt udfald på Skovshoved havvandsvarmepumpe.

Figuren viser, at store dele af nordområdet mister differenstryk (blå, hvide og røde områder), hvis Skovshoved ikke er i drift. Det gælder særligt:

- etape 5.x
- etape 4.6
- kundeområderne frem mod anlægget ved 5-vejen

I dag håndteres reservelasten gennem transmissionsnettet, hvor varme kan tages fra flere produktionsenheder og akkumulering. Denne buffer forsvinder i takt med decentraliseringen. Et driftsudfald i Skovshoved vil derfor direkte efterlade et stort kundeområde uden forsyning. Derfor anbefales yderligere analyser med et fokus på reservelast og konkrete aftaler med CTR om hvilket forudsætninger der skal regnes efter. Det kan f.eks. være hvilken mængde reservelast der skal være når en produktionsenhed eller dele af denne har udfald.

6 Totaløkonomi

For de anbefalede løsninger, samles totaløkonomien (TCO) i dette afsnit.

Resultatet og økonomien omfatter udelukkende ændringer i ledningsnet og dertilhørende pumpestationer placeret decentralt i nettet. Det er opgjort i 2025-priser.

6.1 SC 3.1

De tre analyserede løsninger er:

1. Geotermi Scenarie 1.2.
2. NYC Scenarie 2.1 – DN450.
3. Skovshoved Scenarie 3.1- Nordlig ledning.

6.1.1 CAPEX

Alle poster fremgår i CAPEX-tabellen herunder.

Komponent / Delstrækning	Enhed	Investering total	Mer omkostning	Kilde
Geotermi samlet CAPEX	Mio. kr.	54,4	54,4	Tabel 7
NYC-Ledning del 1	Mio. kr.	73,6	50,0	Tabel 9
NYC-ledning del 2	Mio. kr.	78,9	78,9	Tabel 9
Skovshoved SC 1(Nord)	Mio. kr.	240,4	144,4	Tabel 10
5 Vejen Pumpestation	Mio. kr.	20,0	20	Tabel 10
Uforudset (20%)	Mio. kr.	93,5	69,5	
Total CAPEX	Mio. kr.	560,76	417,2	

Tabel 12: Opgørelse af den totale CAPEX

6.1.2 OPEX

Driften består primært af pumpestrøm for hele nettet og varmetab fra både hovedledninger og et estimeret varmetab i stikledninger. Alt regnet over 50 år.

Omkostningstype	Enhed	SC 3.1
Pumpestrøm – CTR	Mio. kr./ år	10,5
Pumpestrøm – GF	Mio. kr./ år	0,25
Varmetab	Mio. kr./ år	21,0
Vedligehold af pumpeanlæg	Mio. kr. /år.	0,13
Samlet OPEX	Mio. kr. / år.	31,87

Tabel 13: Opgørelse af den totale CAPEX for hele fjernvarmenettet i Gentofte inkl. estimeret varmetab i stikledninger.

Bemærkning: Pumpestrøm til at overvinde internt tryktab indgår ikke, da installationernes interne tryktab ikke kendes og derfor ikke kan modelleres i analyserne.

Over en analyseperiode på 50 år vurderes forskellen i TCO at være:

$$417,2 + 50 \times 31,87 = \mathbf{2.010,7 \text{ mio. kr.}}$$

6.2 SC 3.2

De tre analyserede løsninger er:

1. Geotermi Scenarie 1.2.
2. NYC Scenarie 2.1 – DN450.
3. Skovshoved Scenarie 3.1 - DN300-transitledning langs Strandvejen
4. fire pumpestationer (5-vejen, Gentofte St., etape 4.8, etape 4.6–4.7)

6.2.1 CAPEX

Alle poster fremgår i CAPEX-tabellen herunder.

Komponent / Delstrækning	Enhed	Investering total	Mer omkostning	Kilde
Geotermi samlet CAPEX	Mio. kr.	54,4	54,4	Tabel 7
NYC-Ledning del 1	Mio. kr.	73,6	50,0	Tabel 9
NYC-ledning del 2	Mio. kr.	78,9	78,9	Tabel 9
Skovshoved SC 2(stand)	Mio. kr.	240,4	144,4	Tabel 11
5Vejen Pumpestation	Mio. kr.	3,5	3,5	Tabel 11
Gentofte station pumpestation	Mio. kr.	3,5	3,5	Tabel 11
Etape 4.8 pumpestation	Mio. kr.	3,5	3,5	Tabel 11
Etape 4.6&4.7 Pumpestation	Mio. kr.	3,5	3,5	Tabel 11
Uforudset (20%)	Mio. kr.	115,4	72,1	
Total CAPEX	Mio. kr.	692,4	432,7	

Tabel 14: Opgørelse af den totale CAPEX

6.2.2 OPEX

Driften består primært af pumpestrøm for hele nettet og varmetab fra både hovedledninger og et estimeret varmetab i stikledninger. Alt regnet over 50 år.

Omkostningstype	Enhed	SC 3.2
Pumpestrøm – CTR	Mio. kr./år	12,22
Pumpestrøm – GF	Mio. kr./år	0,14
Varmetab	Mio. kr./år	21,0
Vedligehold af pumpeanlæg	Mio. kr./år	0,25
Samlet OPEX	Mio. kr./år	33,6

Tabel 15: Opgørelse af den totale CAPEX for hele fjernvarmenettet i Gentofte inkl. estimeret varmetab i stikledninger.

Bemærkning: Pumpestrøm til at overvinde internt tryktab indgår ikke, da installationernes interne tryktab ikke kendes og derfor ikke kan modelleres i analyserne.

Over en analyseperiode på 50 år vurderes forskellen i TCO at være:

$$432,7 + 50 \times 33,6 = \mathbf{2.112,7 \text{ mio. kr.}}$$