

BILAG D

FORUDSÆTNINGSNOTAT

SCREENING AF POTENTIALE FOR FJERNVARME

NORDJYLLAND
Jyllandsgade 1
DK-9520 Skørping

MIDTJYLLAND
Vestergade 48 H, 3. sal
DK-8000 Århus C

SJÆLLAND
Nørregade 13, 1.
DK - 1165 København K

Tlf. +45 9682 0400
Fax +45 9839 2498

November 2022

www.planenergi.dk
planenergi@planenergi.dk
CVR: 7403 8212

Indholdsfortegnelse

1	Sammenfatning	3
2	Metode og værktøjer	4
2.1	Varmeatlas og varmegrundlag	5
2.2	GIS software	6
2.3	Leanheat Network	6
2.4	Excel	6
3	Forudsætninger	6
3.1	Energipriser	6
3.2	Tariffer	7
3.3	Drift og vedligehold	7
3.4	Afgifter	7
3.5	Investeringer	7
4	Redegørelse for screeningerne	8
4.1	Undersøgte scenarier	8
4.2	Kapacitetsbehov til varmeforsyning	10
5	Konsekvensberegninger	10
5.1	Forbrugerøkonomi	10
5.2	Samfundsøkonomi	11

Bilag 1: Forudsætninger

Notat udarbejdet af:

Jakob Worm

Tlf. + 45 2972 6845

jw@planenergi.dk

Tina Hartun Nielsen

Tlf. + 45 2222 5196

thn@planenergi.dk

Grethe Hjortbak

Tlf. + 45 2337 6013

gfh@planenergi.dk

Anders M. Odgaard

Tlf. + 45 2094 3525

amo@planenergi.dk

1 Sammenfatning

Kommunerne skal inden årets udgang give borgerne i naturgasforsynede områder med naturgas- eller oliefyr besked om der etableres fjernvarme i deres område. Det styres via cirkulæreskrivelse om kommunal varmeplanlægning og projektbekendtgørelse (CIS nr. 10081 af 26/10/2022). Cirkulæreskrivelsen omhandler en del krav til varmeplanen, ikke alle krav adresseres i screeningerne, som nærværende notat, danner baggrund for. Dels fordi screeningerne er udviklet inden cirkulæreskrivelsen blev udmeldt, og dels fordi oplysningerne ikke vurderes relevant ift. at kunne lave en kvalificeret vurdering af, om områderne er egnet til fjernvarmeforsyning. Flere af oplysningerne findes i de bagvedliggende beregninger og kan summeres og formidles på et overordnet niveau i varmeplanen.

Omstilling til fjernvarmesystemer giver en varmeforsyning som er fleksibel og lettere at omstille til andre produktionsformer, som er underløbende udvikling, samt udnytte forskellige energikilder herunder overskudsvarmekilder – selv ved lavere temperaturniveauer ved hjælp af varmepumper. Fjernvarme kræver dog både et vist varmegrundlag og varmetæthed for at være en rentabel og økonomisk robust løsning.

For at kunne lave analyser på potentialer for fjernvarme i nye områder, er der benyttet en lang række forudsætninger for investeringer, levetid, afskrivninger, drifts- og vedligeholdelsesomkostninger samt energipriser og afgifter. Dette gælder både ved fjernvarmeproduktion og for varmeproduktion på individuelle anlæg.

Investeringer og levetider på fjernvarmeanlæg er baseret på priser fra nyeste udgave af Teknologikataloget, der udgives af Energistyrelsen. Ledningspriserne er holdt op imod og tilpasset efter PlanEnergis egne erfaringer på sådanne anlæg. Ligeledes er investeringer i individuelle varmeproduktionsteknologier baseret på tal for Energistylens nyeste Teknologikataloger. Det betyder dog, at omkostninger samt investeringer i de aktuelle anlæg kan vise sig at være både højere eller lavere ved en realisering – ligesom renteniveauer på finansiering.

Der er for hvert område lavet beregninger for forbrugerøkonomi samt samfundsøkonomi på de forskellige scenarier for opvarmning. Det er på baggrund af ovenstående derfor vigtigt at understrege, at disse resultater er baseret på de givne forudsætninger, og at eksempelvis forbrugerøkonomi ikke kun afhænger af forudsætninger, men også af det aktuelle varmeforbrug ved realisering af projekterne. Derudover er der ikke indregnet eventuelle tilskudspuljer fra Energistyrelsen som fjernvarmepuljen¹, afkoblingsordningen² eller bygningspuljen³.

I nærværende forudsætningsnotat gennemgås de benyttede metoder og forudsætninger.

¹ <https://ens.dk/service/tilskuds-stoetteordninger/fjernvarmepuljen>

² <https://evida.dk/kundeservice/hvis-du-skifter-varmekilde/?afkoblingsordning#0d999c16-46ef-4e33-b992-8d5f961f5246>

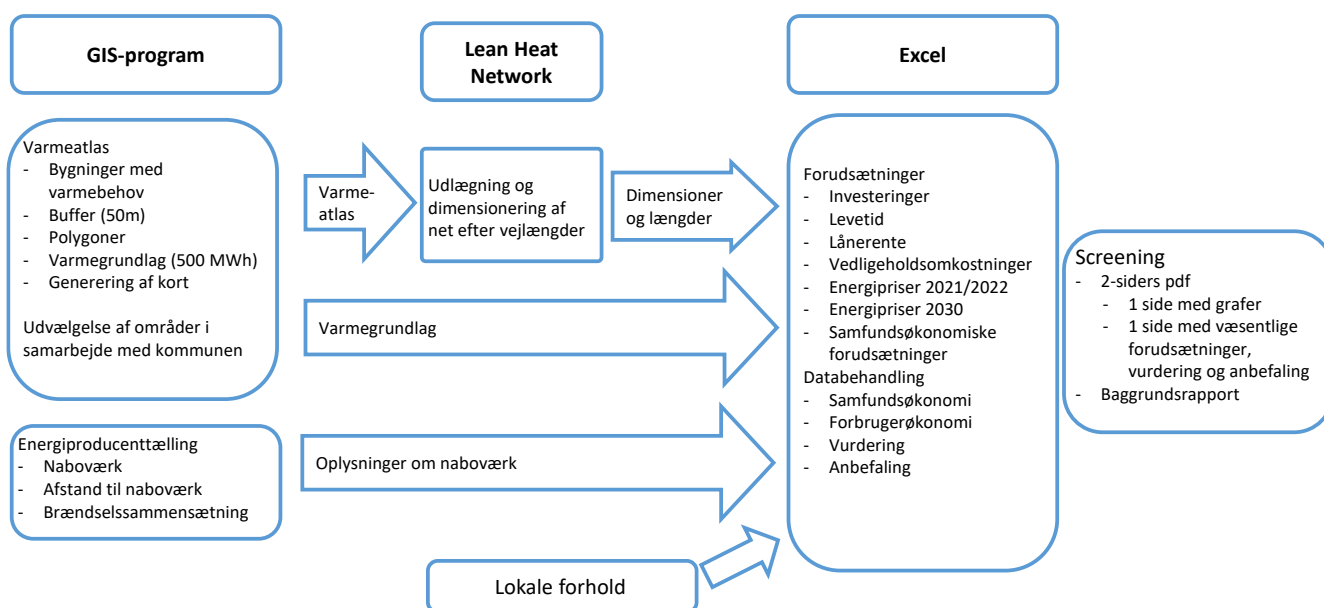
³ <https://ens.dk/service/tilskuds-stoetteordninger/bygningspuljen>

2 Metode og værktøjer

Til screening af potentielle nye fjernvarmeområder er benyttet en række værktøjer:

- GIS er et værktøj, der kan behandle geografisk data
- Leanheat Network er et værktøj som kan anvendes til hydrauliske analyser og dimensionering af ledningsnet i fjernvarmesystemer
- Excel benyttes til databehandling og generering af resultater

En illustration af den overordnede metode og hvilke data, der benyttes som videre input fremgår nedenfor.



Figur 1: Oversigt over metode og anvendte forudsætninger

GIS benyttes til finde bygninger med varmebehov i en given kommune eller område på baggrund af Varmeatlas udviklet af Aalborg Universitet. Ud fra det samlede Varmeatlas, hvor alle bygninger fra BBR indgår, sorteres bygninger uden varmebehov fra. De tilbageblevne bygninger tilføjes en bufferzone på 50 meter, og såfremt én bufferzone har kontakt med én anden bufferzone bliver de lagt sammen. På den måde kan områder med bygninger med under 100 meter mellem sig, samles til områder. Herefter sorteres områder med et varmebehov på under 500 MWh/år fra, da de ikke vil være aktuelle for ny fjernvarme eller andre fælles varmeløsninger. 500MWh/år er dog et lavt niveau i forhold til at have potentiale for fjernvarme, men grænsen er sat lavt, således to områder, som ligger mindre end 100 meter fra hinanden herefter kan lægges sammen, og områder på den måde ikke udelades, da de også kan ligge tæt på eksisterende fjernvarme.

Dette giver en potentialescreening med tilhørende potentialeliste med angivelse af hvert område ift. antal opvarmede bygninger, samlet varmebehov og opvarmet areal. Denne liste er efterfølgende gennemgået med kommunen, og de mindste områder er sorteret fra fx områder med under 50 bygninger, såfremt de ikke ligger umiddelbart op af eksisterende fjernvarme. Ligeledes er områder, hvor der er projektforslag på vej, eller hvor kommunen vil bede om projektforslag sorteret fra. De

tilbageværende områder screenes herefter for at vurdere, om de har potentiale for fjernvarme.

På baggrund af data fra Energistyrelsens Energiproducenttællingen er brændsels-sammensætningen for nærmeste naboværket estimeret, mens ledningslængden på transmissionsledning til naboværket er opmålt i GIS og primært følger vejnettet. I nabobyen med fjernvarme er transmissionsledningen trukket ind til nærmeste store kryds, da der som oftest ikke vil være tilstrækkelig kapacitet til rådighed i ledningsnettet i udkanten af forsyningsområdet. Dette er en forudsætning, der kan være forkert, da forsyning af ny by kan betyde, at der skal laves opdimensioner endnu længere tilbage i det eksisterende fjernvarmenet end forudsat.

Dimensionering af nye fjernvarmeledningsnet er foretaget i Leanheat Network på baggrund af varmebehov fra Varmeatlas, hvorefter oplysninger om dimensioner og ledningslængder sammen med oplysninger om opvarmningsform, antal, varmebehov og opvarmet areal fra Varmeatlas via GIS er anvendt i Excel til beregningen af forbruger- og samfundsøkonomi.

De benyttede værktøjer er beskrevet yderligere i de kommende afsnit.

2.1 Varmeatlas og varmegrundlag

Varmegrundlaget i de undersøgte områder er baseret på data fra Varmeatlas udviklet af Aalborg Universitet. Varmeatlasset er en GIS-database over bygningers opvarmningsform, opvarmet areal og forventet varmebehov, og er baseret på BBR-data. I BBR-registret er bygningers varmeinstallationstype og opvarmningsmiddel registreret. Derudover oplyses bygningernes areal (herunder bolig- og erhvervsareal), alder og anvendelsesformål. Disse informationer, sammen med nøgletal for specifikke varmebehov per areal (m²) i bygninger afhængig af anvendelse og opførselsperiode, giver det et estimat af bygningernes varmebehov. De specifikke varmebehov er baseret på FIE-data og tidligere SBI-rapporter baseret på energimærkningsrapporter. I Varmeatlasset er BBR-oplysninger georefereret, således bygningernes geografiske placering kan anvendes i GIS. Det anvendte Varmeatlas er baseret på BBR-data fra december 2019, da Varmeatlas 2021 er justeret til at kunne bruges i nationale analyser, eksempelvis Varmeplan Danmark 2021.

De registrerede opvarmningsformer i Varmeatlas stammer således fra BBR, hvor bygningsejerne selv har ansvar for at oplysningerne opdateres og er korrekte. Der kan på den baggrund være afvigelser fra de aktuelle individuelle forsyningsformer, ligesom der kan være fejl i data. I øjeblikket skifter mange boliger opvarmningsform typisk fra olie eller naturgas til fjernvarme eller varmepumpe. Der forventes derfor en overrepræsentation af oliefyr og naturgasfyr i Varmeatlas, grundet den beskrevne forsinkelse i opdatering, samt at det seneste Varmeatlas er baseret på data fra december 2019. Det skal bemærkes, at bygninger, der skifter til varmepumper, skal være registreret med elektricitet som opvarmningsmiddel i BBR, for at kunne opnå den lavere elvarmeafgift – bygningsejere har således kun et økonomiske incitament til at registrere ændringer ved skift til elektricitet som opvarmningsmiddel.

Erfaringer fra brugen af Varmeatlasset viser dog, at Varmeatlasset for større områder i langt de fleste tilfælde giver et retvisende billede. Samtidig vurderes Varmeatlasset at være det bedste datagrundlag, der pt. er tilgængeligt, hvorfor det benyttes i screeningerne.

2.2 GIS software

GIS er en forkortelse for geografiske informationssystemer (GIS). GIS gør det muligt at behandle og arbejde med data, som har tilknyttet geografiske egenskaber. I forbindelse med denne analyse er Open Source-værktøjet QGIS benyttet til analyserne.

2.3 Leanheat Network

Leanheat Network udviklet af Danfoss er et værktøj til hydrauliske beregninger og analyser. I denne analyse benyttes Leanheat Network til at dimensionere distributionsledninger i de analyserede potentielle fjernvarmeområder. Fjernvarmeledningerne er forudsat til at følge vejmidter mens det dimensionerende effektbehov i bygningerne er baseret på varmebehov fra Varmeatlas. Dimensionerne og de tilhørende længder anvendes i de videre beregninger i Excel, hvor der kan opstilles et investeringsbudget på baggrund heraf.

2.4 Excel

Dataudtræk fra de øvrige værktøjer samles i Excel til databehandling og videre beregninger. I Excel udføres således på baggrund heraf beregninger af:

- Forbrugerøkonomi
- Samfundsøkonomi

Beregninger i Excel baseres således på dataudtrækkene fra GIS og Leanheat Network samt på de valgte forudsætninger for bl.a. investeringer, levetid, rente, afgifter, energipriser, tilslutningstakt mv. En mere detaljeret gennemgang af denne proces er gennemgået i nedenstående afsnit om konsekvensberegninger.

3 Forudsætninger

De væsentligste forudsætninger er gennemgået herunder, mens de faktiske anvendte forudsætninger fremgår af bilag A.

3.1 Energipriser

Der er regnet på to nedslagsår hhv. 2021/2022 og 2030, da den seneste tid har vist, at energipriserne kan variere meget samtidig med, at der regnes på varmeløsninger, som har en lang levetid og derfor også vil påvirkes af energipriserne i 2030.

- 2021/2022: Markedspriser på energi fra 1. august 2021 til 31. juli 2022:
 - Dog er priserne på biomasse behæftet med usikkerhed, da disse ikke handles på åbne børser.
 - Prisstigningen på biomasser i sensommeren 2022, slår ikke fuldt igennem i beregningerne, men er også faldet lidt igen.
- 2030: Energistyrelsens 'Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger for energipriser og emissioner 2022' dateret februar 2022.

3.2 Tariffer

Der er anvendt elnettariffer gældende for N1's område per 1. august 2022. For individuelle varmepumper er anvendt tariffer for C-time, mens der for varmepumper til lokal fjernvarmeproduktion er anvendt tariffer for B-lav. Kun at anvende tariffer fra N1 for alle screeninger er en forsimpning, dog dækker N1 et meget stort netområde i Jylland og deres tariffer vurderes give et retvisende billede af gældende tariffer. Der har siden 1. august 2022 været en stigning i tarifferne, som dog ikke er medtaget.

3.3 Drift og vedligehold

Omkostninger til drift og vedligehold for varmeproduktion, er baseret på Energistyrelsens senest Teknologikataloger for de pågældende varmeproduktionsenheder for både individuelle teknologier og for enheder til produktion af fjernvarme. Omkostningerne er differentieret i forhold til kapacitet.

3.4 Afgifter

Der benyttes afgiftssatser for 2022 i alle beregningerne.

3.5 Investeringer

Investeringerne tager udgangspunkt i Energistyrelsens Teknologikatalog for individuelle anlæg for de individuelle løsninger. Eksempelvis er der benyttet en investering på 102.000 kr. ekskl. moms til individuelle luft-vand varmepumper til almindelige boliger, som dog er inklusive den prisudvikling, som er opserveret siden priserne blev indsamlet til teknologikataloget jf. notatet 'Prisudvikling for luft-vand varmepumper til enfamiliehuse udarbejdet Ea Energianalyse i maj 2022. Til fjernvarmeunits er benyttet en investering på 16.000 kr. ekskl. moms per styk.

Investeringen i fjernvarmeledninger er baseret på erfaringspriser hos PlanEnergi. Priserne afhænger af dimensionerne på ledningerne og varierer fra ca. 2.000 kr./m for dimensionen ø26 til ca. 4.500 kr./m for ø219 i befæstet areal. Stikledninger er forsimplet sat til 25.000 kr./stik. Transmissionsledningernes dimension er ikke beregnet, men investeringen er fastsat til 3.500 kr./m, hvilket også er en forsimpning, men vurderet retvisende for anlæggelse i ubefæstet areal.

Alle investeringer i beregningerne er angivet eksklusive moms.

4 Redegørelse for screeningerne

Hvert potentielt område er analyseret med hensyn til forskellige scenarier for varmemeforsyningen. Dette er sket grundet kravene Varmeforsyningsloven og Projektbekendtgørelsen, hvoraf det fremgår, at der skal foretages analyser af relevante scenarier.

4.1 Undersøgte scenarier

Følgende alternativer er undersøgt:

- Varme fra lokal fjernvarmeproduktion (Ø-fjernvarme)
 - Varmepumpe samt spids- og reservelastkedel på gas eller el.
- Varme via transmissionsledning fra naboværk
- Termonet
- Individuelle varmemeforsyninger

Derefter er der regnet på forskellige scenarier indenfor alternativer, hvorved der kan gives et billede af udfaldsrummet for alternativerne.

Med hensyn til termonet er de i screeningerne medtaget som individuelle varmepumper med fælles jordvarmeslager, der placeres i vejareal med samme tracé som fjernvarmealternativet samt i ubefæstet areal (mark), så varmeoptaget bliver stort nok.

For de udvalgte potentielle områder er der regnet på følgende scenarier:

Fælles varmeløsninger:

- Scenarie 1: Fjernvarme med lokal varmeproduktion, 100 % tilslutning
- Scenarie 2: Fjernvarme med lokal varmeproduktion, 80 % tilslutning
- Scenarie 3: Fjernvarme med lokal varmeproduktion, XY % tilslutning
- Scenarie 4: Fjernvarme med transmissionsledning til nabo værk, 100 % tilslutning.
- Scenarie 5: Fjernvarme med transmissionsledning til nabo værk, 80 % tilslutning
- Scenarie 6: Fjernvarme med transmissionsledning til nabo værk, XY % tilslutning
- Scenarie 7: Termonet med individuel varmepumpe og fælles jordvarme, 100 % tilslutning

Individuelle løsninger:

- Scenarie 8: Individuelt naturgasfyr
- Scenarie 9: Individuel luft/vand varmepumpe
- Scenarie 10: Individuelt træpillefyr
- Scenarie 11: Individuelt olieforbrændingsfyr

XY er konvertering af 100 % af bygningerne opvarmet med naturgas eller olie og 50 % af bygningerne opvarmet med biomasse.

Fjernvarmeforsyning ved lokal produktion forudsættes at være en luft/vand-varmepumpe, der dækker 95 % af varmebehovet, mens en el- eller gaskedel dækker de resterende 5 % og fungerer som spids- og reservelastkedel. Derudover er der investeret i en mindre akkumuleringskøle. Der er anvendt en investeringsomkostning for en varmepumpe på ca. $1 \text{ MW}_{\text{varme}}$, som er skaleret ift. installeret effekt. Ved analyse af relativt store områder vil det være muligt at optimere, og dermed sænke prisen for lokal varmeproduktion. Varmeomkostningerne dækker investering i anlæg og bygninger, administrations-, drifts- og vedligeholdelsesomkostninger.

Varmeomkostningen for fjernvarme via en transmissionsledning er baseret på omkostningerne for etablering af transmissionsledning foruden distributionsnet, samt produktionsomkostninger hos det nærmeste eksisterende fjernvarmewærk. Produktionsomkostningerne er baseret på estimerede brændselsomkostninger ud fra den nuværende gennemsnitlige brændselsfordeling. Dette er en forsimpning, hvor kapacitetsbegrænsninger og begrænsninger grundet fuldt udnyttede anlæg ikke medtages. Der er i screeningen ikke taget stilling til ejerskab med hensyn til, om fjernvarmewærkets forsyningsområde udvides, eller sælger varme til et lokalt nyetableret fjernvarmewærk. Fjernvarmenettet er forudsat etableret som serie 3 rør for at minimere ledningstab. Varmeomkostningerne dækker investering i ledningsanlæg (transmission- og distributionsnet), brændselsomkostninger, administrations-, drifts- og vedligeholdelsesomkostninger. Generelt har brændsels sammensætningen stor betydning for omkostningen til fjernvarme, derfor er det vigtigt at resultatet tolkes varsomt, da der ikke er lavet præcise energimodeller og analyse af samtlige fjernvarmewærker.

Termonettet er her defineret som et kollektivt jordvarmeanlæg, hvor de enkelte bygninger hver har en varmepumpe forbundet til kollektive jordvarmeslanger. Termonet er mindre afhængige af tilslutningsprocenten, da der ikke er et varmetab, ligesom en større del af investeringen er knyttet til den enkelte bygning. Omkostningerne vil derfor kun variere i mindre grad, hvis tilslutningsprocenten ændres. Det kan dog variere afhængig af, hvilken termonetløsning, der etableres, da lavtemperaturvarme i et termonet med uisolerede jordslanger vil have et nettab, og derved vil tilslutningsprocenten få en betydning. Ligeledes har forholdet mellem slanger i vejareal og slager i mark/ubefæstet areal en betydning for omkostningen – jo større en andel, der placeres i vej, jo dyre bliver termonettet. Der er i beregningerne ikke taget stilling til ejergrænser og prisen er baseret på produktionsomkostningerne, samt kapitalomkostninger for det samlede anlæg. Alle investeringer er forudsat at være fælles. Udgifter til køb eller leje af areal er ikke medtaget. Termonet er fortsat omfattet af stor usikkerhed vedrørende både lånemuligheder, lovgivning og omkostninger. Omfattes termonet af projektbekendtgørelsen vil der være udfordringer med at få det godkendt, da det typisk ikke vil være samfundsøkonomisk mere fordelagtigt end individuelle varmepumper. Dette gælder med de nuværende beregningsforudsætninger, og kan ændre sig, når der kommer nye beregningsforudsætninger. Termonet vil som oftest etableres på baggrund af et lokalt initiativ. Termonet kan have sine fordele, hvor der er tæt bebyggelse, og kan her være en

løsning, hvis der ikke er muligt at sætte luft/vand-varmepumper op, så de overholder støjgrænserne. Termonet kan derfor etableres i mindre områder af en by, hvor der fx er rækkehuse eller anden tæt bebyggelse. Det kan også være en fordel ved kystnære områder, hvor udedelen på en luft/vand-varmepumpe vil have en mere begrænset levetid grundet det korrosive miljø.

4.2 Kapacitetsbehov til varmeforsyning

Kapaciteterne til nye fjernvarmeproduktionsanlæg – spidslastbehov – i beregningerne er baseret på varmegrundlaget fra Varmeatlasudtræk for et givent område med en antagelse om 2.860 fuldlasttimer. Dette kapacitetsbehov benyttes i estimeringen af nødvendige investeringer.

5 Konsekvensberegninger

For alle potentielle fjernvarmeområder er der udført beregninger på konsekvenserne af projektet for:

1. Forbrugerøkonomi
2. Samfundsøkonomi

Screeningerne giver en indikation af potentialet for fjernvarme i de analyserede områder. For de områder, hvor der ikke er vurderet at være potentiale for fjernvarme, er der ikke undersøgt om området er egnet til individuel forsyning med hensyn til, om der er kapacitet i elnettet til et øget effektbehov fra individuelle varmepumper.

5.1 Forbrugerøkonomi

Forbrugerøkonomien er beregnet ud fra et gennemsnitshus i det pågældende område, og er således baseret på de bygninger, der er med i området. Dette er gjort, da det giver et bedre billede af varmeomkostningerne og deres indbyrdes konkurrenceforhold i forhold til det gennemsnitlige varmebehov. Jo større varmebehov, jo mere konkurrencedygtig er individuelle varmepumper i forhold til fjernvarmeløsninger, da der er en stor investering, der skal forrentes. Derfor er scenarierne et bud på varmeløsningernes konkurrenceforhold, men der kan være variationer bygningerne i mellem, som vil ændre på konkurrenceforholdene.

Beregninger er lavet ud fra omkostningsbestemte priser:

- Investeringer i individuelle løsninger antages forrentet med 4,5 % p.a. igennem banklån
- Investeringer i fælles løsninger antages forrentet med 2,5 % igennem KommuneKredit
- For termonet er alle omkostninger antaget kollektive (2,5 % p.a.)

- Der er dog fortsat stor usikkerhed både mht. økonomi, lovgivning og lånemuligheder
- Varmeprijs fra naboværk, baseret på brændselsomkostninger
 - Overslag baseret på nuværende brændselssammensætning
 - Alle ledningsomkostninger og varmetab er medtaget
- Lokale fjernvarmenet:
 - 95 % dækkes af varmepumpe
 - 5 % dækkes af el- eller gaskedel, som spids- og reservelast
 - Reservelastkedlen er dimensioneret (og investeringsmæssigt) stor nok til at dække hele forbruget

Forbrugerøkonomien er således et estimat på de omkostninger, der vil være ved at forsyne bygningerne, baseret på nogle forsimplede forudsætninger. Der er ikke for de eksisterende naboværker indregnet omkostninger til ny kapacitet, da der ville have krævet en større energimodellering og analyse af de pågældende fjernvarmeværker. Er ny kapacitet påkrævet vil det fordyre scenarierne med varme fra naboværket. Ligeledes kan der være begrænsninger på ledig kapacitet på anlæggene, som der ikke bliver taget højde for.

Termonetberegningerne er behæftet med en vis usikkerhed, da der kun er meget få erfaringspriser på nedgravning af jordvarmeslager i forbindelse med termonet.

5.2 Samfundsøkonomi

Ved beregning af de vejledende samfundsøkonomiske konsekvenser betragtes rentabiliteten i scenarierne, set fra samfundets side, i forhold til referencedrift med individuel opvarmning. Resultaterne er vejledende, da de baserer sig på estimerede brændselsforbrug, og investeringerne ikke er optimerede i forhold til det enkelte område. De giver således en indikation på om scenarierne for områderne kan opfylde kravet om, at være det samfundsøkonomiske mest fordelagtige scenarie.

De samlede omkostninger år for år tilbagediskonteres, hvorved nutidsværdien fremkommer for henholdsvis en situation med reference-situationen og en situation med etablering af fjernvarmen. Det samfundsøkonomiske overskud er beregnet som nutidsværdi med en kalkulationsrente på 3,5 % p.a. Beregningsperioden er 2024-2043.

De vejledende samfundsøkonomiske beregninger antager, at alle får en ny varmforsyning i 2023. For de scenarier, hvor løsningen ikke omfatter alle bygninger, fx hvor 80 % tilsluttes fjernvarmen, er det antaget, at de resterende opvarmes med individuelle varmepumper.

De samfundsøkonomiske konsekvensberegninger er udarbejdet i henhold til Energistyrelsens 'Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet' dateret juli 2021, samt Energistyrelsens 'Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger for energipriser og emissioner' dateret februar 2022.

Den samfundsøkonomiske beregning består af prissætning af følgende elementer:

- Investeringer
- Omkostninger til drift og vedligehold
- Køb af brændsler
- Salg af el til nettet
- Køb af el fra nettet
- Forvridningstab, afgifter
- Forvridningstab, tilskud
- CO₂-omkostninger, brændsler
- CO₂-omkostninger, el (er indeholdt i el-priserne, og derfor 0 her)
- Øvrige emissioner (SO₂-, NO_x- og PM_{2,5}), brændsler
- Øvrige emissioner (SO₂-, NO_x- og PM_{2,5}), el

Samfundsøkonomien er beregnet over en betragtningsperiode på 20 år og de samfundsøkonomiske nutidsværdier er tilbagediskonteret til 2022.

Den samfundsøkonomiske omkostning af CO₂-emissioner er sat til Energistyrelsens prissætning af CO₂-emissioner uden for kvotesektoren.

Investeringerne omregnes til årlige kapitalomkostninger jf. vejledningen. Dette sker både i referencen og alternativerne.

Bilag 1: Anvendte forudsætninger

Ledningsnet:

	Investeringsomkostninger
Transmissionsledning	3500 kr./m
Distributionsledninger (gns.)	2214 kr./m
Stikledninger	15 m/stk
Termonet, befæstet	1000 kr./m
Termonet, ubefæstet	300 kr./m

	Varmetab
Hovedledninger (gns.)	12 W/m
Stikledninger (gns.)	8 W/m

Investeringsomkostningen til distributions regnes specifik for hvert område, og kan derfor i mindre grad variere for det ovenstående, for andre områder.

Anlægsinvestering:

Luft-vand varmepumpe	9.936.000 kr./MW
Gaskedel	446.000 kr./MW
Elkedel	1.116.000 kr./MW
Træpillekedel	5.282.000 kr./MW
Stikledning	25.000 kr./forbruger
Akkumuleringstank	2.500 kr./MWh
Eltilslutning	223.000 kr./MWel

Vedligehold:

	Variabel drift	Fast drift
Luft-vand varmepumpe	20 kr./MWh	14.880 kr./år/MW
Gaskedel	8 kr./MWh	14.508 kr./år/MW
Elkedel	7 kr./MWh	7.961 kr./år/MW
Træpillekedel	15 kr./MWh	246.264 kr./år/MW
Fliskedel	20 kr./MWh	
Halm	16 kr./MWh	
Olie	8 kr./MWh	
Affald	58 kr./MWh	
Sol	2	

Virkningsgrader og levetid:

	Virkningsgrad	Levetid SØ	Levetid Forbrugeøkonomi
Luft-vand varmepumpe	315%	25	25 år
Gaskedel	105%	25	25 år
Elkedel	99%	20	20 år
Træpillekedel	101%	25	25 år
Fliskedel	114%		
Halm	103%		
Olie	90%		
Affald	106%		
Sol	100%		
Ledningsnet		40	30 år
Stikledning		40	30 år
Akkumuleringstank		40	30 år
Eltilslutning		40	30 år

Administration og bygninger:

	Lokalt net	Transmissionsledning Termonet		
Administration og ejendomme	1.500	750	500	kr./forbruger/år
Minimumsgrænse	300.000	150.000	150.000	kr.
Teknikbygning, SRO, mm	1.000.000	500.000	300.000	kr.

For teknikbygningen er der regnet med en levetid på 25 år, både i forbruger- og samfundsøkonomi.

Renter:

Kollektive løsninger	2,5%
Individuelle løsninger	4,5%

Energipriser 2021/2022

alle priser er ekskl. moms

Kollektive løsninger Individuelle løsninger

Gas

Spotpris	9,19	9,19	kr./Nm ³
Distribution	0,91	1,749	kr./Nm ³
Afgift	2,897	2,897	kr./Nm ³
Biogas tillæg	0	0	kr./Nm ⁴
Total	13,001	13,84	kr./Nm ³
	1.181,91	1.258,18	kr./MWh

Træpiller

Brændelspris	1900	2800	kr./ton
	109	160	kr./GJ
	390,79	576,00	kr./MWh

Flis

Brændelspris	493		kr./ton
	53		kr./GJ
	191		kr./MWh

Halm

Brændelspris	667		kr./ton
	46		kr./GJ
	166		kr./MWh

Fyringsolie

Brændelspris	8,109	9,575	kr./l
Afgifter	2,745	2,745	kr./l
Total	10,854	12,320	kr./l
Total	1.090	1.237	kr./MWh

Elektricitet

Spotpris	805,64	805,64	Kr./MWh
Afgift	4,00	8,00	Kr./MWh
Tariffer	369,93	459,23	Kr./MWh
Total	1.179,57	1.272,87	Kr./MWh

Energipriser 2030:

Kollektive løsninger Individuelle løsninger

Gas

Spotpris	5,03	5,03	kr./Nm3
Distribution	0,91	1,749	kr./Nm3
Afgift	2,897	2,897	kr./Nm3
Biogas tillæg	0	0	kr./Nm4
Total	8,83	9,67	kr./Nm3
	803,00	879,27	kr./MWh

Træpiller

Brændelspris	1411	2079	kr./ton
	81	119	kr./GJ
	290	428	kr./MWh

Flis

Brændelspris	505		kr./ton
	54		kr./GJ
	195		kr./MWh

Halm

Brændelspris	667		kr./ton
	46		kr./GJ
	166		kr./MWh

Fyringsolie

Brændelspris	3,748	4,426	kr./l
Afgifter	2,745	2,745	kr./l
Total	6,493	7,171	kr./l
Total	652	720	Kr./MWh

Elektricitet

Spotpris	390,00	390,00	Kr./MWh
Afgift	4,00	8,00	Kr./MWh
Tariffer	369,93	459,23	Kr./MWh
Total	763,93	857,23	Kr./MWh