

JULI 2020
ENERGISTYRELSEN

POTENTIALIALE FOR KONVERTERING AF NATURGASOMRÅDER TIL FJERNVARME



JULI 2020
ENERGISTYRELSEN

POTENTIALE FOR KONVERTERING AF NATURGASOMRÅDER TIL FJERNVARME

PROJEKTNR.

DOKUMENTNR.

001

VERSION

UDGIVELSESDATO

BESKRIVELSE

UDARBEJDET

KONTROLLERET

GODKENDT

5.0

23-07-2020

JARU/SIAR/JOLN

SIAR/JARU

JARU

INDHOLD

1	Indledning	5
1.1	Ansvarsfraskrivelse	5
2	Sammenfatning	6
3	Metode og forudsætninger	8
3.1	Proces	9
3.2	Kortlægning af varmebehov	12
3.3	Investeringsomkostninger	13
3.4	Fjernvarmeomkostninger	16
3.5	Gasomkostninger (individuel)	18
3.6	Individuel VE-forsyning	20
3.7	Økonomiske beregninger	23
4	Økonomisk potentiale	27
4.1	Følsomhedsanalyser	30
4.2	Sammenligning med individuel VE-forsyning	32
4.3	Samfundsøkonomisk CO ₂ -omkostning	34
4.4	Varmeforsyningspotentiale	35

BILAG

Bilag A	Individuelle opvarmningsanlæg	38
Bilag B	Transmissionsledningsomkostninger	40

Bilag C	Analyse af omkostninger og resultatevalueringsprocessen	41
C.1	Gasopvarmning	43
C.2	Fjernvarmeforsyning	47
Bilag D	GIS metode	49
Bilag E	Fjernvarmepriser	52
Bilag F	Udregning af biogaspris	55
Bilag G	Økonomisk potentiale – Regionsopdeling	56
Bilag H	Følsomhedsanalyse resultater	62
Bilag I	Individuel VE analyse resultater og kunde- og varmepotentiale	64
I.1	VP-scenariet	64
I.2	VPT Scenarie	67
I.3	Fordeling af konverteret eksisterende gas- og oliekunder til fjernvarme	70
I.4	Geografisk opdeling af resterende varmebehov	71
Bilag J	Samlede investeringsomkostninger for fjernvarme i naturgasområder i Danmark	73

1 Indledning

Som et led i Energistyrelsens moderniseringsanalyse har Energistyrelsen ønsket at få belyst, i hvilket omfang kravet om at opnå en positiv samfundsøkonomi er en barriere for udvidelse af fjernvarmeforsyningen til naturgasområder i Danmark.

Moderniseringsanalysen omfatter – udover krav om positiv samfundsøkonomi – også andre produktionsbindinger og forbrugerbindinger. Denne analyse omfatter alene krav om positiv samfundsøkonomi.

I denne analyse tages der udgangspunkt i de områder i Danmark, der er udlagt til naturgasforsyning jævnfør 'Forsyningsområder' fra Erhvervsstyrelsens Planinfo. Af andre centrale kilder er Energistyrelsens vejledning og forudsætninger for samfundsøkonomiske beregninger samt Finansministeriets senest udmeldte forudsætninger for nettoafgiftsfaktor og skatteforvridningstab.

1.1 Ansvarsfraskrivelse

Denne rapport er udarbejdet på basis af de tilgængelige data og ydermere en analyse af informationer modtaget fra Energistyrelsen, hvilket omhandler offentligt tilgængelige oplysninger samt COWIs nuværende viden på emnet.

COWIs arbejde og denne rapport er udelukkende en teknisk due diligence og dækker derfor på ingen måde nogle juridiske forhold.

I forbindelse med COWIs ansvarsforhold skal det understreges, at de konklusioner der fremstår i rapporten, er baseret på ægtheden og totaliteten af den modtagne dokumentation og på de oplysninger det har være muligt for COWI at tilægge sig.

En accept af rapporten fra de tilsigtede modtagere indebærer en accept af denne ansvarsfraskrivelse.

2 Sammenfatning

I analysen er der taget udgangspunkt i varmebehov i bygninger med individuel gas- og olieforsyning i naturgasområder. Dette omfatter et estimeret varmebehov på ca. 8.900 GWh. I beregninger om samfunds-, selskabs- og brugerøkonomi er det forudsat, at der sker en tilslutning til fjernvarmeforsyning på 80 %. Herved forudsættes det højeste tekniske potentiale i denne analyse til et varmebehov på ca. 7.100 GWh. Hoveddelen af analysen tager udgangspunkt i en samlet sammenligning mellem fjernvarme i forhold til individuel varmforsyning. Den individuelle varmforsyning kan enten være den nuværende (gas og olie) eller en fremtidig grøn forsyning (varmepumper og træpillekedler). For at fjernvarme vurderes at være en rentabel løsning skal denne forsyning være billigere end både den nuværende individuelle forsyning og en mulig fremtidig individuel grøn forsyning. Den fremtidige grønne forsyning opstilles som to muligheder. Enten den økonomisk fordelagtige, hvor alle konverterer til individuelle luft-til-vand varmepumper eller det mere 'praktiske' scenarie, hvor der tages højde for at der kan være plads- og støjfordringer der gør at nogle fravælger luft-til-vand varmepumper. Sidstnævnte scenarie baserer sig på en kombination af luft-til-vand varmepumper, jordvarmepumper og træpillekedler. Resultaterne oplyses som en spænd mellem de to individuelle grønne forsyninger.

Af de 7.100 GWh er der fundet et selskabsøkonomisk potentiale for etablering af fjernvarme på ca. 1.800-2.600 GWh svarende til ca. 25 %-37 % af det samlede teknisk mulige varmebehov. Varmebehovet i områder, der er fundet både selskabs- og brugerøkonomisk rentable, er 1.800-2.550 GWh svarende til 25 %-36 % af det tekniske potentiale (ca. 20 %-29 % af det fulde varmebehov i naturgasområderne). Det samfundsøkonomiske potentiale er på 0 %, for begge sammenligninger. På baggrund af analysen vurderes det samfundsøkonomiske krav at være en barriere for konvertering af ca. 1.800-2.600 GWh.

Der er flere parametre der har stor indflydelse på resultaterne. En forøgelse af den samfundsøkonomiske CO₂-omkostning med en faktor 3 får det samfundsøkonomiske potentiale til at nærme sig det selskabsøkonomiske potentiale når der alene sammenlignes med fjernvarme og individuel naturgas.

Den samfundsøkonomiske gaspris udgør en betydelig andel af de samlede omkostninger for individuel varmforsyning, men er markedsbestemt. Det betyder, at man som udgangspunkt ikke kan justere den efter politiske hensyn. I stedet kan den samfundsøkonomiske CO₂-omkostning tilpasses så den afspejler klimapolitiske målsætninger. Det vurderes, at hvis den samfundsøkonomiske CO₂-omkostning hæves med en faktor 3-5 så vil langt størstedelen af det selskabsøkonomiske potentiale være samfundsøkonomisk rentabelt at konvertere hvis man alene sammenligner fjernvarme med individuel naturgas. Den samfundsøkonomiske CO₂-omkostning forventes kun at have meget lille betydning når man sammenligner fjernvarme (der på sigt forventes at basere sig i høj grad på eldrevne varmepumper) og individuelle varmepumper.

En indirekte konsekvens af det samfundsøkonomiske krav på kollektiv opvarmning kan være, at de individuelle gasforbrugere konverterer til en samfundsøko-

nomisk dyrere individuel VE-forsyning. Dette skal forstås således, at gasområderne, hvor fjernvarme ikke findes samfundsøkonomisk rentabelt ift. naturgas, kan skifte over til individuelle VE-løsninger. Det er dog ikke sikkert, at den individuelle VE-løsning er billigere samfundsøkonomisk end fjernvarme. Der vurderes på baggrund af analysen at være et betydeligt samfundsøkonomisk potentiale for fjernvarme sammenlignet med individuelle VE-løsninger.

3 Metode og forudsætninger

Der udarbejdes tre økonomiske analyser for at vurdere, i hvilket omfang kravet om positiv samfundsøkonomi i forbindelse med projekter for konvertering af individuel opvarmning (gas) til fjernvarme er en barriere for godkendelse af konverteringsprojekter. Yderligere, som vejledningen forskriver, skal der sammenlignes med alle relevante opvarmningsalternativer. I den sammenhæng sammenlignes der, samtidigt med gasopvarmning, med to forskellige individuelle vedvarende energi (VE) løsninger. Dette er for den ene løsning en sammenligning med individuel opvarmning med varmepumper og træpillekedler. For den anden løsning er det en sammenligning imellem individuel opvarmning af luft-til-vand varmepumper. De tre analyser er for bruger, selskab og samfund.

De individuelle opvarmningsløsninger sammenlignes med fjernvarmen, da dette er relevant for om kravet om positiv samfundsøkonomi er en barriere. Det skal understreges, at der i analysen kun fokuseres på sammenligningen imellem fjernvarme- og individuelle opvarmningsforsyninger, og dermed ikke imellem de individuelle opvarmningsforsyninger.

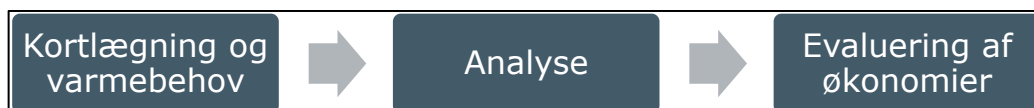
Den selskabsøkonomiske beregning skal i høj grad forstås som en totaløkonomisk betragtning. Således definerer de selskabsøkonomiske omkostninger, hvorvidt det samlet set kan betale sig for brugere og selskab at blive fjernvarmeforsynnet frem for at fortsætte med individuel gasforsyning eller skifte over på de individuelle VE opvarmningsløsninger. Dette vil i praksis kræve en meget kreativ form for prisdifferentiering, men er stadig en god måde at illustrere potentialet for fjernvarme på. Oplevelsen fra fjernvarmeselskaberne i Danmark er også, at valg af varmeforsyning ikke alene bliver afgjort af varmeomkostningerne og at mange konverterer til fjernvarme, selv hvis det er lidt dyrere end en alternativ forsyning. Skulle man se på en mere 'reel' selskabsøkonomisk beregning, ville det kræve, at man kunne fremskrive fjernvarmepriserne svarende til de der fremgår af Forsyningstilsynets varmeprisstatistik, men tilpasset specifikke omkostninger til etablering af gadeledningsnet. Det har desværre ikke været muligt at foretage denne prisfremskrivning/-tilpasning i denne analyse. Den selskabsøkonomiske metode i denne analyse er udarbejdet på samme måde som for 'Fjernvarmeanalysen' for Energistyrelsen i 2014 og 'Fremtidig Varmeforsyning i Hovedstadsregionen' for Gate21 i 2018.

Brugerøkonomien har til formål at belyse, hvorvidt det overordnet vil være økonomisk attraktivt på kort sigt for forbrugere at konvertere til fjernvarme fra det lokale fjernvarmeselskab. Hvis det ikke er brugerøkonomisk attraktivt at konvertere til fjernvarme, er det svært at forsvare en høj tilslutningsgrad til fjernvarmeforsyningen i projektforslaget. En reduceret tilslutningsgrad vil øge såvel de selskabs-, bruger- samt samfundsøkonomiske omkostninger for fjernvarmescenariet.

Hvis et projekt er såvel bruger- og selskabsøkonomisk rentabelt, men der ikke kan findes en samfundsøkonomisk fordel på baggrund af de gældende vejledninger og forudsætninger ved konverteringen til fjernvarme, vil dette tilfælde tælle som en situation, hvor kravet om positiv samfundsøkonomi er en barriere for konvertering til fjernvarme.

3.1 Proces

Der tages i analysen udgangspunkt i en kortlægning af varmforsyningen for de interessante naturgasområder. Kortlægningen bruges til definering af varmebehovet i bygninger samt antallet af opvarmede bygninger for de enkelte naturgasområder. For analysen er det kun fundet relevant at undersøge gas- og olieforbrugere, dermed dækkes ikke forbrugere opvarmede af varmepumper, elvarme, biomassekedler og andet. Nedenstående figur giver en oversigt af processen i analysen.



Figur 3.1 Proces oversigt af fremgangsmetode

I 'Kortlægning og varmebehov' udarbejdes en GIS-analyse baseret på tilgængelige data fra BBR (til estimering af varmebehov) og naturgasområder (fra plandata.dk) i Danmark. Kortlægningen sker på bygningsniveau og grupperes mht. varmebehov, opvarmningstype og lokation. Derigennem defineres det samlede behov for de udvalgte områder (naturgasområder).

Analysen omfatter alene bygninger i gasforsynede områder baseret på forsyningsområder fra plandata.dk.

Grundet de mange forskellige typer af forbrugere (forskellige behov og brugte kapaciteter) simplificeres forbrugerne ved at definere tre forbrugsgrupper. Tabellen forneden viser det samlede varmebehov for hver af forbrugsgrupperne samt det samlede antal af forbrugere som er inkluderet for områderne.

Tabel 3.1 Samlet olie- og gas varmebehov og antal forbrugere dækket af analysen

Forbrugsgruppe	Mindre bygning (0-50 MWh)	Mellemstor bygning (50-350 MWh)	Større bygning (>350 MWh)	Total
Samlet forbrug, GWh	6.088	1.983	843	8.914
Andel gasforbrugere af samlet forbrug, GWh	5.037	1.596	751	7.385
Antal forbrugere, 1.000 stk.	351	18	1,3	370
Gennemsnitligt varmebehov pr. forbruger, MWh	17	113	631	-
Teknisk potentiale, GWh	4.870	1.586	674	7.131

Note: 'Samlet forbrug' omfatter det samlede estimerede varmebehov for bygninger forsynet med gas og olie i naturgasforsyningsområder; 'Andel gasforbrugere af samlet forbrug' omfatter den del af 'samlet forbrug', der er bygninger forsynet med gas; 'Teknisk potentiale' omfatter de 80 % af 'Samlet forbrug', som forudsættes potentielt at kunne konvertere.

Det samlede estimerede varmebehov for gas- og olieopvarmede bygninger er ca. 8.900 GWh. Varmebehovet fordeles i analysen geografisk med følgende geografiske betegnelser; København og omegn¹, Sjælland uden for København og omegn og Resterende del af landet. Nedenstående tabel viser fordelingen af varmebehov samt antal naturgasområder for analysen.

Tabel 3.2 Samlet olie- og gas varmebehov og antal forbrugere for analysen fordelt på de geografiske betegnelser

Regioner	København og omegn	Sjælland uden for København og omegn	Resterende del af landet
Samlet forbrug, GWh	1.625	3.147	4.141
Antal af naturgasområder	54	196	766

¹ København og omegn dækker over de kommuner, hvor fjernvarmeselskaberne VEKS, CTR og til dels Vestforbrænding leverer varme til, svarende til Energistyrelsens Energitilbydere (EPT)-område 'Storkøbenhavn'.

Tabellen giver et overblik over, hvordan varmebehovet for eksisterende naturgasområder fordeler sig i Danmark, samt hvor varmebehovsintensive naturgasområderne er for hver af regionerne.

Denne fordeling er også belyst i Bilag D.

Analysen tager udgangspunkt i fire forsyningsmuligheder; fortsat gasforsyning, to udgaver af individuel VE (varmepumper og træpillekedler eller luft-til-vand varmepumper) og fjernvarme. Med fortsat gasforsyning forudsættes det, at alle gasforbrugere fortsætter med at bruge gas, mens alle olieforbrugere konverterer til gasforsyning. I de individuelle VE-scenarier konverterer alle gas- og olieforbrugere til enten varmepumpe eller træpillekedel (kaldet 'VPT' scenariet) eller kun til luft-til-vand varmepumper (kaldet 'VP' scenariet). Med fjernvarmeforsyning forudsættes det, at alle gas- og olieforbrugere konverterer til fjernvarme. Der er således ikke forsyningsmuligheder, hvor fx en andel af et område forsynes med gas mens en anden del forsynes med individuelle varmepumper.

Det skal dog bemærkes, at der antages en konverteringsrate på 80 %, også benævnt som brugerandelen, for alle områder dækket af analysen. Dermed findes de økonomiske sammenligninger kun for denne brugerandel scenarierne imellem. En uddybning af dette kan findes i afsnit 3.6.

Investeringsomkostningerne for referencen (regnet som en annuitet) dækker derved både naturgaskedler til alle forbrugere samt gasstik specifikt for olieforbrugere. Herudover indregnes omkostninger til drift og vedligeholdelse samt til køb af gas.

For de individuelle VE-forsyninger dækker investeringsomkostningerne enten varmepumper eller træpillekedler eller kun luft-til-vand varmepumper afhængigt af scenariet. Yderligere indregnes omkostninger til drift og vedligeholdelse heraf samt til køb af el eller træpiller, afhængigt af scenariet.

Omkostningerne for fjernvarmeforsyning omfatter investeringsomkostninger, omkostninger til drift og vedligeholdelse samt fjernvarmeproduktionsomkostninger. Investeringsomkostningerne omfatter gadeledninger, stikledninger, fjernvarmeunits, afskaffelse af gasstik for gaskunder og i nogle tilfælde også omkostning til transmissionsledning. Investeringsomkostninger til produktionsanlæg er omfattet af fjernvarmeproduktionsomkostningerne. Fjernvarmeproduktionsomkostningerne beskrives senere.

I stedet for at lave 20-årige selskabs- og samfundsøkonomiske beregninger, indregnes investeringsomkostninger som annuiteter, mens omkostninger der varierer over tid (energipriser, emissioner, CO₂-omkostninger og lignende), omregnes til en 'gennemsnitspris' for perioden. Denne er regnet som en 'Levelized Cost Of Energy', således at den indeholder påvirkning af den respektive rente.

Fjernvarmeforsyning til konverteringsområdet forventes i første omgang at være baseret på varme fra det lokale fjernvarmeselskab. Dog antages, at fjernvarmenettet ikke kan udvide til naturgasområdet, hvis varmebehovet i naturgasområdet er større end 80 % af den nuværende varmeproduktion i det eksisterende

fjernvarmenet. I disse tilfælde undersøges i stedet etablering af et lokalt fjernvarmesystem.

De væsentlige kilder til analyserne er:

- > "Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger for energipriser og emissioner", Energistyrelsen – oktober 2019
- > Samfundsøkonomiske varmepriser i Hovedstaden, VEKS – november 2019
- > "Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet", Energistyrelsen, juli 2018
- > Teknologikataloger fra Energistyrelsen
- > Forsyningsområder fra plandata.dk
- > BBR-data
- > Enhedsvarmebehov fra SBI².

Resultatet af analysen vil blandt andet være en opgørelse over de tekniske og økonomiske potentialer for konvertering fra individuel opvarmning til fjernvarme. De væsentlige nøgletal vil være et varmebehov, der er:

- > Selskabsøkonomisk rentabelt at konvertere til fjernvarme
- > Selskabs- og brugerøkonomisk rentabelt at konvertere til fjernvarme
- > Selskabs-, bruger- og samfundsøkonomisk rentabelt at konvertere til fjernvarme

3.2 Kortlægning af varmebehov

Varmebehovet i de naturgasforsynede områder er estimeret på baggrund af enhedsnøgletal (kWh/m²) fra SBI samt opvarmede arealer m.v. fra BBR. Det estimerede varmebehov er for hver bygning (ca. 2,5 mio. bygninger i Danmark) kortlagt og derigennem koblet til det respektive naturgasforsyningsområde. Der er i forbindelse med kortlægningen lavet en inddeling af bygningerne ud fra deres estimerede varmebehov for at kategorisere dem som enten mindre, mellemstore eller store bygninger. Herudover er der alene udvalgt de bygninger, der ifølge BBR bruger gas eller olie som brændsel (ca. 0,5 mio. bygninger indenfor de definerede naturgasområder).

Kortlægningen er yderligere beskrevet i Bilag D.

² <https://sbi.dk/Pages/Potentielle-varmebesparelser-ved-loebende-bygningsreivering-frem-til-2050.aspx>

3.3 Investeringsomkostninger

Investeringsomkostninger i analysen omfatter:

- > Individuel naturgasopvarmning
 - > Naturgaskedel
 - > Stikledning til gas (kun for en konvertering af olieforbrugere til gas).
- > Individuel VE-opvarmning
 - > Varmepumpe eller træpillekedel, eller luft-til-vand varmepumpe (afhængig af scenariet)
 - > Afskaffelse af gasstik
- > Fjernvarme
 - > Distributionsledninger
 - > Stikledninger
 - > Fjernvarmeunits
 - > Afkobling af eksisterende gasstik
 - > Transmissionsledninger (kun hvor relevant).

Investeringsomkostninger forbundet med nye produktionsanlæg indgår i de beregnede fjernvarmeproduktionsomkostninger.

Det skal understreges, at alle oplyste priser i rapporten er oplyst ekskl. moms.

Investeringsomkostninger for distributionsledninger og transmissionsledninger beskrives i følgende afsnit. Investeringsomkostninger for de andre anlæg fremgår af Bilag A.

3.3.1 Distributionsledningsomkostninger

Omkostningerne til etablering af distributionsledninger baseres på hhv. nøgletal for omkostninger pr. km² samt arealer af de gasforsynede områder.

Nøgletal for etablering af fjernvarmedistributionsledninger er baseret på erfaringstal fra projekter, hvor COWI har været involveret. Der er meget stor forskel på de samlede omkostninger for etablering af fjernvarmeledninger afhængigt af, hvor i Danmark de etableres. Følgende grupper med dertilhørende nøgletal er derfor brugt:

- > København og omegn (kommuner forsynet med varme fra Energistyrelsens Energiproducenttællings (EPT)-område 'Storkøbenhavn'): 45 mio. kr./km²
- > Sjælland uden for København og omegn: 30 mio. kr./km²
- > Resten af landet: 21 mio. kr./km².

Arealer brugt sammen med nøgletallene er med udgangspunkt i forsyningsområderne fra plandata.dk. Der er mange forsyningsområder, hvor store marker eller lignende udgør en betydelig del af områdernes areal. Det vil ikke være tilfældet

på baggrund af de ovenfor oplyste nøgletal. Der er derfor lavet en korrektion af forsyningsområderne.

Korrigerede arealer er yderligere beskrevet i Bilag D.

3.3.2 Transmissionsledningsomkostninger

Omkostningerne for etablering af transmissionsledninger baseres på hhv. nøgletal for omkostninger pr. km ledning samt afstand mellem fjernvarmeforsyningsområde og naturgasforsyningsområde.

Nøgletallene brugt til investeringsomkostningerne er baseret på Bilag B.

Kortlægning af længder af transmissionsledninger samt omkostninger er yderligere beskrevet i Bilag D.

3.3.3 Andre investeringsomkostninger og omkostninger til drift og vedligeholdelse

Andre investeringsomkostninger i referencen dækker naturgaskedel, for både eksisterende og nye (gamle olieforbrugere) gasforbrugere, og gasstik. Disse baseres på både erfaringstal samt Energistyrelsens teknologikatalog.

I de individuelle VE-scenarier dækker investeringsomkostningerne varmpumperne og træpillekedlerne, afhængigt af scenarierne. Disse omkostninger er baseret på erfaringstal samt Energistyrelsens teknologikatalog.

Det samme gør sig gældende for bestemmelse af drift og vedligeholdelse af de enkelte implementerede anlæg for referencen og de individuelle VE-scenarier.

I fjernvarmescenariet omhandler omkostninger: drift og vedligeholdelse for fjernvarmenheder samt stikledninger for fjernvarmenettet. Begge er baseret på erfaringstal samt Energistyrelsens teknologikatalog.

De i analysen brugte nøgletal er defineret i Bilag A.

3.3.4 Meromkostning for oprettelse af nyt lokalt fjernvarmesystem

Det antages i analysen, at når et eksisterende naturgasområde kobles til et nærtliggende eksisterende fjernvarmesystem, sammenlignes områdets varmebehov op imod det nærtliggende fjernvarmesystems nuværende varmeproduktion. Overstiger varmebehovet det nærtliggende fjernvarmesystems nuværende varmeproduktion med mere end 80 %, så antages det rentabelt for det eksisterende naturgasområde at oprette sit eget fjernvarmesystem.

Etableringen af et nyt lokalt fjernvarmesystem vil kræve en række grundomkostninger. Disse omkostninger går til en minimumsbemanning, administration m.v.

Der foreligger ikke umiddelbart omkostninger tilgængeligt for dette og det er også sjældent, at der er blevet etableret større nye fjernvarmeselskaber. For analysen antages der at skulle afsættes minimum 2.000.000 kr./år for et hvert net, som etablerer et nyt lokalt fjernvarmesystem. Dertil forudsættes der en lineærafhængighed, på antallet af forbrugere i naturgasområdet, på 800 kr./år/forbruger. Omkostninger er baseret på meget overordnede skøn.

3.4 Fjernvarmeomkostninger

Gennem rapportens tre økonomiske analyser benyttes fjernvarmepriser til at definere en omkostning fra enten samfundets, fjernvarmeselskabets eller brugers synspunkt.

Brugerøkonomi

Den brugerøkonomiske metode baseres på selskabsøkonomiske marginale produktionsomkostninger, for første år af udregningsperioden.

Overordnet antages der, at de marginale produktionsfordelinger for selskabsøkonomien, som uddybes forned, bruges som fjernvarmeomkostninger fra det brugerøkonomiske perspektiv. Dette gøres ud fra antagelsen om, at den marginale varmeproduktionsomkostning repræsenterer en perfekt fjernvarmetakst og dermed pålægges brugeren, ud fra hvile-i-sig-selv princippet. Brugerøkonomien skal stadig belyse den økonomiske attraktivitet på kort sigt og derfor benyttes de marginale produktionsfordelinger kun for første år af beregningsperioden, dvs. priser fra 2021.

Selskabsøkonomi

De selskabsøkonomiske fjernvarmeproduktionsomkostninger beregnes på baggrund af de marginale produktionsfordelinger over en 20-årig periode. De marginale produktionsfordelinger er her defineret som merproduktion fordelt på produktionsanlæg for det øgede varmemarked. Den marginale fjernvarmeproduktionsomkostning findes som omkostningerne forbundet med varmeproduktion til det øgede varmemarked. En uddybning af dette kan findes i Bilag E.

Gas udgør i dag stadig en stor del af fjernvarmeforsyningen i mange fjernvarmesystemer. Det vurderes dog, at det er muligt for alle fjernvarmesystemer at etablere ny billig varmeproduktionskapacitet såsom varmepumper og biomassekedler – især ved ophævelse af gældende produktionsbindinger i fjernvarmesektoren. Mange fjernvarmeselskaber er ved at omstille til VE, men da flere rammer indenfor området først for nyligt er blevet ændret³, så er der en forsinkelse på omstillingen.

Baseret på erfaring vurderes det helt overordnet, at alle fjernvarmeselskaber bør kunne omstille omkostningseffektivt til varmepumper og/eller biomassekedler inden for få år. I beregningen af den marginale varmeproduktionsomkostning forudsættes det derfor, at fjernvarmeforsyningerne er omstillet, inden man påbegynder udvidelserne af varmemarkederne.

Der er lavet to analyser af den marginale fjernvarmeproduktionsomkostning. Den ene tager udgangspunkt i, at man fastholder det eksisterende produktionssystem. Den anden tager udgangspunkt i, at man etablerer ny billig varmeproduktionskapacitet.

Fastholdes den nuværende varmeproduktionskapacitet, vil investeringsomkostningerne være lave, men spidslastomkostningerne (der her fortsat er naturgas-

³ elvarmeafgiftsreduktion sommer 2018 og brugerøkonomikrav for biomassekedler nytår 2018/2019

kedler) vil være høje. Åbnes der i stedet for etablering af ny billig produktionskapacitet, indregnes der investeringsomkostninger, men til gengæld vil en større del af varmeproduktionen være baseret på produktionsanlæg med lave variable varmeproduktionsomkostninger.

De to tilgange er sammenlignet, og her blev fundet, at den selskabsøkonomisk billigste tilgang er at etablere ny produktionskapacitet. Det er derfor grundlaget for den videre analyse.

I de naturgasområder, hvor der forudsættes etableret et helt nyt fjernvarmesystem, indregnes gennemsnitlige fjernvarmeproduktionsomkostninger for det specifikke område, da det nye varmegrundlag vil skulle dække alle omkostninger (som her vil være marginale).

Undtaget er fjernvarmeproduktionsomkostningerne for nettet i København og omegn. Her er brugt forudsætninger fra VEKS⁴, som opdateres løbende. Omkostningerne præsenteres som samfundsøkonomiske omkostninger, men i forbindelse med et tidligere projekt blev der i dialog med HOFOR fastsat en tilgang til at fastsætte de selskabsøkonomiske fjernvarmepriser på samme grundlag.

Tilgang til fastsættelse af de selskabsøkonomiske fjernvarmeproduktionsomkostninger beskrives nærmere i Bilag E.

Samfundsøkonomi

Baseret på det billigste selskabsøkonomiske alternativ, udregnes den samfundsøkonomiske varmepris for den pågældende produktionsløsning. Den samfundsøkonomiske varmepris er beregnet i henhold til Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger⁵.

De samfundsøkonomiske fjernvarmepriser for København og omegn er oplyst af VEKS.

Prisberegningerne er yderligere beskrevet i Bilag E.

Alle relevante omkostninger for de forskellige økonomier for fjernvarmeopvarmning opsummeres i nedenstående tabel.

⁴ <https://www.veks.dk/da/veks-tilbyder/oevrige-tilbud/samfundsoekonomi>

⁵ <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/samfundsoekonomiske-analysemetoder>

Tabel 3.3 Oversigt for omkostninger inkluderet i Fjernvarme-scenariet

Økonomier	Bruger	Selskab	Samfund
Bygninger	Fjernvarmeunit	Fjernvarmeunit	Fjernvarmeunit
Transport	Transmission	Transmission	Transmission
	Distribution	Distribution	Distribution
	Stikledninger	Stikledninger	Stikledninger
	Afkobling af gasstik	Afkobling af gasstik	Afkobling af gasstik
Energi	Første års-brændsels- og el omkostninger	Brændsels- og el omkostninger	Brændsels- og el omkostninger
	Afgifter, Transporttariffer,	Afgifter, Transporttariffer,	Nettoafgiftsfaktor,
	Omkostninger til produktionsanlæg	Omkostninger til produktionsanlæg	Skatteforvridningstab,
			Transporttariffer, Omkostninger til produktionsanlæg Emissioner

Note: Gasstik er kun relevant for eksisterende gaskunder. Renter og løbetider brugt til omregning af investeringer er afhængig af om der er tale om bruger-, selskabs- eller samfundsøkonomiske beregninger samt anlægstypen (se nærmere i afsnit 3.7).

3.5 Gasomkostninger (individuel)

I modsætning til fjernvarmeomkostningerne/-priserne behandles gasomkostningerne mere opdelt.

For samfundsøkonomiske gasomkostninger inkluderes gaspris inkl. transport m.v. samt CO₂- og andre emissionsomkostninger. Herudover indregnes skatteforvridningstab og nettoafgiftsfaktor.

For selskabs- og brugerøkonomien dækker omkostninger gaspris inkl. transport m.v. samt afgifter.

Den væsentlige forskel på selskabs- og samfundsøkonomiske omkostninger ligger i måden afgifter indregnes. For gas – med høje afgifter – bliver den samfundsøkonomiske gaspris markant lavere end den selskabsøkonomiske.

Gasomkostningerne tager udgangspunkt i Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger fra den 23. oktober 2019, hvorfra omkostninger til gasforbrug, CO₂ og andre emissioner hentes.

Gaspriserne fra Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger benyttes på tværs af de tre økonomianalyser, hvor forskellige prisniveauer defineres imellem forbrugstyperne. Det vil sige, at nogle typeforbrugere takseres forskelligt – baseret på deres forbrug. Biogas er som udgangspunkt relativt dyrt at producere sammenlignet med naturgas. Biogas forudsættes at blive opgraderet og sendt ind på gasnettet. De bruger- og selskabsøkonomiske omkostninger vil således afspejle de reelle gasomkostninger, hvor man tager højde for at tilskud får nedbragt omkostningerne til produktionen af biogassen. De samfundsøkonomiske gaspriser fra Energistyrelsen er blevet sammenlignet med gaspriser fra gasprisguiden.dk. Da priserne er på samme niveau, er de samfundsøkonomiske gaspriser brugt til både bruger-, selskabs- og samfundsøkonomiske analyser.

Når der foretages følsomhedsberegninger af gasprisen (større andel biogas), påvirker dette kun de samfundsøkonomiske omkostninger. Dette skyldes, at det forudsættes, at biogassen skal kunne konkurrere med naturgas for at kunne sælges til gasnettet. Således bliver prisen for forbrugeren (bruger og selskab) fortsat lig med prisen for gas fra gasnettet. Alternativet til dette kan evt. være lovgivning, der gør, at der skal indgå en vis andel VE-gas i gassammensætningen i gasnettet.

Gasprisen defineres heri, for både den samfunds- og selskabsøkonomiske analyse, som en gennemsnitspris for hele perioden på 20 år, strækkende fra 2021-2040, deri som en LCOE-pris.

For den brugerøkonomiske analyse repræsenterer prisen kun det første år af analysen. Dette skyldes, at det vurderes, at den almindelige varmemeforbruger vil se på dagens varmforsyningsomkostninger og træffe valg på dette grundlag i stedet for at lave en 20-årig analyse af forsyningsmuligheder.

CO₂-omkostninger for CO₂ uden for kvotesystemet og andre emissionspriser, det vil sige emissionspriser for SO₂, NO_x og PM_{2,5} indgår i den samfundsøkonomiske analyse. Ligesom for gasprisen udregnet som en LCOE for den 20-årige periode.

Emissionsomkostninger for selskabs- og brugerøkonomien defineres gennem afgiftstakster svarende til nuværende lovgivning på området.

En uddybning af ovenstående omkostninger kan ses i Bilag C.

Alle relevante omkostninger for de forskellige økonomier for individuel gasopvarmning opsummeres i nedenstående tabel.

Tabel 3.4 Oversigt for omkostninger inkluderet i reference-scenariet

Økonomier	Bruger	Selskab	Samfund
Bygninger	Kedel	Kedel	Kedel
Transport	Tilkobling af gasstik	Tilkobling af gasstik	Tilkobling af gasstik
Energi	Første års-brændselsomkostninger Afgifter Transporttariffer	Brændselsomkostninger Afgifter Transporttariffer	Brændselsomkostninger inkl. transportomkostninger Skatteforvridningstab Nettoafgiftsfaktor Emissioner

Note: Gasstik er kun relevant for olie kunder.

3.6 Individuel VE-forsyning

Hvis der ikke etableres fjernvarmeforsyning i naturgasområderne, må det forventes at der i stedet sker en langsom konvertering mod individuel VE-forsyning (varmepumper og træpillekedler). Analysen undersøger derfor også individuelle scenarier, der sammenligner fjernvarme med individuelle VE løsninger. Formålet er at belyse, hvorvidt kravet om samfundsøkonomi kan medføre, at forbrugerne i stedet vælger en individuel opvarmningsform, der kan vise sig at have større samfundsøkonomiske omkostninger end fjernvarmeforsyningen. Det er endvidere et krav i vejledningen for samfundsøkonomiske analyser, at fjernvarme skal sammenlignes ikke kun med den nuværende individuelle forsyning, men også med en alternativ individuel VE-forsyning.

Aspektet der dækkes i denne del af analysen, er at den enkelte forbruger ikke er bundet af samfundsøkonomisk rentabilitet, som den kollektive forsyning er jf. Projektbekendtgørelsen – herunder fjernvarme. Dermed er der ingen begrænsning for at den enkelte forbruger skulle genvælge gas til opvarmning, eller skifte til noget andet – herunder individuel VE.

Analysen fokuserer på to scenarier, hvor der i det ene benyttes varmepumper og træpillekedler til opvarmning, og der i det andet kun benyttes luft-til-vand varmepumper. Det skal forstås således, at hver enkelt forbruger bruger et specifikt anlæg (gaskedel, varmepumpe, træpillekedel eller fjernvarme).

I varmepumpe og træpillekedel scenariet, antages der at der bruges en række varmepumper af typerne: luft-til-vand, vandrette slanger og borehuller.

Som udgangspunkt evalueres de individuelle scenarier på samme måde som naturgasscenariet, set i afsnit 3.5. Brændselsomkostningerne for el og træpillekedler er også baseret på Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger fra den 23. oktober 2019.

De to scenarier kaldes i den resterende del af analysen for VP og VPT for hhv. luft-til-vand varmepumpe scenariet og kombinationsscenarioet med varmepumper og træpillekedler.

Det forudsættes i analysen, at det er meget usandsynligt, at alle individuelle forbrugere kun benytter sig af samme type individuel opvarmning, inden for mulighederne af VE-løsninger. Derfor er der for VPT-scenariet antaget fordelinger imellem fire typer af anlæg brugt til individuel opvarmning hos forbrugerne, som vil blive brugt igennem analysen.

Det vurderes, at der vil være en del bygninger – overvejende mellemstore og store bygninger – hvor pladskrav og temperaturforhold gør, at varmepumperne ikke vil være en hensigtsmæssig varmeforsyningsmulighed. Derfor er der lavet VPT-scenarie, hvor træpillekedler indgår som en del af den individuelle forsyning.

Som udgangspunkt, for VPT-scenariet, er især luft-til-vand varmepumper relevante til individuel opvarmning. Det forventes derfor, at mindre bygninger i høj grad vil vælge denne løsning. Nogle mindre forbrugere vurderes at vælge en jordvarmeløsning (vandrette slanger eller borehuller). Jordvarmeanlæg er dyrere end luft-til-vand varmepumpeanlæg, men bliver alligevel valgt. Dette kan skyldes, at man ikke ønsker en potentielt støjende udedel i form af luftindtaget til luft-til-vand varmepumpen.

Mellemstore og store bygninger kan ofte have svært ved at indpasse en luft-til-vand varmepumpe, da luftindtaget bliver stort. Der vil således skulle bruges et tagareal eller et grundareal. Dette vurderes ofte at være en udfordring i byer og bygninger, hvor taget ikke er forberedt til dette m.v. Alternativer her kan være jordvarmeanlæg.

For VP-scenariet antages alle forbrugere at få installeret luft-til-vand varmepumper. Dermed antages mellemstore og store bygninger til ikke at være begrænset af arealer til indpasning af luftindtaget eller andet.

Tabel 3.5 VP Scenariet - Fordeling af individuelle VE anlæg imellem de forskellige forbrugsgrupper

Forbrugsgruppe	Mindre bygning (0-50 MWh)	Mellemstor bygning (50-350 MWh)	Større bygning (>350 MWh)
Varmepumpe, luft	100%	100%	100%
Varmepumpe, vandrette slanger	0%	0%	0%
Varmepumpe, borehuller	0%	0%	0%
Træpillekedel	0%	0%	0%

Tabel 3.6 VPT Scenariet - Fordeling af individuelle VE anlæg imellem de forskellige forbrugsgrupper

Forbrugsgruppe	Mindre bygning (0-50 MWh)	Mellemstor bygning (50-350 MWh)	Større bygning (>350 MWh)
Varmepumpe, luft	70%	20%	10%
Varmepumpe, vandrette slanger	10%	20%	10%
Varmepumpe, borehuller	10%	20%	10%
Træpillekedel	10%	40%	70%

Ovenstående fordelinger benyttes dermed til at definere omkostninger til investering, drift og vedligehold, brændsel og energi, afgifter og miljø.

Investerings-, drift og vedligeholdelsesomkostninger baseres ligeledes på Energistyrelsens teknologikataloger, herunder også varmeydelse og andre tekniske specifikationer for anlæggene. Der er ikke indregnet eventuelle omkostninger til forstærkning af eldistributionsnettet som følge af en massiv udbygning af individuelle varmepumper.

Tabel 3.7 Oversigt for omkostninger inkluderet i VE-scenarierne

Økonomier	Bruger	Selskab	Samfund
Bygninger	VP eller VP/kedel	VP eller VP/kedel	VP eller VP/kedel
Transport	Afkobling af gasstik	Afkobling af gasstik	Afkobling af gasstik
Energi	Første årsbrændsels- og elomkostninger Afgifter Transporttariffer	Brændsels- og elomkostninger Afgifter Transporttariffer	Brændsels- og elomkostninger inkl. transportomkostninger Skatteforvridningstab Nettoafgiftsfaktor Emissioner

Note: Gasstik er kun relevant for eksisterende gaskunder.

3.7 Økonomiske beregninger

Analysen tager udgangspunkt i de prædefinerede naturgasområder, hvor forbrugere opdeles i tre grupper: mindre (0-50 MWh varmeforbrug), mellem (50-350 MWh varmeforbrug) og store (over 350 MWh varmeforbrug). Disse er også vist i Tabel 3.1 i afsnit 3.

Det enkelte område behandles og evalueres samlet i forhold til referencescenariet (gas), de individuelle VE-scenarier og projektscenariet (fjernvarme). Deri sammenlignes for området referencen, de individuelle VE-scenarier og projektet for at definere projektets rentabilitet både samfunds-, selskabs- og brugerøkonomisk.

Overordnet evalueres projektet ud fra en prædefineret brugerandel, der i dette tilfælde er sat til 80 %. De 80 % svarer til en forudsætning om, at kun 80 % af det samlede antal forbrugere og herunder kun deres samlede varmebehov indgår i analysen. Arealet af området der bruges til at definere omkostningerne til ledningsnet, fastholdes på 100 %. Dette gøres ud fra forudsætningen om, at de 80 % af forbrugerne er fordelt jævnt i hele arealet af området, og dermed skal der lægges ledninger i hele området. Dermed betragtes omkostningerne kun for det antal af forbrugere dækket af brugerandelen, heri investeringer i naturgaskedler, stik, fjernvarmeenheder, transmissionsledninger mm. Det justerede varmebehov defineres for analysen som værende det tekniske potentiale for fjernvarmen.

Sammenligningen laves på de samlede omkostninger for det specifikke område, som dækker investerings-, drift og vedligeholdelses- og forbrugsomkostninger.

For simplificering af tilgangen omregnes alle omkostninger til en årlig omkostning, herunder investeringer, drift og vedligehold samt forbrug, således at de årlige omkostninger repræsenterer et gennemsnitligt års omkostninger hele perioden for hvert af områderne. Den brugerøkonomiske analyse repræsenterer kun det første år, til sammenligning med beskrevet.

Omregningen af de årlige omkostninger af investeringsprisen sker på baggrund af enten den tekniske levetid af det installerede anlæg eller på prædefinerede antagelser omkring løbetiden i den pågældende økonomiske analyse. Det betyder, at hvis den tekniske levetid overstiger den prædefinerede løbetid (eksempelvis for fjernvarmeledninger), benyttes løbetiden i stedet til at definere den årlige omkostning. Derudover benyttes renter til at definere den årlige omkostning.

De renter brugt, for de pågældende økonomiske analyser kan ses i nedenstående tabel.

Tabel 3.8 Grundlæggende nøgletal til omregning af investeringer til en årlig omkostning.

Økonomier	Samfund	Selskab	Bruger
Rente, %	4%	3%	3%

Løbetiderne er afhængige af type af økonomisk analyse og teknologi. I den samfundsøkonomiske analyse er levetiderne brugt da der her er fokus på teknologiernes 'værdi'. Bruger- og selskabsøkonomisk er der taget udgangspunkt i levetiderne hvis disse ikke overstiger 20 år. Overstiger levetiderne 20 år bruges i stedet 30 år. Dette gælder i høj grad for fjernvarmeledninger, der har en levetid på mere end 30 år, men hvor anlæg faktisk afskrives hurtigere.

For referencescenariet omfattes følgende omkostninger for bruger-, selskabs- og samfundsøkonomi:

- > Investering af naturgaskedler og stikledninger hertil
- > Drift og vedligeholdelse af naturgaskedler
- > Forbrugsomkostninger dækkende gasforbrug og afgifter (for samfundsøkonomi bruges afgifter alene til at beregne skatteforvridningstab) forbundet med forbruget.

For VPT-scenariet omfattes følgende omkostninger for bruger-, selskabs- og samfundsøkonomi:

- > Investering af varmepumper, træpillekedler og afkobling af gasstik
- > Drift og vedligeholdelse af varmepumper og træpillekedler

- > Forbrugsomkostninger dækkende el- og træpilleforbrug og afgifter (for samfundsøkonomi bruges afgifter alene til at beregne skatteforvridningstab) forbundet med forbruget.

For VP-scenariet omfattes følgende omkostninger for bruger-, selskabs- og samfundsøkonomi:

- > Investering af luft-til-vand varmepumper og afkobling af gasstik
- > Drift og vedligeholdelse af luft-til-vand varmepumper
- > Forbrugsomkostninger dækkende elforbrug og afgifter (for samfundsøkonomi bruges afgifter alene til at beregne skatteforvridningstab) forbundet med forbruget.

Det skal dog bemærkes, at forbrugsomkostninger for brugerøkonomien tager udgangspunkt i det første år af beregningsperioden, som belyst i afsnit 3.5.

Da disse omkostninger er defineret som årlige omkostninger, fås en samlet årlig omkostning. Ud fra det samlede varmebehov i området defineres en marginal omkostning, som benyttes til at evaluere med projektet.

Tilsvarende behandles følgende omkostninger for projektet.

Brugerøkonomi:

- > Investering af fjernvarmeenheder, stikledninger og afkobling af gasstik
- > Drift og vedligeholdelse af fjernvarmeenheder
- > Forbrugsomkostninger dækkende fjernvarmeomkostninger, med fjernvarmetakst og marginale produktionsomkostninger belyst i afsnit 3.4.

Som for individuel gasforsyning og de individuelle VE-scenarier tager forbrugsomkostningerne for brugerøkonomien udgangspunkt i det første år af beregningsperioden. Naturgasomkostningerne stiger iflg. prisfremskrivningerne mens det for el er stort set uændret. Det betyder at energiomkostninger i år 1 er lavere for individuel gasforsyning end det beregnede vægtede gennemsnit, hvilket vil forringe naturgassen konkurrencedygtighed når man går fra bruger- til selskabsøkonomiske analyser. Der er i analysen taget udgangspunkt i en beregningsperiode på 20 år der også er almindeligt i forbindelse med udarbejdelse af projektforslag iht. Varmeforsyningsloven.

For selskabs- og samfundsøkonomi behandles disse meget tilsvarende hinanden, hvor de dækker nedenstående omkostninger.

- > Investeringer af transmissionsledning (hvis inkluderet), distributionsledninger, afkobling af eksisterende gasstikledninger, og etablering af fjernvarmestikledning og fjernvarmeenheder

- > Drift og vedligeholdelse af transmissionsledning, distributionsnet og fjernvarmeenheder og meromkostning for administration af nyt etablerede fjernvarmenet mm. (hvis nyt net etableres)
- > Forbrugsomkostninger repræsenteret ved enten samfunds- eller selskabsøkonomisk pris for området, hvilket er belyst i afsnit 3.4.

Som benævnt i afsnit 3.3.4 fravælges transmissionsløsningen, hvis varmegrundlaget i det pågældende område overstiger 80 % af det nuværende varmegrundlag i det tilknyttede fjernvarmesystem. Dette repræsenteres også i den anvendte fjernvarmepris belyst i afsnit 3.4.

Med alt ovenstående og givne forudsætninger fra forrige afsnit udføres analyserne for hhv. samfunds-, selskabs- og brugerøkonomien.

Det skal bemærkes, at det for de samfundsøkonomiske analyser er antaget, at der mindst skal være 5 % fordel for projektet sammenlignet med referencen. Der er ikke som sådan en nedre grænse for, hvor stor en samfundsøkonomisk fordel skal være for at søge om godkendelse af et projektforslag for konvertering. Dog bør et projekt være 'robust' og det er således almindeligt at sikre et vis overskud.

En uddybning af omkostningerne og resultatevalueringsprocessen kan findes i Bilag C.

4 Økonomisk potentiale

Ud fra de fastsatte rammer i analysen findes det i Tabel 4.1 og Tabel 4.2 hhv. viste økonomiske potentiale og antal af naturgasområder fordelt på samfunds-, selskabs- og brugerøkonomiske potentialer.

Det skal bemærkes at resultater for det økonomiske potentiale vises for projektet som et spænd imellem VP- og VPT-scenariet, der begge sammenlignes samtidigt med referencen.

Tabel 4.1 Økonomiske potentialer for konvertering til fjernvarme af varmebehovet for hhv. samfunds-, selskabs- eller brugerøkonomi fordelt på geografiske områder. Spændet vises som spændet imellem NG- og VP-scenariet og NG- og VPT-scenariet.

Varmebehov						
Økonomier	Selskabsøkonomi		Brugerøkonomi		Samfundsøkonomi	
Enheder	GWh	%	GWh	%	GWh	%
København og omegn	730-1.070	56%-82%	730-1.100	56%-84%	0	0%
Sjælland udenfor København og omegn	400-720	16%-29%	410-840	16%-33%	0	0%
Resten af Danmark	670-830	20%-25%	700-890	21%-27%	0	0%
Hele Danmark (Sum)	1.800-2.620	25%-37%	1.840-2.830	26%-40%	0	0%

Note: % er angivet ift. det samlede tekniske varmebehovspotentiale for den pågældende region.

Tabel 4.2 Økonomiske potentialer for konvertering til fjernvarme af antallet af naturgasområder for hhv. samfunds-, selskabs- eller brugerøkonomi fordelt på

geografiske områder. Spændet vises som spændet imellem NG- og VP-scenariet og NG- og VPT-scenariet.

Områder						
Økonomier	Selskabsøkonomi		Brugerøkonomi		Samfundsøkonomi	
Enheder	Antal	%	Antal	%	Antal	%
København og omegn	13-19	24%-35%	13-21	24%-38%	0	0%
Sjælland udenfor København og omegn	14-22	7,2%-11%	14-21	7,2%-11%	0	0%
Resten af Danmark	54-79	7%-10%	58-80	7,6%-10%	0	0%
Hele Danmark (Sum)	81-120	8%-12%	85-122	8,4%-12%	0	0%

Note: % er angivet ift. samlede antal naturgasområder for den pågældende region.

Tabel 4.1 og Tabel 4.2 viser, at det i flere af områderne og dermed også varmebehovet, er enten selskabs- eller brugerøkonomisk rentabelt at etablere fjernvarme. Derimod er der ingen samfundsøkonomisk rentabilitet ved at etablere fjernvarme i områderne.

For analysen er følgende tre potentialer vurderet mest relevante:

- > Selskabsøkonomisk potentiale
- > Bruger- og selskabsøkonomisk potentiale
- > Bruger-, selskabs- og samfundsøkonomisk potentiale.

Disse potentialer fremgår af Tabel 4.3 og Tabel 4.4.

Tabel 4.3 Økonomisk potentiale for konvertering til fjernvarme for varmebehov der er hhv. selskabsøkonomisk, både selskabs- og brugerøkonomisk rentable samt både samfunds-, selskabs- og brugerøkonomisk rentablefordelt på

geografiske områder. Spændet vises som spændet imellem NG- og VP-scenariet og NG- og VPT-scenariet.

Varmebehov						
Økonomier	Selskabsøkonomisk rentable		Selskabs- og brugerøkonomisk rentable		Samfunds-, selskabs- og brugerøkonomisk rentable	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
København og omegn	730-1.070	56%-82%	730-1.070	56%-82%	0	0%
Sjælland udenfor København og omegn	400-720	16%-29%	400-660	16%-26%	0	0%
Resten af Danmark	670-830	20%-25%	670-810	20%-25%	0	0%
Hele Danmark (Sum)	1.800-2.620	25%-37%	1.800-2.550	25%-36%	0	0%

Note: % er angivet ift. det samlede tekniske varmebehovspotentiale for den pågældende region.

Tabel 4.4 Økonomisk potentiale for konvertering til fjernvarme for naturgasområder er hhv. selskabsøkonomisk, både selskabs- og brugerøkonomisk rentable samt både samfunds-, selskabs- og brugerøkonomisk rentable fordelt

på geografiske områder. Spændet vises som spændet imellem NG- og VP-scenariet og NG- og VPT-scenariet.

Områder						
Økonomier	Selskabsøkonomisk rentable		Selskabs- og brugerøkonomisk rentable		Samfunds-, selskabs- og brugerøkonomisk rentable	
	Antal	%	Antal	%	Antal	%
København og omegn	13-19	8%-12%	13-19	24%-35%	0	0%
Sjælland udenfor København og omegn	14-22	8%-12%	13-19	6,7%-9,7%	0	0%
Resten af Danmark	54-79	8%-12%	54-76	7%-9,9%	0	0%
Hele Danmark (Sum)	81-120	8%-12%	80-114	7,9%-11%	0	0%

Note: % er angivet ift. samlede antal naturgasområder for den pågældende region.

Som det fremgår af tabel Tabel 4.3, er spændet for det bruger- og selskabsøkonomiske potentiale 1.800-2.550 GWh imellem VP- og VPT-scenariet, mens der ikke er noget, der er samfundsøkonomisk rentabelt. Det ses yderligere, at det bruger- og selskabsøkonomiske potentiale næsten er lig det selskabsøkonomiske potentiale.

Man kan deraf konkludere, at samfundsøkonomikravet ifølge analysen er en barriere for konvertering af potentielle gasområder. Med udgangspunkt i brugerøkonomien begrænser samfundsøkonomien konverteringen af et potentielt spænd på 1.800-2.550 GWh varmebehov, imellem de to individuelle VE-scenarier.

Ovenstående resultater vist fra Tabel 4.1 til Tabel 4.4 er oplyst i mere detaljeret geografiske områder vist i Bilag G.

4.1 Følsomhedsanalyser

Der er for analysen foretaget seks følsomhedsanalyser, der dækker over følgende korrektioner af forudsætninger for analysen.

- > Justering af samfundsøkonomisk fordel fra 5 %, som vist i afsnit 3.6, til hhv. 10 % og 0 %

- > Ændring af gadeledningsinvesteringer (distributionsomkostninger) med +/- 20 %
- > Ændring af fjernvarmeproduktionsomkostninger/-priser, som vist i afsnit 3.4, med +/-20 %
- > Opjustering af CO₂ omkostninger med enten faktor 3 eller 5 (dvs. hhv. 300 % eller 500 % mere end den nuværende fremskrivning) sammenlignet med original værdi
- > Udvikling til gaspris til biogaspris
- > Kombination af biogaspris og opjustering af CO₂ omkostning med faktor 3 sammenlignet med original værdi.

En uddybning af ændringen af gaspris til biogaspris kan ses i Bilag F.

For at gøre det mere klart, hvilke analyser der påvirker hvilke slags økonomier, vises der i nedenstående tabel, hvilke økonomier der især er påvirket af hvilke følsomhedsanalyser.

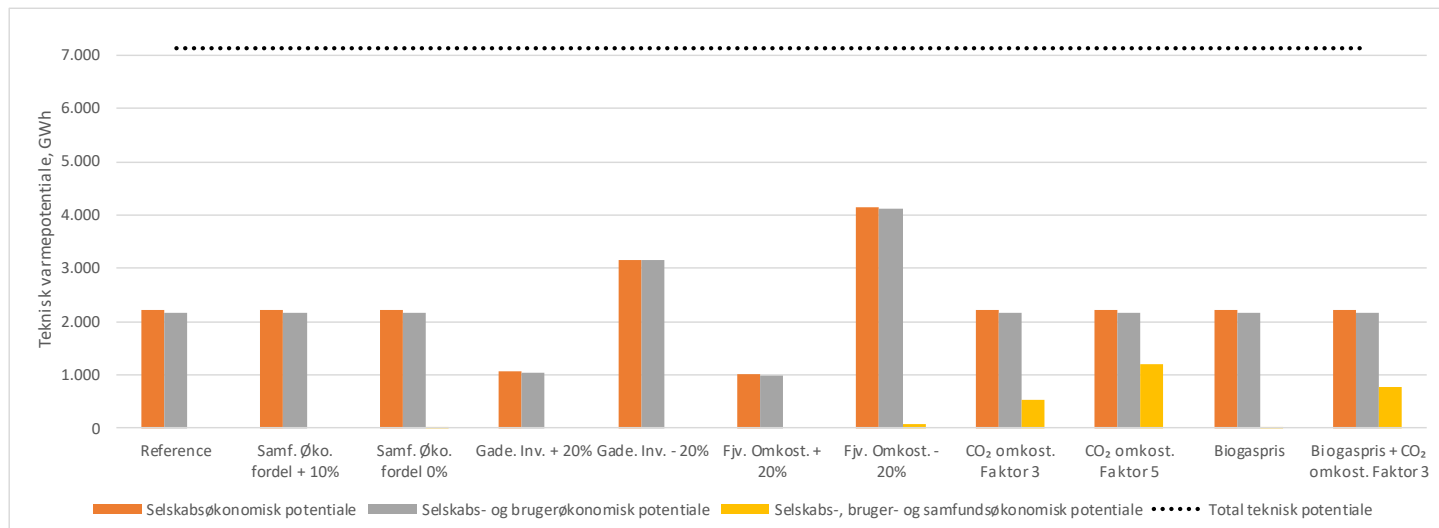
Tabel 4.5 Oversigt over hvilke følsomhedsanalyser der påvirker hvilke økonomier for konvertering til fjernvarme – markeret med "X".

	Samfundsøkonomi	Selskabsøkonomi	Brugerøkonomi
Samf. Øko. fordel + 10%	X		
Samf. Øko. 0%	X		
Gade. Inv. +20%	X	X	
Gade. Inv. - 20%	X	X	
Fjv. Omkost. + 20%	X	X	X
Fjv. Omkost. - 20%	X	X	X
CO ₂ omkost. Faktor 3	X		
CO ₂ omkost. Faktor 5	X		
Biogaspris	X		
Biogas- og CO ₂ omkost. faktor 3	X		

Det kan ses i ovenstående tabel, at alle følsomhedsanalyser påvirker samfundsøkonomien.

Følsomhedsanalyserne er kun lavet for hele Danmark samlet, hvilket har givet nedenstående resultater for det totale økonomiske varmepotentiale. Resultatet af følsomhederne er her oplyst som et gennemsnit imellem VP- og VPT-

scenariet. Det skal noteres, at det totalt mulige konverteringspotentiale af varmebehov til fjernvarme er opgivet ved den stiplede linje. Resultaterne af følsomhedsberegningerne fremgår af Figur 4.1.



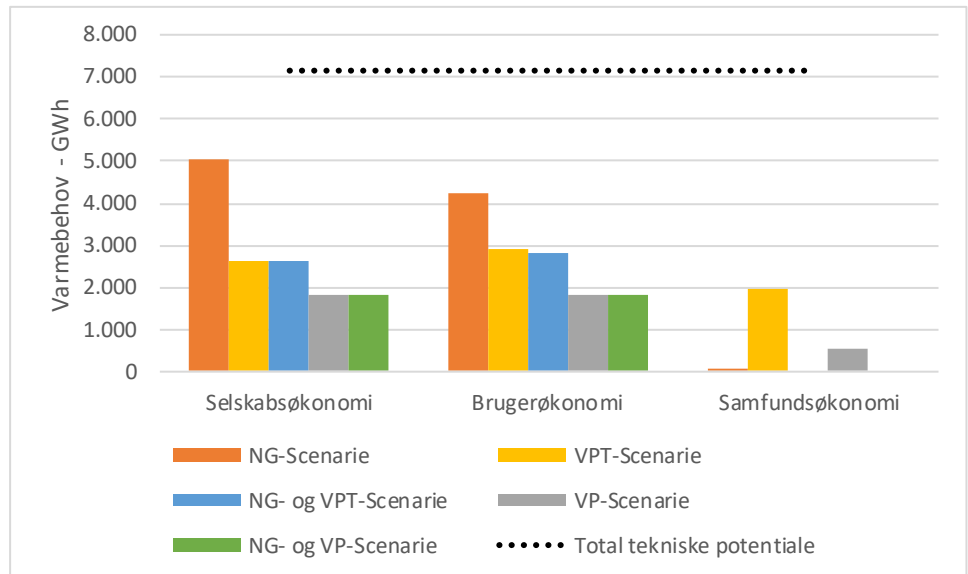
Figur 4.1 Resultater af følsomhedsanalyse for det økonomiske varmepotentiale for konvertering til fjernvarme.

Som det fremgår af Figur 4.1, har især CO₂-omkostningen og fjernvarmeprisen stor indflydelse på det samfundsøkonomiske potentiale. Fjernvarmeprisen har også stor betydning for brugerøkonomien.

4.2 Sammenligning med individuel VE-forsyning

Hovedanalysen fokuserer på en samling af flere forsyningsmuligheder, hvor fjernvarme således sammenlignes med både individuel naturgas og individuel VE samtidig. I dette afsnit behandles endvidere fjernvarme sammenlignet med hver af de enkelte individuelle løsninger alene.

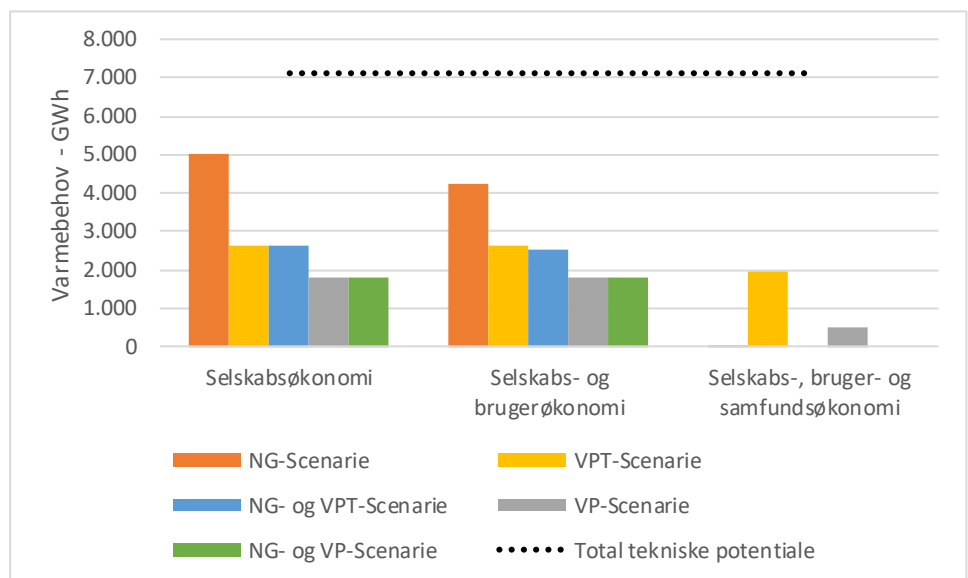
Først sammenlignes resultaterne for varmebehov konverteret til fjernvarme for de forskellige økonomier, herunder selskabs-, bruger- og samfundsøkonomi. Figur 4.2 viser summen for hele Danmark på tværs af økonomierne. Det totale teknisk mulige potentiale er vist ved den stiplede linje.



Figur 4.2 *Varmebehov i naturgasområder, hvor fjernvarme er billigere end individuel varmforsyning.*

Ydermere foretages sammenligningen også for de overlappende løsninger, altså områder der enten kun er selskabsøkonomisk, både selskabs- og brugerøkonomisk eller både selskabs-, bruger- og samfundsøkonomisk rentabelt.

Nedenstående figur opsummerer resultaterne af de konverterede varmebehov til fjernvarme summeret for hele Danmark.



Figur 4.3 *Varmebehov i naturgasområder, hvor fjernvarme er billigere end individuel varmforsyning.*

Af ovenstående kan det ses, at det økonomiske varmebehovspotentiale ikke begrænses betydeligt, når brugerøkonomien inkluderes for kombinationen af gas og VP- og VPT-scenarierne, til sammenligning med deres respektive individuelle scenarier, heri VP- og VPT-scenarierne alene. Dog findes der bedre selskabsøko-

nomi for gas-scenariet, til sammenligning med inkluderingen af brugerøkonomien. Dette kan forklare det lavere potentiale for brugerøkonomien for naturgasscenariet, som det ses foroven. Derudover findes der næsten intet samfundsøkonomisk potentiale for gassen alene.

I de områder, hvor varmepumper er bruger- og selskabsøkonomisk rentabelt ift. både fjernvarme og individuel naturgasforsyning, er varmepumper desuden også samfundsøkonomisk rentable sammenlignet med fjernvarme.

Som det også fremgår af figuren for VPT-scenariet, er der således et betydeligt varmebehov, hvor der i analysen er fundet, at fjernvarme samfundsøkonomisk er dyrere end individuel gas, men billigere end individuel VE-forsyning. Dette varmebehov er dog noget lavere for VP-scenariet.

Det betyder, at der er en væsentlig risiko for at kravet om samfundsøkonomi medfører, dels at forbrugere venter med at skifte væk fra fossil varmforsyning (individuel gas) samt at når de skifter, bliver dette til en samfundsøkonomisk dyrere varmforsyning end fjernvarme.

Ovenstående beskrevne resultater for de individuelle VE scenarier er også gennemgået i Bilag I.

Der er foruden overstående resultater også lavet en fordeling af bruger- og selskabsøkonomiske potentiale for konverteringer til fjernvarme fordelt på antal af bygninger og varmebehov. Dette kan ses i Bilag I.

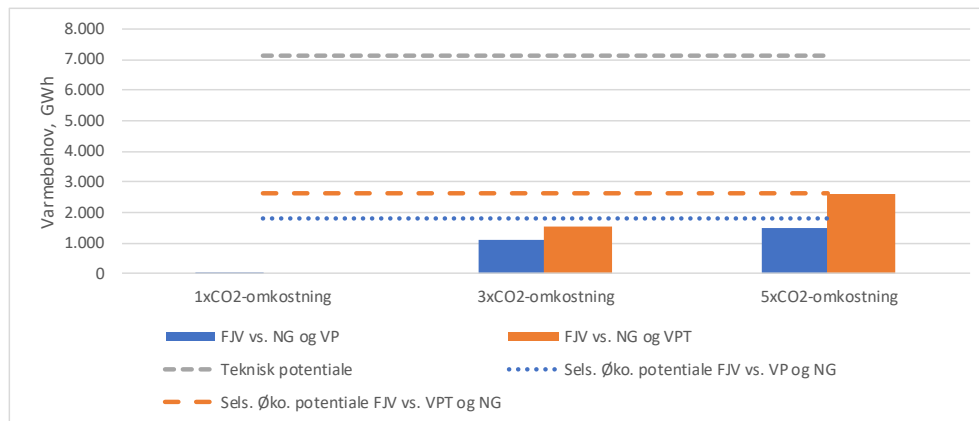
4.3 Samfundsøkonomisk CO₂-omkostning

Afsnittet behandler hvilken indflydelse ændringer af de samfundsøkonomiske CO₂-omkostninger vil have på fjernvarmekonverteringspotentialet. I denne analyse sammenlignes fjernvarmen både med naturgas og de individuelle VE-scenarier samtidigt. VE-scenarierne behandles dog enkeltvis, når de sammenlignes med fjernvarmen.

Analysen sammenligner de overstående opvarmningsmuligheder ved både samfunds- og selskabsøkonomisk rentabilitet, ved at ændre på CO₂-omkostningen i trinene 1, 3 og 5 gange de samfundsøkonomiske CO₂-omkostning udenfor kvotesystemet. Bemærk at dette alene vil påvirke de samfundsøkonomiske beregninger og ikke de selskabsøkonomiske. Derfor vil det selskabsøkonomiske potentiale ligge som en øvre grænse for, hvor meget der kan konverteres

Påvirkningen kan ses i de samfundsøkonomiske omkostninger for naturgas, og dermed ved en højere samlet samfundsøkonomisk omkostning. Deri kan der forventes et større konverteringspotentiale for fjernvarmen sammenlignet med naturgas, når disse omkostninger stiger. De individuelle VE-scenarier inkluderes for at vise om disse vil være en begrænsende faktor for dette konverteringspotentiale.

Resultaterne af denne analyse kan ses i nedenstående figur. Det bemærkes at den samfundsøkonomiske fordel, scenarierne imellem, ikke er medtaget i nedenstående resultater, for at give et mere transparent billede af den samfundsøkonomiske CO₂-omkostning som følsomhed.



Figur 4.4 Rentabelt varmebehov for fjernvarme sammenlignet både samfunds- og selskabsøkonomisk med naturgas (NG) og VE-scenarierne (VP og VPT – sammenlignes individuelt)

Resultaterne viser en forventelig stigning i det rentable fjernvarmekonverteringspotentiale. Ud fra resultaterne set i forrige afsnit, f.eks. Figur 4.2, kan det ses at samfundsøkonomien må være den begrænsende faktor, hvilket fremgår af Figur 4.4 ovenfor ('1xCO₂-omkostning'). I takt med at CO₂-omkostningerne stiger, stiger det rentable fjernvarmekonverteringspotentiale imod det selskabsøkonomiske potentiale for fjernvarmen sammenlignet med de individuelle VE-scenarier, som er den øvre grænse for det selskabsøkonomiske potentiale imellem fjernvarmen og de individuelle VE-scenarier, hvilket kan ses i forrige afsnit Figur 4.2. Det bemærkes at der for NG- og VP-scenariet kombinationen ikke rammer det selskabsøkonomiske potentiale. Dette skyldes at VP-scenariet i nogle områder vil være en begrænsende faktor selskabsøkonomisk.

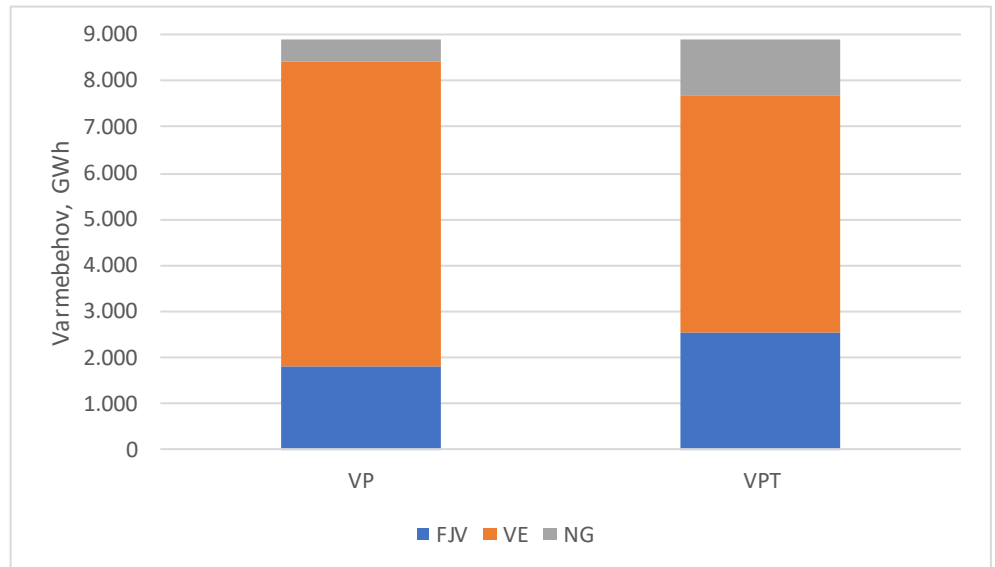
Overordnet findes der ikke en egentlig "break-even"-værdi for den samfundsøkonomiske CO₂-omkostning udenfor kvotesystemet. Dette skyldes hovedsageligt, at der for analysen betragtes mange områder samtidigt, der alle er forskelligt sammensat, både med antal forbrugere, type af forbrugere, størrelse af områder mm. Dog kan det konstateres at en overordnet "break-even"-værdi for de fleste af områderne ligger i intervallet 3-5 gange CO₂-omkostning.

4.4 Varmeforsyningspotentiale

Dette afsnit undersøger mulighederne for implementering af individuelle VE-løsninger i de af forsyningsområder, hvor fjernvarmeforsyning ikke er fundet selskabs- og brugerøkonomisk rentabelt sammenlignet med naturgas. Dette fremgår af Tabel 4.3. i den resterende mængde sammenlignes der imellem de individuelle VE-scenarier og naturgas, for selskabs- og brugerøkonomisk rentabilitet. Det skal bemærkes at nedenstående resultater baserer sig på det samlede varmebehov for alle gasområder på ca. 8.900 GWh. Det vil sige, at fjernvarmen er stadig begrænset af brugerandelen på de 80%, men de individuelle løsninger

er ikke. Dermed laves sammenligningen imellem de individuelle løsninger på det samlede varmebehov.

Nedenstående figur viser resultaterne for hhv. VP- og VPT-scenariet.



Figur 4.5 Selskabs- og brugerøkonomisk varmforsyningspotentiale fordelt imellem fjernvarme-, individuel VE- og gasopvarmning.

Af overstående kan der ses at fjernvarmen dækker ca. 25% og 36% af det samlede tekniske potentiale på ca. 7.100 GWh for VP-scenariet for hhv. VP- og VPT-scenariet. Af det samlede varmpotentiale dækkes hhv, 20% og 29% af det samlede varmebehov i gasområderne på ca. 8.900 GWh.

I overstående undersøges, hvordan det resterende samlede varmebehov i gasområderne fordeles imellem de individuelle VE-løsninger og naturgas. Der kan der ses, at de individuelle VE-løsninger dækker hhv. 74% og 58% af det samlede varmebehov på ca. 8.900 GWh.

Dermed kan det siges, at der er en betydeligt større andel af det resterende varmforsyningspotentiale, der er selskabs- og brugerøkonomisk rentabelt, for VP-scenariet til sammenligning med VPT-scenariet.

Det er her væsentligt at fremhæve at analysen har taget udgangspunkt i en gruppering af forbrugere da der er tale om en fjernvarmeanalyse. Her vil fjernvarme ikke kunne vurderes for den enkelte forbruger, men for en gruppe af forbrugere. Når der er tale om forskellige individuelle varmforsyningsløsninger vil alle forbrugere være uafhængige af hinanden. Dette er ikke tilfældet i denne analyse, hvor der igen er set på en gruppe af gasforbrugere og en gruppe af VE-forbrugere. Reelt må det forventes at naturgas- og individuel VE-forsyning er rentabelt for nogle forbrugere og ikke rentabelt for andre forbrugere. I denne analyse vil det dog være gruppen af forbrugere der afgør om naturgas og individuel VE er rentabelt eller ej. På trods af denne usikkerhed, vurderes det stadig at resultaterne viser en tendens.

Det skal endvidere bemærkes at analysen er baseret på, at der opnås en forsyning med fjernvarme på 80 %. Dette medfører, at der i ovenstående er et teknisk potentiale på 80 % af det samlede varmebehov fra gas- og oliekedler i de gasforsynede områder.

Overstående resultater i Figur 4.5 er opdelt i geografiske områder; København og omegn, Sjælland uden for København og omegn og Resten af Danmark, hvilket kan ses i Bilag I.

Bilag A Individuelle opvarmningsanlæg

Nedenstående Tabel A.1 og Tabel A.2 viser nøgletal brugt til analysen for individuel gasopvarmning.

Tabel A.1 *Naturgaskedler for nuværende naturgaskunder.*

Forbrugsgruppe	Mindre bygning (0-50 MWh)	Mellemstor bygning (50-350 MWh)	Større bygning (>350 MWh)
Finansielle data			
Investering af naturgaskedel, kr./kedel	24.400	64.400	155.100
Faste D&V omkostninger, kr./kedel/år	1.600	2.660	4.200
Tekniske data			
Effektivitet, %	97%	101%	101%
Teknisk levetid naturgaskedel, år	20	25	25

Tabel A.2 *Naturgaskedler for konvertering af olie- til naturgaskunder.*

Forbrugsgruppe	Mindre bygning (0-50 MWh)	Mellemstor bygning (50-350 MWh)	Større bygning (>350 MWh)
Finansielle data			
Investering af naturgaskedel, kr./kedel	29.400	71.400	162.100
Investering af gasstik, kr./stik	14.900	29.800	29.800
Faste D&V omkostninger, kr./kedel/år	1.600	2.660	4.200
Tekniske data			
Effektivitet, %	97%	101%	101%
Teknisk levetid naturgaskedel, år	20	25	25
Teknisk levetid gasstik, år	50	50	50

Tabel A.3 viser nøgletallene benyttet for den enkelte forbruger mht. fjernvarmeopvarmning.

Table A.3 Etablering af fjernvarmekunder.

Forbrugsgruppe	Mindre bygning (0-50 MWh)	Mellemstor bygning (50-350 MWh)	Større bygning (>350 MWh)
Finansielle data			
Investering af fjv. unit, kr./unit	16.800	42.300	97.900
Investering af fjv. stik, kr./stik	22.900	24.000	29.700
Afkobling af gasstik, kr./stik	6.000	6.000	6.000
Faste D&V omkostninger, kr./unit/år	430	640	920
Tekniske data			
Effektivitet, %	100%	100%	100%
Teknisk levetid fjv. unit, år	25	25	25
Teknisk levetid fjv. stik, år	50	50	50

Bilag B Transmissionsledningsomkostninger

Transmissionsledningsomkostningerne baseres på følgende tabel.

Tabel B.1 Nøgletal for investeringsomkostninger til transmissionsledninger brugt i analysen.

Varmebehov leveret af transmissionsledning, op til MWh	Investeringsomkostninger, kr./m
5.400	2.690
9.400	3.015
15.400	4.150
31.400	5.170
59.900	7.040
91.200	8.520
114.000	10.021
148.200	10.769
191.000	11.862

For at uddybe ovenstående dimensioneres varmebehovet, som styre størrelsen af ledningen ud fra det samlede varmebehov i det pågældende område opjusteret af varmetabet.

Varmetabet for et område sættes til 15 %, hvis der også implementeres en transmissionsledning. Er der kun et distributionsnet sættes varmetabet til 12 %.

Af hensyn til drift og vedligeholdelse af transmissionsledningen antages denne at være 2.5 % af den samlede investeringsomkostning af transmissionsledningen.

Bilag C Analyse af omkostninger og resultatevalueringsprocessen

Overordnet laves evalueringsprocessen ved at summere alle årlige omkostninger og marginalisere dem ved brug af det pågældende områdes varmebehov.

Af omkostninger er der dækkende investerings-, drift og vedligeholdelses- og forbrugsomkostninger. Disse omkostninger belyses blandt andet i afsnit 3.3 for investeringsomkostninger og i afsnit 3.4 for fjernvarmeforbrugsomkostninger og afsnit 3.5 for gas forbrugsomkostninger for hhv. projekt og reference.

Investeringsomkostninger regnes om til årlige omkostninger, der repræsenterer hele perioden. Til dette bruges enten den forventede tekniske levetid af anlæget, eller hvis denne tekniske levetid overstiger 30 år, benyttes 30 år for bruger- og selskabsøkonomi. For samfundsøkonomi vil det altid være den tekniske levetid der benyttes.

Tabel C.1 Grundlæggende nøgletal til omregning af investeringer til en årlig omkostning.

Økonomier	Samfund	Selskab	Bruger
Rente, %	4%	3%	3%

Normalt inkluderes ikke alle forbrugere i en fjernvarmekonverteringsanalyse, da det ikke altid er rentabelt at konvertere et helt naturgasområde. For at kompensere for dette, antages det for scenarieanalysen at højst 80 % af et område betragtet, konverteres til fjernvarmen. Denne andel dækker brugerandelen, som scenarieanalyserne begrænses af. Dermed sammenlignes resultaterne for referencen og projektet igennem en marginal sammenligning, som laves med varmemeforbruget for området justeret med brugerandelen. Brugerandelen er også belyst i afsnit 3.6.

Det oplyste varmebehov for analysen, set i afsnit 3.1, nedjusteres for analysen ved brug af brugerandelen. Dermed fås nedenstående tekniske potentiale for de pågældende områder.

Tabel C.2 Tekniske potentiale fordelt på områder i Danmark.

Områder	København og omegn	Sjælland udenfor København og omegn	Resten af Danmark
Samlet tekniske potentiale, GWh	1.292	2.525	3.313
Antal områder	54	196	766
Simpel gennemsnitlig varmedensitet, GWh/område	24	13	4

Af ovenstående kan det ses, at det største tekniske potentiale findes i den resterende del af Danmark, hvilket også forklares i den store andel af eksisterende naturgasområder. Dog ses det, at der generelt er et større teknisk potentiale per område ved at etablere fjernvarme i naturgasområder for København og omegn, da den gennemsnitlige varmedensitet generelt er større.

Investerings-, drift og vedligeholdelses- og forbrugsomkostninger skaleres med brugerandelen. Det vil sige, at der i referencen skal investeres i for eksempel et antal af naturgaskedler, og eventuelt også gasstik. Herudover inkluderes omkostninger til drift og vedligehold samt brændselsforbrug inkl. afgifter m.v.

Specifikt for projektet justeres investeringer, omkostninger til drift og vedligeholdelse af distributionsnettet for et område ikke med brugerandelen, da det antages, at der for hele området skal etableres et distributionsnet. Indirekte justeres transmissionsledningens samlede omkostning af brugerandelen, da kapaciteten af ledningen er afhængig af varmebehovet.

Generelt for scenarieanalyserne antages der en gennemsnitskapacitet for hver type af forbrugere på tværs af alle naturgasområderne. Gennemsnitskapaciteterne baseres på det definerede varmebehov samt antallet af forbrugere vist i afsnit 3.1. Disse kapaciteter opsummeres i Tabel C.3.

Tabel C.3 Kapaciteter antaget for forbrugsgrupper i analyse.

Forbrugsgruppe	Mindre bygning (0-50 MWh)	Mellemstor bygning (50-350 MWh)	Større bygning (>350 MWh)
Brugt kapacitet, kW	10	65	355

Ud fra ovenstående information bestemmes investerings- og drift og vedligeholdelsesomkostninger for hver type af forbrugere i det pågældende gasområde. Dette er både gældende for referencen af hensyn til naturgaskedler og stik, men også for projektet af fjernvarmeenheder og fjernvarmestik indtil den enkelte forbruger.

Forbrugsomkostninger baseres på en marginal pris, der er et repræsentativ gennemsnit for den 20-årige periode. De defineres altså som en LCOE-pris, der repræsenterer den 20-årige periode. Når forbrugsomkostningerne dermed gøres op i en samlet årlig omkostning, vil denne gennemsnitlige omkostning være repræsentativ for hele perioden. I forbruget ligger omkostninger forbundet med gas- og fjernvarmeforbrug, afgifter og emissionsomkostninger.

Den overordnede evaluering af sammenligning imellem scenarieanalyserne gøres marginalt for et område. Det vil sige, at der både samfunds-, selskabs- og brugerøkonomisk udregnes en samlet årlig omkostning, som sættes i forhold til varmeforbruget for området. Det er denne pris der sammenlignes på tværs af scenarierne for at definere, hvorvidt projektet er økonomisk rentabelt på tværs af de tre forskellige økonomier.

C.1 Gasopvarmning

Referencescenariet, gasopvarmning, bliver alle forbrugere i naturgasområderne dækket af analysen konverteret til gas, hvis de ikke allerede er gasopvarmet. Da analysen er begrænset til eksisterende gas- og olie kunder, er det højst olie kunder der skal konverteres.

For eksisterende naturgaskedler, indebærer investeringen kun udskiftning af eksisterende kedler til nye. Dette gøres med antagelsen, at alle nuværende naturgaskedler skal udskiftes over perioden betragtet. Dermed dækker omkostningerne for reinvestering udskiftning af alle naturgaskedler for det pågældende område.

For konvertering af olie kedler til naturgaskedler, kræver udskiftningen af olie kedlen, at forbrugeren laver enkelte konfigurationer, for at indpasse og gøre naturgaskedlen klar til drift. Dermed antages der højere investeringsomkostninger for konvertering af olie kedler til gas, sammenlignet med udskiftningen af en gammel naturgaskedel til en ny. Disse omkostninger inkluderes i analysen.

Yderligere etableres der for den nye naturgaskedel også et gasstik indtil forbrugeren. Dette forøger de samlede investeringsomkostninger for en ny gaskunde, hvilket også inkluderes per konvertering af olie kedel til naturgaskedel.

Investeringsomkostningerne for naturgaskedler samt stik baseres på Energistyrelsens teknologikatalog samt erfaringstal.

De, for analysen, brugte nøgletal til investering af naturgaskedler for både reinvestering og konvertering af olie kunder samt gasstik, vises i hhv. Tabel A.1 og Tabel A.2 i 0.

Foruden omkostninger til investering er der ligeledes omkostninger til drift og vedligeholdelse af de nye naturgaskedler.

Disse omkostninger antages til at være de samme uanset om kunden tidligere var gas- eller olieopvarmet. Disse omkostninger baseres også på Energistyrelsens teknologikatalog.

Andre tekniske nøgletal, herunder effektivitet og teknisk levetid, er også defineret ud fra Energistyrelsens teknologikatalog.

Forbrugsomkostningerne for naturgaskedlerne baseres på deres årlige forbrug og en repræsentativ gaspris.

Det forventelige varmeforbrug per type forbruger i området kendes allerede, som beskrevet i afsnit 3.2. Med dette benyttes den nye antaget naturgaskedels effektivitet til at bestemme det forventelige årlige gasforbrug for den enkelte type forbruger i området.

Den benyttede gaspris på tværs af scenarieanalyserne bliver på nuværende tidspunkt defineret ud fra den samfundsøkonomiske gaspris, der er repræsentativ for hele perioden. Definitionen af LCOE-gaspris er opstillet i nedenstående tabel.

Tabel C.4 Samfundsøkonomiske gaspriser.

Mængder større end, m ³	Gaspris, kr./MWh
0	309
6.000	301
75.000	293
300.000	276
800.000	273
10.000.000	269
35.000.000	257

Gasafgifter baseres på PWC's afgiftsvejledning 2019⁶, disse er opsummeret i tabellen forneden.

⁶ <https://www.pwc.dk/da/publikationer/2019/pwc-afgiftsvejledning-2019.pdf>

Tabel C.5 Gasafgifter.

Gasafgifter	Gasafgift, kr./MWh
Energi	202
CO ₂	36
NO _x	0,7
Metan	6,2
Total	245

Disse omkostninger antages for værende konstante igennem hele beregningsperioden.

De samfunds-, selskabs- og brugerøkonomiske gaspriser brugt i analysen er opsummeret i Tabel C.6.

Tabel C.6 Gaspris brugt i analysen for hhv. mindre, mellem og større bygninger. Opdelt i hhv. samfunds-, selskabs- og brugerøkonomiske gaspriser.

Gaspris, kr./MWh	Samfunds- og selskabsøkonomi	Brugerøkonomi
Mindre bygning (0-50 MWh)	313	264
Mellemstor bygning (50-350 MWh)	305	256
Større bygning (>350 MWh)	305	256

Gasprisen justeres i henhold til den enkelte forbrugers gasforbrug. Eksempelvis har forbrugere med et stort gasforbrug en lavere gaspris pr. MWh.

For afgifter til gas tages også på det samlede forbrug af gas, og sættes til 245 kr./MWh. Dette dækker over afgifter til energi, CO₂ og NO_x. Disse skal tillægges gasprisen direkte for bruger- og selskabsøkonomi mens det skal indregnes som et skatteforvriddningstab for samfundsøkonomien.

Gasforbrugets emissions kvantificeres igennem Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger fra oktober 2019. Specifikt for CO₂-emissioner ændres disse sig over en længere periode grundet tilvækst i biogas, der antages at være CO₂-neutralt. Dette medfører, at der skal defineres en værdi til at repræsentere en LCOE for et gennemsnitsår over den 20-årige periode. Dermed benyttes samme metode, som beskrevet for gasprisen, længere oppe.

De for analysen brugte emissionsfaktorer er opstillet i nedenstående tabel.

Tabel C.7 Brugte gennemsnitlige (LCOE) emissionsfaktorer, repræsentative for hele perioden, defineret til analysen for de forskellige forbrugsgrupper.

Forbrugsgruppe	Mindre bygning (0-50 MWh)	Mellemstor bygning (50-350 MWh)	Større bygning (>350 MWh)
CO ₂ , kg/GJ	47	47	47
CH ₄ *, g/GJ	1,0	1,0	1,0
NO ₂ *, g/GJ	1,0	1,0	1,0
SO ₂ , g/GJ	0,4	0,4	0,4
NO _x , g/GJ	21,7	22	32,4
PM _{2,5} , g/GJ	0,1	0,1	0,1

* Det skal understreges, at CH₄ og NO₂ omregnes til CO₂-ækvivalent er jf. Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger.

Emissionsomkostninger defineres ligeledes ved brug af Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger fra oktober 2019. Endnu engang specifikt for CO₂-kvoter ændres disse over tid, og redefineres dermed til en gennemsnits LCOE-værdi, med samme fremgangsmetode, som foroven. Nedenstående tabel viser emissionsomkostninger brugt til analysen.

Tabel C.8 Brugte gennemsnitlige (LCOE) emissionspriser, repræsentative for hele perioden, defineret til analysen for de forskellige forbrugsgrupper.

Forbrugsgruppe	Mindre bygning (0-50 MWh)	Mellemstor bygning (50-350 MWh)	Større bygning (>350 MWh)
CO ₂ , kr./ton	311	311	311
SO ₂ , kr./kg	58	58	28
NO _x , kr./kg	50	50	20
PM _{2,5} , kr./kg	173	173	56

Resultaterne for gasopvarmningen evalueres som den samlede sum af gennemsnitlige årlige omkostninger for det pågældende område. Heri ligger dermed omkostninger for investering, drift og vedligehold, gasforbrug, afgifter og emissionsomkostninger. Disse resultater marginaliseres derefter igennem årlige varmekonsum for området. Deri opgøres resultaterne både samfunds-, selskabs- og brugerøkonomisk.

C.2 Fjernvarmeforsyning

Overordnet for projektet, herunder fjernvarmforsyning, gennemgås de samme aspekter som belyst for referencen. Projektet inkluderer alle forbrugere i naturgasområdet, med forbehold for brugerandelen (de 80 %), som konverterende til fjernvarme.

Til forskel for naturgasscenariet udvides investeringerne til at inkludere etablering af transmissions- og distributionsledninger, stik og fjernvarmeanheder. Det skal understreges, at det ikke er alle områder, der har behov for transmissionsledning, hvilket er uddybet i afsnit 3.2.

Alle betragtede forbrugere i et område forudsættes dermed til at udskifte deres nuværende opvarmingsenhed til en ny fjernvarmeanhed. Det antages for analysen, at der benyttes en indirekte enhed, som har den fordel, at forekommer der lækage i forbrugers interne system, forsøger det ikke lækage på fjernvarmenettet. Dog forefindes der ulemper ved, at der er en ekstra omkostning ved etableringen af individuelle vekslere, derudover er der varmetab fra fjernvarmenettet til forbrugers interne system igennem veksleren.

Foruden fjernvarmeanheder skal forbrugeren etablere et fjernvarmestik fra fjernvarmenettet indtil sig selv.

Investeringsomkostningerne for fjernvarmeanheder, samt stik baseres på Energistyrelsens teknologikatalog samt erfaringstal, dimensioneres efter forbrugertypens behov.

De, for analysen, brugte nøgletal til investering af fjernvarmeanheder og stik vises i Tabel A.3.

Tilsvarende referencen, forekommer der omkostninger til drift og vedligeholdelse af installerede anlæg. I dette scenarie dækker det omkostninger til fjernvarmeledninger, transmissions- og distributionsledninger og fjernvarmeanheder.

Drift og vedligeholdelsesomkostninger for transmissions- og distributionsledninger antages til at være hhv. 0,25 % og 0,50 % af de samlede investeringsomkostninger for området.

Mht. fjernvarmeanheder baseres disse på Energistyrelsens teknologikatalog.

Ligeledes som for referencen findes omkostningerne af disse på baggrund af den gennemsnitlige størrelse for de forskellige forbrugere, som er oplyst i Tabel 3.2 i afsnit 3.1.

Ligeledes bliver andre tekniske nøgletal, herunder effektivitet og teknisk levetid, defineret ud fra Energistyrelsens teknologikatalog. Disse er også afhængige af deres gennemsnitlige størrelse.

Forbrugsomkostningerne dækker i de tre forskellige økonomier tre forskellige tilgange og dermed tre forskellige forbrugspriser.

Overordnet findes der forbrugerpriser for hvert fjernvarmenet, som det pågældende naturgasområde tilkøbes. Disse priser er dermed et udtryk for, hvilke omkostninger der er gældende for netop det område, og som dermed sættes op imod en generel naturgas eller individuel VE-løsning.

I både de samfunds- og selskabsøkonomiske beregninger defineres forbrugsomkostningerne ud fra fjernvarmepriserne, der er bestemt i den specifikke analyse opstillet i afsnit 3.4.

Samfunds- og selskabsøkonomisk defineres forbrugsomkostningerne ud fra det samlede årlige produktionsbehov for det pågældende område, hvilket inkluderer tab på fjernvarmenettet (transmissions- og distributionstab). Heri antages det, at tabene fra det etablerede fjernvarmenet er ca. 12 % af det samlede varmebehov til området, hvis der kun implementeres distributionsnet. Implementeres der også transmissionsledning, sættes varmetabet op til 15 % af det samlede varmebehov for området.

Brugerøkonomisk defineres forbrugsomkostningerne ud fra det samlede forbrugervarmebehov, da det er dette, som forbrugeren betaler for.

Det skal noteres at forbrugspriserne, der er brugt i analysen, inkluderer både fjernvarmeselskabets investeringer, drift og vedligehold, brændselsomkostninger, afgifter og emissionsomkostninger.

Når fjernvarmeforbrugspriserne dermed bruges, antages de at dække forbrug, afgifter og emissionsomkostninger samtidigt.

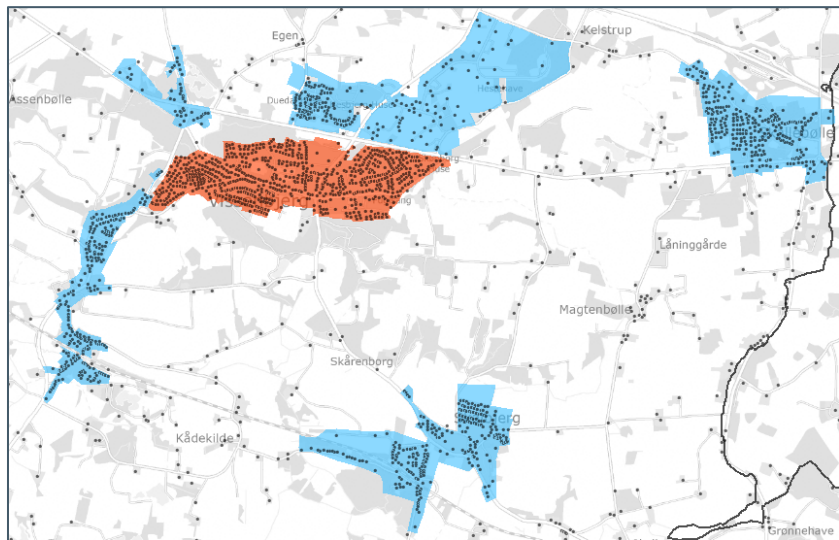
Bilag D GIS metode

Varmebehov

Relevant bygningsdata for samtlige 2,5 mio. opvarmede bygninger i Danmark er hentet fra Bygnings- og Boligregistret (BBR). Varmebehovet i hver enkelt bygning er baseret på bygningens areal og bygningens beregnede nuværende enhedsforbrug⁷.

Naturgasområder

Forsyningsområder for kollektiv varmforsyning er hentet fra Plandata⁸ via deres WFS-service. Forsyningsområderne navngivet og aggregeret baseret hvorvidt de overlapper et byområde. Naturgasområder der er mindre end 0,01 km², er ikke inkluderet i analysen.



Figur D.1 Eksempel på naturgasområde (blå) og fjernvarmeområde (rød) med afmærkning af BBR bygninger.

Gadeledninger

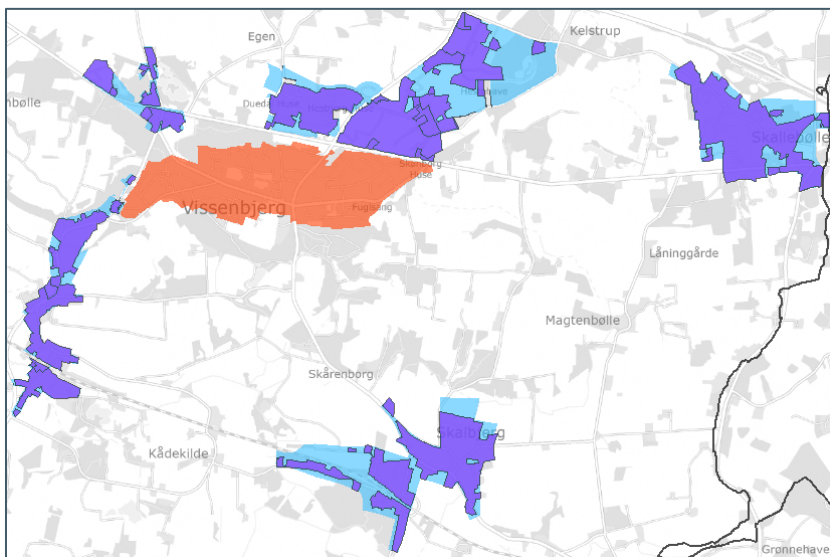
Når omkostninger for nyt fjernvarmedistributionsnet skal udregnes, benyttes kun de bebyggede arealer af naturgasområdet. Altså er der indregnet de arealer der både er gasforsynede og samtidig definerede som bebyggede områder⁹. Ubebyggede områder som park, skov, mark osv. er ikke inkluderet. Bebyggelsesområder er hentet fra kortforsyningen¹⁰ via deres FTP-server.

⁷ [Potentielle varmebesparelser ved løbende bygningsrenovering frem til 2050](#)
 Tabel 11. Beregnede nuværende enhedsforbrug i de analyserede bygningstyper og byggeperioder jf. registreringer af konstruktionernes nuværende termiske egenskaber i forbindelse med energimærkning.

⁸ <https://geodata-info.dk>

⁹ I GeoDanmark defineret som "Bebyggelse" (Lav bebyggelse, høj bebyggelse, Bykerne og Erhverv)

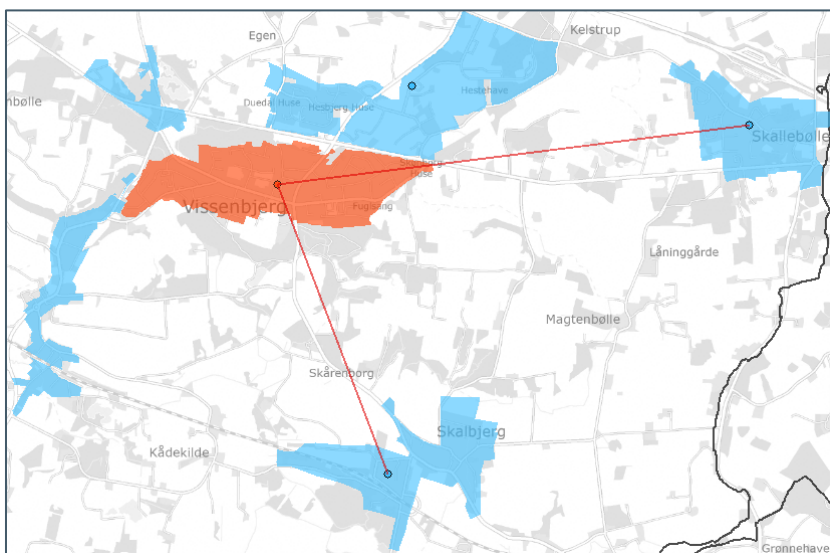
¹⁰ <https://kortforsyningen.dk/indhold/download-af-data>



Figur D.2 Eksempel på bebyggede områder (lilla) indenfor naturgasområderne.

Transmissionsledning

For hvert byområde der er gasforsynet, findes afstanden til nærmeste fjernvarmeområde, der ikke inkluderer krydsninger af bælt eller fjord. Afstanden fra centrum af fjernvarmeområdet til centrum i naturgasområdet i fugleflugt danner grundlaget for indregning af transmissionsledning. For naturgasområder der ligger indenfor 100 meter fra et eksisterende fjernvarmeområde, indregnes ingen transmissionsledning.



Figur D.3 Transmissionsledning fra et fjernvarmeområde til to naturgasområder. Naturgasområderne nord og vest for Vissenbjerg er indenfor 100 meter.

Ovennævnte metode resulterer i følgende:

- > 493.875 bygninger i naturgasområder
- > 12 TWh varmebehov i naturgasområder
- > 1.016 naturgasområder
 - > 712 transmissionsledninger

- > 304 udvidelser indenfor 100 meter afstand
- > Nyt distributionsnet der dækker 713 km².

Bilag E Fjernvarmepriser

Fjernvarmeproduktionsomkostningerne beregnes på baggrund af marginale produktionsfordelinger. Der er udregnet en marginal varmeproduktionspris i kr./MWh, som indeholder alle faste og variable omkostninger til varmeproduktion. Der er taget udgangspunkt i tre forskellige produktionsscenarier:

- 1 Eksisterende net
 - > Biomassekedel som grundlast
 - > 60 % af spidslast før udvidelse
 - > Naturgaskedel som spidslast
 - > Ubegrænset kapacitet
- 2 Implementering af ny varmepumpe som mellemlast
 - > Eksisterende net (se ovenfor)
 - > Varmepumpens effekt svarer til 60 % af spidslast for udvidelsen
- 3 Oprettelse af nyt produktionsanlæg
 - > Anvendes for udvidelser over 80 % af det eksisterende varmegrundlag
 - > Biomassekedel og varmepumpe ligeligt fordelt som grundlast
 - > Sammenlagt installeret effekt er 60 % af spidslast
 - > Naturgaskedel som spidslastenhed
 - > Dækker 10 % af varmebehovet

Overordnet sammenlignes der som udgangspunkt kun imellem de to øverste produktionsscenarier, hvor ved det brugte scenarie for det specifikke område defineres ud fra den laveste marginale varmeproduktionsomkostning selskabsøkonomisk. Det sidste scenarie anvendes som beskrevet for udvidelser der er over 80% af det eksisterende varmegrundlag i det pågældende fjernvarmesystem.

Andre forudsætninger for beregning af varmepriser er:

- > Samfundsøkonomisk kalkulationsrente: 4 %
- > Selskabsøkonomisk lånerente: 3 %
- > NAF: 28 %
- > SFF: 10 %
- > Afgifter for 2019 er fastholdt¹¹
- > Brændselspriser og emissionsomkostninger er taget fra energistyrelsen¹²
- > Forudsætninger for varmeproducerende enheder er baseret på forudsætninger fra Moderniseringsanalysen fremsendt af Energistyrelsen (for varmepumper) og Technology data for energy plants fra Energistyrelsen (der er sidenhen kommet en ny version).

¹¹ www.pwc.dk/.../pwc-afgiftsvejledning-2019.pdf

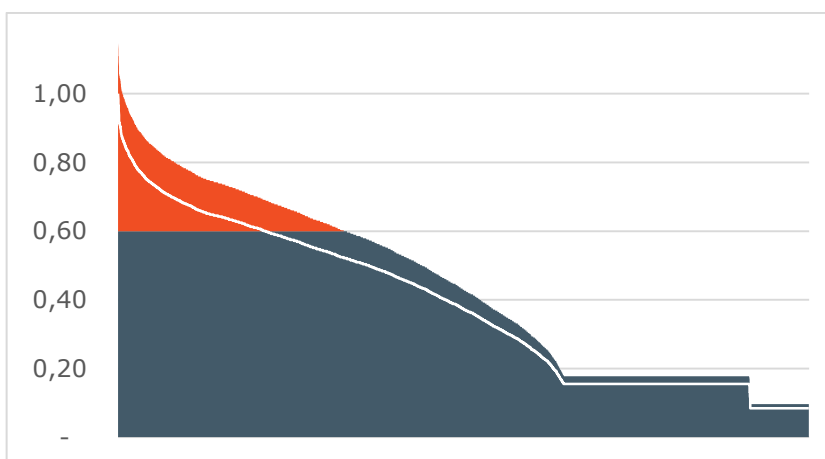
¹² ens.dk/.../samfundsoekonomiske-analysemetoder

Tabel E.1 Nøgletal brugt til definering af varmepriser for fjernvarmesystem.

Parameter	Enhed	Biomassekedel	Varmepumpe	Naturgas-kedel
Virkningsgrad	-	114,9%	3,4	103%
Investering	kr./MW	5.362.342	6.100.000	467.949
Levetid	År	25	15	25
Faste D&V	kr./MW/år	39.896	30.000	0
Variable D&V	Kr./MWh	7,80	5,50	8,58

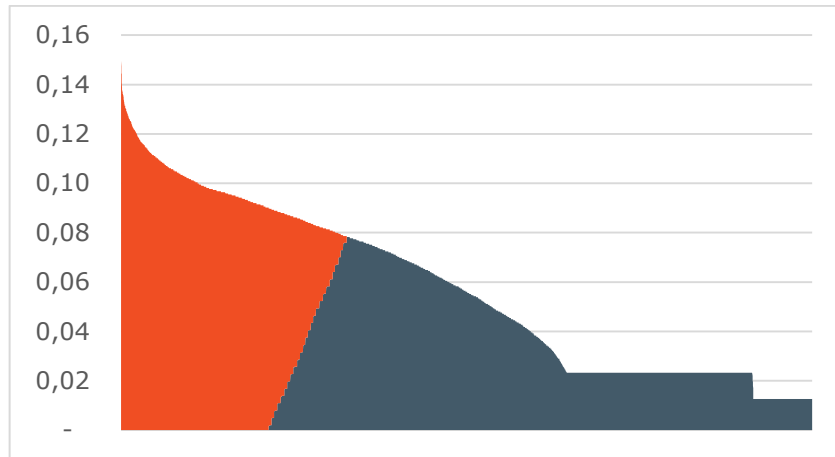
For investeringer er der anvendt årlig finansieringsomkostning (annuitetslån over levetiden). For brændsels- og elforbrug er der fundet en nutidsværdi for den 20-årige periode. Faste drift og vedligeholdsmkostninger er ikke indregnet i marginal udvidelse, men fordelt på den totale varmeproduktion ved oprettelse af nyt produktionsanlæg.

Marginal varmemængde Herunder følger et eksempel for eksisterende net *uden* investering i ny kapacitet. I eksemplet under er spidslasten 1MW og udvidelsen 15 %.



Figur E.1 Varmeproduktion fordelt på grundlast og spidslast.

Varmeproduktionen under den hvide streg er referencescenariet og varmeproduktionen over den hvide streg er udvidelsen (den marginale mængde). Den marginale mængde er isoleret i figuren under.

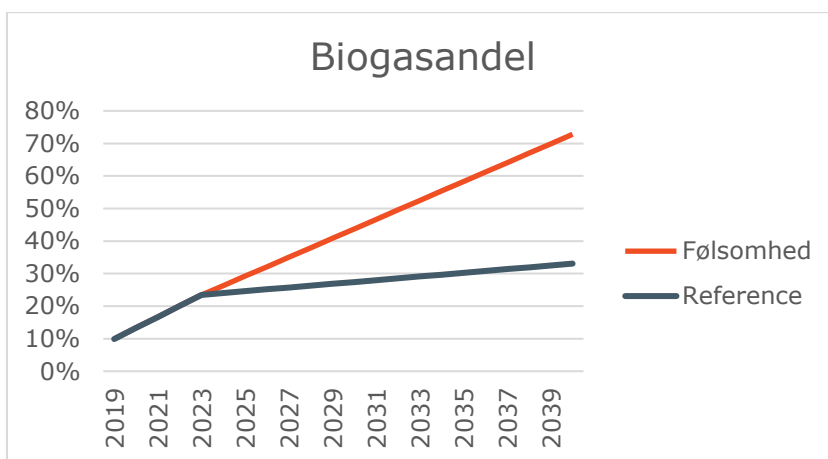


Figur E.2 Eksempel på marginal varmeproduktion.

Bilag F Udregning af biogaspris

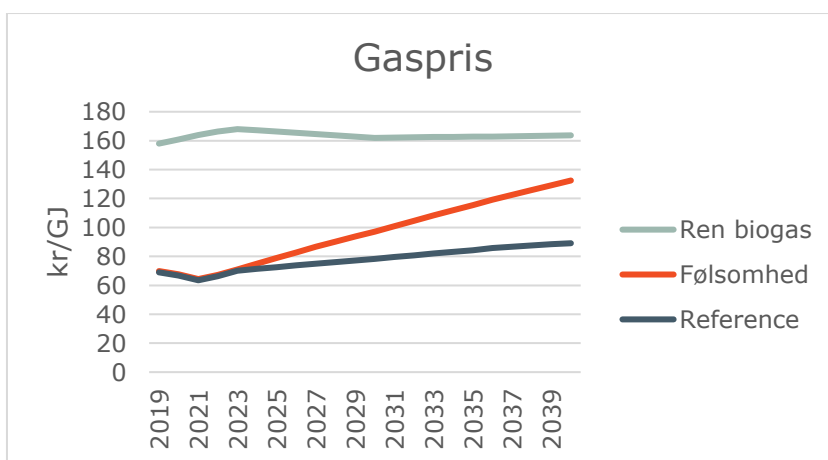
Der er lavet en følsomhedsberegning, hvor biogas indføres hurtigere end i referencescenariet. Biogasprisen baseres på Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger fra 2019, hvor prisen for biogassen bestemmes ud fra mikset af transport- og CIF-priser oplyst deri.

Der er taget udgangspunkt i 10 % biogas i 2019, som stiger lineært til 100 % i 2050.



Figur F.1 Udvikling af biogasandel for følsomhedsanalyse.

CIF prisen for ren naturgas og ren biogas er udregnet ved at benytte CIF prisen for blandingsgas og andelen af biogas. Andelen af biogas i referencescenariet er fundet ved udviklingen af emissionskoefficient for blandingsgas. Transportomkostningerne for gas er fundet ved at tage differencen på CIF prisen og prisen for "300.000-800.000 m³" og fastholde denne.



Figur F.2 Udvikling af biogaspris for følsomhedsanalyse.

Bilag G Økonomisk potentiale – Regionsopdeling

Resultaterne af analysen er her oplyst i regioner baseret på input fra Energistyrelsen, som vist nedenfor.

- > Sønderjylland (SØN)
- > Nordjylland (NRDJYL)
- > Fyn (FYN)
- > Østjylland (ØSTJYL)
- > Sydvestjylland (SVSTJYL)
- > Sydøstjylland (SØSTJYL)
- > SydSjælland (SYDSJÆ)
- > Storkøbenhavn (SKBH)
- > Sydmidtjylland (SMDTJYL)
- > NordVestjylland (NVSTSJÆ)
- > VestSjælland (VSTSJÆ)
- > Nordøstjylland (NØSTJYL)

Resultaterne er vist i hhv. Tabel G.1 til Tabel G.4.

Tabel G.1 Økonomiske potentialer for konvertering til fjernvarme af varmebehovet for hhv. samfunds-, selskabs- eller brugerøkonomi fordelt på geografiske

områder – Se forklaring på forkortelser ovenfor. Spændet vises som spændet imellem NG- og VP-scenariet og NG- og VPT-scenariet.

Områder						
Økonomier	Selskabsøkonomi		Brugerøkonomi		Samfundsøkonomi	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
SØN	20-30	7,5%-11%	20-20	7,5%-7,5%	0	0%
NRDJYL	80-100	27%-34%	80-110	27%-37%	0	0%
FYN	200-230	34%-39%	200-230	34%-39%	0	0%
ØSTJYL	20-30	4,4%-6,6%	20-30	4,4%-6,6%	0	0%
SVSTJYL	0-0	0%-0%	0-0	0%-0%	0	0%
SØSTJYL	60-80	29%-39%	80-80	39%-39%	0	0%
SYDSJÆ	50-250	6,4%-32%	60-250	7,6%-32%	0	0%
SKBH	1.060-1.530	41%-59%	1.060-1.670	41%-65%	0	0%
SMDJYL	30-30	10%-10%	30-30	10%-10%	0	0%
NVSTSJÆ	100-160	14%-22%	110-230	15%-32%	0	0%
VSTSJÆ	10-10	2,2%-2,2%	10-10	2,2%-2,2%	0	0%
NØSTJYL	160-160	38%-38%	160-160	38%-38%	0	0%
Hele Danmark (Sum)	1.800-2.620	25%-37%	1.840-2.830	26%-40%	0	0%

Note: % er angivet ift. det samlede tekniske varmebehovspotentiale for den pågældende region.

Tabel G.2 Økonomiske potentialer for konvertering til fjernvarme af antallet af naturgasområder for hhv. samfunds-, selskabs- eller brugerøkonomi fordelt på

geografiske områder – Se forklaring på forkortelser længere oppe. Spændet vises som spændet imellem NG- og VP-scenariet og NG- og VPT-scenariet.

Områder						
Økonomier	Selskabsøkonomi		Brugerøkonomi		Samfundsøkonomi	
Enheder	Antal	%	Antal	%	Antal	%
SØN	4-6	4,5%-6,7%	4-4	4,5%-4,5%	0	0%
NRDJYL	10-13	13%-17%	10-14	13%-18%	0	0%
FYN	13-19	7,6%-11%	13-18	7,6%-11%	0	0%
ØSTJYL	5-7	4,3%-6,1%	6-7	5,2%-6,1%	0	0%
SVSTJYL	0-0	0%-0%	0-0	0%-0%	0	0%
SØSTJYL	2-3	3,8%-5,8%	3-3	5,8%-5,8%	0	0%
SYDSJÆ	1-5	1,4%-7,2%	2-5	2,9%-7,2%	0	0%
SKBH	25-35	20%-28%	24-36	20%-29%	0	0%
SMDJYL	6-7	11%-12%	6-7	11%-12%	0	0%
NVSTSJÆ	7-17	5,3%-13%	9-20	6,8%-15%	0	0%
VSTSJÆ	1-1	1,7%-1,7%	1-1	1,7%-1,7%	0	0%
NØSTJYL	7-7	15%-15%	7-7	15%-15%	0	0%
Hele Danmark (Sum)	81-120	8%-12%	85-122	8,4%-12%	0	0%

Note: % er angivet ift. samlede antal naturgasområder for den pågældende region.

Tabel G.3 Økonomisk potentiale for konvertering til fjernvarme for varmebehov der er hhv. selskabsøkonomisk, både selskabs- og brugerøkonomisk rentable samt både samfunds-, selskabs- og brugerøkonomisk rentable fordelt på

geografiske områder – Se forklaring på forkortelser længere oppe. Spændet vises som spændet imellem NG- og VP-scenariet og NG- og VPT-scenariet.

Områder						
Økonomier	Selskabsøkonomisk rentable		Selskabs- og brugerøkonomisk rentable		Samfunds-, selskabs- og brugerøkonomisk rentable	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
SØN	20-30	7,5%-11%	20-20	7,5%-7,5%	0	0%
NRDJYL	80-100	27%-34%	80-100	27%-34%	0	0%
FYN	200-230	34%-39%	200-230	34%-39%	0	0%
ØSTJYL	20-30	4,4%-6,6%	20-30	4,4%-6,6%	0	0%
SVSTJYL	0-0	0%-0%	0-0	0%-0%	0	0%
SØSTJYL	60-80	29%-39%	60-80	29%-39%	0	0%
SYDSJÆ	50-250	6,4%-32%	50-250	6,4%-32%	0	0%
SKBH	1.060-1.530	41%-59%	1.060-1.470	41%-57%	0	0%
SMDJYL	30-30	10%-10%	30-30	10%-10%	0	0%
NVSTSJÆ	100-160	14%-22%	100-160	14%-22%	0	0%
VSTSJÆ	10-10	2,2%-2,2%	10-10	2,2%-2,2%	0	0%
NØSTJYL	160-160	38%-38%	160-160	38%-38%	0	0%
Hele Danmark (Sum)	1.800-2.620	25%-37%	1.800-2.550	25%-36%	0	0%

Note: % er angivet ift. det samlede tekniske varmebehovspotentiale for den pågældende region.

Tabel G.4 Økonomisk potentiale for naturgasområder der er hhv. selskabsøkonomisk, både selskabs- og brugerøkonomisk rentable samt både samfunds-, selskabs- og brugerøkonomisk rentable fordelt på geografiske områder – Se

forklaring på forkortelser længere oppe. Spændet vises som spændet imellem NG- og VP-scenariet og NG- og VPT-scenariet.

Områder						
Økonomier	Selskabsøkonomisk rentable		Selskabs- og brugerøkonomisk rentable		Samfunds-, selskabs- og brugerøkonomisk rentable	
	Antal	%	Antal	%	Antal	%
SØN	4-6	4,5%-6,7%	4-4	4,5%-4,5%	0	0%
NRDJYL	10-13	13%-17%	10-13	13%-17%	0	0%
FYN	13-19	7,6%-11%	13-18	7,6%-11%	0	0%
ØSTJYL	5-7	4,3%-6,1%	5-7	4,3%-6,1%	0	0%
SVSTJYL	0-0	0%-0%	0-0	0%-0%	0	0%
SØSTJYL	2-3	3,8%-5,8%	2-3	3,8%-5,8%	0	0%
SYDSJÆ	1-5	1,4%-7,2%	1-5	1,4%-7,2%	0	0%
SKBH	25-35	20%-28%	24-32	20%-26%	0	0%
SMDJYL	6-7	11%-12%	6-7	11%-12%	0	0%
NVSTSJÆ	7-17	5,3%-13%	7-17	5,3%-13%	0	0%
VSTSJÆ	1-1	1,7%-1,7%	1-1	1,7%-1,7%	0	0%
NØSTJYL	7-7	15%-15%	7-7	15%-15%	0	0%
Hele Danmark (Sum)	81-120	8%-12%	80-114	7,9%-11%	0	0%

Note: % er angivet ift. samlede antal naturgasområder for den pågældende region.

Det totale tekniske potentiale fordelt på de ovenstående prædefinerede regioner kan ses i nedenstående tabel.

Tabel G.5 Samlet tekniske potentiale samt antal af naturgasområder fordelt på prædefinerede regionsopdeling – listet i starten af bilaget.

	Tekniske varmpotentiale, GWh	Antal områder, stk.
SØN	267	89
NRDJYL	295	77
FYN	594	171
ØSTJYL	458	115
SVSTJYL	62	25
SØSTJYL	207	52
SYDSJÆ	787	69
SKBH	2.571	123
SMDJYL	297	57
NVSTSJÆ	715	132
VSTSJÆ	459	58
NØSTJYL	418	48
Hele Danmark (Sum)	7.131	1.016

Bilag H Følsomhedsanalyse resultater

Resultaterne fra følsomhedsanalysen er for Figur 4.1 i afsnit 4.1 er opstillet i hhv. Tabel H.1 og Tabel H.2.

Tabel H.1 Resultater af følsomhedsanalyse for varmepotentialet for konvertering til fjernvarme. Nedenstående resultat vises som et gennemsnit af spændet imellem NG- og VP-scenariet og NG- og VPT-scenariet

Hele Danmark	Selskabsøkonomisk rentable	Selskabs- og brugerøkonomisk rentable	Samfunds-, selskabs- og brugerøkonomisk rentable
Samlede tekniske potentiale, GWh			
Reference	2.211	2.173	0
Samf. Øko. fordel + 10%	2.211	2.173	0
Samf. Øko. fordel 0%	2.211	2.173	1
Gade. Inv. + 20%	1.081	1.034	0
Gade. Inv. - 20%	3.155	3.143	0
Fjv. Omkost. + 20%	1.007	996	0
Fjv. Omkost. - 20%	4.135	4.130	85
CO ₂ omkost. Faktor 3	2.211	2.173	522
CO ₂ omkost. Faktor 5	2.211	2.173	1.211
Biogaspris	2.211	2.173	1
Biogaspris og CO ₂ omkost. Faktor 3	2.211	2.173	781

Note: Det samlede tekniske varmebehovspotentiale er ca. 7.190 GWh.

Tabel H.2 Resultater af følsomhedsanalyse for antallet af områder. Nedenstående resultat vises som et gennemsnit af spændet imellem NG- og VP-scenariet og NG- og VPT-scenariet

Hele Danmark	Selskabsøkonomisk rentable	Selskabs- og brugerøkonomisk rentable	Samfunds-, selskabs- og brugerøkonomisk rentable
Antal områder			
Reference	101	97	0
Samf. Øko. fordel + 10%	101	97	0
Samf. Øko. fordel 0%	101	97	1
Gade. Inv. + 20%	59	55	0
Gade. Inv. - 20%	153	151	0
Fjv. Omkost. + 20%	32	29	0
Fjv. Omkost. - 20%	223	222	8
CO ₂ omkost. Faktor 3	101	97	28
CO ₂ omkost. Faktor 5	101	97	65
Biogaspris	101	97	2
Biogaspris og CO ₂ omkost. Faktor 3	101	97	46

Note: Det samlede antal naturgasområder er for analysen 1.016 områder.

Bilag I Individuel VE analyse resultater og kunde- og varmepotentiale

I nedenstående præsenteres potentialet for fjernvarme sammenlignet med først VP-scenariet og herefter VPT-scenariet. Det noteres, at VP-scenariet kun inkluderer luft-til-vand varmepumper som individuelle opvarmningsløsninger, hvorimod VPT-scenariet også inkluderer andre varmepumper, herunder jordvarme og borehuller, og træpillekedler.

I.1 VP-scenariet

De økonomiske potentialer og antal af naturgasområder fordelt på samfunds-, selskabs- og brugerøkonomiske potentialer ses i hhv. Tabel I.1 og Tabel I.2.

Tabel I.1 VP-scenarie – Økonomiske potentialer af varmebehovet for hhv. samfunds-, selskabs- eller brugerøkonomi fordelt på geografiske områder.

Varmebehov						
Økonomier	Selskabsøkonomi		Brugerøkonomi		Samfundsøkonomi	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
København og omegn	730	56%	730	56%	90	6,9%
Sjælland udenfor København og omegn	400	16%	410	16%	40	1,6%
Resten af Danmark	670	20%	700	21%	400	12%
Hele Danmark (Sum)	1.800	25%	1.840	26%	530	7,5%

Note: % er angivet ift. det samlede tekniske varmebehovspotentiale for den pågældende region.

Tabel I.2 VP Scenarie – Økonomiske potentialer af antallet af naturgasområder for hhv. samfunds-, selskabs- eller brugerøkonomi fordelt på geografiske områder.

Områder						
Økonomier	Selskabsøkonomi		Brugerøkonomi		Samfundsøkonomi	
Enheder	Antal	%	Antal	%	Antal	%
København og omegn	13	24%	13	24%	2	3,6%
Sjælland uden for København og omegn	15	7,7%	16	8,2%	7	3,6%
Resten af Danmark	54	7,0%	58	7,6%	30	3,9%
Hele Danmark (Sum)	82	8,1%	87	8,6%	39	3,8%

Note: % er angivet ift. samlede antal naturgasområder for den pågældende region.

For at kommentere for udviklingen på tværs af naturgasområderne ses der for samfundsøkonomien, at den største mængde af varme der kan konverteres til fjernvarme, findes i området 'Resten af Danmark', hvor også de fleste områder findes samfundsøkonomisk rentable. Det samme gør sig dog ikke gældende for både selskabs- og brugerøkonomien, hvor området 'København og omegn' er størst.

Tabel I.3 og Tabel I.4 opsummerer de økonomiske potentialer for ovenstående forudsætninger for hhv. konverteret varmebehov og antal af naturgasområder.

Tabel I.3 VP Scenarie – Økonomisk potentiale for varmebehov for områder der er hhv. selskabsøkonomisk, både selskabs- og brugerøkonomisk rentable. samt både samfunds-, selskabs- og brugerøkonomisk rentable på tværs af de betragtede regioner.

Varmebehov						
Økonomier	Selskabsøkonomisk rentable		Selskabs- og brugerøkonomisk rentable		Samfunds-, selskabs- og brugerøkonomisk rentable	
Enheder	GWh	%	GWh	%	GWh	%
København og omegn	730	56%	730	56%	90	6,9%
Sjælland udenfor København og omegn	400	16%	400	16%	40	1,6%
Resten af Danmark	670	20%	670	20%	400	12%
Hele Danmark (Sum)	1.800	25%	1.800	25%	530	7,5%

Note: % er angivet ift. det samlede tekniske varmebehovspotentiale for den pågældende region.

Tabel I.4 VP Scenarie – Økonomisk potentiale for naturgasområder for områder der er hhv. selskabsøkonomisk, både selskabs- og brugerøkonomisk rentable samt både samfunds-, selskabs- og brugerøkonomisk rentable på tværs af de betragtede regioner.

Områder						
Økonomier	Selskabsøkonomisk rentable		Selskabs- og brugerøkonomisk rentable		Samfunds-, selskabs- og brugerøkonomisk rentable	
Enheder	Antal	%	Antal	%	Antal	%
København og omegn	13	24%	19	35%	2	3,6%
Sjælland udenfor København og omegn	15	7,7%	23	12%	7	3,6%
Resten af Danmark	54	7,0%	79	10%	30	3,9%
Hele Danmark (Sum)	82	8,1%	121	12%	39	3,8%

Note: % er angivet ift. samlede antal naturgasområder for den pågældende region.

I.2 VPT Scenarie

De økonomiske potentialer og antal af naturgasområder fordelt på samfunds-, selskabs- og brugerøkonomiske potentialer ses i hhv. Tabel I.5 og Tabel I.6.

Tabel I.5 VPT Scenarie – Økonomiske potentialer af varmebehovet for hhv. samfunds-, selskabs- eller brugerøkonomi fordelt på geografiske områder.

Økonomier	Varmebehov					
	Selskabsøkonomi		Brugerøkonomi		Samfundsøkonomi	
Enheder	GWh	%	GWh	%	GWh	%
København og omegn	1.070	82%	1.100	85%	730	56%
Sjælland udenfor København og omegn	720	29%	900	36%	440	17%
Resten af Danmark	830	25%	910	27%	770	23%
Hele Danmark (Sum)	2.620	37%	2.910	41%	1.940	27%

Note: % er angivet ift. det samlede tekniske varmebehovspotentiale for den pågældende region.

Tabel 1.6 VPT Scenarie – Økonomiske potentialer af antallet af naturgasområder for hhv. samfunds-, selskabs- eller brugerøkonomi fordelt på geografiske områder.

Områder						
Økonomier	Selskabsøkonomi		Brugerøkonomi		Samfundsøkonomi	
Enheder	Antal	%	Antal	%	Antal	%
København og omegn	19	35%	22	40%	12	22%
Sjælland udenfor København og omegn	23	12%	26	13%	18	9,2%
Resten af Danmark	79	10%	83	11%	67	8,7%
Hele Danmark (Sum)	121	12%	131	13%	97	9,5%

Note: % er angivet ift. samlede antal naturgasområder for den pågældende region.

For at kommentere for udviklingen på tværs af naturgasområderne ses der for samfundsøkonomien, at den største mængde af varme der kan konverteres til fjernvarme, findes i området 'Resten af Danmark', hvor også de fleste områder findes samfundsøkonomisk rentable. Dog er det området 'København og omegn', som har størst konvertering i bruger- og selskabsøkonomien.

Nedenstående tabeller viser opgørelsen for de overlappende løsninger, altså områder der enten er kun selskabsøkonomisk, både selskabs- og brugerøkonomisk eller selskabs-, bruger- og samfundsøkonomisk rentabelt.

Tabel 1.7 VPT Scenarie – Økonomisk potentiale for varmebehov for områder der er hhv. selskabsøkonomisk, både selskabs- og brugerøkonomisk rentable samt både samfunds-, selskabs- og brugerøkonomisk rentable på tværs af de betragtede regioner.

Varmebehov						
Økonomier	Selskabsøkonomisk rentable		Selskabs- og brugerøkonomisk rentable		Samfunds-, selskabs- og brugerøkonomisk rentable	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
København og omegn	1.070	82%	1.070	82%	730	56%
Sjælland udenfor København og omegn	720	29%	720	29%	440	17%
Resten af Danmark	830	25%	830	25%	770	23%
Hele Danmark (Sum)	2.620	37%	2.620	37%	1.940	27%

Note: % er angivet ift. det samlede tekniske varmebehovspotentiale for den pågældende region.

Tabel 1.8 VPT Scenarie – Økonomisk potentiale for naturgasområder for områder der er hhv. selskabsøkonomisk, både selskabs- og brugerøkonomisk rentable

samt både samfunds-, selskabs- og brugerøkonomisk rentable på tværs af de betragtede regioner.

Områder						
Økonomier	Selskabsøkonomisk rentable		Selskabs- og brugerøkonomisk rentable		Samfunds-, selskabs- og brugerøkonomisk rentable	
	Antal	%	Antal	%	Antal	%
København og omegn	19	35%	19	35%	12	22%
Sjælland udenfor København og omegn	23	12%	23	12%	17	8,7%
Resten af Danmark	79	10%	79	10%	67	8,7%
Hele Danmark (Sum)	121	12%	121	12%	96	9,4%

Note: % er angivet ift. samlede antal naturgasområder for den pågældende region.

I.3 Fordeling af konverteret eksisterende gas- og olie kunder til fjernvarme

Dette bilag viser fordelingen af konverteret eksisterende kunder til fjernvarme for bruger- og selskabsøkonomisk potentiale, for de enkelte individuelle opvarmningsscenarier, altså reference, VP og VPT. Dette gøres for hhv. bygningsantal samt varmebehov.

Resultaterne for naturgas-scenariet til fjernvarme kan ses i nedenstående tabel.

Tabel I.9 NG-scenarie for samlet bruger- og selskabsøkonomisk potentiale for konvertering til fjernvarme. Konverteringspotentialet er vist for bygninger og varmebehov fordelt for eksisterende olie- og gaskunder.

NG	Bygninger, 1.000 stk.	Varmebehov, GWh
Oliekunder	26	680
Gaskunder	143	3.550
Total	169	4.230

Resultaterne for VP-scenariet kan ses i nedenstående tabel.

Tabel I.10 VP-scenarie for samlet bruger- og selskabsøkonomisk potentiale for konvertering til fjernvarme. Konverteringspotentialet er vist for bygninger og varmebehov fordelt for eksisterende olie- og gaskunder.

VP	Bygninger, 1.000 stk.	Varmebehov, GWh
Oliekunder	12	270
Gaskunder	74	1.540
Total	85	1.800

Resultaterne for VPT-scenariet kan ses i nedenstående tabel.

Tabel I.11 VPT-scenarie for samlet bruger- og selskabsøkonomisk potentiale for konvertering til fjernvarme. Konverteringspotentialet er vist for bygninger og varmebehov fordelt for eksisterende olie- og gaskunder.

VPT	Bygninger, 1.000 stk.	Varmebehov, GWh
Oliekunder	16	380
Gaskunder	107	2.240
Total	123	2.620

I.4 Geografisk opdeling af resterende varmebehov

Dette afsnit viser en geografisk opdeling ift. områderne; København og omegn, Sjælland uden for København og omegn og Resten af Danmark for resultaterne vist i Figur 4.5, i afsnit 4.4.

Det understreges at resultaterne vises for det bruger- og selskabsøkonomiske potentiale.

I nedenstående ses resultaterne for VP-scenariet.

Tabel I.12 Geografisk opdeling af resultaterne set i Figur 4.5, i afsnit 4.4 for VP-scenariet

VP	Fjernvarme	Individuel VE	Naturgas
København og omegn	730	730	170
Sjælland uden for København og omegn	400	2.590	160
Resten af Danmark	670	3.320	150
Total	1.800	6.640	480

Note: Det samlede varmebehov for København og omegn er: 1.630 GWh, for Sjælland uden for København og omegn er: 3.150 GWh, og for Resten af Danmark er: 4.140 GWh

Resultaterne for VPT-scenariet kan ses i nedenstående tabel.

Tabel I.13 Geografisk opdeling af resultaterne set i Figur 4.5, i afsnit 4.4 for VPT-scenariet

VP	Fjernvarme	Individuel VE	Naturgas
København og omegn	1.070	150	410
Sjælland uden for København og omegn	660	1.660	830
Resten af Danmark	810	2.330	1.000
Total	2.540	4.140	2.240

Bilag J Samlede investeringsomkostninger for fjernvarme i naturgasområder i Danmark

Dette bilag indeholder de samlede investeringsomkostninger for at etablere fjernvarme i naturgasområder i Danmark fordelt på Energistyrelsens prædefinerede regioner, vist i Bilag G. Tabellen nedenfor oplyser disse omkostninger, hvilket er oplyst i grupperne: anlægsinvesteringer, transmissionsledninger, distributionsnet og fjernvarmeunits, stikledninger og fjernelse af eksisterende gasstik.

Tablel J.1 Samlede investeringer i Energistyrelsens prædefinerede regioner – resultater opgjort i mio. kr.

Regioner – mio. kr.	Anlægsinvesteringer	Transmissionsledninger	Distributionsnet	Fjernvarmeunits og stikledninger og afkobling af gasstik
SØN	335	1.134	734	511
NRDJYL	364	249	791	564
FYN	739	1.495	1.391	1.313
ØSTJYL	570	1.113	1.032	818
SVSTJYL	78	233	156	130
SØSTJYL	259	709	550	459
SYDSJÆ	975	896	2.530	1.789
SKBH	3.169	700	7.394	6.129
SMDJYL	367	453	713	500
NVSTSJÆ	884	648	1.769	1.329
VSTSJÆ	566	726	1.218	890
NØSTJYL	519	419	957	889
Hele Danmark (Sum)	8.825	8.776	19.235	15.321