

FREMTIDENS VARMEFORSYNING

Analyse af varmforsyningen med vægt på områdeopdelingen mellem fjernvarme og individuel opvarmning under forskellige forudsætninger



JUNI 2018
GATE21

FREMTIDIG VARMEFORSYNING I HOVEDSTADSREGIONEN – UDBYGNINGSKORT FOR FJERNVARMEN

ENERGI PÅ TVÆRS 2

JUNI 2018
GATE21

FREMTIDIG VARMEFORSYNING I HOVEDSTADSREGIONEN – UDBYGNINGSKORT FOR FJERNVARMEN

ENERGI PÅ TVÆRS 2

PROJEKTNR.

A105030

DOKUMENTNR.

001

VERSION

2.0

UDGIVELSESDATO

12. juni 2018

BESKRIVELSE

UDARBEJDET

JARU

KONTROLLERET

KUM

GODKENDT

JARU

INDHOLD

| | | |
|-----|---|----|
| 1 | Executive Summary | 6 |
| 1.1 | Fjernvarmeproduktion udenfor det storkøbenhavnske net | 8 |
| 1.2 | Fjernvarmeproduktion i det storkøbenhavnske net | 9 |
| 1.3 | Individuel opvarmning | 10 |
| 1.4 | Potentiale for konvertering til fjernvarme | 11 |
| 1.5 | Konklusion | 11 |
| 2 | Indledning | 13 |
| 2.1 | Baggrund | 13 |
| 2.2 | Formål og afgrænsning | 14 |
| 3 | Definition af scenarier | 16 |
| 3.1 | Business as usual | 16 |
| 3.2 | Fossilfrit | 17 |
| 4 | Metode | 18 |
| 4.1 | Varmebehov | 18 |
| 4.2 | Fjernvarmeforsynede områder | 19 |
| 4.3 | Byområder | 21 |
| 4.4 | Produktionsanlæg | 24 |
| 4.5 | Økonomiske beregninger | 27 |
| 5 | Forudsætninger | 30 |
| 5.1 | Brændselspriser | 30 |
| 5.2 | Elpriser | 33 |
| 5.3 | Afgifter/tilskud | 35 |
| 5.4 | Transportomkostninger m.v. | 35 |
| 5.5 | Produktionsomkostninger | 36 |
| 5.6 | Drift og vedligehold af ledningsnet | 36 |

| | | |
|------|--|----|
| 5.7 | Varmetab | 36 |
| 5.8 | Anlægssammensætning | 36 |
| 5.9 | Ledningsomkostninger | 37 |
| 5.10 | Lokalt fjernvarmesystem | 39 |
| | | |
| 6 | Beskrivelse af nuværende varmforsyning | 40 |
| | | |
| 7 | Udvikling i fjernvarmeproduktionssystemet frem til og med 2020 | 42 |
| 7.1 | Uden for Storkøbenhavn | 42 |
| 7.2 | Storkøbenhavn | 47 |
| | | |
| 8 | Fjernvarmeproduktionsomkostninger | 49 |
| 8.1 | Fjernvarme uden for Storkøbenhavn | 49 |
| 8.2 | Fjernvarme i Storkøbenhavn | 49 |
| | | |
| 9 | Bruger- og samfundsøkonomiske omkostninger forbundet med individuel opvarmning | 51 |
| 9.1 | Brugerøkonomiske omkostninger | 51 |
| 9.2 | Samfundsøkonomiske omkostninger | 53 |
| | | |
| 10 | Potentiale for fjernvarme | 55 |
| 10.1 | Fjernvarmeforsynede områder | 55 |
| 10.2 | Byer nær fjernvarmesystemer | 56 |
| 10.3 | Byer uden fjernvarme | 57 |
| 10.4 | Opsamling | 59 |
| | | |
| 11 | Følsomhedsanalyser | 62 |
| 11.1 | Individuel opvarmning | 62 |
| 11.2 | Fjernvarmeproduktion | 64 |
| 11.3 | Konverteringspotentiale | 65 |
| | | |
| 12 | Nye byområder | 69 |
| | | |
| 13 | Konklusion | 71 |

BILAG

| | | |
|---------|----------------------------------|----|
| Bilag A | Marginale varmeproduktionspriser | 74 |
|---------|----------------------------------|----|

| | | |
|---------|----------------------|----|
| Bilag B | Fjernvarmepotentiale | 79 |
|---------|----------------------|----|

1 Executive Summary

I forbindelse med projektet Energi på Tværs 2 (EPT2) er der gennemført en analyse vedr. den fremtidige varmforsyning af hovedstadsregionen (33 kommuner). Analysen er en opfølgning på Energi på Tværs 1 fra 2014. Analysen har bl.a. skullet undersøge såvel det selskabsøkonomiske som det samfundsøkonomiske potentiale for udbygning af fjernvarme ud fra gældende rammer, potentialet for udbygning af fjernvarme i et fossilfrit energisystem samt fremtidens varmforsyning uden for de fjernvarmeforsynede områder.

I analysen er der søgt svaret på følgende spørgsmål:

1. Hvordan er den samfundsøkonomisk optimale varmforsyning sammensat i et system uden fossile brændsler?
2. Hvilke parametre er særligt afgørende i prioriteringen mellem forskellige forsyningsformer?
3. Hvilke tiltag kan gennemføres inden for de gældende rammebetingelser, der kan igangsætte en omstilling mod det fossilfrie system?
4. Hvilke udviklingstiltag der kan gennemføres nu, er ikke optimalt forenelige med det fossilfrie system?

Analysen har udgangspunkt i mere end 300.000 bygninger med et samlet estimeret varmebehov på næsten 20.000 GWh i mere end 400 byområder. Hvert byområde er tilknyttet et fjernvarmeselskab. Enten leveres der fjernvarme til området eller også vil fjernvarme fra det specifikke fjernvarmeselskab være en mulighed til fremtidig forsyning af området. For hvert byområde estimeres de samlede omkostninger ved hhv. individuel varmforsyning og fjernvarmeforsyning.

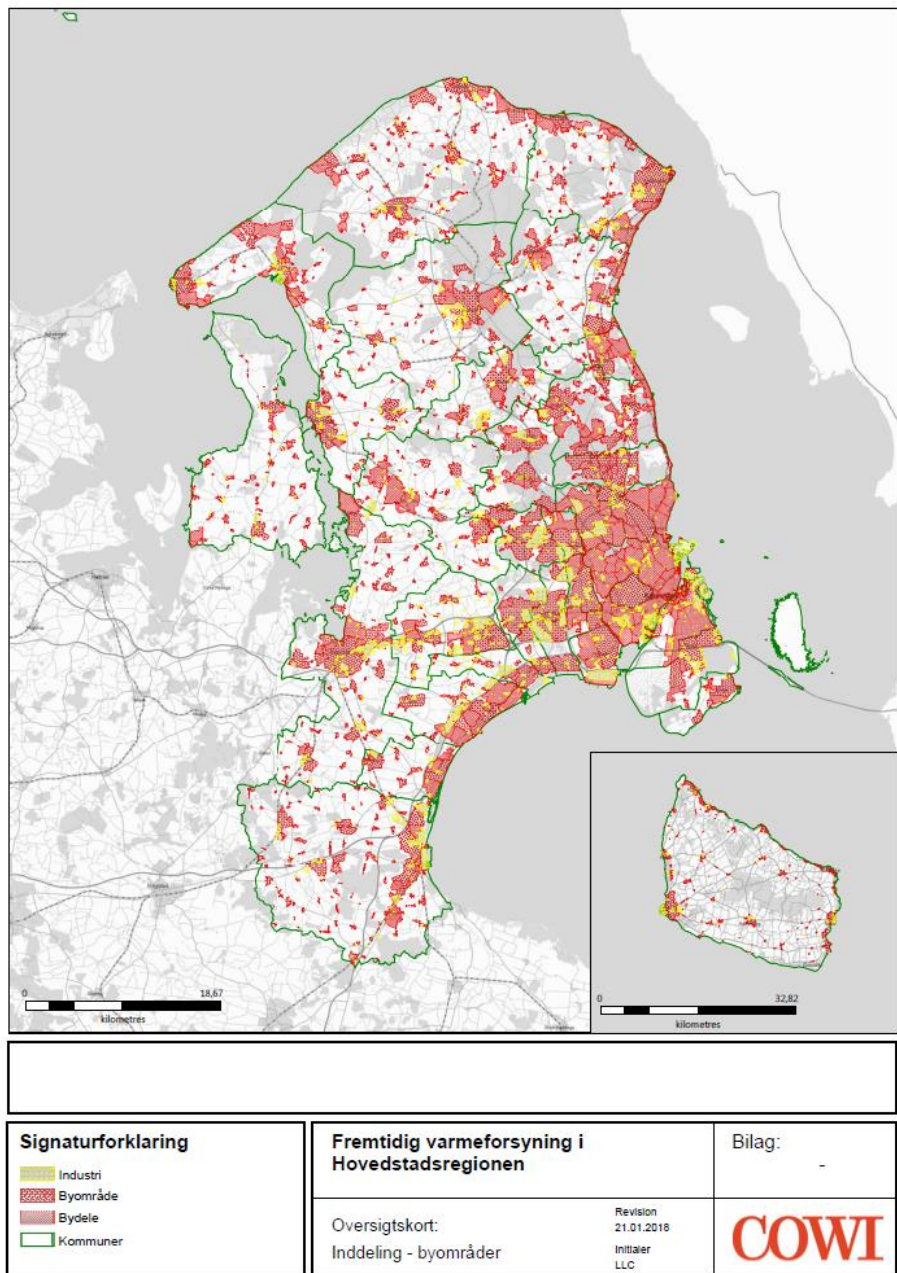
Analysen dækker perioden 2020-2035. Der er fire hovedspor i analysen:

- > Selskabsøkonomisk fjernvarmepotentiale, Business as usual
- > Selskabsøkonomisk fjernvarmepotentiale, fossilfri

- > Samfundsøkonomisk fjernvarmepotentiale, Business as usual
- > Samfundsøkonomisk fjernvarmepotentiale, fossilfri.

Termerne business as usual (BAU) og fossilfri dækker over to scenarier, hhv. nuværende rammer og lovgivning samt 100 % fossilfrihed i 2035.

På nedenstående figur fremgår de byområder, der er omfattet af analysen. Områder uden for byområderne forudsættes at fortsætte med individuel varmforsyning. I disse områder ses således udelukkende på muligheden for konvertering til anden individuel varmforsyning.



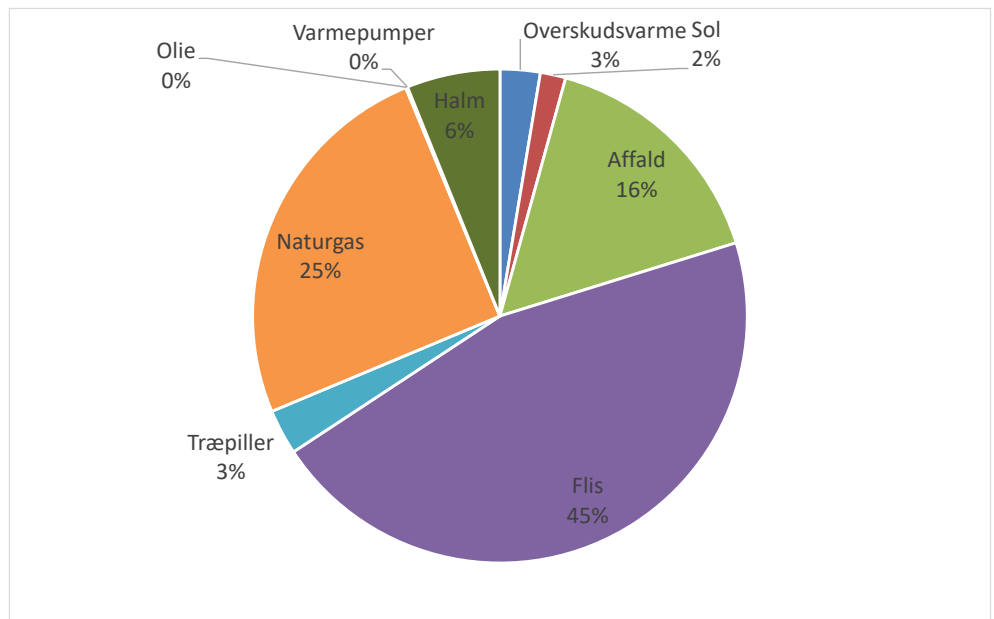
Figur 1.1 Kort over byområder i analysen.

1.1 Fjernvarmeproduktion udenfor det storkøbenhavnske net

For at vurdere omkostningerne forbundet med udvidelse af fjernvarmesystemerne til de enkelte byområder har det været nødvendigt at foretage en fremskrivning af de marginale varmeproduktionspriser – dvs. omkostningerne forbundet med udvidelse af fjernvarmesystemerne. Der er her set på to overordnede muligheder for fjernvarmesystemerne uden for det storkøbenhavnske net:

- > **Uændret kapacitet:** Udvidelsen af fjernvarmeforsyningen sker ved det til den tid eksisterende produktionssystem. Det medfører lavere (ingen) omkostninger til investering samt fast drift og vedligehold. Til gengæld må der forventes højere variable produktionsomkostninger, da produktionsfordelingen for det nye område i højere grad baseres på dyrere anlæg end, hvis man etablerede et nyt produktionsanlæg (med mindre der er overskudskapacitet på eksisterende teknologi med lave produktionsomkostninger).
- > **Ny kapacitet:** I stedet for udelukkende at udnytte den eksisterende produktionskapacitet kan der etableres et nyt produktionsanlæg. Det vil give højere faste årlige omkostninger, men må forventes at give lavere variable varmeproduktionsomkostninger.

Der er taget udgangspunkt i de eksisterende produktionsanlæg oplyst af Energi styrelsen (energiproducenttællingen for 2016). Hertil er der suppleret med de anlæg, der på rapporteringstidspunktet er godkendt til etablering. Produktions sammensætningen forventes efter etablering af de igangværende projekter uden for det storkøbenhavnske system at blive, som det fremgår af nedenstående figur.



Figur 1.2 Simuleret fjernvarmeproduktionsfordeling uden for Storkøbenhavn efter indpasning af nye (etablerede og under etablering) anlæg frem mod 2020.

Som det fremgår af figuren forventes ca. 25 % af fjernvarmen uden for Storkøbenhavn at blive produceret på naturgasbaserede anlæg (kedler og kraftvarmeanlæg). Stort set resten af varmen produceres på VE- og affaldsbaserede anlæg.

For flere fjernvarmeselskaber vurderes det at være rentabelt at etablere biomassekedler og varmepumper til erstatning af naturgas med de forudsætninger, der ligger til grund for analysen. I BAU-scenarierne gælder dette i høj grad varmepumper, der med en reduceret elvarmeafgift som udgangspunkt viser god selskabsøkonomi ift. fortsat brug af naturgas. Disse fjernvarmeselskaber – de naturgasbaserede decentrale kraftvarmeområder – må i BAU-scenariet ikke etablere biomassekedler, hvorfor kun varmepumper er relevante her. I det fossilfrie scenarie er biomassekedler også en selskabsøkonomisk attraktiv løsning.

Da scenarierne skal vise hhv. de selskabs- og de samfundsøkonomiske fremtidige fjernvarmesystemer, åbner dette for at biomassekedler i det fossilfrie scenarie i analysen kan etableres uden at være samfundsøkonomisk rentable. De fjernvarmesystemer der i dag godt må etablere biomassekedler, har allerede etableret stort set det de har brug for og her vil det kun være relevant med en begrænset udbygning af ny kapacitet.

Den fremtidige forsyning, når de nuværende og de allerede godkendte anlæg suppleres med anlæg, der forventes at være rentable (og tilladte) at etablere, er estimeret for de fire scenarier.

Analysen illustrerer, hvorledes biomassekedler og varmepumper selskabsøkonomisk er yderst konkurrencedygtige sammenlignet med naturgasanlæg. Ift. naturgasanlæggene er der det modstridende forhold, at biomassekedlerne ikke nødvendigvis er samfundsøkonomisk rentable og således ikke vil kunne godkendes jf. Varmeforsyningsloven. For både områder med naturgasanlæg og varmepumper har biomassekedlerne ikke mulighed for yderligere indpasning, da disse ikke er tilladt i de decentrale naturgasbaserede kraftvarmeområder jf. Varmeforsyningsloven.

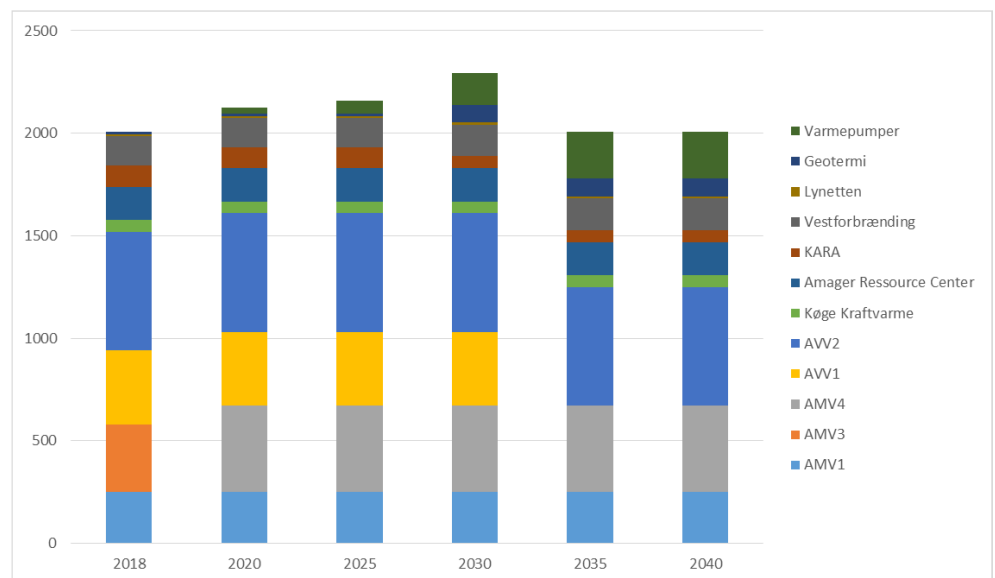
Flere scenarier viser økonomisk potentiale for massiv indpasning af varmepumper og/eller biomassekedler i de fjernvarmesystemer, der i 2020-referencen (nuværende anlæg og anlæg under etablering) stadig forventes at få dækket størstedelen af deres varmebehov med naturgasbaserede anlæg. Den markante udbygning af varmepumper vil være udfordrende at få gennemført ift. tid og pladsforhold.

1.2 Fjernvarmeproduktion i det storkøbenhavnske net

Det storkøbenhavnske system er baseret på Varmeplan Hovedstaden 3. Her blev der analyseret tre alternative udviklinger i sammensætningen af fjernvarmeproduktionsanlæggene i det storkøbenhavnske system. Det såkaldte Alternativ 1 blev udpeget som det centrale scenarie. I dette scenarie forudsættes, at AVV1 ombygges til træpiller inden 2020, og at blokken så tages ud af drift i 2032. AMV1 og AVV2 er primært træpillefyrede og forventes at være i drift til i hvert

fald 2035. På Amagerværket etableres en ny flisfyret enhed i 2020 (AMV4)¹, og den eksisterende kulfyrede AMV3 lukkes på samme tidspunkt. I scenariet forudsættes en udbygning med solvarme, geotermi og varmepumper frem mod 2035 for at diversificere forsyningen og forberede ny produktionskapacitet, når AVV1 tages ud af drift. Endelig forudsættes, at der sker en udbygning med varmelagerkapaciteten.

Kapaciteten på anlæggene i Alternativ 1 fremgår af nedenstående figur. I tabellen er det antaget, at der i 2040 er de samme anlæg som i 2035. Som det fremgår af tabellen, regnes der med, at en række af anlæggene fortsat vil være i drift i 2035. Dog er det forudsat, at AVV1 lukker i 2032. Sammensætningen af produktionsanlæg fremgår nedenfor.



Figur 1.3 Fremskrivning af kapaciteten af produktionsanlæg i det storkøbenhavnske net (MW) baseret på Varmeplan Hovedstaden 3.

1.3 Individuel opvarmning

Alle bygninger i analysen er grupperet efter størrelse: Mindre, mellemstor og stor bygning. For disse bygninger er det undersøgt, hvilken individuel varmeinstallation der er den billigste. For alle tre bygninger er individuelle luft-til-vand varmepumper fundet billigst brugerøkonomisk. For mindre bygninger er naturgaskedler kun lidt dyrere, mens det næstbedste alternativ for de mellemstore og store bygninger er jordvarmepumper. Der er i analysen forudsat en aftale om en varig nedsat elvarmeafgift, der er blevet præsenteret flere gange – senest ifm. regeringens udspil til energiaftale, april 2018.

¹ Tidspunktet for idriftsættelsen af AMV4 er siden VPH3 blevet fremrykket til 2019.

1.4 Potentiale for konvertering til fjernvarme

Det samlede varmebehov i EPT33-området er estimeret til ca. 18.000 GWh, hvoraf ca. 10.700 GWh dækkes af fjernvarme, svarende til ca. 59 %. Det samlede tekniske potentiale defineres her som varmebehovet i byer. Det tekniske potentiale er således 16.200 GWh, svarende til en dækning med fjernvarme på 90 %.

I de nuværende fjernvarmeområder er der estimeret et potentiale for fortætning på ca. 1.600 GWh. Det er i analysen fundet, at hele dette potentiale er selskabsøkonomisk rentabelt at konvertere i perioden 2020-2035. Heraf er ca. 50 % af varmebehovet på de ca. 1.600 GWh samfundsøkonomisk rentabelt.

I byerne nær fjernvarmeområder er der fundet et varmebehov på ca. 2.600 GWh. Heraf peger analysen på at ca. 60 % er selskabsøkonomisk rentabelt at konvertere, men kun 0-1 % er samfundsøkonomisk rentabelt.

For de byer, hvor fjernvarme ikke er til stede andet sted i byen, er der fundet et individuelt varmebehov på 1.600 GWh. Heraf er det fundet, at næsten 20 % er selskabsøkonomisk rentabelt, mens der er ikke noget af dette varmebehov, der er samfundsøkonomisk rentabelt.

Varmebehovet, der ikke er omfattet af potentialevurderingerne (overvejende landområder), udgør ca. 1.800 GWh.

Selskabsøkonomisk viser analysen således, at der er et selskabsøkonomisk potentiale for at øge fjernvarmeandelen fra ca. 59 % til ca. 78 %. Tilsvarende er der et samfundsøkonomisk potentiale for at øge fjernvarmeandelen fra ca. 59 % til ca. 64 %. Heraf kommer langt størstedelen af konverteringen fra fortætning i fjernvarmeforsynede områder.

Det er en væsentlig udfordring for udbygningen fjernvarmesystemerne, at der med de nuværende forudsætninger/metode kun kan findes begrænsede samfundsøkonomisk rentable projekter i hovedstadsregionen – især i Storkøbenhavn.

1.5 Konklusion

Individuelle varmepumper vil kunne fortrænge en stor del af de nuværende individuelle varmeforsyningsformer. Varmepumperne vil endvidere være økonomisk attraktive i forhold til andre individuelle forsyningsmuligheder samt udbygning af fjernvarme til områder, der i dag ikke er forsynet.

I fjernvarmeforsynede områder, hvor distributionsledninger allerede er etableret, findes at en fortætning af fjernvarmen vil være samfundsøkonomisk mulig for ca. 50 % af varmebehovet.

Nogle af de forudsætninger der vil have væsentlig indflydelse på valget af individuel opvarmning, vil være naturgas- og elpriserne. Inden reduktion af elvarme-

afgiften fra cirka 400 kr./MWh til cirka 150 kr./MWh er naturgaskedler og individuelle luft-til-vand varmepumper nogenlunde ligeværdige brugerøkonomisk. Reduktionen af elvarmeafgiften medfører dog, at varmepumperne bliver noget mere attraktive brugerøkonomisk set.

Set på valget mellem individuel opvarmning og fjernvarme er ledningsinvesteringerne en stor udfordring. Omkostningerne er – især i Storkøbenhavn – meget høje og medfører begrænset konkurrenceevne selskabsøkonomisk. Samfundsøkonomisk er potentialet udenfor nuværende fjernvarmeforsynede områder nul.

Pga. den planlagte reducerede elvarmeafgift forventes varmepumper (både individuelle og til fjernvarme) at blive konkurrencedygtig med andre produktionsformer. Det betyder, at fjernvarmeforbrugere i systemer der i dag ikke må etablere biomassekedler, kan få fjernvarme fra varmepumper i stedet. Dette gælder som udgangspunkt ikke i det storkøbenhavnske system, da dette er et centralt system. Her forventes varmepumper dog at få dispensation iht. Varmeforsyningsloven.

For de forbrugere der ikke er – og ikke forventes – konverteret til fjernvarme, vil de individuelle varmepumper kunne fortrænge de nuværende fossile brændsler.

Der er i dag som sådan ikke nogen udfordringer i rammebetingelserne for at få foretaget disse konverteringer til varmepumper.

Udfordringen med de nuværende rammebetingelser forventes i høj grad at være ifm. de mellemstore og store systemer. Etablering af varmepumper på mere end 20 MW vil give udfordringer med især pladsforhold til luftindtag eller adgang til andre store mængder varmekilder. Dette kan begrænse det reelle potentiale for indpasning af store varmepumper i fjernvarmesystemerne.

2 Indledning

2.1 Baggrund

I præferencescenariet fra Energi på Tværs 1 (EPT1) fra 2014 indgår det, at fjernvarmen skal udbygges fra at udgøre 55 % (i 2012) til at udgøre 69 % i 2025 og 75 % i 2035. Denne udbygningsplan er dog sidenhen blevet udfordret af ændringer i de samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger, der umuliggør realisering af næsten alle projekter om konvertering til fjernvarme.

I forbindelse med projektet Energi på Tværs 2 (EPT2) ønskes derfor udarbejdet en opdateret analyse vedr. den fremtidige varmforsyning af hovedstadsregionen. Analysen skal bl.a. undersøge såvel det selskabsøkonomiske som det samfundsøkonomiske potentiale for udbygning af fjernvarme ud fra gældende rammer, potentialet for udbygning af fjernvarme i et fossilfrit energisystem samt fremtidens varmforsyning uden for de fjernvarmeforsynede områder.

Analysen består således i at belyse, hvilken varmforsyning der er optimal i forskellige områder ud fra to forskellige sæt af forudsætninger (hhv. gældende og justerede rammer). Til dette formål udarbejdes to udbygningskort for fjernvarmen med bagvedliggende notater/dokumentation:

- > To kort (et for selskabsøkonomi og et for samfundsøkonomi) der foretager en økonomisk optimering af varmforsyningen med den forudsætning, at fossile brændsler skal udfases. Varmeforsyningen kan dermed tilvejebringes som fjernvarme på VE, blokvarme på VE, individuel opvarmning på VE.
- > To kort (et for selskabsøkonomi og et for samfundsøkonomi) der viser, hvad der er muligt at gennemføre under gældende rammebetingelser (business as usual/BAU). Dette kort skal bruges til dels at vurdere om målopfyldelse er mulig under gældende rammebetingelser og hvad merprisen for det fossilfrie scenarie er, og dels til at iscenesætte konkrete handlinger: Hvilke tiltag kan gennemføres under de gældende rammebetingelser, der også er optimale i det fossilfrie system?

Hertil vurderes følsomheder for centrale parametre (eksempelvis gaspris og el-varmeafgift) og på baggrund af analysen, hvilke tiltag der kan gennemføres inden for de eksisterende rammebetingelser, der kan bidrage til udviklingen mod det optimale fossilfrie system.

Analysen skal give svar på følgende spørgsmål:

1. Hvordan er den samfundsøkonomisk optimale varmforsyning sammensat i et system uden fossile brændsler?
2. Hvilke parametre er særligt afgørende i prioriteringen mellem forskellige forsyningsformer?

3. Hvilke tiltag kan gennemføres inden for de gældende rammebetingelser, der kan igangsætte en omstilling mod det fossilfrie system?
4. Hvilke udviklingstiltag der kan gennemføres nu, er ikke optimalt forenelige med det fossilfrie system?

Analysen skal således vise, hvilken varmforsyning der er hhv. selskabs- og samfundsøkonomisk optimal inden for de opstillede rammer og vise hvordan denne målopfyldelse vanskeliggøres af de betingelser. Dette skal efterfølgende danne grundlag for at drøfte, hvilke omstillingstiltag der kan være mulige inden for de gældende rammebetingelser. Analysen omfatter ikke de nuværende fjernvarmebrugere, der således forudsættes at blive tilkøbet fjernvarmesystemerne.

Området er afgrænset til kommunerne i Region Hovedstaden samt de kommuner i Region Sjælland, der modtager varme fra VEKS (Roskilde, Køge, Greve og Solrød). Der foretages beregninger for årene 2020, 2025, 2030 og 2035.

2.2 Formål og afgrænsning

Formålet med denne analyse har været at estimere et potentiale for konvertering af individuel opvarmning til fjernvarme samt vurdere den fremtidige varmforsyning for gruppen af bygninger, der fortsætter med individuel opvarmning.

Analysen tager udgangspunkt i alle bygninger i EPT33-området² med en varmeinstallation. For hver bygning bliver det vurderet, hvorvidt der er potentiale for konvertering til fjernvarme og hvis ikke, hvad varmforsyningen i så fald skal være givet de estimerede fremtidige omkostninger for varmforsyning.

Ift. fjernvarmeomkostninger er der taget udgangspunkt i de nuværende fjernvarmesystemer og herfra indpasset ny kapacitet i det omfang det jf. forudsætningerne og metoden er fundet rentabelt.

Analysen dækker perioden 2020-2035. Der er fire hovedspor i analysen:

- > Selskabsøkonomisk fjernvarmepotentiale, Business as usual
- > Selskabsøkonomisk fjernvarmepotentiale, fossilfri
- > Samfundsøkonomisk fjernvarmepotentiale, Business as usual
- > Samfundsøkonomisk fjernvarmepotentiale, fossilfri.

Termerne BAU og fossilfri dækker over to scenarier, hhv. nuværende rammer og lovgivning samt 100 % fossilfrihed i 2035. Disse scenarier er nærmere beskrevet i afsnit 3.

² EPT = Energi på Tværs; 33 = De 33 kommuner omfattet af analysen.

Da analysen vedrører mere end 100 byer, er beregningerne baseret på overordnede forudsætninger og metoder. Dette medfører også, at beregningerne ikke kan bruges som baggrund for godkendelse af projekter jf. Varmeforsyningsloven.

Brugerøkonomi er i analysen defineret som hhv. selskabs- og samfundsøkonomi for brugeren. De selskabsøkonomiske beregninger er således ikke opdelt i bruger og selskab, men ses under et. Alle værdier er ekskl. moms.

3 Definition af scenarier

Analysen af fremtidens varmforsyning udføres for to hovedscenarier:

- > BAU: Dagens rammer med allerede vedtagne/forventede ændringer
- > Fossilfrihed: Justerede rammer.

For begge scenarier foretages analysen for hhv. 2020, 2025, 2030 og 2035. Tabel 3.1 viser en oversigt over scenarierne ift. væsentlige forskelle i forudsætninger.

Tabel 3.1 Væsentlige forudsætninger i de fire scenarier.

| | Selskabsøkonomi, BAU | Selskabsøkonomi, fossilfri | Samfundsøkonomi, BAU | Samfundsøkonomi, fossilfri |
|---|----------------------|----------------------------|----------------------|----------------------------|
| Kul, olie og naturgas | Må bruges | Må ikke bruges | Må bruges | Må ikke bruges |
| Biomassekedler i naturgas-baserede, decentrale kraftvarmeområder | Må ikke etableres | Må etableres | Må ikke etableres | Må etableres |
| Brug af gas | Naturgas | Biogas | Naturgas | Biogas |
| Affaldsvarme, overskudsvarme, el til varme | Må bruges | Må bruges | Må bruges | Må bruges |

3.1 Business as usual

BAU-scenariet har til formål at repræsentere den nuværende energipolitiske situation. Der tages således udgangspunkt i gældende lovgivning, herunder gældende afgifter og tilskud. I det omfang politisk fastsatte forudsætninger (afgifter og tilskud) ikke er fastlagte gennem hele analyseperioden, er disse fastlagt efter forventninger. Dette kan eksempelvis være elvarmeafgiften, der forventes reduceret med 15 øre/kWh jf. regeringen energiudspil fra april 2018 (se afsnit 5.3). Afgiften er i denne analyse forudsat at være varigt nedsat.

Gældende lovgivning omfatter bl.a. Varmeforsyningsloven³ og Projektbekendtgørelsen⁴, hvoraf det bl.a. fremgår, at decentrale naturgasbaserede kraftvarmeområder ikke umiddelbart må etablere biomassekedler samt at der i de centrale kraftvarmeområder er krav om at anlæg på mere end 1 MW skal indrettes som kraftvarmeanlæg. Det er muligt at søge dispensation. Herudover fremgår det, at kommunerne skal godkende de kollektive varmforsyningsløsninger, som falder bedst ud samfundsøkonomisk (med de gældende samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger). Disse restriktioner fastholdes i hele perioden.

³ LBK nr 523 af 22/05/2017: <https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=190081>

⁴ BEK nr 825 af 24/06/2016: <https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=183229>

Forudsætninger og metode beskrives nærmere i afsnit 4 og 5.

3.2 Fossilfrit

I det fossilfrie scenarie forudsættes, at alle fossilbaserede fjernvarmeproducerende anlæg udfases inden 2035. Det betyder, at kul, naturgas og olie udfases. Gasnettet kan stadig bruges, dog med biogas i stedet for naturgas.

Der ses i dette scenarie bort fra restriktionerne omkring biomassekedler for de naturgasbaserede decentrale kraftvarmeområder. Biomassekedler kan således etableres efter behov.

Overskudsvarme, affaldsvarme og varme baseret på el (elvarme og eldrevne varmepumper) indregnes i analysen som fossilfrit.

Forudsætninger og metode beskrives nærmere senere i rapporten.

4 Metode

Analysens overordnede metode er, at for hvert byområde i EPT33 foretages en sammenligning af de samlede omkostninger for individuel forsyning med omkostningerne ved fjernvarmeforsyning. Hvis fjernvarme er billigere end individuel opvarmning, foretages konvertering til fjernvarme. Der foretages ikke undersøgelser af om fjernvarme bør konvertere til individuel opvarmning eller tilsvarende frakoblinger fra fjernvarmesystemet.

Varmebehovet estimeres på baggrund af nøgletal. Dette skal bruges til at estimere omkostningerne for hhv. individuel opvarmning og fjernvarmeforsyning. Der regnes gennem hele analysen marginalt. For fjernvarmeomkostningerne omfatter omkostningerne forbundet med varmeforsyning af et nyt område således kun de meromkostninger, der skal til for at forsyne dette område. Det omfatter nye ledninger, nye fjernvarmeunits m.v., men ikke betaling til det eksisterende system. For individuel opvarmning omfatter omkostningerne ligeledes brugerinstallationer. Her vil der dog blive taget højde for at reinvestering af varmeinstallation fordeles over en 20-årig periode, således at der ikke sker en reinvestering for alle individuelle varmeproduktionsanlæg i første beregningsår.

4.1 Varmebehov

Varmebehovet er baseret på nøgletal for enhedsvarmeforbrug fra SBI⁵ samt BBR-data. BBR-data er ikke fuldstændig opdateret, men det er vurderet at være den bedste kilde. Alternativerne har været at hente data fra de indberettede energiforbrug fra forsyningsselskaberne i det centrale system eller indhente det fra de enkelte energiselskaber omfattet af denne analyse. Det centrale indberetningssystem vurderes stadig ikke at være af en sådan kvalitet, at dette kan bruges. Indhentning af data fra de respektive energiselskaber vil give en høj datakvalitet ift. forbrug. Metoden vil dog være tidskrævende ift. indhentning af data. Hertil vil det være svært at vurdere om alle bygninger er omfattet af de indhentede data. Der vil endvidere være en udfordring ift. forbrugere, der bruger olie, biobrændsel og lignende. For fjernvarme- og naturgasforbrugere er disse tilknyttet et specifikt selskab, hvorfra de modtager deres fjernvarme/naturgas. For olie- og biomasseforbrugere er man ikke tilknyttet en bestemt leverandør. Hertil afregnes energiforbruget ikke i måneder/år, men derimod efter tidspunkt for levering af energien.

Omkostningerne forbundet med brugerinstallationer⁶ (både individuelle varmeinstallationer og fjernvarmeunits) er afhængige af forbrugernes størrelse. På baggrund heraf er alle forbrugere inddelt i tre grupper:

⁵ "Potentielle varmebesparelser ved løbende bygningsrenovering frem til 2050", SBI januar 2014 (tabel 11)

⁶ En bygning svarer til en registrering i BBR. Det er muligt at en bygning har flere installationer eller flere bygninger kun har en. Hvis dette ikke fremgår af BBR, indgår det ikke i analysen.

- > Mindre bygninger: Forbrugere med et estimeret varmebehov på 0-50 MWh. Gennemsnitsvarmebehovet er her ca. til 18 MWh
- > Mellemstore bygninger: Forbrugere med et estimeret varmebehov på 50-300 MWh. Gennemsnitsvarmebehovet er her ca. 100 MWh
- > Store bygninger: Forbrugere med et estimerede varmebehov på mere end 300 MWh. Gennemsnitsvarmebehovet er her ca. 500 MWh.

Hver forbruger bliver yderligere tilknyttet en varmeinstallationstype:

- > Fjernvarme
- > Individuel naturgas (omfatter også blokvarme, der ikke er konverteret til fjernvarme)
- > Individuel olie
- > Individuel varmepumpe
- > Individuel elvarme
- > Individuel træpillekedel.

Det er i analysen forudsat at fjernvarmekonverteringen vil kunne opnå en tilslutning på 90 % af bygninger med naturgaskedler, oliekedler, træpillekedler og varmepumper som opvarmningsinstallation.

I det omfang et område ikke konverterer til fjernvarme i et givent nedslagsår, forudsættes i det fossilfrie scenarie en overgang til biogas frem mod 2035, således at der ikke er noget naturgasforbrug i 2035.

Der er typisk et begrænset potentiale for at konvertere elvarmeforbrugere til fjernvarme (både i mængde og i brugerøkonomisk fordel), særligt pga. behovet for etablering af et vandbårent varmesystem i bygningen. Hertil vil også traditionel elvarme begunstiges af en forventet reduceret elvarmeafgift. Elvarme kan godt være relevant at konvertere til fjernvarmeforsyning, men i denne analyse er det forudsat, at disse ikke konverterer.

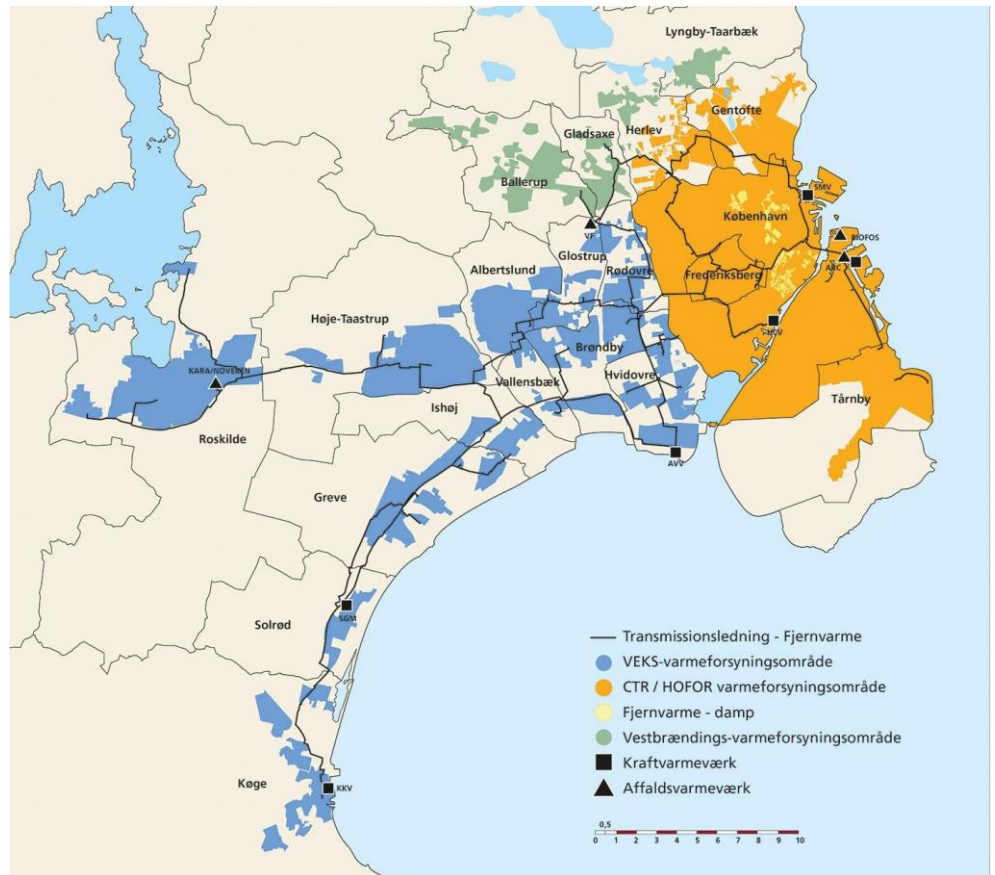
4.2 Fjernvarmeforsynede områder

Alle fjernvarmeforsynede områder er tilknyttet et fjernvarmeselskab. Alle byområder tilknyttes disse fjernvarmeforsynede områder, således at der kan tilknyttes en varmeproduktionsomkostning for fjernvarmeforsyning til hvert byområde. Et eksempel på fjernvarmeforsynede områder fremgår af Figur 4.1.



Figur 4.1 Eksempel på fjernvarmeforsynet område (her vises områder i Farum).

Gennem rapporten anvendes begrebet Storkøbenhavn som en afgrænsning både ift. geografi og fjernvarmesystem. Storkøbenhavns net dækker over de fjernvarmeselskaber, der jf. Energistyrelsens energiproducenttælling er koblet til det centrale net i København. Ift. forsyningsområde dækker dette over de kommuner/fjernvarmeselskaber, der modtager fjernvarme fra VEKS, CTR og HOFOR. Ift. produktionsanlæg er Vestforbrændings anlæg omfattet af Storkøbenhavns net. Vestforbrænding forsyner dog også områder uden for det storkøbenhavnske net, herunder Hillerød-Farum-Værløse-systemet. Disse områder er ikke omfattet af forsyning fra Storkøbenhavn i analysen. Det storkøbenhavnske forsyningsområde fremgår af Figur 4.2.



Figur 4.2 Kort over det storkøbenhavnske system.

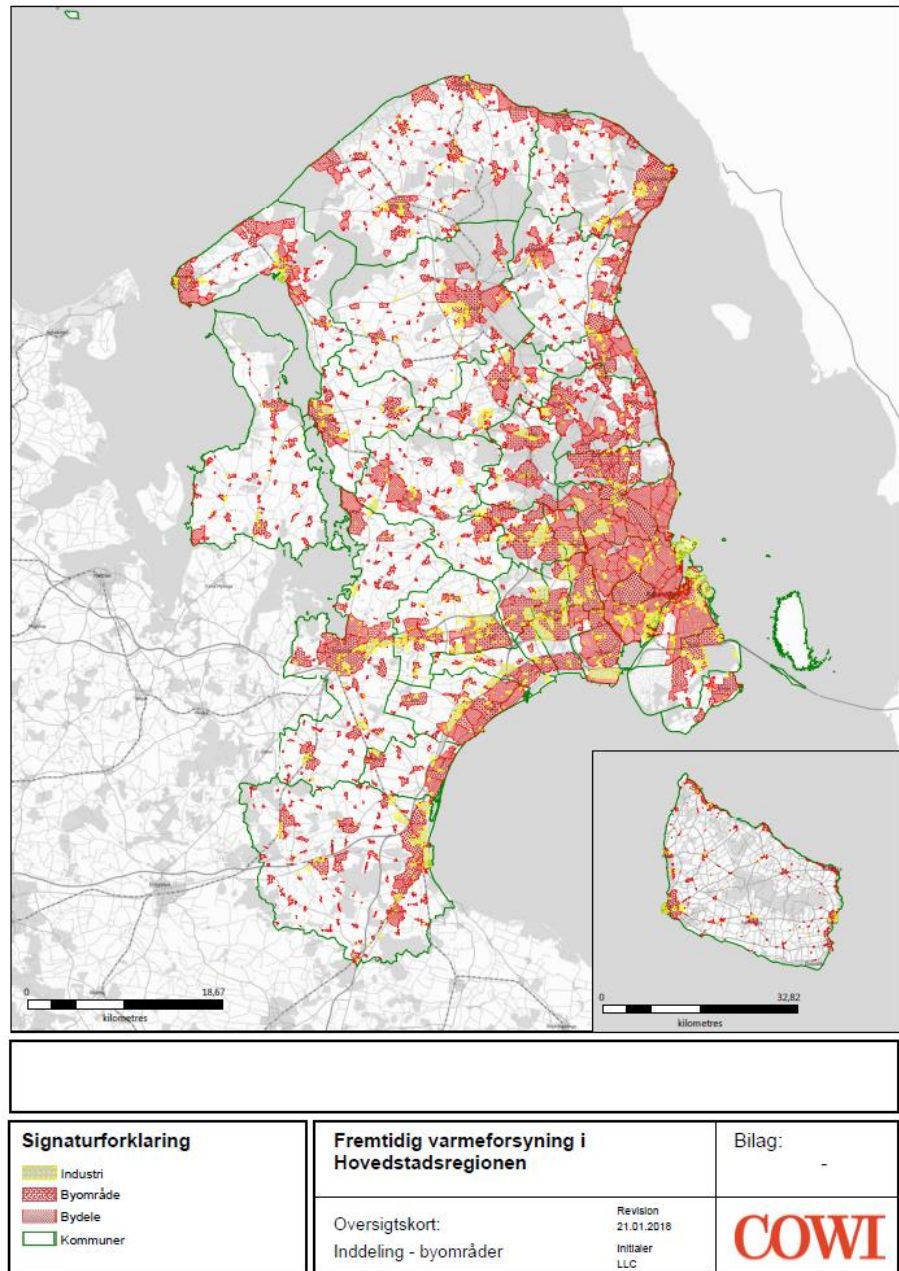
4.3 Byområder

Hele EPT33-områder inddeles i to kategorier:

- > Byområder
- > Landområder.

4.3.1 Byområder

Byområderne er hentet fra officielle GIS-lag fra Kortforsyningen. Hver kommune (og ofte også by) består af flere byområder. Et oversigtskort kan ses på Figur 4.3.



Figur 4.3 Oversigtskort over bydele.

For hvert byområde uden for godkendte fjernvarmeforsyningsområder undersøges det, hvorvidt fjernvarmeforsyning er rentabel ift. individuel opvarmning.

Ved en lokal/kommunal varmeplanlægningsanalyse vil man normalt forholde sig til typen af bygninger (parcelhuse, etageejendomme, industri m.v.) og lave en udbygningsplan (energidistrikter) for et større område – eksempelvis en by eller en kommune. Da denne analyse omfatter et meget stort analyseområde (33 kommuner), er der i stedet taget udgangspunkt i en overordnet tilgang for at udarbejde en inddeling i flere byområder. Hvis der ikke laves disse opdelinger, vil mange af de storkøbenhavnske kommuner udelukkende bestå af et stort område. Det skyldes, at der i disse kommuner ikke er nogle naturlige afgrænsninger, som det vil være tilfældet uden for Storkøbenhavn, hvor byerne i højere

grad ligger som øer. Med få store områder kan det betyde, at resultatet for en kommune bliver 0 eller 100 % konvertering.

Når der bruges en overordnet tilgang, får man ikke opdelingen ud fra, hvad der vil være hensigtsmæssigt set fra et fjernvarmeforsyningssynspunkt (dvs. områder opdelt efter varmedensitet, bygningstype m.v.). Det vurderes dog stadig, at brugen af disse områdefrænsninger er mere hensigtsmæssig end ved at aggregere på by-/kommuneområde, da opdelingen giver mulighed for at analysere på flere små områder end få store områder.

4.3.2 Landområde

Til hver kommune er der i analysen tilknyttet et enkelt landområde. Landområdet omfatter alt, der ikke er byområder. Bygningerne, placeret i landområderne, kan konvertere til anden individuel forsyning, men ikke til fjernvarme.

4.3.3 Inddeling af byområder

Byområderne inddeles i følgende:

- > Fjernvarmeforsynet område (fortætning)
- > Byområder nær fjernvarmeforsyning (udbygning)
- > Byområder uden fjernvarme (transmission/lokalt fjernvarmesystem).

Fjernvarmeforsynet område (fortætning)

Denne gruppe omfatter forbrugere, der ligger i et allerede fjernvarmeforsynet område. Forudsætningen her er, at der her ikke skal etableres distributionsledninger, men blot stikledninger og fjernvarmeunits. Hertil kommer omkostningerne til evt. ny kapacitet og variable varmeproduktionsomkostninger.

Byområder nær fjernvarmeforsyning (udbygning)

Denne gruppe omfatter forbrugere, der ligger i et byområde, der delvist er fjernvarmeforsynet. Forbrugerne her ligger dog uden for det fjernvarmeforsynede område. Forudsætningen her er, at der her ikke skal etableres en transmissionsledning, men blot distributionsledninger, stikledninger og fjernvarmeunits. Hertil kommer omkostningerne til evt. ny varmeproduktionskapacitet og variable varmeproduktionsomkostninger.

Byområder uden fjernvarme (transmission/lokalt fjernvarmesystem)

Denne gruppe omfatter forbrugere, der ligger i et byområde uden fjernvarme. Her vil det være nødvendigt at etablere en transmissionsledning fra et nærliggende fjernvarmesystem eller etablere et nyt lokalt fjernvarmesystem. I denne gruppe fastsættes forsyning fra en transmissionsledning. Dette skal sammenlignes med etableringen af et nyt lokalt fjernvarmesystem. Omkostningerne her omfatter transmissionsledning, distributionsledninger, fjernvarmeunits og stikledninger. Hertil kommer omkostningerne til evt. ny kapacitet og variable varmeproduktionsomkostninger.

Alternativt kan byområderne forsynes af et nyt lokalt fjernvarmesystem. Dette skal sammenlignes med etableringen af en transmissionsledning og forsyning fra et nærliggende fjernvarmesystem. Omkostningerne her omfatter gadeledninger, fjernvarmeunits og stikledninger. Hertil kommer omkostningerne til ny kapacitet og variable varmeproduktionsomkostninger.

4.3.4 Nye boligområder

Der er i EPT33-området planlagt en del nye boligområder. Boligområderne forventes at kunne blive forsynet med fjernvarme eller individuelle varmepumper. Det vurderes at være forbundet med meget høj usikkerhed at fastsætte tidspunkt og omfang af etableringen af disse boligområder og disse indgår således som udgangspunkt ikke i analysen. I stedet laves der en case med en række følsomhedsanalyser, hvor økonomien ved fjernvarme og individuel opvarmning sammenlignes ud fra en række forhold såsom varmebehov og fjernvarmeomkostninger.

4.4 Produktionsanlæg

For såvel fjernvarme som individuel opvarmning fastsættes en række produktionsanlæg, der vurderes relevante for den fremtidige varmforsyning. Typen af anlæg er bl.a. afhængig af scenariet. I de fossilfrie scenarier er det en forudsætning, at der ikke etableres nye anlæg baseret på fossile brændsler.

4.4.1 Fjernvarme (uden for Storkøbenhavns net)

I de nuværende fjernvarmesystemer er fjernvarmeforsyningen baseret på følgende eksisterende produktionsanlæg:

- > Affaldsvarme og -kraftvarme
- > Flisvarme og -kraftvarme
- > Halmvarme
- > Træpillevarme
- > Naturgasvarme og -kraftvarme
- > Olievarme
- > Solvarme
- > Overskudsvarme
- > Elpatron
- > Varmepumpe.

De fleste anlægstyper indgår dog kun i produktionen få steder og nogle anlæg har ikke leveret varme i opgørelsesåret (2016). Kilden til data fra produktionsanlæg er bl.a. energiproducenttællingen fra Energistyrelsen for 2016.

Det forudsættes, at der ikke er uudnyttet affaldsvarme tilgængeligt i et væsentligt omfang. Kapaciteten og den årlige produktion for affaldsforbrændingsanlæg fastholdes således gennem hele analyseperioden.

Overskudsvarme bruges i enkelte fjernvarmesystemer. Herudover kan der være et yderligere potentiale for udnyttelsen af overskudsvarme til fjernvarmeformål. Omkostningerne forbundet med udnyttelsen af overskudsvarme til fjernvarmeformål (både nuværende og fremtidige) er ikke undersøgt for de overskudsvarmeleverandører. Leverance herfra fastsættes derfor på det nuværende niveau og det forudsættes, at der kan leveres en konstant overskudsvarmeleverance hele året. I det omfang der er uudnyttet overskudsvarme tilgængeligt i regionen til en konkurrencedygtig pris, vil dette kunne øge potentialet for udbygning af fjernvarme.

Varmeproduktionen fra solvarmeanlæg fastsættes på det nuværende niveau. Der forventes ikke etableret nye solvarmeanlæg i områder med affaldsvarme, da sommerlasten her er fastsat (givet en fortsættelse af affaldsvarme). Solvarme, der bliver etableret til forsyning af eksisterende forbrugere, vil ligge som grundlast. Da der i denne analyse tages udgangspunkt i de marginale varmeproduktionspriser, forventes solvarme ikke at indgå som en del af denne pris.

Varmeproduktionsomkostninger for varme fra elpatroner er selv med en forventet reduceret elvarmeafgift relativt høj og forventes ikke at have en væsentlig rolle i fjernvarmeleverancen. Anlæggene er relativt billige og kan således bruges som spids- og reservelastanlæg (som alternativ til eksempelvis naturgas) samt til at udnytte perioder med meget lave elpriser til at levere konkurrencedygtig varme. Elkedler indgår ikke yderligere i analysen. I det omfang de indgår i de respektive fjernvarmesystemer, må det forventes, at de forbedrer mulighederne for konvertering til fjernvarme. Elkedlernes indflydelse på potentialet for udbygning af fjernvarme i regionen vurderes dog at være meget begrænset.

For biomassebaserede produktionsanlæg samt varmepumper forudsættes disse udskiftet med nye tilsvarende anlæg, når disse forventes udtjent.

Den nuværende kapacitet af anlæg baseret på naturgas og olie fastholdes i analysen. I de fossile scenarier benyttes biogas i stedet for naturgas.

Blandt naturgaskraftvarmeanlæggene i energiproducenttællingen fra 2016 er værkerne i Helsingør og Hillerød. Begge steder er der nye biomassebaserede kraftvarmeværker på vej, og benyttelsestiden af de gamle anlæg vurderes derfor at være begrænsede. Når man ser bort fra disse anlæg, findes der 27 naturgaskraftvarmeanlæg i regionen. Den gennemsnitlige benyttelsestid af disse anlæg var i 2016 ca. 220 timer (svarende til kun 2,5 %) og produktionen fra dem udgjorde ca. 1,7 % af den samlede varmeproduktion. På baggrund af dette samt at flere anlæg forventes lukket ved grundbeløbets bortfald, udelades naturgaskraftvarmeanlæg af analysen.

Varmepumper forudsættes at være luft-til-vand varmepumper. Disse varmepumper er som udgangspunkt tilgængelige i alle fjernvarmesystemer (i modsætning til andre varmekilder). COP-værdien for luft-til-vand varmepumper vil være lidt lavere end varmepumper baseret på andre naturlige varmekilder, men omkostningerne dertil forventes også at være væsentlig lavere. Der udarbejdes en følsomhed for COP-værdien.

4.4.2 Fjernvarme (i Storkøbenhavns net)

De marginale varmepriser i det storkøbenhavnske net er baseret på Ea Energi-analyses langsigtede model for systemet⁷. I denne analyse er der således ikke foretaget en vurdering af udskiftning af anlæg m.v. i dette system. Udviklingen af de marginale varmeproduktionspriser er baseret på det centrale scenarie i seneste Varmeplan Hovedstaden-analyse (VPH3) og er beregnet på basis af udviklingen i brændselspriser, elpriser m.v. (senest opdateret af Ea Energianalyse i 2017).

4.4.3 Individuel opvarmning (herunder blokvarme)

De nuværende og fremtidige mulige varmeinstallationstyper vil i denne analyse bestå af:

- > Naturgaskedler
- > Oliekedler
- > Træpillekedler
- > Elvarme
- > Varmepumper
- > Biogaskedler
- > Hybridvarmepumper (alm. gaskedel med en lille (6 kW) luft-til-vand varmepumpe tilknyttet).

I hvert analyseår – 2020, 2025, 2030 og 2035 - udskiftes hver fjerde individuelle varmeinstallation (forudsat at alle udskifter hvert 20. år og der er gået 5 år siden sidste analyseår). Således skifter de sidste forbrugere anlæg i 2035. Hvert analyseår fastlægges en ny fordeling af individuelle varmeinstallationer.

Der kan ikke reinvesteres i naturgas- og oliekedler i det fossulfrie scenarie. Naturgas fortrænges med biogas frem mod 2035.

⁷ Udarbejdet for VEKS og CTR i 2017.

Der kan investeres i såvel luft-til-vand som jordvarmepumper. Det forudsættes i analysen, at alle eksisterende varmepumper er luft-til-vand.

Hybridvarmepumper er kun relevante, hvis naturgas (i BAU-scenariet) eller biogas (fossilfrit scenarie) er tilgængeligt. Data for hybridvarmepumper er ikke fra Energistyrelsens teknologikatalog, hvilket er tilfældet for andre teknologier. Hybridvarmepumper præsenteres i en figur over de brugerøkonomiske omkostninger for mindre bygninger, men indgår ikke i analysen som en egentlig forsyningsmulighed, da det vurderes hensigtsmæssigt, at data baseres på sammenlignelige kilder i videst muligt omfang. På baggrund af oplyste data vurderes hybridvarmepumper at kunne være relevante, men dog stadig lidt dyrere end luft-til-vandvarmepumper. I det omfang luft-til-vand varmepumper i fremtiden bliver en udfordring at få implementeret (støj, belastning af elnettet o.l.), kan hybridvarmepumper være et muligt alternativ i gasområder.

Forbrugere der i dag er forsynet fra elvarme, forudsættes at forblive på elvarme i hele analysen. Dette skyldes bl.a. en mulig meromkostning forbundet med etablering af et internt distributionssystem i bygningerne samt forventningen til den reducerede elvarmeafgift.

I det fossilfrie scenarie konverterer naturgaskedler løbende til biogaskedler.

4.5 Økonomiske beregninger

For alle typer varmeproducerende anlæg uden for Storkøbenhavn regnes årlige faste omkostninger og variable produktionsomkostninger. De faste årlige omkostninger omfatter investeringsomkostninger og faste omkostninger til drift og vedligehold. Investeringsomkostningerne omregnes til årlige omkostninger (annuitet baseret på forudsat levetid samt rente på 4 %). De variable produktionsomkostninger omfatter brændselsomkostninger, afgifter/tilskud, køb/salg af el samt variable omkostninger til drift og vedligeholdelse. For Storkøbenhavn er produktionskapaciteten fastlagt og investeringsomkostninger og faste omkostninger til drift og vedligeholdelse indregnes først fra 2030. Dette skyldes, at det vurderes, at omfanget af konverteringsområder relativt ift. det storkøbenhavnske nets størrelse er begrænset.

Der regnes selskabs- og samfundsøkonomiske omkostninger for alle områder.

For hvert område findes omkostningerne forbundet med fortsat individuel forsyning. Tilsvarende findes omkostninger forbundet med konvertering af området til fjernvarmeforsyning. Omkostningerne sammenlignes, og hvis fjernvarmeforsyningen er billigere end fortsat forsyning med individuel opvarmning konverteres området til fjernvarme. Hvis fortsat individuel opvarmning er billigere end fjernvarme, forbliver forbrugerne på individuel opvarmning. I det næste analyseår gennemføres omkostningssammenligningen igen.

Omkostningerne baseres på gennemsnitlige varmeproduktionsomkostninger over en længere periode. Investeringsomkostningerne omregnes til en annuitet baseret på anlæggets forventede levetid og brændsels- og elpriserne baseres på

en gennemsnitlig pris over en 20-årig periode, hvor der tages hensyn til at priserne får mindre betydning senere i perioden ift. starten af perioden. Da alle brændsels- og elpriser stiger i perioden, medfører dette også, at de vægtede gennemsnitspriser der bliver brugt i analyseåret 2020 (dækkende perioden 2020-2039), er højere end den tilsvarende pris specifikt for 2020.

4.5.1 Individuel opvarmning

I hvert analyseår findes den billigste individuelle varmforsyningsform (baseret på gennemsnitspriser for den specifikke forsyning dækkende den kommende 20-årige periode).

For luft-til-vand varmepumper og træpillekedler er der ikke umiddelbart nogen restriktioner ift., hvem der kan etablere et sådan anlæg. Luft-til-vand varmepumpenes luftindtag kræver dog et vist areal, der for større anlæg hensigtsmæssigt kunne være på taget. Træpillekedler optager også plads til såvel kedel og pillelager. Dette indgår dog ikke yderligere i analysen.

Naturgaskedler, biogaskedler og hybridvarmepumper vil kun være mulige i naturgasforsynede områder. Hybridvarmepumper indgår dog ikke som en mulig løsning i analysen.

Jordvarmepumper (vandrette) vil ikke kunne etableres alle steder. Disse vil kræve et passende areal (have/park) til ledningerne. Hvis dette ikke er til stede, vil der i stedet for skulle bruges lodrette borer, hvilket er væsentlig dyrere og det er heller ikke sikkert, at det vil være tilladt alle steder. Det forventes ikke at jordvarmeanlæg med vandrette slanger er rentabelt for små huse/rækkehuse og store bygninger. De kan være relevante for villaer.

4.5.2 Fjernvarme (uden for Storkøbenhavns net)

Den eksisterende produktionssammensætning fastholdes, hvis denne er baseret på biomasse og spidslastnaturgaskedler. Der indgår ikke meromkostninger til disse anlæg i beregningerne, da de er nødvendige af hensyn til de nuværende forbrugere.

I hvert analyseår findes omkostningerne forbundet med udbygning af fjernvarmforsyningen. Den individuelle varmforsyning skal sammenlignes med de marginale omkostninger for udvidelse af fjernvarmeområder, hvor der vurderes at være to mulige tilgange:

- > Uændret kapacitet: Udvidelsen af fjernvarmforsyningen sker ved det til den tid eksisterende produktionssystem. Det medfører lavere (ingen) omkostninger til investering samt fast drift og vedligehold. Til gengæld må der forventes højere variable produktionsomkostninger, da produktionsfordelingen for det nye område i højere grad baseres på dyrere anlæg end hvis man etablerede et nyt produktionsanlæg (med mindre der er overskudskapacitet på eksisterende teknologi med lave produktionsomkostninger).

- > Ny kapacitet: I stedet for udelukkende at udnytte den eksisterende produktionskapacitet kan der etableres et nyt produktionsanlæg. Det vil give højere faste årlige omkostninger, men må forventes at give lavere variable varmeproduktionsomkostninger.

De marginale produktionsomkostninger findes ved at fastsætte en ny produktionsfordeling for en øget varmeproduktion og supplere med eventuelle omkostninger forbundet med etablering af ny varmeproduktionskapacitet. Den marginale varmeproduktionspris findes således som ændringen af varmeproduktionsomkostninger fordelt på ændringen af varmebehovet. Omkostningerne findes som en gennemsnitlig varmepris, hvor der tages højde for prisudvikling for el og brændsler samt at omkostninger vejer mindre sidst i perioden end først i perioden. Hvis udvidelsen af et varmemarked med 1.000 MWh/år medfører en øget omkostning til varmeproduktion på 250.000 kr./år, bliver den marginale varmeproduktionspris 250 kr./MWh.

4.5.3 Fjernvarme (Storkøbenhavn)

Beregningen af de marginale varmeproduktionspriser for hovedstadsområdet, både de selskabsøkonomiske og samfundsøkonomiske, baserer sig på udviklingen af fjernvarmesystemet beskrevet i Varmeplan Hovedstaden 3 (VPH3), som blev udarbejdet af varmeselskaberne CTR, VEKS og HOFOR i 2012-2014. Siden dengang er der blevet foretaget mindre opdatering af nogle af forudsætningerne bag, men der er ikke foretaget nogen ny fælles sammenhængende analyse af udviklingen. Beregningen af selve varmelastfordelingen baserer sig dog på nyere brændsels- og elprisforudsætninger, som beskrevet i notatet "Samfundsøkonomiske varmepriser i hovedstadsområdet" udarbejdet af Ea Energianalyse den 14. juni. 2017.

Fremskrivningen går frem til 2041, men da der regnes i 20-årsperioder og sidste nedslagsår er 2035, fremskrives de marginale varmeproduktionspriser til 2054.

5 Forudsætninger

5.1 Brændselspriser

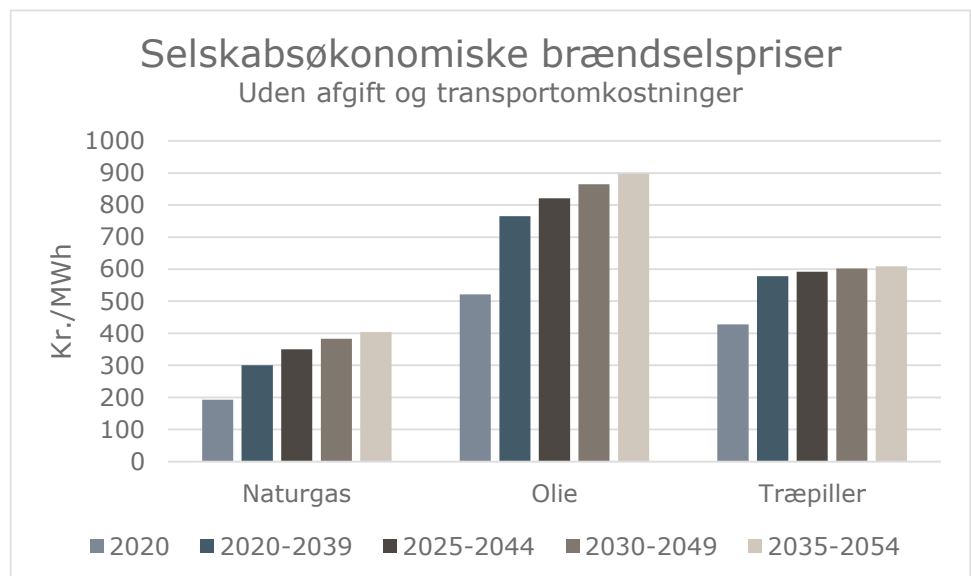
De selskabsøkonomiske brændselspriser til fjernvarmeproduktion, der bruges i analysen for fjernvarmesystemer uden for Storkøbenhavn, tager udgangspunkt i brændselspriser fra Dansk Fjernvarmes brændselsstatistik. De selskabsøkonomiske brændselspriser til individuel opvarmning er fundet gennem forskellige kilder (*Gasprisguiden* for naturgas, *OK* for olie og *Varmeekspresen* for træpiller). De samfundsøkonomiske brændselspriser tager udgangspunkt i Energistyrelsens samfundsøkonomiske forudsætninger.

Såvel de selskabs- som de samfundsøkonomiske brændselspriser fremskrives på baggrund af Energistyrelsens samfundsøkonomiske forudsætninger. For et specifikt nedslagsår vil brændselsprisen i analysen repræsentere omkostningerne i en 20-årig periode – dvs. at der tages højde for brændselsprisudviklingen. Da alle brændsler og elpriser forventes at stige, vil den gennemsnitlige pris brugt i en analyseperiode være højere end prisen i første år i analyseperioden.

Der regnes over en 20-årig periode og i specifikke nedslagsår (2020, 2025, 2030 og 2035). Brændselspriserne er derfor beregnet som gennemsnitsværdier (nutidsværdi) over perioden. Brændselspriserne er tilbageskrevet til nutidsværdier med udgangspunkt i en rente på 4 %.

5.1.1 Individuel opvarmning

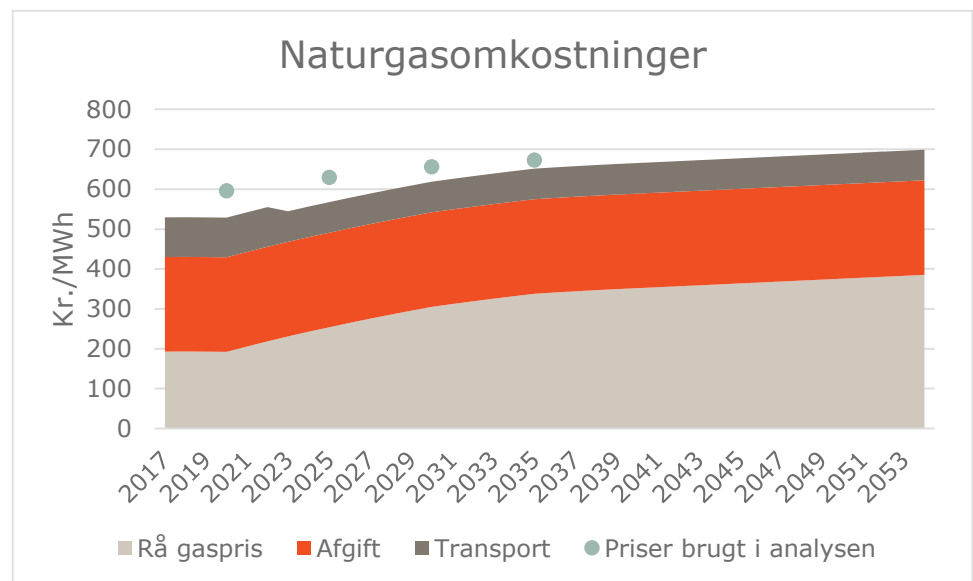
Brændselspriserne for individuel opvarmning fremgår af Figur 5.1.



Figur 5.1 Selskabsøkonomiske brændselspriser (vægtede gennemsnitspriser over perioden)

Figuren viser brændselspriserne i 2020 som sammenligningsgrundlag. Denne pris bruges dog ikke alene i analyserne. I stedet bruges for første periode (nedslagsår 2020; analyseperiode 2020-2039) tilbageskrevet gennemsnitspris for brændslerne i perioden 2020-2039. Pga. brændselsprisstigninger ses et væsentligt spring fra 2020-prisen til analyseprisen (2020-2039).

Naturgasprisen er i ovenstående med udgangspunkt i en pris på 2,1 kr./m³ i 2018⁸. Hertil kommer distributionsomkostninger på 1,1 kr./m³ og afgifter på 2,6 kr./m³. Distributionsomkostningen reduceres for mellemstore og store forbrugere med 0,25 kr./m³ fra 2023 som følge af at gasnettet er afskrevet. Bortset fra denne justering forudsættes distributionsomkostninger og afgifter uændret i analyseperioden. Fremskrivning brugt i analysen fremgår af Figur 5.2. På figuren fremgår også de priser, der er brugt i de enkelte nedslagsår.



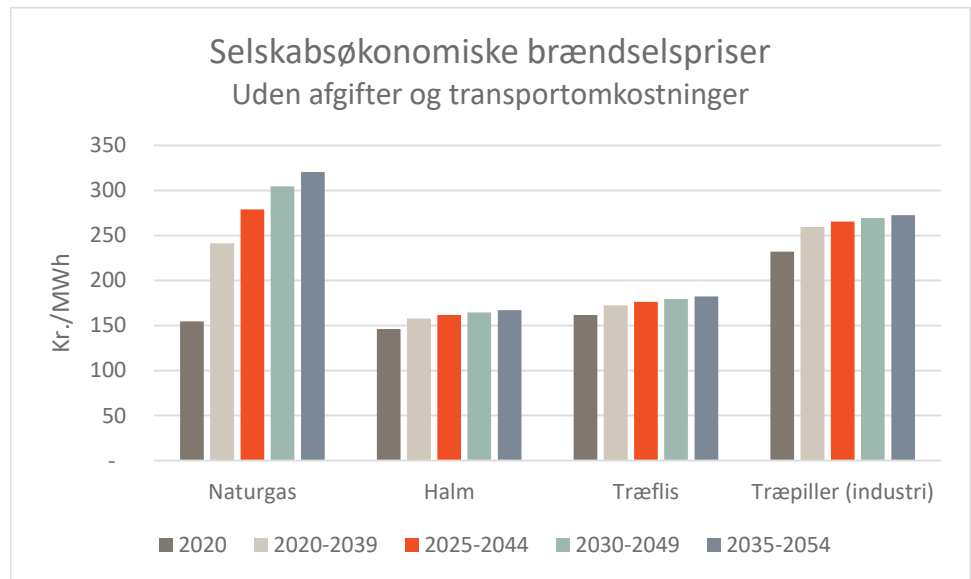
Figur 5.2 Fremskrivning af de selskabsøkonomiske naturgasomkostninger.

5.1.2 Fjernvarme (uden for Storkøbenhavn)

Tilsvarende for brændslerne brugt i fjernvarmesystemerne uden for Storkøbenhavn omregnes brændselspriserne, så de kan bruges til analyseforløbet.

Brændselspriserne brugt til fjernvarmeforsyning fremgår af Figur 5.3.

⁸ 12 måneders gaspris for mindre forbruger fra gasprisguiden, april 2018.



Figur 5.3 Selskabsøkonomiske brændselspriser (vægtede gennemsnitspriser over perioden).

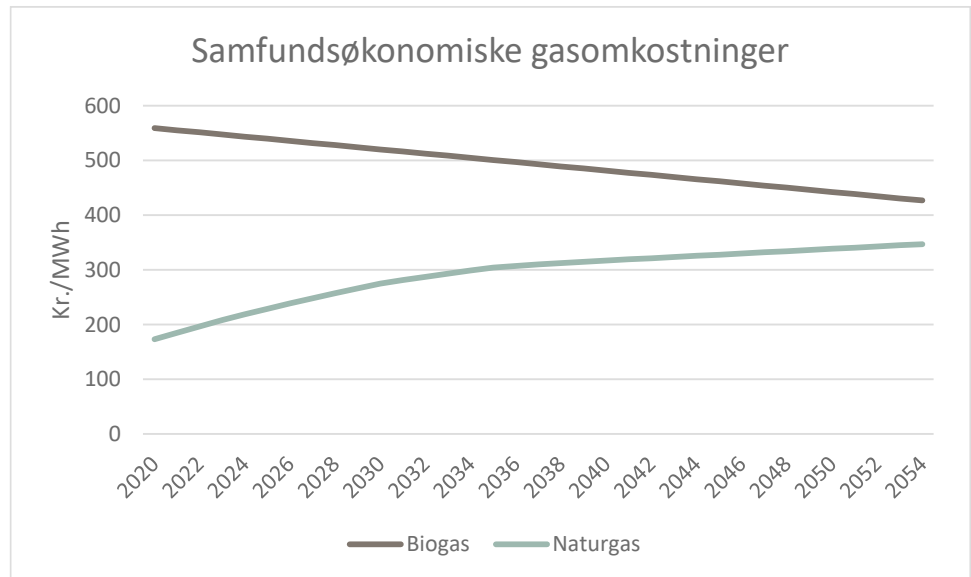
Brændselspriserne bruges til at lave produktionsanalyser for hvert fjernvarmesystem.

Biogas

Biogasprisen er ikke med i Energistyrelsens samfundsøkonomiske forudsætninger. Energinet.dk oplyser i en præsentation af hybridvarmepumper⁹ en langsigtet samfundsøkonomisk biogaspris i 2050 på 450 kr./MWh. Da den nuværende biogaspris vil skulle konkurrere med den nuværende naturgaspris, forudsættes biogasproduktionsprisen at være lig med naturgasprisen ekskl. afgifter plus tilskud til biogasproduktion (oplyst af Energinet.dk i samme præsentation) på ca. 414 kr./MWh i gennemsnit. Denne produktionspris antages at svare til den samfundsøkonomiske biogaspris. Fremskrivningen af biogasprisen findes ved en interpolation mellem dagens biogaspris og 2050-prisen.

Fremskrivningen af den samfundsøkonomiske biogaspris er vist på Figur 5.4. Til sammenligning er også vist den samfundsøkonomiske naturgaspris fra Energistyrelsens samfundsøkonomiske forudsætninger.

⁹ <https://energinet.dk/Analyse-og-Forskning/Analyser/Analyse-Januar-2018-Hybridvarmepumper>



Figur 5.4 Fremskrivning af samfundsøkonomiske gasomkostninger

Den selskabsøkonomiske biogaspris antages at være lig naturgasprisen. Hvis biogassen skal naturligt ind på markedet, vil den skulle konkurrere med naturgas og den bør således ikke overstige denne pris. Hvis man i stedet ønsker – gennem nationale rammer og målsætninger – at udfase naturgas, vil det kunne medføre en større efterspørgsel på biogas, hvilket kan øge prisen ift. naturgas. Det kunne eksempelvis være i form af et iblandingskrav i gasnettet eller lignende. I det fossilfrie scenarie forudsættes biogasprisen således at være konkurrencedygtig med naturgassen, hvorfor det vil være muligt at fortrænge naturgas naturligt. Hvordan denne biogaspris i praksis ift. tilskud vil opnås, er ikke omfattet af analysen.

5.1.3 Fjernvarme (Storkøbenhavn)

Den samfundsøkonomiske fjernvarmepris i Storkøbenhavn er senest beregnet af Ea i 2017. I beregningen er der forudsat en udvikling i fjernvarmesystemet, svarende til det centrale scenarie i VPH3. Der er på denne baggrund foretaget en beregning af de marginale varmeproduktionsomkostninger¹⁰.

5.2 Elpriser

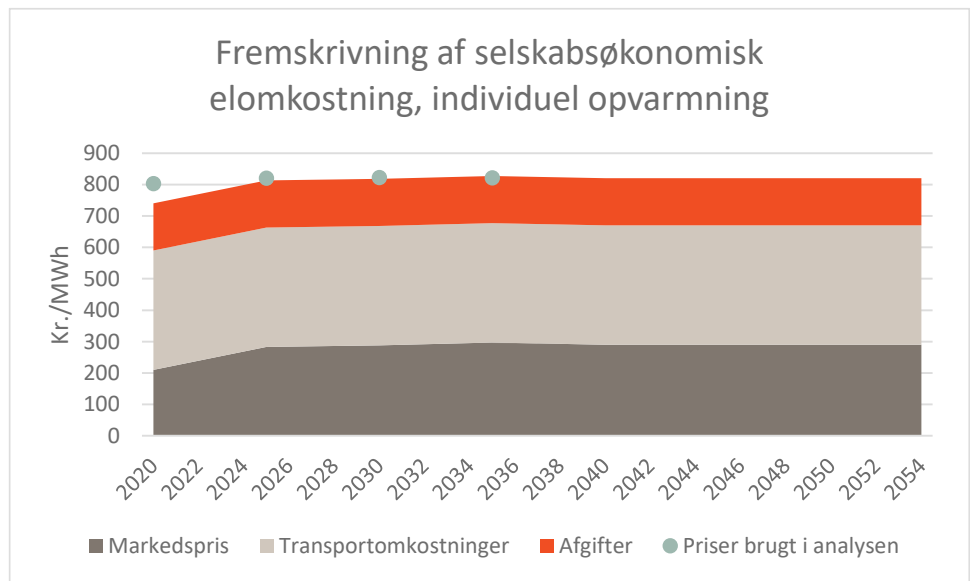
Den selskabsøkonomiske elpris (dvs. el-spotprisen for Østdanmark) tager udgangspunkt i en fremskrivning udarbejdet af Ea Energianalyse og anvendt ifm. deres beregning af den samfundsøkonomiske fjernvarmepris for hovedstadsområdet i august 2017 (i den forbindelse anvendes den selskabsøkonomiske elpris som input i lastfordelingsberegningen). Den samfundsøkonomiske elpris baseres på Energistyrelsens samfundsøkonomiske forudsætninger.

¹⁰ En detaljeret beskrivelse af metode og resultater findes her: <http://www.veks.dk/da/service/samfundsoekonomi>

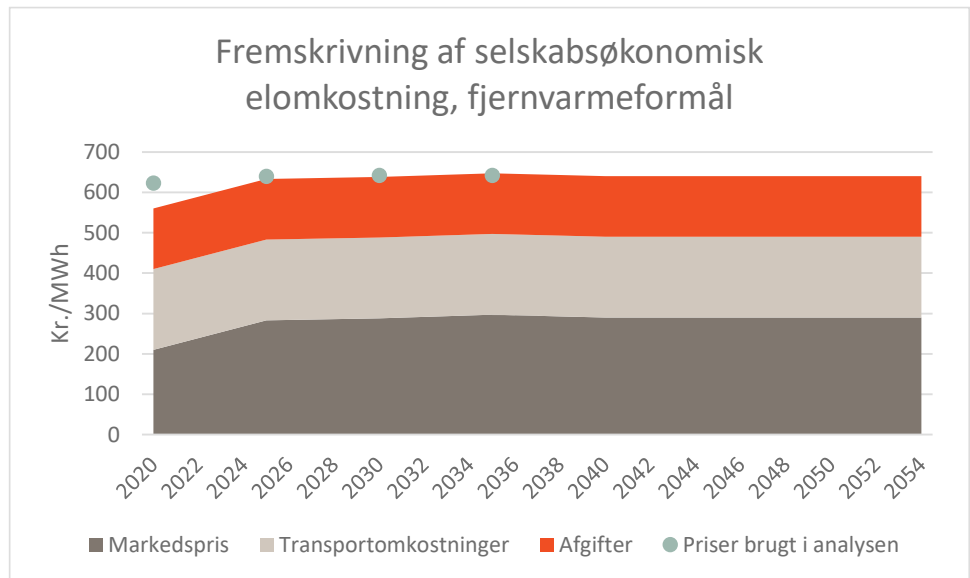
Som det fremgår af figuren ses en markant stigning i den samfundsøkonomiske elpris. Dette skyldes, at Energistyrelsen i deres beregning af elprisen gradvist indregner investeringsomkostninger fra 2020 og frem.

Ligesom for brændselspriserne er der beregnet tilbageskrevne gennemsnitlige elpriser, der bruges til analyse i de fire nedslagsår.

Figur 5.5 og Figur 5.6 viser de selskabsøkonomiske fremskrivninger af elomkostningerne for hhv. individuelle forbrugere og fjernvarmeselskaber brugt i analysen.



Figur 5.5 Fremskrivning af selskabsøkonomiske elomkostninger ifm. individuel opvarmning



Figur 5.6 Fremskrivning af selskabsøkonomisk elomkostninger ifm. fjernvarmeproduktion

5.3 Afgifter/tilskud

Der tages udgangspunkt i dagens gældende afgifter og tilskud, og disse fastholdes gennem beregningsperioden. Det forudsættes dog, at:

- > tilskud til elproduktion fra biomassekraftvarmeværker fastholdes på 150 kr./MWh, selvom den nuværende EU-godkendelse af dette tillæg udløber i første kvartal 2019. Det forudsættes således, at ordningen bliver ratificeret og dermed fortsætter
- > afgift på elvarme (elvarmeafgiften) nedsættes til 157 kr./MWh i hele perioden. Elvarmeafgiften er indtil videre varigt nedsat til 306 kr./MWh, men regeringen har i deres udspil til forestående energiforlig lagt op til en yderligere reduktion på 150 kr./MWh. Der er godkendt en kortvarig reduktion fra 1. maj 2018 til udgangen af 2020. I analysen er elvarmeafgiften dog forudsat at blive varigt nedsat
- > PSO ikke indregnes, da denne stort set er udfaset i 2020.

5.4 Transportomkostninger m.v.

Transportomkostninger for el og brændsler fastholdes på nuværende niveau.

5.4.1 El

Der må forventes at være væsentlige omkostninger forbundet med en massiv udbygning af varmepumper. Selskabsøkonomisk forventes omkostningen afholdt af elnetselskabet (ifm. individuelle varmepumper) og vil således ikke påvirke varmeproduktionsprisen for mindre individuelle forbrugere. For mellemstore og store individuelle forbrugere indregnes en meromkostning, svarende til 2.400 kr./kW oplyst af Radius. Samfundsøkonomisk forudsættes omkostningen indeholdt i den samfundsøkonomiske elpris inkl. transport.

For el til individuel opvarmning er transportomkostningerne sat til 380 kr./MWh¹¹. For el til fjernvarme er transportomkostningerne sat til 200 kr./MWh¹².

5.4.2 Brændsler

For brændsler til individuel opvarmning er de selskabsøkonomiske transportomkostninger indeholdt i de anvendte brændselspriser.

¹¹ <https://radiuselnet.dk/Elkunder/Tariffer-og-afgifter-og-vilkaar/Tariffer-og-netabonnement> og <https://energinet.dk/El/Tariffer>

¹² <http://www.danskfjernvarme.dk/groen-energi/projekter/drejbog-om-store-varmepumper>

For individuel naturgas reduceres distributionsomkostningerne med 0,25 kr./m³ fra 2023.

For fjernvarme er transportomkostningerne for flis, halm og træpiller indeholdt i brændselspriserne fra Dansk Fjernvarme.

For naturgas til fjernvarmeproduktion er transportomkostningerne sat til 0,19 kr./m³ forudsat et forbrug på 300.000-35.000.000 m³/år¹³.

De samfundsøkonomiske transportomkostninger er indeholdt i Energistyrelsens samfundsøkonomiske forudsætninger. Det er her forudsat, at al brændsel til individuel opvarmning regnes som 'an forbruger'. For elforbrug til individuel opvarmning regnes mindre bygninger som 'an husholdning' og mellemstore og store bygninger som 'an virksomhed'.

For fjernvarmeanlæg regnes brændselspriser 'an værk' og for el regnes det som 'an virksomhed'.

5.5 Produktionsomkostninger

Selskabsøkonomiske produktionsomkostninger findes som en årlig omkostning i hvert af de specifikke nedslagsår. Prisen består af investeringsannuiteten, omkostninger til drift og vedligehold samt brændsels-/elomkostninger (inkl. transport, afgifter m.v.). Investeringsomkostningerne er således omregnet til en årlig værdi i form af en annuitet og brændsels-/elomkostninger er omregnet til en gennemsnitspris, der repræsenterer en 20-årig periode. Dette er beskrevet nærmere i afsnit 5.

5.6 Drift og vedligehold af ledningsnet

Der indregnes omkostninger til drift og vedligeholdelse svarende til 0,25 % af investeringsomkostningerne til transmissions- og distributionsledninger. Dette er baseret på erfaringstal.

5.7 Varmetab

Der indregnes et varmetab i fjernvarmenettet an forbruger på 3 % i transmissionsledninger, 8 % i distributionsledninger og 7 % i stikledninger. Dette er erfaringstal.

5.8 Anlægssammensætning

For fjernvarme uden for Storkøbenhavn findes en marginal varmeproduktionspris ved udvidelse af fjernvarmeforsyningen med 20 %. For de fleste fjernvarmesystemer uden for Storkøbenhavn er en 20 % udvidelse mulig set ift. potenti-

¹³ <https://gasnet.dk/priserogbetingelser/distributionstariffer/2018/>

elle konverteringsområder. Samtidig vil mange af systemerne være af en størrelse, hvor en udvidelse på op til 20 % ikke umiddelbart vil medføre behov for investering i nye anlæg. I analysen vurderes det hensigtsmæssigt, at kunne sammenligne marginale varmeproduktionsomkostninger hhv. uden og med nye investeringer. Der er derfor brugt 20 % i analysen til at bestemme de marginale varmeproduktionspriser. De marginale varmeproduktionspriser bruges, sammen med investeringsomkostninger og omkostninger til drift og vedligehold til at estimere omkostningerne for udbygning af fjernvarmeproduktionssystemet til nye forbrugere.

Inden udbygningsscenarioet opstilles, foretages en analyse af den fremtidige varmforsyning i hvert fjernvarmeselskab ud fra, hvad der vil være rentabelt i 2020. Eksempelvis forventes varmepumper med en nedsat elvarmeafgift at blive attraktivt for de fleste decentrale naturgasbaserede kraftvarmesystemer. Der tages her ikke højde for lokale udfordringer (eksempelvis plads) samt den relativ korte tidshorisont frem til 2020. Det bemærkes, at da der kun regnes på specifikke nedslagsår, skal disse repræsentere en 20-årig periode. Med det skal forstås, at de konverteringer analyser peger på i eksemplvis 2020, ikke alle forventes at finde sted i præcis 2020, men i perioden omkring 2020.

Når systemer er 'optimeret', findes de marginale varmeproduktionspriser for hvert nedslagsår for hvert fjernvarmeselskab.

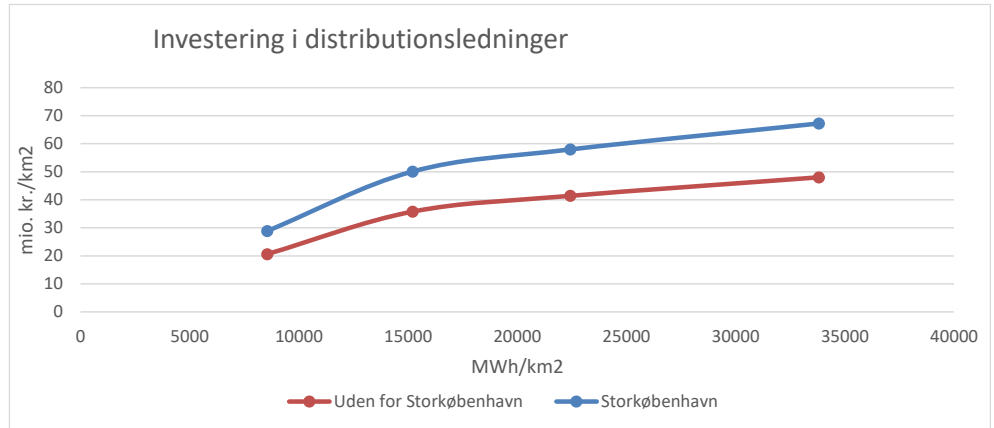
Anlægsomkostninger, virkningsgrader, omkostninger til drift og vedligeholdelse og tilsvarende er baseret på data fra Energistyrelsens teknologikataloger. COP-værdien for store varmepumper i fjernvarmesystemet er i teknologikataloget lavere (3,6) end for store individuelle varmepumper (3,75). Dette vurderes ikke at være realistisk. COP-værdien for fjernvarmevarmepumpen vil blive forringet ift. den individuelle varmepumpe pga. højere krav til fremløbstemperaturen i fjernvarmenettet end i den individuelle bygning. Til gengæld skal den store varmepumpe ikke levere spidslast og vil have mulighed for, når det er meget koldt, at levere lavere temperatur til fjernvarmesystemet ved blanding af varme fra spidslastsanlæg. Her vil den individuelle varmepumpe skulle levere al varmen og derfor få en reduceret COP.

COP-værdien er meget væsentlig for scenarierne og der er derfor her valgt at afvige fra teknologikataloget, således at COP-værdien for den store individuelle varmepumpe sættes til 3,6. Der forudsættes her, at varmepumpen placeres ved det nuværende produktionsanlæg, således at der ikke er krav om at varmepumpen leverer varme ved fremløbstemperatur.

5.9 Ledningsomkostninger

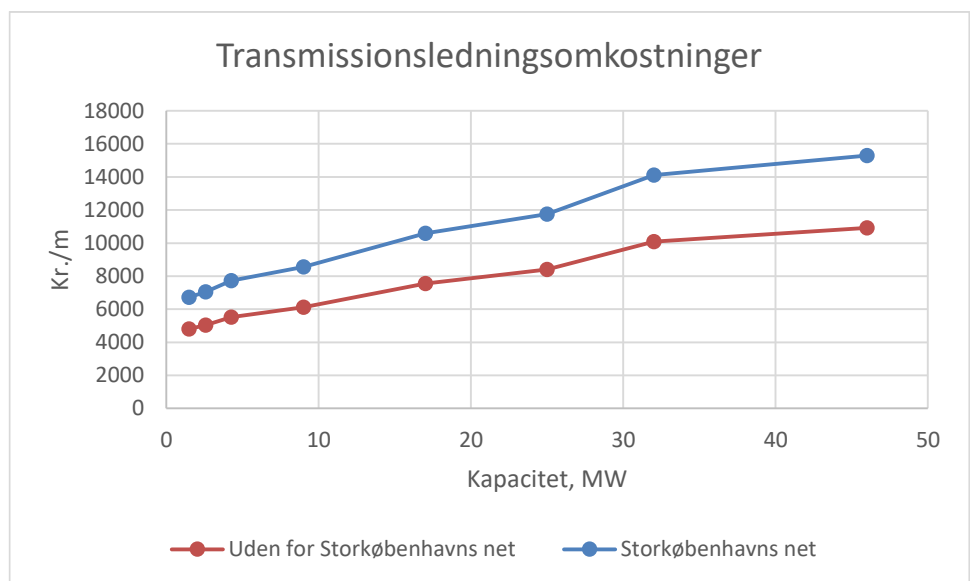
Etablering af distributionsledninger er baseret på erfaringstal uden for Storkøbenhavn. For kommunerne, der er forsynet med varme fra Storkøbenhavn – og som overvejende er tætbefolkede, øges ledningsprisen med 40 %. Dette er baseret på erfaringer med projekter i Storkøbenhavn.

Ledningsomkostningerne er omregnes til kr./MWh varmebehov pr. km² pr. år. Forskellige tilgange har været undersøgt (herunder kr./MWh varmebehov og kr./km²), men den valgte tilgang gav nogle resultater, der viste en vis sammenhæng. Ledningsomkostningerne fremgår af Figur 5.7.



Figur 5.7 Investeringsomkostninger i distributionsledninger som funktion af varmedensitet

Omkostningerne for transmissionsledninger er ligeledes baseret på erfaringstal. Også her øges investeringsomkostningerne med 40 % i Storkøbenhavn ift. uden for Storkøbenhavn.



Omkostninger til stikledninger og fjernvarmeunits er baseret på Energistyrelsens teknologikatalog.

Levetiden for distributionsledninger, stikledninger og fjernvarmeunits er forudsat at være 30 år. For transmissionsledninger er levetid forudsat at være 40 år.

5.10 Lokalt fjernvarmesystem

Etableringen af et nyt lokalt fjernvarmesystem vil kræve en række grundomkostninger, der for udvidelse af et eksisterende fjernvarmesystem må forventes at være væsentlig mindre. Disse omkostninger går til en minimumsbemanding, administration, spids- og reservelastanlæg m.v.

Disse grundomkostninger er svære at fastlægge. I analysen er det forudsat, at et fjernvarmesystem med mindre end 50 forbrugere har en årlig grundomkostning på 1 mio. kr., et system mellem 50 og 500 forbrugere har en grundomkostning på 2 mio. kr./år og at et system på mere end 500 forbrugere har en årlig omkostning på 3 mio. kr.

Oveni i disse omkostninger kommer varmeproduktionsomkostninger. Her er der taget udgangspunkt i et gennemsnit af de beregnede marginale varmeproduktionsomkostninger. Her dækker de marginale varmeproduktionsomkostninger alle investeringsomkostninger i anlæg. Til disse omkostninger kommer udgifter til spids- og reservelastanlæg. Der er her i analysen indregnet en ekstraomkostning på 30 kr./MWh.

Endvidere skal der indregnes omkostninger til drift og vedligeholdelse af ledningsnettet som beskrevet i afsnit 5.6.

6 Beskrivelse af nuværende varmforsyning

De 33 kommuner i analysen er underopdelt i en række delområder:

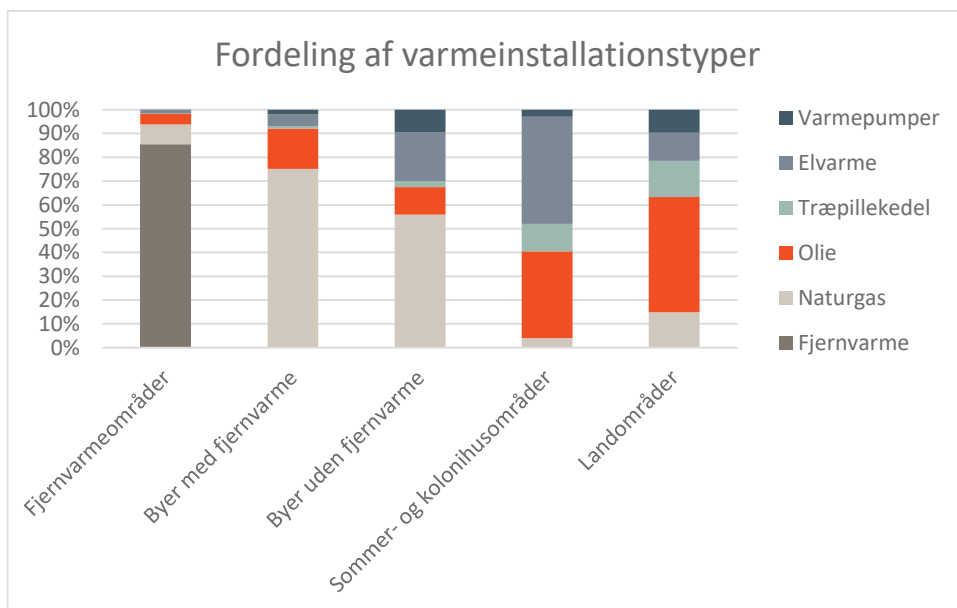
- > Fjernvarmeforsynede områder
- > Byer nær fjernvarmeområder
- > Byer uden fjernvarme
- > Sommer- og kolonihavehusområder
- > Landområder.

Baseret på estimerede BBR-data findes et samlet varmebehov på 18 TWh. Heraf udgør varmebehovet i det sammenhængende fjernvarmenet i hovedstadsområdet knap 11 TWh. Fordelingen på områdetyper fremgår af Tabel 6.1.

Tabel 6.1 Varmebehov fordelt på områdetyper.

| Områdetype | Varmebehov, GWh (an forbruger) |
|----------------------------------|-----------------------------------|
| Fjernvarmeområder | 12.308 |
| - heraf hovedstadsområdet | 10.700 |
| Byer med fjernvarme | 2.643 |
| Byer uden fjernvarme | 1.246 |
| Landområder | 1.774 |
| I alt | 17.971 |

Fordelingen af varmebehov på varmeinstallationstyper fremgår af Figur 6.1.



Figur 6.1 Fordeling af varmebehov på varmeinstallationstyper i forskellige områder.

Som det fremgår af figuren, er der en fjernvarmedækningsgrad i fjernvarmeområderne på ca. 85 %. Det trækkes dog i høj grad op af blandt andet Københavns Kommune, der har meget høj dækningsgrad. Blandt de mindre og mellemstore fjernvarmeselskaber er dækningsgraden lavere.

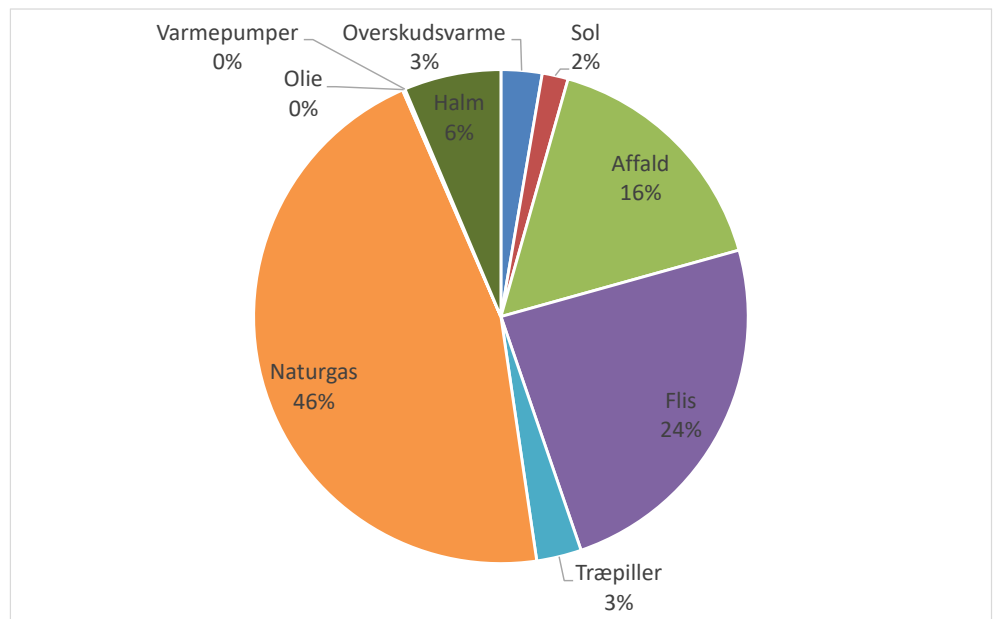
7 Udvikling i fjernvarmeproduktions-systemet frem til og med 2020

7.1 Uden for Storkøbenhavn

For hvert fjernvarmesystem er der foretaget en analyse af den fremtidige forsyning baseret på nuværende og udvidet varmemarked.

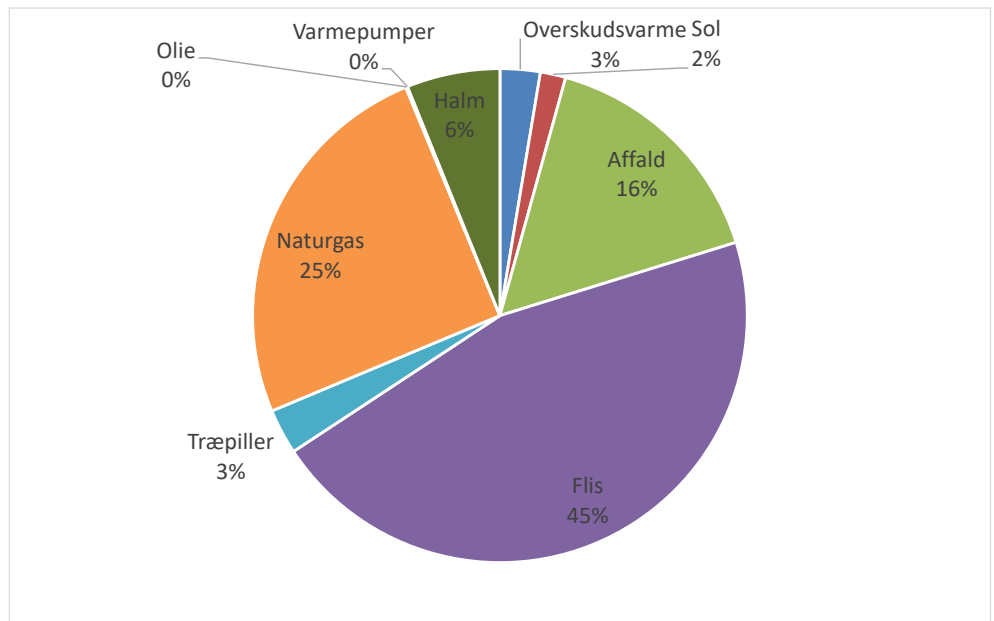
Data for den nuværende produktions- og anlægsfordeling er baseret på Energi-styrelsens energiproducenttælling for 2016. Hertil er suppleret med enkelte ju-steringer. Justeringerne omfatter enten, at små fjernvarmesystemer i dag bliver forsynet fra et større system eller at nye anlæg er kommet/kommer til frem mod 2020. Rettelserne til anlægsdata er primært baseret på en investerings-oversigt udarbejdet af Ea Energianalyse for Gate21. Det drejer sig om fem an-læg, der enten er etableret eller er ved at blive etableret. Planlagte og overve-jede anlæg indgår ikke i analysen, da disse endnu ikke er besluttede/godkendte.

Produktionsfordelingen for 2016 (energiproducenttællingen) fremgår af Figur 7.1.



Figur 7.1 Fjernvarmeproduktionsfordeling uden for Storkøbenhavn jvf. energiproducenttællingen.

En stor del af den varme der er produceret på naturgas, er fra Helsingør og Hilerøds kraftvarmeværker. I 2020 vil der i begge systemer være et biomassekraftvarmeværk i drift. Når der foretages en analyse af den fremtidige produktionsfordeling for 2020 baseret på implementeringen af disse anlæg, findes en væsentlig fortrængning af naturgas. Produktionsfordelingen for 2020 (nuværende samt godkendte anlæg) fremgår af Figur 7.2.



Figur 7.2 Simuleret fjernvarmeproduktionsfordeling uden for Storkøbenhavn efter indpasning af nye (etablerede og under etablering) anlæg frem mod 2020.

Som det fremgår af figuren forventes ca. 25 % af fjernvarmen uden for Storkøbenhavn at blive produceret på naturgasbaserede anlæg (kedler og kraftvarmeanlæg). Stort set resten af varmen produceres på VE- og affaldsbaserede anlæg.

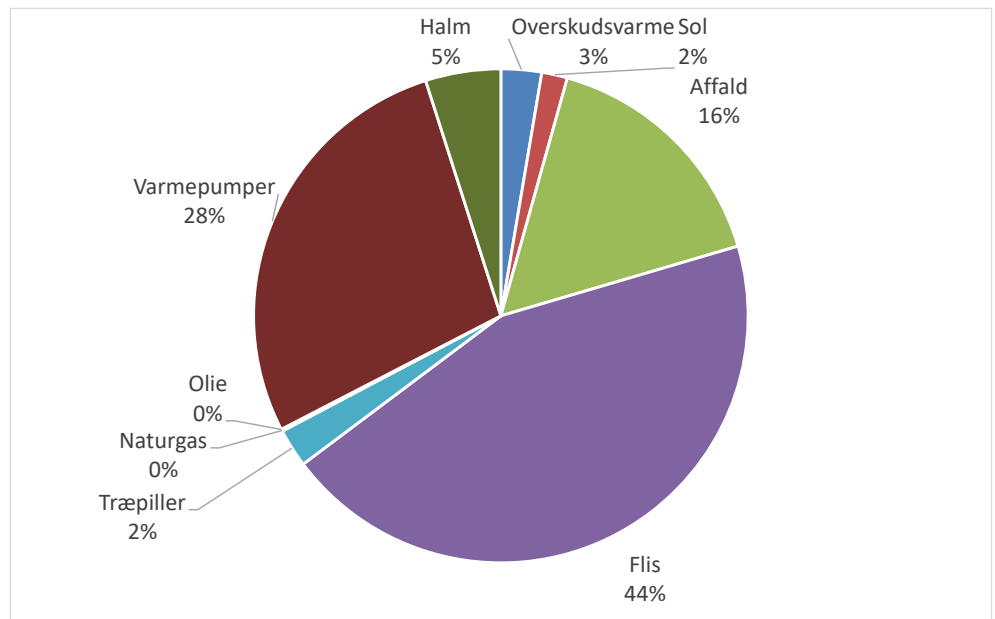
For flere fjernvarmeselskaber vurderes det at være rentabelt at etablere biomassekedler og varmepumper til erstatning af naturgas med de forudsætninger, der ligger til grund for analysen. I BAU-scenarierne gælder dette i høj grad varmepumper, der med en reduceret elvarmeafgift som udgangspunkt viser god selskabsøkonomi ift. fortsat brug af naturgas. Disse fjernvarmeselskaber – de naturgasbaserede decentrale kraftvarmeområder – må i BAU-scenariet ikke etablere biomassekedler, hvorfor kun varmepumper er relevante her. I det fossilfrie scenarie er biomassekedler også en selskabsøkonomisk attraktiv løsning.

Da scenarierne skal vise hhv. de selskabs- og de samfundsøkonomiske fremtidige fjernvarmesystemer, åbner dette for at biomassekedler i det fossilfrie scenarie kan etableres uden at være samfundsøkonomisk rentable. De fjernvarmesystemer der i dag godt må etablere biomassekedler, har allerede etableret stort set det, de har brug for og her vil det kun være relevant med en begrænset udbygning af ny kapacitet.

I de følgende afsnit præsenteres – med udgangspunkt i ovenstående eksisterende/godkendte produktionskapacitet – sammensætningen af fjernvarmesystemerne efter etablering af ny rentabel kapacitet. I det omfang ny kapacitet inkl. investeringsomkostninger m.v. ikke kan konkurrere med eksisterende/godkendt produktionsanlæg, vil der ikke blive etableret ny kapacitet i det specifikke fjernvarmesystem.

7.1.1 Selskabsøkonomi, BAU

Der er lavet en selskabsøkonomisk analyse af alternative varmeproduktionsanlæg (under gældende rammevilkår) for 2020. Heraf fremgår det, at varmepumper kan komme til at levere omkring 28 % af den årlige varmeproduktion. Varmeproduktionen baseret på biomasseanlæg bliver stort set uændret. Indpasningen af varmepumper medfører en væsentlig reduktion af den gasbaserede varmeproduktion fra 26 % (efter indpasningen af biomassekraftvarmeværkerne i Helsingør og Hillerød) til under 1 %. Produktionsfordelingen fremgår af Figur 7.3. En del af fortrængningen af naturgas skyldes den forudsatte store stigning i naturgasprisen sammenlignet med relativt små stigninger i andre brændsler.



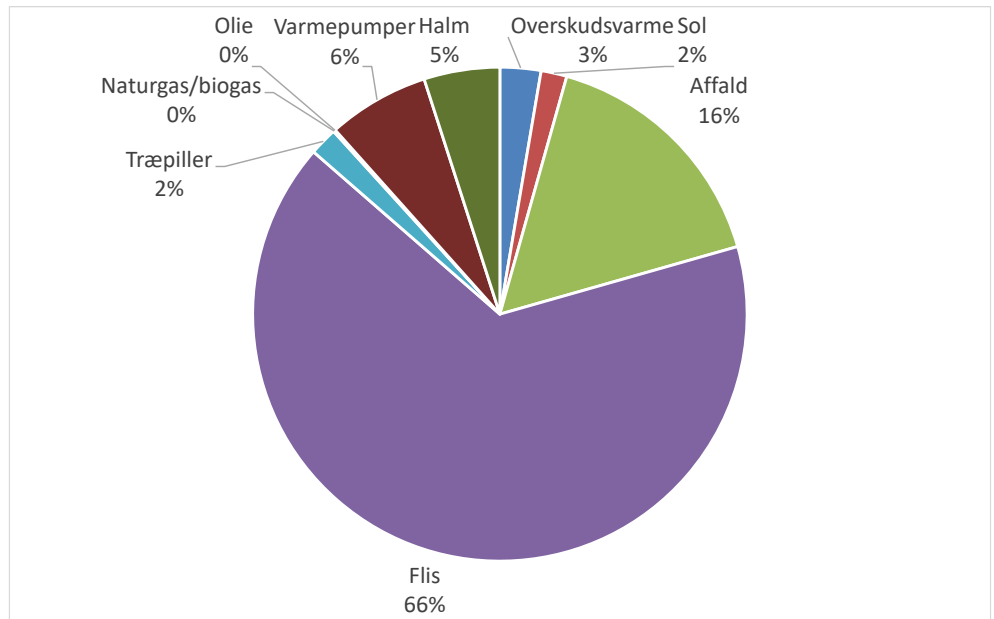
Figur 7.3 Simuleret fjernvarmeproduktionsfordeling uden for Storkøbenhavn ud fra en selskabsøkonomisk optimering i BAU-scenariet, 2020.

Tilbage er således under 1 % af varmeproduktionen, der ikke er omstillet til fossilfrit brændsel (når el og affald indregnes som fossilfrit).

Det er i BAU-scenariet ikke tilladt for decentrale naturgasbaserede kraftvarmesystemer at etablere biomassekedler.

7.1.2 Selskabsøkonomi, fossilfri

I det fossilfrie scenarie ophæves de begrænsninger, der i dag medfører, at de decentrale naturgasbaserede kraftvarmeområder ikke må etablere biomasse. Det forudsættes endvidere, at der indpasses biogas som alternativ til naturgas. El til varmepumper og affald er her accepteret som fossilfrie anlæg. Produktionsfordelingen i det selskabsøkonomiske fossilfrie scenarie fremgår af Figur 7.4.



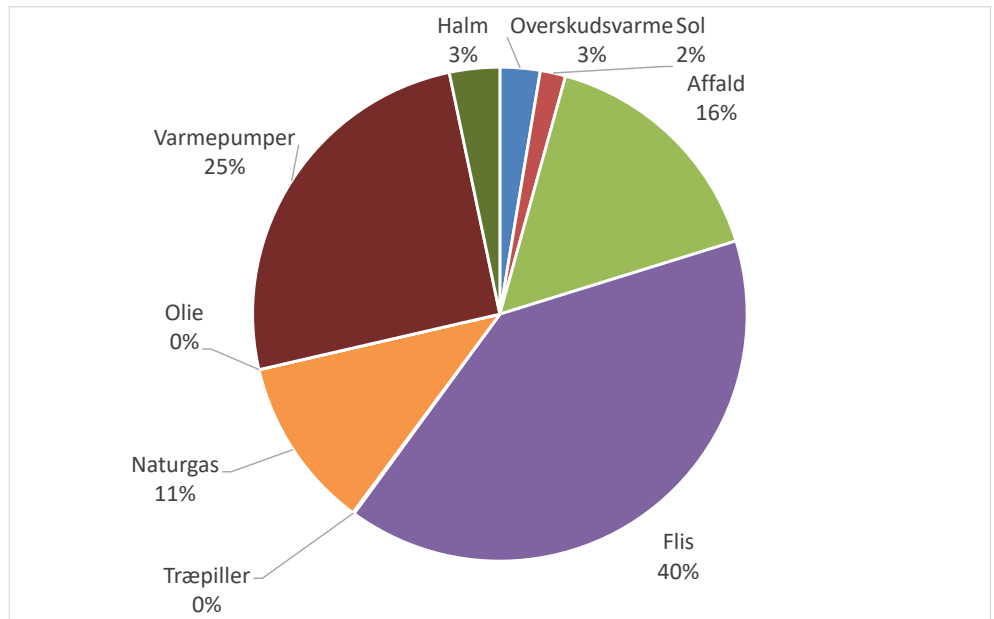
Figur 7.4 Simuleret fjernvarmeproduktionsfordeling uden for Storkøbenhavn ud fra en selskabsøkonomisk optimering i det fossilfrie scenarie, 2020.

Som det fremgår af figuren sker der en markant indpasning af biomassekedler i systemet. Dette sker på bekostning af de store varmepumper. Biomassekedlerne er således selskabsøkonomisk bedre alternativer end varmepumper. Til sammenligning med referencescenariet i 2020 (eksisterende og godkendte anlæg) stiger andelen af flis i produktionsfordelingen fra 45 % til 66 %. Naturgas (med en mindre andel biogas iblandet) reduceres fra 27 % til under 1 %, mens de resterende andele er stort set uændrede.

Det er væsentligt at bemærke at der er indregnet en forventet fremtidig reduktion af elvarmeafgiften. Selvom varmepumper i høj grad er konkurrencedygtige overfor naturgasanlæg, er det stadig tæt ift. biomasseanlæg. Muligheden for de decentrale naturgasbaserede kraftvarmeområder at etablere biomassekedler i dette scenarier medfører således, at biomassen i nogle områder vinder over varmepumper sammenlignet med BAU-scenariet.

7.1.3 Samfundsøkonomi, BAU

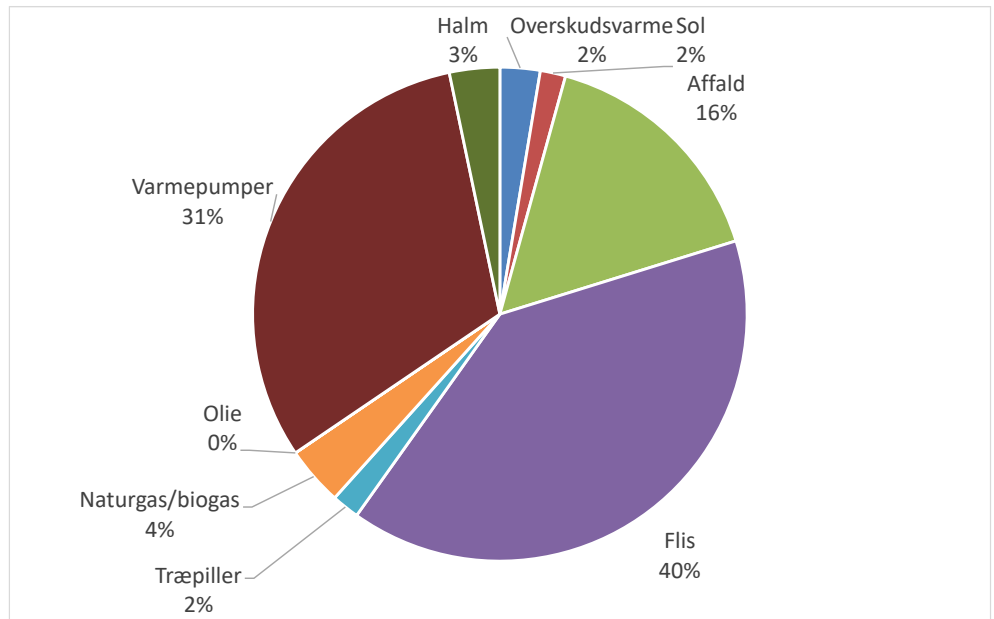
I det samfundsøkonomiske BAU-scenarie sker der en væsentlig udbygning med varmepumper. Disse fortrænger en stor del af naturgassen, men også en mindre del af den flisvarme, der blev produceret på etablerede/godkendte anlæg.



Figur 7.5 Simuleret fjernvarmeproduktionsfordeling uden for Storkøbenhavn ud fra en samfundsøkonomisk optimering i BAU-scenariet, 2020.

7.1.4 Samfundsøkonomi, fossilfri

I det samfundsøkonomiske fossilfrie scenarie ophæves de begrænsninger, der i dag medfører, at de decentrale naturgasbaserede kraftvarmeområder ikke må etablere biomasse. Det forudsættes endvidere, at der indpasses biogas som alternativ til naturgas. El til varmepumper og affald er her accepteret som fossilfrie anlæg. Produktionsfordelingen i det selskabsøkonomiske fossilfrie scenarie fremgår af Figur 7.6.



Figur 7.6 Simuleret fjernvarmeproduktionsfordeling uden for Storkøbenhavn ud fra en samfundøkonomisk optimering i BAU-scenariet, 2020.

Varmepumper kommer her ind på bekostning af flis og gas. Dette skyldes blandt andet, at biogas er væsentlig dyrere end naturgas og de andre brændsler. De variable samfundøkonomiske varmeproduktionsomkostninger for varme produceret på fliskedler og varmepumper er i samme størrelsesorden (varme fra varmepumper lidt billigere).

7.1.5 Opsamling

Analysen illustrerer, hvorledes biomassekedler og varmepumper selskabsøkonomisk er yderst konkurrencedygtige sammenlignet med naturgasanlæg. Ift. naturgasanlæggene er der det modstridende forhold, at biomassekedlerne ikke nødvendigvis er samfundøkonomisk rentable og således ikke vil kunne godkendes jf. Varmeforsyningsloven. For både områder med naturgasanlæg og varmepumper har biomassekedlerne ikke mulighed for yderligere indpasning, da disse ikke er tilladt i de decentrale naturgasbaserede kraftvarmeområder jf. Varmeforsyningsloven.

Flere scenarier viser økonomisk potentiale for massiv indpasning af varmepumper og/eller biomassekedler i de fjernvarmesystemer, der i 2020-referencen (nuværende anlæg og anlæg under etablering) stadig forventes at få dækket størstedelen af deres varmebehov med naturgasbaserede anlæg. Den markante udbygning af varmepumper vil være udfordrende at få gennemført ift. tid og pladsforhold.

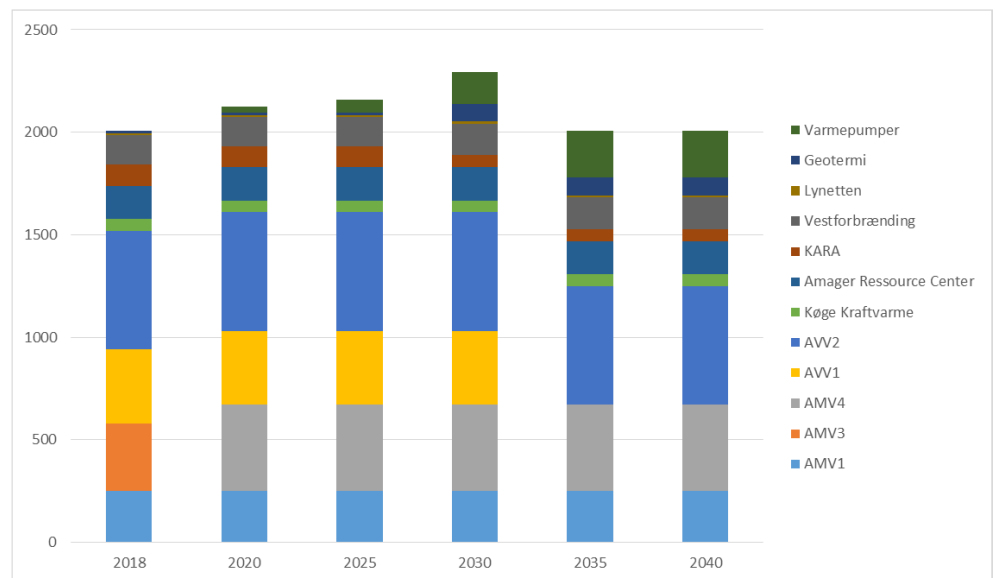
7.2 Storkøbenhavn

I VPH3 blev der analyseret tre alternative udviklinger i sammensætningen af fjernvarmeproduktionsanlæggene i det storkøbenhavnske system. Det såkaldte

Alternativ 1 blev udpeget som det centrale scenarie. I dette scenarie forudsættes, at AVV1 ombygges til træpiller inden 2020, og at blokken så tages ud af drift i 2032. AMV1 og AVV2 er primært træpillefyrede og forventes at være i drift til i hvert fald 2035. På Amagerværket etableres en ny flisfyret enhed i 2020 (AMV4)¹⁴, og den eksisterende kulfyrede AMV3 lukkes på samme tidspunkt. I scenariet forudsættes en udbygning med solvarme, geotermi og varmepumper frem mod 2035 for at diversificere forsyningen og forberede ny produktionskapacitet, når AVV1 tages ud af drift. Endelig forudsættes, at der sker en udbygning med varmelagerkapaciteten.

Kapaciteten på anlæggene i Alternativ 1 fremgår af nedenstående figur. I tabellen er det antaget, at der i 2040 er de samme anlæg som i 2035. Som det fremgår af tabellen, regnes der med, at en række af anlæggene fortsat vil være i drift i 2035. Dog er det forudsat, at AVV1 lukker i 2032.

Udover nedenstående anlæg er der i fjernvarmesystemet naturgasfyrede anlæg på HCV og SMV samt en række spidslastanlæg på naturgas og letolie. Disse anlæg anvendes primært på kolde dage og ved udfald af andre enheder.



Figur 7.7 Anvendt fjernvarmekapacitet for anlæg i hovedstadsområdet i 2018, 2020, 2025, 2030, 2035 og 2040 (MJ/s). ARC er indregnet med en forbrændingskapacitet på 60 tons/time.

¹⁴ Tidspunktet for idriftsættelsen af AMV4 er siden VPH3 blevet fremrykket til 2019.

8 Fjernvarmeproduktionsomkostninger

Med udgangspunkt i den nye produktionsfordeling i 2020 er der for hvert fjernvarmesystem beregnet en marginal varmeproduktionspris. Disse priser fremgår af Bilag A.

8.1 Fjernvarme uden for Storkøbenhavn

De marginale priser er fundet ved at øge varmemarkedet i de enkelte fjernvarmesystemer med 20 %. I de fleste tilfælde er det rentabelt at etablere ny og billigere kapacitet for at dække det øgede varmemarked. Enkelte fjernvarmesystemer har dog kapacitet nok til at en stor del af varmemarkedet kan dækkes af eksisterende kapacitet.

Der regnes i nedslagsår og derfor i gennemsnitspriser, der repræsenterer hele beregningsperioden. For samfundsøkonomien er der – ligesom det er gældende i Projektbekendtgørelsen – indregnet miljø, CO₂, skatteforvridningstab og nettoafgiftsfaktor. Omkostningerne er baseret på den produktionsfordeling, der er fundet i den selskabsøkonomiske analyse.

For hvert fjernvarmeselskab er der i hvert scenarie (selskab/samfund, BAU/fossilfri) foretaget en analyse af, hvordan det øgede varmemarked billigst dækkes. Der er sammenlignet syv muligheder: Uændret, tre forskellige størrelser varmepumper og tre forskellige størrelser fliskedler. Investeringsomkostningerne for fliskedlerne er afhængige af størrelsen. En stor fliskedel har således lavere investeringsomkostning pr. MW end en lille fliskedel.

I hvert nedslagsår findes omkostningen ved at udvide varmemarkedet. Hvis den billigste mulighed er etablering af et nyt anlæg, vil det skyldes, at omkostningerne ved at etablere anlægget, kan dækkes ind af besparelserne ved at producere ved en lavere variabel varmeproduktionspris.

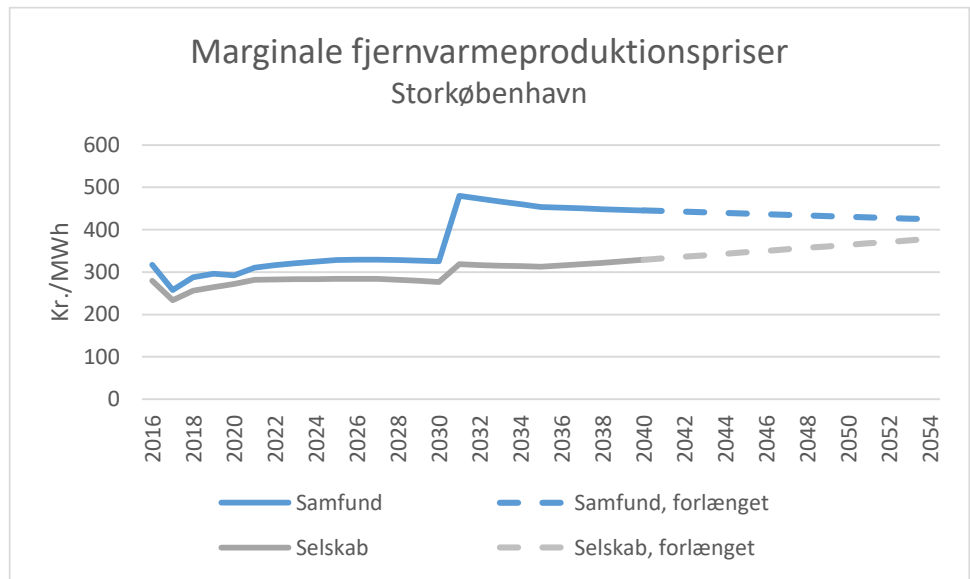
8.2 Fjernvarme i Storkøbenhavn

De marginale varmeproduktionsomkostninger i Storkøbenhavn er ligeledes fundet med eventuelle investeringsomkostninger inkluderet. De samfundsøkonomiske marginale fjernvarmeproduktionsomkostninger er udarbejdet af Ea Energi-analyse for hvert år frem til 2040¹⁵. Herefter er de marginale priser fremskrevet med samme udvikling som sidst i perioden. Der er dog ikke meget udvikling i de seneste år.

Med udgangspunkt i den samfundsøkonomiske fjernvarmepris er i samarbejde med HOFOR beregnet en selskabsøkonomisk pris konsistent med den samfundsøkonomiske. I den selskabsøkonomiske pris er der set bort fra nettoafgiftsfaktor samt skatteforvridningstab. Til gengæld er der indregnet afgifter.

¹⁵ Se rapport fra den 14. juni 2017: "Samfundsøkonomiske varmepriser i hovedstadsområdet, Opdateret maj 2017".

De marginale fjernvarmeproduktionspriser fremgår af Figur 8.1.



Figur 8.1 Simulerede marginale fjernvarmeproduktionspriser i Storkøbenhavn.

Når forskellen mellem den selskabs- og samfundsøkonomiske fjernvarmepris øges fra 2031 og frem skyldes det en øget andel biomassevarme i den marginale fjernvarmeproduktion fra dette tidspunkt samt det forhold, at den samfundsøkonomiske fjernvarmepris er multipliceret med nettoafgiftsfaktoren på 1,325 jf. Energistyrelsens retningslinjer.

I Storkøbenhavn er der ikke lavet scenarier med fokus på fossilfrihed. Det vurderes dog, at fremskrivningen frem mod 2035 resulterer i et system med et meget høj andel fossilfri fjernvarmeproduktion (affald og varmepumper accepteres her som fossilfrit).

9 Bruger- og samfundsøkonomiske omkostninger forbundet med individuel opvarmning

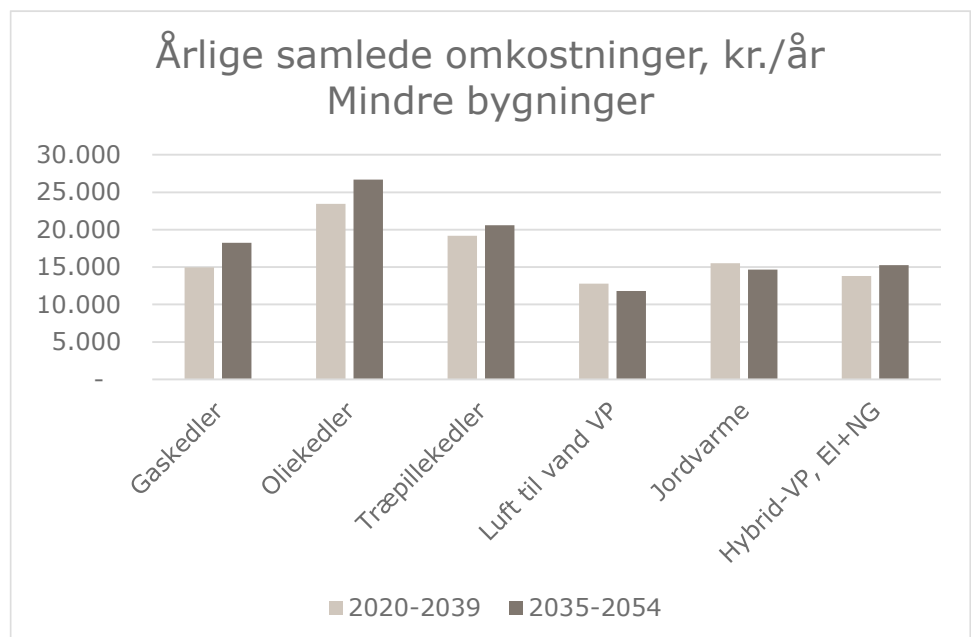
9.1 Brugerøkonomiske omkostninger

Inden der foretages en vurdering af potentialet for fjernvarme i EPT33, udarbejdes en analyse af den fremtidige varmforsyning i det omfang de enkelte individuelle forbrugere ikke konverterer til fjernvarme.

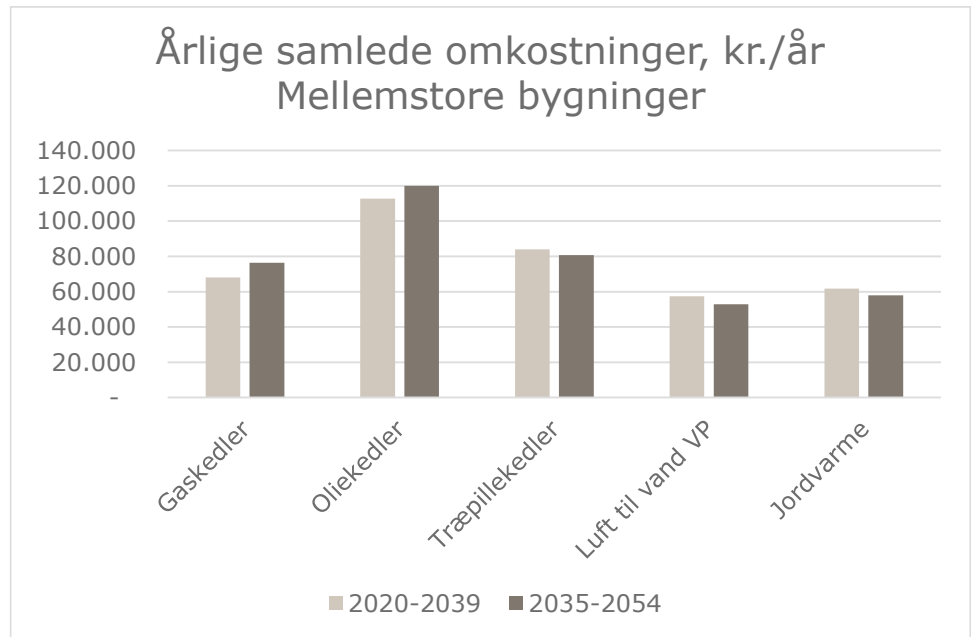
Ifm. den fremtidige fjernvarmeproduktion, fjernvarmeomkostninger samt potentiale for fjernvarmekonvertering udarbejdes dels en selskabs- og dels en samfundsøkonomisk analyse. Disse analyser giver uafhængige resultater. Formålet her er at belyse nogle af de modsætninger der kan være ifm. de nuværende rammer.

Inden for den individuelle opvarmning er der ingen eller meget få lovgivningsmæssige rammer. Valget af ny varmeinstallation vil således stort set udelukkende blive baseret på brugerøkonomiske forhold. Pladsforhold m.m. kan også være relevant. Dette vil dog være svært at kvantificere i denne overordnede analyse.

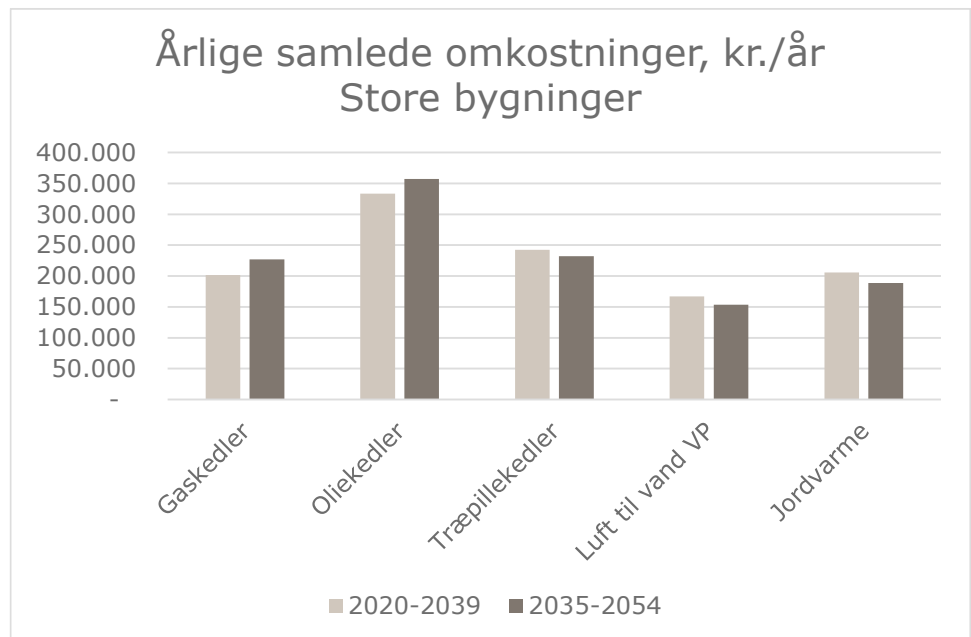
En overordnet sammenligning viser, at luft-til-vand varmepumper er selskabsøkonomisk billigste individuelle varmforsyningsløsning for både mindre, mellemstore og store bygninger. Repræsentative eksempler fremgår af Figur 9.1, Figur 9.2 og Figur 9.3.



Figur 9.1 Årlige brugerøkonomiske omkostninger fordelt på varmeinstallationstype i 2020 og 2035 for mindre bygninger.



Figur 9.2 Årlige brugerøkonomiske omkostninger fordelt på varmeinstallationstype i 2020 og 2035 for mellemstore bygninger.



Figur 9.3 Årlige brugerøkonomiske omkostninger fordelt på varmeinstallationstype i 2020 og 2035 for store bygninger.

Da brugerøkonomien er så central i den enkeltes husejers valg af individuel varmforsyning samt at der ikke efterspørges en samfundsøkonomisk fordel ifm. udskiftning til anden individuel forsyning, baseres den fremtidige individuelle varmforsyning sig udelukkende på den brugerøkonomiske betragtning. Dette medfører altså en massiv udbygning af individuelle varmepumper.

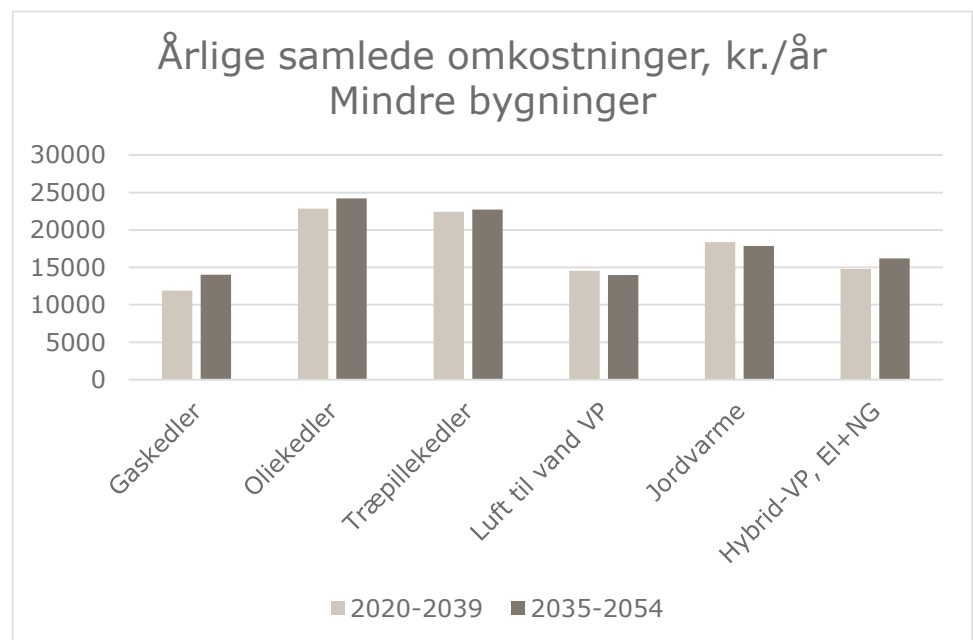
Når det brugerøkonomiske valg først er truffet, regnes hhv. de selskabs- og de samfundsøkonomiske omkostninger for hver enkelt individuelle varmeinstallation.

Ligesom for fjernvarme findes de individuelle varmforsyningsomkostninger i de fire nedslagsår. Det forudsættes, at der i hvert nedslagsår udskiftes 25 % af alle individuelle varmeinstallationer, således at alle de nuværende varmeinstallationer vil være udskiftet frem mod 2035.

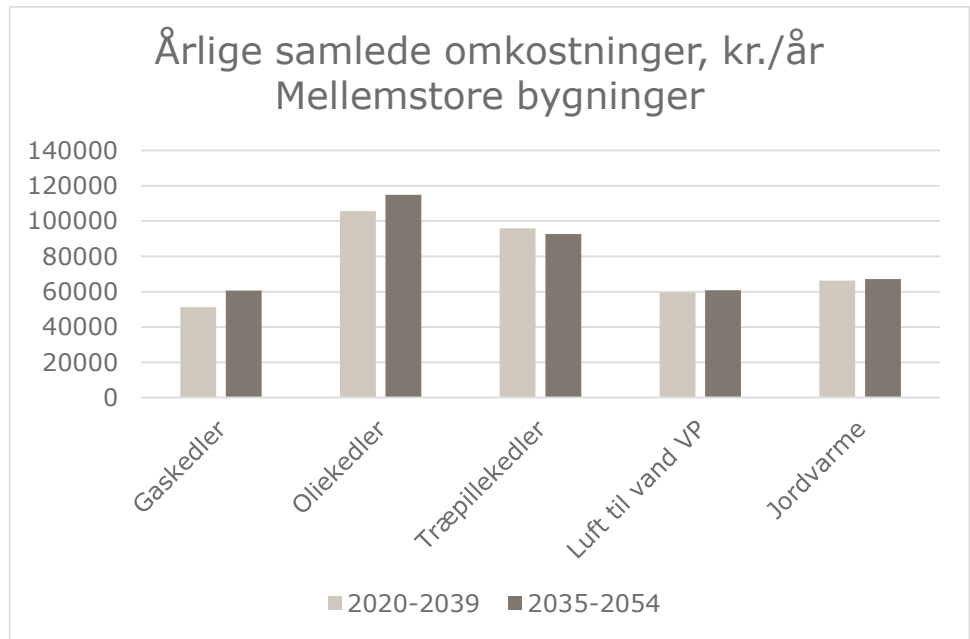
Ifm. beregning af varmeproduktionsomkostninger tages der højde for en løbende udskiftningstakt, således at alle omkostningerne for varmeinstallationerne ikke falder i første år, men fordeles over levetiden.

9.2 Samfundsøkonomiske omkostninger

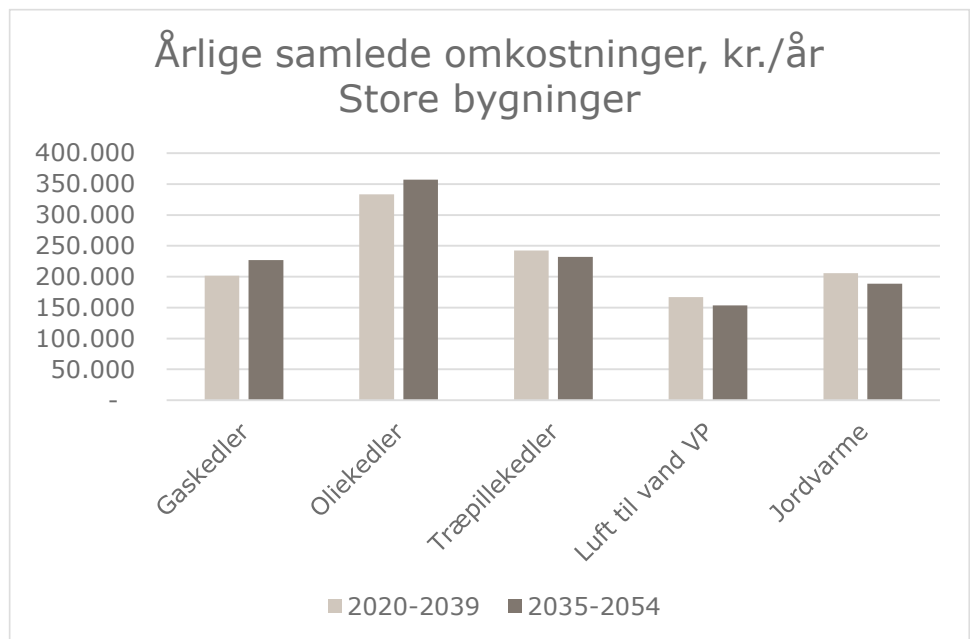
De tilsvarende samfundsøkonomiske omkostninger fremgår af Figur 9.4, Figur 9.5 og Figur 9.6. Figurene illustrerer, at individuel naturgas er den billigste samfundsøkonomiske individuelle varmforsyningsmulighed for mindre bygninger. For mellemstore bygninger er individuel naturgas billigst i starten af perioden, men etableres anlæg i 2035 er det på niveau med individuelle luft-til-vand varmepumper. For store bygninger er luft-til-vand varmepumper billigst.



Figur 9.4 Årlige samfundsøkonomiske omkostninger fordelt på varmeinstallations-type i 2020 og 2035 for mindre bygninger.



Figur 9.5 Årlige samfundsøkonomiske omkostninger fordelt på varmeinstallations-type i 2020 og 2035 for mellemstore bygninger.



Figur 9.6 Årlige samfundsøkonomiske omkostninger fordelt på varmeinstallations-type i 2020 og 2035 for store bygninger.

10 Potentiale for fjernvarme

Der er gennemført en analyse af alle områder med henblik på at fastsætte den fremtidige forsyning i de 33 kommuner. Analysen er i det følgende præsenteret fordelt på områdetyper:

- > Fjernvarmeforsynede områder
- > Byer nær fjernvarmeforsynede områder
- > Byer uden fjernvarme
- > Sommer- og kolonihavehusområder
- > Landområder.

10.1 Fjernvarmeforsynede områder

De fjernvarmeforsynede områder er defineret som områder godkendt til fjernvarmeforsyning jf. Varmeforsyningsloven og registreret på plansystem.dk. Langt størstedelen af varmebehovet i disse områder dækkes af fjernvarme (87 %). Det forudsættes, at det i disse områder allerede er distributionsnet og at det således udelukkende kræver investering i stikledninger og fjernvarmeunits for at kunne blive forsynet med fjernvarme. Det nuværende varmebehov og antallet af bygninger, der er forsynet med individuelle varmeinstallationer, fremgår af Tabel 10.1. I tabellen fremgår også potentialerne for konvertering til fjernvarme i perioden 2020-2035 for de fire scenarier (selskabs-/samfundsøkonomi, BAU/fossilfri) samt, hvor stor en mængde der kan konvertere allerede i 2020.

Tabel 10.1 Antal bygninger og varmebehov fordelt på fjernvarme og individuel opvarmning samt potentialet for konvertering af individuel opvarmning til fjernvarme.

| | Antal bygninger | Varmebehov, GWh | Potentiale |
|---|-----------------|-----------------|------------|
| Fjernvarme i dag | 134.000 | 10.663 | - |
| Individuel opvarmning i dag* | 39.900 | 1.645 | - |
| Selskabsøkonomisk konverteringspotentiale, BAU | 30.900 | 1.645 | 100 % |
| Selskabsøkonomisk konverteringspotentiale, fossilfri | 30.900 | 1.645 | 100 % |
| Samfundsøkonomisk konverteringspotentiale, BAU | 26.700 | 859 | 52 % |
| Samfundsøkonomisk konverteringspotentiale, fossilfri | 26.600 | 844 | 51 % |

* Fratrukket sommerhus, kolonihavehuse, ukendt varmeinstallation og elvarme

Som det fremgår, er det selskabsøkonomisk rentabelt (i begge scenarier) at konvertere alt til fjernvarme. Samfundsøkonomisk er potentialet mere begrænset, ca. 50 %. Uden for det storkøbenhavnske system er ca. 100 % samfundsøkonomisk rentabelt at konvertere, mens kun ca. 40 % af potentialet i Storkøbenhavn findes samfundsøkonomisk rentabelt at konvertere.

I denne gruppe er fjernvarmeforsyning sammenlignet med en individuel varmepumpe. Det er endvidere undersøgt, hvornår konverteringen finder sted. Næsten hele det økonomiske potentiale er rentabelt i 2020. I det omfang konverteringen finder sted senere, forventes fjernvarme at få sværere ved at konkurrere med individuelle varmepumper som følge af en forventet stigning i COP jf. teknologikataloget.

Det er væsentligt at bemærke, at data er baseret på BBR. Disse data opdateres af bygningsejere og vil i nogle tilfælde være ringe opdaterede. Der vil således være en del af såvel det tekniske som det økonomiske potentiale for fortætning, der allerede er konverteret til fjernvarme, men som ikke har opdateret dette i BBR. Det væsentlige her er således, at der er et økonomisk potentiale i at øge dækningsgraden i de fjernvarmeforsynede områder.

10.2 Byer nær fjernvarmesystemer

Byer nær fjernvarmesystemer omfatter byer, hvor en andel af byen i dag er forsynet med fjernvarme. Til forskel fra de fjernvarmeforsynede områder vil der her ikke være etableret distributionsledninger, hvorfor omkostningerne ifm. forsyning med fjernvarme alt andet lige vil være højere end for de fjernvarmeforsynede områder. Konverteringen af områder sker ikke på bygningsniveau, men på bydelsniveau. Byerne er inddelt i delområder og analysen forholder sig kun til de områder, hvor der endnu ikke er ledningsnet (da de resterende dele er omfattet af gruppen af fjernvarmeforsynede områder).

Denne delanalyse omfatter 229 bydele i 89 byer med et samlet varmebehov på ca. 2,6 TWh fordelt på ca. 123.000 bygninger.

De selskabs- og samfundsøkonomiske potentialer for konvertering til fjernvarme fremgår af Tabel 10.2.

Tabel 10.2 Potentialet for konvertering af individuel opvarmning til fjernvarme.

| | Antal bygninger | Varmebehov, GWh | Potentiale |
|--|-----------------|-----------------|------------|
| Individuel opvarmning* | 123.300 | 2.643 | - |
| Selskabsøkonomisk fjernvarmepotentiale, BAU | 66.200 | 1.536 | 58 % |
| Selskabsøkonomisk fjernvarmepotentiale, fossilfri | 70.500 | 1.628 | 62 % |
| Samfundsøkonomisk fjernvarmepotentiale, BAU | 0 | 6 | 0 % |
| Samfundsøkonomisk fjernvarmepotentiale, fossilfri | 200 | 27 | 1 % |

* Fratrullet sommerhus, kolonihavehuse, ukendt varmeinstallation og elvarme. Hertil er kun 90 % af de resterende individuelle varmekonsumenter forudsat konverteret til fjernvarme.

Som det fremgår af tabellen, er der et stort selskabsøkonomisk potentiale for konvertering til fjernvarme (ca. 60 %). Til gengæld er der stort set intet (ca. 0-1 %), der er samfundsøkonomisk rentabelt. Dette understreger nogle af de modstridende rammer, der er gældende i dag. Afgifterne på naturgas fremmer en selskabsøkonomisk omstilling fra individuel naturgas til fjernvarme og fra naturgasbaseret fjernvarme til fjernvarme baseret på biomasse og varmepumper. Samfundsøkonomisk er der dog ikke denne fremmende effekt.

For denne gruppe er fjernvarmeforsyningen i det specifikke byområde sammenlignet med en løbende konvertering til individuelle varmepumper. De årlige omkostninger for individuel opvarmning i starten af perioden vil således i højere grad være baseret på nuværende forsyninger, mens omkostningerne i slutningen af perioden i højere grad være baseret på varmepumper. Det lavere samfundsøkonomiske potentiale skyldes i høj grad, at fjernvarme i høj grad baseret på biomasse uden afgifter, mens den individuelle opvarmning i høj grad baseres på brændsler/el med høje afgifter. I selskabsøkonomien har fjernvarme således en fordel, mens denne afgiftsfordel forsvinder for en stor del af varmeproduktionen.

10.3 Byer uden fjernvarme

Det sidste sted i denne analyse, hvor potentialet for fjernvarme undersøges i byer, der ikke allerede er forsynet med fjernvarme. Dette vil dreje sig om byer, der ikke grænser op til fjernvarmeforsynede byer. Forsyningen vil her således enten skulle opnås fra et eksisterende fjernvarmesystem med en transmissionsledning eller ved etablering af en lokal fjernvarmeforsyning.

Omkostningerne til etablering af fjernvarme i disse byer omfatter de samme elementer, som for byerne nær fjernvarme – dog med supplerende omkostninger. Hvis byerne forsynes med en transmissionsledning, kræver det ekstra investe-

ringsomkostninger. Hvis byerne skal forsynes med nye lokale fjernvarmesystemer, kræver dette en startomkostning til at drive fjernvarmeselskab (administration m.v.).

10.3.1 Transmission

Denne delanalyse omfatter 142 byer med et samlet varmebehov på ca. 1,2 TWh fordelt på ca. 56.000 bygninger.

De selskabs- og samfundsøkonomiske potentialer for konvertering til fjernvarme fremgår af Tabel 10.3.

Tabel 10.3 *Potentialet for konvertering af individuel opvarmning til fjernvarme.*

| | Antal bygninger | Varmebehov, GWh | Potentiale |
|--|-----------------|-----------------|------------|
| Individuel opvarmning* | 56.400 | 1.246 | - |
| Selskabsøkonomisk fjernvarmepotentiale, BAU | 10.100 | 214 | 17 % |
| Selskabsøkonomisk fjernvarmepotentiale, fossilfri | 10.700 | 235 | 19 % |
| Samfundsøkonomisk fjernvarmepotentiale, BAU | 0 | 0 | 0 % |
| Samfundsøkonomisk fjernvarmepotentiale, fossilfri | 0 | 0 | 0 % |

* Fratrullet sommerhus, kolonihavehuse, ukendt varmeinstallation og elvarme. Hertil er kun 90 % af de resterende individuelle varmeforbrugere forudsat konverteret til fjernvarme.

Som det fremgår af tabellen, viser analysen, at næsten 20 % af de omfattede områder (baseret på varmebehov) er selskabsøkonomisk rentable at konvertere til fjernvarme gennem en transmissionsledning. Samfundsøkonomisk er potentialet 0 %.

Det lave potentiale kan dels skyldes den transmissionsledning, der forudsættes etableret mellem den nuværende forsyning og det specifikke byområde og dels en lavere varmedensitet.

Ligesom for byområder nær fjernvarmesystemer skyldes det lavere selskabsøkonomiske potentiale sammenlignet med det selskabsøkonomiske potentiale, at den selskabsøkonomiske afgiftsfordel ikke findes i samfundsøkonomien.

10.3.2 Lokal fjernvarme

Alternativet til at forsyne en by med fjernvarme gennem en transmissionsledning fra et eksisterende fjernvarmesystem er at etablere et helt nyt fjernvarmesystem. Ift. løsningen med en transmissionsledning vil man i dette tilfælde spare omkostningerne til denne ledning. I stedet vil der dog komme en række andre

omkostninger. Hvis der skal etableres et nyt fjernvarmesystem, vil der være en række årlige omkostninger til drift og vedligeholdelse af fjernvarmesystemets basisforretning. En del af disse omkostninger vil være begrænsede for et eksisterende fjernvarmesystem, hvor en marginal udvidelse af fjernvarmeforsyningen kun har begrænsede meromkostninger ifm. drift og vedligeholdelse.

Udover drift og vedligeholdelse af fjernvarmeselskabet vil der også være behov for spids- og reservelastkapacitet, der for et nuværende system allerede er til stede.

De selskabs- og samfundsøkonomiske potentialer for konvertering til fjernvarme for de samme byer som blev undersøgt i analysen af transmissionsledningsløsningerne, fremgår af Tabel 10.4.

Tabel 10.4 *Potentialet for konvertering af individuel opvarmning til fjernvarme.*

| | Antal bygninger | Varmebehov, GWh |
|--|-----------------|-----------------|
| Individuel opvarmning* | 56.400 | 1.246 |
| Selskabsøkonomisk fjernvarmepotentiale, BAU | 0 | 0 |
| Selskabsøkonomisk fjernvarmepotentiale, fossilfri | 0 | 0 |
| Samfundsøkonomisk fjernvarmepotentiale, BAU | 0 | 0 |
| Samfundsøkonomisk fjernvarmepotentiale, fossilfri | 0 | 0 |

* Fratrukket sommerhus, kolonihavehuse, ukendt varmeinstallation og elvarme. Hertil er kun 90 % af de resterende individuelle varmeforbrugere forudsat konverteret til fjernvarme.

Som det fremgår af tabellen, er der ikke noget økonomisk potentiale i at oprette nye fjernvarmesystemer. Dette skyldes i høj grad høje årlige driftsomkostninger af systemerne. I udvidelse af eksisterende forsyningsområder vurderes de marginale driftsomkostninger at være nul, men for nye forsyningsystemer vil der være nye omkostninger til bygning, administration osv.

De byer der i denne analyse er rentable at konvertere, indgår også i listen over rentable byer i transmissionsledningsmuligheden. Der er således ikke nogen byer, hvor kun løsningen med en lokal fjernvarmeforsyning er rentabel.

10.4 Opsamling

Det samlede varmebehov i EPT33-området er estimeret til ca. 18.000 GWh, hvoraf ca. 10.700 GWh dækkes af fjernvarme, svarende til ca. 59 %. Det samlede tekniske potentiale defineres her som varmebehovet i byer. Det tekniske potentiale er således 16.200 GWh, svarende til en dækning med fjernvarme på 90 %.

I de nuværende fjernvarmeområder er der estimeret et potentiale for fortætning på ca. 1.600 GWh. Det er i analysen fundet, at hele dette potentiale er selskabsøkonomisk rentabelt at konvertere i perioden 2020-2035. Heraf er ca. 50 % af varmebehovet samfundsøkonomisk rentabelt.

I byerne nær fjernvarmeområder er der fundet et varmebehov på ca. 2.600 GWh. Heraf peger analysen på at ca. 60 % er selskabsøkonomisk rentabelt at konvertere, men at kun 0-1 % er samfundsøkonomisk rentabelt.

For de byer, hvor fjernvarme ikke er til stede andet sted i byen, er der fundet et individuelt varmebehov på 1.600 GWh. Heraf er det fundet, at næsten 20 % er selskabsøkonomisk rentabelt, mens at der ikke er noget der er samfundsøkonomisk rentabelt.

Varmebehovet der ikke er omfattet af potentialevurderingerne, udgør ca. 1.800 GWh.

Selskabsøkonomisk viser analysen således, at der er et selskabsøkonomisk potentiale for at øge fjernvarmeandelen fra ca. 59 % til ca. 78 %. Tilsvarende er der et samfundsøkonomisk potentiale for at øge fjernvarmeandelen fra ca. 59 % til ca. 64 %. Heraf kommer langt størstedelen af konverteringen fra fortætning i fjernvarmeforsynede områder.

Varmebehov samt potentialer fremgår af Tabel 10.5, Tabel 10.6, Tabel 10.7 og Tabel 10.8.

Tabel 10.5 Selskabsøkonomisk potentiale for konvertering til fjernvarme i BAU-scenariet.

| Selskabsøkonomi potentiale, BAU (GWh) | Fjernvarme | Individuel opvarmning | Potentiale |
|---------------------------------------|------------|-----------------------|------------|
| Fjernvarmeområder | 10.663 | 1.645 | 1.645 |
| Byer nær fjernvarmeområder | - | 2.643 | 1.536 |
| Byer uden fjernvarme | - | 1.246 | 214 |
| Rest | - | 1.774 | - |
| Samlet | 10.663 | 7.308 | 3.395 |

Tabel 10.6 Selskabsøkonomisk potentiale for konvertering til fjernvarme i det fossilfrie scenarie.

| Selskabsøkonomi potentiale, fossilfri (GWh) | Fjernvarme | Individuel opvarmning | Potentiale |
|---|------------|-----------------------|------------|
| Fjernvarmeområder | 10.663 | 1.645 | 1.645 |
| Byer nær fjernvarmeområder | - | 2.643 | 1.628 |
| Byer uden fjernvarme | - | 1.246 | 235 |

| | | | |
|--------|--------|-------|-------|
| Rest | - | 1.774 | - |
| Samlet | 10.663 | 7.308 | 3.508 |

Tabel 10.7 Samfundsøkonomisk potentiale for konvertering til fjernvarme i BAU-scenariet.

| Samfundsøkonomisk potentiale, BAU (GWh) | Fjernvarme | Individuel opvarmning | Potentiale |
|---|------------|-----------------------|------------|
| Fjernvarmeområder | 10.663 | 1.645 | 859 |
| Byer nær fjernvarmeområder | - | 2.643 | 6 |
| Byer uden fjernvarme | - | 1.246 | - |
| Rest | - | 1.774 | - |
| Samlet | 10.663 | 7.308 | 865 |

Tabel 10.8 Samfundsøkonomisk potentiale for konvertering til fjernvarme i det fossil-frie scenarie.

| Samfundsøkonomisk potentiale, fossilfri (GWh) | Fjernvarme | Individuel opvarmning | Potentiale |
|---|------------|-----------------------|------------|
| Fjernvarmeområder | 10.663 | 1.645 | 844 |
| Byer nær fjernvarmeområder | - | 2.643 | 27 |
| Byer uden fjernvarme | - | 1.246 | - |
| Rest | - | 1.774 | - |
| Samlet | 10.663 | 7.308 | 871 |

I Bilag B fremgår oversigtskort over hvilke områder, der vurderes rentable at konvertere til fjernvarme.

11 Følsomhedsanalyser

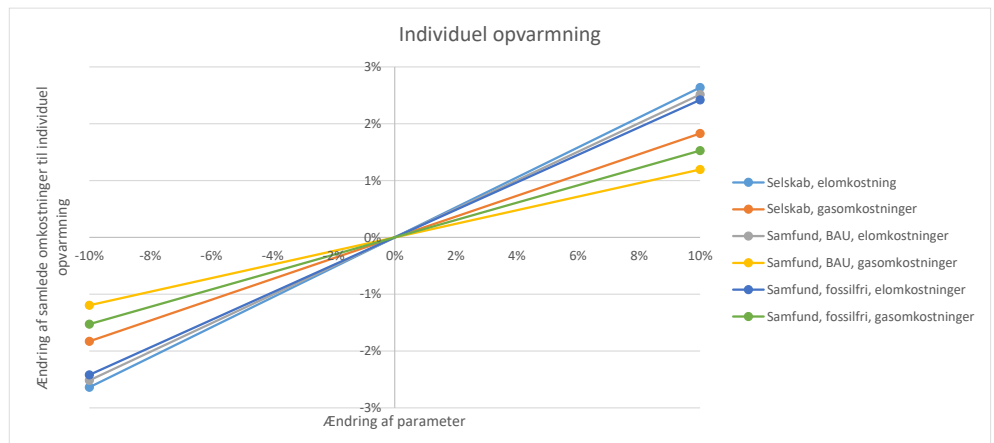
Potentialet for konvertering til fjernvarme er følsomt over for de mange forudsætninger og metoder, der ligger til grund for analysen. Følsomhedsanalyserne er opdelt i tre grupper:

- > Individuel opvarmning
- > Fjernvarmeproduktion
- > Konverteringspotentiale.

11.1 Individuel opvarmning

For individuel opvarmning foretages følsomhedsanalyser for naturgasomkostningerne og for elomkostningerne/COP. Elomkostninger og COP for individuelle varmepumper er slået sammen, da de vil have samme relative indflydelse på de variable varmeproduktionsomkostninger. Således vil resultatet være ens, uanset om man øger elomkostningerne med 10 % eller reducerer COP-værdi med 10 %. For begge typer parametre er der foretaget følsomhedsanalyse på +/- 10 %. Alle følsomhedsanalyser er foretaget for 2020.

Følsomhedsanalyserne er valgt beskrevet ud fra ændring af samlede omkostninger til individuel opvarmning ved en ændring af det enkelte parameter. Resultaterne fremgår af Figur 11.1.



Figur 11.1 *Relativ ændring af de samlede omkostninger til individuel opvarmning ved ændring af en parameter i 2020.*

Da der i de selskabsøkonomiske beregninger forudsættes ens naturgas- og biogaspriser er der ingen forskel i hhv. business as usual og det fossilfrie scenarie. Resultaterne præsenteres derfor under et i figuren. Samfundsøkonomisk forudsættes forskellige priser på hhv. naturgas og biogas og der skal derfor tages højde for dette i det fossilfrie scenarie, hvor biogas indføres langsomt frem mod 2035. Følsomhederne er lineære, forstået ved at en dobbelt så stor ændring af parameteren vil give en dobbelt så stor ændring af de samlede omkostninger.

11.1.1 Naturgasomkostninger

Naturgasomkostningerne vil ikke have indflydelse på gruppen af bygninger i fjernvarmeforsynede områder. Her forventes alt konverteret til individuelle varmepumper i 2020, hvis ikke bygningerne i stedet konverterer til fjernvarme. For grupperne nær fjernvarmeforsynede områder og udenfor fjernvarmeforsynede områder vil naturgasomkostninger have en indflydelse.

Det skal dog bemærkes, at der er en del bygninger der ikke bruger naturgas, men er opvarmet på anden vis. Hertil forventes, at 25 % af naturgasinstallatio-
nerne vil blive konverteret til individuelle varmepumper i 2020, hvis ikke områ-
derne konverterer til fjernvarme. Baseret på ovenstående samt på at en stor del
af de samlede omkostninger vil gå til individuelle varmepumper, vil en ændring
på +/- 10 % af naturgasomkostningerne samlet set kun ændre omkostningerne
til individuel opvarmning med ca. +/- 2 % for selskabsøkonomien og ca. +/- 1-
1,5 % i de samfundsøkonomiske omkostninger.

Den lavere ændring i samfundsøkonomien skyldes, at afgifterne ikke slår igen-
nem og omkostningerne til naturgas (brændselspris og transportomkostninger)
således udgør en mindre del af de samlede omkostninger. Naturgasomkostnin-
ger er i hovedscenariet ca. 600 kr./MWh naturgas i 2020 selskabsøkonomisk, ca.
400 kr./MWh for naturgas samfundsøkonomisk i 2020 og ca. 530 kr./MWh for
blanding af naturgas (75 %) og biogas (25 %) samfundsøkonomisk i 2020.

Reduktionen af naturgasomkostningerne gør ikke naturgaskedlerne selskabsøko-
nomisk billigere som varmeforsyning end de individuelle varmepumper. Her skal
der ca. 20 % reduktion af naturgasomkostningerne til.

11.1.2 Elomkostninger/COP

En stigning i elomkostningerne med 10 % svarer til en reduktion af COP-en med
10 %. Elomkostningerne har en begrænset indflydelse. Som nævnt ovenfor ud-
gør brændselsomkostninger til nuværende forsyninger samt investeringsomkost-
ninger i individuelle varmepumper en stor del af de samlede omkostninger.

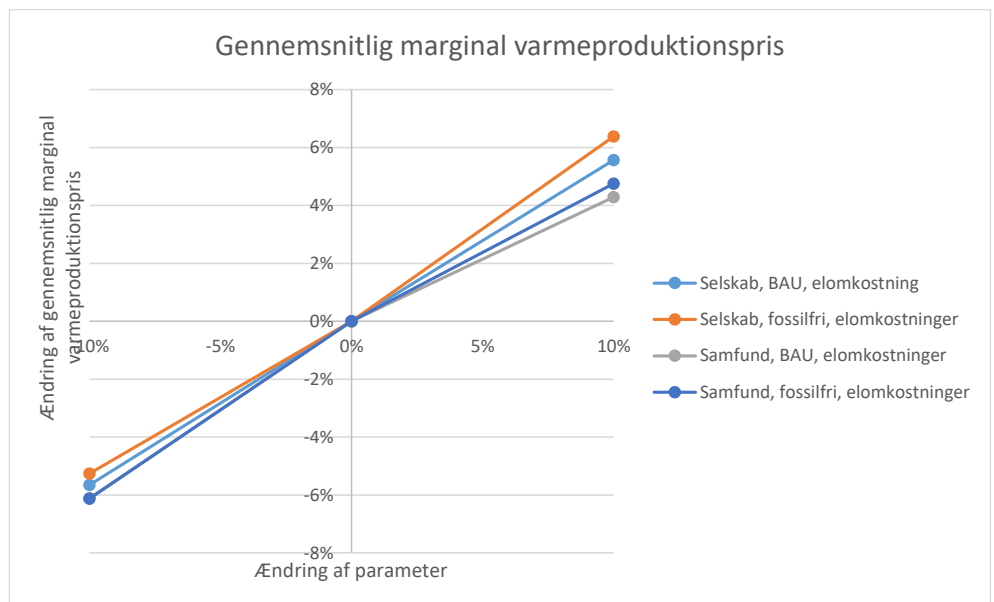
Ændringen af elomkostningen med +/- 10 % giver en ændring på ca. +/- 2,5 %
for såvel de selskabs- som de samfundsøkonomiske omkostninger til individuel
opvarmning. Elomkostningerne er i hovedscenariet ca. 810 kr./MWh selskabs-
økonomisk i 2020 og ca. 640 kr./MWh samfundsøkonomisk i 2020. COP-en er i
hovedscenariet 3,35 for luft-til-vand varmepumper i 2020 for mindre bygninger
og 3,6 for mellemstore og store bygninger.

Da elomkostningen (med den forventede lave elvarmeafgift) udgør en relativ lille
del af omkostningerne til at blive varmeforsynet af en individuel varmepumpe,
skal elomkostningerne stige med ca. 50 % eller COP-en tilsvarende falde med
ca. 50 % før naturgaskedlen er billigere. Det svarer ca. til, hvis man fastholdt el-
varmeafgiften på de ca. 400 kr./MWh, der har været gældende indtil nyligt.

11.2 Fjernvarmeproduktion

For fjernvarmeproduktion er der udarbejdet følsomhedsanalyser for elomkostningerne og COP-en samlet. Ligesom for individuelle varmepumper vil de to parametre følges ad, således at en stigning i elomkostningerne svarer til en reduktion af COP og omvendt. Figur 11.2 viser resultaterne af følsomhedsanalyserne for fjernvarmeproduktionen.

Figuren viser den relative ændring i de marginale varmeproduktionsomkostninger ved ændring af en parameter. De marginale varmeproduktionsomkostninger er her fundet som et simpelt gennemsnit af de marginale varmeproduktionsomkostninger for fjernvarmeselskaberne omfattet af analysen. Det storkøbenhavn-ske net er dog undtaget. Her er der ikke foretaget følsomhedsanalyser på fjernvarmeproduktionen.



Figur 11.2 *Relativ ændring af de gennemsnit af de marginale varmeproduktionsomkostninger for fjernvarmeselskaberne omfattet af analysen ved ændring af en parameter i 2020.*

Det skal bemærkes, at gennemsnittet af de absolutte marginale varmeproduktionspriser er ens for de to selskabsøkonomiske scenarier. De gennemsnitlige marginale varmeproduktionspriser i hovedscenariet er dog lidt lavere i det fossilfrie end i business as usual, hvilket medfører at ændringen af elomkostningerne får en lidt større relativ indflydelse på de marginale varmeproduktionspriser.

11.2.1 Elomkostninger/COP

Elomkostningerne og COP-en for fjernvarmeproduktionen har en vis betydning for de fjernvarmeselskaber, der i analysen etablerer varmepumper. Dette gælder typisk de mindre fjernvarmeselskaber og de mellemstore fjernvarmeselskaber, der i dag ikke må etablere biomassekedler. Ved en stigning af elomkostningerne eller en reduktion af COP er der nogle af de mindre fjernvarmeselskaber der i de fossilfrie scenarier etablerer biomassekedler i stedet for varmepumper. I

hovedscenariet bruges en elomkostning på ca. 620 kr./MWh selskabsøkonomisk og ca. 520 kr./MWh samfundsøkonomisk i 2020. Her bruges en COP på 3,6.

Bemærk her at der kun regnes med ændringer for køb af el til varmepumper og ikke ændring af indtægt fra el til kraftvarmeanlæg. Omkostningerne til el dækker over markedspris, transportomkostninger og elvarmeafgift.

Hvis elprisen øges med 10 %, stiger de marginale varmeproduktionspriser i gennemsnit med ca. 6 % selskabsøkonomisk og ca. 4-5 % samfundsøkonomisk. Hvis elprisen i stedet reduceres med 10 %, falder de marginale varmeproduktionspriser i gennemsnit med ca. 5-6 %.

Følsomhederne er ikke lineære i denne analyse. Hvis en parameter ændrer sig nok, vil der ske et skift mellem valget af produktionsanlæg og størrelsen heraf. Hvis eksempelvis elomkostninger faldt yderligere, kunne det blive rentabelt at etablere varmepumper i stedet for store biomassekedler. Omvendt vil det kunne blive rentabelt at etablere biomassekedler i stedet for biomassekedler i de små fjernvarmeselskaber, hvis elomkostningerne steg tilstrækkeligt. Her vil de små biomassekedler være en øvre grænse for, hvor høje de marginale produktionsomkostninger vil blive i denne følsomhedsanalyse.

11.3 Konverteringspotentiale

Potentialet for konvertering til fjernvarme er blandt andet afhængig af omkostningerne til forsyning med individuel opvarmning og de marginale fjernvarmeproduktionsomkostninger. Ovenfor er disse parametre beskrevet ift. elomkostninger, COP og naturgasomkostninger.

I det følgende beskrives potentialet for konvertering til fjernvarme ud fra dels omkostninger til individuel opvarmning og marginale fjernvarmeproduktionspriser og dels ud fra andre parametre: Investering i ledningsomkostninger samt andelen af forbrugere der konverterer til fjernvarme (tilslutningsandelen).

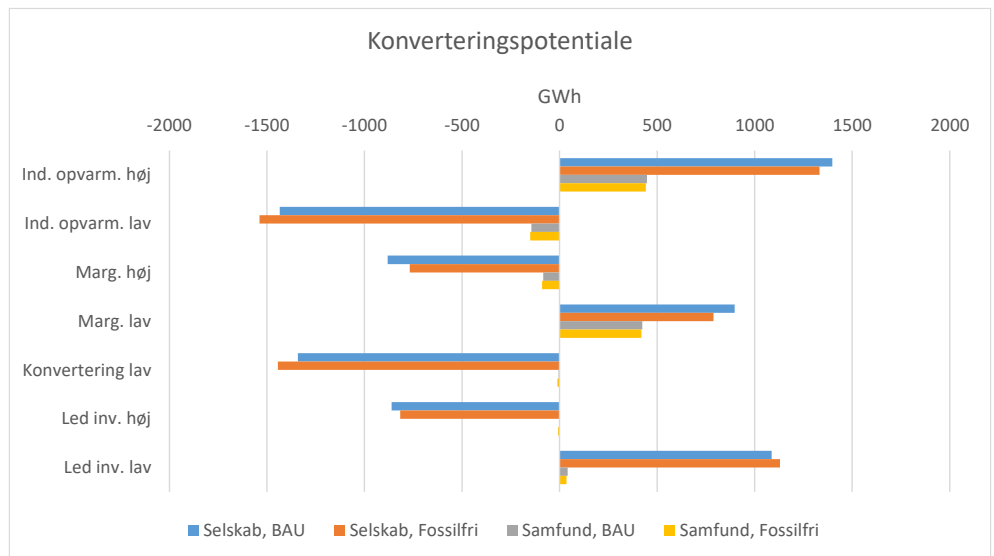
Følsomhederne i analysen er:

- > Ledningsinvestering lav (led inv. lav): 20 % reduktion af omkostningerne til etablering af distributions- og transmissionsledninger
- > Ledningsinvestering høj: 20 % stigning af omkostningerne til etablering af distributions- og transmissionsledninger
- > Konvertering lav: Konvertering af 60 % forbrugere i stedet for 90 % forbrugere
- > Marginal varmeproduktionspris lav: 10 % reduktion af de marginale varmeproduktionspriser
- > Marginal varmeproduktionspris høj: 10 % stigning af de marginale varmeproduktionspriser

- > Individuel opvarmning lav: 10 % reduktion af omkostningerne til individuel opvarmning.

Individuel opvarmning høj: 10 % stigning af omkostningerne til individuel opvarmning

Resultaterne af følsomhedsanalyserne for konverteringspotentialet fremgår af *Figur 11.3*. Resultaterne er vist i absolutte mængder. Figuren viser ændringen af potentialet for konvertering til fjernvarme. 0 svarer således til potentialt i hovedscenariet.



Figur 11.3 Ændring af potentialt for konvertering til fjernvarme ift. hovedscenariet ved justering af udvalgte parametre.

I hovedscenariet er det selskabsøkonomiske potentialt for konvertering til fjernvarme ca. 3.400-3.500 GWh og det samfundsøkonomiske potentialt ca. 900 MWh. Det samlede tekniske potentialt for konvertering til fjernvarme er ca. 5.500 GWh.

11.3.1 Individuel opvarmning

Følsomheden for omkostningerne til individuel opvarmning ændres med +/- 10 %. Som det fremgår af følsomhedsanalyserne for individuel opvarmning, opnås en ændring af de samlede omkostninger til individuel opvarmning med ca. +/- 1-3 % ved ændring af en elomkostninger, COP eller naturgasomkostninger med +/- 10 %. Ændring af de samlede omkostninger til individuel opvarmning med +/- 10 % svarer således til relativ høje ændringer inputforudsætninger.

Ved en stigning på 10 % stiger det selskabsøkonomiske potentialt for fjernvarmekonvertering med ca. 1.300-1.400 GWh selskabsøkonomisk og ca. 400-500 GWh samfundsøkonomisk. Ved en reduktion på 10 % falder det samfundsøkonomiske potentialt for fjernvarmekonvertering med ca. 1.500 GWh selskabsøkonomisk og ca. 200 GWh samfundsøkonomisk.

Denne parameter har væsentlig betydning for resultaterne, da det netop udgør de samlede omkostninger til individuel opvarmning og ikke kun en delomkostning.

11.3.2 Marginale varmeproduktionspriser

Følsomheden for de marginale varmeproduktionspriser ændres med +/- 10 % for hvert enkelt fjernvarmeselskab. Som det fremgår af følsomhedsanalyserne for fjernvarmeproduktion, opnås en ændring af de gennemsnitlige marginale varmeproduktionspriser på ca. +/- 4-6 % ved ændring af inputparametrene. En ændring af de marginale varmeproduktionspriser på +/- 10 % er således en relativ markant justering, svarende til ca. 20 af el- eller naturgasomkostningerne.

Ved en stigning på 10 % af de marginale varmeproduktionsomkostninger falder potentialet for fjernvarmekonvertering med ca. 700-800 GWh selskabsøkonomisk og ca. 100 GWh samfundsøkonomisk. Ved en reduktion på 10 % af de marginale varmeproduktionsomkostninger stiger potentialet for fjernvarmekonvertering med ca. 700-800 GWh selskabsøkonomisk og ca. 400 GWh samfundsøkonomisk. Det skal her bemærkes, at det samfundsøkonomiske potentiale i byområder nær fjernvarmeområder og byområder udenfor fjernvarmeområder praktisk taget ikke har noget samfundsøkonomisk potentiale i konvertering til fjernvarme. Således er det også begrænset, hvor meget en følsomhed kan påvirke resultatet i retning af lavere samfundsøkonomisk potentiale.

Følsomheden af parameteren marginale varmeproduktionspris er væsentlig, men udgør dog stadig kun en mindre andel af de samlede omkostninger til fjernvarmeforsyning. Andre parametre omfatter investeringsomkostninger i ledninger og fjernvarmeunits.

11.3.3 Ledningsomkostninger

Ledningsinvesteringer er endnu en usikker parameter. Erfaring viser, at der er væsentlig forskel på omkostningerne forbundet med etablering af gadeledninger afhængig af bl.a. landsdel og størrelse af forsyningsområde. Det skal her bemærkes, at hele potentialet i de fjernvarmeforsynede områder vil være uændret, da der ikke er gadeledninger forbundet med konvertering til fjernvarme i disse områder.

Forskelle i ledningspriser, afhængig af landsdel, størrelse af forsyningsområde m.v., vil være meget store. Til denne analyse er der lavet følsomhedsanalyser for kun +/- 20 % af ledningsinvesteringsomkostningerne.

En stigning på 20 % af ledningsinvesteringsomkostningerne reducerer det selskabsøkonomiske potentiale for konvertering til fjernvarme med ca. 800 GWh. En reduktion på 20 % af ledningsinvesteringsomkostningerne øger det selskabsøkonomiske potentiale for konvertering til fjernvarme med ca. 1.100 GWh. Ledningsinvesteringsomkostningerne ændrer stort set ikke på det samfundsøkonomiske potentiale. Her skal omkostninger reduceres med mere end de 20 % før det får væsentlig indflydelse.

11.3.4 Konvertering, lav

Andelen af tilsluttede forbrugere er usikker inden opstart af projekter. Mange fjernvarmeselskaber gør dog en væsentlig indsats her for at kontakte potentielle kunder inden etablering af fjernvarmeforsyning i det specifikke område for at opnå en høj tilslutning. I analysen er brugt en tilslutning på 90 % fra første år. I denne følsomhed forudsættes i stedet en konvertering på 60 % (antal forbrugere og varmebehov). Det vurderes ikke relevant at lave en forudsætning med en højere tilslutning end 90 %.

Ændring af tilslutningen svarer i analysen til at reducere alle omkostninger (både individuel og fjernvarme) bortset fra ledningsinvesteringsomkostningerne. Det betyder således, at omkostningerne til el- og brændsler, husinstallationer m.v. reduceres, men at omkostningerne til etablering af distributions- og transmissionsledninger fastholdes.

En reduktion af tilslutningen fra 90 % til 60 % forringer således potentialet for konvertering til fjernvarme. Ændringen reducerer potentialet for konvertering til fjernvarme med ca. 1.300-1.400 GWh selskabsøkonomisk. Det svarer til langt størstedelen af det potentiale, der findes i byområder nær fjernvarmeforsynede områder og byområder udenfor fjernvarmeforsynede områder. Det resterende potentiale er således overvejende konvertering i fjernvarmeforsynede områder (fortætning). Ændringen ændrer ikke ved det samfundsøkonomiske potentiale.

12 Nye byområder

Den fremtidige varmforsyning i nye byområder er relevant at inkludere i analysen. Dog er omfanget, bygningssammensætning og placering af disse nye byområder meget usikkert og nye byområder behandles således mere overordnet og ikke på specifikke projekter.

Varmeforsyningen i nye byområder forventes som udgangspunkt at blive baseret på varmepumper (luft-til-vand eller jord) eller fjernvarme. Solvarmen kan indgå som et supplement.

Der er som eksempel udarbejdet to cases, hvor 100 enfamiliehuse forsynes af varmepumper og fjernvarme. Denne ene case omhandler 100 små enfamiliehuse. Den anden case omhandler 200 små enfamiliehuse.

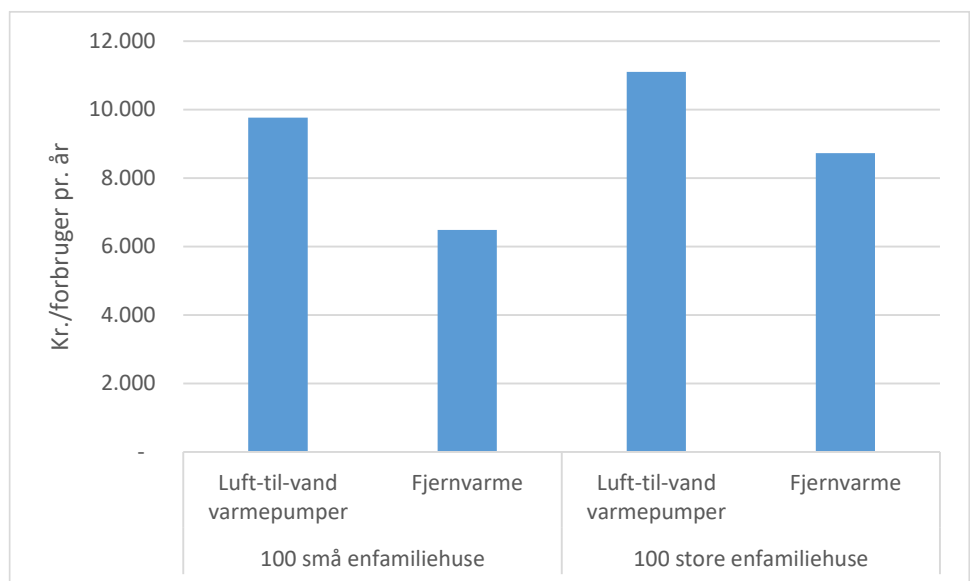
Varmebehovet er forudsat at være hhv. 5,5 MWh og 11 MWh pr. lille og stor forbruger. Det lave varmebehov skyldes, at der her er tale om helt nye lavenergi-boliger.

Det samlede byområde forudsættes at være 20.000 m² for de små huse og 40.000 m² for de store huse.

Der er i denne analyse taget udgangspunkt i luft-til-vand varmepumper.

Den marginale fjernvarmeproduktionspris er fastsat til en gennemsnitspris af de tidligere beregnede marginale varmeproduktionspriser.

Baseret på samme fremgangsmåde som for vurderingen af potentialet for fjernvarmekonvertering er der beregnet de årlige varmeproduktionsomkostninger pr. forbruger for hver af de to cases (Figur 12.1).



Figur 12.1 Brugerekonomiske årlige varmeproduktionspriser for hhv. individuel forsyning og fjernvarmeforsyning.

Der er til etablering af distributionsnet brugt samme omkostningsberegning som i analyserne for konvertering af eksisterende byområder. Omkostningerne vil for nye byområder være lavere, da distributionsledningerne kan etableres i ubefæstet område.

Som det fremgår af Figur 12.1, er fjernvarmeforsyningen rentabel i begge cases. Dette skyldes bl.a., at investeringen i de individuelle varmepumper er relativt høje.

13 Konklusion

Der er i EPT33-området stadig et væsentligt teknisk potentiale i at konvertere fra individuel opvarmning til fjernvarme. Potentialet består i høj grad af muligheden for fortætning i de nuværende fjernvarmeforsynede områder.

Grunden til at dette potentiale ikke i dag er konverteret til fjernvarme, kan blandt andet skyldes, at flere fjernvarmeselskaber endnu ikke har haft mulighed for at nedbringe varmeproduktionsprisen. Nogle selskaber er afskåret fra at bruge biomassekedler til varmeforsyning. Herudover er elvarmeafgiften stadig ikke godkendt varigt nedsat på et niveau, der gør varmepumperne attraktive nok til at selskaberne vælger at gå denne vej.

Analysen har vist, at det selskabsøkonomiske potentiale for konvertering til fjernvarme er stort. Således vil det være selskabsøkonomisk rentabelt at øge andelen af fjernvarme i EPT33-området fra 59 % til 78 %. Udfordringen ved konverteringen skyldes bl.a., at en række fjernvarmeselskaber endnu ikke har haft muligheden for at omstille til en mere konkurrencedygtig produktionsteknologi (såsom biomassekedler).

I endnu højere grad skyldes det dog, at der er krav om, at projekter er samfundsøkonomisk rentable førend de kan blive godkendt iht. Varmeforsyningsloven. Det har den virkning, at såvel konvertering til fossilfri fjernvarmeproduktion som konvertering fra individuel opvarmning til fjernvarme bliver begrænset.

Det samfundsøkonomiske potentiale for konvertering til fjernvarme inden for fjernvarmeforsyningsområder (fortætning) er relativt høj og kan øge fjernvarmedækningen her fra 87 % til 94 %.

Det samfundsøkonomiske potentiale for konvertering til fjernvarme i byer nær forsyningsområder og byer uden fjernvarme er meget begrænset.

Samlet set er der et samfundsøkonomisk potentiale i at øge andelen af fjernvarme i varmeforsyningen fra 59 % til 64 %.

Størstedelen af konverteringspotentialet findes allerede i 2020.

De marginale varmeproduktionsomkostninger brugt til at beregne konverteringspotentialet er fundet ud fra en optimering af de nuværende systemer ud fra hhv. gældende (BAU) rammer og med reviderede rammer (fossilfri).

Denne analyse viser, at der selskabsøkonomisk i BAU-scenariet bliver en væsentlig efterspørgsel på store varmepumper i fjernvarmeforsyningen. Hvis biomassekedler bliver tilladt som forsyningsform i de decentrale naturgasbaserede kraftvarmeområder viser analysen, at disse dog – alt andet lige – vil blive valgt i stedet for varmepumperne.

De samfundsøkonomiske analyser viser også en vis efterspørgsel på ny kapacitet, men fastholder dog noget af produktionen på naturgasbaseret fjernvarme de steder, hvor dette i dag er dominerende. I det fossilfrie scenarie bliver biogas

en væsentlig energikilde. Dog forventes prisen på biogas at være så høj, at der også kommer anden ny kapacitet ind i fjernvarmesystemerne.

Den individuelle forsyning forventes løbende at omstille til individuelle varmepumper. Disse er fundet brugerøkonomisk fordelagtige. Mellemstore og store bygninger kan i nogle tilfælde efterspørge jordvarmepumper i stedet, men for de bygninger, der ligger i tæt bebyggede områder, vurderes dette dog at blive en udfordring.

Samlet set fører analyse frem til følgende svar på de i indledningen fire stillede spørgsmål.

Hvordan er den samfundsøkonomisk optimale varmforsyning sammensat i et system uden fossile brændsler?

Individuelle varmepumper vil kunne fortrænge en stor del af de nuværende individuelle varmforsyningsformer. Varmepumperne vil endvidere være økonomisk attraktive i forhold til andre individuelle forsyningsmuligheder samt udbygning af fjernvarme til områder, der i dag ikke er forsynet.

I fjernvarmforsynede områder, hvor distributionsledninger allerede er etableret, findes at en fortætning af fjernvarmen vil være samfundsøkonomisk mulig for ca. 50 % af varmebehovet.

Hvilket parametre er særligt afgørende i prioriteringen mellem forskellige forsyningsformer?

Nogle af de forudsætninger der vil have væsentlig indflydelse på valget af individuel opvarmning, vil være naturgas- og elpriserne. Inden reduktion af elvarmeafgiften fra 400 kr./MWh til 150 kr./MWh er naturgaskedler og individuelle luft-til-vand varmepumper nogenlunde ligeværdige brugerøkonomisk. Reduktionen af elvarmeafgiften medfører dog, at varmepumperne bliver noget mere attraktive.

Set på valget mellem individuel opvarmning og fjernvarme er ledningsinvesteringerne en stor udfordring. Omkostningerne er – især i Storkøbenhavn – meget høje og medfører begrænset konkurrenceevne selskabsøkonomisk. Samfundsøkonomisk er potentialet udenfor nuværende fjernvarmforsynede områder nul.

Hvilke tiltag kan gennemføres inden for de gældende rammebetingelser, der kan igangsætte en omstilling mod det fossilfrie system?

Pga. den planlagte reducerede elvarmeafgift forventes varmepumper (både individuelle og til fjernvarme) at blive konkurrencedygtig med andre produktionsformer. Dette betyder at fjernvarmebrugere i systemer, der i dag ikke må etablere biomassekedler, kan få fjernvarme fra varmepumper i stedet. Dette gælder som udgangspunkt ikke i det storkøbenhavnske system, da dette er et centralt system. Her forventes varmepumper dog at få dispensation iht. Varmeforsyningsloven.

For de forbrugere der ikke er – og ikke forventes – konverteret til fjernvarme, vil de individuelle varmepumper kunne fortrænge de nuværende fossile brændsler.

Hvilke udviklingstiltag der kan gennemføres nu, er ikke optimalt forenelige med det fossilfrie system?

Der er i dag som sådan ikke nogen udfordringer i rammebetingelserne for at få foretaget disse konverteringer til varmepumper.

Udfordringen med de nuværende rammebetingelser forventes i høj grad at være ifm. de mellemstore og store systemer. Etablering af varmepumper på mere end 20 MW vil give udfordringer med især pladsforhold til luftindtag eller adgang til andre store mængder varme. Dette kan begrænse det reelle potentiale for indpasning af store varmepumper i fjernvarmesystemerne.

Bilag A Marginale varmeproduktionspriser

Forklaring til efterfølgende tabeller:

Tallene i tabellerne viser de balancerede varmeproduktionspriser over en 20-årig periode for en marginal udvidelse af fjernvarmeforbruget med start i det angivne år. Prisen i 2020 angiver således den balancerede varmepris for perioden 2020-2039 for en marginal udvidelse af fjernvarmeforbruget startende i 2020. Med balanceret varmepris menes, at der er taget hensyn til, at bl.a. brændselspriserne udvikler sig over tid. Der er herudover taget hensyn til kalkulationsrenten, således at de nære år vægter mere end de fjerne år.

De marginale varmeproduktionspriser, som angivet i tabellen, må ikke forveksles med de totale gennemsnitlige varmeproduktionspriser. De marginale varmeproduktionspriser angiver meromkostningerne ved at skulle levere en lille ekstra mængde fjernvarme givet den struktur fjernvarmesystemet har i udgangssituationen. I nogle fjernvarmeområder, f.eks. Rønne, vil produktionskapaciteten på eksisterende anlæg, f.eks. grundet historiske årsager, være tilstrækkelig til at levere en lille ekstra mængde fjernvarme. I disse områder bliver den marginale varmeproduktionspris lav, idet der i produktionsprisen ikke indgår omkostninger til ny produktionskapacitet. I andre områder, f.eks. Storkøbenhavn, vil der i løbet af perioden være behov for mere ny produktionskapacitet, såfremt fjernvarmeforbruget øges end, hvis det ikke øges. I disse områder er den marginale varmeproduktionspris alt andet lige højere, idet der i produktionsprisen også indgår omkostninger til ny kapacitet.

Selskabsøkonomiske marginale varmeproduktionspriser, BAU. Må IKKE forveksles med totale gennemsnitlige omkostninger – se forklaring i tekstboksen først i dette bilag.

| Marginale varmeproduktionspriser, kr./MWh | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 |
|---|------|------|------|------|
| DTU-HF | 277 | 270 | 254 | 237 |
| Lillerød Øst Fjernvarme | 274 | 268 | 259 | 243 |
| Allerød Fjernvarme | 281 | 274 | 265 | 255 |
| Frederikssund Fjernvarme | 277 | 274 | 268 | 260 |
| Halsnæs Forsyning | 268 | 262 | 251 | 238 |
| Gilleleje Fjernvarme | 214 | 218 | 221 | 218 |
| Græsted Fjernvarme | 206 | 210 | 213 | 215 |
| Helsingør Fjernvarme | 275 | 272 | 265 | 257 |
| Nordøstsjælland Fjernvarme | 219 | 227 | 228 | 222 |
| Hillerød-Farum-Værløse | 249 | 247 | 240 | 232 |
| Hundested Varmeværk | 277 | 273 | 259 | 241 |
| Kyndby Fjernvarme | 279 | 268 | 252 | 235 |
| Borup Fjernvarme | 260 | 255 | 246 | 234 |
| Rønne Fjernvarme | 101 | 102 | 103 | 103 |
| Aakirkeby og Lobbæk Fjernvarme | 237 | 242 | 236 | 223 |
| Havdrup Fjernvarme | 280 | 268 | 254 | 240 |
| Jægerspris Fjernvarme | 276 | 273 | 266 | 258 |
| Skuldelev Fjernvarme | 278 | 273 | 265 | 255 |
| Vejby-Tisvilde Fjernvarme | 279 | 274 | 266 | 257 |
| Slagslunde Fjernvarme | 278 | 273 | 265 | 256 |
| Hasle Fjernvarme | 253 | 240 | 219 | 195 |
| Egedal Fjernvarme | 206 | 210 | 213 | 215 |
| Smørum Kraftvarme | 278 | 272 | 255 | 239 |
| Klemensker Fjernvarme | 210 | 210 | 210 | 210 |
| Neksø Fjernvarme | 263 | 264 | 256 | 246 |
| Storkøbenhavns net | 294 | 307 | 325 | 340 |

Selskabsøkonomiske marginale varmeproduktionspriser, fossilfri. Må IKKE forveksles med totale gennemsnitlige omkostninger – se forklaring i tekstboksen først i dette bilag.

| Marginale varmeproduktionspriser, kr./MWh | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 |
|---|------|------|------|------|
| DTU-HF | 265 | 259 | 248 | 236 |
| Lillerød Øst Fjernvarme | 274 | 268 | 259 | 243 |
| Allerød Fjernvarme | 281 | 274 | 265 | 255 |
| Frederikssund Fjernvarme | 274 | 271 | 264 | 255 |
| Halsnæs Forsyning | 268 | 262 | 251 | 238 |
| Gilleleje Fjernvarme | 214 | 218 | 221 | 218 |
| Græsted Fjernvarme | 206 | 210 | 213 | 215 |
| Helsingør Fjernvarme | 286 | 286 | 283 | 269 |
| Nordøstsjælland Fjernvarme | 226 | 233 | 235 | 237 |
| Hillerød-Farum-Værløse | 220 | 217 | 215 | 214 |
| Hundested Varmeværk | 277 | 273 | 259 | 241 |
| Kyndby Fjernvarme | 279 | 268 | 252 | 235 |
| Borup Fjernvarme | 260 | 255 | 246 | 234 |
| Rønne Fjernvarme | 101 | 102 | 103 | 103 |
| Aakirkeby og Lobbæk Fjernvarme | 237 | 242 | 236 | 223 |
| Havdrup Fjernvarme | 280 | 268 | 254 | 240 |
| Jægerspris Fjernvarme | 276 | 273 | 266 | 258 |
| Skuldelev Fjernvarme | 278 | 273 | 265 | 255 |
| Vejby-Tisvilde Fjernvarme | 279 | 274 | 266 | 257 |
| Slagslunde Fjernvarme | 278 | 273 | 265 | 256 |
| Hasle Fjernvarme | 253 | 240 | 219 | 195 |
| Egedal Fjernvarme | 206 | 210 | 213 | 215 |
| Smørum Kraftvarme | 256 | 233 | 206 | 178 |
| Klemensker Fjernvarme | 210 | 210 | 210 | 210 |
| Neksø Fjernvarme | 263 | 264 | 256 | 246 |
| Storkøbenhavns net | 294 | 307 | 325 | 340 |

Samfundsøkonomiske marginale varmeproduktionspriser, BAU. Må IKKE forveksles med totale gennemsnitlige omkostninger – se forklaring i tekstboksen først i dette bilag.

| Marginale varmeproduktionspriser, kr./MWh | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 |
|---|------|------|------|------|
| DTU-HF | 299 | 300 | 290 | 287 |
| Lillerød Øst Fjernvarme | 300 | 302 | 293 | 289 |
| Allerød Fjernvarme | 301 | 313 | 318 | 319 |
| Frederikssund Fjernvarme | 301 | 313 | 306 | 304 |
| Halsnæs Forsyning | 295 | 310 | 320 | 331 |
| Gilleleje Fjernvarme | 285 | 289 | 296 | 300 |
| Græsted Fjernvarme | 285 | 289 | 295 | 300 |
| Helsingør Fjernvarme | 329 | 292 | 265 | 249 |
| Nordøstsjælland Fjernvarme | 288 | 301 | 299 | 296 |
| Hillerød-Farum-Værløse | 293 | 310 | 315 | 319 |
| Hundested Varmeværk | 293 | 289 | 284 | 285 |
| Kyndby Fjernvarme | 299 | 301 | 292 | 288 |
| Borup Fjernvarme | 284 | 284 | 290 | 296 |
| Rønne Fjernvarme | 208 | 183 | 160 | 133 |
| Aakirkeby og Lobbæk Fjernvarme | 285 | 289 | 296 | 300 |
| Havdrup Fjernvarme | 303 | 309 | 305 | 304 |
| Jægerspris Fjernvarme | 299 | 316 | 318 | 316 |
| Skuldelev Fjernvarme | 302 | 312 | 309 | 306 |
| Vejby-Tisvilde Fjernvarme | 304 | 259 | 225 | 205 |
| Slagslunde Fjernvarme | 300 | 308 | 294 | 288 |
| Hasle Fjernvarme | 294 | 305 | 312 | 319 |
| Egedal Fjernvarme | 285 | 289 | 296 | 300 |
| Smørum Kraftvarme | 299 | 300 | 291 | 288 |
| Klemensker Fjernvarme | 282 | 281 | 288 | 293 |
| Neksø Fjernvarme | 295 | 312 | 323 | 333 |
| Storkøbenhavns net | 370 | 406 | 442 | 441 |

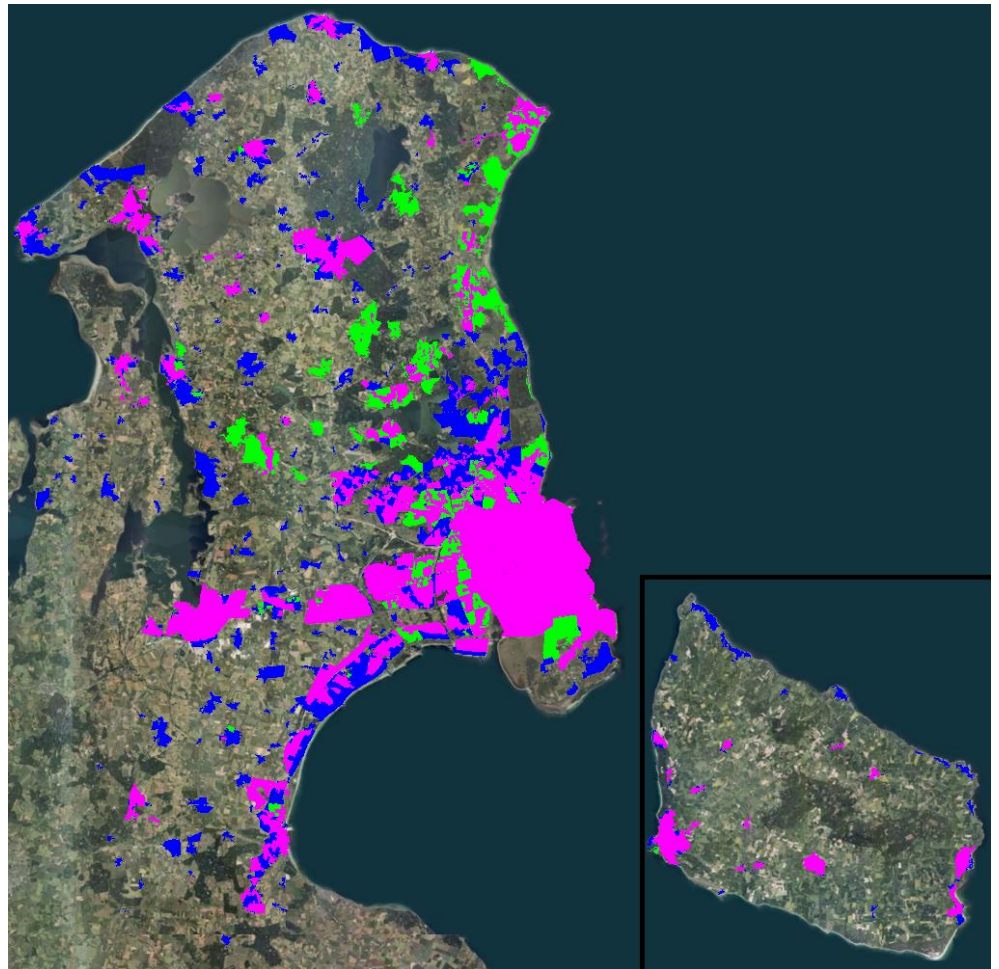
Samfundsøkonomiske marginale varmeproduktionspriser, fossilfri. Må IKKE forveksles med totale gennemsnitlige omkostninger – se forklaring i tekstboksen først i dette bilag.

| Marginale varmeproduktionspriser, kr./MWh | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 |
|---|------|------|------|------|
| DTU-HF | 314 | 331 | 339 | 346 |
| Lillerød Øst Fjernvarme | 314 | 326 | 334 | 343 |
| Allerød Fjernvarme | 322 | 333 | 342 | 350 |
| Frederikssund Fjernvarme | 313 | 331 | 340 | 349 |
| Halsnæs Forsyning | 295 | 310 | 320 | 331 |
| Gilleleje Fjernvarme | 285 | 289 | 296 | 300 |
| Græsted Fjernvarme | 285 | 289 | 295 | 300 |
| Helsinge Fjernvarme | 305 | 329 | 338 | 347 |
| Nordøstsjællandss Fjernvarme | 296 | 264 | 262 | 258 |
| Hillerød-Farum-Værløse | 307 | 313 | 316 | 319 |
| Hundested Varmeværk | 310 | 323 | 325 | 334 |
| Kyndby Fjernvarme | 314 | 329 | 325 | 331 |
| Borup Fjernvarme | 284 | 284 | 290 | 296 |
| Rønne Fjernvarme | 208 | 183 | 160 | 133 |
| Aakirkeby og Lobbæk Fjernvarme | 285 | 289 | 296 | 300 |
| Havdrup Fjernvarme | 330 | 328 | 336 | 343 |
| Jægerspris Fjernvarme | 314 | 330 | 339 | 348 |
| Skuldelev Fjernvarme | 317 | 331 | 339 | 348 |
| Vejby-Tisvilde Fjernvarme | 305 | 332 | 341 | 349 |
| Slagslunde Fjernvarme | 317 | 331 | 339 | 348 |
| Hasle Fjernvarme | 294 | 305 | 312 | 319 |
| Egedal Fjernvarme | 285 | 289 | 296 | 300 |
| Smørum Kraftvarme | 314 | 332 | 340 | 348 |
| Klemensker Fjernvarme | 282 | 281 | 288 | 293 |
| Neksø Fjernvarme | 295 | 312 | 323 | 333 |
| Storkøbenhavns net | 370 | 406 | 442 | 441 |

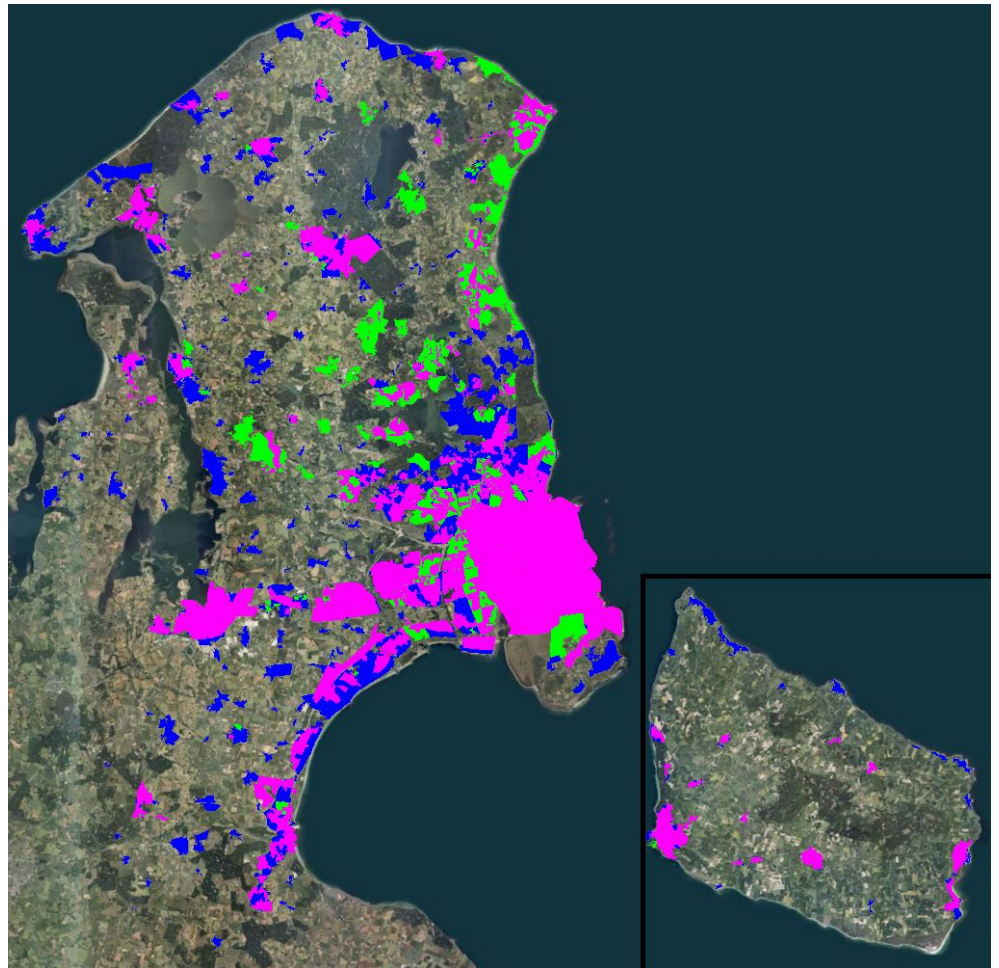
Bilag B Fjernvarmepotentiale

For hvert analyseret byområde er det estimeret, hvor vidt individuel opvarmning eller fjernvarme forventes at være billigste forsyning. Nedenstående kort viser byområderne ud fra, hvor vidt fjernvarme (grøn) eller individuel opvarmning (blå) er billigste løsning. Hertil er de nuværende fjernvarmeforsynede områder illustreret (lyserøde). Der er ikke vist figurer for de samfundsøkonomiske resultater, da der ikke er fundet et samfundsøkonomisk potential for konvertering til fjernvarme uden for eksisterende fjernvarmeforsynede områder (fortætning).

Selskabsøkonomi, business as usual



Selskabsøkonomi, fossilfri



Samfundsøkonomi, business as usual og fossilfri

Da der praktisk taget ikke er fundet noget samfundsøkonomisk potentiale for konvertering til fjernvarme i analysen er der ikke vist tilsvarende potentiale-kort for de samfundsøkonomiske scenarier.