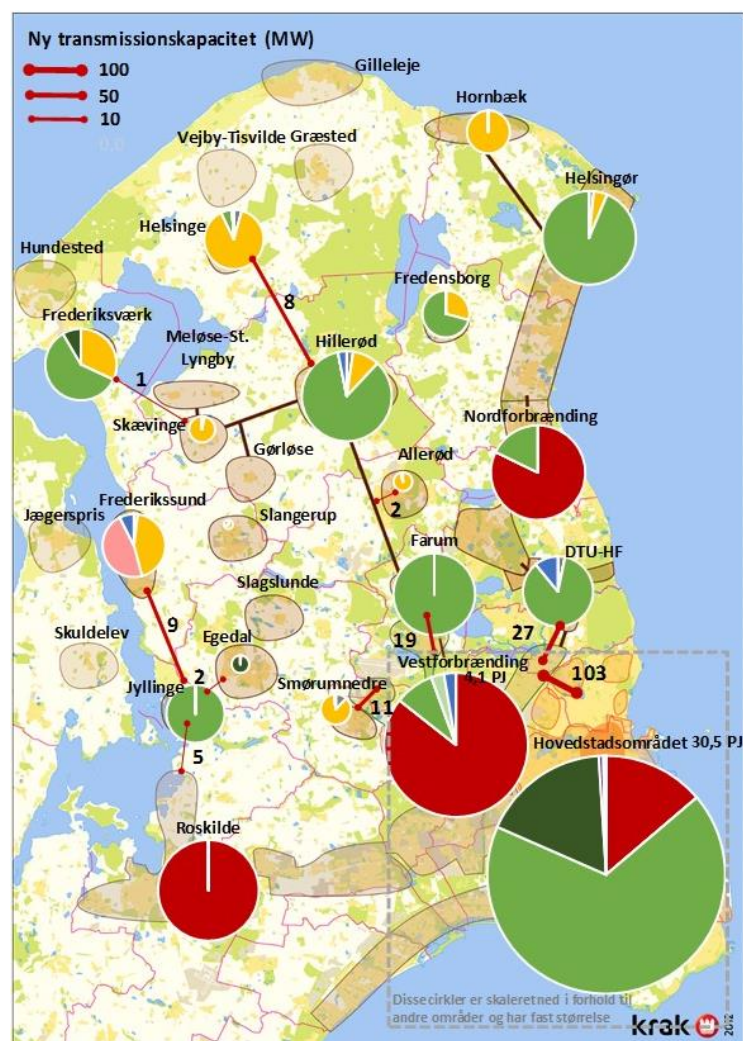




Regional fjernvarmeanalyse

SCREENING AF MULIGHEDER FOR EN KOORDINERET UDBYGNING AF VARMETRANSMISSION OG PRO- DUKTION I REGION HOVEDSTADEN MOD 2035



Udgivet d. 1. november, 2015

Udarbejdet af:

Ea Energianalyse
Frederiksholms Kanal 4, 3. th.
1220 København K
T: 88 70 70 83
F: 33 32 16 61
E-mail: info@eaea.dk
Web: www.eaea.dk

Udarbejdet for:

CTR
Farum Fjernvarme
Forsyning Helsingør
Frederiksberg Forsyning
Hillerød Forsyning
HOFOR
Høje Taastrup Fjernvarme
Nordforbrænding
VEKS
Vestforbrænding

Indhold

Sammenfatning	4
1 Baggrund og formål	9
2 Metode og overordnede forudsætninger	12
2.1 Den anvendte optimeringsmodel.....	12
2.2 Overordnede forudsætninger	13
2.3 Fjernvarmeproduktionen i regionen i 2015	20
3 Resultater – Grundscenarie.....	24
3.1 Udviklingen i fjernvarmeproduktionen mod 2035	24
3.2 Investeringer i grundlastkapacitet.....	25
3.3 Investeringer i solvarme og varmelagre	29
3.4 Varmetransmission og –produktion set i sammenhæng	32
4 Resultater – Følsomhedsanalyser	39
4.1 Max for central bio	40
4.2 Samfundsøkonomisk optimering og frit brændselsvalg.....	44
4.3 Følsomhedsbetragtning for geotermi	55
Teknisk bilag: Forudsætninger	58
4.4 Brændselspriser	58
4.5 CO ₂ -pris.....	58
4.6 Elpris	58
4.7 Eksisterende og planlagte produktionsanlæg og varmelagre	59
4.8 Net-model.....	59
4.9 Investeringsomkostninger for varmetransmission.....	61
4.10 Varmetransmissionstab	64
4.11 Data for varmeproduktionsteknologier og varmelagre som modellen kan investere i	66
4.12 Mulige investeringer i fjernvarmeområderne	67
4.13 Udetider for produktionsanlæg.....	69

Sammenfatning

Baggrund of formål

Mange af varmeforsyningsselskaberne i Region Hovedstaden har planer om omlægninger eller udvidelser i fjernvarmeproduktionen. Denne rapport omhandler en screening af mulighederne for en koordineret udbygning af både fjernvarmeproduktion og transmission i regionen. Med screening menes, at analysen giver indikationer af, hvilke udbygningsmuligheder, der kan være økonomisk fordelagtige, og som det vil være relevant at undersøge nærmere. Derimod kan screeningen ikke i sig selv bruges som grundlag for investeringsbeslutninger eller i forbindelse med sager under projektbekendtgørelsen. Der til kræves mere detaljerede analyser af de konkrete udbygningsmuligheder. Screeningen har til formål at danne grundlag for et bredt samarbejde imellem forsyningsselskaberne i regionen omkring de fremtidige udbygninger med varmeproduktion og transmission.

Metode

I analysen anvendes el- og varmemarkedsmodellen Balmorel til at optimere det sammenhængende fjernvarme- og elsystem ud fra en minimering af de samlede omkostninger. Som input til modellen angives fjernvarmebehov, elbehov¹, eksisterende og planlagte produktionsanlæg, varmelagre og varme-transmissionsanlæg. Hertil kommer brændsels- og CO₂-priser, tekniske og økonomiske data for nye anlæg, potentialer for vedvarende energi og energi/klimapolitiske målsætninger mv. De eksisterende/planlagte anlæg ud tjenes efterhånden som deres levetider udløber. Ud fra disse rammebetingelser foretager modellen så investeringer i ny produktion, transmission, og lagerkapacitet i det omfang, det er økonomisk attraktivt ud fra en samlet systembetragtning. Derudover beregner modellen, hvordan driften skal fordeles mellem anlæggene over året.

Dialog og modelopbygning

Igennem projektet har der været en grundig dialog med mange af fjernvarmeselskaberne i regionen for at indsamle og validere data og forudsætninger, metode og resultater har undervejs været præsenteret og diskuteret. Som resultat er der blevet opbygget en detaljeret model for fjernvarmesystemerne i regionen, som både omfatter varmeproduktion, -transmission og -lagre. Det er denne model, der er gjort brug af i analysen.

Perspektiv mod 2035

I analysen er der primært fokus på år 2035, hvor det på baggrund af den tidligere regerings målsætning er forudsat, at de fossile brændsler er udfaset i re-

¹ Elbehovet dækkes ved køb af el i elmarkedet.

gionens fjernvarme- og elforsyning. Dertil er år 2015 simuleret for at vise udgangspunktet og år 2020 som et trin på vejen mod den fossile fri forsyning i 2035.

Biomasse og affald dominerer i selskabsøkonomisk perspektiv

Screeningen peger på, at i et selskabsøkonomisk perspektiv, hvor gældende regulering antages fastholdt, vil fjernvarmeforsyningen i Region Hovedstaden primært blive baseret på biomasse og affald og sekundært solvarme. Ny grundlastkapacitet vil i dette perspektiv primært bestå i biomasse-kraftvarme. Solvarme vil bidrage med en mindre samlet andel i regionen, men vil dog have en væsentlig rolle i de mindre områder, hvor biomasse-kraftvarme ikke er en realistisk mulighed. Screeningen viser endvidere et betydeligt selskabsøkonomisk potentiale for investering i sæsonvarmelagre og korttidsvarmelagre.

Selskabsøkonomisk potentiale for ny transmission på ca. 190 MW

Under nuværende rammebetingelser (tilskud, afgifter og projektbekendtgørelse) peger screeningen på, at det kan være fordelagtigt at sammenkoble fjernvarmenettene i Region Hovedstaden yderligere med ca. 190 MW ny transmissionskapacitet, udover de eksisterende og allerede planlagte ledninger. Optimeringen peger bl.a. på nye transmissionsudbygninger mellem CTR og Vestforbrænding, DTU-Holte Forsyning og Vestforbrænding, Farum og Vestforbrænding, Vestforbrænding og Smørumnedre, VEKS og Jyllinge, Jyllinge og Frederikssund samt Hillerød og Helsingør.

Biomasse-kraftvarme driver transmissionsudbygningerne

Transmissionsudbygningerne drives særligt af, at de forskellige fjernvarmeområder i regionen har forskellige forudsætninger for at kunne etablere biomasse-kraftvarme: På Amagerværket og Avedøreværket kan der etableres store biomasse-kraftvarmeanlæg med tilhørende stor-skalafordele, i de mellemstore områder kan der investeres i medium biomasse-kraftvarmeanlæg, og i de mindre fjernvarmeområder er biomasse-kraftvarme ikke antaget praktisk muligt. Disse forskelle udmønter sig i forskelle i de marginale varmeproduktionsomkostninger på tværs af områderne, hvilket gør det økonomisk attraktivt at etablere og udvide fjernvarmeledninger mellem områderne.

Følsomhedsanalyse understøtter resultat

I en følsomhedsanalyse er det antaget, at der ikke kan investeres yderligere i store biomasse-kraftvarmeanlæg på de centrale kraftværkspladser efter biomasse-omstillingen på Amagerværket og Avedøreværket². Analysen peger på, at det i dette perspektiv stadig primært vil være biomasse og affald og sekundært solvarme, der præger fjernvarmeforsyningen. Følsomhedsanalysen peger på, at det vil være selskabsøkonomisk fordelagtigt at investere i biomasse-

²Bygningen af ny træflisfyret blok 4 på Amagerværket, som erstatter den kulfyrede blok 3, og omstillingen til træpiller på Avedøreværkets blok 1, som derefter antages lukket i 2033.

kraftvarmekapacitet decentralt (her i DTU-HF og Vestforbrænding), som i kombination med transmissionsudbygning, gør det muligt at føre fjernvarme fra biomasse-værkerne ind til hovedstadsområdet. Følsomhedsanalysen peger på transmissionsudbygning de samme steder som i Grundscenariet; blot varierer selve overførselskapaciteterne. Den samlede nye transmissionsudbygning er på 380 MW i denne følsomhedsanalyse.

I et samfundsøkonomisk perspektiv spiller varmepumper en stor rolle

I en anden følsomhedsanalyse er der foretaget en samfundsøkonomisk optimering uden regulering; dvs. uden afgifter, skatter og tilskud, og uden projekt-bekendtgørelsens kraftvarmekrav (indførelse af frit brændselsvalg i både de centrale og centrale områder). Analysen viser, at varmepumper i dette perspektiv spiller en stor rolle i regionens fjernvarmeforsyning. Biomasse-kraftvarme bidrager her kun med produktion fra eksisterende/planlagte anlæg, og solvarme er ude af billedet. Investering i ny storskala biomasse-kraftvarme på de centrale kraftværkspladser er dog tæt på at kunne konkurrere med varmepumperne.

..men lokale barrierer er ikke analyseret.

Det skal nævnes, at der til varmepumperne er taget udgangspunkt i overordnede varmekildepotentialer i områderne. Der er ikke analyseret konkrete lokaliteter til varmepumperne. Desuden er eventuelle ekstraomkostninger til rørføring til fjernvarmenettet ikke indregnet. For udeluft-baserede varmepumper kan der desuden være udfordringer omkring støj og pladskrav, og årsvirkningsgraden kan være lavere end her forudsat (2,5). Dertil kan der eksempelvis være lokale miljøhensyn, som vanskeliggør udnyttelsen af søer som varmekilde, og afhængig af vanddybden kan der være udfordringer med lave vandtemperaturer om vinteren for brug af sø/havvand som varmekilde.

Mindre behov for varmelagre

Den samfundsøkonomiske følsomhedsanalyse peger på et mindre økonomisk potentiale for varmelagre. Det skyldes bl.a. at der ikke investeres i solvarme, og dermed er der ikke behov for lagre til at understøtte indpasningen af denne varierende varmeproduktion. Desuden er andelen af biomasse-kraftvarme lavere, hvilket medvirker til reduceret behovet for varmelagre til at optimere kraftvarmeinvestering og -drift i forhold til elpris-variationer. Varmelagerresultaterne er dog mere usikre, da analyserne ikke er timebaserede men er gennemført med lavere tidsopløsning³.

³ Når der vælges en lavere tidsopløsning end time-niveau sammenkobles tidsafsnit der ikke er ægte kronologiske. Herved mistes information, som især har betydning for økonomien i lagerteknologier.

Uoverensstemmelse mellem selskabs- og samfundsøkonomi

Forskellene mellem grundberegningen og den samfundsøkonomiske følsomhedsanalyse viser, at den gældende regulering ikke fremmer de varmeproduktionsteknologier, som har bedst samfundsøkonomi. Analysen bekræfter, at uoverensstemmelser mellem selskabs- og samfundsøkonomien skaber usikkerhed om hvilke varmeproduktionsinvesteringer der bør vælges i den grønne omstilling.

Beskedent samfundsøkonomisk potentiale for ny transmission

I den samfundsøkonomiske følsomhedsberegning, hvor der investeres i varmepumper i stor stil, er der et væsentligt mindre behov for ny transmission, ca. 40 MW i alt i regionen. Baggrunden for dette er, at forskellene mellem de forskellige varmeområder i form af varmeproduktionsomkostninger, bliver meget mindre. Mange af områderne har, på screeningsniveau, adgang til flere forskellige varmekilder og har derved muligheder for at opnå gode COP værdier (virkningsgrader) for varmepumperne. Alle områder har desuden adgang til udeluft som varmekilde. Endelig er der i beregningerne ikke forudsat nogen storskalafordel for varmepumperne. Dermed reduceres gevinsten ved at etablere sammenkoblinger mellem fjernvarmeområderne. Endelig er varmepumper billigere per MW varme end biomasse-kraftvarme og kræver derfor ikke lige så mange fuldlasttimer for at være rentable. Alle disse varmepumpeforudsætninger bidrager til at begrænse nytten af investeringer i varmetransmission.

Geotermi kan være økonomisk fordelagtigt for den rette case

Den selskabsøkonomiske optimering i Grundscenariet peger ikke på geotermi som værende en attraktiv investering. En følsomhedsanalyse indikerer, at det ud fra en marginal betragtning ville være selskabsøkonomisk rentabelt at investere i geotermi (træfliskedel som drivvarme) i Hillerød, Farum, Køge, DTU-HF, Vestforbrænding og/eller Nordforbrænding, hvis investeringsomkostningen for det samlede anlæg (geotermi + træfliskedel) var 1,5-2,3 mio. kr./MW-varme lavere end forudsat. Det svarer til, at investeringsomkostningen skulle være 11-17 % lavere end de ca. 14 mio. kr./MW-varme, som er antaget. Det skal ses i forhold til det brede spænd, der i et endnu ikke afrapporteret geotermi-screeningsprojekt er fundet for investeringsomkostningerne for geotermi⁴. Det indikerer, at geotermi i visse tilfælde kan være selskabsøkonomisk fordelagtig, hvis særligt fordelagtige lokale forudsætninger taler for det.

Generelt omkostningsniveau for geotermi dog højt

Det gennemsnitlige omkostningsniveau for geotermi er dog et stykke fra at være selskabsøkonomisk konkurrencedygtigt. Det hænger sammen med, at en

⁴ "Analyse af mulighederne for indpasning af geotermi i 28 udvalgte fjernvarmeområder i Danmark", udarbejdet for Energistyrelsen, forventes offentliggjort snarest.

fremtidig omkostningsreduktion primært ville skulle ske på selve geothermianlægget (ikke træfliskedlen), som typisk udgør ca. 50 % af varmeproduktionskapaciteten. Set i det lys ville en omkostningsreduktion på 11-17 % for det samlede anlæg (geotermi + træfliskedel) sandsynligvis kræve en omkostningsreduktion på ca. 22-34 % for selve geothermianlægget. Dertil skal der tages højde for den relativt store risiko, der er forbundet med geotermiprojekter (Risiko-præmie). Der er i screeningsanalysen ikke indregnet en risikopræmie i omkostningerne for geotermi.

1 Baggrund og formål

Koordinering vigtig

Mange af varmeforsyningsselskaberne i Region Hovedstaden har planer om omlægninger eller udvidelser i fjernvarmeproduktionen. Flere selskaber planlægger ny biomasse-kraftvarme, og der overvejes investering i solvarme og geotermi flere steder. Samtidig er mange af fjernvarmeområderne i dag sammenkoblede (via varmetransmissionsledninger) eller kunne eventuelt blive sammenkoblet ved investering i ny transmission. Der kan derfor være god fornuft i at koordinere udbygningsplanerne. Derved kan suboptimering undgås, og der kan opnås besparelser i fjernvarmeproduktionen.

De første skridt til regionale analyser

De første skridt i de nærværende regionale analyser blev taget i 2013 i regi af Varmeplan Hovedstaden 3, hvor potentialerne ved enkelte udvalgte sammenkoblinger af fjernvarmenettene blev undersøgt på et overordnet niveau. Igennem Varmeplan Hovedstaden 3 blev det *regionale forum* etableret⁵, og resultaterne fra de regionale analyser blev præsenteret for dette forum d. 5. september 2013. Resultaterne indikerede, at der kunne være betydelige gevinster ved øget sammenkobling af fjernvarmenettene; dog uden eksempelvis at indregne investeringsomkostninger for varmetransmission.

Styregruppen

Efterfølgende har en række fjernvarmeselskaber udvist interesse for en mere omfattende regional fjernvarmeanalyse. Det er denne analyse, der her rapporteres. Følgende selskaber har deltaget i styregruppen for den regionale fjernvarmeanalyse:

- CTR
- VEKS
- HOFOR
- Vestforbrænding
- Nordforbrænding
- Forsyning Helsingør
- Hillerød Forsyning
- Farum Fjernvarme
- Frederiksberg Forsyning

⁵ Det regionale forum omfatter bl.a.: Albertslund kommune, Allerød kommune, Brøndby Fjernvarme, CTR, DTU, E.On, Farum Fjernvarme, Frederiksberg Forsyning, Forsyning Helsingør, Gentofte Fjernvarme, Gladsaxe Fjernvarme, Glostrup Forsyning, Greve fjernvarme, Helsingør Fjernvarme, Hillerød Forsyning, HOFOR, Holte Fjernvarme, Hvidovre Fjernvarme, Høje-Taastrup Fjernvarme, Ishøj Fjernvarme, Nordforbrænding, Roskilde Forsyning, Rødovre Fjernvarme, Slagslunde Fjernvarme, Smørum Kraftvarme, Solrød Fjernvarme, Tårnby Forsyning, VEKS, Vestforbrænding og Værløse Varmeværk.

- Høje Taastrup Fjernvarme (som repræsentant for Albertslund Forsyning, Greve Fjernvarme, Hvidovre Fjernvarme og Roskilde Forsyning)

Analysen er en screening	Den regionale fjernvarmeanalyse, som her afrapporteres, er en <i>screening</i> af mulighederne for en koordineret udbygning af varmetransmission og produktion i fjernvarmesystemerne i regionen. Med screening menes, at analysen giver indikationer af, hvilke udbygningsmuligheder, der kan være økonomisk fordelagtige, og som det vil være relevant at undersøge nærmere. Derimod kan screeningen ikke i sig selv bruges som grundlag for investeringsbeslutninger eller i forbindelse med sager under projektbekendtgørelsen. Dertil kræves mere detaljerede analyser af de konkrete udbygningsmuligheder.
Grundlag for samarbejde	Screeningen har til formål at danne grundlag for et bredt samarbejde imellem forsyningsselskaberne i regionen omkring de fremtidige udbygninger med varmeproduktion og transmission.
Detaljeret model opbygget	Igennem projektet har der været en grundig dialog med mange af fjernvarmeselskaberne i regionen (ikke kun styregruppen) for at indsamle og validere data. Som resultat, er der blevet opbygget en detaljeret model for fjernvarmesystemerne i regionen, som både omfatter produktion, transmission og lagre. Det er denne model, der er anvendt til analysen.
Omfattende dialog	Undervejs i projektet har forudsætninger, metode og resultater været præsenteret og diskuteret indgående i styregruppen. Der er også modtaget værdifuld feedback fra det regionale forum d. 28. november 2014, hvor forudgående resultater blev præsenteret.
Kobling til "Energi på tværs"	Forud for denne regionale analyse har fremtidsperspektiverne for Region Hovedstaden også været analyseret i projektet "Energi på tværs" ⁶ . I "Energi på tværs" er de langsigtede perspektiver mod 2050 blevet analyseret omhandlende alle relevante sektorer (el, fjernvarme, individuel opvarmning, transport osv.), og der er opstillet virkemidler til at understøtte den grønne omstilling. Imidlertid har man i "Energi på tværs" ikke undersøgt mulighederne for øget sammenkobling af fjernvarmenettene; udover det allerede planlagte. I nærværende regionale analyse er muligheder for sådanne transmissionsudbygninger netop undersøgt. Der er her anlagt et nærfremtidsperspektivet mod 2035, og der er primært fokus på fjernvarmeforsyningen i regionen (med kobling til elsystemet). En stor del af datagrundlaget er fælles for de to projekter; fx har potentialer for varmepumper og solvarme kortlagt i "Energi på tværs" været

⁶ <http://www.xn--energiptvrs-38ap.dk/>.

anvendt som udgangspunkt i den regionale fjernvarmeanalyse. Samtidig har data indsamlet data i den regionale analyse for produktionsanlæg og varme-forbrug mv. også været inddraget i "Energi på tværs".

Resultater og overordnede forudsætninger er præsenteret i denne rapport, mens mere detaljerede forudsætninger er angivet i en fortrolig bilagsrapport.

2 Metode og overordnede forudsætninger

2.1 Den anvendte optimeringsmodel

Modellen Balmorel	Til analyserne anvendes el- og varmemarkedsmodellen Balmorel. Modellen optimerer det sammenhængende fjernvarme- og elsystem ud fra en minimering af de samlede omkostninger.
Input til modellen	Som input til modellen angives fjernvarmebehov, elbehov, eksisterende og planlagte produktionsanlæg, varmelagre og varmtransmissionsanlæg samt brændsels- og CO ₂ -priser, tekniske og økonomiske data for nye anlæg, potentialer for vedvarende energi og energi/klimapolitiske målsætninger mv. De eksisterende/planlagte anlæg udtjenes i modellen efterhånden som deres levetider udløber.
Modellen foretager investeringer	Ud fra dette foretager modellen så investeringer i ny produktion-, transmission-, og lagerkapacitet i det omfang, det ud fra en samlet systembetragtning er økonomisk attraktivt. I optimeringen beregner modellen dermed, hvorvidt det fx kan betales sig at investere i nye fjernvarmeledninger mellem fjernvarmeområder og/eller nye kraftvarmeværker, kedler, varmepumper, solvarmeanlæg, geotermianlæg, og/eller varmelagre.
Modellen foretager også lastfordeling over året	Derudover beregner modellen, hvordan driften skal fordeles mellem anlæggene for hvert tidsegment over året. Denne lastfordeling bestemmes ud fra, hvad der giver de laveste omkostninger for systemet samlet set.
2020 og 2035 som beregningsår	Der er foretaget modelberegninger for år 2015, 2020 og 2035. 2015 er simuleret uden mulighed for nye investeringer i regionen og repræsenterer udgangspunktet. I 2020 fortager modellen så nye investeringer (og optimerer driften). Dette ud fra forventede fjernvarmebehov, anlæg, brændselspriser osv. i 2020. Dernæst optimeres år 2035, hvor de investeringer i anlæg, som modellen har foretaget i 2020, også inkluderes. Optimeringen af hvert af de to beregningsår sker ud fra, hvordan priser, varmebehov, elbehov og kapaciteter mv. ser ud det givne år. Modellen inddrager således ikke udviklingen i fremtidige år.
Perfekt fremsyn inden for hvert beregningsår	Når modellen optimerer investeringer og drift for det givne beregningsår, sker det med fuld viden om hvordan varme/elbehov, vindkraft-produktion, solvarmeproduktion mv. vil udvikle sig over hele året ⁷ . Modellen har så at sige perfekt fremsyn. Det svarer til en antagelse om, at der kan laves 100 % pålidelige prognoser, og er noget der karakteriserer mange energimodeller. Antagelsen

⁷ Modellen kan derfor karakteriseres som en såkaldt deterministisk model.

om perfekt fremsyn betyder primært, at omkostninger til regulerkraft og reserver i elsystemet ikke er fuldt ud repræsenteret. Det perfekte fremsyn har ikke nævneværdig betydning for analysens resultaterne, da fokus her er på hvordan, der sikres billigst mulig fjernvarmeforsyning i regionen; og da der desuden er sikret tilstrækkelig spidslast-varmekapacitet i fjernvarmeområderne (se også afsnit 2.2.). Det kan dog nævnes, at modellens perfekte fremsyn betyder, at brugen af varmelagre kan superoptimeres, da fremtidige varmeproduktioner og varmebehov er kendt.

Tidsaggregering

I modellen er der anvendt en tidsaggregering for at kunne opnå en acceptabel kørselstid; dvs. den tid det tager for modellen at gennemregne et scenarie (ca. et halvt døgn for hver af de to iterationer). I modellen er variationerne i varmebehov, elbehov, elpris, vindkraftproduktion osv. inden for døgnet og ugen således aggregeret til 6 repræsentative tidsperioder. Der er simuleret 12 uger per år som repræsentation for årets 12 måneder. Tidsaggregeringen anvendt i analysen betyder, at systemværdien af varmelagre undervurderes. Varmelager-resultaterne skal derfor tages med forbehold.

Geografisk afgrænsning

Det danske elsystem er via udlandsforbindelserne tæt integreret med det tyske og de nordiske elnet. Derfor omfatter modellen ikke alene Region Hovedstadens fjernvarme men også resten af Danmark samt de nordiske lande og Tyskland. I analysens resultater fokuseres der så på de relevante fjernvarmeområder i Region Hovedstaden.

2.2 Overordnede forudsætninger

100 % VE i fjernvarme- og elsektoren i 2035

Analyserne tager udgangspunkt i den tidligere regerings målsætninger om at udfase fossile brændsler i el- og varmesektoren mod 2035:

- Kul udfases på kraftværkerne i 2030.
- Naturgas og olie til el- og varmeproduktion (fjernvarme og individuel opvarmning) udfases i 2035.

I modellen er kul således ikke tilladt fra 2030 og investeringer i kulkraft er over hele perioden ikke tilladt. Naturgas (og olie) er i modellen ikke tilladt i el- og fjernvarmeproduktionen fra 2035. Gasnettet er forudsat opretholdt mod 2035; men hvor der fra og med 2035 anvendes opgraderet biogas eller anden VE-gas i nettet frem for naturgas.

Den nye regering har for nylig udmeldt, at ovenstående nationale målsætninger ikke længere følges. Det betyder, at der ikke længere er energipolitisk grundlag for at forvente udfasning af individuelle naturgasfyr i 2035 (de energipolitiske målsætninger kan dog ændre sig igen inden 2035). Det fremtidige

fjernvarmegrundlag forudsat i analysen kan dermed være overvurderet i nogle områder. Uanset de nationale energimålsætninger har Region Hovedstaden imidlertid en vision om at sikre en fossilfri el- og varmeforsyning i 2035⁸. Det understøtter relevansen af den i analysen forudsatte fossilfrie el- og varmeforsyning i regionen i 2035. Desuden kan det nævnes, at Københavns Kommune eksempelvis stadig har et mål om CO₂-neutralitet fra 2025.

Selskabsøkonomisk optimering ud fra gældende regulering

I grundscenariet foretages en selskabsøkonomisk optimering, hvor den gældende regulering forudsættes fastholdt mod 2035. Således er dagens afgifter, tilskud, tariffer og skatter såvel som projektbekendtgørelsen forudsat fastholdt mod 2035. Kraftvarmekravet i centrale kraftvarmeområder og i fjernvarmeområder med naturgasbaseret fjernvarmeforsyning er dermed antaget gældende (jf. Varmeforsyningsloven). Dermed er det i denne type områder som udgangspunkt ikke forudsat muligt at opsætte biomasse-kedler. Dog er den nylige aftale om frit brændselsvalg på de 50 dyreste barmarksværker implementeret i modellen⁹; i de af regionens fjernvarmeområderne, der figurerer på denne liste er det dermed gjort muligt at investere i op til 1 MW biomasse-kedel (Helsinge, DTU-HF, Jægerspris, Skuldelev, Hundested og Vejby Tisvilde; heraf er det kun Helsinge og DTU-HF, som er inkluderet i analysen). Det er antaget, at kraftvarmekravet i centrale kraftvarmeområder løses, således at det tillades at investere i varmepumper (uanset varmekilde), geotermi og solvarme.

Varmebehov og eksisterende og planlagte anlæg

Nuværende og fremtidig fjernvarmeforbrug samt eksisterende og planlagte varme/elproduktionsanlæg, varmelagre og varmetransmissionsanlæg er inkluderet ud fra oplysninger modtaget fra varmeselskaberne.

Tilstrækkelig spidslastkapacitet

De indsamlede data for spidslastkapaciteter i fjernvarmeområderne er ikke fyldestgørende, og der er derfor i modellen sikret tilstrækkelig spidslast kedelkapacitet i alle fjernvarmeområder¹⁰. Dermed er modellens investeringer i produktions- og transmissionskapacitet ikke drevet af at kunne tilfredsstille varmebehovet. Modellens investeringer er derimod alene drevet af at hvad

⁸ <https://www.regionh.dk/presse-og-nyt/pressemeddelelser-og-nyheder/Sider/Hovedstadsborgmestrene-om-banebrydende-energisamarbejde.aspx>.

⁹ <http://www.danskfjernvarme.dk/nyheder/nyt-fra-dansk-fjernvarme/arkiv/2014/141126aftale-paa-plads-frit-braendelsvalg-til-50-barmarksvaerker>.

¹⁰ Den ekstra spidslastkapacitet er indlagt som en forudsætning i modellen, og selve investeringsomkostningen for denne har dermed ingen relevans for resultaterne. Det er alene selve omkostningerne til drift af spidslastanlæggene, der har betydning (omkostninger til brændselsforbrug og variabel D&V osv.).

der giver den billigste fjernvarmeproduktion i regionen. Dette ud fra en systembetragtning for alle fjernområder betragtes samlet, og hvor el-indtægter osv. indregnes.

Affaldskapaciteter på niveau med i dag

Affaldskapaciteten i regionen er antaget på niveau med kapaciteten i dag¹¹, og der gives ikke mulighed for investering i yderligere affaldskapacitet. Det er antaget, at der er rigeligt affald til at kapaciteterne kan udnyttes fuldt ud svarende til, at der kan importeres affald til regionen fra andre dele af Danmark eller udlandet. Affaldsprisen er generelt sat til -250 kr./ton (-23,8 kr./GJ) svarende til et antaget fremtidigt modtagegebyr. Der er ikke indregnet en særskilt affaldspris for import af affald.

Mulige investeringer afhænger af området

I optimeringen er der opstillet rammer for hvilke produktionsteknologier og varmelagre, som modellen kan investere i afhængig af hvilken type fjernvarmeområde der er tale om. Rammerne for de mulige investeringer er vist i det tekniske bilag i afsnit 4.12 bagerst i rapporten. Eksempelvis er biomasse-kraftvarme ikke forudsat muligt i mindre fjernvarmeområder og investering i store biomasse-kraftvarmeværker er kun forudsat muligt på Amagerværket og Avedøreværket. I screeningen er det ikke undersøgt, hvor vidt der reelt er fysisk plads til nye kraftværker eller produktionsudvidelser på de givne kraftværkspladser/områder.

Biomasse-ressourcer

Import af træflis og træpiller er forudsat muligt mod 2035, da disse biomasse-ressourcer handles på tværs af landegrænser. Lokale biomasse-ressourcer, dvs. halm og biogas, er antaget begrænset til de nationale ressourcer.

Teknologidata for ny produktion og varmelagre

Data for de investeringer i produktionsanlæg og varmelagre, som modellen kan investere i, er primært baseret på Teknologikataloget¹². For geotermi er der dog for investeringsomkostningerne suppleret med erfaringstal fra Varmeplan Hovedstaden 3. Dertil er investeringsomkostninger per m³ for sæsonvarmelagre forudsat dobbelt så høje som i Teknologikataloget, da dette vurderes at give en bedre repræsentation af omkostninger til tilslutning og styring (se Teknisk bilag, afsnit 4.11). Dertil er der anvendt særskilte antagelser om årsgennemsnitlige virkningsgrader for varmepumper afhængig af varmekilden.

¹¹ Nyt affaldsanlæg forudsættes på Amager Ressource Center før 2020 som erstatter gamle affaldsanlæg, og ny ovn antages hos Nordforbrænding før 2020, som erstatter tre gamle ovne. Affaldsanlæg på Vestforbrænding og KARA-NOVEREN antages uændret mod 2035.

¹² Energistyrelsen, 2015: "Technology Data for Energy Plants Generation of Electricity and District Heating, Energy Storage and Energy Carrier Generation and Conversion".

Fjernvarmeforbindelser	Eksisterende og planlagte fjernvarmeforbindelser mellem fjernvarmenettene i regionen er inkluderet i modellen ud fra data oplyst af varmeselskaberne. Derudover kan modellen investere i yderligere fjernvarmeforbindelser mellem områderne. Modellen gives mulighed for både at investere i nye fjernvarmeledninger og at forstærke eksisterende fjernvarmeledninger. Data for investeringsomkostninger for nye fjernvarmeledninger er baseret på landsgennemsnittene angivet i COWI (2014), "Fjernvarmeanalyse, Bilagsrapport, Varmeatlas og fjernvarmepotentiale" udarbejdet for Energistyrelsen (se Teknisk bilag, afsnit 4.9). I modelberegningerne tages der højde for, at investeringsomkostningerne for ny transmissionskapacitet per MW afhænger af både rørdimension og rørlængde, og at det er dyrere at etablere fjernvarmeledninger over befæstede arealer end over ubefæstede arealer. Transmissionsomkostningerne er således behandlet konsistent ud fra et ensartet grundlag. Derimod er der ikke taget højde for eventuelle lokale forhold som kan resultere i særligt høje eller lave transmissionsomkostninger på givne strækninger. De reelle transmissionsomkostninger kan derfor afvige fra de omkostninger, som er antaget i denne screening. Varmetransmissionstab er modelleret som konstante varmetab afhængig af rørdimension og rørlængde (se Teknisk bilag, afsnit 4.10).
Hydrauliske forhold i nettet	Der er anvendt en netmodel, hvor transmissionskapacitets-begrænsningerne forudsættes konstante over året; dvs. uafhængigt af temperaturforhold. Der er således ikke tale om en hydraulisk model. Varmeoverførslerne i grundscenariet i CTRs og HOFORs net har dog været vurderet overordnet ud fra et hydraulisk perspektiv, og disse vurderinger peger på, at transmissionsbilledet ikke umiddelbart er urealistisk i forhold til, hvad hydraulikken tillader. Nærmere hydrauliske beregninger vil dog være nødvendigt forud for eventuelle konkrete transmissions- og produktionsudbygninger.
Data anvendt	I kortlægningen af varmekildepotentialerne er der i vid udstrækning taget udgangspunkt i data for regionen i projektet "Energi på Tværs". Der er så suppleret med konkrete data modtaget fra varmeselskaberne. Dertil er det her som noget nyt gjort muligt for modellen at investere i varmepumper baseret på spildvarme fra fjernkølingsanlæg.
Rente og levetid	I modellen annuiseres investeringerne ud fra en antaget levetid og rente. For produktionsanlæg og varmelagre er antaget en realrente på 3 % og en levetid på 25 år. For transmissionsanlæg er forudsat en realrente på 3 % og en levetid på 40 år.

Lokale varmepumpepotentialer

Lokale overordnede potentialer for varmepumper i hvert af fjernvarmeområderne er inkluderet i modellen ud fra data og vurderinger af tilgængelige varmekilder. Tabel 1 viser de varmekilder, der er inkluderet og hvor store potentialer, der forudsat samlet set i Region Hovedstaden. Den antagne COP afhængig af varmekilden er også vist. Varmepumper baseret på spildvarme fra fjernkølingsanlæg har den begrænsning, at kølebehovet og dermed spildvarmeressourcen er størst i den varme del af året, hvor der til gengæld er mindst behov for fjernvarme. Dette er der taget højde for i modellen.

Tabel 1. Varmekildepotentialer og COP for varmepumper forudsat i Region Hovedstaden¹³.

Varmekilde	Potentiale i regionen (MW varmeproduktionskapacitet)*	COP
Industriel overskudsvarme	50	4,0
Spildvarme fra fjernkølingsanlæg*	138	3,5
Spildevand	115	3,2
Drikkevand	22	3,1
Havvand/søer	Antaget ubegrænset for de områder der vurderes at have denne mulighed	2,9
Udeluft	Antaget ubegrænset for alle områder	2,5

Kilde: "Lokale vedvarende energiresourcer - Potentiale vurdering til Energi på tværs" suppleret med data modtaget fra varmeselskaberne. COP'erne er baseret på en antagelse om, at varmepumperne leverer til distributionsnettet.

*Primært estimeret ud fra nøgletal fra Rambøll et al. (2014): "Analyse af det danske kølepotentiale" (udarbejdet for Energistyrelsen) samt elforbrug for kommunerne. Potentialet forudsætter, at der allerede er opsat fjernkølingsanlæg på de givne steder. Der er suppleret med data modtaget fra enkelte varmeselskaber.

COP afhænger af varmekilden og temperaturen i nettet

Som vist i Tabel 1, varierer virkningsgraden (COP) for varmepumperne betydeligt afhængig af hvilken varmekilde, der anvendes. Det skyldes, at jo højere temperatur varmekilden har desto mindre er det temperaturløft, som varmepumpen skal foretage. Det reducerer varmepumpens energiforbrug og øger dermed COP. Industriel overskudsvarme har fx normalt en høj temperatur og når denne varmekilde anvendes, kan der derved opnås en høj COP (4 er forudsat). I den anden ende af spektret er varmepumper der anvender udeluft som varmekilde har en lav COP (2,5 er forudsat). I den økonomiske optimering vil modellen gå efter at bruge de varmekilder først, som giver højest COP.

¹³ Grundvandsvarmepumper er ikke medtaget, da potentialet herfor i høj grad afhænger af, om der er lokale potentialer herfor og denne type data har ikke været tilgængelige i projektet. De inkluderede varmekilder dækker dog allerede et bredt spænd af forskellige COP-niveauer.

Temperaturen i fjernvarmenettet bestemmer hvor høj en temperatur, varmen skal leveres ved og påvirker derved også det temperaturløft, som varmepumpen skal foretage. Nettets temperatur har dermed også betydning for, hvor høj en COP der kan opnås for varmepumperne. De forudsatte COP-niveauer afspejler en grundantagelse om, at varmepumperne kobles til distributionsnettet, hvor temperaturen er lavere end i transmissionsnettet. Det er antaget, at varmepumperne skal levere en fremløbstemperatur på 70-90 °C afhængig af årstiden. Varmepumpe-investeringer er i modellen også tilladt i hedtvandsområdet i Vestforbrænding (inden for de givne varmekildepotentialer), og der er ikke lavet særskilte antagelser om lavere COP'er i hedtvandsområdet.

Mulige lokale udfordringer ved varmepumper

Der er ikke lavet en undersøgelse af hvor varmepumperne konkret kan placeres, og der kan være lokale begrænsninger, som der ikke er taget højde for. Eksempelvis kan der være lokale miljøhensyn, som vanskeliggør udnyttelsen af søer som varmekilde, og afhængig af vanddybden kan der være udfordringer med lave vandtemperaturer om vinteren for udnyttelse af søer eller havvand som varmekilde. For udeluft-baserede varmepumper kan der være udfordringer omkring støj og pladskrav særligt i tæt-bebyggede områder, og årsvirkningsgraden (årsvægtet Coefficient of performance, COP) kan i praksis være lavere end her forudsat¹⁴.

Variation i varmepumpers COP over året som følge af særligt variationer i varmekildens temperatur er ikke modelleret. Det har særligt betydning for udeluft varmepumper, hvor udeluft-temperaturen og dermed COP er lav i de perioder, hvor der er størst behov for varme.

Tilslutningsomkostninger

For varmepumper baseret på havvand/søer er der indregnet 20 % højere investeringsomkostning som følge af større tilslutningsomkostninger. Derudover er der dog ikke indregnet eventuelle ekstraomkostninger til rørføring fra produktionsanlæg til fjernvarmenettene. Disse omkostninger vil afhænge af den konkrete placering af anlæggene i forhold til det givne fjernvarmenet. Afhængig af placeringen vil analysen dermed undervurdere de samlede investeringsomkostninger for etablering af nye produktionsanlæg; nok særligt for solvarme, varmepumper og geotermi, hvor produktionsanlægget ikke nødvendigvis vil blive placeret i nærheden af fjernvarmenettet.

¹⁴ COP på 2,5 i gennemsnit er antaget.

Lokale potentialer for geotermi ikke undersøgt	Lokale potentialer for geotermi ud fra geologiske forhold mv. har ikke være undersøgt, da dette ligger uden for projektets rammer. Der undergår et projekt for Energistyrelsen, som kan bidrage til at kortlægge mulighederne for geotermi i Danmark ¹⁵ .
Lokale solvarme-potentialer	Det er vanskeligt at vurdere, hvor store arealer der realistisk set kan afsættes til kollektive solvarmeanlæg i de enkelte områder, og dette kan variere meget afhængig af de lokale forhold. I betragtning af denne usikkerhed, er der i analysen som udgangspunkt forudsat et højt øvre loft for, hvor store solvarmeinvesteringer der tillades i optimeringen. Således er det antaget, at 15 % af landbrugsarealet i hver kommune kan reserveres til solvarmeanlæg. Dertil er der suppleret med tilbagemeldinger modtaget vedr. mulighederne for solvarme i de givne kommuner. Det er så den økonomiske konkurrencedygtighed af solvarme, der afgør, hvor vidt de angivne solvarmepotentialer udnyttes i modellen (på samme vis som med fx med varmepumperne).
Varmelager-begrænsninger	Pga. pladskrav er det ikke antaget muligt at etablere sæsonvarmelagre (damvarmelagre) på Amagerværket, Avedøreværket og Vestforbrænding. For de øvrige områder har det ikke være vurderet, hvor store sæsonvarmelagre og kortidsvarmelagre (ståltanke), der ville kunne kan etableres i de forskellige områder. Der er derfor ikke indsat øvre grænser, for hvor store varmelagre der kan investeres i. Derimod er der forudsat en minimumsgrænse for sæsonvarmelagre på 20.000 m ³ svarende til 1.000 MWh lagerkapacitet. Dette ud fra en betragtning om, at sæsonvarmelagre skal have en vis størrelse, før de er økonomisk fornuftige. De antagne varmelagerbegrænsninger fremgår også i oversigten over de tilladte investeringer i afsnit 4.12 i det tekniske bilag.
Inkluderede fjernvarme-områder	I resultatvisningen er der fokuseret på de fjernvarmeområder i Region Hovedstaden, som er relevante i forhold til de potentielle transmissionsledninger, som styregruppen har ønsket analyseret. Således vises der resultater for følgende fjernvarmeområder/net: • CTR • VEKS • HOFOR • Vestforbrænding • Nordforbrænding • Helsingør • Hillerød

¹⁵ "Analyse af mulighederne for indpasning af geotermi i 28 udvalgte fjernvarmeområder i Danmark", udarbejdet for Energistyrelsen, forventes offentliggjort oktober 2015.

- Farum
- DTU-Holte
- Frederikssund
- Frederiksværk
- Skævinge
- Gørløse
- Hornbæk
- Helsingør
- Slangerup
- Slagslunde
- Meløse-St. Lyngby
- Egedal
- Jyllinge (antages fjernvarmekonverteret efter 2020 og inden 2035)¹⁶
- Allerød
- Smørumnedre
- Fredensborg (antages fjernvarmekonverteret inden 2020)¹⁷

Følgende områder er der ikke vist resultater for: Gilleleje, Græsted, Vejby Tisvilde, Hundested, Jægerspris og Skuldelev. Disse områder er på de geografiske kort derfor blot angivet med grålige toner i baggrunden af billedet.

Grundscenarie og følsomhedsanalyser

Der er opstillet et Grundscenarie ud fra de forudsætninger, der er beskrevet ovenfor. Resultaterne for Grundscenariet præsenteres i det efterfølgende kapitel 3.

For at undersøge robustheden af resultaterne er der gennemført tre følsomhedsanalyser. Forudsætningerne for og resultaterne af følsomhedsanalyserne er beskrevet i kapitel 4.

2014-indeks anvendt

Omkostninger/priser er angivet i 2014-indeks (kr.-2014).

2.3 Fjernvarmeproduktionen i regionen i 2015

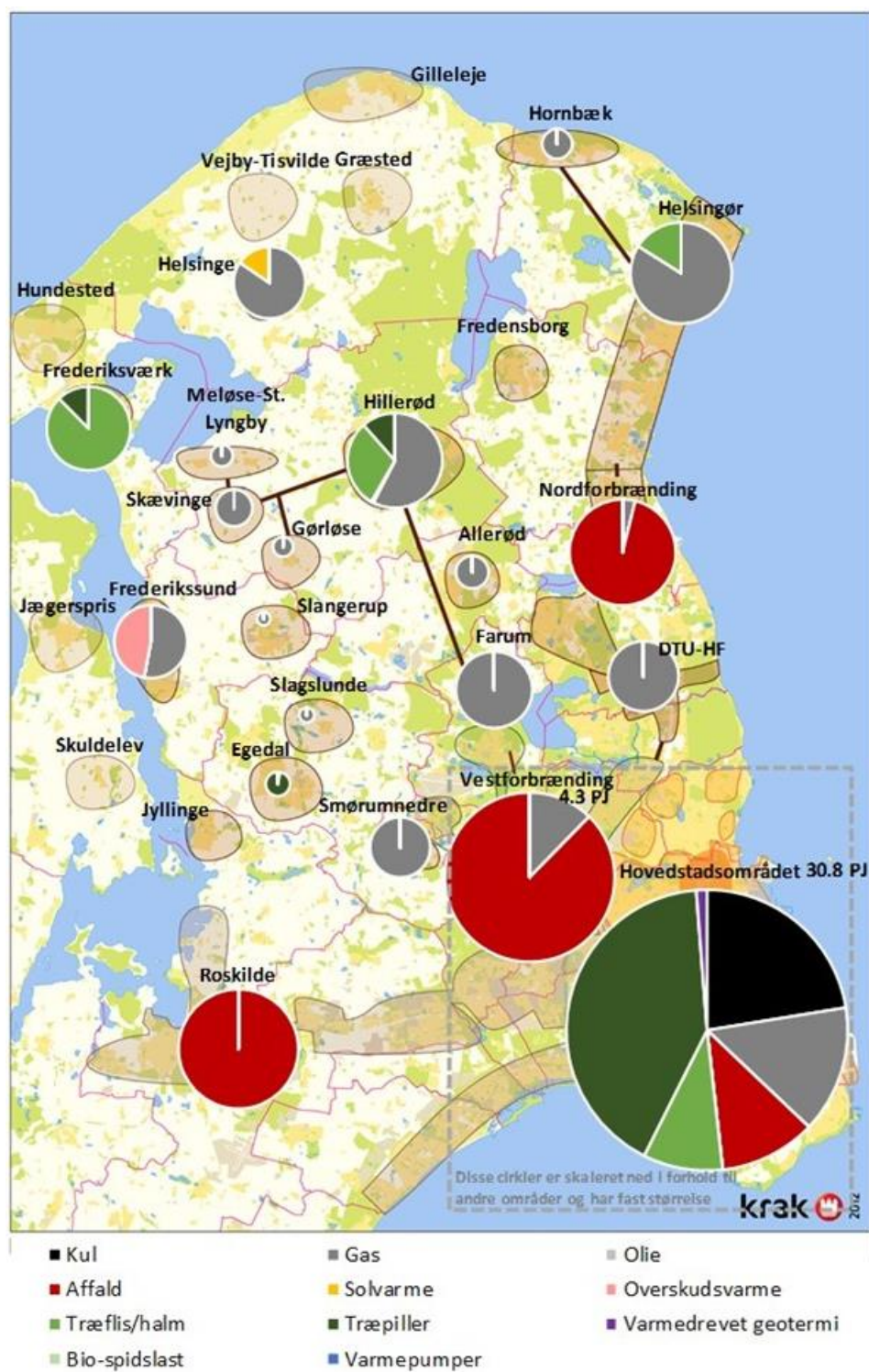
Figur 1 giver et geografisk billede af den nuværende fjernvarmeproduktion i Region Hovedstaden fordelt på brændsler. Visningen er baseret på en selskabsøkonomisk modeloptimering for år 2015 med gældende afgifter, tilskud og tariffer. Varmeproduktionen afspejler alene de eksisterende anlæg (der er i modellen ikke tilladt investering i nye anlæg).

¹⁶ Ud fra data fra VEKS i Varmeplan Hovedstaden regi.

¹⁷ Dette er i samråd med Nordforbrænding antaget for at kunne screene for, om det i så fald kunne være økonomisk fordelagtigt at investere i transmissionsforbindelse mellem Fredensborg og andre fjernvarmeområder. Det er imidlertid ikke sikkert, at der etableres fjernvarmeforsyning i Fredensborg.

Størrelsen af cirkel diagrammerne på kortet illustrerer størrelsesordenen af varmeproduktionen i de forskellige områder – dog er Vestforbrænding og hovedstadsområdet nedskalleret væsentligt på figuren i forhold til de øvrige områder og har fast størrelse.

Varmeproduktion illustreret for hovedstadsområdet omfatter anlæg i CTR's, HOFOR's og VEKS's fjernvarmenet (inkl. Køge Kraftvarme); dog er Roskilde (KARA/NOVEREN) angivet særskilt pga. den geografiske placering.



Figur 1 Simulering af regionens fjernvarmeproduktion i 2015 fordelt på brændsler; baseret på modeloptimering med gældende afgifter, tilskud og tariffer. Følgende områder er ikke simuleret: Vejby-Tisvilde, Græsted, Gilleleje, Hundested og Skuldelev. Fredensborg og Jyllinge er simuleret men antages først konverteret til fjernvarme på et senere tidspunkt

Figuren illustrerer placeringen af den affaldsbaserede varmeproduktion i regionen på Vestforbrænding, Nordforbrænding, KARA-NOVEREN og Amager Resource Center.

Der er som vist en del kulfyret fjernvarmeproduktion i hovedstadsområdet fra Avedøreværket (blok 1) og Amagerværket (blok 3). Der er desuden en betydelig mængde træpillefyret varmeproduktion i hovedstadsområdet fra Avedøreværket og Amagerværkets blok 1. For mange af de øvrige fjernvarmeområder i regionen kan naturgas ses at udgøre en stor del af fjernvarmeproduktionen. Biomasse indgår også med en betydelig andel af varmeproduktionen i 2015 i flere af områderne, og der er planlagt yderligere biomasse-kraftvarmeverker i Hillerød, Helsingør og Farum i de kommende år.

Køge er en integreret del af hovedstadsområdets net og fjernvarmeproduktionen fra Køge (Køge kraftvarmeverk) indgår også som en del af den samlede varmeproduktion vist for hovedstadsområdet. Det er således Køge kraftvarmeverk, der bidrager med den træflis-baserede fjernvarmeforsyning i hovedstadsområdet i 2015. Avedøreværket bidrager med halmbaseret fjernvarmeforsyning. De to værker står tilsammen for andelen angivet som træflis/halm i hovedstadsområdet i 2015.

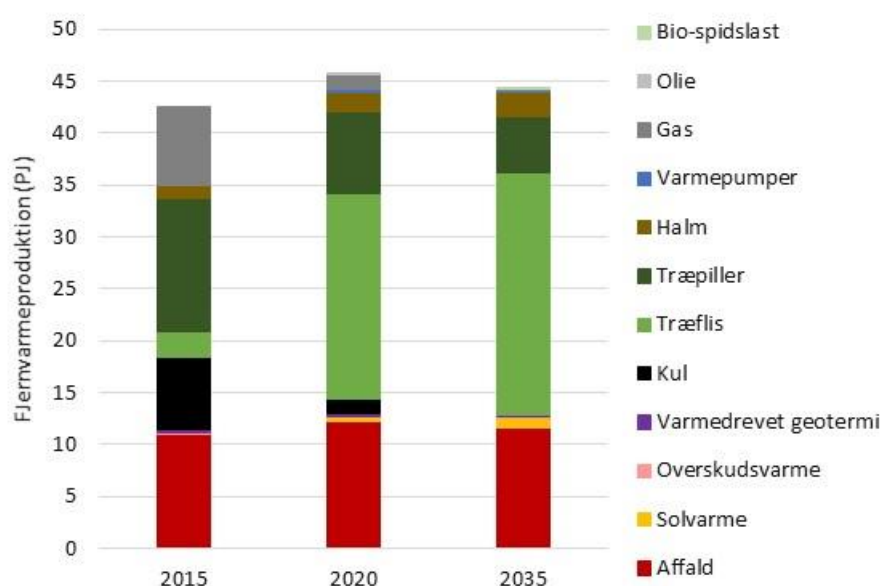
Varmeproduktionen i Roskilde (her affaldsvarme fra KARA-NOVEREN) er på figuren illustreret særskilt, selvom det i praksis og i modellen også er en integreret del af hovedstadsområdets fjernvarmenet.

3 Resultater – Grundscenarie

I dette kapitel præsenteres resultaterne af Grundberegningen. Først gives et overblik over hvordan fjernvarmeproduktionen udvikler sig mod 2035 i Grundscenariet. Dernæst præsenteres modellens investeringer i grundlastkapacitet, solvarme og varmelagre. Endelig gives et sammenhængende geografisk billede af både varmeproduktion og varmetransmission i regionen.

3.1 Udviklingen i fjernvarmeproduktionen mod 2035

Figur 2 viser hvordan den samlede fjernvarmeproduktion i regionen udvikler sig mod 2035 i Grundscenariet. Fjernvarmeproduktionen repræsenterer både eksisterende/planlagte anlæg samt ny anlæg, som modellen har investeret i i den selskabsøkonomiske optimering.



Figur 2. Grundscenariets udvikling i fjernvarmeproduktionen i de analyserede områder mod 2035.

Udviklingen i total fjernvarmeproduktion

Den samlede fjernvarmeproduktion i regionen stiger som vist fra 2015 til 2020, hvilket skyldes de forventede konverteringer til fjernvarme. Fra 2020 til 2035 falder fjernvarmeproduktionen som følge af de forventede varmebesparelser.

Grøn omstilling

Det ses, at der sker en udfasning af de fossile brændsler i fjernvarmeforsyningen mod 2035, da dette som nævnt er opsat som en betingelse i optimeringen (i modellen er kul ikke tilladt fra 2030 og naturgas og olie er ikke tilladt fra

2035). Der sker således en omfattende grøn omstilling af regionens fjernvarmeproduktion i Grundscenariet. Omstillingen sker hovedsageligt til biomasse, sekundært til solvarme og i beskeden grad til varmepumper. Affald bidrager med omtrent samme andel, da affaldskapaciteten mod 2035 er forudsat at have samme niveau som i dag.

Omstillinger på de centrale værker

Amagerværket og Avedøreværket udgør en markant del af volumenet i regionens samlede fjernvarmeproduktion. Der er planlagt en omstilling til biomasse på begge disse værker i nær fremtid og denne omstilling er en væsentlig del af forklaringen bag den udvikling, som figuren tegner. Fra 2015 til 2020 ombygges Avedøreværkets blok 1 til at kunne fyre med træpiller (ud over kul), og der bygges en ny træflisfyret blok 4 på Amagerværket, som erstatter den kulfyrede blok 3. Dette leder til betydelig reduktion i anvendelsen af kul i varmeforsyningen, og den træflisfyrede andel øges betydeligt. I samme periode lukkes H.C. Ørstedværkets blok 7¹⁸, hvilket også reducerer den naturgasfyrede produktion betydeligt. Fra 2020 til 2035 lukkes Avedøreværkets blok 1, hvilket reducerer den træpille-baserede forsyning.

Biomasse-kraftvarme udbygges yderligere

Ud over de planlagte omstillinger udbygger modellen yderligere med biomasse-kraftvarme i mange af fjernvarmeområderne. Denne udbygning beskrives nærmere i de følgende afsnit.

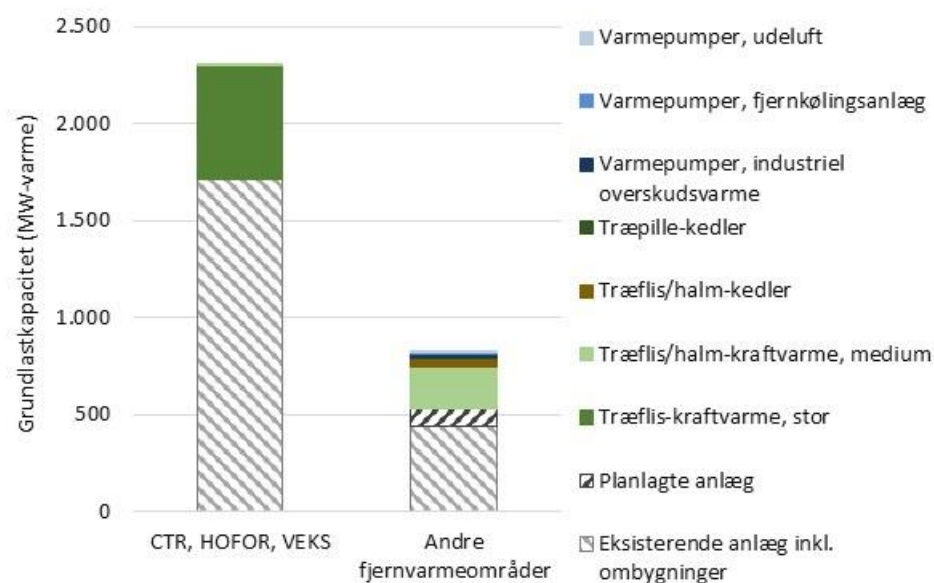
Solvarme

Solvarme fylder en beskeden del af regionens samlede fjernvarmeproduktion i Grundscenariet; i 2020 ca. 0,5 PJ svarende til ca. 1 % og i 2035 ca. 0,9 PJ svarende til ca. 2 %. Solvarmen spiller dog en væsentlig rolle i fjernvarmeforsyning i flere af de mindre fjernvarmeområder. Dette illustreres i afsnit 3.3.

3.2 Investeringer i grundlastkapacitet

Regionens samlede grundlastkapacitet til fjernvarmeproduktion i 2035 i Grundscenariet er vist på Figur 3.

¹⁸ Dette indgår som en af grundforudsætningerne fra Varmeplan Hovedstaden 3. For nyligt er der dog givet dispensation til H.C. Ørstedsværkets blok 7 til begrænset drift frem til 2023. Dispensationen vil blot betyde lidt reduceret drift på spidslastkedler.



Figur 3. Eksisterende og planlagt grundlastkapacitet samt modellens investeringer i grundlastkapacitet i regionen i Grundscenariet samlet set mod 2035. Kapaciteterne er opdelt på brændsler, anlægstyper og hhv. CTR's, HOFOR's og VEKS's net og andre fjernvarmeområder. Kategorien "Eksisterende anlæg inkl. ombygninger" inkluderer den samlede kapacitet på Amagerværket og Avedøreværket efter omstillingen til biomasse.

De to typer skraverede felter viser hhv. de eksisterende anlæg inkl. ombygninger/omstillinger og de planlagte anlæg. De farvede felter viser de akkumulerede investeringer i ny grundlastkapacitet, som modellen foretager i den selskabsøkonomiske optimering mod 2035. De planlagte anlæg og ombygninger/omstillinger er mere angivet mere detaljeret i bilaget bagerst i rapporten (afsnit 4.7).

Biomasse-kraftvarme attraktiv med gældende regulering

Det ses, at biomasse-kraftvarme udgør langt størstedelen af den grundlastkapacitet, som modellen investerer i mod 2035. Det skyldes, at den gældende regulering i høj grad fremmer biomasse-kraftvarme. Varmepumper udgør derimod en meget lille del af den nye grundlastkapacitet, da de har svært ved at konkurrere under de gældende økonomiske rammer med relativt høje elafgifter og eltariffer.

CTR, HOFOR, VEKS

Anlæg der forsyner CTR, HOFOR og VEKS, står som vist for størstedelen af grundlastkapaciteten. Det skyldes at, disse områder har et stort varmegrundlag og omfatter mange af de store værker (Amagerværket, Avedøreværket, Amager Ressource Center, KARA-NOVEREN og Køge Kraftvarmeværk). Modellen investerer i 585 MW-varme ny grundlastkapacitet af stor træflis/halm-kraftvarme i CTR, HOFOR og VEKS; herunder 312 MW-varme på Avedøreværket og 272 MW-varme på Amagerværket. En del af forklaring bag dette er, at Avedøreværkets blok 1 er forudsat lukket i 2033, hvorved der bortfalder en

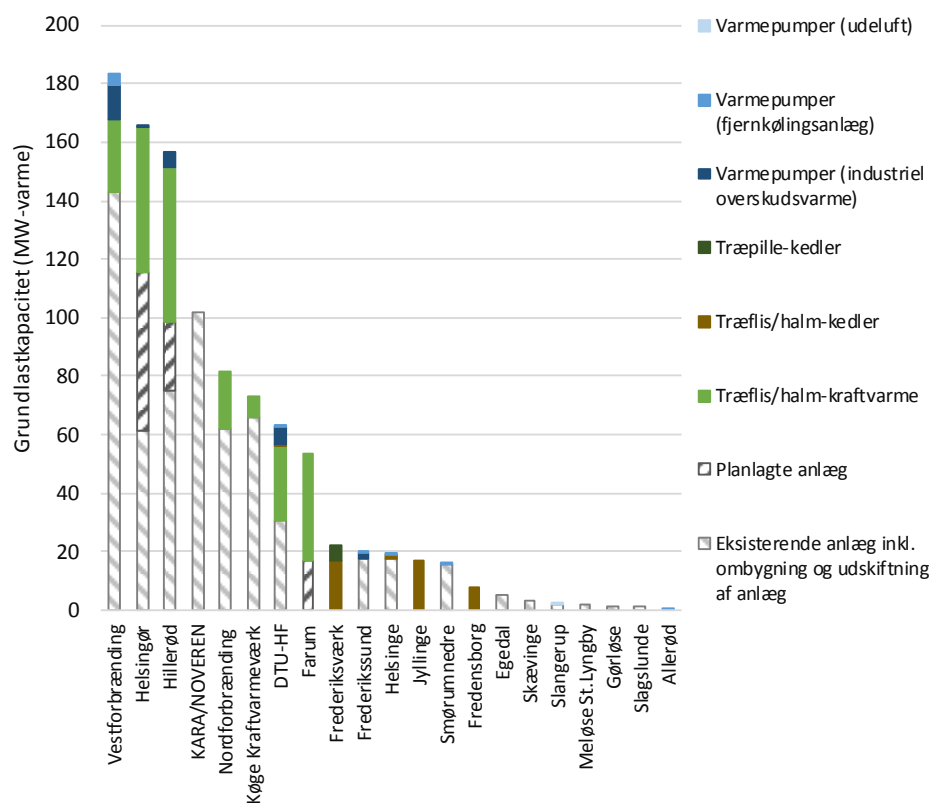
kapacitet på 359 MW-varme. Samlet set udbygges der dog med biomasse-kraftvarme, 226 MW-varme, på de centrale kraftværkspladser¹⁹. Denne netto-udbygning i modellen er dels revet af at billiggøre fjernvarmeforsyningen i selve CTR, HOFOR og VEKS og dels ved via, nye transmissionsforbindelser, at kunne overføre varme til decentrale områder. Dette uddybes i afsnit 3.4, der viser det samlede billede af både varmeproduktion og varmetransmission i regionen.

Andre fjernvarme-områder

I de øvrige fjernvarmeområder indgår de planlagte biomasse-kraftvarmeanlæg i Helsingør, Hillerød og Farum (i alt 95 MW-varme). Frem mod 2035 udbygger modellen biomasse-kraftvarmekapaciteten betydeligt; med 216 MW-varme i alle de øvrige områder til sammen. Dertil investerer modellen i 44 MW biomasse-kedler i de områder, hvor det er tilladt at opsætte biomasse-kedler jf. varmeforsyningsloven.

Figur 4 giver et mere detaljeret billede af grundlastkapaciteten i de andre fjernvarmeområder. Roskilde (hvor KARA/NOVEREN's affaldsanlæg er placeret) og Køge Kraftvarmeværk er også medtaget på figuren. De viste grundlastkapaciteter forsyner ikke alene det givne fjernvarmeområde men kan også bidrage til at forsyne de fjernvarmeområder, som de er sammenkoblet med. Fx forsyner Vestforbrænding også DTU-HF med fjernvarme.

¹⁹ Den lille udbygning med medium træflis/halm-kraftvarme der derudover kan ses, sker på Køge Kraftvarmeværk, 7 MW-varme.



Figur 4. Eksisterende og planlagt grundlastkapacitet samt modellens investeringer i grundlastkapacitet i Grundscenariet samlet set mod 2035; i andre fjernvarmeområder end CTR, HOFOR og VEKS. Roskilde (hvor KARA/NOVEREN's affaldsanlæg er placeret) og Køge (hvor Køge kraftvarmeværk er placeret) er dog også vist²⁰.

Biomasse-kraftvarme

Det ses, at modellen peger på investeringer i ny (medium) biomasse-kraftvarme i alle de mellemstore områder hvor dette er gjort muligt; Helsingør, Hillerød, Farum, DTU-HF, Vestforbrænding, Nordforbrænding (og i mindre grad i Køge). Mange af disse fjernvarmeområder er eller bliver via modellens transmissionsudbygninger sammenkoblet med andre fjernvarmeområder. Mange af de viste biomasse-kraftvarmeudbygninger er derfor dels drevet af at kunne levere varme til andre fjernvarmeområder. Det illustreres i afsnit 3.4.

Biomasse-kedler

Figur 4 viser, at modellens investeringer i biomasse-kedler primært sker i Frederiksværk, Jyllinge og Fredensborg, hvor der ikke er eksisterende naturgasbaseret fjernvarme, og hvor det dermed jf. varmemforsyningsloven er tilladt at etablere biomasse-kedler. Derudover investeres der i 1 MW biomasse-kedler i

²⁰ NB: I optimeringen lukkes en gasmotor i Nordforbrænding (6 MW-varme). Den viste kapacitet af eksisterende anlæg udgør kapaciteten i Nordforbrænding efter denne lukning.

hhv. DTU-Holte Forsyning (DTU-HF) og i Helsingør, hvor en sådan mindre udbygning er tilladt, da områderne er på listen over de områder, som er blevet givet denne dispensation²¹.

Varmepumper

Figuren viser, at de få varmepumpe-investeringer, som optimeringen peger på i Grundscenariet omhandler brug af varmekilderne industriel overskudsvarme og spildvarme fra fjernkølingsanlæg. Det skyldes bl.a., at disse varmekilder har relativt høj temperatur og dermed muliggør en høj virkningsgrad for varmepumpen (COP). Derudover er investeringsomkostningerne for varmepumpeanlæg koblet til fjernkøling antaget lavere, da samme varmepumpe kan anvendes til både fjernkøling og fjernvarme (jernkølingsanlæggene er antaget etableret som udgangspunkt, se Tabel 12). Varmekilde-potentialerne for industriel overskudsvarme og spildvarme fra fjernkølingsanlæg udnyttes i optimeringen fuldt ud i nogle områder og slet ikke i andre områder. Modellens varmepumpeinvesteringer afhængig således også af konkurrencen fra anden fjernvarmeproduktion i området (eller i tilkoblede fjernvarmeområder). Det illustrerer, at varmepumpeinvesteringerne i modellen både er begrænset af varmekildepotentialer og den selskabsøkonomiske konkurrencedygtighed.

Endelig kan det nævnes, at modellen investerer i en beskeden udeluft-varmepumpe-kapacitet på ca. 0,5 MW i Slangerup, hvor der ud fra de tilgængelige data ikke er forudsat andre varmekildepotentialer.

3.3 Investeringer i solvarme og varmelagre

Modellens samlede investeringer i solvarme mod 2035 er vist i Tabel 2 opdelt på fjernvarmeområder. Eksisterende solvarmeanlæg i de givne fjernvarmeområderne er ud fra oplyste forventede levetider forudsat udtjent i 2035. De viste investeringer i solvarme udgør dermed den samlede solvarmekapacitet i 2035 i analysen. Solvarmen udbygges med ca. 240.000 m² solfangerareal i 2020, som så øges til ca. 500.000 m² solfangerareal i 2035. I Hillerød, Helsingør og Skævinge investerer modellen ikke i solvarme før i 2035.

²¹ <http://www.danskjernvarme.dk/nyheder/nyt-fra-dansk-fjernvarme/arkiv/2014/141126aftale-paa-plads-frit-braendelsesvalg-til-50-barmarksvaerker>.

Tabel 2. Kollektive solvarmeanlæg og solvarmeproduktion genereret af optimeringsmodellen mod 2035 (Grundscenarie). Dette repræsenterer den samlede solvarmekapacitet/produktion i analysen i 2035, da eksisterende/planlagte solvarmeanlæg er forudsat udtjent i 2035.

Fjernvarmeområde	Solfangerareal (m ²)	Solvarmeproduktion (TJ/år)
Helsinge	97.000	175
Frederikssund	74.492	134
Frederiksværk	71.599	129
Hillerød	70.625	127
Hornbæk	56.883	102
Helsingør	39.402	71
Smørumnedre	24.964	45
Skævinge	22.215	40
Fredensborg	20.733	37
Allerød	14.917	27
Slangstrup	6.024	11
Slagslunde	2.699	5
Total	501.552	903

Solvarme stor rolle i mindre områder

Solvarmeinvesteringerne er særligt store i de mindre fjernvarmeområder - her Helsinge, Frederikssund, Frederiksværk, Hornbæk, Smørumnedre, Skævinge, Fredensborg, Allerød og Slangstrup, da investering i biomasse-kraftvarme ikke er forudsat realistisk i de mindre områder. Uden konkurrencen fra biomasse-kraftvarme og når gældende regulering forudsættes fastholdt, får solvarmen en stor rolle i fjernvarmeforsyningen i disse områder.

Screening indikerer betydeligt potentiale for varmelagre

Screeningen peger på et betydeligt selskabsøkonomisk potentiale for varmelagerinvesteringer som vist i Tabel 3.

Tabel 3. Modellens investeringer i korttidsvarmelagre (ståltanke) og sæsonvarmelagre (damvarmelagre) mod 2035.

	Korttids- varmelagre (MWh)	Sæson- varmelagre (MWh)
Centrale kraftværkspladser (Amagerværket, Avedøreværket)	6.022	-
Nabo-områder til hovedstadsområdet (Vestforbrænding, DTU-HF og Smørum- nedre)	1.709	48.249
Øvrige større områder (Hillerød, Nordforbrænding, Køge m. fl.)	739	13.303
Mindre fjernvarmeområder (Frederikssund, Helsingør, Hornbæk m.fl.)	35	7.979
Total	8.504	69.531
Op/afladningskapacitet (MW)*	1.063	414

* Korttidsvarmelagre er antaget at have 8 timer for fuld op/afladning og sæsonvarmelagre 168 timer (1 uge) for fuld op/afladning. Det bestemmer relationen i mellem lagervolumenkapacitet og op/afladningskapacitet for hver af de to varmelagertyper, som modellen kan investere i (for yderligere forudsætninger om varmelagre se bilaget afsnit 4.11).

Varmelagerinvesteringerne kan ses i forhold til, at der i dag er en korttidsvarmelagerkapacitet i omegnen af 3.000 MWh på de centrale kraftværkspladser i hovedstadsområdet og i de decentrale fjernvarmeområder i analysen omtrent samme varmelagerkapacitet samlet set. I de analyserede områder er der i dag ingen sæsonvarmelagre.

Varmelager-resultater skal tages med forbehold

I nærværende screening er variationer i elpriser og varmebehov over døgnet og ugen repræsenteret på aggregeret niveau. Det betyder, at systemværdien af varmelagrene undervurderes i modellen. Varmelager-resultaterne skal derfor tages med forbehold. Mere detaljerede analyser med time-opløsning er nødvendigt for at kunne give et mere kvalificeret billede af varmelagrenes systemværdi.

I screeningen anvendes varmelagrene særligt til at optimere produktionen på kraftvarmeværker i forhold til variationer i elpris og varmebehov; og med hen- syn til at sikre en bedre udnyttelse af solvarme. Anvendelsen af både korttids- varmelagre og sæsonvarmelagre er koncentreret i relativt få korte perioder. Gennemsnitligt fyldes og tømmes korttidsvarmelagre således helt ca. 38 gange og sæsonvarmelagrene ca. 2 gange på et år.

Varmelagerplaceringer

Tabel 3 viser bl.a., at modellen foretager betydelige sæsonvarmelager-inve- steringer i nabo-områderne til hovedstadsområdet; herunder i DTU-HF og Smørumnedre. Det skyldes, at det pga. pladskrav ikke er forudsat realistisk at

etablere sæsonvarmelagre på Amagerværket, Avedøreværket og Vestforbrænding. Det er derfor i Grundscenariet økonomisk attraktivt at opsætte sæsonvarmelagre i nabo-områderne i stedet for derved at give den fornødne fleksibilitet i hovedstadsområdet.

Som for de øvrige investeringer i bl.a. produktionskapacitet er der ikke lavet en detaljeret undersøgelse af lokaliteter til placering af lagre. Nærmere undersøgelser kan fx godt vise, at der muligvis kan etableres sæsonvarmelagre i hovedstadsområdet i VEKS's område, og disse kan i så fald også vise sig rentable.

3.4 Varmetransmission og –produktion set i sammenhæng

Figur 5 viser et sammenhængende geografisk billede af fjernvarmeproduktionen og fjernvarmeforbindelserne i regionen i Grundscenariet i 2035. Den viste fjernvarmeproduktion i cirkeldiagrammerne illustrerer den samlede fjernvarmeproduktion fra både eksisterende/planlagte anlæg samt anlæg, som modellen har investeret i den selskabsøkonomiske optimering.

Grøn omstilling
illustreret

Det ses, at de fossile brændsler er helt udfaset af regionens fjernvarmeforsyning i Grundscenariet i 2035. Når der sammenlignes med den nuværende fjernvarmeforsyning simuleret i Figur 1, kan det ses, at det er en ret omfattende omstilling af fjernvarmeforsyningen, som scenariet opridser.

Biomasse, affald og
solvarme præger bille-
det

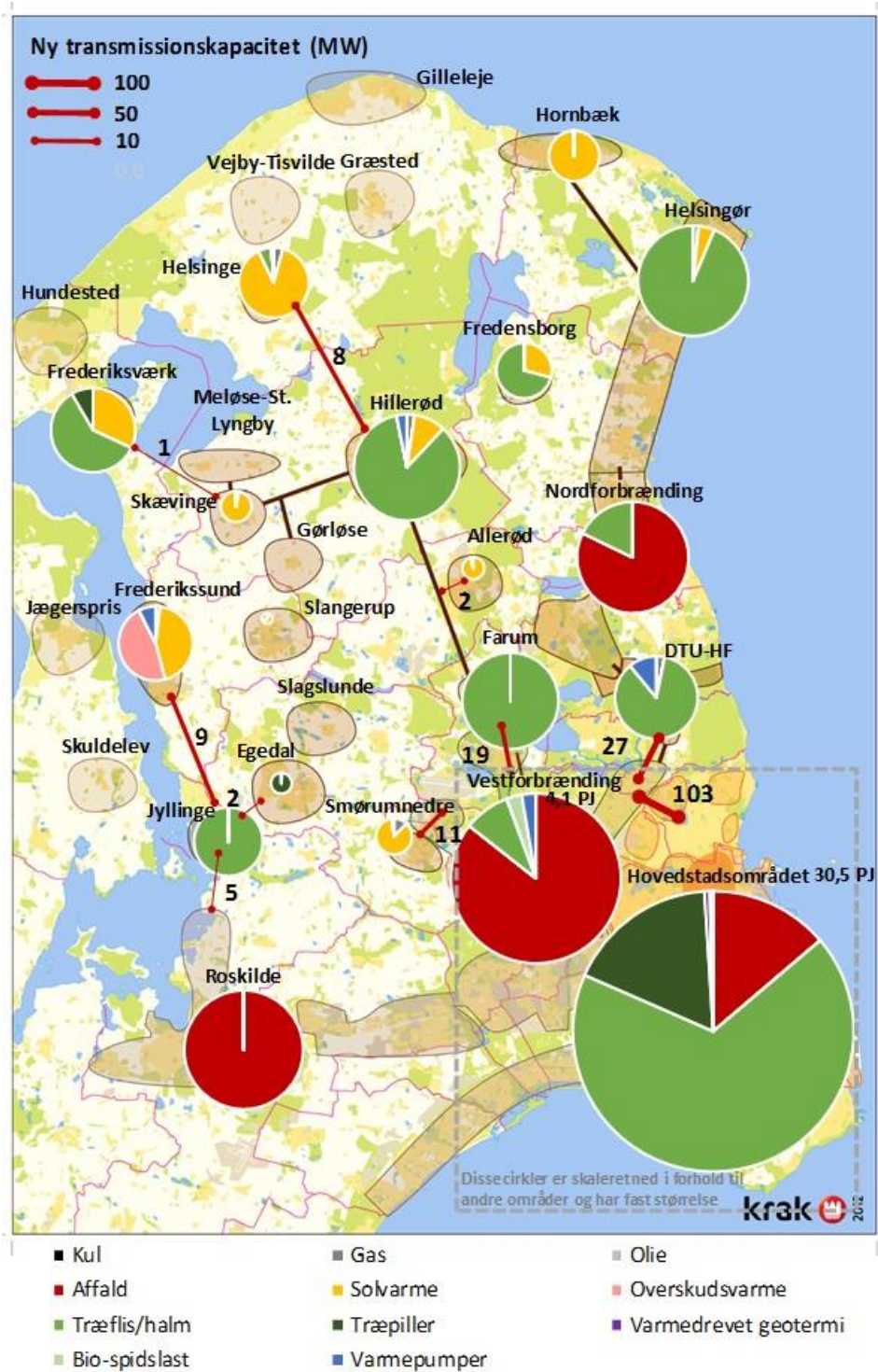
I Grundscenariet i 2035 kan biomasse sammen med affald ses at dominere fjernvarmeproduktionen i de store og mellemstore fjernvarmeområder, mens solvarme spiller en betydelig rolle i de mindre fjernvarmeområder. I optimeringen leverer solvarme dog en beskedent del af regionens samlede fjernvarmeproduktion i 2035; ca. 2 %.

Vedr. solvarme

Solvarme bidrager i Grundscenariet også med en hvis andel i nogle af de mellemstore fjernvarmeområder som fx Hillerød og Helsingør. Det skyldes, at i det omfang der er tilstrækkeligt varmegrundlag til at indpasse solvarme uden behov for varmelagring, er solvarme selskabsøkonomisk billigere end biomasse-kraftvarme (dvs. indpasning i bunden af varmelastkurven svarende til en dimensionering af solvarmeanlægget til det minimale varmebehov, der vil være over hele året, også i sommerperioden). I områder med affaldsvarme eller væsentlig import af affaldsvarme er der imidlertid oftest ikke et sådant varmegrundlag for solvarme. Det forklarer, hvorfor modellen ikke investerer i solvarme i eksempelvis Vestforbrænding, Nordforbrænding, Roskilde eller i VEKS's net.

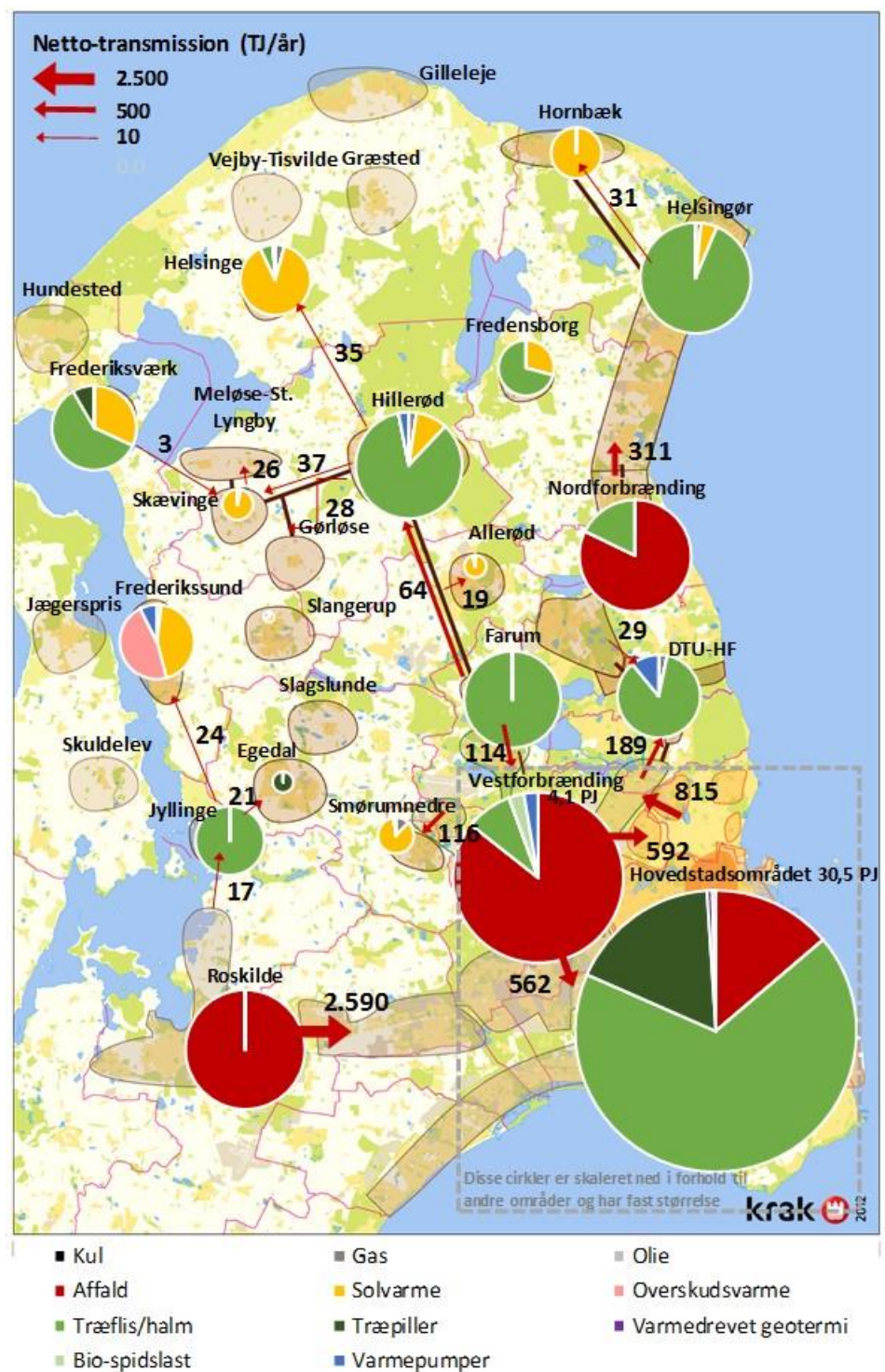
I det omfang at indpasning af solvarme samtidig kræver betydelig investering i varmelager, bliver solvarme dyrere end biomasse-kraftvarme. Det er årsagen til, at biomasse-kraftvarme dominerer fjernvarmeproduktionen i de store og mellemstore fjernvarmeområder i optimeringen.

I de mindre fjernvarmeområder er det som nævnt antaget, at investering i biomasse-kraftvarme ikke er muligt. Derfor få solvarmen en betydelig rolle i disse områder i optimeringen (fx Skævinge, Helsing, Smørumnedre, Hornbæk og Allerød). Det kan bemærkes, at de nye transmissionsforbindelser og varmelagre i modellen er med til at muliggøre den høje andel af solvarme i flere af de mindre fjernvarmeområder.



Figur 5. Grundscenarie, 2035: Geografisk illustration af fjernvarmeproduktion fordelt på brændsler og fjernvarmeområder (cirkeldiagrammer) samt af modellens investeringer i ny varmetransmissionskapacitet (røde streger og kapaciteter angivet i MW). Allerede eksisterende/planlagte transmissionsforbindelser er vist med mørke streger.

Eksisterende/planlagte fjernvarmeforbindelser	Det ses, at der allerede er eksisterende eller planlagte fjernvarmeforbindelser mellem en række af fjernvarmenettene; fx Vestforbrænding og DTU-HF, Farum og Vestforbrænding, Hillerød og Farum, Hillerød og Skævinge, Hillerød og Gørløse, Nordforbrænding og Helsingør samt Helsingør og Hornbæk (de mørke streger).
Ca. 190 MW ny transmission	I den selskabsøkonomiske optimering investerer modellen derudover i nye fjernvarmeforbindelser (de røde streger); i alt ca. 190 MW.
Kraftig ny forbindelse mellem CTR og Vestforbrænding	Den største af de nye transmissionsforbindelser i modellen sker mellem CTR (Gladsaxe og Gentofte) og Vestforbrænding (Bagsværd & Lyngby), 103 MW. Denne transmissionsinvestering drives af muligheden for at levere billig fjernvarme fra de centrale biomasse-fyrede værker i hovedstadsområdet videre til de nordlige decentrale områder, derunder særligt DTU-HF, og til Vestforbrænding. Det fremgår af Figur 6, der viser de årlige netto-varmetransmissioner imellem fjernvarmenettene (netto-varmeeksporten fra Vestforbrænding reduceres med 77 TJ i forhold til en situation uden transmissionsinvesteringer). Det er attraktivt at udbygge de store biomasse-kraftværker i hovedstadsområdet med henblik på varmeeksport til de decentrale områder, ud fra den forudsatte stor-skalafordele for biomasse-kraftvarme. Storskalafordelen betyder, at de store biomasse-værker i hovedstadsområdet kan levere billigere varme end de mellemstore biomasse-værker i de decentrale områder. Modellen indikerer på, at denne prisforskel under de givne forudsætninger er stor nok til at betale de nye transmissionsledninger mellem de givne områder. Her spiller det også ind, at afstanden mellem Gladsaxe & Gentofte og Bagsværd & Lyngby er forholdsvis kort og at den antagne investeringsomkostning for denne forbindelse dermed er relativt lille per MW i forhold til mange af de andre mulige forbindelser. Særlige lokale forhold omkring omkostninger for nye fjernvarmeforbindelser har dog ikke været vurderet, og de konkrete investeringsomkostninger kan være højere end her forudsat.
Forbindelse mellem Vestforbrænding og DTU-HF forstærkes	Den næststørste af de nye fjernvarmeledninger, som modellen peger på, en udbygning med 27 MW (udover de 30 MW som er planlagt), går mellem Vestforbrænding (Bagsværd & Lyngby) og DTU-HF. Denne forbindelse drives primært af at kunne lede varmen fra hovedstadsområdet videre fra Vestforbrænding til DTU-HF.



Figur 6. Grundscenarie, 2035: Geografisk illustration af fjernvarmeproduktion fordelt på brændsler og fjernvarmeområder (cirkeldiagrammer) samt af årlige netto-varmetransmissioner mellem områderne (røde pile og netto-varmetransmissioner angivet i TJ/år). Allerede eksisterende/planlagte transmissionsforbindelser er vist med mørke streger.

Forbindelse mellem Farum og Vestforbrænding forstærkes

Af Figur 5 ses, at forbindelsen mellem Farum og Vestforbrænding (Værløse) også forstærkes betydelig i modellen, 19 MW (ud over den eksisterende overførselskapacitet på 20 MW). Denne transmissionsudbygning drives primært af at kunne levere biomasse-kraftvarme fra Farum til Vestforbrænding, for derved at kunne frigøre affaldsvarme i Vestforbrænding, som så kan sendes vestpå, hvor der kan fortrænge dyrere decentral varmeproduktion, fx i Smørumnedre. I den forbindelse investeres der også i 11 MW overførselskapacitet mellem Vestforbrænding og Smørumnedre. I en netto-betragtning kan man sige, at fjernvarmeforbindelsen gør det muligt at øge biomasse-kraftvarmen fra Farum og derved reducere anvendelsen af dyrere decentral varmeproduktion i de mindre områder vestpå. Det ses også af Figur 6, som viser, at der overføres stort set samme mængde varme fra Farum til Vestforbrænding, som der sendes fra Vestforbrænding videre vestpå. På denne måde, kan der således godt indirekte overføres igennem Vestforbrænding på trods af, at der ikke kan overføres varme direkte herigennem; som følge af den højere temperatur i dele af Vestforbrændings net (hedtvandsområdet). Den indirekte varmeoverførsel muliggøres af, at affaldsvarmen fra Vestforbrænding kan flyttes rundt i systemet, som det ses her.

Nye fjernvarmeforbindelser mellem mellemstore og små områder

Figur 5 viser, at modellen også investerer i en række fjernvarmeforbindelser mellem de decentrale områder; fx mellem Hillerød og Helsingør, mellem Farum/Hillerød og Allerød²² samt mellem Frederikssund og Jyllinge. Baggrunden for disse nye forbindelser er bl.a., at små områder uden mulighed for investering i biomasse-kraftvarme (eller biomasse-kedler), har brug for anden billig varmeforsyning til at supplere solvarmen i årets kolde perioder. Det kan de få ved at koble sig til fjernvarmeområder, der har biomasse-kraftvarme eller som har adgang til biomasse-kraftvarme via øvrige fjernvarmenet. I 2035 hvor naturgas er antaget udfaset i varmeforsyningen, ville der i de små områder alternativt typisk suppleres med varmepumper. Screeningen indikerer, at det i et selskabsøkonomisk perspektiv i stedet er billigere at etablere fjernvarmeledninger til andre større fjernvarmeområder. Gevinsten ved forbindelserne er desuden, at der kan opnås en større afsætning af solvarmeproduktionen fra små områder. Så der er synergier begge veje.

Transmissionsinvesteringer drives af forskelle i forudsætninger for biomasse-kraftvarme

Samlet set peger Grundscenariet på, at det ud fra et selskabsøkonomisk perspektiv under gældende regulering er god fornuft i at øge sammenkoblingen mellem fjernvarmenettene i regionen. Transmissionsudbygningerne drives primært af, at biomasse-kraftvarme, i dette perspektiv er attraktivt, og at det

²² NB: Den mulige forbindelse mellem Allerød og transmissionsledningen mellem Farum og Hillerød er for simplificering modelleret som en mulig forbindelse mellem Allerød og Farum. Den angivne transmissionsinvestering i modellen går dermed mere præcist mellem Allerød og Farum.

varierer på tværs af områderne, hvilke investeringsmuligheder de har på det punkt: Store biomasse-kraftvarmeanlæg med tilhørende storskalafordele er kun forudsat muligt på Amagerværket og Avedøreværket, i mellemstore områder er medium biomasse-kraftvarme i stedet muligt, og i små områder er biomasse-kraftvarme ikke antaget realistisk. Det er primært disse forskelle i mellem områderne, der gør det fordelagtigt at investere i nye fjernvarmeledninger i regionen.

4 Resultater – Følsomhedsanalyser

For at undersøge følsomheden af resultaterne er i dialog med projektets styregruppe opstillet følgende følsomhedsanalyser (se Tabel 4).

Tabel 4. Følsomhedsanalyser opstillet i den regionale fjernvarmeanalyse.

Max for central bio	Biomasse-kraftvarmekapaciteten på de centrale kraftværkspladser i hovedstadsområdet, Amagerværket og Avedøreværket, kan ikke udbygges yderligere (ud over den planlagte omstilling af Amagerværket til træflis og omstillingen til træpiller på Avedøreværkets blok 1, som derefter lukkes i 2033). Dermed kan der i optimeringen generelt ikke investeres i biomasse-kraftvarme i hovedstadsområdet i denne følsomhedsanalyse*.
Samfundsøkonomi + frit brændselsvalg	Samfundsøkonomisk optimering uden regulering dvs. uden afgifter, tilskud, tariffer og skatter osv. (skatteforvridningstab og nettoafgiftsfaktor ikke indregnet Uden kraftvarmekravet dvs. frit brændselsvalg Samfundsøkonomisk nettarif på 17,8 øre/kWh medtaget**.
Følsomhedsbetragtning for geotermi	Skyggepriser fra grundscenariet bruges som indikator til at se hvor tæt geotermi er på at blive en selskabsøkonomisk fordelagtig investering.

*Dog kan der etableres medium biomasse-kraftvarme i Køge (fx på Køge kraftvarmeværk), og Roskilde (KARA-NOVEREN), som også er en del af hovedstadsområdets fjernvarmenet.

**Nettarif baseret på Energistyrelsens forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet.

Tankerne bag følsomhedsanalysen ”Max for central bio” er, at det er usikkert, hvorvidt man på de centrale kraftværkspladser i hovedstadsområdet vil udbygge biomasse-kraftvarmekapaciteten så meget som skitseret i Grundscenariet; dvs. med omkring 200 MW-varme netto ud over biomasse-omstillingen på Avedøreværket og Amagerværket. Det er derfor relevant at undersøge hvad det betyder for resultatet hvis det forudsættes, at der ikke kan opsættes ny biomasse-kraftvarme på de centrale kraftværkspladser. En sådan udvikling kunne bl.a. være relevant i forhold til et ønske om højere grad af diversifikation i hovedstadsområdets varmeforsyningen med en mindre afhængighed af biomasse (i forhold til usikkerhed omkring fremtidige biomassepriser mv.).

Baggrunden for følsomhedsanalysen ” Samfundsøkonomi + frit brændselsvalg” er, at det er usikkert hvordan reguleringen på energiområdet vil forme sig mod 2035. Det er derfor relevant at undersøge hvordan en koordineret udbygning af produktion og varmetransmission ville se ud i et samfundsøko-

nomisk perspektiv. Konkret er det samfundsøkonomiske perspektiv også relevant idet, der i varmeforsyningsloven er krav om, at nye varmeforsyningsprojekter både skal have en fornuftig selskabsøkonomi og samfundsøkonomi.

Overvejelserne bag den sidste af følsomhedsanalyserne er, at geotermi ifølge den selskabsøkonomiske optimering ikke er en attraktiv investering. Formålet med denne følsomhedsanalyse er at undersøge hvor tæt på eller hvor langt fra geotermi er på at blive en økonomisk fornuftig investering.

De vigtigste resultater fra følsomhedsanalyserne præsenteres i det følgende.

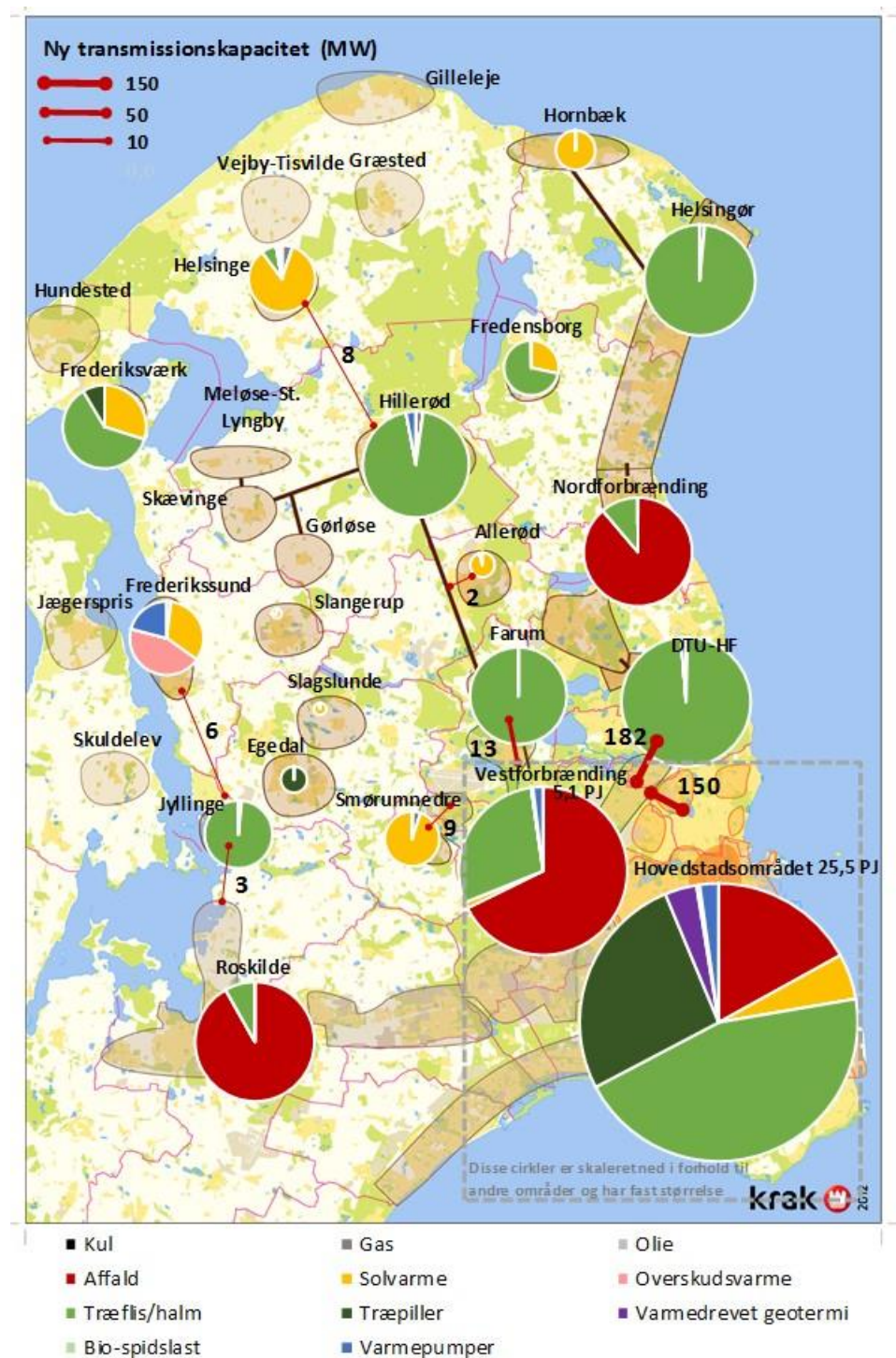
4.1 Max for central bio

Figur 7 illustrerer det sammenhængende billede af varmeproduktion- og transmission i 2035 i følsomhedsanalysen "Max for central bio".

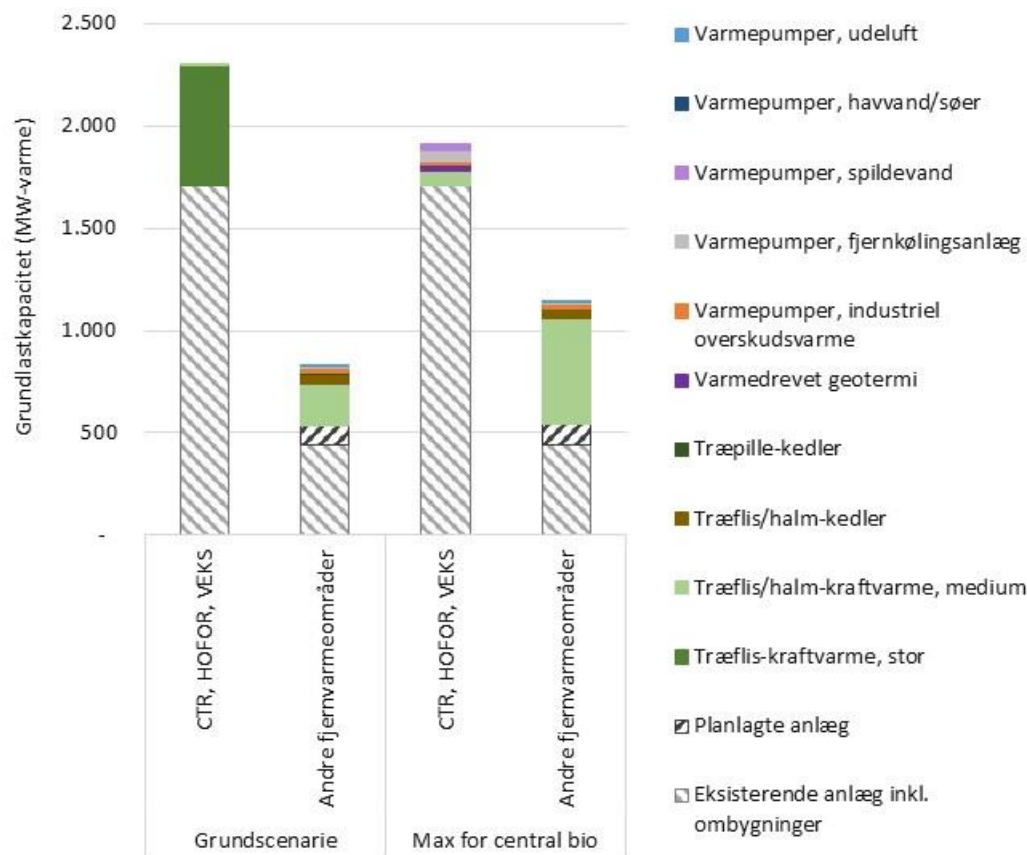
Det ses, at modellen stadig investerer i en stor ny transmissionskapacitet mellem CTR (Gentofte & Gladsaxe) og Vestforbrænding (Bagsværd & Lyngby). Denne nye ledning her er faktisk endnu større end i Grundscenariet; 150 MW i forhold til 103 MW. Dertil investerer modellen i 182 MW ny transmission mellem DTU-HF og Vestforbrænding (Bagsværd & Lyngby) sammenlignet med 27 MW udbygning i Grundscenariet. Det ses, at biomasse-kraftvarmeproduktionen i DTU-HF og Vestforbrænding samtidig er øget betydeligt sammenlignet med i Grundscenariet (større grønt areal i cirkeldiagrammerne). Det hænger sammen med, at modellen investerer en stor mængde ny biomasse-kraftvarmekapacitet i denne følsomhed; 228 MW-varme i DTU-HF og 100 MW i Vestforbrænding (se Figur 8).

Den øgede biomasse-kraftvarme i DTU-HF og Vestforbrænding går til at føre varme ind til hovedstadsområdet. Det fremgår af Figur 9, der viser netto-transmissionen mellem områderne. Forklaringen er, at der i denne følsomhedsanalyse ikke er tilladt etablering af ny biomasse-kraftvarme i hovedstadsområdet; heller ikke som erstatning for Avedøreværkets blok 1, der forventes at bortfalde i 2033. Ny biomasse-kraftvarme er i følsomhedsanalysen imidlertid stadig forudsat muligt i de decentrale områder. Resultaterne peger på, at biomasse-kraftvarme er så selskabsøkonomisk økonomisk attraktiv, at det her kan svare sig at etablere biomasse-anlæggene decentralt og så investere i fjernvarmeforbindelser, der kan lede varmen ind til hovedstadsområdet. Dette skift i placeringen af ny biomasse-kraftvarme fra de centrale kraftværkspladser til de decentrale områder er også illustreret på Figur 8. Her ses det tydeligt, hvordan størstedelen af den nye grundlastkapacitet i følsomhedsanalysen ikke ligger i CTR, HOFOR, VEKS men i de andre fjernvarmeområder.

Biomasse-kraftvarme
transmitteres ind til
hovedstadsområdet



Figur 7. Følsomhedsanalyse – Max for central bio, 2035: Geografisk illustration af fjernvarme-produktion fordelt på brændsler og fjernvarmeområder (cirkeldiagrammer) samt af modellens investeringer i ny varmetransmissionskapacitet (røde streger og kapaciteter angivet i MW). Alle rede eksisterende/planlagte transmissionsforbindelser er vist med mørke streger.



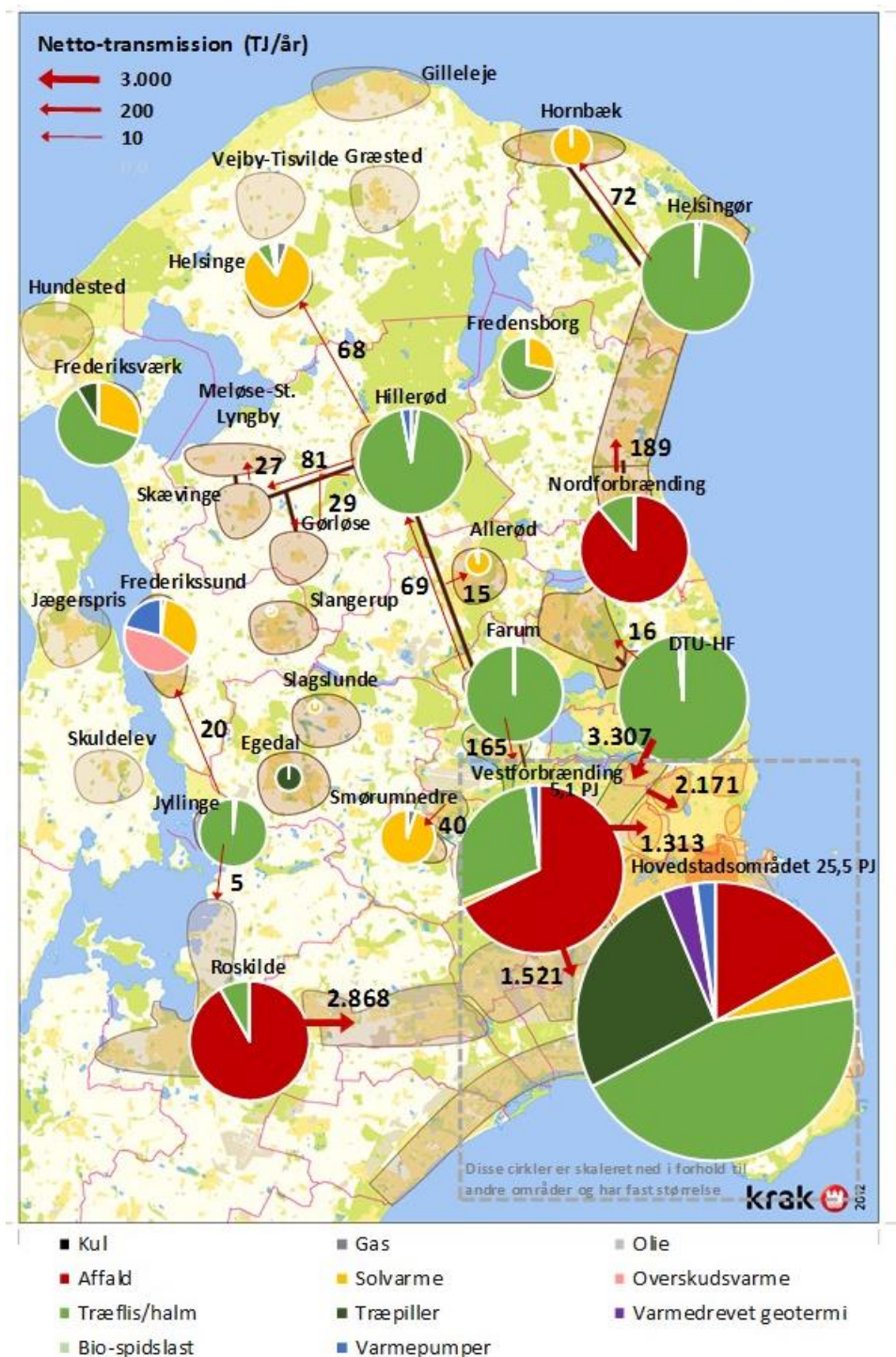
Figur 8. Grundlastkapacitet i 2035 i regionen i hhv. Grundscenarie og i følsomhedsanalysen "Max for central bio".

Solvarme, geotermi og varmepumper i hovedstadsområdet

På Figur 8 kan det bemærkes, at der i hovedstadsområdet til en vis grad investeres i solvarme, geotermi (træfliskedel som drivvarme) og varmepumper, når der ikke tillades ny central biomasse-kraftvarme.²³

Når Figur 7 sammenlignes med Figur 5, ses det, at det er de samme fjernvarmeforbindelser, modellen investerer i følsomhedsanalysen og i Grundscenariet. Følsomhedsanalysen underbygger således Grundscenariets indikationer om, at disse fjernvarmeforbindelser kan være selskabsøkonomisk fordelagtige. Selve størrelsen af de nye fjernvarmeforbindelser varierer dog for de to scenarier.

²³ Ca. 755 000 m² solvarme primært i VEKS, 29 MW-varme geotermi på Avedøreværket og Amagerværket. Og 103 MW-varme varmepumper baseret på industriel overskudsvarme, spildevand og spildvarme fra fjernkølingsanlæg



Figur 9. Følsomhedsanalyse – Max for central bio, 2035: Geografisk illustration af fjernvarme-produktion fordelt på brændsler og fjernvarmeområder (cirkeldiagrammer) samt af årlige netto-varmetransmissioner mellem områderne (røde pile og netto-varmetransmissioner angivet i TJ/år). Allerede eksisterende/planlagte transmissionsforbindelser er vist med mørke streger.

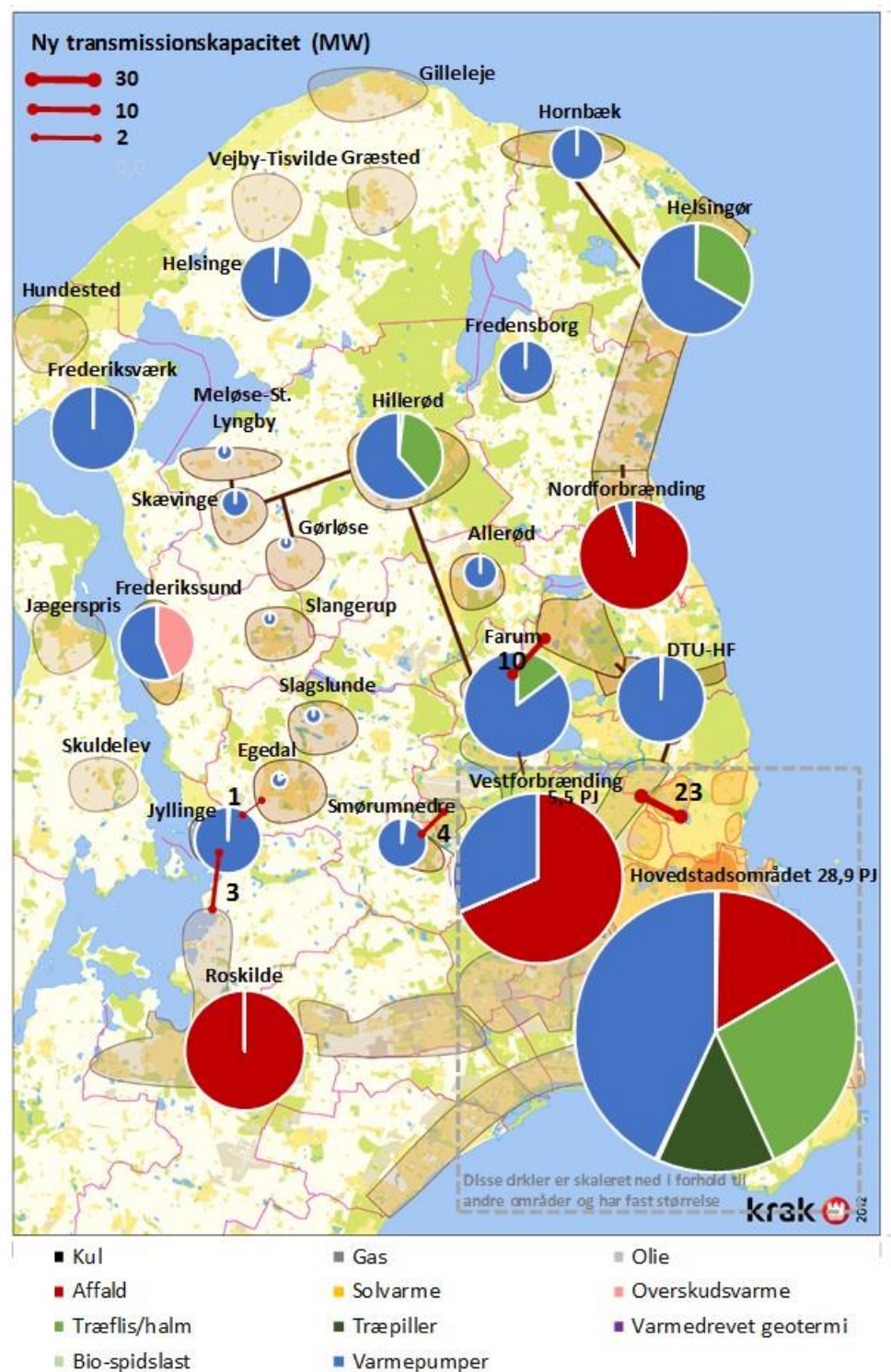
Varmepumper spiller stor rolle

Der kan stilles spørgsmålstejn ved den konkrete udvikling, der tegnes i følsomhedsanalysen. Hvis man i hovedstadsområdet ville satse mindre entydigt på biomasse-kraftvarme ville det formentlig delvist være ud fra et ønske om at opnå en højere grad af diversifikation i varmeforsyningen med en mindre afhængighed af biomasse (i forhold til usikkerhed om fremtidige biomassepri- ser mv.). Dermed ville nok være tvivlsomt, at man i denne situation ville gøre sig afhængig af importeret biomasse-kraftvarme fra de øvrige fjernvarmeom- råder (ca. 15 % af varmebehovet i hovedstadsområdet dækkes af varmeim- port i følsomhedsanalysen)²⁴.

4.2 Samfundsøkonomisk optimering og frit brændselsvalg

I et samfundsøkonomisk perspektiv uden regulering, er det et helt andet pro- duktionsbillede, optimeringsmodellen tegner for regionen mod 2035. Det er illustreret i Figur 10. Således spiller varmepumper her en stor rolle i fjernvar- meforsyningen. Affald bidrager stadig med sin andel i fjernvarmeforsyningen og biomasse bidrager stadig, men kun i det omfang, det muliggøres af de eksis- terende og planlagte biomasse-værker. Solvarmen er ikke længere en del af produktionsbilledet, da eksisterende solvarmeanlæg forventes udtjent inden 2035. Investeringerne i ny grundlast består alene af varmepumper, i alt 1256 MW-varme, mens der ikke investeres i hverken biomasse-kraftvarme eller sol- varme. Dette viser, at varmepumper til fjernvarmeproduktion er attraktive i et samfundsøkonomisk perspektiv. Dette er i tråd med hvad andre analyser har vist, fx "Analyse af fjernvarmens rolle i fremtidens energiforsyning" udarbej- det for Energistyrelsen og "Energi på tværs" udarbejdet for Region Hovedsta- den.

²⁴ 5 PJ af det samlede varmebehov på 33,2 PJ i hovedstadsområdet dækkes her af varmeimport



Figur 10. Følsomhedsanalyse – Samfundsøkonomi + frit brændselsvalg, 2035: Geografisk illustration af fjernvarmeproduktion fordelt på brændsler og fjernvarmeområder (cirkeldiagrammer) samt af modellens investeringer i ny varmetransmissionskapacitet (røde streger og kapaciteter angivet i MW). Allerede eksisterende/planlagte transmissionsforbindelser er vist med mørke streger.

Uoverensstemmelse mellem selskabs- og samfundsøkonomi

Produktionsbilledet er markant anderledes end det biomasse-kraftvarmedominerede billede, som den selskabsøkonomiske optimering i Grundsценariet peger på (Figur 5). Det illustrerer en uoverensstemmelse i mellem den fjernvarmeforsyning, som den gældende regulering fremmer og den fjernvarmeforsyning, som ville være fordelagtig ud fra et samfundsøkonomisk perspektiv. Det skal dog nævnes, at ny storskala biomasse-kraftvarme på Amagerværket og Avedøreværket er tæt på at være attraktiv. Ud fra en marginal betragtning, ville stor-skala biomasse-kraftvarme således kunne konkurrere samfundsøkonomisk, hvis investeringsomkostningerne var 2-10 % lavere. Optimering peger således på en mindre samfundsøkonomisk fordel ved varmepumper i hovedstadsområdet. Medium biomasse-kraftvarme i de mellemstore områder er derimod langt fra at kunne konkurrere samfundsøkonomisk. Følsomhedsanalysen peger dermed på en tydelig samfundsøkonomisk fordel ved varmepumper i de mellemstore og mindre fjernvarmeområder.

Tabel 5 viser, hvordan varmepumpe-investeringerne er fordelt på varmekilder.

Tabel 5. Varmepumpe-potentialer og virkningsgrad afhængig af varmekilde sammenholdt med modellens varmepumpe-investeringer i følsomhedsanalysen "Samfundsøkonomi + frit brændselsvalg".

Varmekilde	COP (virkningsgrad)	Potentiale i regionen (MW-varme ud)	Investering af model (MW-varme ud)
Udeluft	2,5	Ubegrænset for alle områder	342
Havvand/søer	2,9	Ubegrænset for de områder der vurderes at have denne mulighed	591
Drikkevand	3,1	22	22
Spildevand	3,2	115	115
Spildvarme fra fjernkølingsanlæg	3,5	138	138
Industriel overskudsvarme	4,0	50	50
Total	-	-	1258

De "bedste" varmekilder udnyttes først

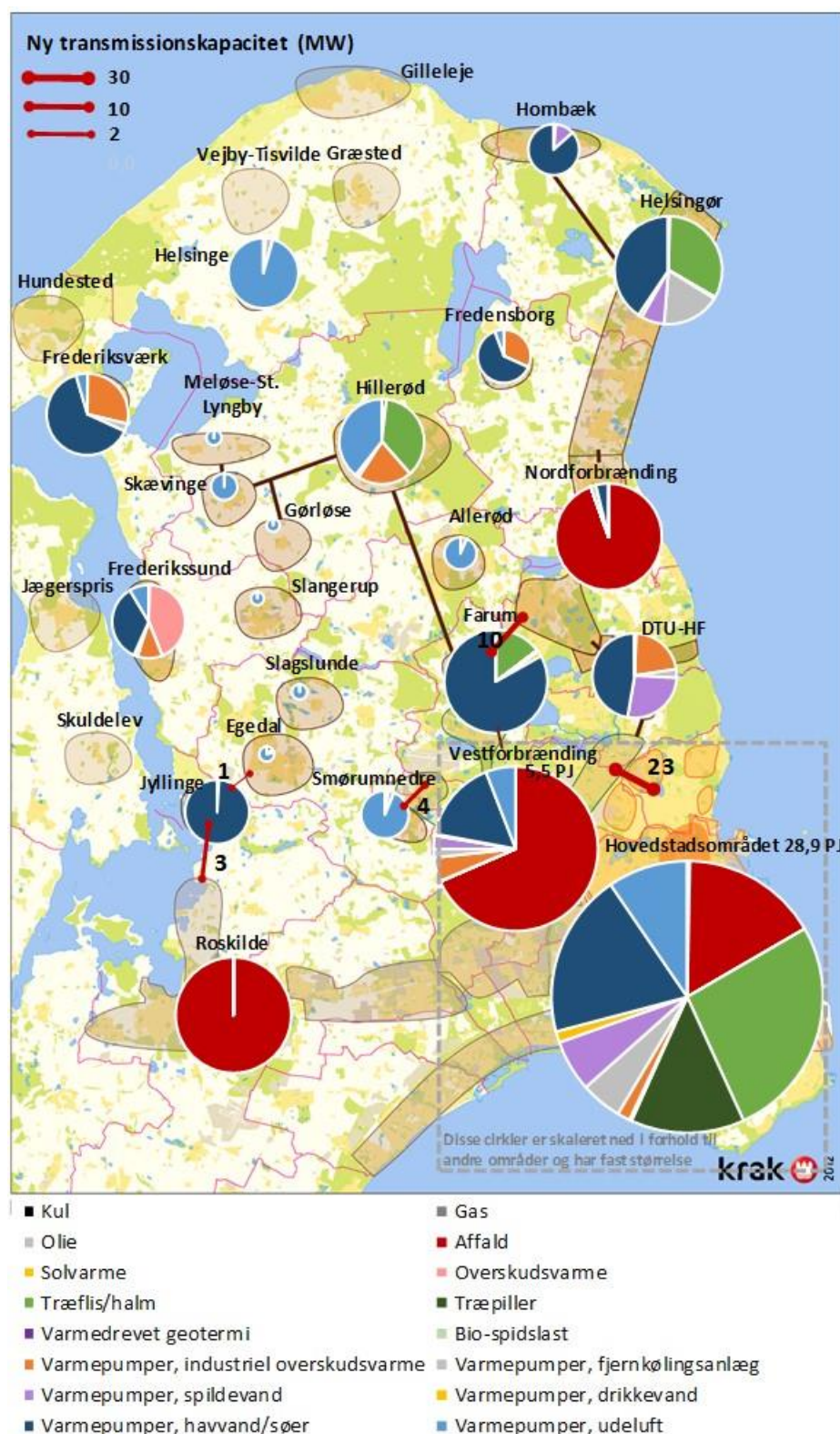
Det ses, at de varmekilder, der muliggør højest COP udnyttes først (desuden er varmepumper der udnytter spildvarme fra fjernkølingsanlæg som nævnt forudsat at have lavere investeringsomkostninger). Således udnyttes regio-

nens potentiale fuldt ud, når det gælder varmepumper, der bruger varmekilderne industriel overskudsvarme, spildvarme fra fjernkølingsanlæg, spildevand samt drikkevand. Derudover investerer modellen i varmepumper, der udnytter havvand/søer som varmekilde, i de områder hvor dette er antaget muligt; dvs. områder med adgang til kyst eller en sø med tilstrækkelig dybde. Endelig investeres der en del i udeluft-varmepumper, som er forudsat muligt i alle fjernvarmeområder.

Vedr. fjernkøling

Det bør nævnes, at potentialerne for varmepumper, der anvender spildvarme fra fjernkølingsanlæg forudsætter, at der i forvejen etableres fjernkølingsanlæg de givne steder. Optimeringen peger så på, om det kan svare sig at foretage yderligere investeringer, som muliggør fjernvarmeproduktion baseret på spildvarmen fra fjernkølingsanlæggene. Det skal nævnes, at potentialerne for spildvarme fra fjernkøling primært er estimeret ud fra elforbrug for kommunerne samt generelle nøgletal fra Rambøll et al. (2014): "Analyse af det danske kølepotentiale" udarbejdet for Energistyrelsen. Disse potentialer er derfor mere usikre end de øvrige varmekildepotentialer, som er baseret på konkrete vurderinger af de lokale potentialer i områderne.

Figur 11 giver et geografisk overblik over hvilke varmekilder, der udnyttes i de forskellige områder. Det ses, at varmekilderne er forholdsvis bredt fordelt i regionen. I mange af områderne udnyttes således flere forskellige varmekilder.



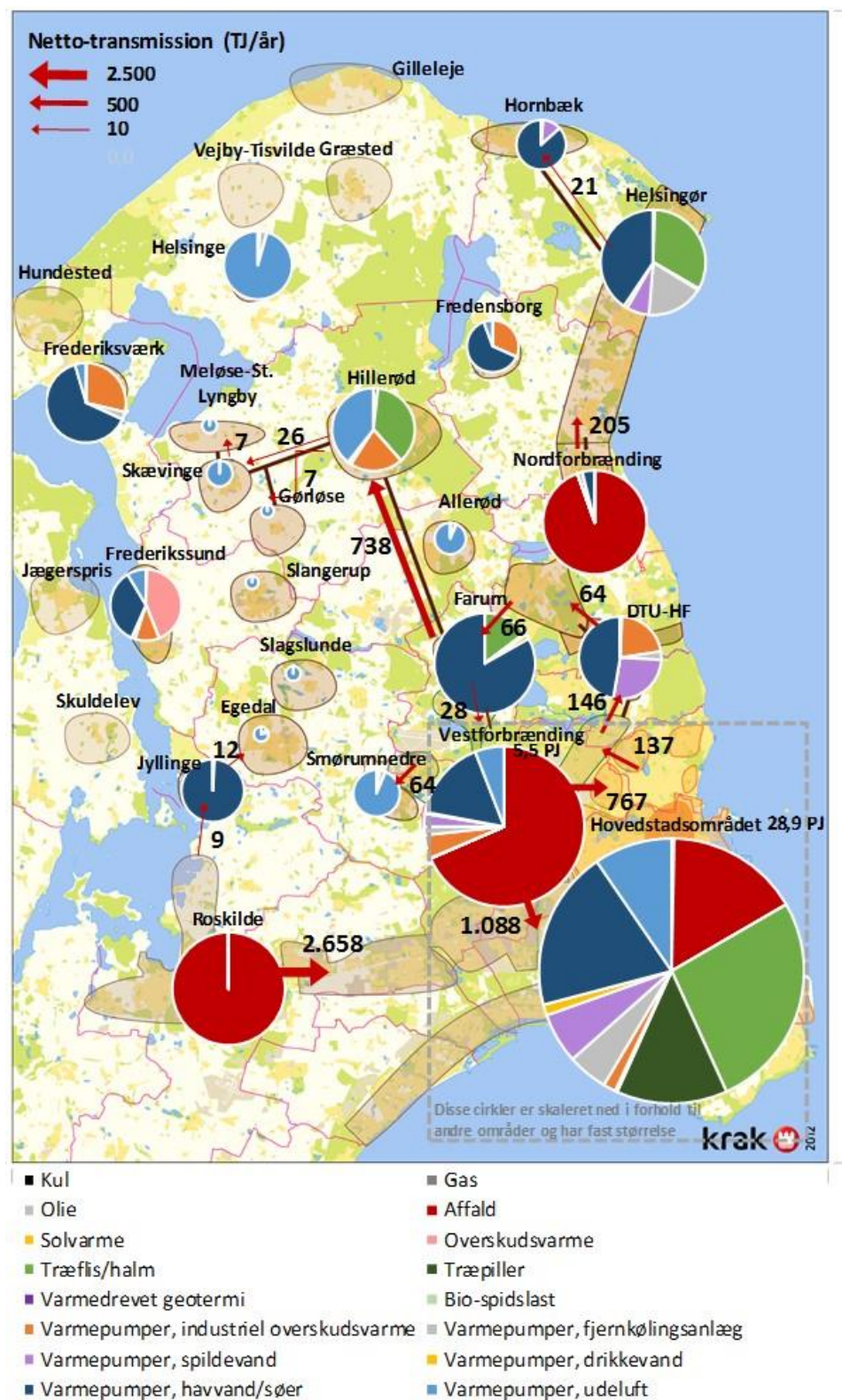
Figur 11. Følsomhedsanalyse – Samfundsøkonomi + frit brændselsvalg, 2035: Geografisk illustration af fjernvarmeproduktion fordelt på brændsler og fjernvarmeområder (cirkeldiagrammer) samt af modellens investeringer i ny varmetransmissionskapacitet (røde streger og kapaciteter angivet i MW). Varmepumper er opdelt på varmekilder. Allerede eksisterende/planlagte transmissionsforbindelser er vist med mørke streger.

Beskedne transmissions-udbygning

Modellen peger kun på beskedne transmissions-udbygninger i denne følsomhed; 43 MW i alt (i forhold til 187 MW i Grundscenariet). Det skyldes, at det i det samfundsøkonomiske perspektiv er varmepumper, der er mest attraktive som ny varmeproduktion, og at der ikke er så stor forskel i de forudsætninger, områderne har for at anvende varmepumper. Mange af områderne har adgang til flere forskellige varmekilder og mulighederne for at opnå fornuftige COP-niveauer. Endelig har alle fjernvarmeområder, også de små, adgang til udeluft som varmekilde. Desuden er der ikke forudsat nogen storskalafordel for varmepumperne. Det begrænser hvor store forskelle, der kan opstå i varmeproduktionsomkostningerne på tværs af områderne. Dermed begrænses værdien af at udbygge transmissionsforbindelserne. Derudover, er varmepumper billigere (2,5-6,0 mio. kr./MW-varme forudsat) end biomasse-kraftvarme (10,9-13,7 mio. kr./MW-varme) og kræver derfor ikke lige så mange fuldlasttimer for at være rentable. Dermed kan varmepumper bedre tilpasses varmegrundlaget i de enkelte fjernvarmeområder uden udbygning med transmission.

Konkrete varmepumpeplaceringer ikke identificeret

Som nævnt, er der ikke lavet en undersøgelse af hvor varmepumperne konkret kan placeres, og der kan være lokale begrænsninger, som der ikke er taget højde for. Eksempelvis kan der være lokale miljøhensyn, som vanskeliggør udnyttelsen af søer som varmekilde, og for både udnyttelse af havvand og søer som varmekilde kan der være udfordringer med lave vandtemperaturer om vinteren (afhængig af vanddybden). Et andet eksempel er, at der for udeluft-varmepumper kan være udfordringer med støj og pladskrav i tæt bebyggede områder. Endelig er der som nævnt ikke indregnet eventuelle ekstraomkostninger til rørføring fra produktionsanlæg til fjernvarmenet. Afhængig af placeringen vil analysen dermed undervurdere de samlede investeringsomkostninger for etablering af nye produktionsanlæg; nok særligt for solvarme, varmepumper og geotermi, hvor produktionsanlægget ikke nødvendigvis vil blive placeret i nærheden af fjernvarmenettet.



Figur 12. Følsomhedsanalyse - Samfundsøkonomi + frit brændselsvalg, 2035: Geografisk illustration af fjernvarmeproduktion fordelt på brændsler og fjernvarmeområder (cirkeldiagrammer) samt af årlige netto-varmetransmissioner mellem områderne (røde pile og netto-varmetransmissioner angivet i TJ/år). Varmepumper er opdelt på varmekilder. Allerede eksisterende/planlagte transmissionsforbindelser er vist med mørke streger.

Sammenligning med Varmeplan Hovedstaden

Det kan nævnes, at den samlede varmepumpe-kapacitet i hovedstadsområdet er en del højere i følsomhed, ca. 850 MW-varme, sammenlignet med den antagne varmepumpekapacitet i Varmeplan Hovedstaden 3 (VPH3), ca. 300 MW-varme i Alternativ 2. Det skyldes, at investeringerne i varmepumper i denne følsomhedsanalyse er genereret af modellen i en samfundsøkonomisk optimering uden identificering af konkrete varmepumpeplaceringer. Til sammenligning er varmepumpe-kapaciteterne i VPH3 er fastsat manuelt ud fra konkrete overvejelser af, hvor det ville være fornuftigt teknisk og selskabsøkonomisk at etablere varmepumper i hovedstadsområdet. Nærmere beskrevet består forskellen i mellem de to scenarier primært i

- 1) Større kapacitet af udeluft-varmepumper, ca. 250 MW-varme i den samfundsøkonomiske optimering i forhold til 0 MW i VPH3
- 2) Større kapacitet af varmepumper baseret på spildvarme fra fjernkølingsanlæg, ca. 100 MW-varme i den samfundsøkonomiske optimering og 0 MW i VPH3, hvor der ikke var fokuseret på denne varmekilde) og
- 3) Større kapacitet af havvands-varmepumper, 360 MW-varme i den samfundsøkonomiske optimering i forhold til ca. 150 MW-varme i VPH3. Dette skyldes, at der i den samfundsøkonomiske optimering ikke er taget stilling til, hvorvidt de potentielle placeringer af havvandsvarmepumper er rimelige med hensyn til afstand til nettet og dermed tilslutningsomkostninger mv. Desuden er der også tilladt investering i havvandsvarmepumper på kraftværksplaceringer, fx på Køge kraftvarmeværk.

Endelig kan det nævnes, at investering i udelufts-varmepumper i modellen er tilladt alle steder i nettet, også på kraftværksplaceringer; dermed uden at skelne mellem transmissions- eller distributionsnettet. Virkningsgraden for havvands- og udelufts-varmepumper er baseret på en forudsætning om levering til distributionsnettet, og virkningsgraden kan derfor reelt være lavere for nogle af områderne.

Øvrige bemærkninger

Der kan muligvis være en vis storskalafordele ved varmepumper, bl.a. med hensyn til tilslutningsomkostningerne. En indarbejdelse af sådanne forskelle i mellem små, mellemstore og store områder kunne muligvis pege på større transmissionsinvesteringer end her identificeret.

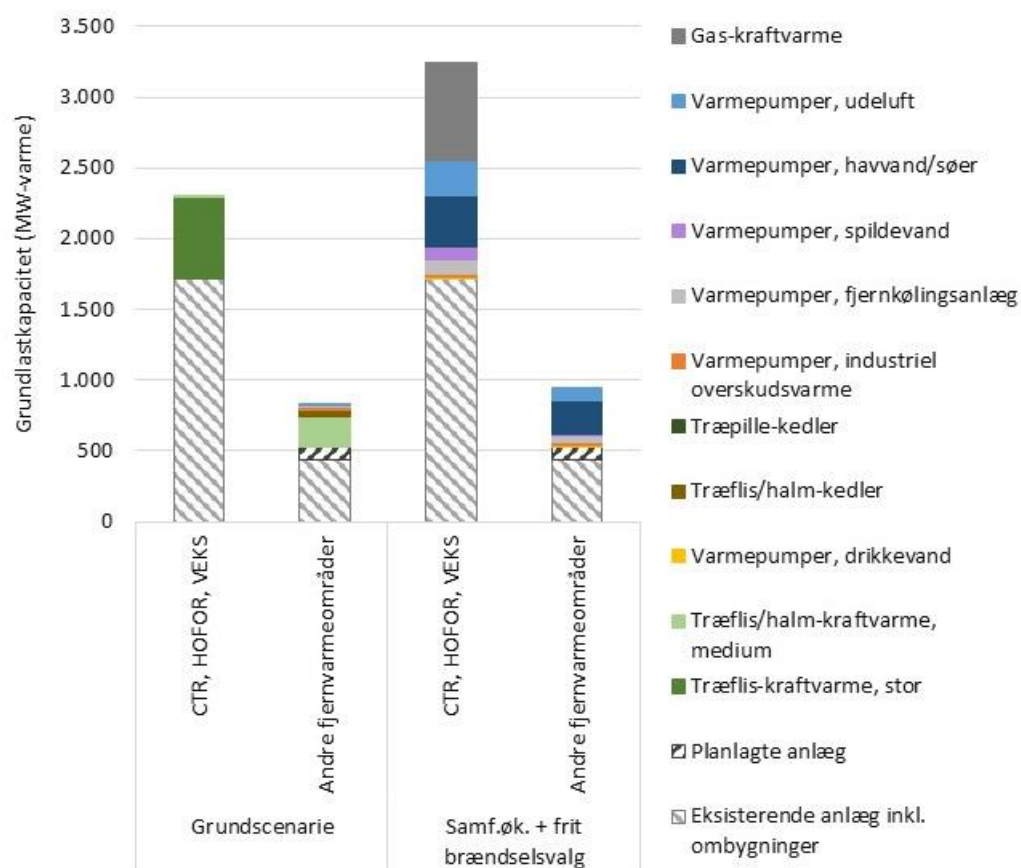
Det kan i øvrigt bemærkes, at i det samfundsøkonomisk perspektiv ville individuelle varmepumper være bedre stillet i konkurrencen med fjernvarmen, da de ville være undtaget for elafgifter og eltariffer. Fjernvarmegrundlaget kan

derfor reelt være mindre end forudsat i følsomheden. Det kunne fx ses i "Analyse af fjernvarmens rolle i fremtidens energiforsyning", hvor det samfundsøkonomiske potentiale for fjernvarmeudvidelser var mindre end det selskabsøkonomiske potentiale.

Varmelagre mindre attraktive i dette perspektiv

I følsomhedsanalysen ses ingen sæsonvarmelager-investeringer og færre korttidsvarmelager-investeringer (ca. 6.900 MWh kapacitet i forhold til ca. 8.500 MWh kapacitet i Grundscenariet). Det skyldes bl.a., at solvarme ikke indgår i regionens fjernvarmeforsyning i følsomheden, hvilket gør varmelagring mindre attraktivt. Desuden spiller biomasse-kraftvarme her en mindre rolle i fjernvarmeforsyning. Der er derfor ikke så stort et potentiale for investering i varmelagre til at kunne optimere investering og produktion på biomasse-kraftvarmeværkerne i forhold til variationer i elpris og varmebehov. Varmepumper har også gavn af varmelagre til at optimere investering og driften i forhold til variationer i elpris og varmebehov. Men den manglende tilstedeværelse af solvarme og reduktionen i biomasse-kraftvarme resulterer samlet set i et mindre behov for varmelagre i regionen. I øvrigt er der som nævnt ikke modelleret døgn- eller sæsonvariationer i virkningsgraden (COP) for udeluft-varmepumper (eller varmepumper baseret på andre varmekilder). Det medvirker også til at reducere det økonomiske potentiale for varmelagre i følsomhedsanalysen.

Figur 13 viser grundlastkapaciteten i 2035 i følsomhedsanalysen "Samfundsøkonomi + frit brændselsvalg" sammenlignet med i Grundscenariet.



Figur 13. Grundlastkapacitet i 2035 i regionen i følsomhedsanalysen "Samfundsøkonomi + frit brændselsvalg" sammenlignet med i Grundscenariet.

Gaskraftvarme-
investering i 2020

Det ses, at i følsomhedsanalysen "Samfundsøkonomi + frit brændselsvalg" mod 2035 investeres i en betydelig mængde gas-kraftvarme; 700 MW-varme. Denne investeringen sker i 2020, mens naturgas stadig er antaget tilladt i varmemforsyningen. At gas-kraftvarmen ikke optræder i varmeproduktionsbilledet i 2035 (Figur 10, Figur 11 og Figur 12) skyldes, at naturgas i modellen ikke må anvendes i 2035. Gas-kraftvarmeværkerne har dermed i 2035 kun mulighed for at bruge opgraderet biogas fra gasnettet som brændsel, hvilket er et betydeligt dyrere brændsel. Gasanlæggene er derfor stort set ikke i drift i 2035.

Af Figur 13 ses, at den samlede grundlastkapacitet i følsomhedsanalysen er betydeligt større end i Grundscenariet. Forklaringen bag dette er følgende:

1. Den eksisterende produktionskapacitet er indrettet efter de rammebetingelser som de gældende afgifter, skatter og tilskud giver. Når der alle afgifter, skatter og tilskud så fjernes i denne samfundsøkonomiske betragtning, er det ikke længere så attraktivt at producere fjernvarme

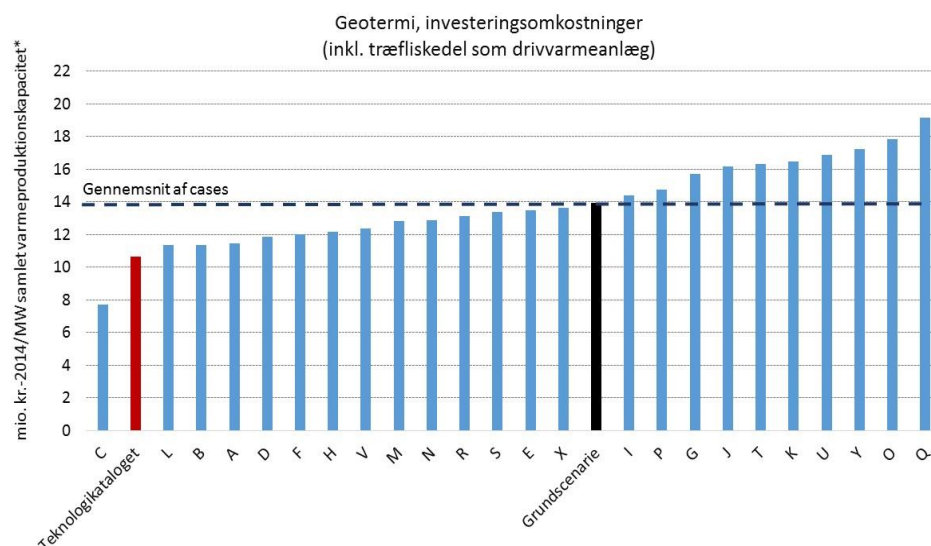
på de eksisterende anlæg. Det er derimod nogle andre typer teknologier, der bliver attraktive. Det medvirker til en større samlet grundlastkapacitet.

2. Varmepumper og gas-kraftvarme er betydeligt billigere per kapacitet end biomasse-kraftvarme (ca. antaget 2,5-6,0 mio. kr./MW-varme for varmepumper) og 5,1 mio. kr./MW-varme for gas-kraftvarme i forhold til 10,9-13,7 mio. kr./MW-varme for biomasse-kraftvarme). Det betyder, at varmepumper og gas-kraftvarme ikke behøver så mange fuldlasttimer som biomasse-kraftvarme for at være rentable. Dette bidrager også til en større samlet grundlastkapacitet end i Grundscenariet.
3. Modellens investering i gas-kraftvarme sker som nævnt i 2020, mens naturgas stadig er tilladt i varmeforsyningen. I 2035 er det så stort set ikke længere rentabelt at køre med gas-kraftvarmeanlæggene, da det naturgas er forudsat udfaset og der derfor kun er mulighed for at bruge et dyrere brændsel i form af biogas. Det medvirker til, at der investeres i yderligere varmepumpekapacitet i 2035. Således investeres der i 2020 i ca. 500 MW varmepumper mens der i 2035 så investeres i yderligere 700 MW varmepumper. Dette aspekt peger også i retning af en større samlet grundlastkapacitet. At udviklingen i gas-kraftvarmen kan forløbe sådan, skyldes at modellen ikke kan se de fremtidige år, når investeringsbeslutninger tages. Det svarer dog her til, at gas-kraftvarmeværkerne skulle tjenes hjem fra 2020 til 2035, dvs., over 15 år, hvilket ikke er helt urealistisk.

4.3 Følsomhedsbetragtning for geotermi

I den selskabsøkonomiske optimering i Grundscenariet investerer modellen som nævnt ikke i geotermi (heller ikke i den samfundsøkonomiske optimering præsenteret i afsnit 4.2). I denne følsomhedsanalyse vurderes, det hvor tæt på geotermi er på at være attraktiv i et selskabsøkonomisk perspektiv. Herunder fokuseres på varmedrevet geotermi med træfliskedel som drivvarme, da denne i analysen er væsentligt tættere på at være rentabel end eldrevet geotermi.

Figur 14 viser den investeringsomkostning der i Grundscenariet er anvendt for varmedrevet geotermi (sort søjle, ca. 14 mio. kr./MW-varme samlet varmeproduktionskapacitet for geotermi plus træfliskedel). Til sammenligning er der vist estimater for investeringsomkostninger for tilsvarende typer geotermianlæg i en række danske byer (blå søjler). Estimaterne stammer fra projektet "Analyse af mulighederne for indpasning af geotermi i 28 udvalgte fjernvarmeområder i Danmark", udarbejdet for Energistyrelsen, som forventes offentliggjort snarest. Omkostningsestimaterne er baseret på konkrete data (målinger mv.) for de givne lokaliteter samt erfaringstal fra andre realiserede geotermianlæg (enkelte cases med meget høje investeringsomkostninger for geotermi er her frasorteret).



Figur 14. Investeringsomkostninger for geotermianlæg med drivvarme fra træfliskedel angivet per MW samlet varmeproduktionskapacitet (geotermi + drivvarme); for hhv. Grundscenariet (sort), Teknologikataloget (rød) samt fra case-estimer for forskellige byer i Danmark angivet på anonymiseret form (blå). Case-estimerne stammer fra projektet "Analyse af mulighederne for indpasning af geotermi i 28 udvalgte fjernvarmeområder i Danmark", udarbejdet for Energistyrelsen, som forventes offentliggjort snarest. Gennemsnittet af de anonymiserede cases er vist med stiplede linje.

Stor variation fra case til case

Det ses, at de antagne investeringsomkostninger per MW for Grundscenariet (sort søjle) ligger på gennemsnittet for de forskellige geotermi-cases i de danske byer; om end De indikerer, at der er forudsat et rimeligt niveau for geotermi-investeringsomkostningerne i Grundscenariet (der er dog i Grundscenariet forudsat lidt lavere investeringsomkostninger for selve træfliskedlen, 4,5 mio. kr./MW i forhold til i geotermi-casene, hvor der er antaget 6,0 mio. kr./MW). Figuren illustrerer samtidig, at investeringsomkostningerne for geotermi kan variere betydeligt afhængig af de lokale forhold (geotermiske forhold samt afsætningsmuligheder i fjernvarmesystemet, herunder temperatur i nettet og varmegrundlaget mv.).

Skyggepriser anvendt som indikator

I følsomhedsanalysen er skyggepriser fra Grundscenariet anvendt til at undersøge hvor tæt geotermi er på at blive en selskabsøkonomisk fordelagtig investering (se Tabel 6). Skyggepriserne viser, hvor meget investeringsomkostningen for geotermi skulle reduceres, før det ville være selskabsøkonomisk fordelagtigt at investere i 1 MW geotermi i det givne fjernvarmeområde. Skyggeprisen kan være højere for de næste MW geotermi, der investeres i. Således baserer skyggepriserne sig på en marginal betragtning.

Tabel 6. Skyggepriser for geotermi i Grundscenariet for forskellige fjernvarmeområder i regionen.

Område	Skyggepris for geotermi (Mio kr./MW-varme geotermi + drivvarme)	Skyggepris i fht. antaget investeringsomkostning for samlet anlæg (geotermi + træfliskedel) (%)	Skyggepris i fht. antaget investeringsomkostning for selve geotermianlæg*
Hillerød	1,5	11%	22%
Farum	1,5	11%	22%
Køge	1,5	11%	22%
DTU-HF	1,9	13%	26%
Vestforbrænding (Glostrup)	2	14%	28%
Nordforbrænding (Birkerød)	2,1-2,3	15-17%	30-34%
Roskilde	5,4	39%	78%
Avedøreværket	5,6	40%	80%
Amagerværket (blok 3/blok 4)	5,6	40%	80%

Geotermi kan være attraktivt for den rette case

Skyggepriserne i Tabel 6 viser, at det ville være selskabsøkonomisk attraktivt at investere i varmedrevet geotermi (træfliskedel som drivvarme) i Hillerød, Farum, Køge, DTU-HF, Vestforbrænding og/eller Nordforbrænding, hvis investeringsomkostningen for det samlede anlæg (geotermi + træfliskedel) var

1,5-2,3 mio. kr./MW-varme lavere. Det svarer som vist til, at investeringsomkostningen skulle være 11-17 % lavere end de ca. 14 mio. kr./MW-varme, som er antaget i Grundscenariet. Dette skal ses i forhold til den store variation, der er i investeringsomkostningerne (Figur 14). Samlet set peger skyggepriserne dermed på, at geotermi godt kan være selskabsøkonomisk fordelagtig i Hillerød, Farum, Køge, DTU-HF, Vestforbrænding og/eller Nordforbrænding, hvis de konkrete investeringsomkostninger for geotermi i området skulle ligge i den lave ende.

Omkostningsniveau for geotermi dog højt

Derudover kan skyggepriserne afspejle, hvor vidt geotermi mere generelt er tæt på at nå ned på et omkostningsniveau, som gør teknologien selskabsøkonomisk attraktivt (ikke kun i de bedste cases). Træfliskedlen, dvs. drivvarmedelen, er en velkendt teknologi, og potentialerne for at reducere omkostningerne for selve kedlen er dermed umiddelbart ret begrænsede. Dermed vil en fremtidig omkostningsreduktion primært skulle ske på selve geotermianlægget. Geotermianlægget udgør typisk ca. 50 % af varmeproduktionskapaciteten (træfliskedlen bidrager med den anden halvdel). Set i det lys, ville en omkostningsreduktion på 11-17 % for det samlede anlæg (geotermi + træfliskedel) kræve en omkostningsreduktion på ca. 22-34 % for selve geotermianlægget. Det peger på, at det generelle omkostningsniveau for geotermi er et stykke fra at være selskabsøkonomisk konkurrencedygtigt i regionen.

Eldrevet geotermi længere fra at være rentabel

Eldrevet geotermi er med de anvendte forudsætninger længere fra at være rentabel end varmedrevet geotermi med en træfliskedel som drivvarmeanlæg. Således indikerer en tilsvarende marginalbetragtning her, at investeringsomkostningen for eldrevet geotermi skulle reduceres med ca. 93-107 %, hvis eldrevet geotermi skulle blive rentabel i de ovennævnte områder (Hillerød, Farum, Køge, DTU-HF, Vestforbrænding eller Nordforbrænding); og igen forudsat, at hele omkostningsreduktionen skulle ske på selve geotermianlægget.

Større risiko ved geotermi

Endelig skal det nævnes, at geotermi-projekter er omfattet af en relativt stor risiko; både i forbindelse med hvor udfordrende de geotermiske forhold viser sig at være på lokaliteten, hvor store anlægsomkostningerne bliver, samt hvor godt geotermianlægget kan drives i praksis. Denne risiko er ikke forsøgt indregnet (eventuelle risici ved andre typer produktionsanlæg er heller ikke indregnet).

Teknisk bilag: Forudsætninger

De væsentligste forudsætninger for analysen er angivet i dette tekniske bilag.

4.4 Brændselspriser

Tabel 7. Brændselspriser forudsat i analysen.

kr./GJ	2015	2020	2035
Affald	-24	-24	-24
Kul	18	21	26
Halm	41	43	48
Træflis	50	53	60
Naturgas	60	67	83
Træpiller	72	74	79
Fuelolie	76	88	127
Letolie	116	127	166
Bio-olie	116	127	166
Bio-spidslast (VE-gas)	155	155	155
Bio-spidslast (bio-olie)	182	194	233
Biogas, opgraderet*	155-183	155-183	155-183

Kilde: Forwards på kort sigt, konvergens til de langsigtede brændselspriser i IEAs World Outlook (2013) i 2035 (New Policies scenario). Den antagne affaldspris svarer sat til et niveau på -250 kr./ton for forbrænding af affald. Priser er angivet i 2014-indeks.

*Biogas pris afhængig af om biogassen er baseret på gylle eller energiafgrøder.

4.5 CO₂-pris

Tabel 8. CO₂-kvote prisudvikling forudsat i analysen.

	Kr./ton
2015	41
2020	44
2025	82
2030	146
2035	238

Kilde: Forwards på kort sigt og konvergens til CO₂-priser i IEAs World Energy Outlook 2013 i 2035 (New Policies scenario). Priser er angivet i 2014-indeks.

4.6 Elpris

Tabel 9. Gennemsnitlig elpris i Østdanmark (simpelt gennemsnit) i de forskellige scenarier. Elprisen er et resultat af den økonomiske optimering i hvert scenarie og udtrykker de marginale elproduktionsomkostninger i systemet.

Elpris (kr/MWh)	2015	2020	2035
Grundscenarie	244	285	370

Elpriserne udtrykker de marginale elproduktionsomkostninger i energimodellen og kan derfor variere lidt fra scenarie til scenarie.

4.7 Eksisterende og planlagte produktionsanlæg og varmelagre

Eksisterende anlæg er inkluderet i modellen og for de fleste områder er disse baseret på data modtaget fra fjernvarmeselskaberne. For enkelte af områderne er data baseret på Energiproducenttællingen. Ved manglende data er der generelt suppleret med data fra teknologikataloget; fx omkring levetider, virkningsgrader og variable D&V omkostninger.

Hvad angår planlagte anlæg i de pågældende fjernvarmeområder, er det kun de besluttede anlæg, som er inkluderet. Følgende besluttede anlæg er inkluderet:

- Hovedstadsområdet
 - Nyt affaldsanlæg på Amager Ressource Center før 2020 som erstatter gamle affaldsanlæg
 - Etablering af ny træflisfyret blok 4 på Amagerværket som erstatter den kulfyrede blok 3 før 2020
 - Ombygning af Avedøreværkets blok 1 til træpiller før 2020
- Øvrige områder
 - Ny ovn hos Nordforbrænding, lukning af tre gamle
 - Hillerød: Træfliskraftvarme (25 MW varme, før 2020)
 - Helsingør: Træfliskraftvarme (54 MW varme, før 2020)
 - Farum: Træflis-kraftvarme (16 MW varme, før 2020)

Affaldsanlæg på Vestforbrænding og KARA-NOVEREN antages uændret mod 2035.

4.8 Net-model

Figur 15 giver en geografisk illustration af den anvendte netmodel. De fjernvarmeområder i Region Hovedstaden, som den regionale fjernvarmeanalyse omhandler er fremhævet, mens enkelte øvrige fjernvarmeområder i regionen er indikeret i baggrunden. For overskuelighedens skyld er nogle af fjernvarmeområderne her vist aggregeret (CTR, VEKS, HOFOR, Vestforbrænding, Nordforbrænding og DTU-Holte), mens de i modellen er modelleret mere detaljeret. Fx er Vestforbrænding i modellen opdelt i 4 forbrugsområder og et produktionsområde, mens Vestforbrænding på kortet blot er vist som et stort område.

Net-modellen er en videreudvikling af den detaljerede model af hovedstadsområdet og Vestforbrænding, som er udviklet i Varmeplan Hovedstaden 1, 2 og 3.

De inkluderede eksisterende/planlagte fjernvarmeforbindelser er vist med optrukne sorte streger. Disse fjernvarmeforbindelser medtages som en forudsætning uanset hvad modeloptimeringen måtte vise. Som en del af optimeringen er det så gjort muligt at modellen kan investere i de nye fjernvarmeforbindelser, som er markeret på kortet med stiplede linjer. I samme forbindelse er det også gjort muligt, at modellen kan udbygge transmissionskapaciteten på de viste allerede eksisterende/planlagte fjernvarmeforbindelser.

bel 10. Der er som vist skelnet mellem befæstede arealer og ubefæstede arealer. I nærværende analyse er strækninger af simplificeringshensyn antaget enten at være befæstede eller ubefæstede arealer, ud fra hvad der skønnes at være bedst svarende for den givne strækning.

Som vist er store fjernvarmeledninger (dvs. med stor rørdimension) billigere per MW per m end små fjernvarmeledninger. Baggrunden for denne storskalafordel er bl.a., at en stor del af omkostningerne består i gravearbejde mv., hvilket skal udføres et eller andet omfang uanset hvor stor en ledning, der skal etableres.

Tabel 10. Investeringsomkostninger for fjernvarmeledninger som landsgennemsnit.

	Kapacitet (MW)	Pris, ube- fæstet (kr./m)	Pris, befæ- stet (kr./m)	Pris, ubefæ- stet (kr./MW/m)	Pris, befæ- stet (kr./MW/m)
DN20*	0,03	53	69	1970	2548
DN50*	0,3	596	769	1872	2417
DN100	1,9	2550	3250	1342	1711
DN125	3,3	2880	3580	873	1085
DN150	5,4	4000	4750	741	880
DN200	11	5000	5850	455	532
DN250	21	6750	8200	321	390
DN300	32	8230	9700	257	303
DN350	40	9680	11400	242	285
DN400	52	10350	12450	199	239
DN450	67	11310	14070	169	210

Kilde: COWI, 2014: Fjernvarmeanalyse, Bilagsrapport, Varmeatlas og fjernvarmepotentiale. *Investeringsomkostningerne per MW per m for ledninger under 1,9 MW er estimeret ud fra ekstrapolation. Til brug i optimeringen er omkostninger per MW per m for ledninger i mellem de angivne ledningsstørrelser beregnet ved interpolation.

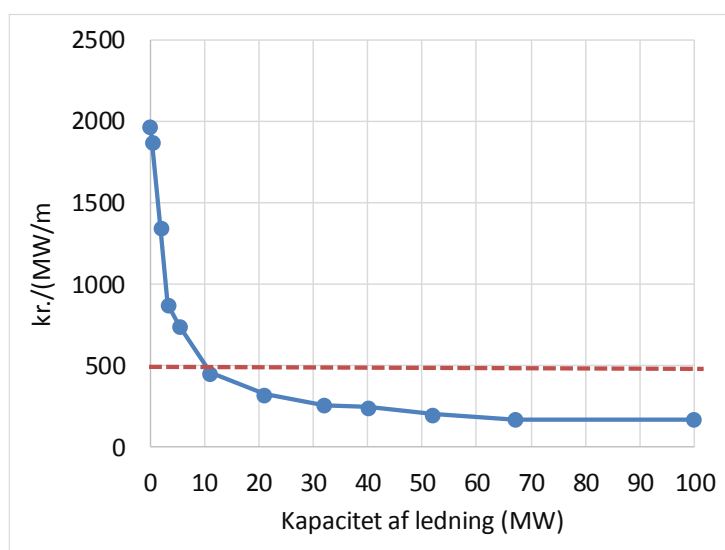
Storskalafordelen på transmissionsledningerne er indarbejdet i analysen ved at gennemføre to iterationer i optimeringen:

- 1. iteration: Her anvendes for alle strækninger en generel investeringsomkostning på 500 kr./MW/m for ubefæstet areal og 600 kr./MW/m for befæstet areal. Det svarer til investeringsomkostningen per MW per m for en 10 MW ledning. Denne iteration anvendes som en mellemregning til at indikere hvor store ledninger, der er relevante på de forskellige strækninger.
- 2. iteration: Dernæst gennemføres en ny beregning, hvor der for de forskellige strækninger nu anvendes investeringsomkostninger per MW, som er tilpasset de transmissionsinvesteringer der er sket i 1.

iteration. Hvis der for en given strækning fx er investeret i en 40 MW ledning anvendes der nu en investeringsomkostning på 242 kr./MW/m (her angivet for et ubefæstet areal). Det er denne sidste iteration, der så giver de endelige resultater, som er afrapporteret.

I den 2. iteration indarbejdes det således, at de store fjernvarmeledninger reelt er billigere per MW end antaget i 1. iteration; og at de små fjernvarmeledninger reelt er dyrere per MW. Derved vil 2. iteration resultere i, at de model-investerede fjernvarmeledninger, der allerede er store muligvis bliver endnu større (større kapacitet) og at de model-investerede fjernvarmeledninger der allerede er små, bliver endnu mindre eller helt forsvinder. Modellen kan dog i 2. iteration stadig angive investeringer i små ledninger (under 1 MW). Det ville kræve yderligere iterationer at fjerne alle små ledninger fra optimeringen. For at undgå prohibitivt lange modelberegningsforløb er de enkelte små nye ledninger under 1 MW, som modellen investerer i, derfor fjernet manuelt efter 2. iteration.

De anvendte investeringsomkostninger i 1. og 2. iteration er illustreret på Figur 16.



Figur 16. Antagne investeringsomkostninger for varmetransmission per MW per m illustreret for ubefæstede arealer. Den blå kurve viser de anvendte investeringsomkostningerne per MW i 2. iteration; dvs. dem der ligger til grund for de endelige resultater. Den stiplede røde streg viser den generelle investeringsomkostning per MW per m, som er anvendt i 1. iteration (500 kr./MW/m). Denne er kun anvendt som en mellemregning.

4.10 Varmetransmissionstab

De anvendte varmetransmissionstab er baseret på beregninger i LOGSTOR Calculator (tilgængelig på www.logstor.com). Tabel 11 viser de varmetabskoefficienter, der er anvendt afhængig af ledningsstørrelsen.

Tabel 11. Varmetab fra fjernvarmeledninger anvendt afhængig af ledningsstørrelse.

Dimension	Kapacitet (MW)	Varmetab (W/m)	Varmetab (MW tab/km/MW kapacitet)
DN20	0,03	8,1	0,2973
DN50	0,3	10,4	0,0328
DN100	1,9	12,6	0,0066
DN125	3,3	13,2	0,0040
DN150	5,4	13,8	0,0026
DN200	11	14,2	0,0013
DN250	21	33,8	0,0016
DN300	32	38,5	0,0012
DN350	40	43,2	0,0011
DN400	52	50,0	0,0010
DN450	67	50,3	0,0008

Kilde: LOGSTOR Calculator (www.logstor.com). Juli, 2015. Der er antaget brug af Serie 3 rør, dvs. rør af høj isoleringsklasse. Antaget fremløb/returtemperatur: 85 °C/45 °C²⁵. Der er anvendt interpolation til at beregne varmetab per km per MW kapacitet for ledninger i mellem de angivne ledningsstørrelser.

For ledninger af dimension DN20-DN200 er der anvendt data for Twin pipe rør, som typisk vil anvendes i dette interval. For ledninger større end DN200 er der anvendt data for ens par af rør (stål rad).

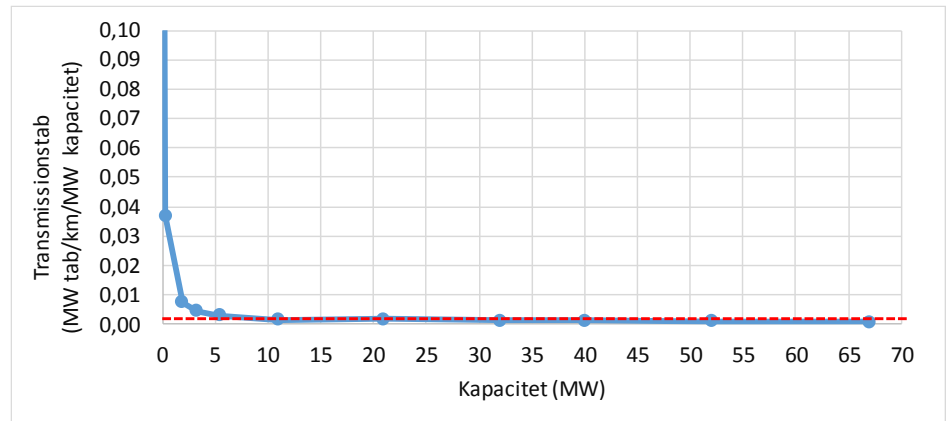
Tabel 11 viser, at varmetabet per km per MW kapacitet er betydeligt lavere jo større en fjernvarmeledning, der er tale om. Det skyldes at varmetabet er proportionalt med ledningens omkreds, som vil mindre relativt til kapaciteten for større ledninger.

På samme vis som med investeringsomkostningerne for varmetransmission er der anvendt to iterationer for at kunne tilpasse varmetabet til de givne ledningsstørrelser:

- 1. iteration: her er anvendt et varmetab på ca. 0,0015 MW tab per km per MW kapacitet svarende til tabet for en 10 MW ledning. Denne iteration anvendes som en mellemregning til at pege på hvor store ledninger, der er relevante på de forskellige strækninger.

²⁵ Det kan i visse tilfælde være nødvendigt med lidt højere fremløbstemperatur eller flow for at opnå de angivne overførselskapaciteter.

- 2. iteration: Derefter anvendes så varmetab per km per MW tilpasset ledningsstørrelserne for de transmissionsinvesteringer, de rer foretaget i 1. iteration. Denne 2. iteration giver de endelige resultater som er afrapporteret.



Figur 17. Illustration af de anvendte varmetab per MW kapacitet per km fjernvarmeledning. Den blå kurve viser de anvendte varmetab i 2. iteration afhængig af ledningsstørrelse; disse tab anvendes i de endelige resultater. Den stiplede røde streg viser det generelle varmetab per MW per m, som er anvendt i 1.iteration, som er en mellemregning.

4.11 Data for varmeproduktionsteknologier og varmelagre som modellen kan investere i

Tabel 12. Anvendte teknologidata for de væsentligste af de varmeproduktionsteknologier som modellen kan investere i (udviklingsniveau 2015-2020 er vist; for nogle teknologier er der forudsat moderat teknologiudvikling fra 2020 til 2030 baseret på Energistyrelsens teknologikatalog).

	Elvirkningsgrad, modtryk	Total-virkningsgrad ^(c)	Investering (mio. kr. /MW-el)	Investering (mio. kr. /MW-varme)	Fast D&V (1000 kr. /MW-el) ^(a)	Variabel D&V (kr./MWh)
Træpillekraftvarme, stor, udtag	0,412	0,90	16,1	13,7	488	17
Træfliskraftvarme, stor, modtryk	0,365	1,03	19,8	10,9	488	17
Træfliskraftvarme, stor, udtag	0,365	1,03	16,3	12,8	488	17
Træfliskraftvarme, mellem, modtryk	0,290	1,06	31,7	11,9	542	21
Halkraftvarme, mellem, modtryk	0,290	1,01	31,7	12,8	542	21
Elvarmepumpe, industriel overskudsvarme	-	4,0	-	5,0	14	2
Elvarmepumpe, fjernkølingsanlæg	-	3,5	-	2,5 ^e	14	2
Elvarmepumpe, spildevand	-	3,2	-	5,0	14	2
Elvarmepumpe, drikkevand	-	3,1	-	5,0	14	2
Elvarmepumpe, havvand/søer	-	2,9	-	6,0	14	2
Elvarmepumpe, udeluft	-	2,5	-	5,0	14	2
Geotermi, eldrevet	-	4,4	-	19,0	135	19
Geotermi, varme-drevet (træflisfyret)	-	2,1	-	13,9	278	12 ^b
Elpatron	-	0,99	-	0,6	0	5
Solvarme, kollektive anlæg	-	1,00	-	1530 ^d	-	4,5

^a For varmepumper, elpatroner og geotermi: Pr. MW varme.

^b Inkl. el til pumpedrift.

^c For elvarmepumper udtrykker total-virkningsgraden Coefficient of Performance (COP, dvs. varmeoutput per el-input).

^d For solvarme angivet i kr./m² solfanger.

^e 50 % lavere investeringsomkostninger antaget, da varmepumpen fra fjernkølingsanlægget også kan anvendes til fjernvarmeproduktionen.

Tabel 13. Anvendte teknologidata for de varmelagre som modellen kan investere i.

	Varmetab per op/af- ladnings- cyklus	Timer for fuld op/af- lad- ning*	Investering (mio. kr./ MWh-lager- kapacitet)	Investering (mio. kr. per MW-op/aflad- nings-kapacitet)	Fast D&V (1000 kr./ MWh lager- kapacitet)	Variabel D&V (kr./MW h aflad- ning)	Variabel D&V (kr./MWh afladning)
Korttidsvarmelagre (ståltanke)	5 %	8	0,024	0,19	0,028	0,00079	0,00079
Sæsonvarmelagre (damvarmelagre)	12,5 %	168 (1 uge)	0,0076	1,28	0,028	0,00079	0,00079

Kilde: Energistyrelsen, 2015: "Technology Data for Energy Plants Generation of Electricity and District Heating, Energy Storage and Energy Carrier Generation and Conversion". Investeringsomkostninger per m³ for sæsonvarmelagre er dog forudsat dobbelt så høje som i Teknologikataloget, da dette vurderes at give en bedre repræsentation af omkostninger til tilslutning og styring. *Denne antagelse bestemmer relationen i mellem lagervolumenkapacitet og op/afladningskapacitet for hver af de to varmelagertyper, som modellen kan investere. For eksisterende/planlagte varmelagre er der anvendt eventuelt oplyste relationer mellem lagervolumen og op/afladningskapacitet.

Data for de produktionsanlæg og varmelagre, som modellen kan investere i, er primært baseret på Teknologikataloget²⁶. For geotermi er der dog for investeringsomkostningerne suppleret med erfaringstal fra Varmeplan Hovedstaden 3. Dertil er investeringsomkostninger per m³ for sæsonvarmelagre forudsat dobbelt så høje som i Teknologikataloget, da dette vurderes at give en bedre repræsentation af omkostninger til tilslutning og styring. Endelig er der anvendt særskilte antagelser om årsgennemsnitlige virkningsgrader (COP) for varmepumper afhængig af varmekilden.

4.12 Mulige investeringer i fjernvarmeområderne

Tabel 14 angiver hvilke produktionsteknologier og varmelagre, som optimeringsmodellen er givet mulighed for at investere i. Investering i affaldsanlæg er ikke gjort muligt, da der i stedet er taget udgangspunkt i forventede fremtidige affaldskapaciteter.

²⁶ Energistyrelsen, 2015: "Technology Data for Energy Plants Generation of Electricity and District Heating, Energy Storage and Energy Carrier Generation and Conversion".

Tabel 14. Mulige investeringer i produktionsteknologier og varmelagre i modellen afhængig af områdetype.

Centrale kraftværkspladser (herunder Amagerværket og Avedøreværket)	• Stor biomassekraftvarme modtryk og udtag • Naturgas kraftvarme kombianlæg (Combined Cycle) • Naturgas kraftvarme motor • Biogas kraftvarme • Varmepumper og elpatroner* • Eldrevet/varmedrevet geotermi, • Solvarme* • Gaskedler • Korttidsvarmelagre
Større decentrale områder (Helsingør, Hillerød, Farum, Vestforbrænding (Glostrup), Nordforbrænding, DTU, Holte** Roskilde, Køge Kraftvarmeværk)	• Mellemstor biomassekraftvarme • Naturgas kraftvarme kombianlæg (Combined Cycle) • Naturgas kraftvarme motor • Biogas kraftvarme • Varmepumper og elpatroner* • Eldrevet/varmedrevet geotermi (træfliskedel som drivvarme)**** • Solvarme* • Gaskedler • Korttidsvarmelagre og sæsonvarmelagre**
Mindre decentrale områder med naturgas-baseret fjernvarme (Allerød, Frederikssund, Gørløse, Helsingør**, Meløse-St.Lyngby, Skævinge, Slagslunde, Slangerup, Hornbæk, Egedal, Smørumnede)	• Naturgas kraftvarme motor • Biogas kraftvarme • Varmepumper og elpatroner • Solvarme • Gaskedler • Korttidsvarmelagre og sæsonvarmelagre**
Mindre decentrale områder uden naturgas-baseret fjernvarme (Frederiksværk, Jyllinge, Fredensborg)	• Naturgas kraftvarme motor • Biogas kraftvarme • Varmepumper og elpatroner • Solvarme • Gaskedler og biomasse-kedler • Korttidsvarmelagre og sæsonvarmelagre***

*Investering i solvarme og varmpumper er dertil også gjort muligt i de øvrige delområder i CTR's, VEKS's, HOFOR's og Vestforbrændings net, hvor der er et potentiale herfor.

**Helsingør og DTU-HF må dertil investere i biomassekedler af en samlet kapacitet på 1 MW da områderne er på listen over de 50 fjernvarmeområder med de højeste varmepriser og derfor har fået denne dispensation²⁷.

***Minimumsgrænse for sæsonvarmelagre på 20.000 m³ svarende til 1.000 MWh er anvendt.

**** Det er forudsat, at etablering af varmedrevet geotermi med træfliskedel som drivvarme er tilladt lovgivningsmæssigt.

²⁷ Kilde: <http://www.danskfjernvarme.dk/nyheder/nyt-fra-dansk-fjernvarme/arkiv/2014/141126aftale-paa-plads-frit-braendelsesvalg-til-50-barmarksvaerker>.

4.13 Udetider for produktionsanlæg

I modellen er der taget højde for, at produktionsanlæg og varmelagre har en vis andel udetid over året; både uforudsete udfald og planlagte revisioner. For kraftvarmeanlæg og eldrevne varmepumper²⁸ er der antaget en samlet udetid på 15 %, mens der for kedler, solvarme, varmedrevet geotermi og varmelagre er antaget 10 % udetid. Der er i analysen anvendt en tidsaggregering som betyder, at hvert tidssegment repræsenterer en række timer på året. Det betyder, at der i optimeringen ikke er nogen tidsafsnit, hvor anlæggene er helt ude af drift. Derimod er udetiderne jævnet ud, så den mulige produktion i et given tidsafsnit er reduceret. Den mulige produktion i et hvert af de aggregerede tidsafsnit er dermed lavere end selve produktionskapaciteten.

²⁸ Inkl. eldrevet geotermi.