Aalborg Universitet

AALBORG UNIVERSITY
DENMARK

Varmeplan Danmark 2021 - Baggrundsrapport

Mathiesen, Brian Vad; Lund, Henrik; Nielsen, Steffen; Sorknæs, Peter; Moreno, Diana; Thellufsen, Jakob Zinck

Publication date:
2021

Document Version
Også kaldet Forlagets PDF

Link to publication from Aalborg University

Citation for published version (APA):
Mathiesen, B. V., Lund, H., Nielsen, S., Sorknæs, P., Moreno, D., & Thellufsen, J. Z. (2021). *Varmeplan Danmark 2021 - Baggrundsrapport*. Aalborg Universitet.

General rights
Copyright and moral rights for the publications made accessible in the public portal are retained by the authors and/or other copyright owners and it is a condition of accessing publications that users recognise and abide by the legal requirements associated with these rights.

- Users may download and print one copy of any publication from the public portal for the purpose of private study or research.
- You may not further distribute the material or use it for any profit-making activity or commercial gain
- You may freely distribute the URL identifying the publication in the public portal -

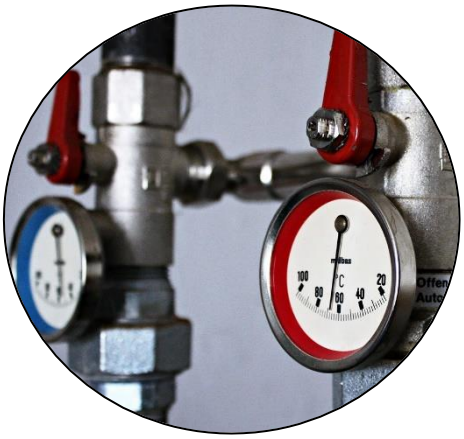
Take down policy
If you believe that this document breaches copyright please contact us at vbn@aub.aau.dk providing details, and we will remove access to the work immediately and investigate your claim.

Downloaded from vbn.aau.dk on: April 16, 2024

AALBORG UNIVERSITY
DENMARK

VARMEPLAN DANMARK 2021

Baggrundsrapport



VARMEPLAN DANMARK 2021

Baggrundsrapport

© Forfatterne

Brian Vad Mathiesen

Henrik Lund

Steffen Nielsen

Peter Sorknæs

Diana Carolina Moreno Saltos

Jakob Zinck Thellufsen

Udgivet af

Institut for Planlægning

Aalborg Universitet

Rendsburggade 14

9000 Aalborg

Denmark

ISBN: 978-87-93541-40-5

Denne baggrundsrapport indeholder dokumentation for de forskellige analyser og konklusioner der præsenteres i "Varmeplan Danmark 2021 - En Klimaneutral Varmeforsyning". Baggrundsrapporten er opdelt i 2 dele. Del 1 fokuserer på de geografiske analyser (GIS), mens del 2 fokuserer på energisystemanalyserne.

Indhold

1 GIS Kortlægning 5
1.1 Kortlægning af varmebehov i eksisterende bygninger 5
1.2 Energibesparelser i eksisterende bygninger 8
1.3 Fjernvarmescenarier og 4. generationsfjernvarme 10
1.3.1 Fjernvarmeudvidelser i forhold til nuværende varmeforsyning 11
1.3.2 Metodebeskrivelse til omkostninger for fjernvarmeudvidelser 13
1.3.3 Varmetab for eksisterende fjernvarme 15
1.3.4 Metodebeskrivelse af sammenkobling af fjernvarme 16
1.4 Resultater af fjernvarmekortlægningen 17
1.5 Kortlægning af overskudsvarme 20
1.5.1 Opsummering af kortlægningen 25
1.6 Kortlægning af geotermi 27
1.6.1 Geotermisk kapacitet 28
1.6.2 Opdeling i klynger på minimum 10 MW og herefter minimum 70 MW 29
1.7 Kortlægning af fjernvarmeområder med plads til overskudsvarme 32
1.8 Onlinekort fra Varmeplan Danmark 2021 36
1.8.1 Guide til at anvende onlinekortene 36
1.9 Specifikke eksempler på muligheder for udvidelser 39
1.9.1 Holbæk 39
1.9.2 Gentofte 40
1.9.3 Horsens 40
1.9.4 Vejle 41
1.9.5 Ringsted 41
1.9.6 Holstebro 42
1.9.7 Viborg 42
1.9.8 Birkerød og omegn 43
2 Energisystemanalyser 44
2.1 IDAs Klimasvar 2045 44
2.2 Beskrivelse af metode til energisystemanalyser i Varmeplan Danmark 2021 45
2.2.1 Brug af IDAs Klimasvar 2045 45
2.2.2 Ændringer ved hvert scenarie 46
2.2.3 Fjernvarmeudvidelsesscenarier 46
2.2.4 3GDH og 4GDH i energisystemanalyserne 47

2.2.5 Varmebesparelsesscenarier 48
2.2.6 Geotermi 48
2.2.7 Overskudsvarme potentiale 49
2.3 Energisystemanalyseværktøj 51
2.4 Individuel vurdering af de forskellige teknologier fra kortlægningen 52
2.5 Varmeplan Danmark 2021 energisystemscenarier 53
2.5.1 Varmeplan Danmark 2021 energisystemscenarier 54
Referencer 58
Bilag A – Varmeatlas 2019 60
Bilag B – Resultater fra energisystemanalyser for den individuelle vurdering af teknologier 65

1 GIS Kortlægning

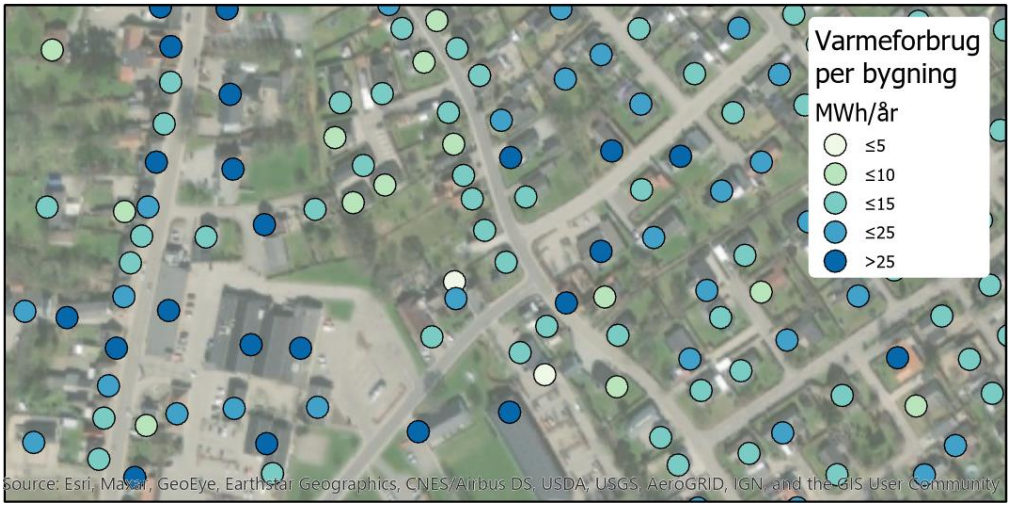
I dette kapitel præsenteres metoder og resultater af den GIS kortlægning, der er foretaget i forbindelse med "Varmeplan Danmark 2021" (VPDK2021). Kortlægningen tager udgangspunkt i eksisterende geografiske databaser og kombinerer dette med relevante metoder. Det generelle formål med kortlægningen er at forsyne energisystemanalyserne med relevante informationer omkring f.eks. varmebehov, omkostninger ved udvidelser af fjernvarmenet og geografisk placering af potentiel overskudsvarme fra industrier. Først kortlægges varmebehovet i de eksisterende bygninger samt besparelsespotentialet i disse. Dernæst præsenteres de forskellige fjernvarmescenarier, hvis hovedfokus er at undersøge fjernvarmeudvidelser samt forskellen på 3. og 4. generationsfjernvarme. Dette følges af tre separate analyser af hhv. overskudsvarme fra industri og erhverv, geotermi i fjernvarmen samt potentiale for anden overskudsvarme. Slutteligt findes en oversigt over det anvendte kortmateriale, som også er gjort tilgængeligt online samt nogle specifikke eksempler på byer, hvor der er gode potentialer for fjernvarmeudvidelser.

1.1 Kortlægning af varmebehov i eksisterende bygninger

Da der ikke eksisterer en samlet database over registrerede varmebehov i de danske bygninger, er varmebehovet i denne rapport estimeret ved hjælp af den såkaldte varmeatlasmetode. Metoden anvender estimater for årlige gennemsnits energiforbrug (kWh/m^2) kombineret med relevante oplysninger fra Bygnings- og Boligregistret (BBR). Fordelen ved denne metode er, at varmebehovet bliver estimeret på bygningsniveau og derved i de videre analyser kan opsummeres alt efter formål. Dette giver fleksibilitet til både at anvende eksisterende administrative afgrænsninger samt relevante afgrænsninger for analysen. Varmeatlasset er udgivet i forskellige versioner siden den første udgave fra 2006.

- Version 1.0: BBR-data fra marts 2006 og beskrevet i artiklen "A heat atlas for demand and supply management in Denmark" [1]
- Version 2.0: BBR-data fra 2009 og beskrevet i artiklen "Conversion of individual natural gas to district heating: Geographical studies of supply costs and consequences for the Danish energy system" [2]
- Version 3.0 (2013): BBR-data fra 2012 og beskrevet i artiklen "High resolution heat atlases for demand and supply mapping"[3]
- Version 4.0 (2014): BBR data fra 2013 and described in the article "Comparison of district heating expansion potential based on consumer-economy or socio-economy" [4]
- Version 5.0 (2016): BBR-data fra 2016 og beskrevet i "The Danish Heat Atlas 2016 – Documentation"[5]
- Version 6.0 (2020): BBR-data fra 2019 og beskrevet i denne rapport.

I Bilag A findes en oversigt over bygningsanvendelseskategorier fra BBR, aldersklassificering og antagende årlige specifikke varmebehov i kWh/m^2. Ved at kombinere informationerne om anvendelse og alder med bygningsstørrelse, findes et estimeret årligt varmeforbrug per bygning i MWh/år. Resultatet af dette er illustreret på kortet Figur 1.



Figur 1: Eksempel på detaljeringsgraden af varmeatlasset. Viser årlige varmebehov for et byområde

Udover informationerne omkring alder og anvendelse indeholder BBR også informationer om hver bygnings varmeforsyning. I BBR er varmeforsyningen angivet som en kombination af opvarmningsform og varmeinstallation. Dette er i varmeatlasset simplificeret til følgende 7 varmeforsyningstyper: fjernvarme, naturgas, olie, biomasse, elvarme, varmepumpe og andet. Informationerne omkring varmeforsyningstype i BBR er dog fejlbehæftede, specielt i forhold til individuelt opvarmede bygninger med oliefyr eller biomasse, hvilket f.eks. er analyseret af Energistyrelsen [6]. Drivkraft Danmark, der leverer olie til danske boliger anslår, at der siden 2014 er sket en reduktion af boliger opvarmet med oliefyr fra 88.000 boliger til 62.779 boliger i 2019 [4]. Der er i VPDK2021 justeret for denne forskel, ved at omkategorisere den del af boligerne der i BBR er registret til oliefyr, men som overgår de 62.779 boliger. Da Drivkraft Danmark har angivet fordelingen af oliefyr på kommunalt niveau, er omkategoriseringen foretaget således, at antallet passer på kommuneniveau. Da det er uvist hvilke boliger, der ikke har oliefyr længere, er disse tilfældigt udvalgt. Dette giver en stor usikkerhed på bygnings niveau, men det væsentligt er da også at få forskellen på nationalt niveau. Tabel 1 viser resultatet af omkategoriseringen, hvor det ses, at oliefyr reduceres fra 12,5% til 5,7% af alle bygninger, mens biomasse øges fra 6,1% til 12,8%. Det skal bemærkes, at disse tal inkluderer andre bygningskategorier end boliger, derfor er det samlede antal oliefyr højere, end hvad der er nævnt tidligere.

Tabel 1: Varmeforsyning fordelt på antal fra BBR2019 og opdateret i VPDK2021

	BBR2019		**VPDK2021**	
Type	**Antal**	**%**	**Antal**	**%**
Fjernvarme	834.243	41,8%	834.243	41,8%
Naturgas	375.562	18,8%	375.562	18,8%
Olie	248.707	12,5%	113.616	5,7%
Biomasse	121.130	6,1%	256.221	12,8%
Elvarme	294.909	14,8%	294.909	14,8%
Varmepumpe	110.820	5,6%	110.820	5,6%
Andet	10.933	0,5%	10.933	0,5%
Sum	**1.996.304**	**100%**	**1.996.304**	**100%**

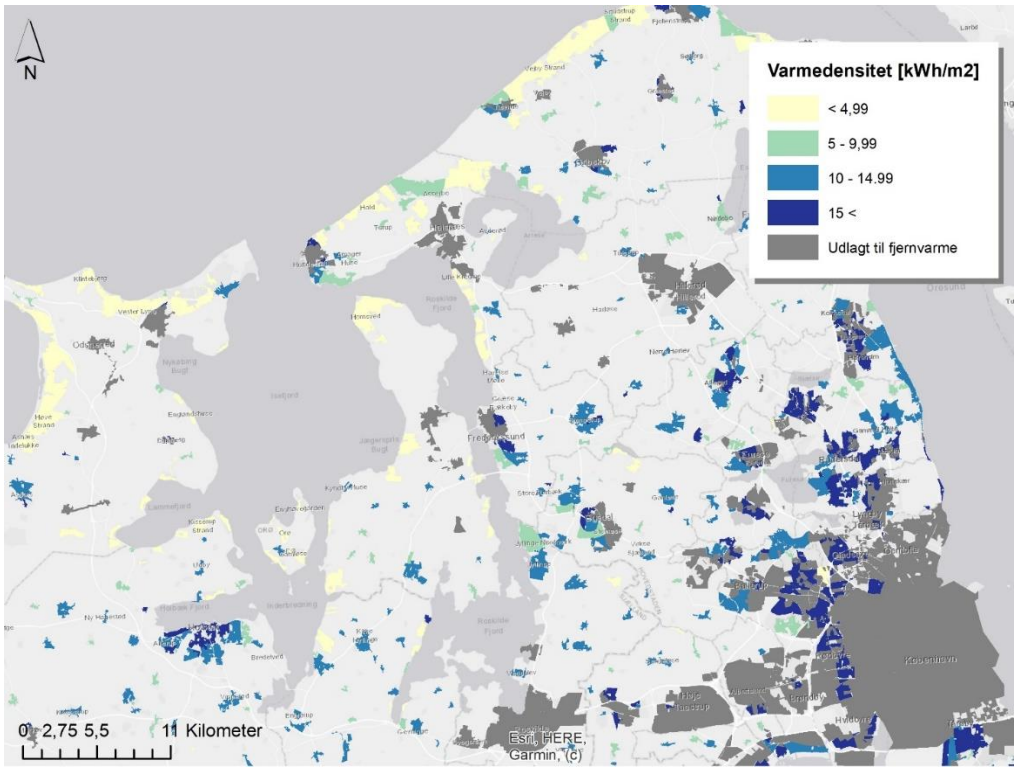
Da varmeforbrugene i varmeatlasset er estimeret ud fra en bottom-up model, er det nødvendigt at justere til i forhold til Energistatistikken. Til justeringen er opvarmningsbehovet for 2019 anvendt. Som det ses i Tabel 2

er det samlede behov ca. 8% lavere end estimatet fra Varmeatlas 2019. Justeringen er dog foretaget i forhold til hver opvarmningstype, så bygninger med biomasse, elvarme og varmepumper opjusteres i forhold til estimatet fra varmeatlasmetoden.

Tabel 2: Varmeforsyning fordelt på TWh/år i Varmeatlas 2019 samt Energistatistik 2019 samt VPDK2021

	Varmeatlas 2019		ES2019 og VPDK2021	
Type	**TWh/år**	**%**	**TWh/år**	**%**
Fjernvarme	32,1	54,5%	27,4	50,8%
Naturgas	10,6	18,0%	8,3	15,4%
Olie	4,5	7,6%	2,4	4,4%
Biomasse	5,9	10,0%	11,4	21,1%
Elvarme	3,3	5,6%	1,9	3,5%
Varmepumpe	2,1	3,6%	2,3	4,3%
Andet	0,4	0,6%	0,3	0,6%
Sum	**58,89**	**100%**	**53,95**	**100%**

Det samlede varmebehov på 53,95 TWh/år er det, der anvendes i GIS analyserne. Når varmehovet opsummeres på byområder, kan det vises som varmedensitetskortet på Figur 2. På kortet ses det, at der er mange områder med varmedensitet over 10-15 kWh/m^2, som typisk er de områder, som kunne være relevante for fjernvarmen. I disse områder er der på nuværende tidspunkt primært naturgas. Det bør her understreges, at m^2 i varmedensiteten henviser til arealet af hvert byområde.



Figur 2: Kort over varmedensitet i byområder uden fjernvarme

1.2 Energibesparelser i eksisterende bygninger

Statens Byggeforskningsinstitut (SBi) ved AAU har i en rapport fra 2017 [8], analyseret energibesparelsespotentialer og de økonomiske omkostninger for forskellige energieffektiviseringstiltag i danske bygninger. SBi scenarierne anvender de samme bygningsanvendelseskategorier, som findes i BBR og dermed varmeatlasset, hvilket gør det muligt at tage højde for energieffektiviseringer i varmeatlasset.

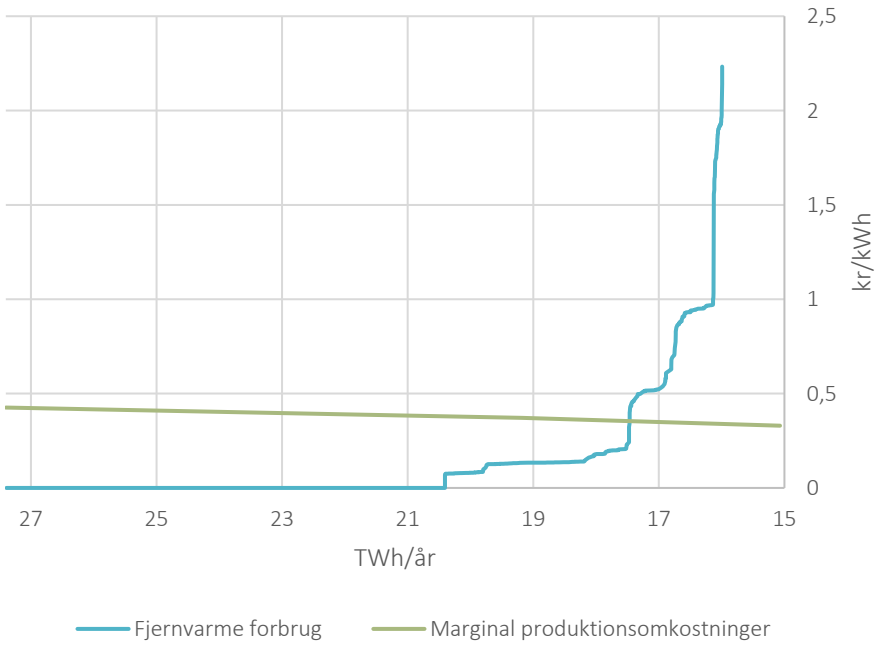
SBi opstiller i rapporten [8] følgende 7 niveauer for energieffektiviseringer:

1. Minimum ved basal renovering af bygningsdelene til byggeteknisk acceptabel standard
2. Niveau 1 + Isolering af tomme hulmure
3. Niveau 2 + Vinduer med energimærke A
4. Niveau 3 + Nogen isolering på loft og tag
5. Sædvanlig god praksis for isolering ved renovering
6. Energifokus ved isolering af renoverede bygningsdele
7. Niveau 6 + efterisolering af loft og tag som er isoleret svarende til Niveau 6

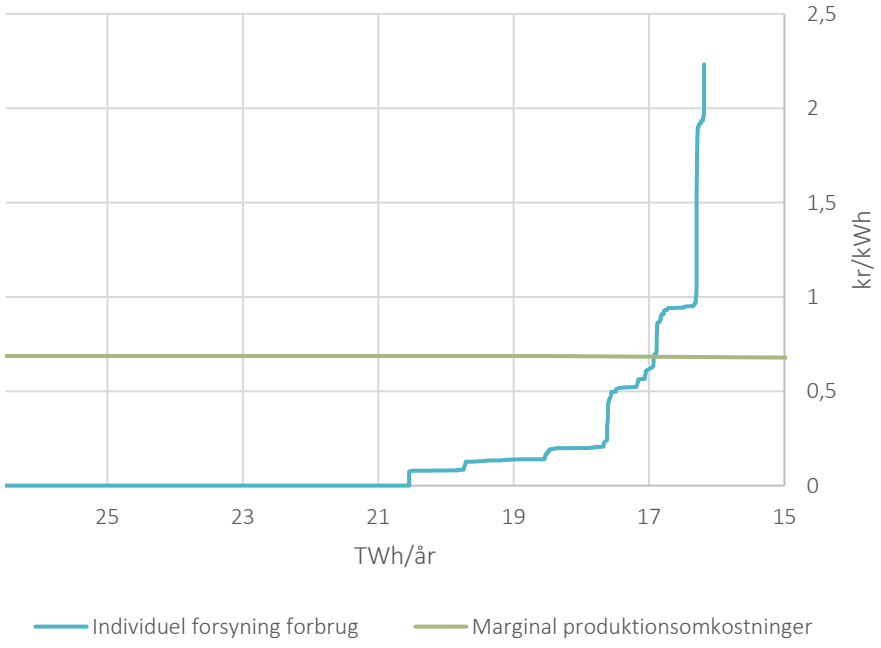
Niveauerne bygger ovenpå hinanden, således at niveau 3 ikke kan implementeres uden at niveau 1 og 2 implementeres. Niveauerne er valgt således, at omkostningen i kr/kWh sparet er stigende for hvert tiltag, således at de mest omkostningseffektive løsninger ligger i de første niveauer. En vigtig antagelse i den henseende er, at det i SBi rapporten antages, at niveau 1 opnås uden ekstra omkostninger, da det forventes at alle bygninger vil undergå basal renovering over tid.

For at finde ud af hvilke energieffektiviseringstiltag, der bør implementeres anvendes de marginale system omkostninger benyttet i "IDAs Klimasvar 2045" 2030 scenariet (IDA2030) (se mere i afsnit 2.1) tilpasset varmebehovet fundet i VPDK2021 og 4 forskellige niveauer af varmebesparelser på hhv. 0%, 15%, 30% og 45%. Udover en reduktion af varmebehovet reduceres kedelkapaciteten for fjernvarmen og kraftværkskapaciteten i forhold til den individuelle forsyning (der i IDA2030 scenariet primært er varmepumper).

Figur 3 og Figur 4 viser omkostningskurver for energieffektiviseringer i hhv. fjernvarme og individuelle bygninger, sorteret fra laveste til højeste omkostninger sammenholdt med de marginale produktionsomkostninger fra IDA2030 scenariet. I SBi scenarierne antages det, at en række energieffektiviseringer vil være basistiltag uden yderligere omkostning (dette inkluderer mekanisk ventilation), dette ses på venstre side af grafen, hvor kurven følger x-aksen indtil et vist punkt, derefter stiger kurven da besparelsestiltagene bliver dyrere. Når denne kurve sammenholdes med de marginale omkostninger til varmeproduktionen, findes skæringspunktet hvor varmebesparelserne bliver dyrere end varmeproduktionen. For fjernvarme er dette ved en pris på 0,24 kr/kWh, hvilket fører til en reduktion af det årlige varmeforbrug ned til 17,5 TWh/år. For individuel forsyning er dette ved en pris på 0,65 kr/kWh, svarende til et forbrug på 16,9 TWh/år. Sammenholdt med det oprindelige varmeforbrug, giver det en samlet besparelse på 36,2% både for fjernvarme og individuelt forsynede bygninger. Det samlede varmebehov reduceres dermed fra 53,95 TWh/år til 34,41 TWh/år.

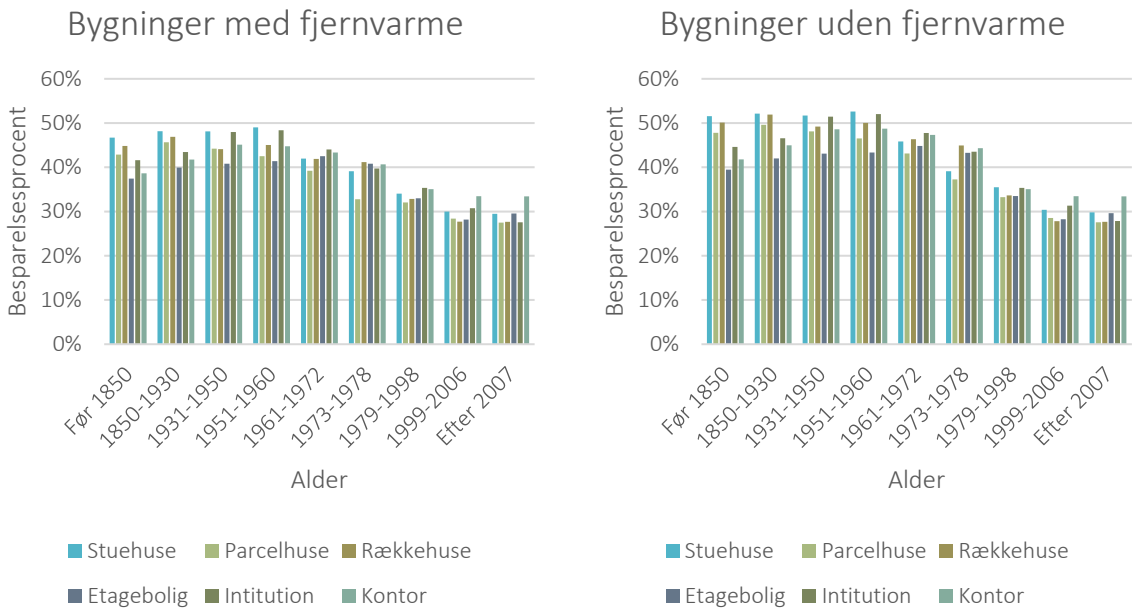


Figur 3: Implementering af varmebesparelser i fjernvarmen sammenholdt med marginale produktionsomkostninger



Figur 4: Implementering af varmebesparelser i bygninger uden fjernvarme sammenholdt med marginale produktionsomkostninger

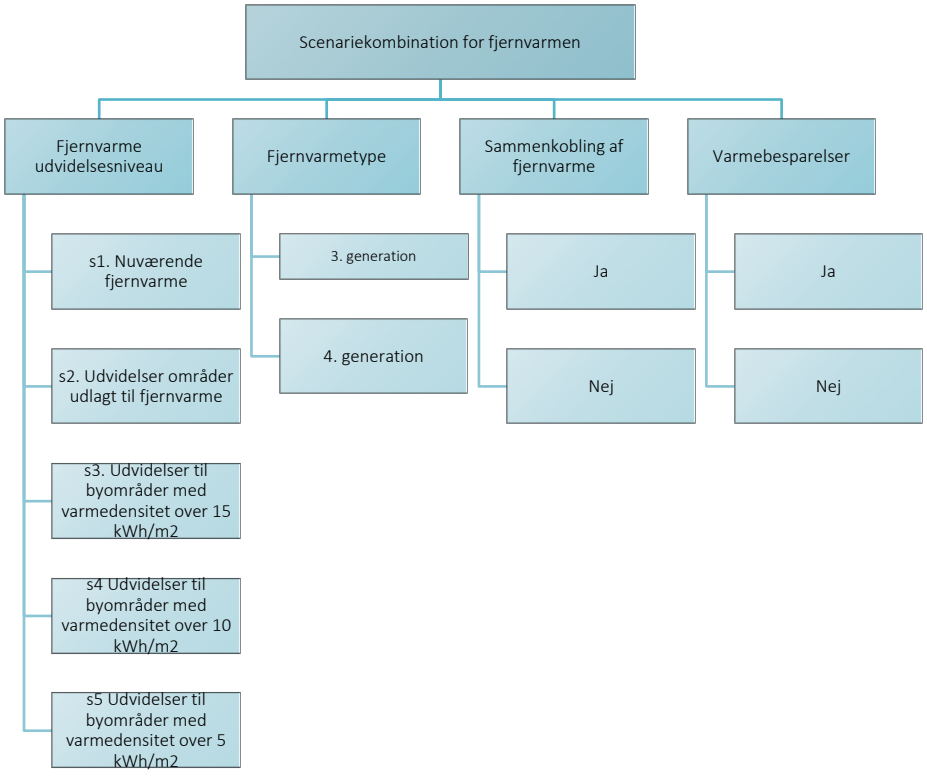
Det bør understreges, at de 36,2% varmbesparelser samlet set ikke gælder for alle bygninger, da potentialer og omkostninger afhænger af både bygningsanvendelse og alder. Figur 5 viser de besparelsesprocenter, der er anvendt for de væsentligste typer af bygningsanvendelser. Her ses det ikke overraskende, at der opnås en lavere besparelsesprocent i nyere bygninger end ældre bygninger. Der er forskel mellem de forskellige bygningsanvendelser, men valg af varmeforsyning har også en effekt, idet bygninger med fjernvarme har en lidt lavere besparelsesprocent end bygninger uden fjernvarme.



Figur 5: Varmebesparelser fordelt på bygningsanvendelse og alder

1.3 Fjernvarmescenarier og 4. generationsfjernvarme

I VPDK21 arbejdes der med forskellige scenarier for fjernvarmen. Scenarierne inkluderer forskellige niveauer af fjernvarmeudvidelser, et skift til 4. generationsfjernvarme (4GDH), sammenkobling af fjernvarmeområder og varmebesparelser i bygningerne. Figur 6 viser en oversigt over kombinationen af alle disse elementer, som samlet set giver hele 40 mulige scenarier.



Figur 6: Oversigt over elementerne i fjernvarmescenarierne

Fjernvarmeudvidelsesniveauet er udelukkende baseret på varmedensiteten, hvor der ligger en grundlæggende antagelse om at fjernvarme er bedst i områder med højere varmedensitet. Den gradvise udbygning mellem de forskellige niveauer giver en forøgelse i fjernvarmens andel af det samlede varmebehov fra s1 (49,6%), s2 (58,5%), s3 (62,1%), s4 (71,0%) til s5 (74,2%). Fjernvarmeudvidelsesniveauerne er yderligere beskrevet i afsnit 1.3.1.

I forhold til fjernvarmetype, ligger der en antagelse om, at fjernvarmen over tid udvikler sig hen imod lavere temperaturer og mere effektive systemer, den såkaldte 4GDH. I denne rapport er der for 4GDH anvendt en fremløbstemperatur på 60°C og en retur temperatur på 30°C, mens der for 3. generation (3GDH), den eksisterende fjernvarme, er anvendt en fremløbstemperatur på 80°C og en retur temperatur på 40°C.

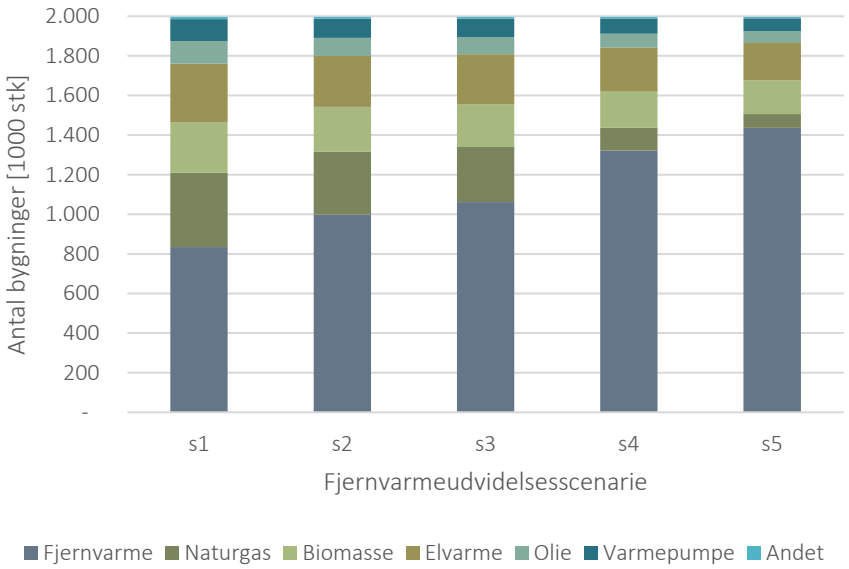
Sammenkoblingen af fjernvarme er medtaget for at undersøge effekterne af at udnytte de forskellige varmekilder over større områder. Der arbejdes med en simplificeret model i denne rapport, hvor der ved hjælp af GIS værktøjer udregnes en omkostning for at sammenkoble fjernvarmeområderne ved at bygge transmissionsledninger mellem områderne. Når denne omkostning divideres med varmebehovet for fjernvarmeområderne findes en omkostning i kr/MWh for transmissionsledningen. Ud fra denne omkostning udvælges sammenkoblinger med en pris under 75 kr/MWh. Der er uendelig mange muligheder for at sammenkoble fjernvarmeområder på forskellig vis og varmeproduktionsomkostninger samt tilgængelige varmekilder, har en høj indflydelse på om det giver økonomisk mening at sammenkoble fjernvarmeområder. Den simple metode er dog med til at give en indsigt i om den generelle effekt af at koble områder sammen. Metoden er beskrevet nærmere i afsnit 1.3.4.

Varmebesparelserne er baseret på afsnit 1.2, hvor der arbejdes med et scenarie uden varmebesparelser og et med 36,2% besparelser generelt. Det skal her igen understreges at der ikke er samme varmebesparelser for de forskellige bygningstyper.

1.3.1 Fjernvarmeudvidelser i forhold til nuværende varmeforsyning

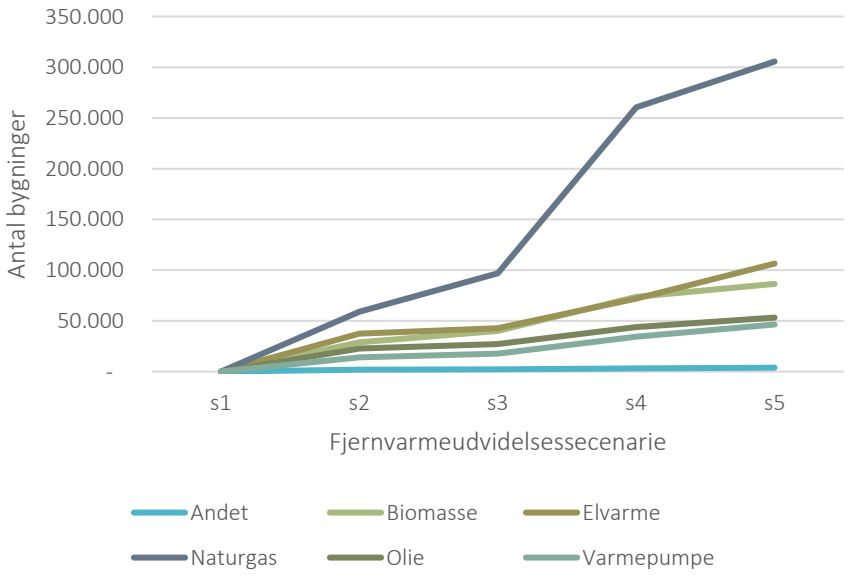
Som nævnt i det foregående afsnit, er analyserne bygget op omkring forskellige niveauer for fjernvarmeudvidelser som er udvalgt på baggrund af en landsdækkende kortlægning af varmedensitet for byområder. I energisystemanalyserne ændres varmeproduktionen både for fjernvarme men også i den individuelle forsyning. Følgende beskrivelse, giver dog et kort overblik over forskellen mellem de 5 fjernvarmeudvidelsesscenarier, hvis det antages, at bygninger med individuel forsyning har samme teknologi som i dag. Dermed bliver det muligt at se, hvilke bygninger der skifter fra f.eks. oliefyr til fjernvarme i scenarierne.

Figur 7 viser det samlede antal bygninger og fordelingen mellem forsyningstyperne, når fjernvarmen udvides. Her ses det, at antallet af bygninger med fjernvarme stiger fra 834.000 i s1 til 1.436.467 i s5.



Figur 7: Antal bygninger fordelt på forsyningstype og fjernvarmeudvidelsesscenarie, hvis individuel forsyning beholder den nuværende forsyning

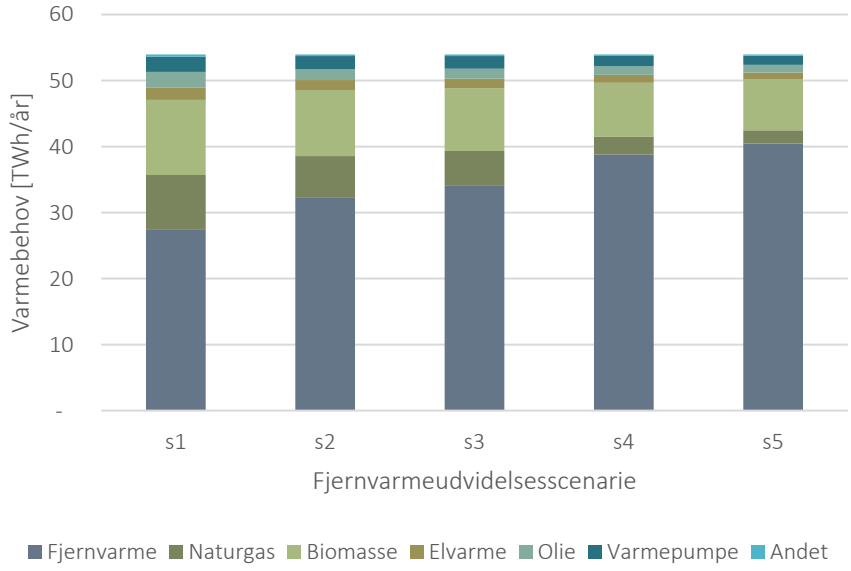
Figur 8 viser antallet af bygninger, der konverterer til fjernvarme fordelt på deres nuværende forsyning. Her ses det, at en stor del af bygningerne, der konverteres til fjernvarme, er naturgasfyr, der stiger til 300.000 bygninger i s5. Det ses dog også, at frem til s3 er det kun 100.000 bygninger, der konverteres fra naturgas til fjernvarme, så det er væsentligt om fjernvarmen udvides til s4. I forhold til de resterende forsyningstyper ligger disse noget lavere, med elvarme og biomasse på hver ca. 100.000 bygninger og olie og varmepumper på hver ca. 50.000 bygninger i s5. I praksis vil der være stor usikkerhed omkring konverteringen af elvarme og varmepumper til fjernvarme.



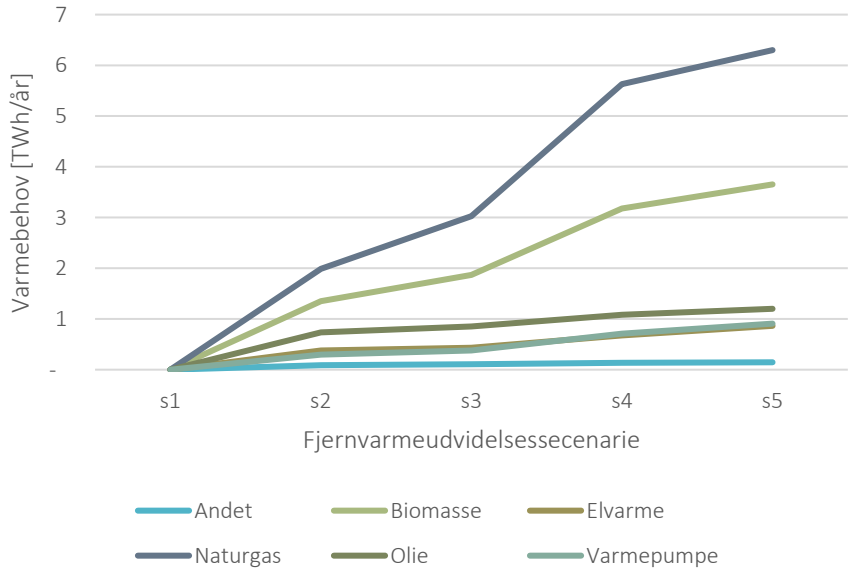
Figur 8: Antal bygninger der konverterer til fjernvarme fordelt på nuværende forsyningstype

Figur 9 og Figur 10 viser samme udvikling som Figur 7 og Figur 8, dog med fokus på bygningernes varmebehov i stedet for antallet af bygninger. Her er det væsentlige, at fjernvarmen øges fra 27,4 TWh/år i s1 til 40,5

TWh/år i s5. Denne forøgelse kommer primært fra konverteringen af bygninger med naturgas og biomasse, hvor naturgas udgør 6,2 TWh/år mens biomassen udgør 3,6 TWh/år. De resterende forsyningstyper udgør ca. 1 TWh/år hver.



Figur 9: Varmebehov i hvert fjernvarmescenarie, hvis individuel forsyning beholder nuværende forsyning



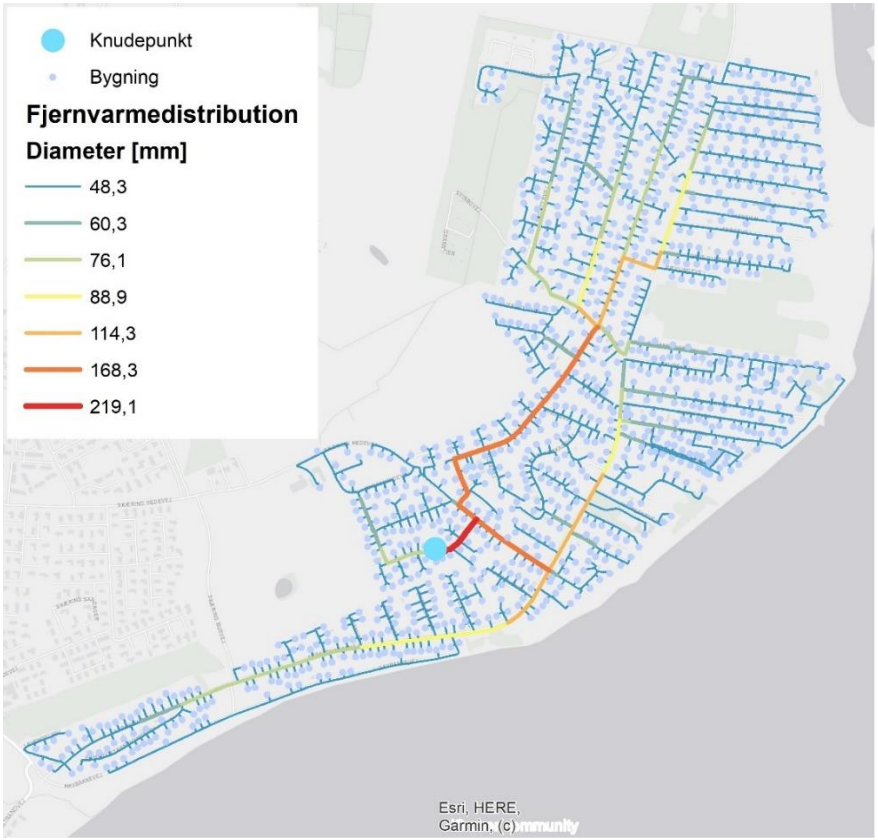
Figur 10: Varmebehov der konverterer til fjernvarme fordelt på forsyningstype og fjernvarmeudvidelsesscenarie, hvis individuel forsynings beholder nuværende forsyning

For både fjernvarmeudvidelsesniveauer og fjernvarmesammenkoblinger er der udarbejdet GIS modeller til at udregne omkostningerne forbundet med at udvide fjernvarmesystemerne, disse modeller beskrives i de følgende afsnit 1.3.2 og 1.3.4.

1.3.2 Metodebeskrivelse til omkostninger for fjernvarmeudvidelser

Omkostningerne til fjernvarmeudvidelserne udregnes på baggrund af en GIS model, der anvender det estimerede varmeforbrug i bygningerne til at estimere størrelsen på fjernvarmerør og vejnettet til at finde

længden af rørnettet. GIS modellen skal ses som et generelt værktøj, der er mere detaljeret end blot at anvende en omkostning baseret på varmedensiteten, som det ses i Energistyrelsens teknologikatalog [9], men mindre detaljeret end den konkrete planlægning, der foretages ude i forsyningsselskaberne. Fordelen ved den anvendte model er, at den tager højde for bygningernes placering i forhold til hinanden, da der selv med samme varmedensitet, kan der være stor forskel på byområdernes udformning, som vil påvirke udformningen af distributionsnettet og i sidste ende påvirker både varmetab og investeringsomkostninger. Kortet på Figur 11 viser et eksempel på et resultat for et byområde, hvor modellen er anvendt til at finde et fjernvarmedistributionsnet. Her ses det, at modellen forbinder alle bygninger til et knudepunkt (de blå punkter på kortet i Figur 11). Knudepunktet er valgt som en tilfældig central placering for hvert byområde. I en konkret planlægning vil der være flere overvejelser ift. konteksten for hver by, men da modellen er kørt på ca. 3.000 byområder har dette ikke være mulig. Til at finde distributionsnettet, er der i modellen anvendt de korteste ruter mellem hver enkelt bygning og knudepunktet. De ruter, hvor der er overlap mellem flere bygninger, deler distributionsledning og derfor ses det at hen mod knudepunktet er der behov for større distributionsledninger på op mod 219,1 mm i tykkelse, hvor stikledningerne tæt på bygningerne er typisk 48,3 mm der er anvendt.



Figur 11: Eksempel på output fra distributionsmodellen for 3GDH uden varmebesparelser

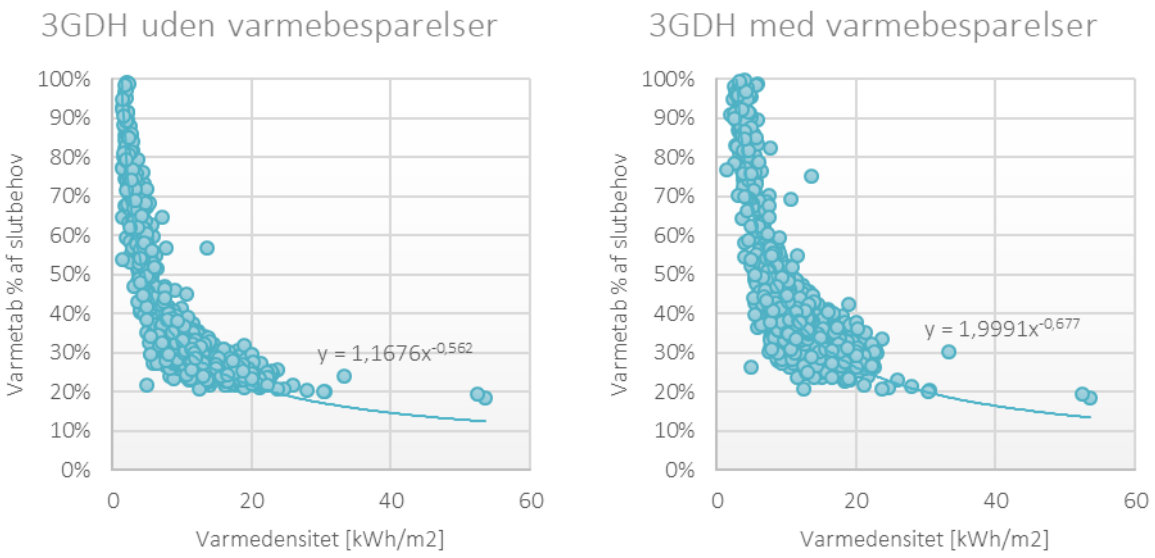
Eksemplet på Figur 11, viser hvordan kortlægningen er med til at skaber et bedre grundlag for at estimere fjernvarmeomkostningerne end at anvende en simpel kr/km^2 for forskellige varmedensiteter. Tabel 3 viser både datagrundlaget der ligger til grund for at estimere størrelses på distributionsledningerne, samt de tilhørende investeringsomkostninger. Investeringsomkostningerne indeholder omkostninger til materialer samt nedgravning i byområder. Kapacitet og varmetab er udregnet på baggrund af temperatursæt 80°C/40°C for 3GDH og 60°C/30°C for 4GDH, en gennemsnits varmetabskoefficient for serie 2 rør på 0,335 W/m^{2}K og en jordtemperatur på 8°C.

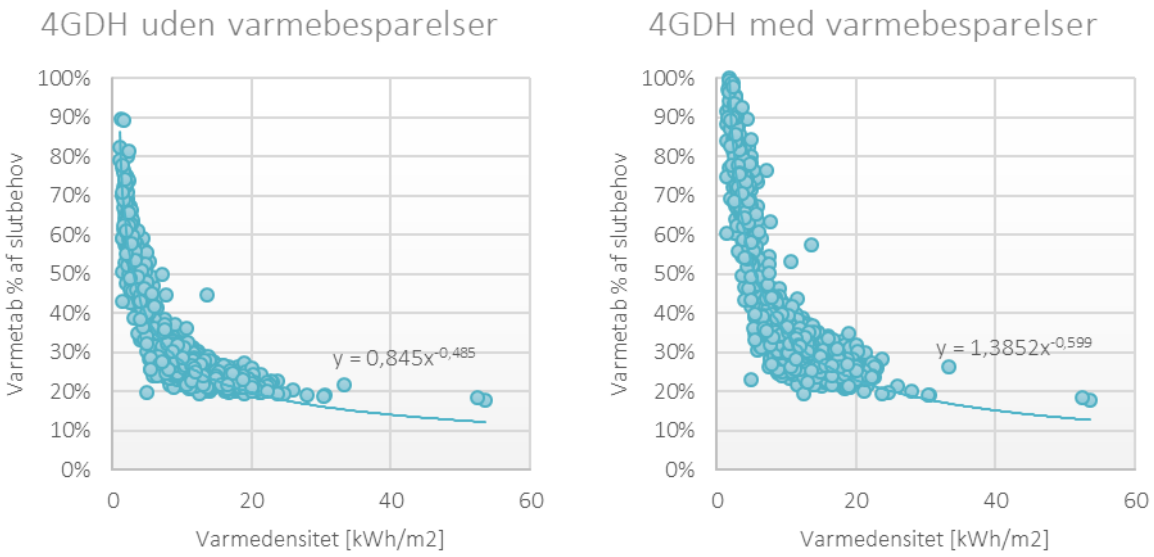
Tabel 3: Investeringsomkostninger, kapacitet og varmetab anvendt til fjernvarmeudvidelser

Rørdimension		3GDH		4DGH	
mm	Investering kr/m	Kapacitet MW	Varmetab (w/m)	Kapacitet MW	Varmetab (w/m)
33,7	2.277	0,04	5,30	0,03	3,80
42,4	2.708	0,08	6,60	0,06	4,70
48,3	3.105	0,17	8,30	0,13	5,90
60,3	3.535	0,31	9,70	0,23	6,90
76,1	4.232	0,59	12,50	0,44	8,90
88,9	5.005	0,90	15,30	0,67	10,90
114,3	6.009	1,74	18,40	1,31	13,10
139,7	7.116	2,99	24,00	2,24	17,10
168,3	7.864	4,90	29,90	3,67	21,30
219,1	8.983	9,88	35,50	7,41	25,20
273	10.758	17,60	44,50	13,20	31,70
323,9	13.023	28,10	55,60	21,08	39,60
406,4	15.525	50,99	66,80	38,25	47,50
508	18.387	91,94	77,90	68,95	55,40
609,6	21.220	147,59	89,00	110,69	63,30
711,2	24.197	220,91	100,10	165,68	71,20
812,8	27.457	312,94	111,30	234,70	79,20

1.3.3 Varmetab for eksisterende fjernvarme

Da den detaljerede model for fjernvarmenet ikke køres for de eksisterende fjernvarmeområder, foretages en regressionsanalyse, hvor varmedensiteterne sammenlignes med varmetabene, for de områder der er regnet på i forhold til fjernvarmeudvidelserne. Figur 12 viser de formler der anvendes for både 3GDH og 4GDH, både med og uden varmebesparelser. Det skal understreges, at tabet er angivet som procent af slutbehovet i bygningerne, det vil sige, at det vil være lavere, hvis det var angivet som procent af det leverede fjernvarmebehov. På Figurerne ses det, at varmetabet falder med høje varmedensiteter, og at 4GDH ligger lavere end det tilsvarende scenarie med 3GDH. I scenarier med varmebesparelser er varmetabet relativt højere i forhold til slutbehovet, dog er det faktiske varmetab lavere, da det slutbehov det udregnes på baggrund af er lavere.





Figur 12: Varmetab i eksisterende fjernvarmeområder regressionsanalyse

1.3.4 Metodebeskrivelse af sammenkobling af fjernvarme

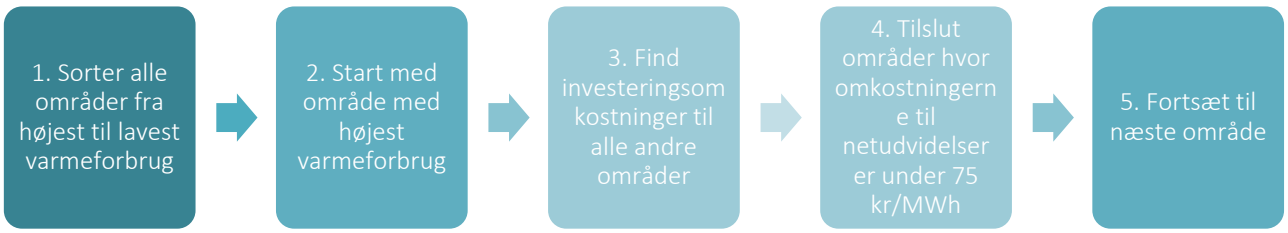
I nogle tilfælde kan der være en fordel i at sammenkoble fjernvarmeområder, da varmeproduktionsenhederne kan supplere hinanden, f.eks. kan billig overskudsvarme udnyttes bedre, når grundlastvarmebehovet øges. Sammenkoblingen af to fjernvarmeområder kræver en investering i en transmissionsledning, som omkostningsmæssigt skal være lavere end fordelene ved sammenkoblingen. I modellen tages der derfor udgangspunkt i at sammenkoble områder hvor omkostningen til transmissionsledningerne har en lav pris per MWh.

Tabel 4 viser de investeringsomkostninger, kapacitet og varmetab der er anvendt til sammenkoblingen af fjernvarmeområder. Investeringsomkostningerne er lavere end hvad der er anvendt til distributionsomkostningerne, da det antages at der ikke er den samme udgift til nedgravning, da disse typisk vil være udenfor tæt bebyggelse.

Tabel 4: Investeringsomkostninger, kapacitet og varmetab anvendt til sammenkobling af fjernvarme

Rørdimension mm	Investering kr/m	Kapacitet MW	Varmetab (w/m)
33,7	882	0,04	2,22
42,4	1.009	0,08	2,80
48,3	1.180	0,17	3,19
60,3	1.456	0,31	3,98
76,1	1.670	0,59	5,02
88,9	1.822	0,90	5,87
114,3	2.331	1,74	7,54
139,7	2.790	2,99	9,22
168,3	3.249	4,90	11,10
219,1	4.092	16,47	14,45
273	6.121	26,55	18,01
323,9	7.026	37,38	21,37
406,4	8.350	59,28	26,81
508	9.950	93,64	33,51
609,6	12.038	136,31	40,22
711,2	14.338	220,91	46,92
812,8	16.341	312,94	53,62

Figur 13 viser den metode, der er valgt til at undersøge sammenkobling af fjernvarmeområder. Metoden tager udgangspunkt i hver af fjernvarmeudvidelsesscenarierne, hvor disse i Punkt 1 sorteres fra højest til laveste varmeforbrug, hvorefter der i Punkt 2 udvælges det største område først (København). I Punkt 3, udregnes en investeringsomkostning til andre områder, denne investeringsomkostning er baseret på afstand og størrelse og omregnes til et kr/MWh ved at dividere med det årlige varmebehov i det område der undersøges. I Punkt 4, vælges kun sammenkoblinger med en omkostning under 75 kr/MWh. I Punkt 5 gentages Punkt 2-4 for næste område (Aarhus) indtil alle områder er undersøgt. Denne metode giver en differentiering på længden af transmissionsledningerne i forhold til størrelsen på områderne, dvs. at små områder skal ligge tæt på det fjernvarmområde, som de kobles på, mens større områder kan ligge længere væk. En alternativ metode kunne have været at sammenkoble alle områder indenfor en bestemt afstand. Her ville ulemperne dog være, at man risikerer at udelukke større områder udenfor den valgte afstand og inkludere små områder, der reelt er for dyre.



Figur 13: Metode til sammenkobling af fjernvarme

Til slut bør det nævnes, at formålet med denne analyse er at have en variation af fjernvarmeudvidelsesscenarierne, hvor nogle fjernvarmeområder er koblet sammen, således at den generelle effekt af at sammenkoble større områder kan undersøges på en relativt simpel måde. Det er på ingen måde et forslag til hvilke fjernvarmeområder der i praksis bør kobles sammen, da dette kræver mere detaljerede analyser af forholdene i de konkrete områder.

1.4 Resultater af fjernvarmekortlægningen

Tabel 5 og Tabel 6 viser resultaterne af fjernvarmekortlægningen for hhv. 3GDH og 4GDH for de fem fjernvarmeudvidelsesscenarier. Det skal her understreges, at disse anvendes senere i energisystemanalysen, i forskellige kombinationer. F.eks. er hvert fjernvarmeudvidelsesscenarie undersøgt både i forhold til med/uden varmebesparelser og med/uden transmissionsledninger mellem fjernvarmeområder.

Helt generelt ses det, at fjernvarmens andel stiger fra ca. 49% til ca. 74% af det samlede varmebehov, lidt afhængigt af om det er scenarier med varmebesparelser og hvilken generation fjernvarme, der er tale om. Dette svarer til en stigning i fjernvarmen fra 0,82 til 1,43 millioner bygninger mellem s1 og s5. Her bør det nævnes at ofte angives disse tal som andelen af boliger, hvilket ikke kan sammenlignes direkte med andelene af bygninger. Den procentvise andel af fjernvarmen vil typisk være højere, hvis den er angivet som anden af boligerne.

Varmetabets procentvise andel er højere i scenarierne med besparelser, mens varmetabet i absolutte tal er lavere, da den procentvise andel tager udgangspunkt i et lavere varmebehov. Det ses desuden, at 4GDH har et varmetab, der er ca. 2 procentpoint lavere end 3GDH, igen lidt afhængigt af hvilket fjernvarmeudvidelsesscenarie der ses på.

Nederst i begge tabeller er investeringsomkostningerne ved hvert fjernvarmeudvidelsesscenarie angivet. Varmebesparelserne er det samme i alle scenarierne på ca. 1,1 mia. kr. om året, hvorimod omkostningerne til investering i nye distributionsnet stiger for hvert scenarie og ender oppe på 3,2 mia. kr. om året, hvis der

udvides til s5. Det skal her bemærkes, at det antages, at områder allerede udlagt til fjernvarme, på forhånd har investeret i distributionsnet, som dækker hele det givne område. Herved antages det i s2 scenariet, at der kun vil være ekstra omkostninger til stikledninger til bygningerne. Dette betyder, at investeringsomkostningerne i s2 formentlig er undervurderede, da det kan ses i kortmaterialet, at nogle områder er nyligt udlagt til fjernvarme, hvorfor der sandsynligvis stadig mangler investering i distributionsnet i disse områder. Til transmissionsledningerne er der en relativt stor investeringsomkostning på 0,5-0,8 mia. kr. per år.

Tabel 5: Resultat af fjernvarmekortlægningen for 3. generationsfjernvarme

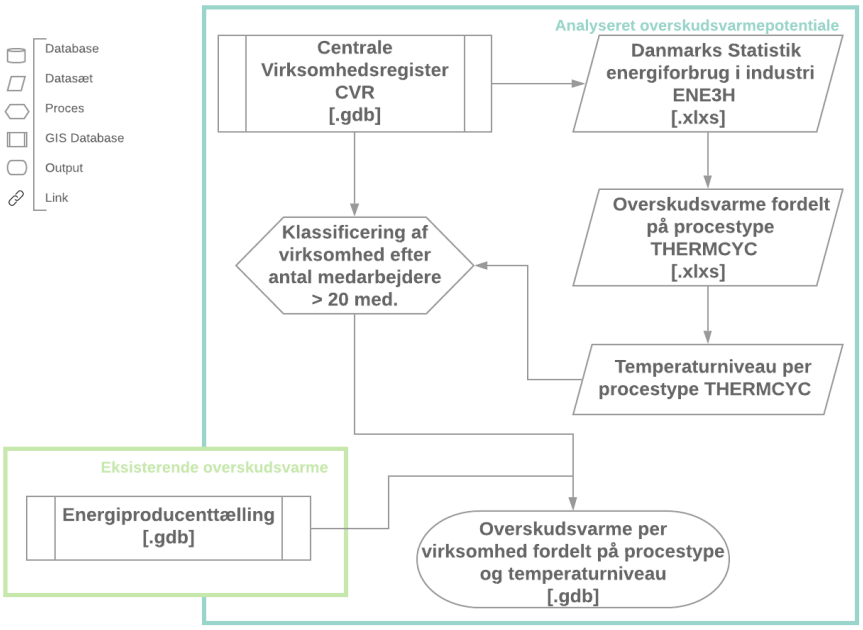
3GDH			**Fjernvarmescenarie**				
	Varmebesparelser	**Enhed**	**s1**	**s2**	**s3**	**s4**	**s5**
Fjernvarme							
Varmebehov	Uden	TWh/år	26,8	31,6	33,5	38,3	40,0
	Med	TWh/år	17,1	20,5	21,8	24,7	25,8
Fjernvarmebehov inklusiv varmetab	Uden	TWh/år	33,7	39,1	41,3	47,0	49,0
	Med	TWh/år	22,8	26,6	28,2	31,8	33,2
Varmetab	Uden	%	20,7%	19,3%	18,9%	18,4%	18,4%
	Med	%	24,9%	23,0%	22,5%	22,2%	22,3%
Fjernvarmeandel	Uden	%	49,6%	58,5%	62,1%	71,0%	74,2%
	Med	%	49,6%	59,3%	63,2%	71,6%	74,6%
Bygninger med fjernvarme		Mio.	0,82	0,98	1,09	1,33	1,43
Procent af samlet antal bygninger		%	41,1%	49,3%	54,7%	66,5%	71,9%
Individuel forsyning							
Bygninger		Mio.	1,18	1,01	0,95	0,68	0,57
Varmebehov	Uden	TWh/år	27,2	22,4	20,4	15,6	13,9
Varmebehov	Med	TWh/år	17,4	14,1	12,7	9,8	8,8
Investeringer							
Varmebesparelser	Med	mio.kr/år	1.160	1.160	1.160	1.160	1.160
Distributionsnet	Uden	mio.kr/år	-	28	525	2.377	3.252
	Med	mio.kr/år	-	19	493	2.266	3.110
Transmissionsnet	Uden	mio.kr/år	400	581	621	755	800
	Med	mio.kr/år	349	510	545	656	695

Tabel 6: Resultat af fjernvarmekortlægningen for 4. generationsfjernvarme

4GDH			**Fjernvarmescenarie**				
	Varmebesparelser	**Enhed**	**s1**	**s2**	**s3**	**s4**	**s5**
Fjernvarme							
Varmebehov	Uden	TWh/år	26,8	31,6	33,5	38,3	40,0
	Med	TWh/år	17,1	20,5	21,8	24,7	25,8
Fjernvarmebehov inklusiv varmetab	Uden	TWh/år	32,9	38,4	40,5	46,0	48,0
	Med	TWh/år	22,0	25,7	27,3	30,8	32,1
Varmetab	Uden	%	19%	18%	17%	17%	17%
	Med	%	22%	20%	20%	20%	20%
Fjernvarmeandel	Uden	%	49,6%	58,5%	62,1%	71,0%	74,2%
	Med	%	49,6%	59,3%	63,2%	71,6%	74,6%
Bygninger med fjernvarme		Mio.	0,82	0,98	1,09	1,33	1,43
Procent af samlet antal bygninger		%	41,1%	49,3%	54,7%	66,5%	71,9%
Individuel forsyning							
Bygninger		Mio.	1,18	1,01	0,95	0,68	0,57
Varmebehov	Uden	TWh/år	27,2	22,4	20,4	15,6	13,9
Varmebehov	Med	TWh/år	17,4	14,1	12,7	9,8	8,8
Investeringer							
Varmebesparelser	Med	mio.kr/år	1.160	1.160	1.160	1.160	1.160
Distributionsnet	Uden	mio.kr/år	-	28	541	2.444	3.339
	Med	mio.kr/år	-	19	505	2.315	3.174
Transmissionsnet	Uden	mio.kr/år	424	615	660	806	855
	Med	mio.kr/år	374	548	586	707	748

1.5 Kortlægning af overskudsvarme

I denne sektion beskrives metoden til estimering af overskudsvarme fra industri og erhverv. Metoden anvendes på virksomheder inden for 46 brancher og potentialet er udregnet på baggrund af det samlede energiforbrug fra Danmark Statistik, som fordeles ud på de specifikke virksomheder baseret på deres størrelse. Data er hentet fra det Centrale Virksomhedsregister (CVR). Figur 14 viser en skematisk oversigt over den anvendte metode.



Figur 14: Metode til estimering af overskudsvarme fra industri

Industriel overskudsvarme har tidligere været undersøgt i forskellige rapporter og studier [10,11]. Metoden anvendt i denne rapport bygger på informationer fra disse tidligere studier, og er en top-down fremgangsmåde, der fordeler statistisk data fordelt på brancher ud på de enkelte virksomheder. Fordelingen på virksomhedsniveau bygger på et CVR-udtræk indeholdende bl.a. lokalitet, branchetype og antal ansatte per virksomhed. Danmarks Statistik indeholder det nationale energiforbrug fordelt på de forskellige brancher. Det nationale energiforbrug fordeles ud på hver virksomhed, hvor antal ansatte anvendes til at foretage en vægtning i forhold til virksomhedernes størrelse. I forhold til at estimere temperaturniveauet for overskudsvarmen, anvendes data fra THERMCYC rapporten [12], der angiver fordelingen af processer og tilhørende temperaturniveauer for hver branche. CVR-udtrækket inkluderer 118.868 virksomheder indenfor brancherne beskrevet i Tabel 7. For virksomheder der allerede leverer overskudsvarme anvendes Energistyrelsens Energiproducenttælling fra 2019, da det vurderes, at dette er et langt bedre estimat end de gennemsnitstal modellen finder frem til. Her er 52 virksomheder identificeret, som samlet årligt leverer ca. 1186 GWh varme. Det bør nævnes, at overskudsvarmepotentialet for disse virksomheder ikke er medtaget i beregningerne, hvorfor der er et uudnyttet potentiale her. Der er dog i energisystemanalyserne medtaget overskudsvarme fra Aalborg Portland på 0,6 TWh/år, som tidligere påvist i forbindelse med Smart Energy Aalborg projektet [13].

Tabel 7: Branchekoder anvendt i potentialeanalysen

No.	Branchekode	Branche
1	10000	Landbrug og gartneri
2	20000	Skovbrug
3	30000	Fiskeri
4	80090	Indvinding af grus og sten
5	90000	Service til råstofindvinding
6	100010	Slagterier
7	100020	Fiskeindustri
8	100030	Mejerier
9	100040	Bagerier, brødfabrikker mv.
10	100050	Anden fødevareindustri
11	110000	Drikkevareindustri
12	120000	Tobaksindustri
13	130000	Tekstilindustri
14	140000	Beklædningsindustri
15	150000	Læder- og fodtøjsindustri
16	160000	Træindustri
17	170000	Papirindustri
18	180000	Trykkerier mv.
19	190000	Olieraffinaderier mv.
20	200010	Fremst. af basiskemikalier
21	200020	Fremst. af maling og sæbe mv.
22	210000	Medicinalindustri
23	220000	Plast- og gummiindustri
24	230010	Glasindustri og keramisk industri
25	230020	Betonindustri og teglværker
26	240000	Fremst. af metal
27	250000	Metalvareindustri
28	260010	Fremst. af computere og kommunikationsudstyr mv.
29	260020	Fremst. af andet elektronisk udstyr
30	270010	Fremst. af elektriske motorer mv.
31	270020	Fremst. af ledninger og kabler
32	270030	Fremst. af husholdningsapparater, lamper mv.
33	280010	Fremst. af motorer, vindmøller og pumper
34	280020	Fremst. af andre maskiner
35	290000	Fremst. af motorkøretøjer og dele hertil
36	300000	Fremst. af skibe og andre transportmidler
37	310000	Møbelindustri
38	320010	Fremstilling af medicinske og dentale instrumenter samt udstyr hertil
39	320020	Legetøj og anden fremstillingsvirksomhed
40	330000	Reparation og installation af maskiner og udstyr
41	450010	Bilhandel
42	450020	Bilværksteder mv.
43	460000	Engroshandel undtagen med motorkøretøjer og motorcykler
44	470000	Detailhandel undtagen med motorkøretøjer og motorcykler
45	550000	Hoteller mv.
46	560000	Restauranter

Formålet med metoden er, at estimere hvor overskudsvarmen ligger placeret i forhold til fjernvarmen; det er derfor vigtigt at få estimaterne på adresseniveau for virksomhederne. Med den anvendte metode findes estimerede gennemsnitstal for overskudsvarmen, udregnet baseret på nationale energibehov og delt ud på hver enkelt virksomhed i forhold til branche og antal ansatte. Disse gennemsnitstal er meget usikre, da der ud fra CVR-data reelt ikke er kendskab til energibehov eller processer for hver enkelt virksomhed. Det skal derfor understreges, at estimater baseret på mere detaljeret data om hver virksomhed, til en hver tid vil være at foretrække. I selve analysen er der valgt at afgrænse den samlede mængde virksomheder ud fra en række kriterier, som fremgår af Tabel 8.

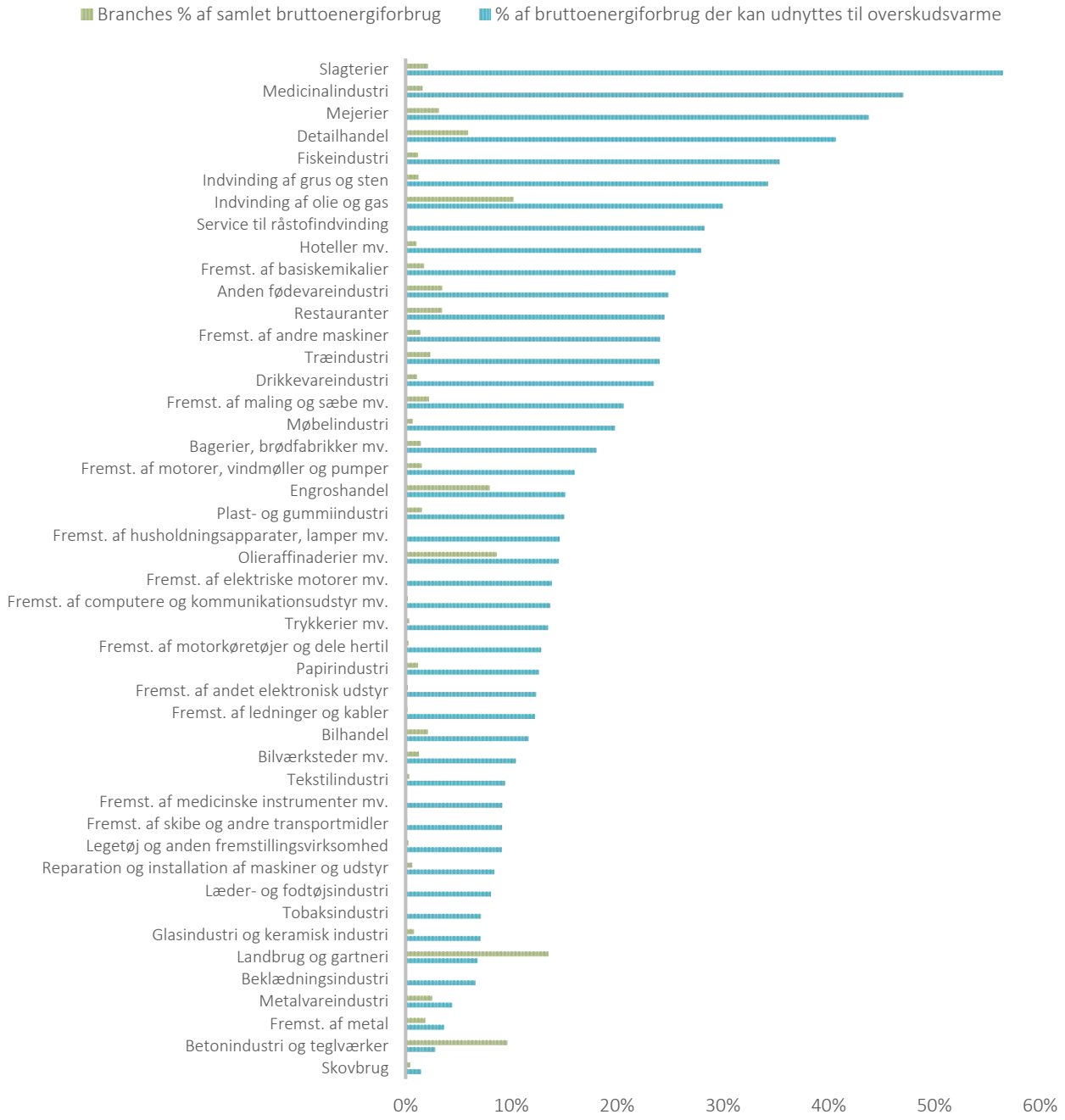
Tabel 8: Procedure for virksomheder udvalgt til analysen

Kriterie for medtagelse	Antal virksomheder	Potentiale [GWh]	% af potentiale	Kommentar
Alle	122.236	10.742	100%	Virksomheder inkluderet I CVR udtræk for de 46 brancher
Med koordinater	118.868	10.364	96%	Virksomheder med koordinater
Størrelse	9.263	5.813	54%	Virksomheder med mere end 20 ansatte
Ikke allerede udnyttet	9.235	5.505	51%	Virksomheder hvor overskudsvarme ikke allerede udnyttes til fjernvarme

Virksomheder med under 20 ansatte er udeladt, da disse typisk ikke vil være relevante for fjernvarmen. Det har reduceret antallet af virksomheder til 9.263. Figur 15 viser fordelingen før og efter denne frasortering. Her ses det, at mange brancher reduceres kraftigt i antal, for eksempel er der mange indenfor kategorien landbrug (kode 10000), der frasorteres, da de har under 20 ansatte.

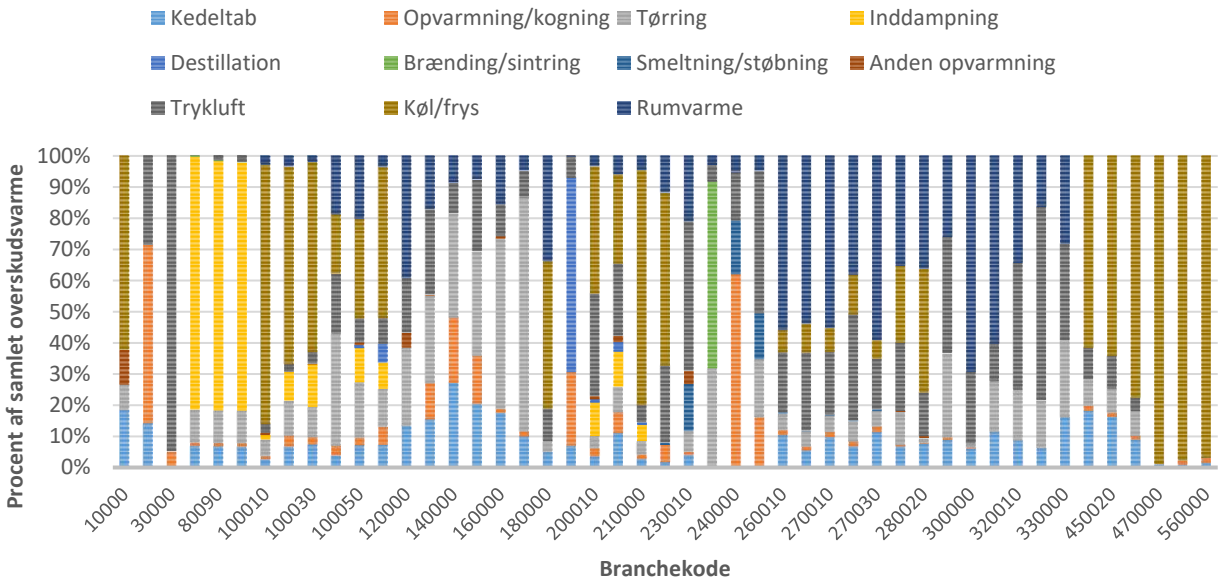
Figur 15: Antal virksomheder medtaget i analysen

Fordelingen af energi ud på processer sker på brancheniveau, ud fra nationale tal. Figur 16 viser hver branches procentvise andel af det samlede bruttoenergiforbrug for de udvalgte brancher, og hvor stor en procent af dette bruttoenergiforbrug, der kan udnyttes til overskudsvarme. Det er disse tal, der er udgangspunktet for at fordele overskudsvarmebehovet ud på de individuelle virksomheder. I figuren ses det, at der er omkring 9 brancher, hvor mere end 30% af bruttoenergiforbruget kan udnyttes til overskudsvarme, mens en stor del af brancherne ligger under 20%, og ca. 10 brancher ligger under 10%. Det ses også, at der er stor forskel på, hvor meget hver branche fylder i det samlede bruttoenergiforbrug. Der er brancher, som fylder meget i det samlede billede, hvor der er begrænsede muligheder for at udnytte overskudsvarmen.



Figur 16: Procent af bruttoenergiforbrug der kan udnyttes til overskudsvarme. Egen graf baseret på tal fra [12] *i forhold til overskudsvarmeudnyttelse. Bruttoenergiforbruget per branche er opgjort af Danmarks Statistik* [14]

Det er ikke kun andelen af bruttoenergibehovet, som kan udnyttes til overskudsvarme der er vigtig, men også de processer, som overskudsvarmen er relateret til. Figur 17 viser den procentvise fordeling af de forskellige processer per branche. Her ses det, som forventet, at der er stor forskel på hvilken industri, der er tale om. I de tunge industrier er det f.eks. smeltning og støbning, der står for en stor del af energiforbruget, mens det i andre er kølebehovet, som dominerer.



Figur 17: Procentvis fordeling af processer per branche [15]

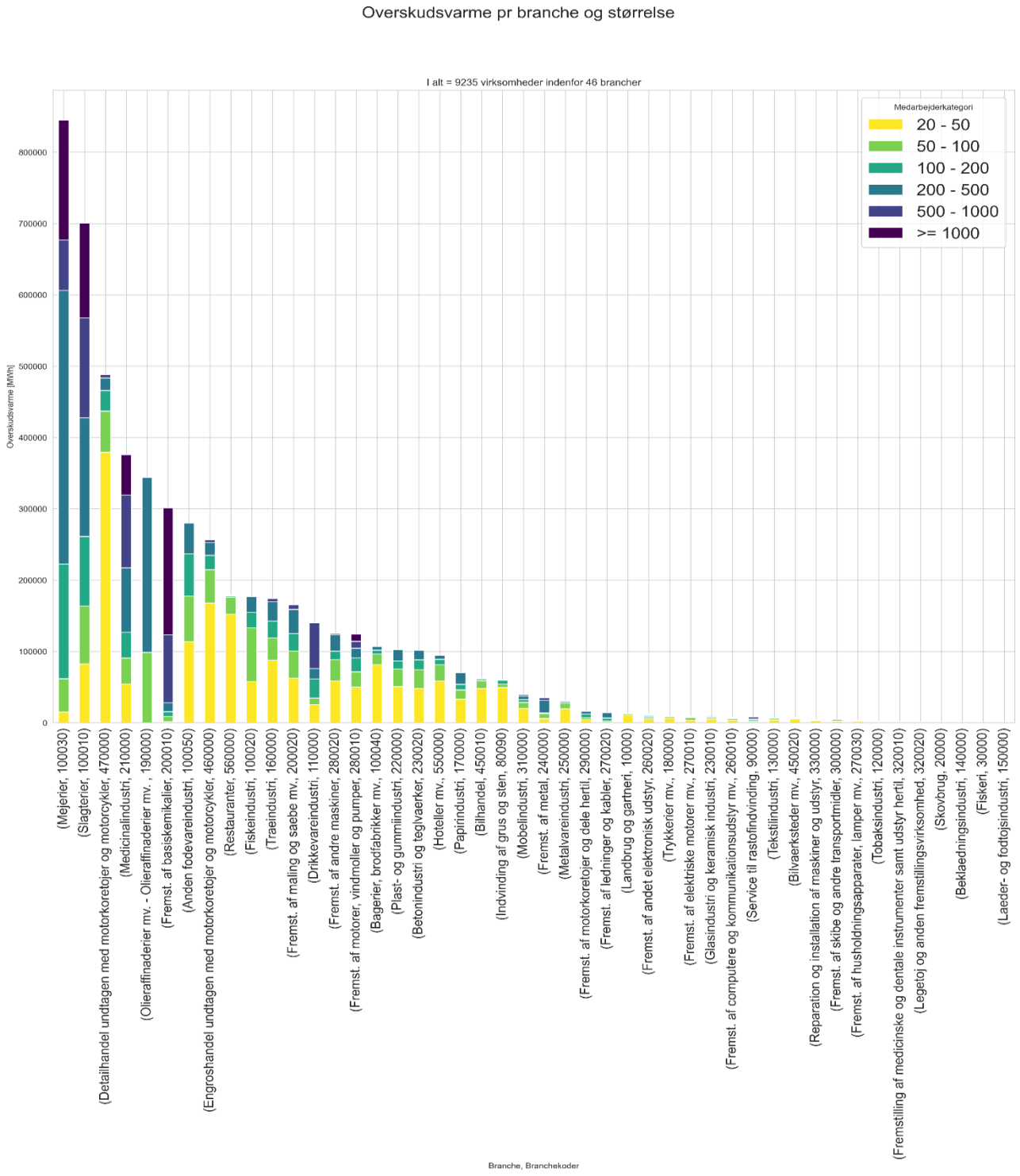
Processerne er vigtige, da overskudsvarmepotentialet er tæt tilknyttet hertil. Tabel 9 viser en oversigt over det typiske temperaturinterval for hver proces, samt i hvilken branche potentialet typisk er placeret. Tabellen er sorteret således, at de processer der har det største potentiale, er øverst, dvs. at tunge processer som smeltning/støbning og brænding/sintring, kedeltab og tørring er der, hvor de højere temperaturer kan findes og dermed de mest åbenlyse potentialer for at udnytte overskudsvarmen. Processerne med de lavere temperaturer skal boostes op til fjernvarmetemperaturerne med varmepumper, og vil derfor have en højere omkostning.

Tabel 9: Temperaturniveau fordelt på processer [12]

Proces	**Højeste potentialer**	**Temperaturniveau [°C]**
Smeltning/støbning	Metal, glas, beton og keramisk industri	300 - 400
Brænding/sintring	Cement og tegl	200 - 250
Kedeltab	Olieraffinaderier, føde- og drikkevare industri	160 - 250
Anden opvarmning	-	150 - 200
Tørring	Food, paper, chemical, concrete and brick industry	80 - 100
Opvarmning/kogning	Olieraffinaderier, fødevare, drikkevare, tekstil, kemikalier, beton og metalindustrier	70 - 90
Trykluft	Fødevarer, kemikalier, medicinal, olieraffinaderier, plastik, glas og maskiner	60 - 80
Destillation	Olieraffinaderier, fødevarer og kemikalier	40 - 60
Inddampning	Fødevarer, drikkevarer, medicinal og kemisk industri	35 - 50
Køl/frys	Fødevarer, drikkevarer, medicinal og kemisk industri	20 - 40
Rumvarme	Produktionssektorerne	20 - 30

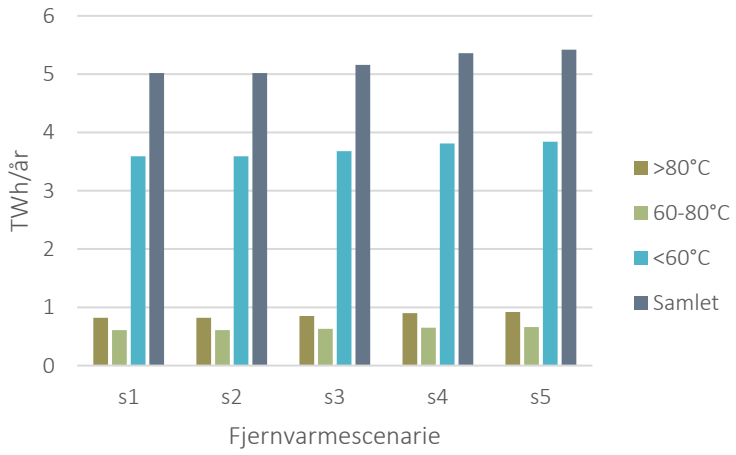
1.5.1 Opsummering af kortlægningen

Figur 18 viser en opsummering af det fundne overskudsvarmepotentiale fra virksomhederne fordelt på brancher og ud fra antallet af ansatte (størrelse). Potentialet inkluderer ikke de virksomheder, hvor der allerede nu udnyttes overskudsvarme; derfor skal potentialet mere ses som det mulige fremtidige potentiale. Det ses, at det største potentiale findes indenfor mejerier, slagterier og detailhandel, tæt forfulgt af medicinalindustrien, olieraffinaderier, fremstilling af kemikalier og anden fødevareindustri.



Figur 18 overskudsvarme fordelt på branche og størrelse (antal ansatte)

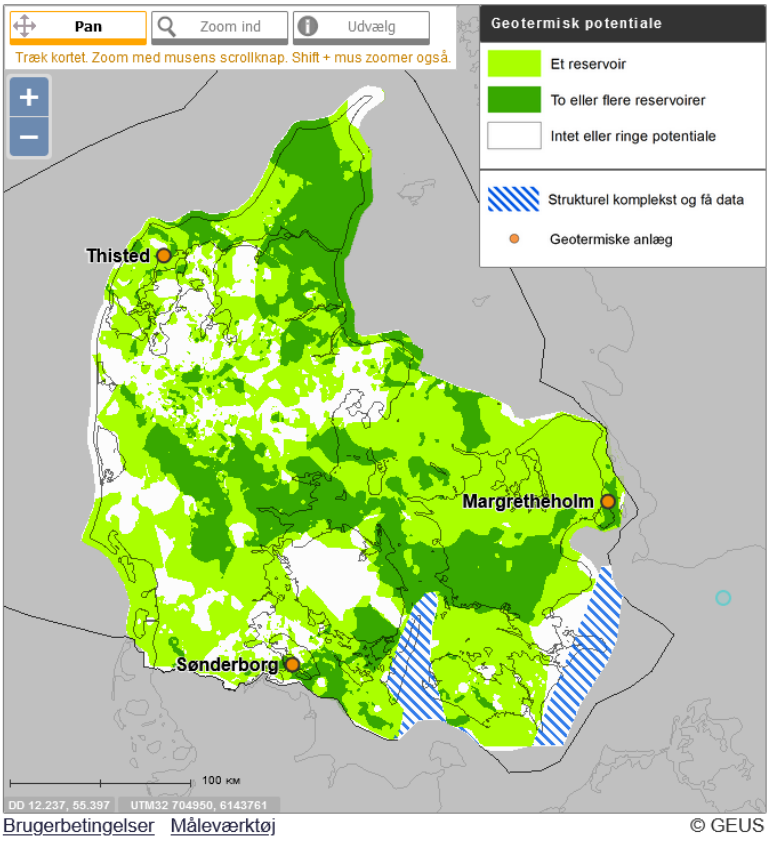
Figur 19 viser det opsummerede overskudsvarmepotentiale fordelt på temperaturniveau og fjernvarmescenarie. De 3 temperaturniveauer er valgt i forhold til temperaturniveauerne for 3GDH og 4GDH, da disse bestemmer, om der skal anvendes en varmepumpe til at booste temperaturen til fjernvarmeniveauet. I scenarierne med 4GDH antages det at det kun er overskudsvarmekilderne med under 60°C, der skal boostes, da fremløbstemperaturen antages at være 60°C.



Figur 19: Samlet overskudsvarmepotentiale fordelt på temperaturniveau og fjernvarmescenarierne

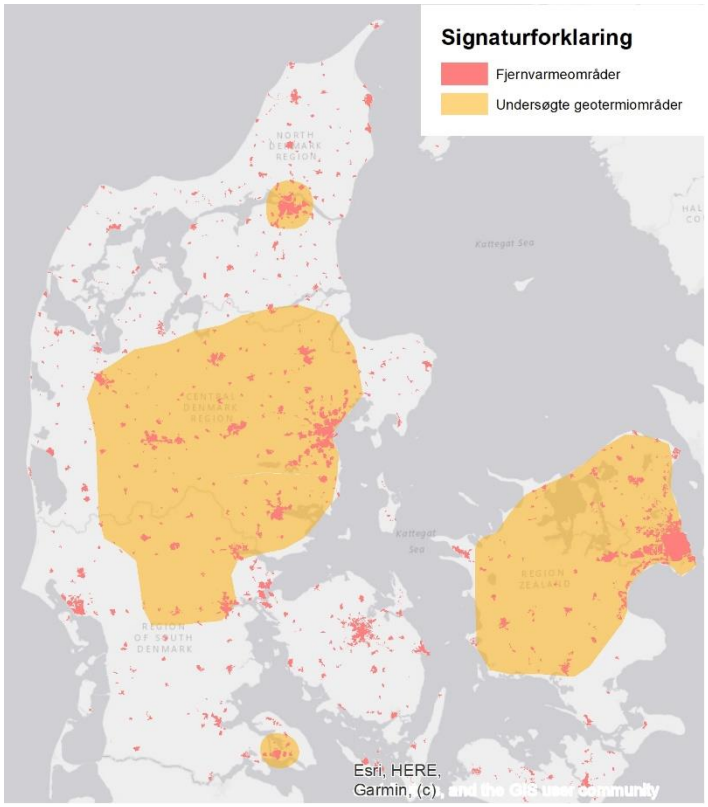
1.6 Kortlægning af geotermi

Som varmekilde til fjernvarmen findes der store potentialer i de geotermiske reservoirer i den danske undergrund. Kortet på Figur 20 viser de områder, hvor der ifølge GEUS forventes at være et potentiale for at udnytte geotermisk energi i 800-3.000 meters dybde. Generelt har de mørkegrønne områder det største potentiale, da der her er flere reservoirer, hvor der i de lysegrønne områder er et enkelt reservoir, og de hvide områder vurderes at være uden potentiale. På kortet vises desuden de eksisterende geotermiske anlæg i Danmark hhv. Thisted, Sønderborg og Margretheholm. Der er dog stor usikkerhed omkring de geotermiske ressourcer lokalt, da viden om de reelle ressourcer kræver lokale boringer og analyser heraf.



Figur 20: Kort over geotermiske reservoirer i den danske undergrund [16]

I 2015 udarbejdede EA Energianalyse, Cowi og det nu lukkede Geotermiselskab under Dansk Fjernvarme, en screening af det geotermiske potentiale for 28 fjernvarmeområder, der bl.a. viste, at varmebehovet i fjernvarmeområderne sætter grænsen for hvilken installeret kapacitet, der er attraktiv for at opnå nok fuldlasttimer på et geotermianlæg. Det er derfor vigtigt at tage udgangspunkt i både de geotermiske ressourcer og fjernvarmebehov når potentialerne for geotermi skal kortlægges. Da der er store usikkerheder omkring de geotermiske ressourcer, er der i denne rapport anvendt en geografiske afgrænsning udarbejdet af Innargi. Afgræsningen ses på Figur 21 og indeholder 5 områder, Aalborg, Midtjylland, Nordsjælland, Sydsjælland og Sønderjylland. Sammenholdt med Figur 20, er det her, at de åbenlyse potentialer er lokaliseret. Der vil dog på længere sigt også være muligheder udenfor denne afgræsning. I denne rapport, er der dog kun anvendt afgrænsningen fra Figur 21.

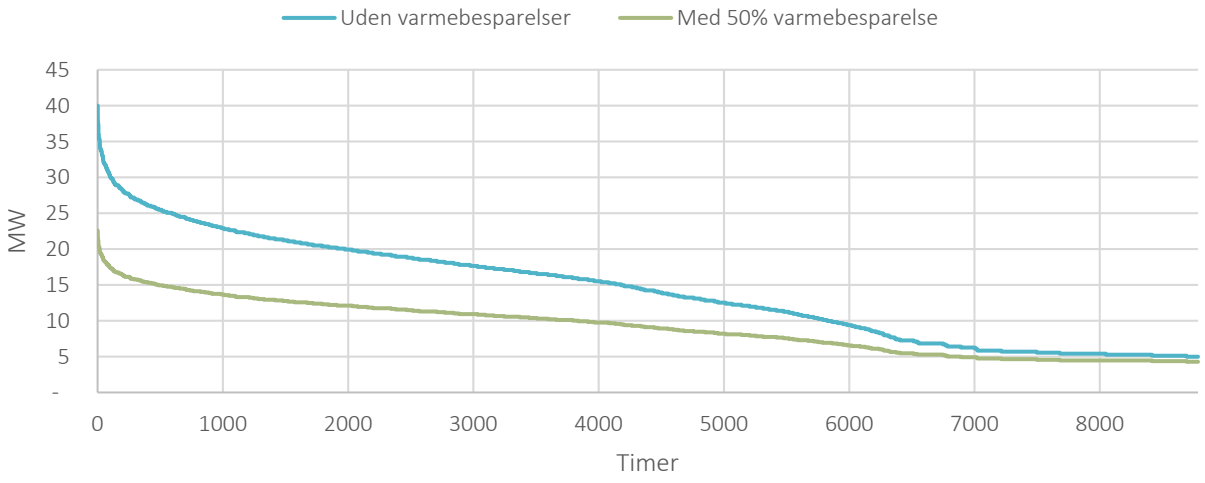


Figur 21: Områder undersøgt i forhold til geotermipotentiale

For områderne er der udregnet forskellige coefficient of performance (COP) værdier og omkostninger, i henhold til de geotermiske egenskaber for hvert område.

1.6.1 Geotermisk kapacitet

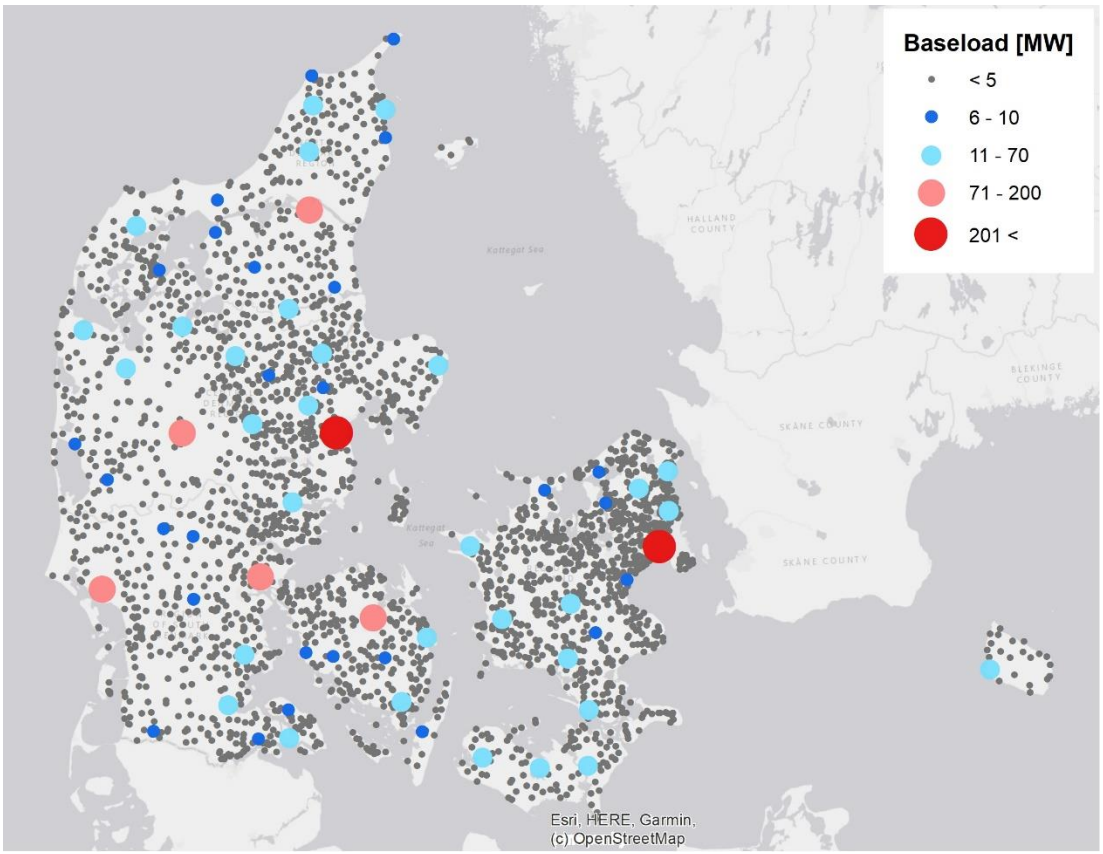
De installerede kapaciteter på geotermiske anlæg er estimeret med udgangspunkt i to varighedskurver fra Varmeplan Danmark 2008 [17]. Begge varighedskurver ses på Figur 22, som viser fordelingen af varmebehovet før og efter varmebesparelser, i et fjernvarmeeksempel med et årligt varmebehov på 125.000 GWh før varmebesparelser.



Figur 22: Varighedskurver for et fjernvarmeområde med et varmebehov på 125.000 GWh/år

Antallet af fuldlasttimer findes ved at dividere det årlige varmebehov med spidsbehovet. For kurven uden varmebespareler er der 3.129 fuldlasttimer, mens det for kurven med besparelser er 3.542 fuldlasttimer. I kortlægningen anvendes disse tal til at estimere spidsbehovet for fjernvarmen, ved at dividere det årlige varmebehov med fuldlasttimerne. Spidsbehovet bliver i eksemplet 39,99 MW uden varmebesparelser og 22,59 MW med varmebesparelser. Da de geotermiske anlæg antages at være grundlastenheder, skal disse gerne producere ca. 6.000-7.000 timer om året. Derfor antages det at kapaciteten på et geotermisk anlæg skal udgøre 25% af spidslastkapaciteten. I eksemplet giver dette en kapacitet på de geotermiske anlæg på 10 MW for kurven uden varmebesparelser og 6,5 MW for kurven med varmebesparelser. Eksemplet på Figur 22 viser et fjernvarmeområde med et varmebehov på 125.000 GWh/år, men i analysen anvendes 25% af spidslastkapaciteten på alle eksisterende og potentielle fjernvarmeområder, som input til et estimat af det samlede potentiale for geotermiske anlæg.

Kortet på Figur 23 viser et kort hvor denne metode er anvendt på alle fjernvarmeområderne i fjernvarmeudvidelses scenarie 5, hvor der ikke er taget hensyn til hvor der er geotermi. Her ses det tydeligt, at grundlastkapaciteten følger størrelsen på byerne. I det følgende vil disse grundlaster blive anvendt til at se på, hvor der er klynger af fjernvarmeområder, hvor der kan samles nok grundlastkapacitet til geotermianlæg.



Figur 23: Grundlast varmebehov per område for fjernvarmescenarie 5, 3GDH uden varmebesparelser

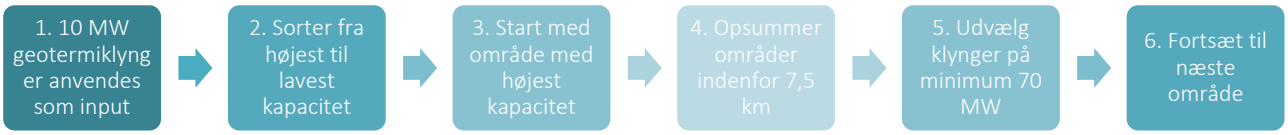
1.6.2 Opdeling i klynger på minimum 10 MW og herefter minimum 70 MW

Når grundlast-varmebehovet for hvert fjernvarmeområde er fundet, er næste skridt at finde ud af i hvilke fjernvarmeområder grundlast-varmebehovet har en stor nok volumen til at understøtte en geotermiboring. Da en typisk geotermiboring er ca. 10 MW, vælges dette som minimumsgrænsen for grundlast-varmebehovet. Dette kan gøres ved at undersøge de eksisterende fjernvarmeområder og se hvilke, der har en størrelse, der giver plads til 10 MW geotermi. I denne rapport ønskes det at undersøge hvor stort potentialet er i de

forskellige fjernvarmeudvidelsesscenarier, derfor vælges det at følge fremgangsmåden præsenteret i Figur 24. Der startes ud med at estimere kapaciteten på et geotermianlæg for hvert fjernvarmeområde, som beskrevet i 1.6.1, derefter sorteres disse fra højest til lavest kapacitet. For at sikre at fjernvarmeområder der ligger tæt på hinanden undersøges sammen, vælges der fra toppen af listen med det største område først, hvor investeringsomkostningerne for til alle andre områder undersøges. Hvis disse har en investeringsomkostning på under 50 kr/MWh vælges det at undersøge disse sammen med det oprindelige område. I skridt 6, udvælges de klynger der har en minimumkapacitet på 10 MW. Dette betyder, at der teoretisk set kan dannes en klynge på 14 MW, hvis f.eks. to fjernvarmeområde på 7 MW hver ligger tæt nok på hinanden. Denne procedure anvendes derefter på alle fjernvarmeområderne i de forskellige fjernvarmescenarier, og der findes et samlet antal klynger på 10 MW.

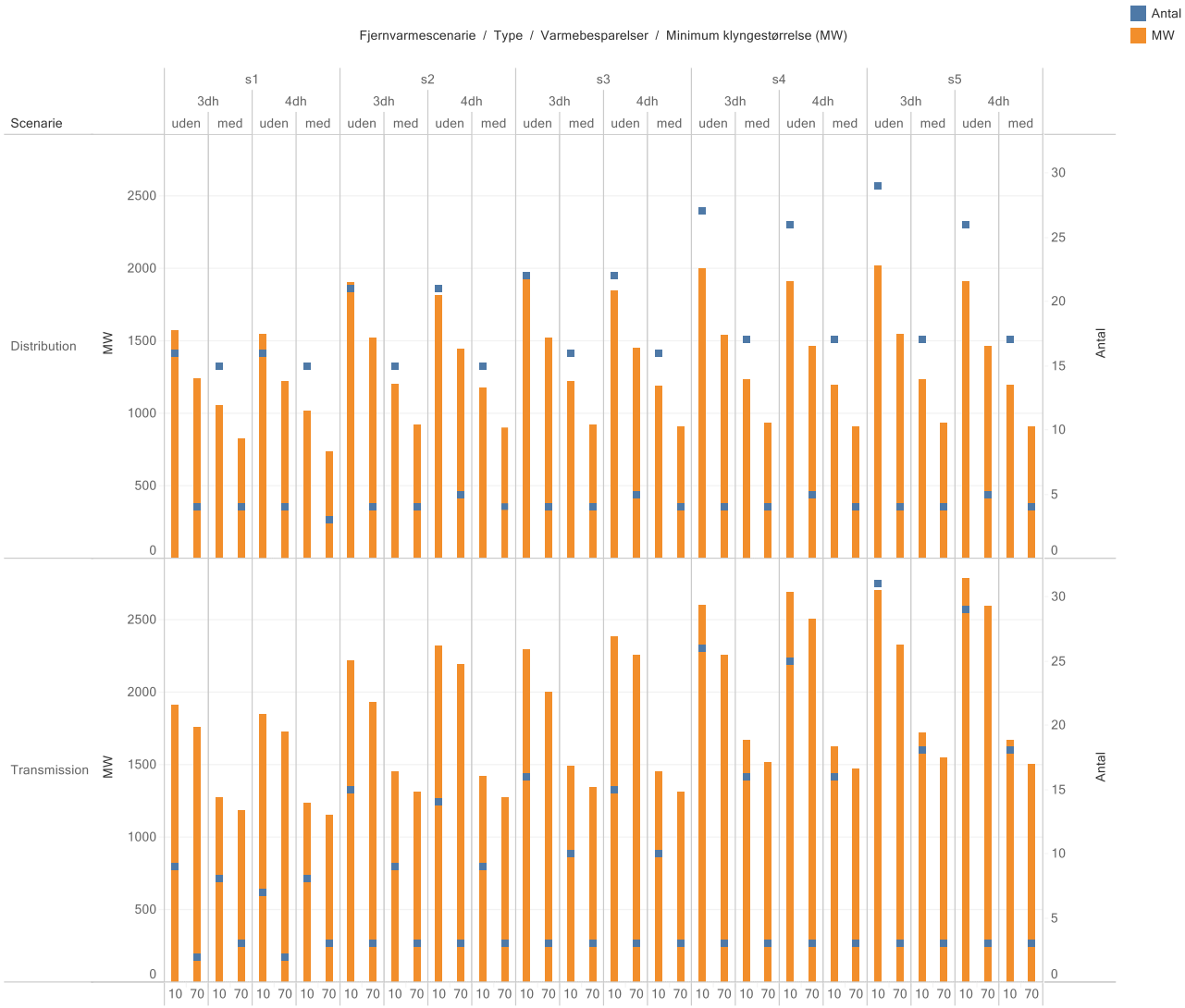
Figur 24: Metode for 10 MW geotermiklynger

For at finde de områder, hvor geotermi har det største potentiale, anvendes en lignende model der danner klynger på minimum 70 MW, denne metode er præsenteret i Figur 25. Modellen bygger videre på 10 MW klyngerne og laver samme sortering fra højeste til laveste kapacitet. Herefter startes der igen med den største klynge, hvor det undersøges hvilke andre 10 MW klynger, der ligger 7,5 km radius fra den undersøgte klynge for at finde større sammenhængende klynger. Klynger på minimum 70 MW udvælges og proceduren fortsættes for næste klynge.



Figur 25: Metode til 70 MW geotermiklynger

Analysen køres på alle 40 kombinationer præsenteret i Figur 6 i Kapitel 1.3 og anvendes som input til energisystemanalyserne. Figur 26 viser resultatet, når 10 MW og 70 MW geotermiklynger udregnes for de 40 kombinationer. Figuren viser både den samlede kapacitet og antal af geotermianlæg. Det ses, at transmissionsscenarierne generelt øger kapaciteten, men mindsker antallet af områder. Kapaciteten øges fordi sammenkoblingen giver øget mulighed for at anvende geotermi, mens antallet falder da nogle fjernvarmeområder kobles sammen. Som forventet øger sammenkoblingen af fjernvarmeområder potentialet for at udnytte geotermien. Hvis der ses på forskellen fra 10 MW klynger til 70 MW klynger, er der en kraftig reduktion af antallet af områder med geotermi til under 5 områder. Dette skyldes kravet om at samle minimum 70 MW. Varmebesparelserne påvirker primært den samlede kapacitet af geotermien, hvorimod antallet påvirkes i 10 MW klyngerne og ikke i 70 MW klyngerne. Det skyldes sandsynligvis at mange af 10 MW klyngerne ligger tæt på grænsen og varmebesparelserne rykker dem under denne grænse. Selve fjernvarmeudvidelserne har en mindre effekt den samlede kapacitet, der øges fra 734 MW i s1 4GDH med besparelser til 907 MW i s5 4GDH med besparelser.



Figur 26: Resultat af geotermikortlægningen

1.7 Kortlægning af fjernvarmeområder med plads til overskudsvarme

Udover industriel overskudsvarme og geotermi, vil der i fremtiden også være store potentialer for at udnytte overskudsvarme fra datacentre og Power2X anlæg. Da der er store usikkerheder ift. placering af disse anlæg, er det i denne rapport fravalgt at kortlægge placeringen af dem. I stedet analyseres de eksisterende fjernvarmeområder i forhold til hvor meget ekstra overskudsvarme der teoretisk er plads til. Da både Power2X og datacentre forventes at levere en form for grundlastproduktion, udregnes grundlastvarmeforbruget for hvert fjernvarmeområde til sammenligningen. Da begge typer af anlæg antages at bruge en stor mængde elektricitet, laves der desuden et overslag på fjernvarmeområdernes placering i forhold til ledig kapacitet i elnettet.

Varmebehovet for hvert fjernvarmeområde er fundet ved at opsummere det årlige varmebehov, fra varmeatlasset, fra alle bygninger indenfor områder udlagt til fjernvarme. Det er derfor et fjernvarmebehov der minder om fjernvarme scenarie s2. I analysen arbejdes der med 2 scenarier.

1. Uden besparelser (31,59 TWh/år) og 3GDH. Det svarer til varmebehovet uden besparelser, som er anvendt i varmeplanen
2. Med besparelser (20,49 TWh/år) og 4GDH. Det svarer til 36,2% varmebesparelsesscenariet

Da varmeatlasset ikke inkluderer varmetab i fjernvarmenettet, er der i denne delanalyse lavet en simpel antagelse med et varmetab på 20% i 3GDH og 18% i 4GDH. Ud fra det årlige varmebehov er der fundet en grundlast kapacitet i MW. Den er udregnet ud fra samme tal som anvendt i geotermien. Da varighedskurven med og uden besparelser er forskellig, er der anvendt 3.129 fuldlasttimer i scenariet uden besparelser og 3.542 fuldlasttimer i scenariet med varmebesparelser. Disse er anvendt til at finde spidslastkapaciteterne for hvert scenarie, ved at dividere det årlige behov med antallet af fuldlasttimer. For at finde ud af varmegrundlasten er der ift. overskudsvarmen regnet med 2 muligheder, et højt med 6.000 timer og et lavt med 4.000 timer. Det giver i alt 4 forskellige kombinationer:

1. Uden besparelser og 6.000 fuldlasttimer divideres spidslastkapaciteten med 4
2. Med besparelser og 6.000 fuldlasttimer divideres spidslastkapaciteten med 3.5
3. Uden besparelser og 4.000 fuldlasttimer divideres spidslastkapaciteten med 2.7
4. Med besparelser og 4.000 fuldlasttimer divideres spidslastkapaciteten med 2.3

Under disse antagelser vil der være en højere grundlastbehov, i 3 og 4 med kun 4.000 fuldlasttimer, samtidig vil grundlastbehovet udgøre en større andel af spidslastkapaciteten i scenarierne med besparelser.

For hvert fjernvarmeområde er kapaciteten for den eksisterende overskudsvarme udregnet på baggrund af den årlige varmeleverance fra Energiproducenttællingen i 2019, hvor 7.000 fuldlasttimer er antaget for alle anlæg. Det uudnyttede potentielle industrielle overskudsvarmepotentiale fra kortlægningen af disse er også medtaget. Her er det valgt kun at tage de overskudsvarmekilder, der er over 60 grader, da de lavere kilder er mere usikre. Til sidst er kapaciteten for eksisterende og potentiel overskudsvarme fra industrier fratrukket varmegrundlasten fra hvert fjernvarmeområde. Hermed findes der en mulig kapacitet for andre varmekilder som datacentre og Power2X anlæg.

Da begge varmekilder har behov for en stor mængde elektricitet, er det samlede potentiale yderligere afgrænset i forhold til hvor der er ledig kapacitet i elnettet. Her er Energinets kapacitetskort anvendt [18], hvor den ledige kapacitet både for transmissionsnet (inklusiv planlagte udbygninger) og distributionsnet er samlet i en fil, herefter er alle steder uden ledig kapacitet fratrukket. Til sidst er der for hvert fjernvarmeområde foretaget en buffersøgning på 2km, hvor der undersøges hvor mange af fjernvarmeområderne der ligger i nærheden ledig kapacitet i elnettet. Det bør her nævnes at der ikke er taget højde for hvor meget ledig

kapacitet der er tilgængelig, da det vil kræve en mere detaljeret analyse og der er usikkerheder i forhold til fremtidens elnet. Derfor skal kortet også tolkes som at de fjernvarmeområder der ligger mere end 2 km fra ledig el kapacitet, kan have behov for en opgradering af elnettet, hvis eksempelvis et datacenter placeres ved et af disse områder.

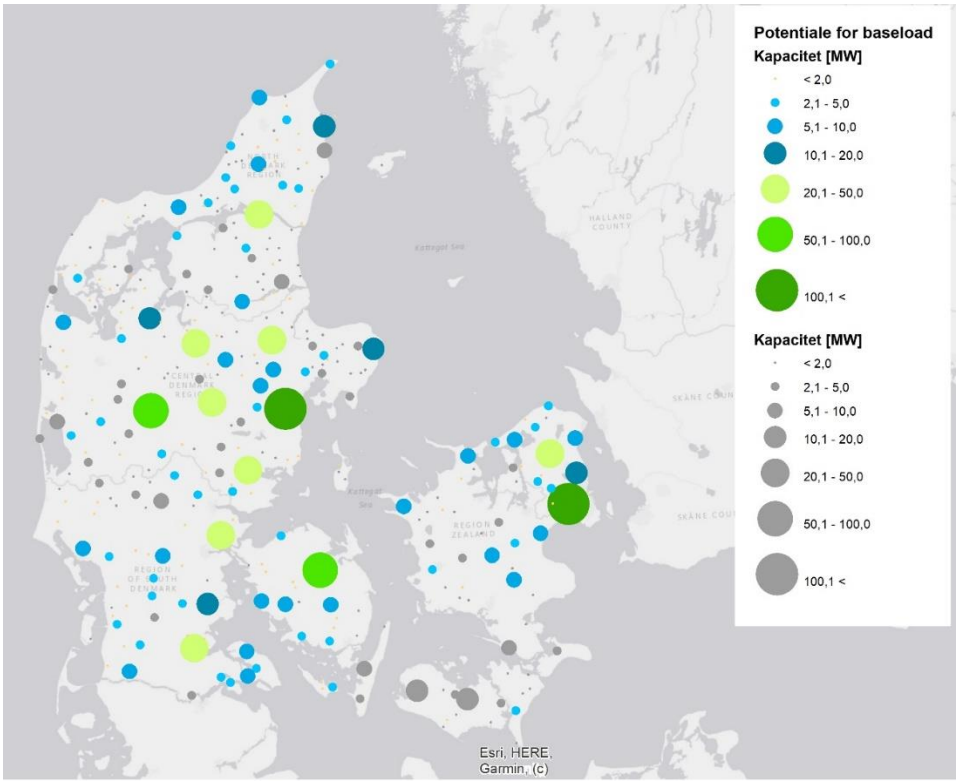
Tabel 10 viser top-20 af fjernvarmeområder i forhold til ledig kapacitet for overskudsvarmen, hvis der tages udgangspunkt i scenarie uden varmebesparelser og 4.000 fuldlasttimer til ny kapacitet. Her ses det, at det største potentiale ligger i de store byer, dog er det interessant at se hvordan Aalborg og Odense i scenarier med besparelser og et krav om 6.000 fuldlasttimer til ny produktion, ikke har noget grundlastvarmebehov tilgængeligt, når eksisterende affald og industri fratrækkes.

Tabel 10: Ledig varmekapacitet for top 20 fjernvarmeområder for lavt, middel og højt fjernvarmeforbrug hvor der ikke tages højde for afstand til ledig elnet kapacitet

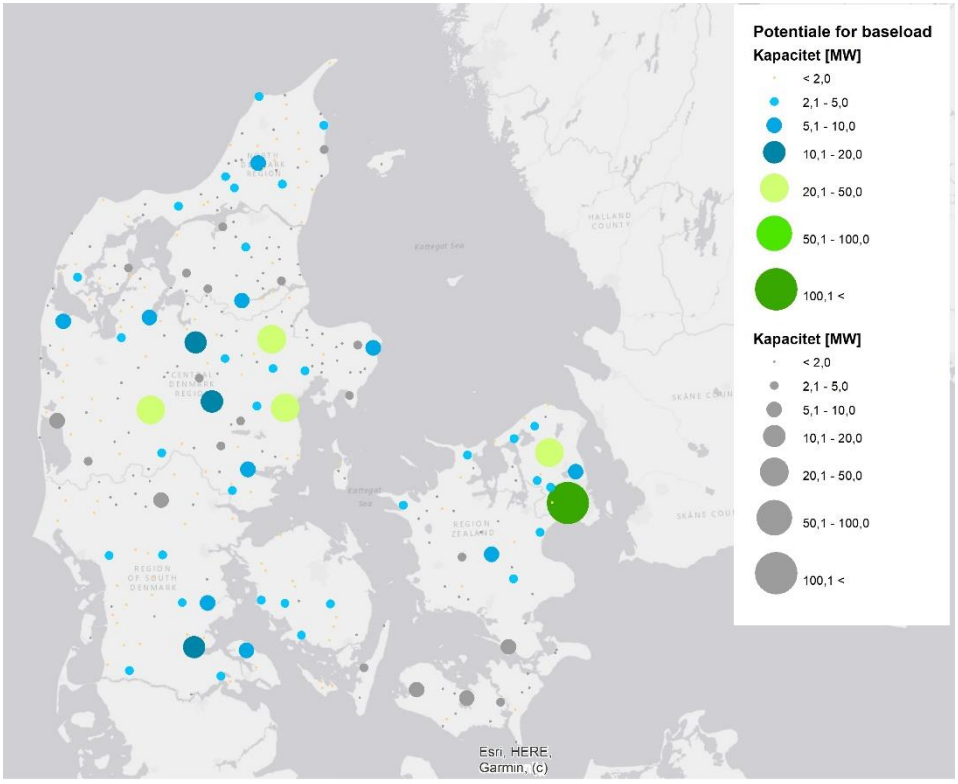
Alle enheder i MW	**Estimeret samlet varmegrundlast**				**Ledig varmegrundlast**			
	6.000 fuldlasttimer		4.000 fuldlasttimer		6.000 fuldlasttimer		4.000 fuldlasttimer	
Fjernvarmenet	Uden Besp.	Med Besp.	Uden Besp.	Med Besp.	Uden Besp.	Med Besp.	Uden Besp.	Med Besp.
Storkøbenhavns Fjernvarme	873,1	548,8	1293,4	835,1	426,4	102,2	846,8	388,5
Århus Fjernvarme	254,6	165,9	377,1	252,5	131,2	42,6	253,8	129,2
Fjernvarme Fyn	171,3	111,6	253,8	169,8	52,9	-6,8	135,4	51,4
TVIS	148,6	96,2	220,2	146,4	44,7	-7,7	116,3	42,5
Herning-Ikast Fjernvarme	73,6	50,7	109,1	77,2	70,9	48,0	106,3	74,5
Aalborg Fjernvarme	141,7	93,0	209,9	141,5	24,2	-24,5	92,4	24,0
Randers Fjernvarme	48,7	31,9	72,2	48,6	47,0	30,2	70,5	46,9
Hillerød-Farum-Værløse	36,7	23,1	54,4	35,2	35,0	21,4	52,6	33,5
Esbjerg-Varde Fjernvarme	91,3	60,8	135,3	92,6	8,4	-22,0	52,4	9,7
Horsens Fjernvarme	52,4	35,3	77,6	53,7	24,7	7,6	49,9	26,0
Silkeborg Fjernvarme	31,7	20,4	46,9	31,1	31,2	20,0	46,5	30,6
Viborg Fjernvarme	27,6	17,3	40,8	26,4	27,5	17,3	40,8	26,4
Aabenrå - Rødekro - Hjordkær	22,4	14,6	33,2	22,2	21,5	13,7	32,3	21,3
Nordøstsjællands Fjernvarme	44,6	27,8	66,0	42,3	6,1	-10,7	27,6	3,9
Skive Fjernvarme	15,2	9,6	22,6	14,6	14,8	9,2	22,1	14,2
Sønderborg Fjernvarme	29,0	18,5	43,0	28,1	7,0	-3,6	20,9	6,1
Frederikshavn Fjernvarme	20,9	13,3	31,0	20,3	10,1	2,5	20,2	9,4
DTU-Holte-Nærum Fjernvarme	13,5	8,1	20,0	12,3	13,4	8,0	19,9	12,2
Nakskov Fjernvarme	13,5	8,7	20,0	13,2	13,2	8,4	19,7	12,9
Haderslev Fjernvarme	13,0	8,1	19,3	12,3	12,8	7,9	19,1	12,1

Figur 27 til Figur 30 viser fire oversigtskort over de samme resultater, men hvor de områder der er mere end 2 km fra elnet med ledig kapacitet er markeret med grå, kortene viser hhv. lavt, middel og højt fjernvarmebehov. De mørkegrønne områder er der, hvor der er størst mulighed for at placere anlæg, primært i København og Aarhus. Det ses desuden, at Aalborg og Odense helt forsvinder på kort nummer 2, når der er varmebesparelser og et krav om 6.000 fuldlasttimer, primært på grund af en stor mængde eksisterende overskudsvarme. Det bør i denne sammenhæng nævnes, at geotermien ikke er medregnet i disse kort, så

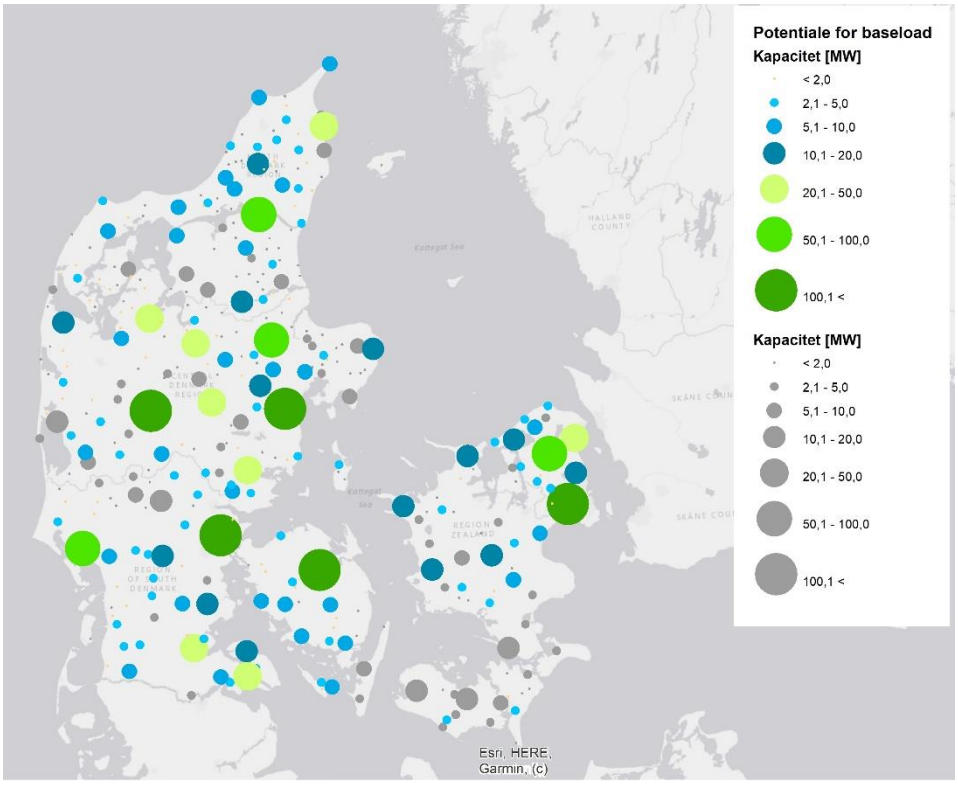
vælges der at udnytte geotermi f.eks. i Aarhus, så vil potentialet for datacentre og Power2X skulle reduceres tilsvarende.



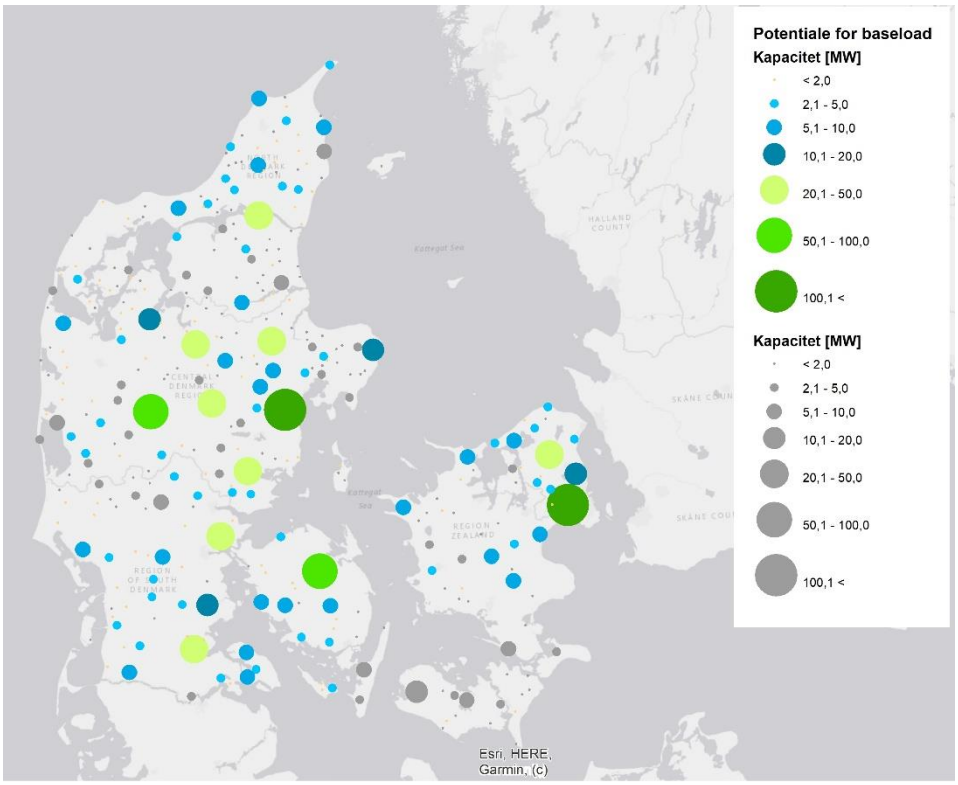
Figur 27: Muligheder for grundlastkapacitet i fjernvarme uden varmebesparelser og med 6.000 fuldlasttimer til grundlastproduktion



Figur 28: Muligheder for grundlastkapacitet i fjernvarme med varmebesparelser og med 6.000 fuldlasttimer til grundlastproduktion



Figur 29: Muligheder for grundlastkapacitet i fjernvarme uden varmebesparelser og med 4.000 fuldlasttimer til grundlastproduktion



Figur 30: Muligheder for grundlastkapacitet i fjernvarme med varmebesparelser og med 4.000 fuldlasttimer til grundlastproduktion

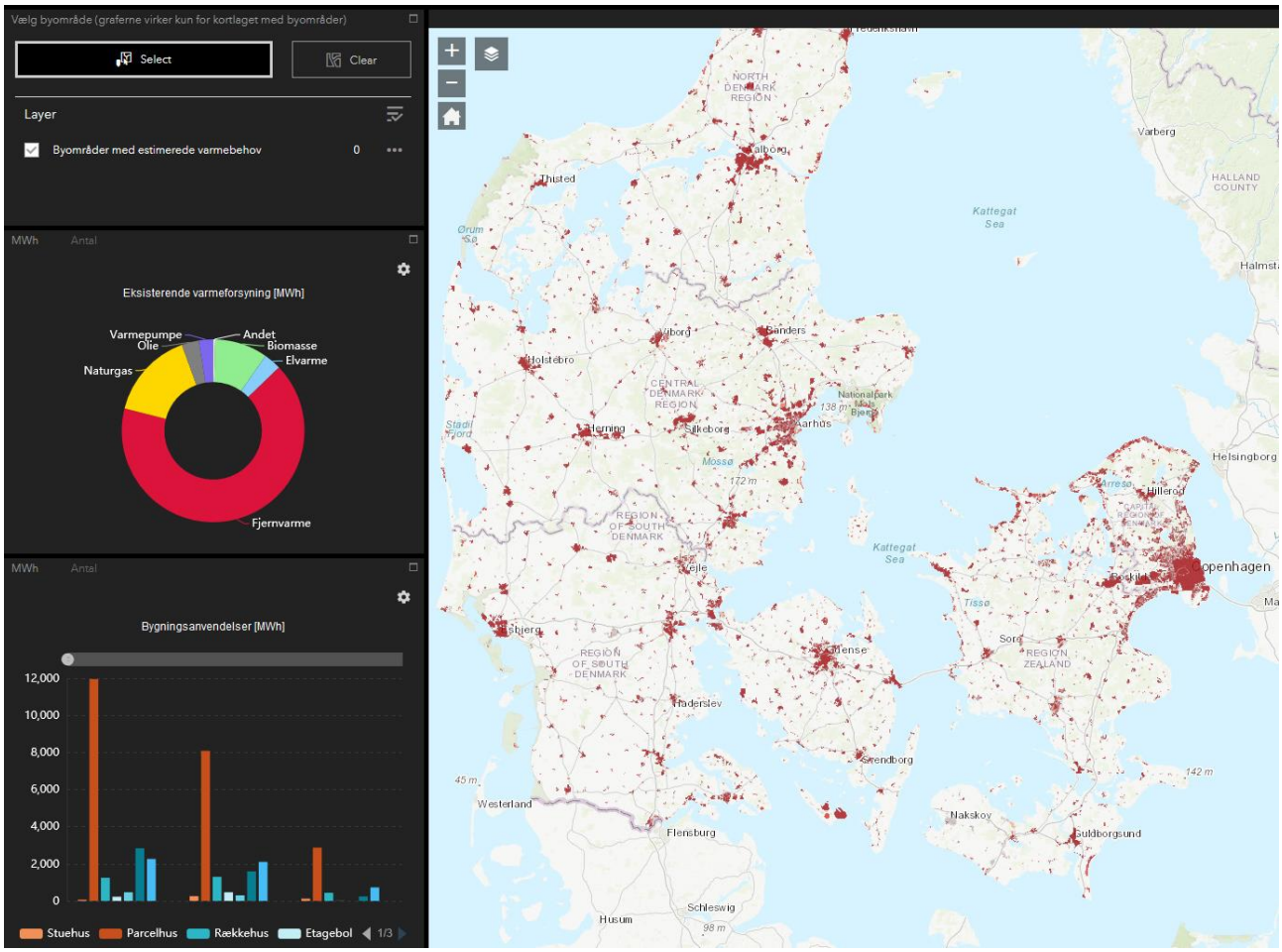
1.8 Onlinekort fra Varmeplan Danmark 2021

En del af kortmaterialet er publiceret på hjemmesiden https://energymaps.plan.aau.dk/, hvor det er muligt at finde kort over:

1. Varmeforbrug opsummeret på byområder
2. Afgrænsning for de 5 fjernvarmeudvidelsesscenarier
3. Punkttema for overskudsvarme
4. Grundlast overskudsbehov fordelt på eksisterende fjernvarmeområder

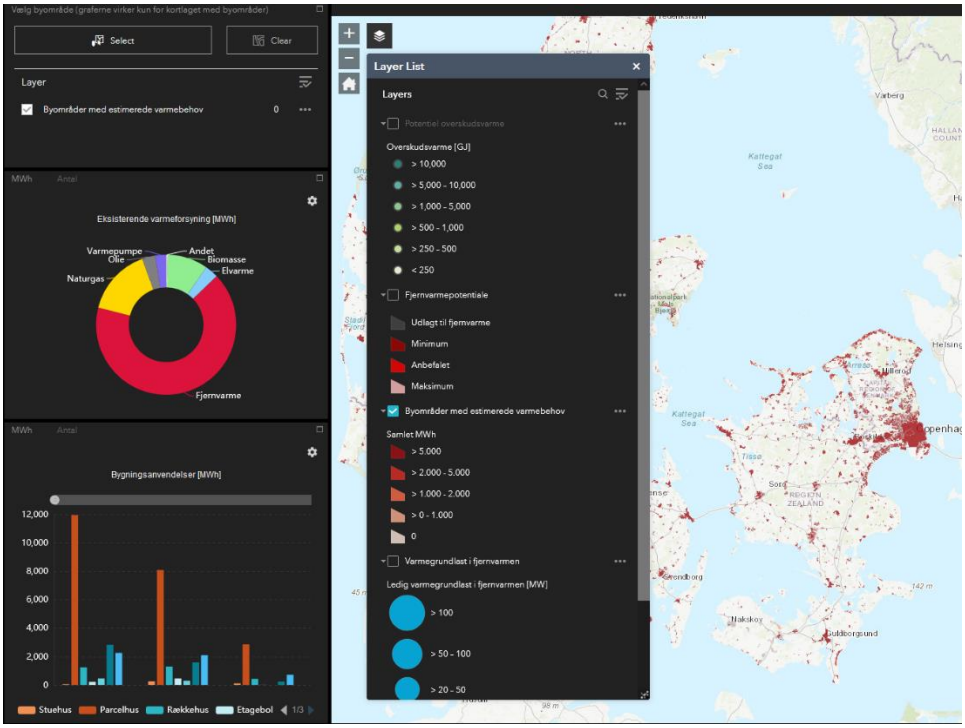
1.8.1 Guide til at anvende onlinekortene

Når Varmeplan Danmark kortet åbnes for første gang, vises det som på nedenstående billede. Her ses det, at der er 2 grafer til venstre og selve kortet til højre. Som udgangspunkt vises der et kort over byområder, med opsummerede varmebehov. Den øverste graf viser fordelingen af på eksisterende varmeforsyning og den nederste fordeling på bygningsanvendelser. Hvis disse informationer ønskes for et specifikt byområde, anvendes knappen "Select" øverst i venstre hjørne, som skal aktiveres inden et byområde vælges. Som udgangspunkt viser begge grafer fordelingen i forhold til det årlige varmebehov i MWh, men der kan skiftes til antal bygninger i stedet.

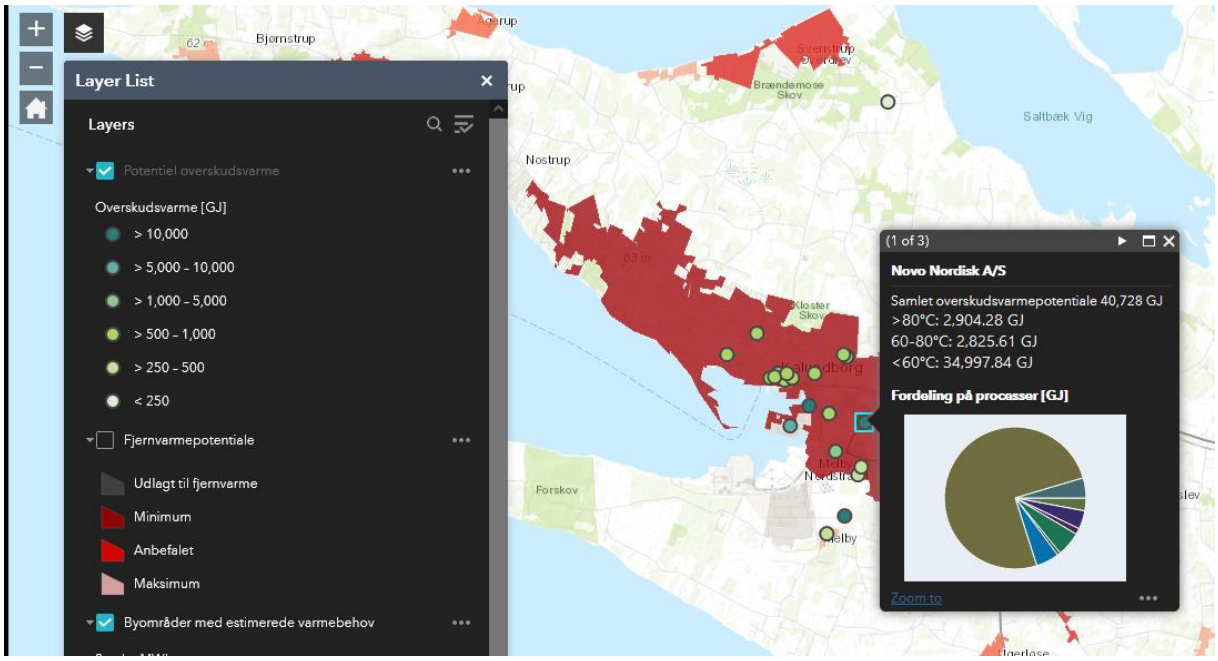


For at aktivere de andre kort, skal lagvælgeren aktiveres, denne er øverst til venstre på selve kortet. Når lagvælgeren aktiveres, ses en oversigt som på kortet herunder. Her ses det, at det kun er laget "byområder

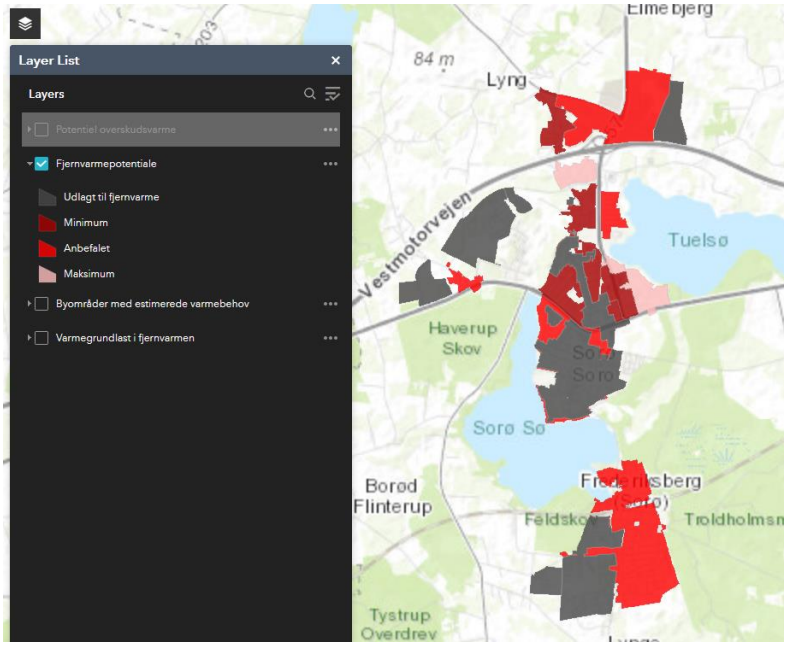
med estimerede varmebehov", der er aktiveret. Hvert lag kan dog aktiveres selvstændigt, og er beskrevet herunder.



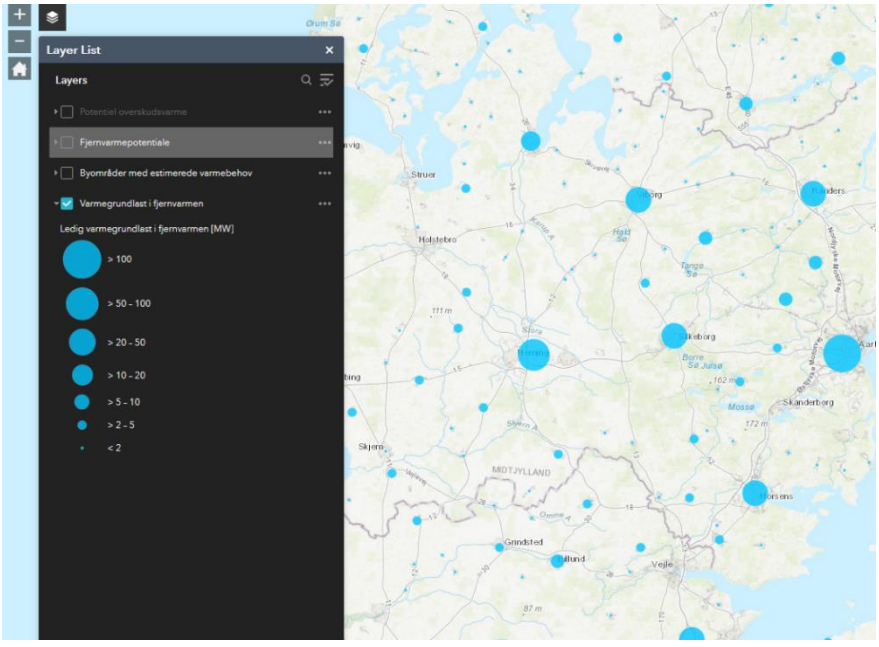
Det øverste lag der kan aktiveres, er overskudsvarmen, dette lag er kun aktivt hvis der zoomes ind på kortet, dette gøres enten ved at anvende +/- knapperne øverst til venstre i kortet eller bruge hjulet på musen. På kortet herunder er der zoomet ind på Kalundborg med overskudsvarmelaget aktiveret. Her ses det, at i Kalundborg er der mange forskellige overskudsvarmekilder tilgængelige, hvor farverne indikerer deres størrelse. Ved at klikke på en kilde fås en mere detaljeret oversigt over hvilken type overskudsvarme der er tilgængelig. Eksemplet viser Novo Nordisk, hvor det meste af potentialet er estimeret til at være under 60 grader, primært relateret til køling.



Det næste lag er "Fjernvarmepotentialet", dette viser de forskellige niveauer for fjernvarmeudvidelser anvendt i Varmeplan Danmark. Kortet herunder viser dette lag aktiveret for Sorø. Fjernvarmepotentialet er delt op i 4 kategorier, udlagt til fjernvarme, minimum, anbefalet og maksimum. Disse niveauer svarer også til varmedensiteten i byområderne, så de områder der ligger i maksimum har en lavere varmedensitet end dem der ligger i minimum. I Sorøs eksempel, ville det ifølge kortet give mening at undersøge alle de mørkerøde områder for, om det her kan være en god ide at udvide fjernvarmen.



Det sidste kortlag "Varmegrundlast i fjernvarmen", viser resultatet af analysen i 0. Dette kort er baseret på en analyse af grundlastbehovet i de eksisterende fjernvarmeområder. Kortet vises som en række cirkler, hvis størrelse indikerer, hvor meget potentiel grundlastkapacitet der er plads til i hvert område. Formålet med dette kort er, at det kan anvendes til at lokalisere gode områder til datacentre og Power2X anlæg i fremtiden, hvis overskudsvarmen fra disse anlæg ønskes anvendt.

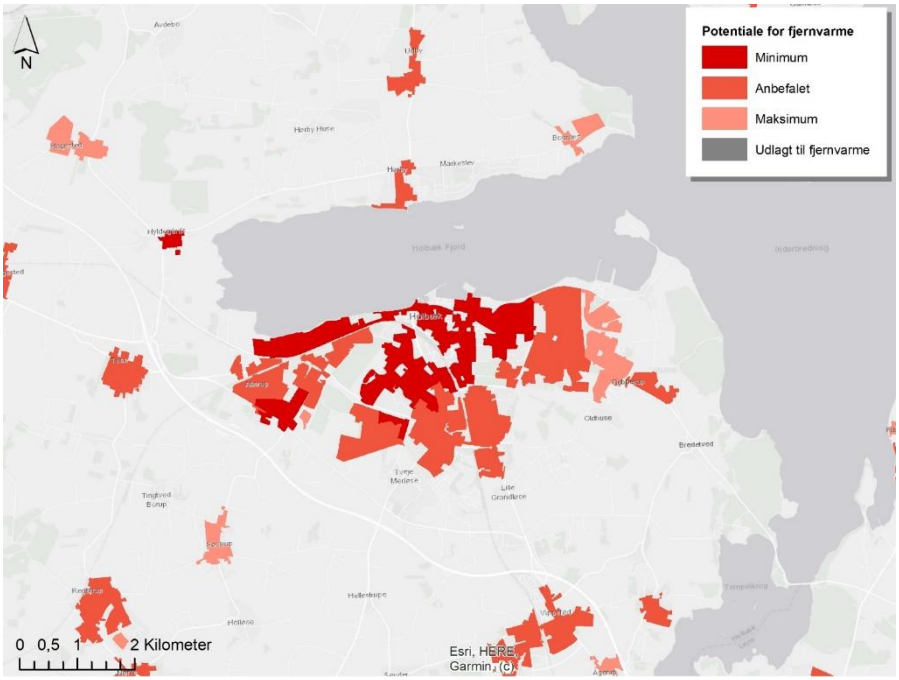


1.9 Specifikke eksempler på muligheder for udvidelser

Hovedformålet med kortlægningen af varmebehov og fjernvarmescenarierne har været at producere et input til energisystemanalyserne. Kortene kan dog også anvendes som screeningsværktøj til at undersøge, hvor der er mere lokale potentialer. I det følgende afsnit, er 8 forskellige byer udvalgt, for at vise hvordan scenarierne ser ud på lokalt niveau. Det er muligt, ud fra onlinekortene, at udarbejde et lignende kort for enhver by i Danmark, hvorfor indholdet i dette kapitel skal ses som eksempler. Det bør dog nævnes, at da modellen tager udgangspunkt i nationale databaser for, hvor der er fjernvarme og byer, er der typisk en vis usikkerhed forbundet med hvor grænsen for de enkelte forsyningsområder går. F.eks. kan der være områder der allerede er omlagt til fjernvarme, eller nye bydele der ikke er blevet inkluderet i kortmaterialet endnu. Kortene kan dog stadig bruges som screeningsværktøj til at identificere områder, der kan undersøges mere i detaljer af f.eks. et lokalt fjernvarmeselskab eller en kommune.

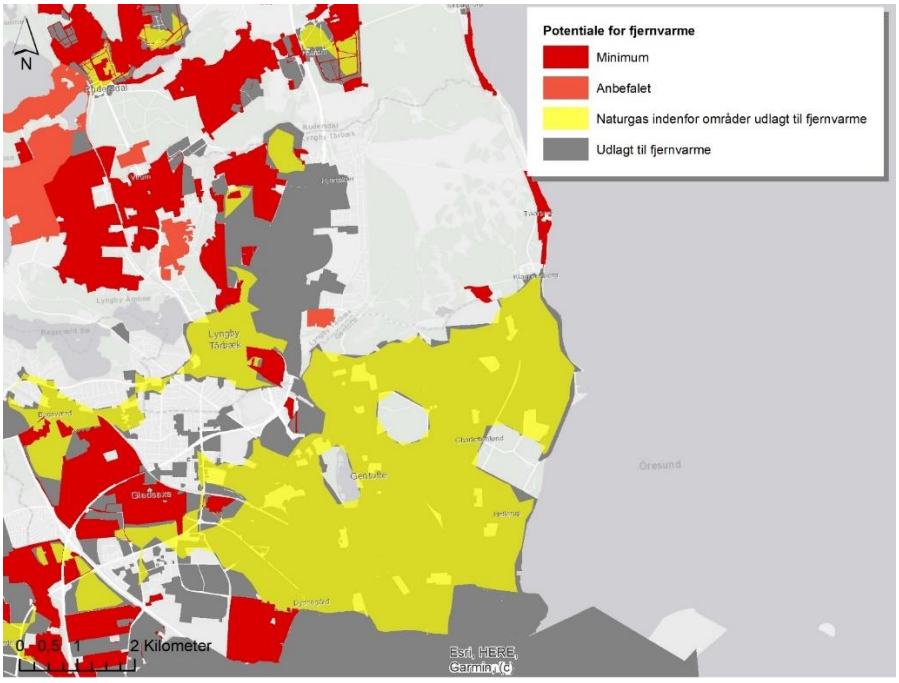
1.9.1 Holbæk

Holbæk er et eksempel på en større by hvor fjernvarmen ikke eksisterer i dag, men hvor der er et stort potentiale. På kortet ses det, at den centrale by ligger i minimumsscenariet og meget af byen ligger indenfor det anbefalede scenarie.



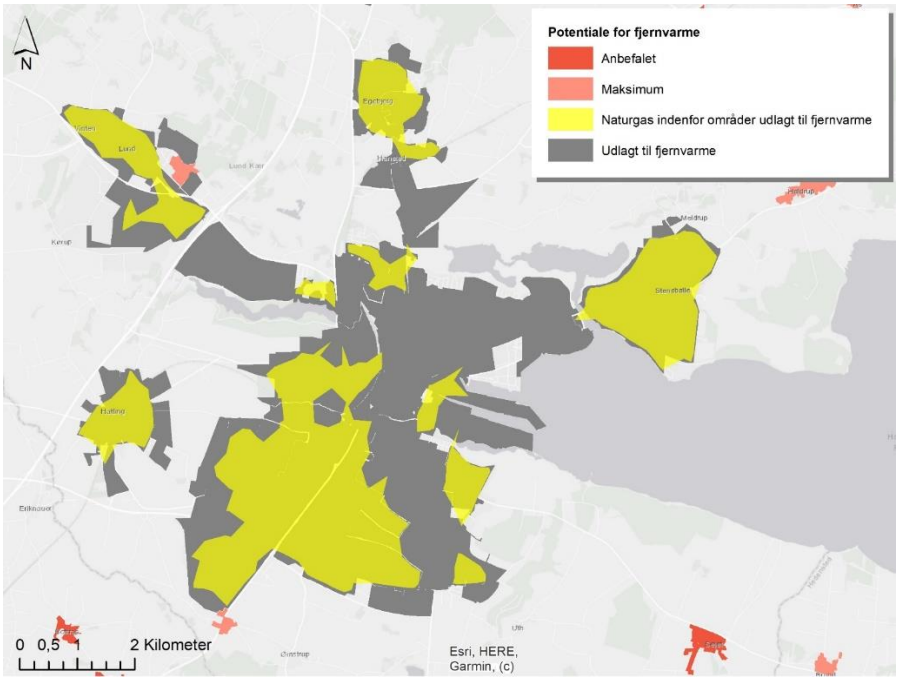
1.9.2 Gentofte

Et andet eksempel på et område med et stort potentiale er ved Gentofte. Her ses store områder, der ligger i minimumsscenariet og store områder af naturgas indenfor områder allerede udlagt til fjernvarme. Der ligger allerede en plan for at konvertere olie og gasfyr i Gentofte til fjernvarme inden 2028 [19].



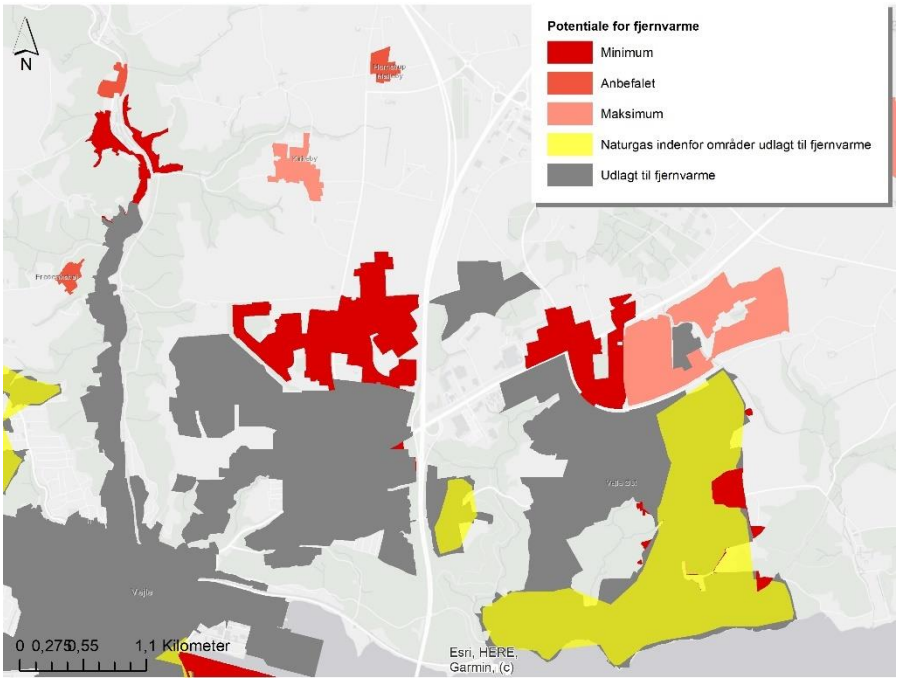
1.9.3 Horsens

I Horsens ses også et stort potentiale for at konvertere naturgas til fjernvarme. Her er en konvertering allerede påbegyndt med Fjernvarmeplanen fra 2015.



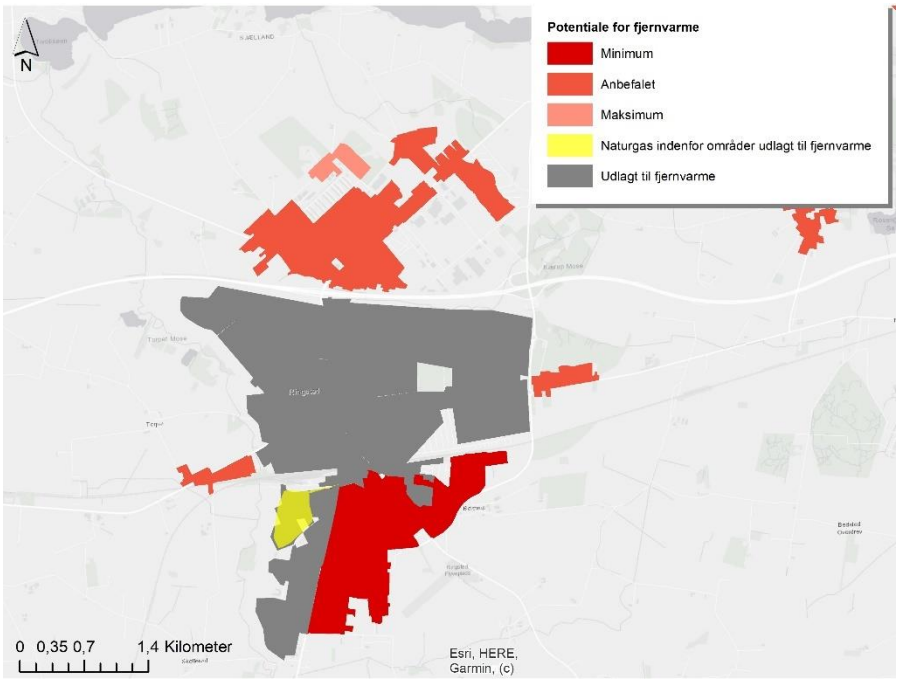
1.9.4 Vejle

I Vejle er der både et større antal naturgasfyr indenfor områder udlagt til fjernvarme og en del områder i det anbefalede scenarie. Her er også et eksempel på et område, hvor det potentielt kunne give mening at gå ud til maksimumscenariet, da der ligger et større område relativt tæt på den eksisterende fjernvarme.



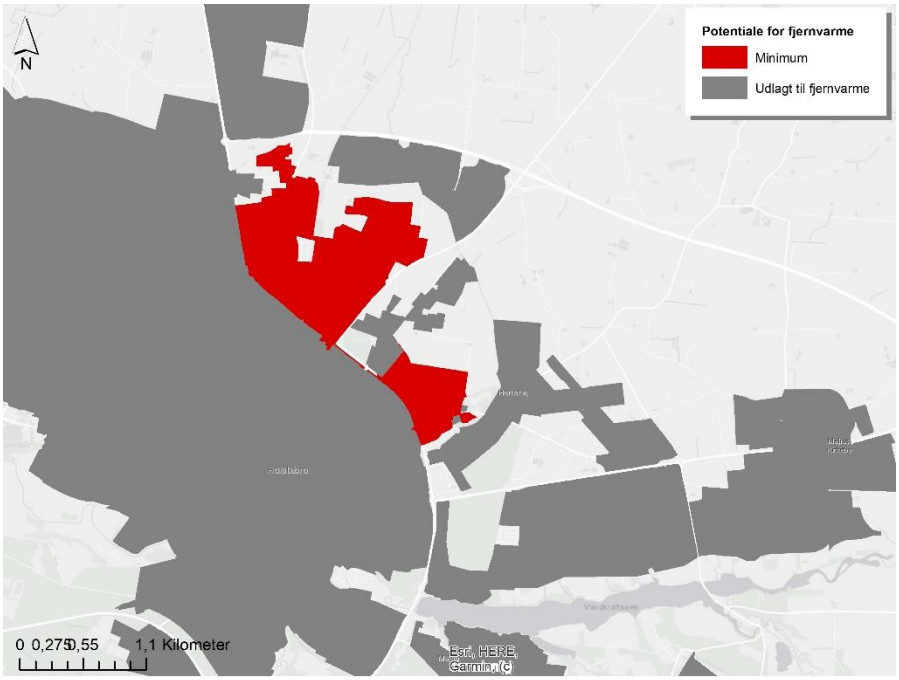
1.9.5 Ringsted

Ved Ringsted virker der også til at være gode muligheder for fjernvarmeudvidelser, hvor der både er et stort område i minimumscenariet og det anbefalede scenarie.



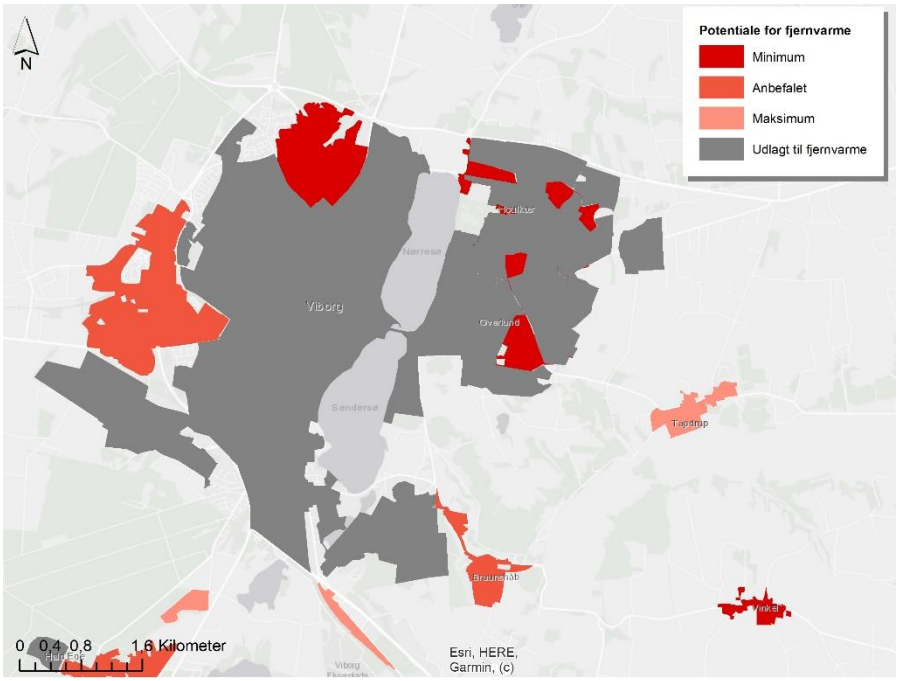
1.9.6 Holstebro

I Holstebro er der et større potentiale i et erhvervsområde lige op ad fjernvarmen.



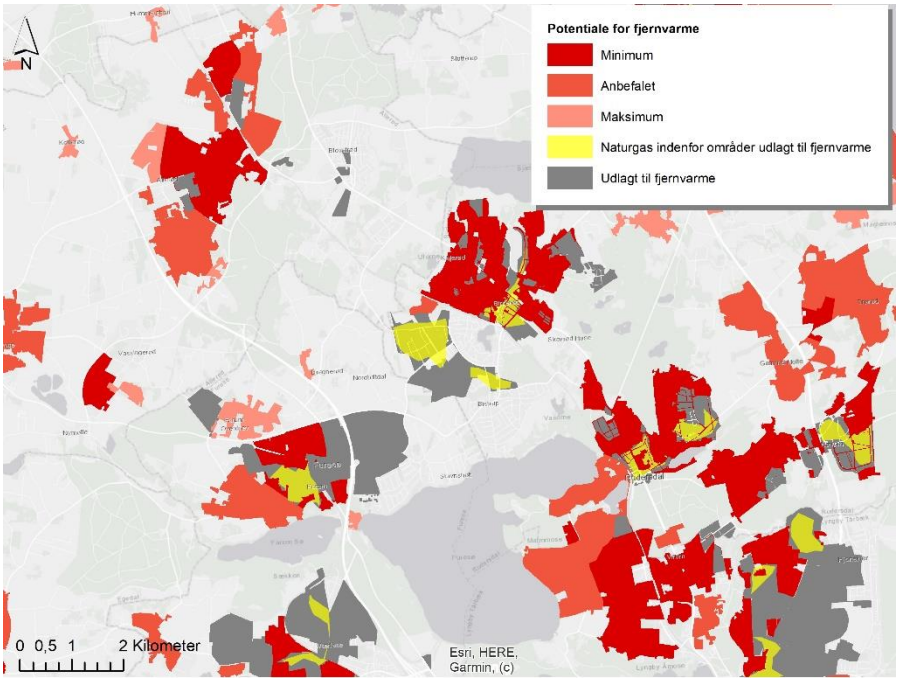
1.9.7 Viborg

I Viborg er der flere områder der enten er med i minimumsscenariet eller det anbefalede scenarie.



1.9.8 Birkerød og omegn

I Birkerød og de omkringliggende byer, er der et stort potentiale for fjernvarme, hvor mange områder er med i minimumsscenariet og en stor del er med i det anbefalede scenarie.



2 Energisystemanalyser

I dette kapitel beskrives de udførte energisystemanalyser, som bygger videre på GIS analyserne. Formålet med energisystemanalyserne er at finde frem til, hvordan varmesektoren bedst kan hjælpe med at realisere Danmarks klimamålsætninger i såvel 2030 som i 2050.

Derfor er energisystemanalyserne i "Varmeplan Danmark 2021" (VPDK21) baseret på to grundlæggende principper:

For det første er det afgørende, at sigtet med analyserne er at se varmesektoren som en integreret del af den samlede opfyldelse af klimamålsætningerne. Analyserne er baseret på principperne om det smarte energisystem, hvor det gælder, at Danmark bedst kan finde frem til den mest hensigtsmæssige måde at opnå målsætningerne på ved at se på hele energisystemet som et integreret system. Sektorintegration er afgørende for at finde frem til de løsninger, der har de laveste omkostninger for samfundet. Det samme gælder spørgsmålet om bæredygtig biomasse og udveksling med nabolande. Derfor regnes der ikke på varmesektorens økonomi for sig selv. Derimod regnes der på, hvordan forskellige ændringer i varmesektoren påvirker den samlede økonomi i hele energi- og transportsektoren.

Som det næste, er det afgørende at finde den langsigtede bedste løsning uafhængigt af de "sunk cost", der er i det nuværende system. Derfor tager analyserne udgangspunkt i opfyldelsen af den langsigtede målsætning om et klimaneutralt Danmark i 2050. Med dette udgangspunkt er der efterfølgende lavet "back casting" fra 2045 til opfyldelse af 2030 målsætningen.

For at kunne gennemføre analyserne ud fra disse to afgørende principper er det en forudsætning at have et så tilpas veldefineret bud på, hvordan Danmark energisystem ser ud på længere sigt, at man kan regne på det. Og vel at mærke et bud, der passer ind i opfyldelsen af klimamålsætningerne for hele landet. Et sådant bud finder man i "IDAs Klimasvar 2045" [20]. Det er ovenikøbet et konkret bud på, hvordan klimamålsætningen kan realiseres allerede i 2045.

2.1 IDAs Klimasvar 2045

"IDAs Klimasvar 2045" giver et konkret bud på, hvordan Danmark rent teknisk kan opfylde dels målsætningen om 70% CO_2-reduktion i 2030, dels målsætningen om at blive klimaneutral i 2045 på en omkostningseffektiv måde. "IDAs Klimasvar 2045" er således et bud på, hvordan Danmark kan overgå til 100% vedvarende energi og blive klimaneutral allerede i 2045. "IDAs Klimasvar 2045" prioriterer, at Danmark bruger denne omstilling til at skabe industriel udvikling og jobs.

Reduktionsmålsætningen på 70% regnes ift. Danmarks udledninger i 1990, efter FN's opgørelser. "IDAs Klimasvar 2045" omfatter både energi- og transportsektoren. Ud over energisektoren omfatter FN's opgørelser også landbrug, industrielle processor, arealanvendelse samt øvrigt, dvs. de ikke energirelaterede emissioner.

Opgjort på denne måde var de danske emissioner på 75,7 Mt i 1990, og med en 70% reduktion skal de altså nedbringes til 22,7 Mt i 2030. IDA forudsætter, at der også i de andre sektorer sker reduktioner frem til 2030. Konkret forudsættes det, at de andre sektorer reducerer fra en (forventet) emission på 17 Mt i 2020 til 11,7 Mt i 2030.

Med "IDAs Klimasvar 2045" nedbringes forbruget af fossile brændsler gennem effektiviseringer og udbygning med vedvarende energi. Samtidigt nedbringes også afbrændingen af biomasse. Målt pr. indbygger bringes biomasseforbruget ned fra ca. 29 GJ/indbygger i 2020 til ca. 24 GJ/indbygger 2030. Desuden omlægges der fra importerede træpiller til biogas, halm, træpiller og flis, primært baseret på danske ressourcer. I 2045 er

energiforsyningen helt baseret på biomasse og anden vedvarende energi. Nettobiomasseforbruget holdes fortsat på ca. 23 GJ/indbygger.

"IDAs Klimasvar 2045" er baseret på to overordnede principper, som har været bærende for udviklingen af forslaget:

1. Danmark bør opfylde målsætningen om 70 pct.'s CO_2-reduktion i 2030 på en måde, så det passer godt ind i at opnå 100 pct. vedvarende energi og klimaneutralitet i 2045. Det betyder:

- at vi frem til 2030 bør vælge de teknologier, som er hensigtsmæssige for at kunne tage de næste skridt i årene efter 2030.
- at vi frem til 2030 bør have fokus på at udvikle de nye teknologier, vi får brug for i næste omgang, også selvom de ikke nødvendigvis gør den store forskel i 2030.

2. Danmark bør opfylde målsætningerne om vedvarende energi og CO_2-reduktion på en måde, så det passer ind i, at resten af Europa og i sidste ende, at resten af verden kan gøre det samme. Det betyder:

- at vi skal forholde os til Danmarks andel af bl.a. den internationale fly- og skibstransport og bidrage til at nedbringe klimagasser fra disse transportformer, også selvom de ikke er med i FN-måden at opgøre vores forpligtigelser på.
- at vi skal holde os inden for Danmarks andel af verdens bæredygtige biomasseressourcer.
- at vi skal bidrage med vores andel af både fleksibilitetsydelser og reservekapacitet på elnettet i en europæisk sammenhæng.

IDAs Klimasvar 2045 indeholder således et konkret scenario for energi- og transportsektoren, som:

- er koordineret med de øvrige sektorer til en samlet opfyldelse af klimaneutralitet i 2045
- inkluderer Danmarks andel af den internationale fly og skibstransport
- holder sig inden for rammerne af bæredygtig biomasse anvendelse
- bidrager med sin andel af fleksibilitet og udveksling af el så det Europæiske el-system kan balanceres
- har en passende balance mellem energieffektivitet og investeringer i udbygning med vedvarende energi

2.2 Beskrivelse af metode til energisystemanalyser i Varmeplan Danmark 2021

2.2.1 Brug af IDAs Klimasvar 2045

Der vælges at lave to ændringer af "IDAs Klimsvar 2045" scenarie for året 2045 (IDA 2045) til brug i VPDK21, værende en revurdering af den individuelle opvarmning og en revurdering af den installerede kapacitet af varmepumper i fjernvarmesystemer.

I IDA 2045 benyttes en coefficient of performance (COP) faktor for de individuelle varmepumper på 3,9, som fremkommer ved en sammenkobling mellem varmepumper og solvarme for at øge varmepumpens COP-faktor, og er delvist baseret på Energistyrelsens fremskrivning af COP [21]. I VPDK21 inddrages erfaringer for drift af individuelle varmepumper, hvor tidligere analyser har fundet, at COP-værdierne for individuelle varmepumper ofte er lavere i drift end deres teoretiske COP [22,23]. Baseret på erfaringstal antages en COP-værdi for eksisterende varmepumper på 2,85 at være mere real ift. selve driften, hvilket skal ses ift. 2,95-3,45 i Energistyrelsens nyeste teknologikatalog. Det vælges at bruge samme procentvise fremskrivning af COP som for luft-til-vand varmepumper fra Energistyrelsens nyeste teknologi, hvorved COP for 2045 sættes til 3,3 for individuelle varmepumper. I IDA 2045 blev det antaget, at alle individuelt opvarmede bygninger ville have en

andel solvarme til at booste varmepumpens COP. Denne antagelse nedjusteres i VPDK21, så det kun er 20% af bygningerne, som kan forventes at supplere med solvarme, hvorfor solvarmen reduceres fra ca. 16% af den individuelle opvarmning til ca. 4%.

Varmepumpekapaciteten i fjernvarmen ændres grundet at disse i IDA 2045 drives ved en kapacitetsfaktor på 12%, men det ønskes her, at de drives ved ca. 50% kapacitetsfaktor i udgangspunktet, da det må forventes, at varmepumper i fjernvarmen vil drives mindst 50% af deres installerede kapacitet grundet deres relative høje investeringsomkostning og lave driftsudgifter. Derfor reduceres varmepumpekapaciteten i fjernvarmesystemet fra 8.790 MW_{th} til 4.290 MW_{th}.

2.2.2 Ændringer ved hvert scenarie

Der foretages løbende ændringer af det justerede IDA 2045 scenarie igennem analyserne i dette kapitel. Grundet den høje grad af sektorkobling i IDA 2045, vil ændringerne i fjernvarmesystemet påvirke andre dele af energisystemet, da fjernvarmen er direkte koblet op på elsystemet og gassystemet. For at sikre at energisystemanalyserne giver sammenlignelige resultater, laves der løbende justeringer på teknologier i andre sektorer, således at der kan opnås sammenlignelige resultater. Hvis f.eks. elforbruget stiger som følge af en ændring, så vil der skulle introduceres mere vedvarende energi til at sikre energiforsyningen. I dette tages udgangspunkt i ændringer i det kritiske eloverløb[1] (KEOL eller CEEP på engelsk) og eksporten af gas til resten af Europa. Det sikres, at disse i hvert scenarie er det samme, som i IDA 2045. KEOL opretholdes ved at ændre på kapaciteten af havvind, som anses for den marginale vedvarende energikilde ift. varmesektoren grundet en relativ højere produktion i de kolde måneder af året, således at hvis der opstår et behov for mere elproduktion i systemet, så øges kapaciteten på havvind tilsvarende, og modsatrettet hvis der er behov for en mindre mængde af strøm. For at opretholde eksport af gas bruges biomasseforgasning til at producere gas til energisystemet. Biomasseforgasningen vil resultere i en forøgelse af biomasseforbruget i IDA 2045, men forventes at være muligheden med den laveste omkostning.

Udover disse justeres den installerede spidslastkraftværkskapacitet også, hvis en ændring af elbehovet gør, at der kræves mere spidslastkapacitet på kraftværkerne, end der allerede er installeret i IDA 2045, således at energibalancen i energisystemet kan opretholdes i alle årets timer. Spidslastkraftværkskapaciteten er single-cycle gasturbiner.

2.2.3 Fjernvarmeudvidelsesscenarier

I alle analyserne medtages alle de 5 udvidelsesscenarier for fjernvarmen, som beskrevet i Afsnit 1.3. Det antages i alle scenarier, at den individuelle opvarmningsform er som beskrevet i afsnit 2.2.1, hvorved al individuel opvarmning antages at være varmepumper, hvor der suppleres med solvarme i 20% af bygningerne. Når der laves ændringer i den individuelle opvarmning, vil det derved også ændre på behovet for eldistributionsnet, da det må forventes, at varmebehovets vinterspidslast vil være bestemmende for behovet for kapacitet i eldistributionsnettet. Herved er det relevant at medtage ændringer i omkostninger til elnet, når mængden af individuelle varmepumper ændres. Til at estimere dette bruges samme metode som i IDA 2045, hvor elnetudvidelser simpelt er estimeret til en investeringsomkostning på 15 mio. kr/MW med en levetid på 45 år og med 1% af investering i faste årlige D&V omkostninger. Omkostningen benyttes kun for elnetudvidelser som overskrider den antagne eksisterende elnetkapacitet, og som antages at være svarende til 8.500 MW på nationalt niveau. Det skal dog bemærkes, at der er betydelig usikkerhed ved denne metode, da estimatet er på nationalt plan, og der tages ikke forbehold for lokale forhold. Til at estimere

[1] Kritisk eloverløb er el, som produceres i energisimuleringerne, men som ikke kan bruges, lagres eller eksporteres. I en virkelig situation vil kritisk eloverløb resultere i f.eks. periodisk lukning af vindmøller.

kapacitetsbehovet for vinterspidslastbehovet i individuelle varmepumper medtages ikke muligheden for potentiel fleksibel drift af disse anlæg.

Når fjernvarmebehovet ændres som følge af fjernvarmeudvidelser og ændrede nettab, er det vigtigt, at kapaciteterne for produktions- og lagerteknologierne tilpasses de nye behov. Til dette tages der udgangspunkt i produktions- og lagerteknologierne i IDA 2045, med justeringerne beskrevet i afsnit 2.2.1, som set ift. det fjernvarmebehov, der er gældende i IDA 2045. De forskellige teknologier varetager forskellige opgaver i fjernvarmesystemet, hvorfor de varieres forskelligt. Brændselskedlernes rolle er først og fremmest at fungere som spids- og reservelast, hvorfor deres kapacitet ændres ift. ændringen i spidslastbehovet inkl. nettab for fjernvarme. Kraftvarmeværkernes, varmepumpernes, solvarmens og varmelagres rolle er mere sammenhængende med det årlige behov for fjernvarme, hvorved disses varmekapaciteter ændres ift. ændring i det årlige fjernvarmebehov inkl. nettab. Affaldsforbrændingsanlæggenes fjernvarmeproduktion forventes ikke at være relateret til en ændring i fjernvarmebehovet, og derfor justeres denne mængde ikke som følge af ændrede fjernvarmebehov. Ligeledes ændres kapaciteten for elkedler ikke, da deres rolle mere skal ses i sammenhæng med balancering af elsystemet.

2.2.4 3GDH og 4GDH i energisystemanalyserne

Som beskrevet i kapitel 1 analyseres både 3GDH og 4GDH. I kapitel 1 er beskrevet, hvordan nettab, omkostninger til fjernvarmenet og geotermi er forskellige mellem de to fjernvarmegenerationer. I dette beskrives hvilke andre påvirkninger, som kan forventes at opstå som følge af de to fjernvarmegenerationer, foruden overskudsvarme fra industrier, som beskrives nærmere i afsnit 2.2.7.

Forskellen mellem de to teknologier er baseret på tidligere analyser, hvor Tabel 11 viser de forventede forskelle mellem 3GDH og 4GDH for produktions- og lagerteknologier. IDA 2045 scenariet er bygget op omkring 4GDH, hvorfor virkningsgrader og investeringsomkostninger for 4GDH antages at svare til værdierne i IDA 2045. Herved beregnes 3GDH tallene via de tidligere analysers fundne forskelle mellem 3GDH og 4GDH. Herved gives i tabellen kun kilderne, som er brugt til at finde denne forskel.

Tabel 11: Ændringer i virkningsgrader, coefficient of performance (COP) og investeringsomkostninger i 3GDH og 4GDH, ekskl. fjernvarmenet, bygninger, geotermi og overskudsvarme

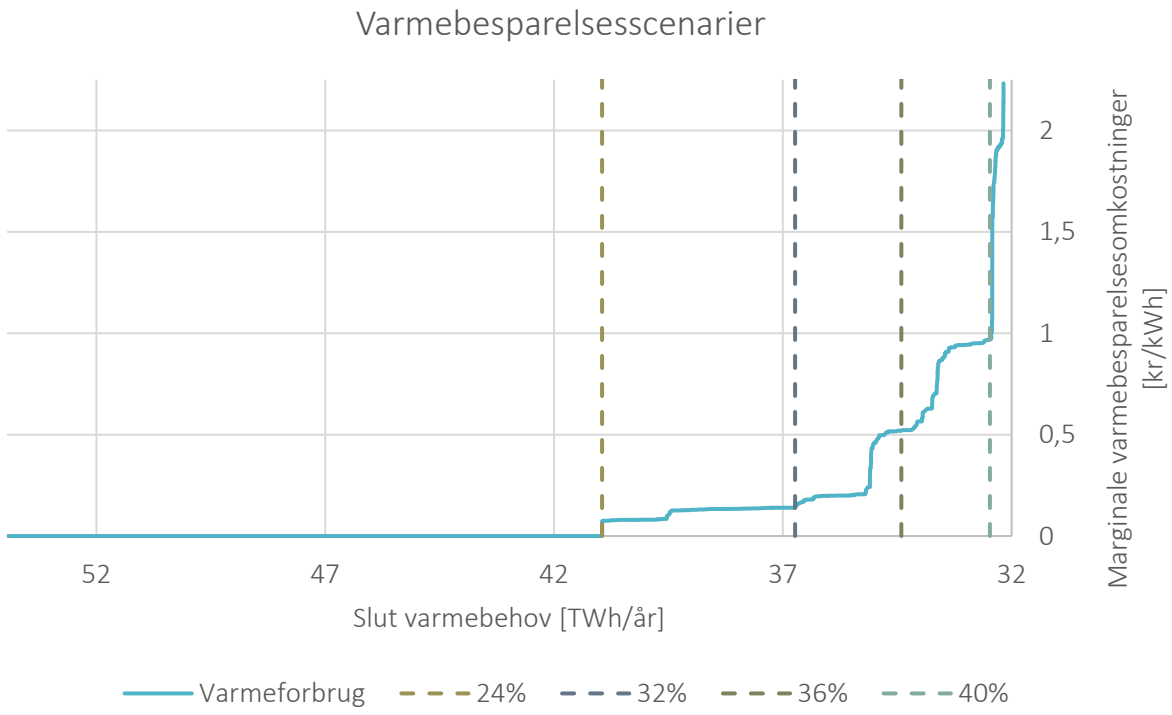
	2045		
	3GDH	4GDH	*Kilde til 3GDH værdier*
Virkningsgrader og COP			
Store varmepumper - COP	2,9	3,9	[24]
Gasmotorer - varme	43%	48%	[24]
Affaldsforbrænding – varme	70%	80%	[25]
CCGT - varme	22%	27%	[25]
SCGT - varme	43%	45%	[24]
Investeringsomkostninger			
Solvarme [mio. kr/TWh]	3.767	2.645	[25]
Korttidsvarmelager [mio. kr/GWh]	18,9	22,5	[24]

Udover de i Tabel 11 viste forskelle, antages det også, at der vil være en ekstra omkostning for bygninger koblet til 4GDH ift. 3GDH. Omkostningerne hertil tages fra [25], hvor det er antaget, at bygningerne i gennemsnit har en fordeling af varmebehovet på 80% rumvarme og 20% varmt vand, hvor omkostningen til 4GDH forventes at være 4,88 kr/MWh rumvarme til radiatorer og 15 kr/MWh varmt vand. Herudover antages

det, at 20% af bygningerne har brug for Legionella behandling til en omkostning på 100 kr/MWh varmt vand ved 4GDH.

2.2.5 Varmebesparelsesscenarier

I kortlægningen, beskrevet tidligere, er der analyseret to varmebesparelsesscenarier: ingen varmebesparelser versus 36% varmebesparelser. Disse to er benyttet i GIS analyserne til at beregne fjernvarmeudvidelser, mv. detaljeret ift. bygningsmassens nuværende geografi i Danmark. Til brug for energisystemanalyserne introduceres der yderligere niveauer for varmebesparelser for bedre at kunne klarlægge energisystemeffekterne af forskellige niveauer for varmebesparelser. Der introduceres yderligere 3 varmebesparelsesscenarier, som fremgår af Figur 31 sammen med 36% varmebesparelsesniveauet.



Figur 31: Varmebesparelsesscenarier til energisystemanalyserne

De ekstra niveauer er således 24%, alle de varmebesparelser som antages ikke at koste ekstra investeringer ift. forventet udvikling, samt 32% og 40%, som udgør niveauer tæt på de 36%. Disse tre varmebesparelsesscenarier er ikke analyseret nærmere i en detaljeret analyse af bygningsmassens geografi, såsom 0% og 36% scenarierne. I stedet er omkostningerne og varmebehovene herfor analyseret simpelt ift. bygningstyper og lineære sammenhænge mellem resultaterne for scenarierne 0% og 36%. Herved må det forventes, at der er større usikkerhed for disse varmebesparelsesscenarier, men det ikke mere end, at det stadigt er muligt at estimere effekten af færre eller flere varmebesparelser i energisystemanalyserne.

2.2.6 Geotermi

Som beskrevet i Kapitel 1.6, findes fire forskellige potentialer for geotermi. De fire potentialer er hhv. 70 MW og 10 MW klynger for både med og uden ekstra transmissionskapacitet.

Omkostningerne og COP for geotermi er som beskrevet i kortlægningen, opdelt på forskellige områder med forskellige geotermiske forhold. I kortlægningen findes forskellige potentialer for geotermi i hvert af disse områder, hvorved de gennemsnitlige omkostninger og COP varierer afhængigt af, hvor meget potentiale, der

blev fundet i hvert af disse områder. Derved findes for hvert scenarie forskellige energipotentialer baseret på geotermikapacitet, investeringsomkostninger, årlige D&V og COP i hvert område. Tabel 12 viser energipotentialet samt de resulterende gennemsnitlige investeringsomkostninger, årlig D&V og COP for hvert scenarie. Potentialerne afhænger også af fjernvarmeudvidelser og varmebesparelser i bygningerne, hvorfor der for nogle scenarier opgøres et spænd, hvor spændet dækker over variationen, som opstår som følge af disse. Årlig D&V inkluderer faste årlige D&V, variable D&V, ABEX og løbende investeringer. For at finde årlige energimængde og D&V er der antaget 7.500 fuldlasttimer. Energien fra geotermien antages at blive produceret jævnt hen over året.

Tabel 12: Resulterende energipotentiale, gennemsnitlig investering, årlig D&V og COP for geotermi i de forskellige scenarier

	Uden transmission				Med transmission			
	3GDH		4GDH		3GDH		4GDH	
	70 MW	10 MW	70 MW	10 MW	70 MW	10 MW	70 MW	10 MW
Energi [TWh/år]	6-12	7-15	5-11	7-14	8-17	9-20	8-19	9-21
Investering [mio. kr/TWh]	1350	1357-1365	1312-1320	1327-1335	1365-1372	1372-1380	1327-1357	1335-1350
Årlig D&V [% af inv.]	4,01-4,03	4,04-4,05	4,06-4,07	4,07-4,08	3,99-4,26	4,00-4,01	4,05-4,14	4,06
COP	3,8	3,8	4,9	4,9	3,7-3,9	3,8-3,9	4,9-5,0	4,9-5,0

Når der introduceres geotermi reduceres kapaciteten for fjernvarmebaseret varmepumper svarende til halvdelen af geotermiens kapacitet, hvis den blev driftet i alle årets timer. Denne reduktion er således ikke en optimering af varmepumpekapaciteten i fjernvarmen, men bruges for at reducere evt. overkapacitet af varmepumperne i fjernvarmen.

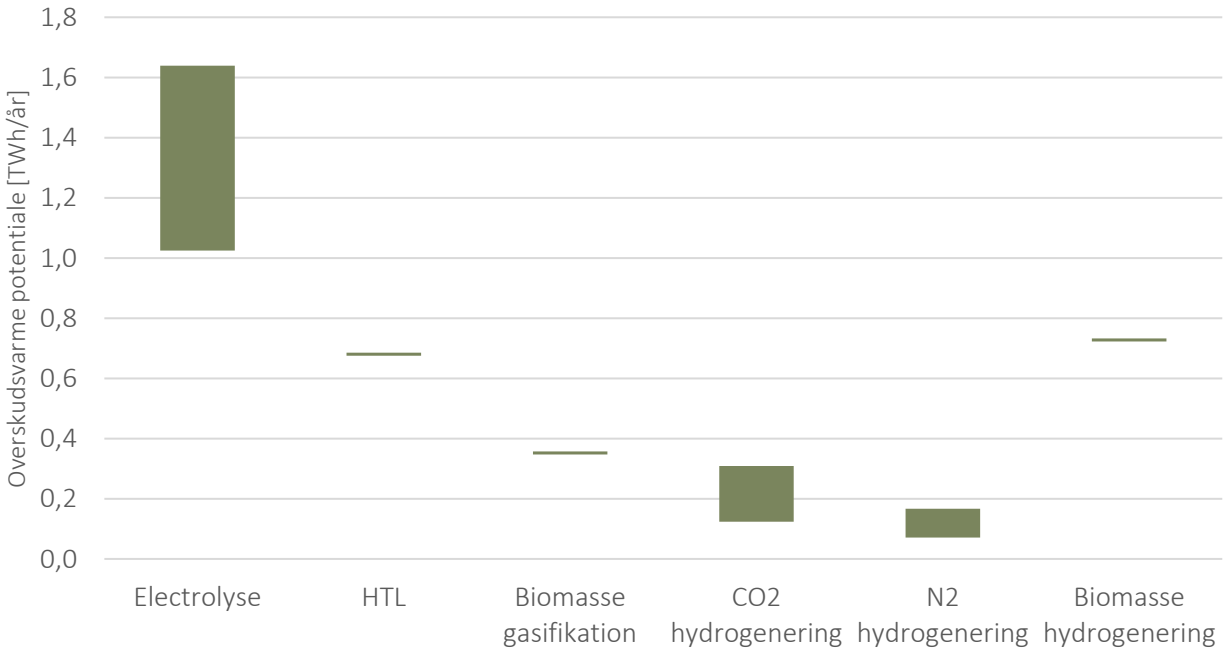
2.2.7 Overskudsvarme potentiale

Overskudsvarmen kommer fra industrier, servicesektor, datacentre og Power2X-teknologier. Overskudsvarmen grupperes i to overordnede kategorier: det der kan bruges i fjernvarmenettet direkte uden boosting af temperaturen, og den overskudsvarme hvortil der kræves en varmepumpe til at booste temperaturen før det kan bruges i fjernvarmenettet. Fordelingen af disse afhænger af fremløbstemperaturen i fjernvarmenettet, og derfor er der forskel på opdelingen i 3GDH og 4GDH, hvor alt over 80°C antages at kunne bruges direkte i 3GDH og alt over 60°C antages at kunne bruges direkte i 4GDH. Varmepumpernes COP-værdi regnes også opdelt på de forskellige temperaturniveauer for overskudsvarme og fjernvarmegeneration, hvor der antages en Lorentz virkningsgrad på 50% [26]. For overskudsvarme fra resterende industri og servicesektorer med overskudsvarme under 60°C antages COP-værdien at være 4,5 ved 3GDH og 8 ved 4GDH, og for 3GDH i temperaturniveauet 60-80°C antages en COP-værdi på 13,7. Dette giver følgende overskudsvarmemængde og tilhørende elforbrug til den overskudsvarme, hvor der bruges en varmepumpe til at booste temperaturen for industrier- og servicesektorer ekskl. datacentre og Power2X.

Der forventes en kraftig stigning i mængden af datacentre fremadrettet [27]. Dog er der betydelig usikkerhed i mængden og den geografiske spredning af disse. Ligeledes vil overskudsvarmens tilgængelighed også afhænge af køleteknologien, der benyttes i datacentrene. Grundet disse usikkerheder antages det simpelt, at overskudsvarmemængden svarer til 50% af datacentrenes elforbrug. I IDA 2045 er dette elforbrug antaget at være 9,5 TWh/år. For at undersøge effekten af forskellige køleteknologier ift. udnyttelsen af overskudsvarme regnes der på to forskellige scenarier for overskudsvarmen fra datacentre, værende at det hele kan bruges uden brug af varmepumpe til temperaturboosting, og at der skal varmepumpe til temperaturboosting for at udnytte overskudsvarmen. For datacentre antages COP-værdien at være 4 ved 3GDH og 6,4 ved 4GDH ved en Lorentz virkningsgrad på 50%.

For overskudsvarme hvor der ikke kræves en temperaturboosting antages en investeringsomkostning på 225 mio. kr/TWh [28], foruden eventuelle omkostninger forbundet med udvidelse af ledningsnettet for at tilkoble overskudsvarmekilden. For overskudsvarme hvor der bruges en varmepumpe til at booste temperaturen antages en investering på 817 mio. kr/TWh (baseret på [26]) foruden eventuelle omkostningerne forbundet med ledningsnet.

Overskudsvarme fra Power2X-teknologier er stadig under udviklingen, og der forventes installation af mange anlæg i Danmark, men den geografiske placering samt de konkrete teknologier som vil komme i spil, er stadig ukendt. Derfor medtages overskudsvarmen i dette kapitel, som den er i IDA 2045, hvor en konservativ lav mængde overskudsvarme er brugt. Overskudsvarmemængden fra Power2X antages således at være ca. 2,1 TWh/år, da det maksimale potentiale i IDA 2045 estimeres til at være et sted i mellem 2,96-3,86 TWh/år. Figur 32 viser det estimerede overskudsvarmepotentiale for hver af Power2X teknologierne i IDA 2045. Det antages, at overskudsvarmen kan bruges direkte i både 3GDH og 4GDH, og det antages simpelt at være den samme overskudsvarmemængde i både 3GDH og 4GDH uafhængigt af udvidelsen af fjernvarmenettet. Det antages, at der ikke er nogen ekstra omkostning af betydning for at kunne udnytte overskudsvarmen fra Power2X.



Figur 32: Overskudsvarme potentiale opdelt på Power2X teknologi i IDA 2045.

De samlede overskudsvarmepotentialer ses i Tabel 13. Energien fra alle overskudsvarmekilderne antages at blive leveret jævnt hen over året. Udnyttelse af overskudsvarme afhænger især af lokale forhold og mulige

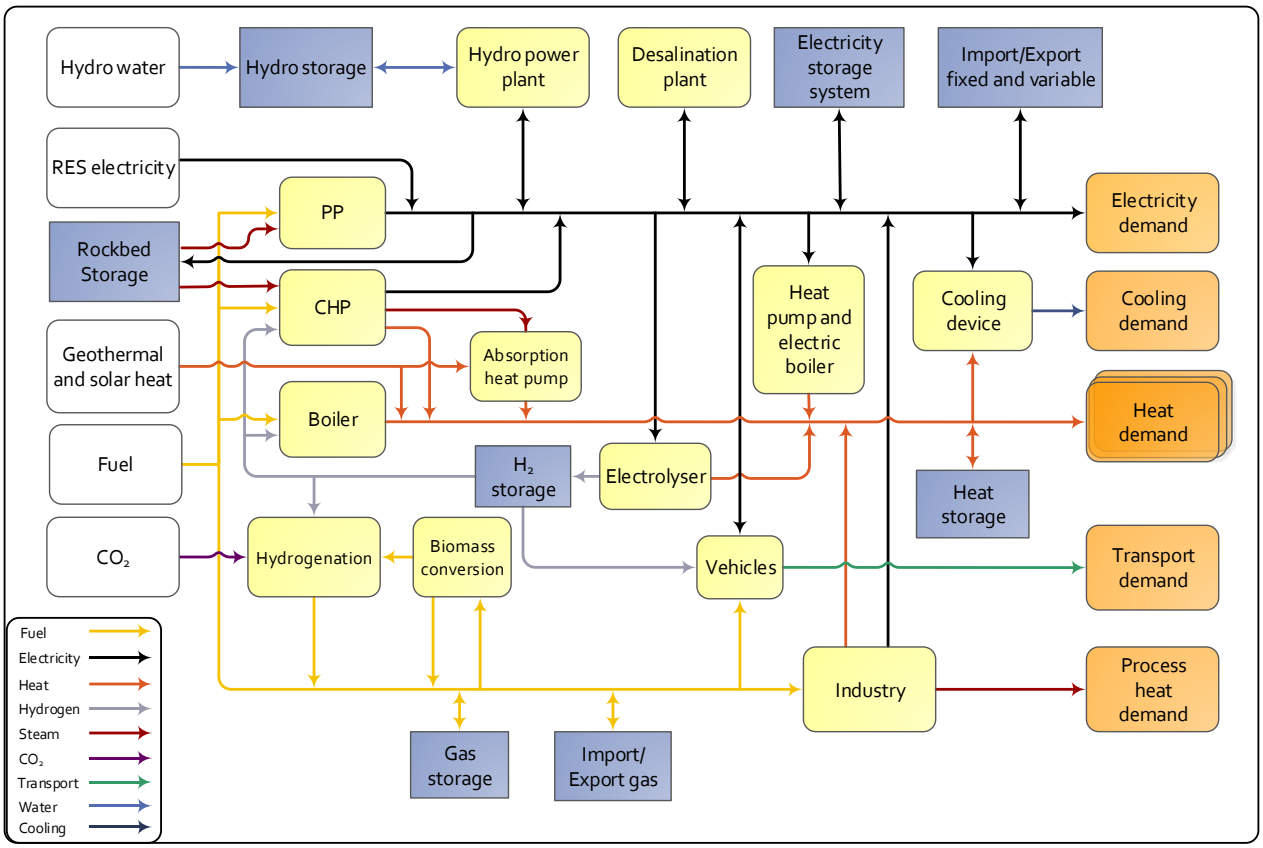
aftaler lokalt, hvorfor det ikke kan forventes, at al overskudsvarmemængden kan udnyttes. F.eks. kan der være usikkerhed omkring hvor længe en virksomhed vil være til stede i lokalområdet, hvilket vil reducere muligheden for langsigtede investeringer. For at teste effekten af overskudsvarme i fjernvarmen testes to forskellige niveauer, værende 75% og 100% udnyttelse af overskudsvarme fra industri- og servicesektor inkl. datacentre. Ved 75% udnyttelse udnyttes den direkte overskudsvarme vist i Tabel 13 før den indirekte overskudsvarmemængde i samme tabel, da den overskudsvarme som kan udnyttes direkte, må forventes at være mere attraktiv at udnytte i fjernvarmen, alt andet lige. Overskudsvarme fra Power2X holdes uændret i dette, da denne antages allerede at være sat til en konservativ lav udnyttelse.

Tabel 13: Overskudsvarme potentiale fordelt på direkte og indirekte brugbart med tilhørende elforbrug for indirekte brugbart for hvert fjernvarmeudvidelsesscenarie. Ekskl. datacentre og Power2X

[TWh/år]	**3GDH**			**4GDH**		
	Direkte	**Indirekte**	**Elforbrug**	**Direkte**	**Indirekte**	**Elforbrug**
s1	1,45	4,20	0,84	2,06	3,59	0,45
s2	1,45	4,20	0,84	2,06	3,59	0,45
s3	1,48	4,31	0,86	2,11	3,68	0,46
s4	1,53	4,46	0,89	2,18	3,81	0,47
s5	1,55	4,50	0,90	2,21	3,84	0,48

2.3 Energisystemanalyseværktøj

Energisystemanalyserne er udarbejdet i energisystemanalyseværktøjet EnergyPLAN. EnergyPLAN er et holistisk energisystemanalyseværktøj, som har særlig fokus på at kunne analysere synergier i et energisystem med høj grad af sektorintegration. Således gennemregner modellen timebalancer for de forskellige sektorer og energilagre samtidigt med, at der er fokus på, hvordan energi kan konverteres mellem sektorernes forskellige energibærere og lagermuligheder. Således inkluderes det samlede danske energisystem i energisystemanalyserne inkl. alle energisektorer, såsom elektricitet, varme, køling, transport og industriel procesvarme samt disses interaktionsmuligheder. EnergyPLAN simulerer flowet af energi i det modellerede energisystem kronologisk på timebasis for et år, hvor muligheder for sektorintegration og energilagring medtages for at sikre den bedst mulige udnyttelse af energien i hver time. Herunder vises en oversigt over de energibehov, energikonverteringsteknologier, energilagringsteknologier og energiressourcer, som er medtaget i EnergyPLAN v16.



Figur 33: Oversigt over energibehov, energikonvertering, energilagringsteknologier og energiressourcer i EnergyPLAN v16 [29]

EnergyPLAN har to forskellige simuleringsstrategier; en som prøver at reducere omkostningerne for energisystemet igennem den nuværende elmarkedskonstruktion, og en der prøver at reducere det primære energiforbrug i energisystemet. I analyserne præsenteret i dette bruges sidstnævnte simuleringsstrategi.

2.4 Individuel vurdering af de forskellige teknologier fra kortlægningen

For at estimere effekten af de forskellige teknologier i de forskellige scenarier og derved kvalificere en rangordning af teknologierne, analyseres der følgende punkter separat:

- IDA 2045 uden geotermi og overskudsvarme
- IDA 2045 med geotermi men uden overskudsvarme
- IDA 2045 med overskudsvarme med uden geotermi

I hver af disse punkter, er der flere underanalyser for bedre at kunne klarlægge forskellige forhold. Efterfølgende bruges konklusionerne fra disse analyser til at opsætte et VPDK21 scenarie for 2045, hvor energisystemet er baseret på klimaneutralitet og vedvarende energi. Scenariet for 2045 back castes herefter til 2030 for at se, hvordan varmesektoren bedst kan bidrage til 70% målsætningen.

Resultaterne fra energisystemanalyserne kan findes i Bilag B. Her præsenteres de overordnede konklusioner fra disse analyser.

Generelle konklusioner:

- I alle tilfælde reducerer 4. generationsfjernvarme (4GDH) energisystemomkostninger og biomasseforbruget ift. 3. generationsfjernvarme (3GDH).

- Varmebesparelser på 36% resulterer i laveste energisystemomkostninger. Dog er omkostningerne ved 32% kun 10-40 M EUR/år højere med 4GDH.
- Reduktion i varmebesparelser giver et lavere biomasseforbrug i energisystemet. Således blev det fundet at biomasseforbruget faldt med 0,04-0,22 TWh biomasse pr %-point reduktion i varmeforbruget i bygningerne. Udsvinget er specielt påvirket af installation af varmeteknologi i fjernvarmen, hvor uden geotermi og overskudsvarme lå niveauet på 0,19-0,22 TWh biomasse pr %-point reduktion i varmeforbruget i bygningerne.
- Fjernvarmeudvidelsesscenarier s2 giver de laveste omkostninger, dog er omkostningerne ved s3 lignende, og det kan ikke udelukkes at udvidelsen med laveste omkostning ligger imellem disse to scenarier. Det skal dog bemærkes, at fjernvarmenet omkostningerne i s2 formentlig er undervurderet, som beskrevet i kapitel 1. Ligeledes kan der være optimeringsmuligheder ved fjernvarmeproduktionsteknologierne som kan bringe s3 ned på samme niveau som s2, da der bl.a. kun er testet geotermi og overskudsvarme separat, men ikke i samme scenarie.
- Fjernvarmeudvidelserne efter s2 er i vidt omfang afhængig af produktionsomkostningerne på varmepumperne i fjernvarmen og disse konkurrenceevne med individuelle varmepumper. Dog kan denne nationale analyse dække over lokale forhold for overskudsvarme som kan ændre på dette forhold.
- Behovet for spidslastkraftværkskapacitet er alene afhængigt af varmebehovet ved individuelle varmepumper. Reduktionen svarer til 119-139 MW_e pr. TWh reduktion i individuelt varmebehov.

Konklusioner ift. geotermi:

- Geotermi reducerer biomasseforbruget ift. kun varmepumpe, hvorved scenarierne med mere geotermi potentiale har også lavere biomasseforbrug. Reduktionen blev fundet til 1,6-2,2 TWh biomasse pr. TWh geotermi. Herved reduceres biomasseforbruget også ved implementering af transmissionsledninger som kan tillade højere udnyttelse af geotermien.
- Geotermi reducerer energisystemomkostningerne ift. fjernvarmebaseret varmepumpe, forudsat at der ikke skal investeres i ekstra transmission mellem fjernvarmeområderne for at øge udnyttelsen.

Konklusioner ift. overskudsvarme:

- På nationalt niveau stiger overskudsvarmepotentialet ikke betydeligt ved udvidelse af fjernvarmenettet. Der er dog betydelig usikkerhed ift. den geografiske placering af datacentre og Power2X-anlæg, hvorfor disse er holdt uændret på tværs af besparelses- og udvidelsesscenarierne, hvorfor forskellene ved udvidelser forventes at være underestimeret i dette.
- Jo mere overskudsvarme der udnyttes desto lavere energisystemomkostninger og biomasseforbrug. Det gør sig gældende for både overskudsvarme, som kan udnyttes direkte, og overskudsvarme som kræver temperaturboosting via varmepumpe.
- Hvis datacentres overskudsvarme kan udnyttes direkte uden varmepumpe til temperaturboosting kan det reducere behovet for havvindkapacitet med 28-30 MW/GWh-overskudsvarme, og en mindre reduktion i biomasseforbruget på 0,1-0,8 TWh/TWh-overskudsvarme, og en reduktion i energisystemomkostningerne på 12 M EUR/TWh-overskudsvarme. Alle tal i dette punkt er for 4GDH.

2.5 Varmeplan Danmark 2021 energisystemscenarier

I dette afsnit præsenteres og diskuteres det endelige "Varmeplan Danmark 2021" (VPDK21) forslag for 2045.

Forslaget er baseret på resultatet af delanalyserne af de individuelle teknologier præsenteret i afsnit 2.4 og Bilag B. I det endelige forslag er der sammensat en passende kombination af bidrag fra de forskellige teknologier og ressourcer samt foretaget en række heraf afledte mindre justeringer. Forslaget er sammensat ud fra følgende primære hensyn:

- Der søges en løsning med laveste samlede omkostning for opfyldelsen af Danmarks klimamål
- Der søges en løsning, hvor presset på anvendelse af biomasse og udbygning med vind mindskes
- Der søges en robust løsning, hvor der primært satses på kendte teknologier, og kombination af flere teknologier.

I det endelige energisystemscenarie for VPDK21 er der fokus på at få biomasseforbruget ned, så det passer med, hvad der i "IDAs klimasvar 2045" er defineret som Danmarks andel af mængden af bæredygtig biomasse i verden. Konkret er det 42,5 TWh/år eller 153 PJ/år. Samtidig bevares eksporten af grønt gas fra Danmark svarende til 13 PJ/år, således, at netto biomasseforbruget bliver 140 PJ/år svarende til ca. 23 GJ/år pr. indbygger.

Baseret på de indledende analyser er det valgt at tage udgangspunkt i et scenarie med 4. generations fjernvarme (4GDH), idet denne teknologi kommer ud som den med de laveste omkostninger og biomasseforbrug i samtlige analyser. Desuden er det valgt at regne med 36% varmebesparelser i bygningerne, som beskrevet tidligere giver denne udvikling de laveste omkostninger. Det skal dog bemærkes, at en forøgelse af besparelsesgraden til 40% kun har marginale ekstraomkostninger til gengæld for at opnå et mindre pres på biomasse-ressourcen. Selvom der således konkret regnes med udgangspunkt i de 36%, kan det sagtes være, at man med fordel vil kunne vælge de 40% afhængigt af, hvordan biomassespørgsmålet udvikler sig i de kommende år.

Yderligere er der valgt et udgangspunkt, hvor kølingen i datacentre indrettes således, at deres overskudsvarme kan benyttes direkte uden behov for varmepumper til temperaturboosting, samt at der ikke benyttes udvidelse af fjernvarmetransmissionsnettet på nationalt niveau til at kunne øge udnyttelsen af geotermi. I udgangspunktet er det valgt at sammensætte scenariet med både geotermi og overskudsvarme fra industrier, Power2X og datacentre.

2.5.1 Varmeplan Danmark 2021 energisystemscenarier

For at finde frem til forskellige VPDK21 scenarier, er der foretaget forskellige ændringer ift. analyserne af de enkelte teknologier.

Først er der foretaget et par mindre justeringer af systemet for at skabe reducerede omkostninger og en bedre balancering i energisystemet. Dels er der indregnet en vis fleksibilitet i varmepumperne til geotermi og dels er andelen af overskudsvarme fra Power2X justeret op fra 2,14 TWh/år i de indledende analyser til 2,96 TWh/år i de endelige VPDK21 energisystemscenarier. Konkret er der regnet på de potentialer fra de enkelte teknologier omfattet af Power2X værdikæden, som ses i Tabel 14, hvilket svarer til de lave niveauer vist i Figur 32.

Tabel 14: Konkrete potentialer fra de enkelte teknologier omfattet af Power2X værdikæden

Teknologi	***[TWh/år]***
Electrolyse	1,02
HTL	0,68
Biomasse gasifikation	0,35
CO_2 hydrogenering	0,12
N_2 hydrogenering	0,07
Biomasse hydrogenering	0,72
Total	**2,96**

Potentialet fra elektrolyse afhænger af den fremtidige teknologi. Her er der regnet med 5% svarende til SOEC-elektrolyseteknologien. Bruges i stedet alkaliske elektrolyse anlæg kan overskudsvarmemængden være større.

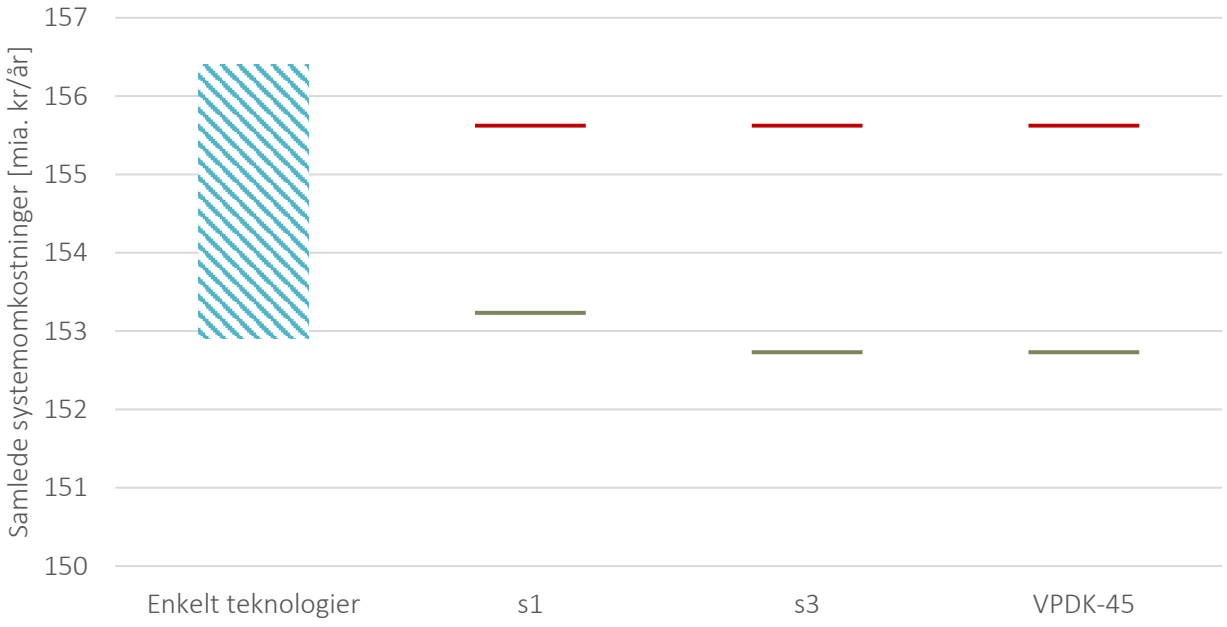
Endelig er størrelserne på varmepumper i fjernvarmesystemerne og havvindkapaciteten justeret til, så der opnås den samme integration (KEOL) som i alle de andre scenarier. Der regnes kun på tre fjernvarmeudvidelsesscenarier, nemlig s1, s3 og s4. Baggrunden for valget af disse er dels at investeringsomkostningerne i fjernvarmeudvidelser og øgede nettab i s5 har vist sig for høje ift. den potentielle gevinst. Og dels at s2 er omgivet med en vis usikkerhed ift. investeringsomkostningen til fjernvarmenet samt om den fortætning reelt kan resultere i øget brug af overskudsvarme, og ligger sig derved henholdsvis op ad s1, ved at have den samme geografiske udbredelse, og s3 ved at have næsten samme fjernvarmetilslutning. Variationerne i havvindkapacitet, varmepumper i fjernvarmen, overskudsvarme og geotermi i de tre fjernvarmeudvidelsesscenarier kan ses i Tabel 15. Herudover er der variationer i andre teknologiers kapacitet ift. de forskellige fjernvarmebehov, som beskrevet tidligere i dette kapitel.

Tabel 15: Variationerne i havvindkapacitet, varmepumper i fjernvarmen, overskudsvarme og geotermi i de tre fjernvarmeudvidelsesscenarier

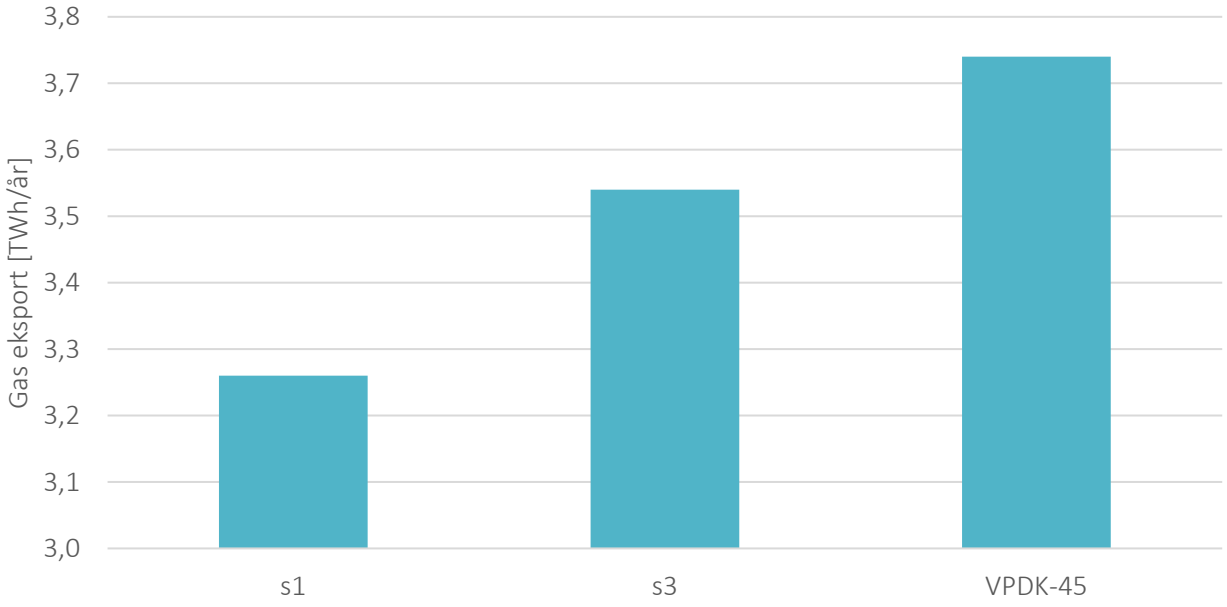
	s1	**s3**	**s4**
Havvindkapacitet [MW]	14.523	14.808	14.690
Varmepumpe i fjernvarmen [MWe]	711	540	540
Overskudsvarme (industri og datacentre) [TWh/år]	6,8	7,9	9,25
Geotermi [TWh/år]	5,5	6,79	6,8

Af disse har s3 og s4 scenariet de laveste energisystemomkostninger (Figur 34), og s4 scenariet har yderligere den mindste afhængighed af biomasse. Da de tre scenarier alle har et biomasseforbrug i Danmark på 42,5 TWh/år, så kan afhængigheden af biomasse ses på eksporten af grøn gas, som sker i scenariet, hvor jo mere eksport desto mindre afhængighed af biomasse, hvilket kan ses på Figur 35. s4 scenariet har ligeledes en lavere installeret kapacitet af havvind end s3, hvilket også må anses som en fordel rent forsynings- og udviklingsmæssigt. Derved benyttes s4 som hovedscenariet i VPDK21 for 2045 (VPDK-45). Med disse justeringer har VPDK-45 en samlede omkostning i hele energisystemet på 152,7 mia. kr. pr. år, hvilket er en lavere omkostning sammenlignet med de andre scenarier. Dette kan ses på Figur 34, hvor VPDK-45 sammenlignes med de justerede s1 og s3 fjernvarmeudvidelsesscenarier både med (grøn) og uden (rød) overskudsvarme, hvor der sammenlignes med omkostningsvariationen for undersøgelserne af de enkelte teknologier, som er vist i Bilag B.

I VPDK-45 er det samlede bidrag fra geotermi og overskudsvarme fra industri, datacentre og Power2X på knap 19 TWh/år, hvilket er betydeligt under det samlede potentiale på over 40 TWh/år.



Figur 34: Samlede energisystemomkostninger for "Varmeplan Danmark 2021" scenarierne for s1, s3 og VPDK-45 scenariet. Grøn er inkl. overskudsvarme og rød er ekskl. overskudsvarme. Sammenlignet med udsvinget i energisystemomkostninger fra analyserne i Bilag B, hvor 100% udnyttelser af overskudsvarme ikke er medtaget.



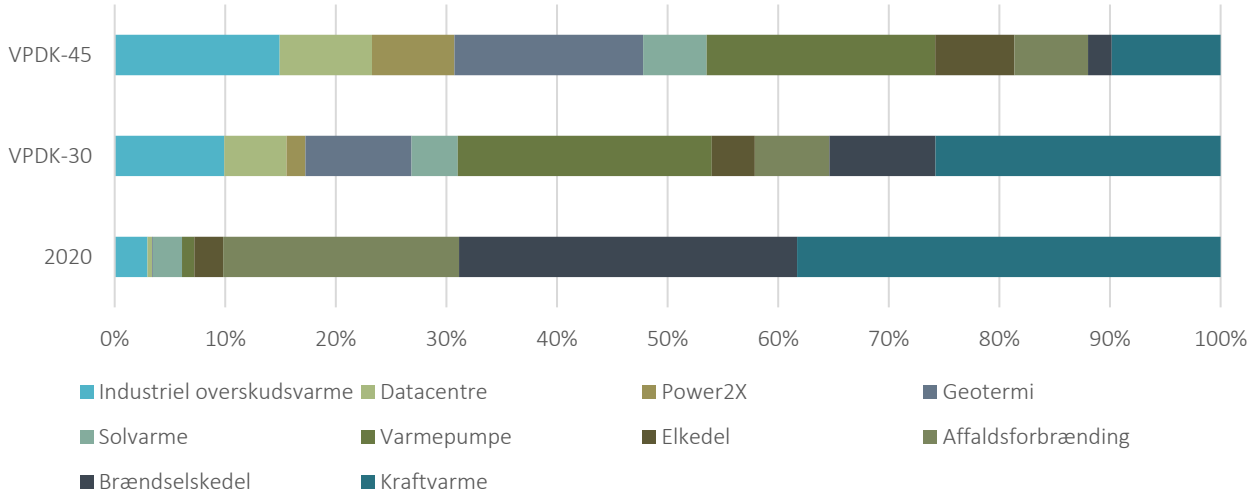
Figur 35: Årlig gas eksport fra Danmark i "Varmeplan Danmark 2021" scenarierne for s1, s3 og VPDK-45 scenariet.

Ud af Figur 34 kan man samtidigt se to generelle pointer:

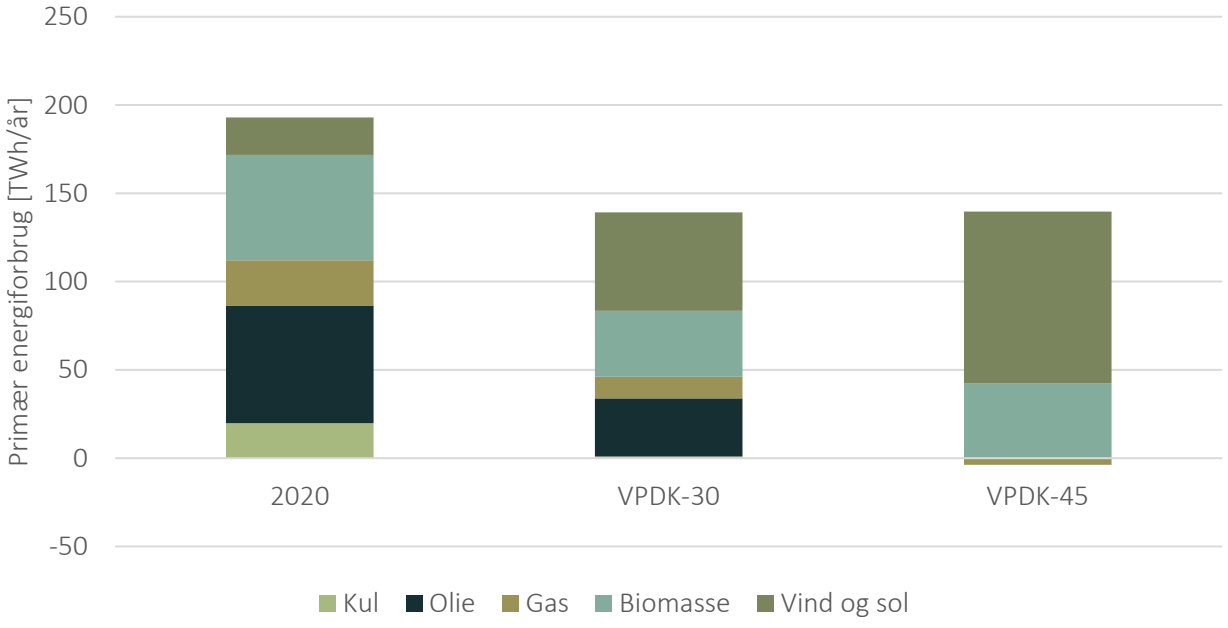
- Inddragelse af overskudsvarme mindsker generelt omkostningerne i det samlede system
- Værdien af at udbygge med fjernvarme (og hvor meget man bør udbygge) er større i et system med høj udnyttelse af overskudsvarme end i et system uden udnyttelse af overskudsvarme.

Back-casting af VPDK-45 scenariet til et forslag for 2030, som opfylder klimamålsætningen, viser sig at ligge så tæt på 2030 scenariet fra "IDAs Klimasvar 2045", at det er valgt at bruge dette som et mellem step på vej mod 2045 scenariet VPDK-45. Derved bruges dette 2030 scenarie i VPDK21 (VPDK-30).

Fordelingen af fjernvarmeproduktionen i VPDK-30 og VPDK-45 vises i Figur 36 og det samlede primære energiforbrug i det samlede danske energisystem kan ses i Figur 37. I begge figurer vises de to fremtidige scenarier sammen med tal for energisystemet i 2020, hvor 2020 er simuleret i EnergyPLAN for at skabe mere sammenlignelige tal.



Figur 36: Fordeling af fjernvarmeproduktion i 2020, samt Varmeplan Danmark 2030 og 2045. 2020 tal er simulerede



Figur 37: Primær energiforbrug i det samlede danske energisystem (el, varme, køling, transport og industri)

Referencer

[1] Möller B. A heat atlas for demand and supply management in Denmark. Management of Environmental Quality: An International Journal 2008;19:467–79. https://doi.org/10.1108/14777830810878650.

[2] Möller B, Lund H. Conversion of individual natural gas to district heating: Geographical studies of supply costs and consequences for the Danish energy system. Applied Energy 2010;87:1846–57. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.12.001.

[3] Möller B, Nielsen S. High resolution heat atlases for demand and supply mapping. International Journal of Sustainable Energy Planning and Management 2014;1:41–58.

[4] Grundahl L, Nielsen S, Lund H, Möller B. Comparison of district heating expansion potential based on consumer-economy or socio-economy. Energy 2016;115. https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.05.094.

[5] Steffen Nielsen, Lars Grundahl. The Danish Heat Atlas 2016 – Documentation - Draft version 1 2016. https://energymaps.plan.aau.dk/wp-content/uploads/2021/09/HA2016_documentation-20160623-v01.pdf (accessed September 29, 2021).

[6] Energistyrelsen. Hvordan er landets boliger opvarmet og hvor ofte skiftes opvarmningsform? - Resultater fra en spørgeskemaundersøgelse 2017. https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Statistik/opvarmningsundersoegelsen.pdf.

[7] Drivkraft Danmark. Energistatistik 2019 2019. https://www.drivkraftdanmark.dk/wp-content/uploads/2019/05/DD_Energistatistik_2019_WEB-spreads.pdf (accessed September 12, 2021).

[8] Wittchen KB, Kragh J, Aggerholm S. Varmebesparelse i eksisterende bygninger - potentiale og økonomi. 2017.

[9] The Danish Energy Agency. Technology catalogue for transport of energy, march 2021 2021. https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_for_energy_transport.pdf (accessed October 1, 2021).

[10] Bühler F;, Holm FM, Huang B;, Andreasen JG, Elmegaard B. Mapping of low temperature heat sources in Denmark. APA; 2012.

[11] Bühler F, Nguyen T van, Elmegaard B. Energy and exergy analyses of the Danish industry sector. Applied Energy 2016;184:1447–59. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.02.072.

[12] Huang B, Bühler F, Müller Holm F. Industrial Energy Mapping: THERMCYC WP6. Technical University of Denmark 2015:70.

[13] Lund H, Thellufsen JZ, Østergaard PA, Nielsen S, Sperling K, Djørup SR, et al. Smart Energy Aalborg. 2019.

[14] Danmarks Statistik. ENE3H: Bruttoenergiforbrug i GJ efter branche og energitype 2021. www.statistikbanken.dk/ENE3H (accessed October 1, 2021).

[15] Hedelund Sørensen L, Petersen PM, Draborg S, Christensen K, Mortensen K, Pedersen J. Kortlægning af energiforbrug i virksomheder (in Danish). 2015.

[16] GEUS. Dyb geotermi portal 2014. https://data.geus.dk/geoterm/.

[17] Dyrelund A, Lund H, Möller B, Mathiesen BV. Heat plan Denmark, Varmeplan Danmark [In Danish]. 2008.

[18] Energinet, Dansk Energi. Kapacitetskort 2021 2021. www.kapacitetskort.dk.

[19] Gentofte Fjernvarme. Nu kan vi fortælle, hvornår vi planlægger at komme med fjernvarme til dit område n.d. https://gentoftefjernvarme.dk/nu-kan-vi-fortaelle-hvornaar-vi-planlaegger-at-komme-med-fjernvarme-til-dit-omraade/ (accessed September 30, 2021).

[20] Lund H, Mathiesen BV, Thellufsen JZ, Sorknæs P, Chang M, Kany MS, et al. IDAs Klimasvar 2045 - Sådan bliver vi klimaneutrale. Ingeniørforeningen IDA; 2021.

[21] The Danish Energy Agency. Technology Data for Individual Heating Plants 2020. https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-individual-heating-plants (accessed September 2, 2020).

[22] Pedersen SV, Jacobsen E. Godkendelse af tilskudsberettigede anlaeg, måling, dataindsamling og formidling. 2013.

[23] Intelligent Energistyring AmbA, Teknologisk Institut, Exergi Partners, Neogrid Technologies, Eurisco, ArosTeknik, et al. Styr Din VarmePumpe vers. 2 . 2015.

[24] Sorknæs P, Østergaard PA, Thellufsen JZ, Lund H, Nielsen S, Djørup S, et al. The benefits of 4th generation district heating in a 100% renewable energy system. Energy 2020;213:119030. https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.119030.

[25] Lund H, Østergaard PA, Chang M, Werner S, Svendsen S, Sorknæs P, et al. The status of 4th generation district heating: Research and results. Energy 2018;164:147–59. https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2018.08.206.

[26] Danish Energy Agency, Energinet. Technology Data - Generation of Electricity and District heating. 2020.

[27] Cowi. Udviklingen af datacentre og deres indvirkning på energisystemet. Kongens Lyngby: 2021.

[28] Sustainable Energy Planning and Management Research Group. Cost Database v4.0 2018. https://www.energyplan.eu/useful_resources/costdatabase/.

[29] Lund H, Zinck Thellufsen J. EnergyPLAN Documentation V16.0 2021. https://www.energyplan.eu/wp-content/uploads/2021/08/documentation16.pdf (accessed October 1, 2021).

Bilag A – Varmeatlas 2019

BBR anvendelseskoder og beskrivelse. Da anvendelseskoderne er blevet udvidet i nyere versioner af BBR, er der en række af de gamle koder, der vil blive udfaset. En del af bygningerne stadig disse gamle anvendelseskoder, derfor er de stadig medtaget her, angivet som (UDFASES).

Anvendelseskode	Beskrivelse
110	Stuehus til landbrugsejendom
120	Fritliggende enfamiliehus
121	Sammenbygget enfamiliehus
122	Fritliggende enfamiliehus i tæt-lav bebyggelse
130	(UDFASES) Række-, kæde-, eller dobbelthus (lodret adskillelse mellem enhederne).
131	Række-, kæde- og klyngehus
132	Dobbelthus
140	Etagebolig-bygning, flerfamiliehus eller to-familiehus
150	Kollegium
160	Boligbygning til døgninstitution
185	Anneks i tilknytning til helårsbolig.
190	Anden bygning til helårsbeboelse
210	(UDFASES) Bygning til erhvervsmæssig produktion vedrørende landbrug, gartneri, råstofudvinding o. lign
211	Stald til svin
212	Stald til kvæg, får mv.
213	Stald til fjerkræ
214	Minkhal
215	Væksthus
216	Lade til foder, afgrøder mv.
217	Maskinhus, garage mv.
218	Lade til halm, hø mv.
219	Anden bygning til landbrug mv.
220	(UDFASES) Bygning til erhvervsmæssig produktion vedrørende industri, håndværk m.v. (fabrik, værksted o.lign.)
221	Bygning til industri med integreret produktionsapparat
222	Bygning til industri uden integreret produktionsapparat
223	Værksted
229	Anden bygning til produktion
230	(UDFASES) El-, gas-, vand- eller varmeværk, forbrændingsanstalt m.v.
231	Bygning til energiproduktion
232	Bygning til forsyning- og energidistribution
233	Bygning til vandforsyning
234	Bygning til håndtering af affald og spildevand
239	Anden bygning til energiproduktion og -distribution
290	(UDFASES) Anden bygning til landbrug, industri etc.
310	(UDFASES) Transport- og garageanlæg (fragtmandshal, lufthavnsbygning, banegårdsbygning, parkeringshus).
311	Bygning til jernbane- og busdrift
312	Bygning til luftfart
313	Bygning til parkering- og transportanlæg
314	Bygning til parkering af flere end to køretøjer i tilknytning til boliger
315	Havneanlæg
319	Andet transportanlæg
320	(UDFASES) Bygning til kontor, handel, lager, herunder offentlig administration
321	Bygning til kontor
322	Bygning til detailhandel
323	Bygning til lager
324	Butikscenter
325	Tankstation
329	Anden bygning til kontor, handel og lager
330	(UDFASES) Bygning til hotel, restaurant, vaskeri, frisør og anden servicevirksomhed
331	Hotel, kro eller konferencecenter med overnatning

332	Bed & breakfast mv.
333	Restaurant, café og konferencecenter uden overnatning
334	Privat servicevirksomhed som frisør, vaskeri, netcafé mv.
339	Anden bygning til serviceerhverv
390	(UDFASES) Anden bygning til transport, handel etc
410	(UDFASES) Bygning til biograf, teater, erhvervsmæssig udstilling, bibliotek, museum, kirke o. lign.
411	Biograf, teater, koncertsted mv.
412	Museum
413	Bibliotek
414	Kirke eller anden bygning til trosudøvelse for statsanerkendte trossamfund
415	Forsamlingshus
416	Forlystelsespark
419	Anden bygning til kulturelle formål
420	(UDFASES) Bygning til undervisning og forskning (skole, gymnasium, forskningslabratorium o.lign.).
421	Grundskole
422	Universitet
429	Anden bygning til undervisning og forskning
430	(UDFASES) Bygning til hospital, sygehjem, fødeklinik o. lign.
431	Hospital og sygehus
432	Hospice, behandlingshjem mv.
433	Sundhedscenter, lægehus, fødeklinik mv.
439	Anden bygning til sundhedsformål
440	(UDFASES) Bygning til daginstitution
441	Daginstitution
442	Servicefunktion på døgninstitution
443	Kaserne
444	Fængsel, arresthus mv.
449	Anden bygning til institutionsformål
490	(UDFASES) Bygning til anden institution, herunder kaserne, fængsel o. lign.
510	Sommerhus
520	(UDFASES) Bygning til feriekoloni, vandrehjem o.lign. bortset fra sommerhus
521	Feriecenter, center til campingplads mv.
522	Bygning med ferielejligheder til erhvervsmæssig udlejning
523	Bygning med ferielejligheder til eget brug
529	Anden bygning til ferieformål
530	(UDFASES) Bygning i forbindelse med idrætsudøvelse (klubhus, idrætshal, svømmehal o. lign.)
531	Klubhus i forbindelse med fritid og idræt
532	Svømmehal
533	Idrætshal
534	Tribune i forbindelse med stadion
535	Bygning til træning og opstaldning af heste
539	Anden bygning til idrætformål
540	Kolonihavehus
585	Anneks i tilknytning til fritids- og sommerhus
590	Anden bygning til fritidsformål
910	Garage (med plads til et eller to køretøjer)
920	Carport
930	Udhus
940	Drivhus
950	Fritliggende overdækning
960	Fritliggende udestue
970	Tiloversbleven landbrugsbygning
990	Faldefærdig bygning
999	Ukendt bygning

Specifikt årligt varmeforbrug i kWh/m² for forskellige bygningsanvendelseskoder samt alderskategorier.

Anvendelse	<1850	1850-1930	1931-1950	1951-1960	1961-1972	1973-1978	1979-1998	1999-2006	2007<
110	137	156	173	179	138	126	115	106	82
120	152	185	197	163	123	110	97	82	65
121	152	185	197	163	123	110	97	82	65
130	170	180	192	172	130	112	80	69	67
131	170	180	192	172	130	112	80	69	67
132	170	180	192	172	130	112	80	69	67
140	143	139	144	148	117	116	84	76	68
150	182	177	164	141	128	180	122	111	86
160	249	206	171	186	153	143	125	112	82
185	142	172	196	155	151	131	106	74	83
190	142	172	196	155	151	131	106	74	83
210	215	244	235	190	198	192	157	166	148
211	0	0	0	0	0	0	0	0	0
212	0	0	0	0	0	0	0	0	0
213	0	0	0	0	0	0	0	0	0
214	0	0	0	0	0	0	0	0	0
215	0	0	0	0	0	0	0	0	0
216	0	0	0	0	0	0	0	0	0
217	0	0	0	0	0	0	0	0	0
218	0	0	0	0	0	0	0	0	0
219	215	244	235	190	198	192	157	166	148
220	183	171	163	151	142	141	107	103	94
221	183	171	163	151	142	141	107	103	94
222	183	171	163	151	142	141	107	103	94
223	183	171	163	151	142	141	107	103	94
229	183	171	163	151	142	141	107	103	94
230	195	195	104	104	171	184	145	227	164
231	195	195	104	104	171	184	145	227	164
232	195	195	104	104	171	184	145	227	164
233	195	195	104	104	171	184	145	227	164
234	195	195	104	104	171	184	145	227	164
239	195	195	104	104	171	184	145	227	164
290	211	185	184	161	138	183	105	132	72
310	200	178	211	204	176	121	112	119	101
311	200	178	211	204	176	121	112	119	101
312	200	178	211	204	176	121	112	119	101
313	200	178	211	204	176	121	112	119	101
314	200	178	211	204	176	121	112	119	101
315	200	178	211	204	176	121	112	119	101
319	200	178	211	204	176	121	112	119	101

320	124	125	153	144	125	114	95	75	55
321	124	125	153	144	125	114	95	75	55
322	124	125	153	144	125	114	95	75	55
323	124	125	153	144	125	114	95	75	55
324	124	125	153	144	125	114	95	75	55
325	124	125	153	144	125	114	95	75	55
329	124	125	153	144	125	114	95	75	55
330	215	175	170	152	182	149	135	146	117
331	215	175	170	152	182	149	135	146	117
332	215	175	170	152	182	149	135	146	117
333	215	175	170	152	182	149	135	146	117
334	215	175	170	152	182	149	135	146	117
339	215	175	170	152	182	149	135	146	117
390	102	121	140	162	113	197	128	99	134
410	182	162	163	156	150	138	121	116	123
411	182	162	163	156	150	138	121	116	123
412	182	162	163	156	150	138	121	116	123
413	182	162	163	156	150	138	121	116	123
414	182	162	163	156	150	138	121	116	123
415	182	162	163	156	150	138	121	116	123
416	182	162	163	156	150	138	121	116	123
419	182	162	163	156	150	138	121	116	123
420	253	231	233	244	173	163	130	114	102
421	253	231	233	244	173	163	130	114	102
422	253	231	233	244	173	163	130	114	102
429	253	231	233	244	173	163	130	114	102
430	363	237	220	249	161	152	133	148	130
431	363	237	220	249	161	152	133	148	130
432	363	237	220	249	161	152	133	148	130
433	363	237	220	249	161	152	133	148	130
439	363	237	220	249	161	152	133	148	130
440	256	243	233	216	168	157	125	116	96
441	256	243	233	216	168	157	125	116	96
442	256	243	233	216	168	157	125	116	96
443	256	243	233	216	168	157	125	116	96
444	256	243	233	216	168	157	125	116	96
449	256	243	233	216	168	157	125	116	96
490	167	177	201	158	187	155	113	136	78
510	94	107	106	98	101	100	71	73	69
520	167	200	211	164	153	135	131	106	174
521	167	200	211	164	153	135	131	106	174
522	167	200	211	164	153	135	131	106	174
523	167	200	211	164	153	135	131	106	174

529	167	200	211	164	153	135	131	106	174
530	163	141	127	142	133	131	115	130	124
531	163	141	127	142	133	131	115	130	124
532	163	141	127	142	133	131	115	130	124
533	163	141	127	142	133	131	115	130	124
534	163	141	127	142	133	131	115	130	124
535	163	141	127	142	133	131	115	130	124
539	163	141	127	142	133	131	115	130	124
540	0	0	0	0	0	0	0	0	0
585	0	0	0	0	0	0	0	0	0
590	116	107	99	104	97	108	69	68	58
910	0	0	0	0	0	0	0	0	0
920	0	0	0	0	0	0	0	0	0
930	0	0	0	0	0	0	0	0	0
940	0	0	0	0	0	0	0	0	0
950	0	0	0	0	0	0	0	0	0
960	0	0	0	0	0	0	0	0	0
970	0	0	0	0	0	0	0	0	0
990	0	0	0	0	0	0	0	0	0
999	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Bilag B – Resultater fra energisystemanalyser for den individuelle vurdering af teknologier

Uden geotermi og overskudsvarme

I dette afsnit analyseres de forskellige scenarier uden geotermi og overskudsvarme i fjernvarmesystemet. Herved medtages ikke de fordele, som de to teknologier kan give til fjernvarmen ift. individuel opvarmning, og dette må anses som en slags worst-case for fjernvarmen.

Som beskrevet i kapitel 2, så justeres kapaciteten på havvind og spidslastkraftværkerne med ændringer i elforbruget, der opstår som følge af ændringer i varmeforbrug, fjernvarmeudvidelser og fjernvarmegeneration. Tabel 16 viser havvindkapaciteten og spidslastkraftværkskapaciteten i hvert scenarie uden geotermi og overskudsvarme. I IDA 2045 er havvindkapaciteten 14.075 MW og spidslastkraftværkskapaciteten er 1.700 MW.

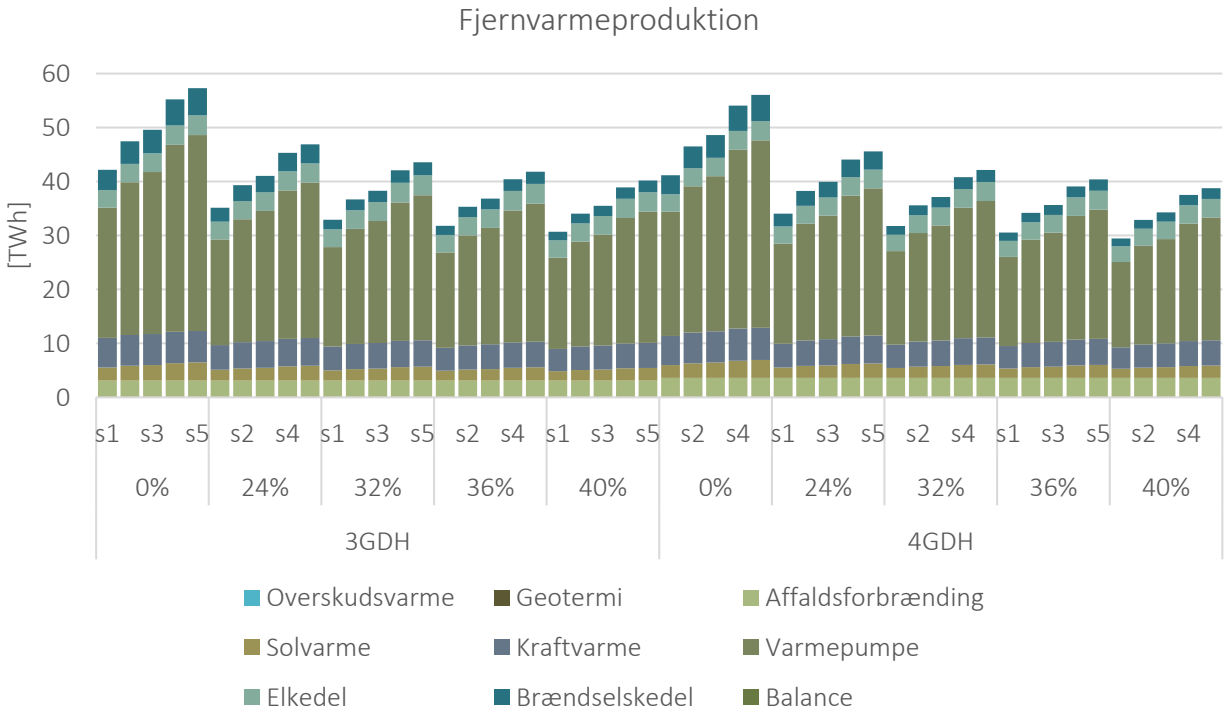
Tabel 16: Havvindkapacitet og kapacitet på spidslast kraftværk i hvert af de simulerede scenarier. Uden geotermi og overskudsvarme.

		Havvindkapacitet [MW]		Spidslast kraftværk [MW]	
		3GDH	4GDH	3GDH	4GDH
0%	s1	15.952	15.501	4.143	4.143
	s2	16.021	15.469	3.473	3.473
	s3	16.056	15.458	3.207	3.207
	s4	16.186	15.466	2.539	2.539
	s5	16.239	15.480	2.306	2.306
24%	s1	15.409	15.048	2.800	2.800
	s2	15.421	15.017	2.338	2.338
	s3	15.439	14.994	2.155	2.155
	s4	15.521	14.963	1.735	1.735
	s5	15.553	14.959	1.586	1.586
32%	s1	15.209	14.821	2.546	2.546
	s2	15.252	14.805	2.126	2.126
	s3	15.285	14.804	1.958	1.958
	s4	15.383	14.803	1.586	1.586
	s5	15.423	14.812	1.453	1.453
36%	s1	14.892	14.745	2.416	2.416
	s2	14.898	14.722	2.016	2.016
	s3	14.901	14.717	1.856	1.856
	s4	14.955	14.723	1.509	1.509
	s5	14.981	14.726	1.385	1.385
40%	s1	15.018	14.666	2.289	2.289
	s2	15.053	14.646	1.912	1.912
	s3	15.071	14.639	1.761	1.761
	s4	15.154	14.647	1.437	1.437
	s5	15.191	14.649	1.321	1.321

Som det ses af Tabel 16, så afhænger spidslastkraftværkskapaciteten af varmebesparelsesniveauet og fjernvarmeudvidelsesscenariet, hvor højere varmebesparelsesniveau og større fjernvarmeandel giver et mindre behov for spidslastkraftværker. Ved fjernvarmeudvidelserne sker der dog også en mindre udvidelse af kraftvarmekapacitet som følge af metoden beskrevet i kapitel 2, dog har dette kun en mindre betydning på sammenhængen, da f.eks. 0% varmebesparelser i s1 har samme kraftvarmekapacitet som 36% varmebesparelser i s5, men spidslastkraftværksbehovet er betydelige større i førstnævnte. Grunden til den store forskel ligger i den lavere fleksibilitet i den individuelle opvarmningsspidslast ift. fleksibiliteten i fjernvarmesystemet, hvor der i fjernvarmesystemerne kan benyttes større varmelagre og flere forskellige produktionsteknologier, som skaber en øget mulighed for fleksibilitet ift. individuel opvarmning.

Ændringen i havvindkapacitet vist i Tabel 16 afhænger først og fremmest af varmebesparelsesniveauet og fjernvarmegenerationen. Grunden hertil er, at udvidelserne af fjernvarmen først og fremmest imødekommes af øget produktion på varmepumper i fjernvarmesystemet, som det kan ses af Figur 38, hvorfor fjernvarmeudvidelsesscenarierne hovedsageligt flytter et årligt elbehov fra individuel varmeforsyning til fjernvarmeforsyningen. Forskellen imellem 3GDH og 4GDH hænger sammen med forskellen i COP-værdi for varmepumperne i fjernvarmesystemet, og i mindre grad reduktionen i fjernvarmenettab ved 4GDH, hvorved der kræves mindre elproduktion for den samme mængde varme i 4GDH.

Figur 38 viser den simulerede fjernvarmeproduktion i hvert scenarie.



Figur 38: Fjernvarmeproduktion ved hvert simuleret scenarie hvor geotermi og overskudsvarme ikke er med.

Som det ses af Figur 38 så sker størstedelen af fjernvarmeproduktionen via varmepumper, hvilket også gør sig gældende, når fjernvarmeområderne udvides, hvorfor fjernvarmeproduktionen ved udvidelserne især er bundet op på produktionsomkostningerne ved brug af fjernvarmebaseret varmepumper, når der ikke medtages mulighederne for geotermi og overskudsvarme.

Tabel 17 viser de årlige energisystemomkostninger, biomasseforbrug og el import/eksport for hvert af de simulerede scenarier, hvor der ikke er geotermi eller overskudsvarme med.

Tabel 17: Årlige energisystemomkostninger, biomasseforbrug og el import/eksport afhængig af varmebesparelsesscenarie, fjernvarmeudvidelsesscenarie og fjernvarmegeneration. Uden geotermi og overskudsvarme.

		Omkostninger [M EUR/år]		Biomasseforbrug [TWh/år]		El import/eksport [TWh/år]	
		3GDH	4GDH	3GDH	4GDH	3GDH	4GDH
0%	s1	21.928	21.704	60,2	58,6	3,1	3,2
	s2	21.857	21.623	60,3	58,9	3,2	3,1
	s3	21.897	21.658	60,4	59,0	3,2	3,1
	s4	21.982	21.727	60,2	59,1	3,3	3,1
	s5	22.023	21.758	60,3	59,1	3,3	3,1
24%	s1	21.155	20.942	55,1	53,3	3,1	3,3
	s2	21.088	20.860	55,6	53,6	3,1	3,2
	s3	21.129	20.898	55,7	53,9	3,1	3,2
	s4	21.202	20.965	55,8	54,4	3,1	3,1
	s5	21.237	20.994	55,9	54,5	3,1	3,1
32%	s1	20.955	20.755	53,4	52,0	3,1	3,2
	s2	20.865	20.661	53,5	52,2	3,0	3,1
	s3	20.895	20.688	53,4	52,2	3,1	3,1
	s4	20.944	20.730	53,3	52,4	3,1	3,1
	s5	20.969	20.749	53,3	52,4	3,1	3,1
36%	s1	20.871	20.743	52,4	51,1	3,1	3,3
	s2	20.771	20.648	52,5	51,4	3,1	3,2
	s3	20.799	20.676	52,6	51,5	3,1	3,2
	s4	20.836	20.713	52,5	51,6	3,1	3,1
	s5	20.856	20.733	52,5	51,7	3,1	3,1
40%	s1	21.052	20.852	52,0	50,4	3,2	3,4
	s2	20.959	20.755	52,1	50,6	3,1	3,3
	s3	20.990	20.784	52,1	50,7	3,1	3,2
	s4	21.033	20.817	52,1	50,9	3,1	3,2
	s5	21.055	20.836	52,1	51,0	3,1	3,2

Som det ses af Tabel 17, så resulterer 4GDH både i lavere omkostninger og biomasseforbrug i alle scenarier, sammenlignet med 3GDH. De laveste omkostningsniveauer ses ved 32% og 36% varmebesparelser ved fjernvarmeudvidelsesscenarierne s2 og s3, hvor s2 har en anelse lavere samlede omkostninger. Biomasseforbruget er lavest ved 4GDH og 40% varmebesparelser, hvor biomasseforbruget er lavest ved s1 scenariet, dog er forskellen relativ lille ift. s2 og s3, og forskellen skal også ses i sammenhæng med en større import/eksport af el i s1. Generelt er ændringerne i el import/eksport relativt begrænsede imellem scenarierne, hvorfor der ikke er stor forskel på afhængigheden af import/eksport af el i systemet.

Ud fra analyserne i dette afsnit kan det konkluderes, at uden geotermi og overskudsvarme, så giver 32-36% varmebesparelser de laveste energisystemomkostninger, men de laveste biomasseforbrug fås ved højst mulige varmebesparelser. For fjernvarmen vil en fortætning af forsyningen i eksisterende udlagte områder reducere omkostninger i energisystemet, og en mindre udvidelse herudover kan ikke udelukkes, da forskellene mellem s2 og s3 er relativt små, hvorfor udvidelsen med de laveste omkostninger kan ligge imellem disse to udvidelsesscenarier. Fjernvarmegenerationerne har ingen påvirkning på behovet for spidslastkraftværker, som i stedet afhænger af fordelingen af bygninger på hhv. individuel opvarmning og fjernvarme. Fjernvarmen bør omstilles til 4GDH, da dette i alle scenarier viser lavere omkostninger og biomasseforbrug end ved 3GDH. Da både geotermi og overskudsvarme må forventes at øge fordelene ved 4GDH, baseret på kortlægningen i kapitel 1, medtages kun 4GDH resultaterne fremadrettet.

Geotermi

For geotermi er der i kortlægningen i kapitel 1 fundet fire forskellige potentialer. Disse estimater er baseret på om der kun etableres klynger af boringer på samlet 70 MW, eller om alle fundne relevante 10 MW boringer medtages. Herudover om der etableres ekstra transmissionsledninger mellem fjernvarmesystemerne. Der er således 4 forskellige scenarier for potentialet for geotermi.

Uden ekstra transmissionsledninger

I dette præsenteres simuleringsresultaterne uden, at der etableres ekstra transmissionskapacitet mellem fjernvarmesystemerne.

70 MW klynger

Tabel 18 viser havvindkapaciteten og spidslastkraftværkskapaciteten i hvert 4GDH scenarie med det fulde geotermi potentiale, som blev fundet ved 70 MW klynger uden ekstra transmissionskapacitet.

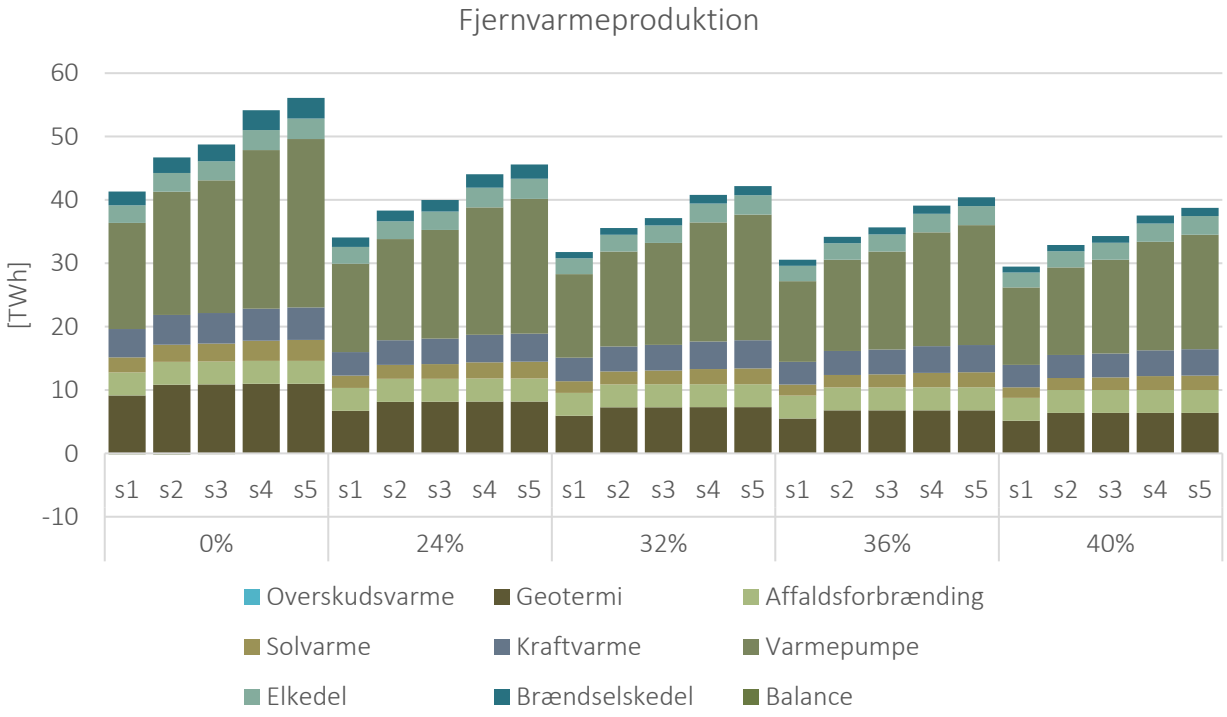
Tabel 18: Havvindkapacitet og kapacitet på spidslast kraftværk i hvert af de simulerede scenarier. Med geotermi potentialet for 70 MW klynger uden udvidelse af transmissionskapaciteten.

		Havvindkapacitet [MW]	Spidslast kraftværk [MW]
0%	s1	15.703	4.143
	s2	15.720	3.473
	s3	15.706	3.207
	s4	15.677	2.539
	s5	15.670	2.306
24%	s1	15.159	2.800
	s2	15.173	2.338
	s3	15.163	2.155
	s4	15.143	1.735
	s5	15.140	1.586
32%	s1	14.889	2.546
	s2	14.903	2.126
	s3	14.893	1.958
	s4	14.891	1.586
	s5	14.892	1.453

36%	s1	14.796	2.416
	s2	14.811	2.016
	s3	14.805	1.856
	s4	14.803	1.509
	s5	14.805	1.385
40%	s1	14.517	5.081
	s2	14.730	1.912
	s3	14.722	1.761
	s4	14.721	1.437
	s5	14.724	1.321

Der ses mange af de samme tendenser som ved uden geotermi og overskudsvarme, hvor højere mængde af varmebesparelser resulterer i lavere installation af havvind og behov for spidslastkraftværkskapacitet. Ligeledes ses det, at større mængder fjernvarme reducerer behovet for spidslastkraftværkskapacitet. Ift. uden geotermi og overskudsvarme installeres her generelt mere havvind, hvor der ved varmebesparelsesscenarierne på 32-36% installeres 50-100 MW mere havvind. Spidslastkraftværksbehovet er dog reelt uændret ift. uden geotermi og overskudsvarme i fjernvarmen.

Figur 39 viser den simulerede fjernvarmeproduktion i hvert 4GDH scenarie.



Figur 39: Fjernvarmeproduktion ved hvert simuleret scenarie med geotermi potentialet for 70 MW klynger uden udvidelse af transmissionskapaciteten.

Som det ses i Figur 39 sker størstedelen af fjernvarmeproduktionen fortsat via varmepumper, hvilket også gør sig gældende, når fjernvarmeområderne udvides, hvorfor fjernvarmeproduktionen ved udvidelserne især er

bundet op på produktionsomkostningerne ved brug af fjernvarmebaseret varmepumper. Mængden af geotermipotentiale stiger dog som følge af større forsyningsområde, men stigningen er størst fra s1 til s2, og derefter er stigningerne minimale og følger ikke med stigningen i fjernvarmeproduktionen ved s3-s5 udvidelserne.

Tabel 19 viser de årlige energisystemomkostninger, biomasseforbrug og el import/eksport for hvert af de simulerede 4GDH scenarier med det fulde geotermi potentiale, som blev fundet ved 70 MW klynger uden ekstra transmissionskapacitet.

Tabel 19: Årlige energisystemomkostninger, biomasseforbrug og el import/eksport afhængig af varmebesparelsesscenarie og fjernvarmeudvidelsesscenarie. Med geotermi potentialet for 70 MW klynger uden udvidelse af transmissionskapaciteten.

		Omkostninger [M EUR/år]	Biomasseforbrug [TWh/år]	El imp./eksp. [TWh/år]
0%	s1	21.635	53,3	4,1
	s2	21.547	52,7	4,2
	s3	21.585	52,9	4,1
	s4	21.669	53,4	4,0
	s5	21.706	53,6	4,0
24%	s1	20.889	49,5	4,1
	s2	20.799	49,0	4,1
	s3	20.836	49,1	4,1
	s4	20.908	49,7	3,9
	s5	20.939	49,9	3,8
32%	s1	20.714	48,8	3,9
	s2	20.611	48,3	3,9
	s3	20.643	48,5	3,8
	s4	20.693	48,8	3,6
	s5	20.716	48,9	3,6
36%	s1	20.706	48,3	3,9
	s2	20.600	47,7	3,9
	s3	20.631	47,9	3,9
	s4	20.676	48,2	3,7
	s5	20.698	48,4	3,6
40%	s1	21.056	50,5	3,5
	s2	20.708	47,1	4,0
	s3	20.739	47,3	3,9
	s4	20.780	47,7	3,7
	s5	20.800	47,8	3,7

I Tabel 19 ses nogle lignende tendenser som ved uden geotermi og overskudsvarme. De laveste omkostningsniveauer findes igen ved 32% og 36% varmebesparelser og ved fjernvarmeudvidelsesscenarierne s2 og s3, hvor s2 har de lavest samlede omkostninger. Ved 32-36% varmebesparelser giver 70 MW geotermi klyngerne uden ekstra transmissionskapacitet en reduktion i energisystemomkostningerne på 30-50 M EUR/år

ift. ingen geotermi og overskudsvarme. Biomasseforbruget er lavest ved 40% varmebesparelser, hvor der igen er relativ lille forskel mellem s2 og s3, og forskellen skal også ses i sammenhæng med en større import/eksport af el i s2. Ved 32-36% varmebesparelser giver 70 MW klyngerne uden ekstra transmissionskapacitet en reduktion i biomasseforbruget på 3-4 TWh/år ift. ingen geotermi og overskudsvarme, svarende til en reduktion på 6-7%. Generelt er ændringerne i el import/eksport relativt begrænsede imellem scenarierne, hvorfor der ikke er stor forskel på afhængigheden af import/eksport af el i systemet.

Ud fra analyserne i dette afsnit kan det konkluderes, at med 70 MW geotermi klyngerne uden ekstra transmissionskapacitet, så giver 32-36% varmebesparelser igen de laveste energisystemomkostninger, men de laveste biomasseforbrug fås ved højst mulige varmebesparelser. Introduktionen af geotermi reducerer energisystemomkostningerne og biomasseforbruget ift. uden geotermi og overskudsvarme svarende til reduktioner på hhv. 30-50 M EUR/år og 3-4 TWh/år ved 32-36% varmebesparelser. Igen vil en fortætning af forsyningen (s2) i eksisterende udlagte områder reducere omkostninger i energisystemet, og en mindre udvidelse herudover kan ikke udelukkes, da forskellene mellem s2 og s3 igen er relativt små, hvorfor udvidelsen med de laveste omkostninger kan ligge imellem disse to udvidelsesscenarier. Her skal det dog bemærkes, at investeringsomkostningerne i fjernvarmenet i s2 er forbundet med en vis usikkerhed, som beskrevet i kapitel 1. Introduktionen af geotermi tillader installation af mere havvind, men har ingen påvirkning på behovet for spidslastkraftværkskapacitet.

10 MW klynger

Tabel 20 viser havvindkapaciteten og spidslastkraftværkskapaciteten i hvert 4GDH scenarie med det fulde geotermi potentiale, som blev fundet ved 10 MW klynger uden ekstra transmissionskapacitet.

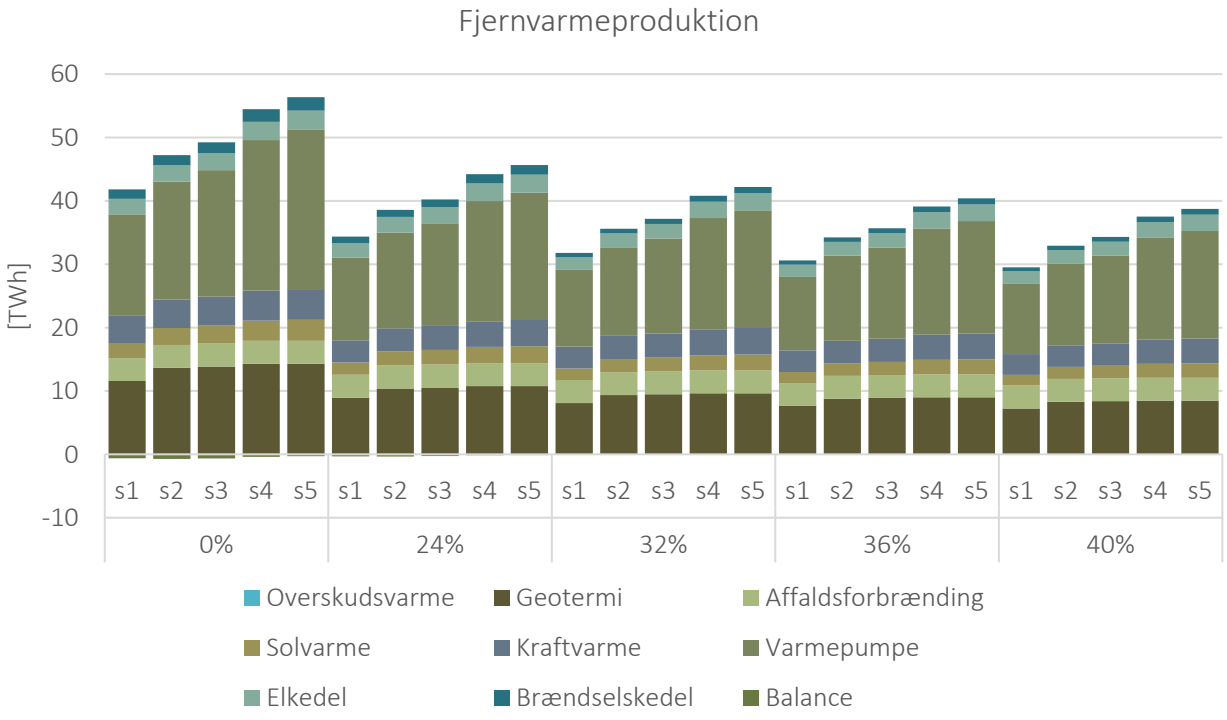
Tabel 20: Havvindkapacitet og kapacitet på spidslast kraftværk i hvert af de simulerede scenarier. Med geotermi potentialet for 10 MW klynger uden udvidelse af transmissionskapaciteten.

		Havvindkapacitet [MW]	Spidslast kraftværk [MW]
0%	s1	15.736	4.143
	s2	15.770	3.473
	s3	15.775	3.207
	s4	15.776	2.539
	s5	15.768	2.306
24%	s1	15.182	2.800
	s2	15.208	2.338
	s3	15.209	2.155
	s4	15.209	1.735
	s5	15.205	1.586
32%	s1	14.878	2.546
	s2	14.894	2.126
	s3	14.903	1.958
	s4	14.913	1.586
	s5	14.912	1.453
36%	s1	14.594	5.580
	s2	14.805	2.016

	s3	14.808	1.856
	s4	14.822	1.509
	s5	14.822	1.385
40%	s1	14.486	5.720
	s2	14.721	1.912
	s3	14.723	1.761
	s4	14.734	1.437
	s5	14.734	1.321

Igen resulterer højere mængde af varmebesparelser i lavere installation af havvind og behov for spidslastkraftværkskapacitet. Ligeledes jo mere fjernvarmen udvides desto mindre er behovet for spidslastkraftværkskapacitet. Ift. uden geotermi og overskudsvarme installeres her igen generelt mere havvind, dog er stigningen her generelt mindre ved s1 og delvist s2, men større ved s3-s5. Ved varmebesparelsesscenarierne på 32-36% installeres der 50-110 MW ekstra. Spidslastkraftværksbehovet er dog reelt uændret ift. tidligere viste simuleringsresultater.

Figur 40 viser den simulerede fjernvarmeproduktion i hvert 4GDH scenarie.



Figur 40: Fjernvarmeproduktion ved hvert simuleret scenarie med geotermi potentialet for 10 MW klynger uden udvidelse af transmissionskapaciteten.

Som det ses i Figur 40, så sker størstedelen af fjernvarmeproduktionen fortsat via varmepumper, hvilket også gør sig gældende, når fjernvarmeområderne udvides, hvorfor fjernvarmeproduktionen ved udvidelserne især er bundet op på produktionsomkostningerne ved brug af fjernvarmebaseret varmepumper. Igen stiger

potentialet for geotermi som følge af større forsyningsområde, men stigning er størst fra s1 til s2, og derefter er stigningen minimal og følger ikke med stigningen i fjernvarmeproduktion ved større udvidelser.

Tabel 21 viser de årlige energisystemomkostninger, biomasseforbrug og el import/eksport for hvert af de simulerede 4GDH scenarier med det fulde geotermi potentiale, som blev fundet ved 10 MW klynger uden ekstra transmissionskapacitet.

Tabel 21: Årlige energisystemomkostninger, biomasseforbrug og el import/eksport afhængig af varmebesparelsesscenarie og fjernvarmeudvidelsesscenarie. Med geotermi potentialet for 10 MW klynger uden udvidelse af transmissionskapaciteten.

		Omkostninger [M EUR/år]	Biomasseforbrug [TWh/år]	El imp./eksp. [TWh/år]
0%	s1	21.620	51,6	4,3
	s2	21.530	50,7	4,4
	s3	21.561	50,5	4,4
	s4	21.632	50,5	4,3
	s5	21.668	50,6	4,3
24%	s1	20.873	47,9	4,3
	s2	20.780	47,3	4,4
	s3	20.813	47,2	4,3
	s4	20.876	47,4	4,2
	s5	20.907	47,6	4,2
32%	s1	20.700	47,5	4,2
	s2	20.598	47,0	4,2
	s3	20.626	46,9	4,1
	s4	20.675	47,1	3,9
	s5	20.700	47,3	3,9
36%	s1	20.952	49,8	3,7
	s2	20.587	46,4	4,2
	s3	20.614	46,4	4,2
	s4	20.659	46,7	4,0
	s5	20.682	46,8	3,9
40%	s1	21.087	49,6	3,7
	s2	20.696	45,9	4,2
	s3	20.723	45,9	4,2
	s4	20.763	46,2	4,0
	s5	20.785	46,4	3,9

I Tabel 21 ses nogle lignende tendenser som ved tidligere viste simuleringsresultater. De laveste omkostningsniveauer findes igen ved 32% og 36% varmebesparelser ved fjernvarmeudvidelsesscenarierne s2 og s3, hvor s2 har de lavest samlede omkostninger. Ved 32-36% varmebesparelser giver 10 MW klyngerne uden ekstra transmissionskapacitet en reduktion i systemomkostningerne på 50-65 M EUR/år ift. ingen geotermi og overskudsvarme, hvilket er en større reduktion end ved 70 MW klyngerne. Biomasseforbruget er lavest ved 40% varmebesparelser, hvor der næsten ingen forskel er mellem s2 og s3, hvor disse også har

samme import/eksport af el. Ved 32-36% varmebesparelser giver 10 MW klyngerne uden ekstra transmissionskapacitet en reduktion i biomasseforbruget på 4-5 TWh/år ift. ingen geotermi og overskudsvarme, svarende til en reduktion på 9-10%, hvorfor 10 MW klyngerne giver en større biomassebesparelse end 70 MW klyngerne.

Ud fra analyserne i dette afsnit kan det konkluderes, at 10 MW geotermi klyngerne uden ekstra transmissionskapacitet øger de effekter, som blev fundet ved 70 MW klyngerne. Introduktionen af 10 MW geotermi klyngerne reducerer energisystemomkostningerne og biomasseforbruget ift. uden geotermi og overskudsvarme svarende til reduktioner på hhv. 50-65 M EUR/år og 4-5 TWh/år ved 32-36% varmebesparelser. Igen giver 32-36% varmebesparelser de laveste energisystemomkostninger, og de laveste biomasseforbrug fås ved højst mulige varmebesparelser, og igen vil en fortætning af forsyningen i eksisterende udlagte områder reducere omkostninger i energisystemet, og en mindre udvidelse herudover kan ikke udelukkes, da forskellene mellem s2 og s3 igen er relativt små. Her skal det dog bemærkes, at investeringsomkostningerne i fjernvarmenet i s2 er forbundet med en vis usikkerhed, som beskrevet i kapitel 1.

Med ekstra transmissionsledninger

I dette præsenteres simuleringsresultaterne med etablering af ekstra transmissionskapacitet mellem fjernvarmesystemerne for at muliggør øget udnyttelse af geotermi.

70 MW klynger

Tabel 22 viser havvindkapaciteten og spidslastkraftværkskapaciteten i hvert 4GDH scenarie med det fulde geotermi potentiale, som blev fundet ved 70 MW klynger med ekstra transmissionskapacitet.

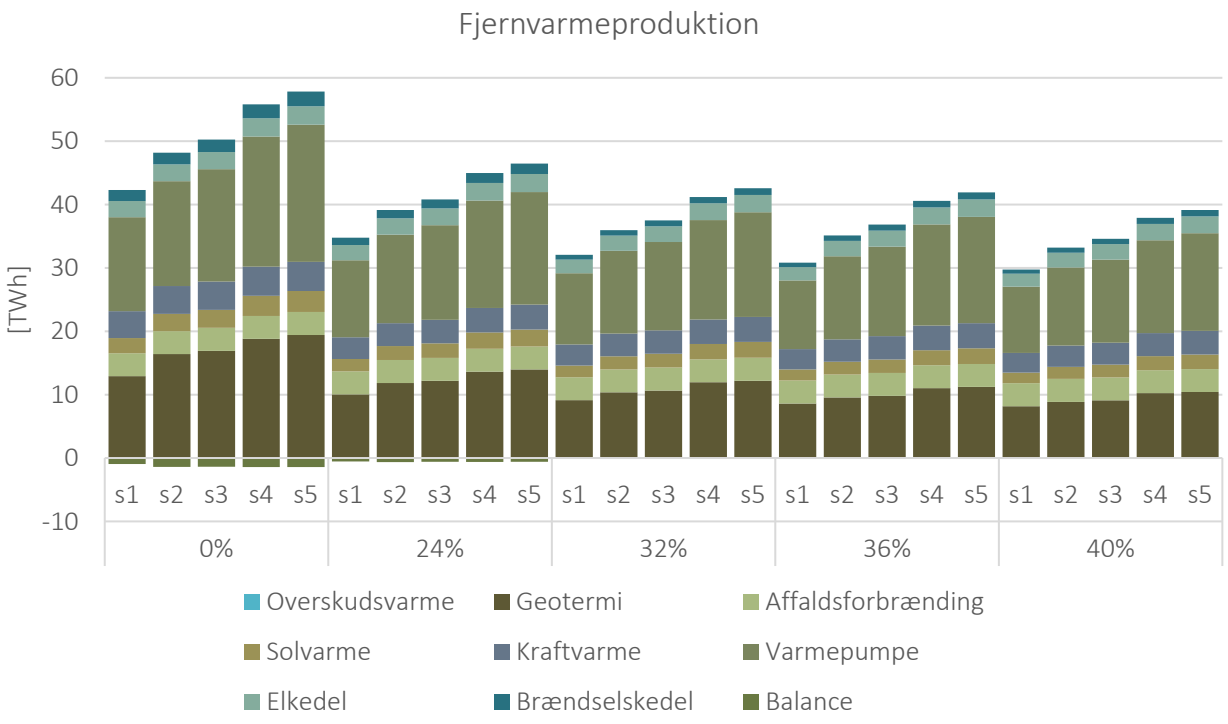
Tabel 22: Havvindkapacitet og kapacitet på spidslast kraftværk i hvert af de simulerede scenarier. Med geotermi potentialet for 70 MW klynger med udvidelse af transmissionskapaciteten.

		Havvindkapacitet [MW]	Spidslast kraftværk [MW]
0%	s1	15.746	4.143
	s2	15.789	3.473
	s3	15.791	3.207
	s4	15.820	2.539
	s5	15.831	2.306
24%	s1	15.211	2.800
	s2	15.234	2.338
	s3	15.236	2.155
	s4	15.258	1.735
	s5	15.276	1.586
32%	s1	14.932	2.546
	s2	14.956	2.126
	s3	14.957	1.958
	s4	14.980	1.586
	s5	15.003	1.453
36	s1	14.837	2.416

	s2	14.882	2.016
	s3	14.889	1.856
	s4	14.921	1.509
	s5	14.940	1.385
40%	s1	14.747	2.289
	s2	14.770	1.912
	s3	14.773	1.761
	s4	14.793	1.437
	s5	14.815	1.321

I Tabel 22 ses mange af de samme tendenser som ved tidligere simuleringsresultater, hvor højere mængde af varmebesparelser resulterer i lavere installation af havvind og behov for spidslastkraftværkskapacitet. Igen giver en udvidelse af fjernvarmen en reduktion i behovet for spidslastkraftværkskapacitet. Ift. 70 MW uden transmission installeres her generelt en smule mindre havvind ved s1-s2 scenarierne og mere ved s4-s5 og mere eller mindre det samme ved s3. Spidslastkraftværksbehovet er reelt uændret ift. tidligere simuleringsresultater.

Figur 41 viser den simulerede fjernvarmeproduktion i hvert 4GDH scenarie.



Figur 41: Fjernvarmeproduktion ved hvert simuleret scenarie med geotermi potentialet for 70 MW klynger med udvidelse af transmissionskapaciteten.

Figur 41 viser, at den teknologi, som producerer mest fjernvarme, er varmepumper, hvilket også gør sig gældende, når fjernvarmeområderne udvides, hvorfor fjernvarmeproduktionen ved udvidelserne især er bundet op på produktionsomkostningerne ved brug af fjernvarmebaseret varmepumper. Modsat tidligere

følger stigningen af geotermipotentialet i større grad med fjernvarmeproduktionen, hvilket dog mest gør sig gældende ved lavere varmebesparelsesscenarier.

Tabel 23 viser de årlige energisystemomkostninger, biomasseforbrug og el import/eksport for hvert af de simulerede 4GDH scenarier med det fulde geotermi potentiale, som blev fundet ved 70 MW klynger med ekstra transmissionskapacitet.

Tabel 23: Årlige energisystemomkostninger, biomasseforbrug og el import/eksport afhængig af varmebesparelsesscenarie og fjernvarmeudvidelsesscenarie. Med geotermi potentialet for 70 MW klynger med udvidelse af transmissionskapaciteten.

		Omkostninger [M EUR/år]	Biomasseforbrug [TWh/år]	El imp./eksp. [TWh/år]
0%	s1	21.640	51,9	4,4
	s2	21.550	50,8	4,5
	s3	21.583	50,7	4,5
	s4	21.656	50,2	4,6
	s5	21.690	50,1	4,6
24%	s1	20.943	47,9	4,4
	s2	20.871	47,3	4,5
	s3	20.909	47,3	4,5
	s4	20.986	47,0	4,5
	s5	21.028	47,0	4,5
32%	s1	20.761	47,1	4,3
	s2	20.680	46,7	4,3
	s3	20.714	46,7	4,3
	s4	20.776	46,4	4,2
	s5	20.814	46,4	4,2
36%	s1	20.753	46,6	4,3
	s2	20.700	46,5	4,2
	s3	20.745	46,6	4,2
	s4	20.815	46,4	4,2
	s5	20.854	46,6	4,1
40%	s1	21.145	46,1	4,4
	s2	20.778	45,9	4,3
	s3	20.810	45,8	4,2
	s4	20.864	45,6	4,2
	s5	20.900	45,7	4,2

I Tabel 23 ses nogle lignende tendenser som ved de tidligere viste resultater. De laveste omkostningsniveauer findes igen ved 32% og 36% varmebesparelser ved fjernvarmeudvidelsesscenarierne s2 og s3, hvor s2 har de lavest samlede omkostninger. Her skal det dog bemærkes, at investeringsomkostningerne i fjernvarmenet i s2 er forbundet med en vis usikkerhed, som beskrevet i kapitel 1. Dog ses her en stigning i omkostningerne ift. uden geotermi og overskudsvarme, hvor der ved 32-36% varmebesparelser er en stigning i energisystemomkostningerne på 5-120 M EUR/år ift. ingen geotermi og overskudsvarme, hvor omkostningen

stiger med udvidelsen af fjernvarmen og er højere ved 36% scenariet ift. 32% scenariet. Igen er biomasseforbruget lavest ved 40% varmebesparelser, hvor der næsten igen forskel er mellem s2 og s3. Ved 32-36% varmebesparelser giver 70 MW klyngerne med ekstra transmissionskapacitet en reduktion i biomasseforbruget på 5-6 TWh/år ift. ingen geotermi og overskudsvarme, svarende til en reduktion på 9-11%, hvorfor tilføjelsen af transmissionsledningerne giver en større reduktion i biomasseforbruget end uden.

Ud fra analyserne i dette afsnit kan det konkluderes, at forøgelsen af geotermi potentialet via ekstra transmissionskapacitet forøger energisystemomkostningerne, men reducerer biomasseforbruget ift. det lavere potentiale uden den ekstra transmission.

10 MW klynger

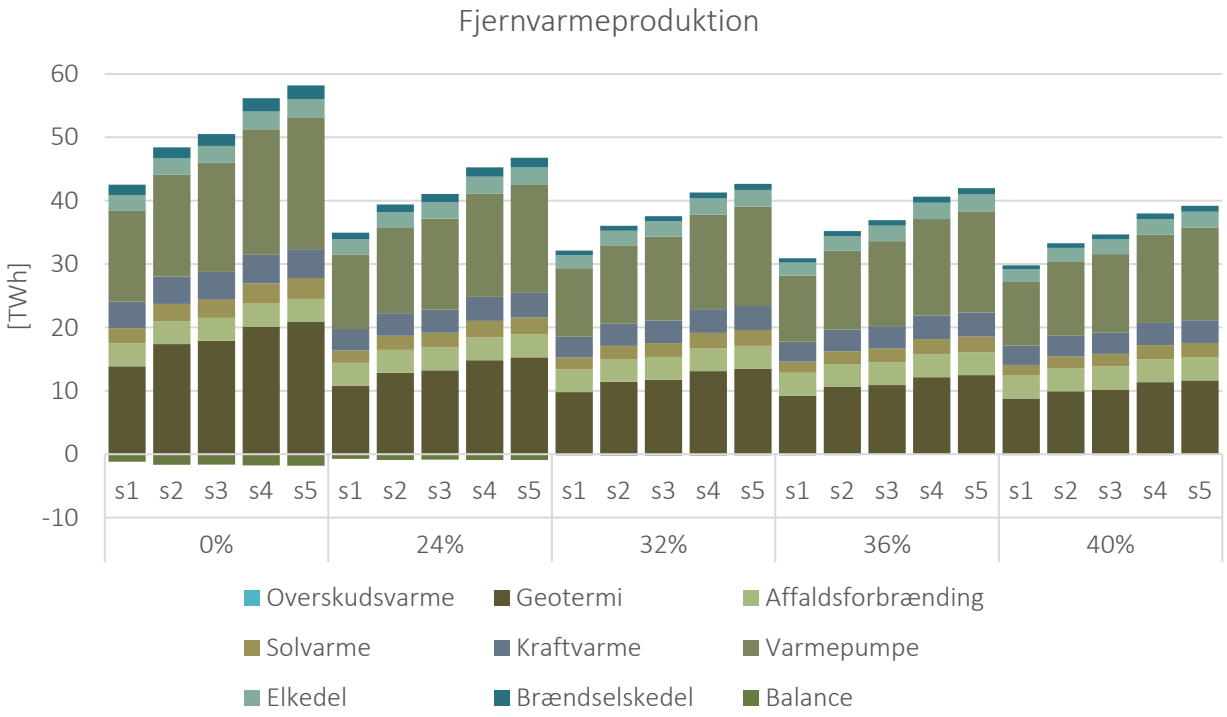
Tabel 24 viser havvindkapaciteten og spidslastkraftværkskapaciteten i hvert 4GDH scenarie med det fulde geotermi potentiale, som blev fundet ved 10 MW klynger med ekstra transmissionskapacitet

Tabel 24: Havvindkapacitet og kapacitet på spidslast kraftværk i hvert af de simulerede scenarier. Med geotermi potentialet for 10 MW klynger med udvidelse af transmissionskapaciteten.

		Havvindkapacitet [MW]	Spidslast kraftværk [MW]
0%	s1	15.760	4.143
	s2	15.805	3.473
	s3	15.810	3.207
	s4	15.843	2.539
	s5	15.859	2.306
24%	s1	15.218	2.800
	s2	15.248	2.338
	s3	15.252	2.155
	s4	15.280	1.735
	s5	15.285	1.586
32%	s1	14.945	2.546
	s2	14.979	2.126
	s3	14.985	1.958
	s4	15.007	1.586
	s5	15.015	1.453
36%	s1	14.847	2.416
	s2	14.901	2.016
	s3	14.912	1.856
	s4	14.943	1.509
	s5	14.952	1.385
40%	s1	14.758	2.289
	s2	14.789	1.912
	s3	14.796	1.761
	s4	14.818	1.437
	s5	14.824	1.321

I Tabel 24 ses mange af de samme tendenser som ved tidligere simuleringsresultater, hvor højere mængde af varmebesparelser resulterer i lavere installation af havvind og behov for spidslastkraftværkskapacitet. Igen giver en udvidelse af fjernvarmen et reduceret behov for spidslastkraftværkskapacitet. Ift. 10 MW geotermi klynger uden transmission installeres her generelt mere havvind. Spidslastkraftværksbehovet er reelt uændret ift. tidligere simuleringsresultater.

Figur 42 viser den simulerede fjernvarmeproduktion i hvert 4GDH scenarie.



Figur 42: Fjernvarmeproduktion ved hvert simuleret scenarie med geotermi potentialet for 10 MW klynger med udvidelse af transmissionskapaciteten.

Figur 42 viser, at varmepumper fortsat er den teknologi, som producerer mest fjernvarme. Dog introduceres der en del mere geotermi i dette scenarie ift. tidligere simuleringer, hvorfor geotermien producerer tæt på, hvad der produceres med varmepumperne i fjernvarmen. Ved udvidelse af fjernvarmeområderne er de ekstra produktionsomkostninger derfor delvist bundet op på produktionsomkostningerne ved brug af fjernvarmebaseret varmepumper og geotermi. Modsat uden transmissionen følger stigningen af geotermipotentialet i større grad med fjernvarmeproduktionen, hvilket dog mest gør sig gældende ved lavere varmebesparelsesscenarier.

Tabel 25 viser de årlige energisystemomkostninger, biomasseforbrug og el import/eksport for hvert af de simulerede 4GDH scenarier med det fulde geotermi potentiale, som blev fundet ved 10 MW klynger med ekstra transmissionskapacitet.

Tabel 25: Årlige energisystemomkostninger, biomasseforbrug og el import/eksport afhængig af varmebesparelsesscenarie og fjernvarmeudvidelsesscenarie. Med geotermi potentialet for 10 MW klynger med udvidelse af transmissionskapaciteten.

	Omkostninger [M EUR/år]	**Biomasseforbrug [TWh/år]**	**El imp./eksp. [TWh/år]**

0%	s1	21.660	51,6	4,5
	s2	21.578	50,5	4,6
	s3	21.614	50,4	4,6
	s4	21.700	49,9	4,7
	s5	21.737	49,7	4,7
24%	s1	20.950	47,7	4,5
	s2	20.884	47,0	4,5
	s3	20.924	47,0	4,5
	s4	21.008	46,6	4,6
	s5	21.047	46,6	4,6
32%	s1	20.754	46,8	4,4
	s2	20.674	46,1	4,4
	s3	20.709	46,1	4,4
	s4	20.776	45,8	4,4
	s5	20.806	45,8	4,4
36%	s1	20.747	46,3	4,4
	s2	20.694	46,0	4,4
	s3	20.741	46,0	4,3
	s4	20.816	45,9	4,3
	s5	20.845	45,9	4,3
40%	s1	20.852	45,8	4,4
	s2	20.771	45,3	4,4
	s3	20.805	45,3	4,4
	s4	20.861	45,1	4,4
	s5	20.887	45,1	4,3

I Tabel 25 ses nogle lignende tendenser som ved de tidligere viste resultater. De laveste omkostningsniveauer for energisystemet findes igen ved 32% og 36% varmebesparelser ved fjernvarmeudvidelsesscenarierne s2 og s3, hvor s2 har de lavest samlede omkostninger. Her skal det dog bemærkes, at investeringsomkostningerne i fjernvarmenet i s2 er forbundet med en vis usikkerhed, som beskrevet i kapitel 1. Som ved 70 MW geotermi klyngerne med transmission, ses her generelt en stigning i omkostningerne ift. uden geotermi og overskudsvarme, hvor der 32-36% varmebesparelser en stigning i systemomkostningerne på 0-110 M EUR/år ift. ingen geotermi og overskudsvarme, hvor omkostningsstigningen stiger med udvidelsen af fjernvarmen og er højere ved 36% scenariet ift. 32% scenariet. Igen er biomasseforbruget lavest ved 40% varmebesparelser, hvor der næsten igen forskel er mellem s2 og s3. Ved 32-36% varmebesparelser giver 10 MW klyngerne med ekstra transmissionskapacitet en reduktion i biomasseforbruget på 5-7 TWh/år ift. ingen geotermi og overskudsvarme, svarende til en reduktion på 10-13%, hvorfor tilføjelsen af transmissionsledningerne igen giver en større reduktion i biomasseforbruget end uden.

Ud fra analyserne i dette afsnit kan det igen konkluderes, at forøgelsen af geotermipotentialet via ekstra transmissionskapacitet forøger energisystemomkostningerne, men reducerer biomasseforbruget ift. det lavere potentiale uden den ekstra transmission.

Overskudsvarme

I dette afsnit præsenteres resultaterne for udnyttelse af overskudsvarme fra industrier, datacentre og Power2X teknologier.

Kun direkte udnyttelse

I dette medtages kun det overskudsvarmepotentiale, som er antaget at kunne bruges direkte uden varmepumpe til temperaturboosting. Overskudsvarme fra datacentre medtages hhv. som værende mulig at udnytte direkte og indirekte via varmepumpe, da temperaturniveauet herfra afhænger af kølingsteknologien der udnyttes.

Udnyttelsesgrad på 75% - uden datacentre

Tabel 26 viser havvindkapaciteten og spidslastkraftværkskapaciteten i hvert 4GDH scenarie med 75% udnyttelsesgrad af den overskudsvarme fra industrier, som kan udnyttes direkte. I dette er datacentre ikke med, da de her antages at kræve en varmepumpe.

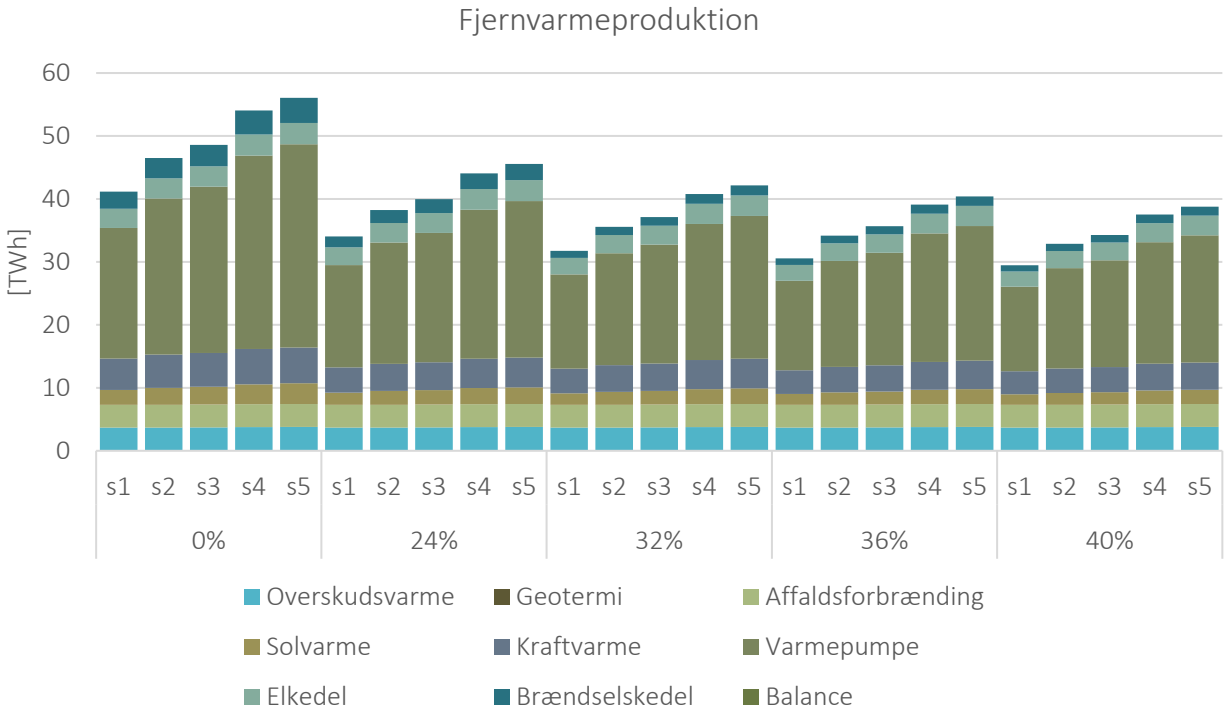
Tabel 26: Havvindkapacitet og kapacitet på spidslast kraftværk i hvert af de simulerede scenarier. Med 75% af den tilgængelig overskudsvarme som kan bruges direkte. Uden datacentre.

		Havvindkapacitet [MW]	Spidslast kraftværk [MW]
0%	s1	15.465	4.143
	s2	15.440	3.473
	s3	15.422	3.207
	s4	15.390	2.539
	s5	15.383	2.306
24%	s1	14.955	2.800
	s2	14.962	2.338
	s3	14.953	2.155
	s4	14.932	1.735
	s5	14.923	1.586
32%	s1	14.720	2.546
	s2	14.717	2.126
	s3	14.710	1.958
	s4	14.700	1.586
	s5	14.698	1.453
36%	s1	14.624	2.416
	s2	14.631	2.016
	s3	14.625	1.856
	s4	14.617	1.509
	s5	14.620	1.385
40%	s1	14.354	5.495
	s2	14.550	1.912
	s3	14.544	1.761

	s4	14.540	1.437
	s5	14.546	1.321

Tabel 26 viser mange af de samme tendenser som ved tidligere simuleringsresultater, hvor en højere mængde af varmebesparelser resulterer i lavere installation af havvind og behov for spidslastkraftværkskapacitet. Igen reduceres behovet for spidslastkraftværkskapacitet med udvidelsen af fjernvarmen. Ift. geotermi scenarierne og scenariet uden geotermi og overskudsvarme installeres her mindre havvind, svarende til 90-120 MW mindre ift. uden geotermi og overskudsvarme. Spidslastkraftværksbehovet er reelt uændret ift. tidligere viste simuleringsresultater.

Figur 43 viser den simulerede fjernvarmeproduktion i hvert 4GDH scenarie.



Figur 43: Fjernvarmeproduktion ved hvert simuleret scenarie med 75% af den tilgængelig overskudsvarme som kan bruges direkte. Uden datacentre.

Figur 43 viser, at varmepumper fortsat er den teknologi, som producerer mest fjernvarme, da mængden af overskudsvarme er en mindre del af fjernvarmeproduktionen, og mængden stiger ikke betydeligt som følge af fjernvarmeudvidelser. Således er udvidelser af fjernvarmeområderne især bundet op på produktionsomkostningerne ved brug af fjernvarmebaseret varmepumper.

Tabel 27 viser de årlige energisystemomkostninger, biomasseforbrug og el import/eksport for hvert af de simulerede 4GDH scenarier med 75% udnyttelsesgrad af overskudsvarme fra industrien, som kan udnyttes direkte. Datacentre er ikke med heri, da det her antages at kræve en varmepumpe for udnyttelse.

Tabel 27: Årlige energisystemomkostninger, biomasseforbrug og el import/eksport afhængig af varmebesparelsesscenarie og fjernvarmeudvidelsesscenarie. Med 75% af den tilgængelig overskudsvarme som kan bruges direkte. Uden datacentre.

	Omkostninger [M EUR/år]	**Biomasseforbrug [TWh/år]**	**El imp./eksp. [TWh/år]**

0%	s1	21.571	55,6	3,5
	s2	21.489	55,8	3,4
	s3	21.524	56,0	3,4
	s4	21.602	56,4	3,3
	s5	21.637	56,6	3,3
24%	s1	20.821	50,7	3,6
	s2	20.733	50,8	3,5
	s3	20.767	50,9	3,5
	s4	20.829	51,3	3,4
	s5	20.860	51,5	3,4
32%	s1	20.634	49,4	3,6
	s2	20.536	49,5	3,4
	s3	20.566	49,6	3,4
	s4	20.614	50,0	3,2
	s5	20.637	50,1	3,2
36%	s1	20.627	48,7	3,6
	s2	20.524	48,7	3,5
	s3	20.552	48,8	3,4
	s4	20.596	49,2	3,3
	s5	20.616	49,3	3,3
40%	s1	20.995	50,8	3,2
	s2	20.633	48,0	3,6
	s3	20.659	48,1	3,5
	s4	20.698	48,4	3,4
	s5	20.716	48,5	3,4

I Tabel 27 ses nogle lignende tendenser som ved de tidligere viste resultater. De laveste omkostningsniveauer findes igen ved 32% og 36% varmebesparelser og ved fjernvarmeudvidelsesscenarierne s2 og s3, hvor s2 har de lavest samlede omkostninger. Her skal det dog bemærkes, at investeringsomkostningerne i fjernvarmenet i s2 er forbundet med en vis usikkerhed, som beskrevet i kapitel 1. Der ses her at udnyttelse af overskudsvarmen reducerer energisystemomkostningerne. Dette er både ift. geotermi scenarierne og scenariet uden geotermi og overskudsvarme, hvor der ved 32-36% varmebesparelser er en reduktion i energisystemomkostninger på 110-125 M EUR/år ift. ingen geotermi og overskudsvarme. Igen er biomasseforbruget lavest ved 40% varmebesparelser, hvor der næsten ingen forskel er mellem s2 og s3. Ved 32-36% varmebesparelser giver brug af 75% af den direkte overskudsvarme ekskl. datacentre en reduktion i biomasseforbruget på 2-3 TWh/år ift. ingen geotermi og overskudsvarme, svarende til en reduktion på 4-5%.

Ud fra analyserne i dette afsnit kan det konkluderes, at udnyttelse af 75% af den overskudsvarme fra industrier som kan udnyttes direkte ekskl. datacentre, resulterer i en reduktion i både energisystemomkostninger og biomasseforbrug. Besparelserne i omkostninger er større end ved brug af geotermi.

Udnyttelsesgrad på 75% - med datacentre

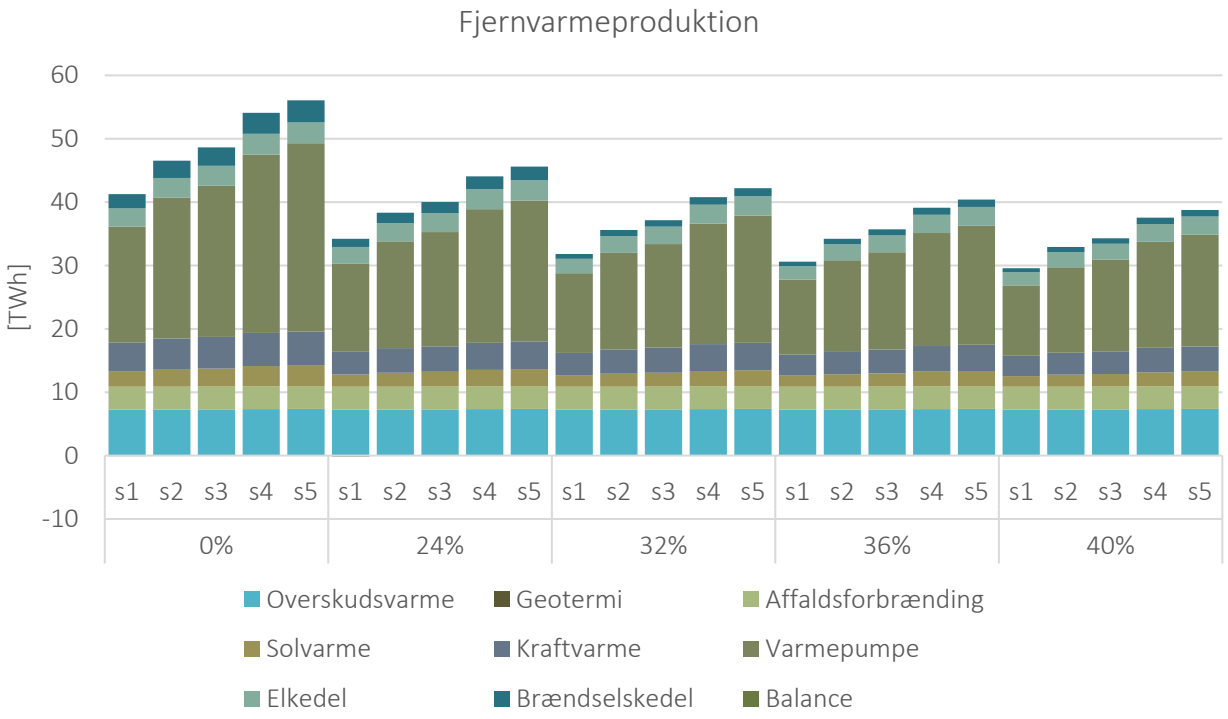
Tabel 28 viser havvindkapaciteten og spidslastkraftværkskapaciteten i hvert 4GDH scenarie med 75% udnyttelsesgrad af den overskudsvarme fra industrier og datacentre, som kan udnyttes direkte. I dette antages datacentres overskudsvarme at kunne udnyttes uden brug af varmepumpe.

Tabel 28: Havvindkapacitet og kapacitet på spidslast kraftværk i hvert af de simulerede scenarier. Med 75% af den tilgængelig overskudsvarme som kan bruges direkte. Med datacentre.

		Havvindkapacitet [MW]	Spidslast kraftværk [MW]
0%	s1	15.432	4.143
	s2	15.408	3.473
	s3	15.395	3.207
	s4	15.363	2.539
	s5	15.354	2.306
24%	s1	14.930	2.800
	s2	14.923	2.338
	s3	14.907	2.155
	s4	14.881	1.735
	s5	14.878	1.586
32%	s1	14.650	2.546
	s2	14.658	2.126
	s3	14.652	1.958
	s4	14.641	1.586
	s5	14.645	1.453
36%	s1	14.559	2.416
	s2	14.567	2.016
	s3	14.568	1.856
	s4	14.554	1.509
	s5	14.559	1.385
40%	s1	14.303	5.521
	s2	14.483	1.912
	s3	14.485	1.761
	s4	14.475	1.437
	s5	14.475	1.321

Tabel 28 viser mange af de samme tendenser som ved tidligere simuleringsresultater, hvor højere mængde af varmebesparelser resulterer i lavere installation af havvind og behov for spidslastkraftværkskapacitet. Igen reduceres behovet for spidslastkraftværkskapacitet ved udvidelse af fjernvarmen. Ift. geotermi scenarierne og scenariet uden geotermi og overskudsvarme installeres her mindre havvind, svarende til 145-185 MW mindre ift. uden geotermi og overskudsvarme. Spidslastkraftværksbehovet er reelt uændret ift. tidligere simuleringsresultater.

Figur 44 viser den simulerede fjernvarmeproduktion i hvert 4GDH scenarie.



Figur 44: Fjernvarmeproduktion ved hvert simuleret scenarie med 75% af den tilgængelig overskudsvarme, som kan bruges direkte. Med datacentre.

Figur 44 viser, at varmepumper fortsat er den teknologi som producerer mest fjernvarme, da mængden af overskudsvarme er en mindre del af fjernvarmeproduktionen, og mængden stiger ikke betydeligt som følge af fjernvarmeudvidelser. Således er udvidelser af fjernvarmeområderne især bundet op på produktionsomkostningerne ved brug af fjernvarmebaseret varmepumper.

Tabel 29 viser de årlige energisystemomkostninger, biomasseforbrug og el import/eksport for hvert af de simulerede 4GDH scenarier med 75% udnyttelsesgrad af overskudsvarme fra industrien og datacentre, som kan udnyttes direkte. Overskudsvarmen fra datacentre antages her at kunne udnyttes direkte uden varmepumpe.

Tabel 29: Årlige energisystemomkostninger, biomasseforbrug og el import/eksport afhængig af varmebesparelsesscenarie og fjernvarmeudvidelsesscenarie. Med 75% af den tilgængelig overskudsvarme som kan bruges direkte. Med datacentre.

		Omkostninger [M EUR/år]	Biomasseforbrug [TWh/år]	El imp./eksp. [TWh/år]
0%	s1	21.453	52,9	3,8
	s2	21.373	53,2	3,7
	s3	21.408	53,3	3,7
	s4	21.487	53,8	3,6
	s5	21.524	54,0	3,6
24%	s1	20.696	47,9	4,1
	s2	20.613	48,1	3,9
	s3	20.652	48,3	3,8
	s4	20.719	48,9	3,7

	s5	20.750	49,0	3,7
32%	s1	20.516	46,9	4,0
	s2	20.423	47,1	3,8
	s3	20.453	47,2	3,7
	s4	20.502	47,6	3,6
	s5	20.524	47,7	3,5
36%	s1	20.507	46,1	4,1
	s2	20.409	46,3	3,9
	s3	20.437	46,4	3,8
	s4	20.485	46,8	3,6
	s5	20.506	46,9	3,6
40%	s1	20.868	47,9	3,7
	s2	20.517	45,5	4,0
	s3	20.544	45,6	3,9
	s4	20.588	46,1	3,7
	s5	20.608	46,2	3,7

I Tabel 29 ses nogle lignende tendenser som ved de tidligere viste resultater. De laveste omkostningsniveauer findes igen ved 32% og 36% varmebesparelser og ved fjernvarmeudvidelsesscenarierne s2 og s3, hvor s2 har de lavest samlede omkostninger. Der ses her at udnyttelse af overskudsvarmen reducerer energisystemomkostningerne. Dette er både ift. geotermi scenarierne og scenariet uden geotermi og overskudsvarme, hvor der ved 32-36% varmebesparelser er en reduktion i energisystemomkostninger på 225-240 M EUR/år ift. ingen geotermi og overskudsvarme. Hvis 75% af datacentres antagne overskudsvarmemængde kan udnyttes uden varmepumpe kan dette reducere energisystemomkostningerne med 110-120 M EUR/år ift. ikke at udnytte denne overskudsvarme. Igen er biomasseforbruget lavest ved 40% varmebesparelser, hvor der næsten igen forskel er mellem s2 og s3. Her skal det dog bemærkes, at investeringsomkostningerne i fjernvarmenet i s2 er forbundet med en vis usikkerhed, som beskrevet i kapitel 1. Ved 32-36% varmebesparelser giver brug af 75% af den direkte overskudsvarme inkl. datacentre en reduktion i biomasseforbruget på ca. 5 TWh/år ift. ingen geotermi og overskudsvarme, svarende til en reduktion på 9-10%.

Ud fra analyserne i dette afsnit kan det, som uden overskudsvarmen fra datacentre analyserne, konkluderes, at udnyttelse af 75% af den direkte overskudsvarme fra industrier inkl. datacentre resulterer i en reduktion i både energisystemomkostninger og biomasseforbrug, og at disse reduktioner er større end uden overskudsvarmen fra datacentrene. Besparelserne i omkostninger er større end ved brug af geotermi.

Udnyttelsesgrad på 100% - uden datacentre

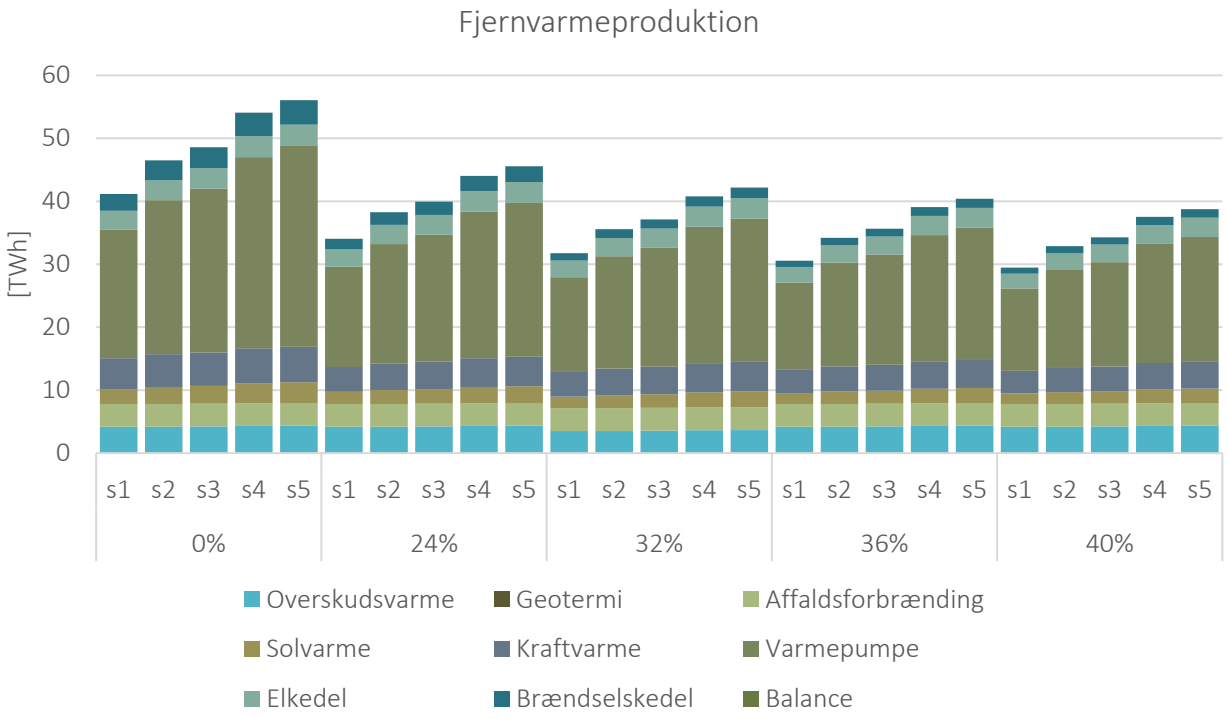
Tabel 30 viser havvindkapaciteten og spidslastkraftværkskapaciteten i hvert 4GDH scenarie med 100% udnyttelsesgrad af den overskudsvarme fra industrier, som kan udnyttes direkte. I dette er datacentre ikke med, da de her antages at kræve en varmepumpe.

Tabel 30: Havvindkapacitet og kapacitet på spidslast kraftværk i hvert af de simulerede scenarier. Med 100% af den tilgængelig overskudsvarme som kan bruges direkte. Uden datacentre.

		Havvindkapacitet [MW]	Spidslast kraftværk [MW]
0%	s1	15.453	4.143
	s2	15.429	3.473
	s3	15.413	3.207
	s4	15.381	2.539
	s5	15.374	2.306
24%	s1	14.941	2.800
	s2	14.942	2.338
	s3	14.935	2.155
	s4	14.919	1.735
	s5	14.910	1.586
32%	s1	14.710	2.546
	s2	14.712	2.126
	s3	14.703	1.958
	s4	14.689	1.586
	s5	14.686	1.453
36%	s1	14.605	2.416
	s2	14.612	2.016
	s3	14.605	1.856
	s4	14.600	1.509
	s5	14.601	1.385
40%	s1	14.334	5.506
	s2	14.529	1.912
	s3	14.526	1.761
	s4	14.523	1.437
	s5	14.527	1.321

Tabel 30 viser mange af de samme tendenser som ved tidligere simuleringsresultater, hvor højere mængde af varmebesparelser resulterer i lavere installation af havvind og behov for spidslastkraftværkskapacitet. Igen reduceres behovet for spidslastkraftværkskapacitet ved udvidelse af fjernvarmen. Ift. geotermi scenarierne og scenariet uden geotermi og overskudsvarme installeres her mindre havvind, svarende til 90-140 MW mindre ift. uden geotermi og overskudsvarme. Spidslastkraftværksbehovet er reelt uændret ift. tidligere simuleringsresultater.

Figur 45 viser den simulerede fjernvarmeproduktion i hvert 4GDH scenarie.



Figur 45: Fjernvarmeproduktion ved hvert simuleret scenarie med 100% af den tilgængelig overskudsvarme, som kan bruges direkte. Uden datacentre.

Figur 45 viser, at varmepumper fortsat er den teknologi som producerer mest fjernvarme, da mængden af overskudsvarme er en mindre del af fjernvarmeproduktionen, og mængden stiger ikke betydeligt som følge af fjernvarmeudvidelser. Således er udvidelser af fjernvarmeområderne især bundet op på produktionsomkostningerne ved brug af fjernvarmebaseret varmepumper.

Tabel 31 viser de årlige energisystemomkostninger, biomasseforbrug og el import/eksport for hvert af de simulerede 4GDH scenarier med 100% udnyttelsesgrad af overskudsvarme fra industrien, som kan udnyttes direkte. Datacentre er ikke med heri, da det her antages at kræve en varmepumpe for udnyttelse.

Tabel 31: Årlige energisystemomkostninger, biomasseforbrug og el import/eksport afhængig af varmebesparelsesscenarie og fjernvarmeudvidelsesscenarie. Med 100% af den tilgængelig overskudsvarme som kan bruges direkte. Uden datacentre.

		Omkostninger [M EUR/år]	Biomasseforbrug [TWh/år]	El imp./eksp. [TWh/år]
0%	s1	21.558	55,2	3,5
	s2	21.475	55,5	3,4
	s3	21.510	55,6	3,4
	s4	21.586	56,0	3,4
	s5	21.621	56,2	3,3
24%	s1	20.806	50,4	3,7
	s2	20.720	50,5	3,5
	s3	20.753	50,6	3,5
	s4	20.814	50,9	3,4
	s5	20.845	51,1	3,4

32%	s1	20.647	49,7	3,5
	s2	20.548	49,8	3,4
	s3	20.577	49,9	3,3
	s4	20.624	50,3	3,2
	s5	20.647	50,4	3,2
36%	s1	20.615	48,5	3,7
	s2	20.511	48,5	3,5
	s3	20.538	48,6	3,5
	s4	20.581	48,9	3,4
	s5	20.601	49,0	3,3
40%	s1	20.983	50,5	3,3
	s2	20.620	47,8	3,6
	s3	20.646	47,8	3,6
	s4	20.683	48,1	3,4
	s5	20.701	48,2	3,4

I Tabel 31 ses nogle lignende tendenser som ved de tidligere viste resultater. De laveste omkostningsniveauer findes igen ved 32% og 36% varmebesparelser og ved fjernvarmeudvidelsesscenarierne s2 og s3, hvor s2 har de lavest samlede omkostninger. Her skal det dog bemærkes, at investeringsomkostningerne i fjernvarmenet i s2 er forbundet med en vis usikkerhed, som beskrevet i kapitel 1. Der ses her at udnyttelse af overskudsvarmen reducerer energisystemomkostningerne. Dette er både ift. geotermi scenarierne og scenariet uden geotermi og overskudsvarme, hvor der ved 32-36% varmebesparelser findes en reduktion i energisystemomkostninger på 100-140 M EUR/år ift. ingen geotermi og overskudsvarme. Igen er biomasseforbruget lavest ved 40% varmebesparelser, hvor der reelt ingen forskel er mellem s2 og s3. Ved 32-36% varmebesparelser giver brug af 100% af den direkte overskudsvarme ekskl. datacentre en reduktion i biomasseforbruget på 2-3 TWh/år ift. ingen geotermi og overskudsvarme, svarende til en reduktion på 4-6%.

Ud fra analyserne i dette afsnit kan det konkluderes, at udnyttelse af 100% af den overskudsvarme fra industrier ekskl. datacentre som kan udnyttes direkte resulterer i en reduktion i både energisystemomkostninger og biomasseforbrug. Besparelserne i omkostninger er større end ved brug af geotermi og ift. de lignende simuleringer med kun 75% udnyttelse.

Udnyttelsesgrad på 100% - med datacentre

Tabel 32 viser havvindkapaciteten og spidslastkraftværkskapaciteten i hvert 4GDH scenarie med 100% udnyttelsesgrad af den overskudsvarme fra industrier og datacentre, som kan udnyttes direkte. I dette antages datacentres overskudsvarme at kunne benyttes uden brug af varmepumpe.

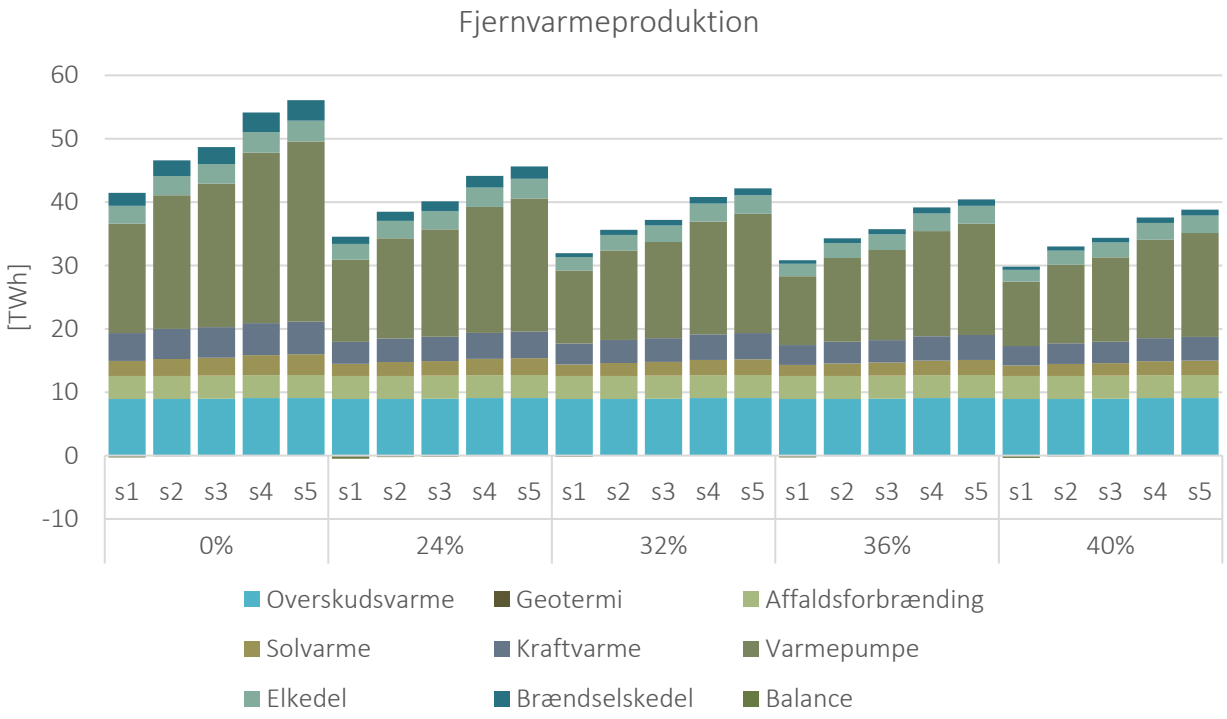
Tabel 32: Havvindkapacitet og kapacitet på spidslast kraftværk i hvert af de simulerede scenarier. Med 100% af den tilgængelig overskudsvarme som kan bruges direkte. Med datacentre.

		Havvindkapacitet [MW]	Spidslast kraftværk [MW]
0%	s1	15.406	4.143
	s2	15.379	3.473
	s3	15.366	3.207

	s4	15.339	2.539
	s5	15.330	2.306
24%	s1	14.880	2.800
	s2	14.894	2.338
	s3	14.890	2.155
	s4	14.854	1.735
	s5	14.845	1.586
32%	s1	14.607	2.546
	s2	14.623	2.126
	s3	14.621	1.958
	s4	14.602	1.586
	s5	14.600	1.453
36%	s1	14.510	2.416
	s2	14.530	2.016
	s3	14.529	1.856
	s4	14.527	1.509
	s5	14.518	1.385
40%	s1	14.243	5.529
	s2	14.444	1.912
	s3	14.446	1.761
	s4	14.450	1.437
	s5	14.449	1.321

Tabel 32 viser mange af de samme tendenser som ved tidligere simuleringsresultater, hvor højere mængde af varmebesparelser resulterer i lavere installation af havvind og behov for spidslastkraftværkskapacitet. Igen reduceres behovet for spidslastkraftværkskapacitet ved udvidelse af fjernvarmen. Ift. geotermi scenarierne og scenariet uden geotermi og overskudsvarme installeres her mindre havvind, svarende til 180-235 MW mindre ift. uden geotermi og overskudsvarme. Spidslastkraftværksbehovet er reelt uændret ift. tidligere simuleringsresultater.

Figur 46 viser den simulerede fjernvarmeproduktion i hvert 4GDH scenarie.



Figur 46: Fjernvarmeproduktion ved hvert simuleret scenarie med 100% af den tilgængelig overskudsvarme som kan bruges direkte. Med datacentre.

Figur 46 viser, at varmepumper fortsat er den teknologi som producerer mest fjernvarme, da mængden af overskudsvarme er en mindre del af fjernvarmeproduktionen, og mængden stiger ikke betydeligt som følge af fjernvarmeudvidelser. Således er udvidelser af fjernvarmeområderne især bundet op på produktionsomkostningerne ved brug af fjernvarmebaseret varmepumper.

Tabel 33 viser de årlige energisystemomkostninger, biomasseforbrug og el import/eksport for hvert af de simulerede 4GDH scenarier med 75% udnyttelsesgrad af overskudsvarme fra industrien og datacentre, som kan udnyttes direkte. Overskudsvarmen fra datacentre antages her at kunne udnyttes direkte uden varmepumpe.

Tabel 33: Årlige energisystemomkostninger, biomasseforbrug og el import/eksport afhængig af varmebesparelsesscenarie og fjernvarmeudvidelsesscenarie. Med 100% af den tilgængelig overskudsvarme som kan bruges direkte. Med datacentre.

		Omkostninger [M EUR/år]	Biomasseforbrug [TWh/år]	El imp./eksp. [TWh/år]
0%	s1	21.404	51,8	4,0
	s2	21.324	52,1	3,8
	s3	21.358	52,3	3,8
	s4	21.436	52,7	3,7
	s5	21.473	52,9	3,7
24%	s1	20.657	47,1	4,2
	s2	20.565	47,0	4,1
	s3	20.598	47,1	4,0
	s4	20.667	47,7	3,9

	s5	20.699	48,0	3,8
32%	s1	20.469	45,9	4,2
	s2	20.370	45,9	4,0
	s3	20.399	46,0	3,9
	s4	20.453	46,5	3,7
	s5	20.476	46,7	3,7
36%	s1	20.463	45,3	4,2
	s2	20.358	45,2	4,1
	s3	20.385	45,2	4,0
	s4	20.433	45,7	3,8
	s5	20.457	45,9	3,8
40%	s1	20.830	47,2	3,8
	s2	20.467	44,5	4,2
	s3	20.493	44,5	4,1
	s4	20.533	44,9	3,9
	s5	20.555	45,1	3,9

I Tabel 33 ses nogle lignende tendenser som ved de tidligere viste resultater. De laveste omkostningsniveauer findes igen ved 32% og 36% varmebesparelser og ved fjernvarmeudvidelsesscenarierne s2 og s3, hvor s2 har de lavest samlede omkostninger. Her skal det dog bemærkes, at investeringsomkostningerne i fjernvarmenet i s2 er forbundet med en vis usikkerhed, som beskrevet i kapitel 1. Der ses her at udnyttelse af overskudsvarmen reducerer energisystemomkostningerne. Dette er både ift. geotermi scenarierne og scenariet uden geotermi og overskudsvarme, hvor der ved 32-36% varmebesparelser er en reduktion i energisystemomkostninger på 270-290 M EUR/år ift. ingen geotermi og overskudsvarme. Hvis 100% af datacentres antagne overskudsvarmemængde kan udnyttes uden brug af varmepumpe, kan dette reducere energisystemomkostningerne med 145-180 M EUR/år ift. ikke at udnytte denne overskudsvarme. Igen er biomasseforbruget lavest ved 40% varmebesparelser, hvor der næsten igen forskel er mellem s2 og s3. Ved 32-36% varmebesparelser giver brug af 75% af den direkte overskudsvarme inkl. datacentre en reduktion i biomasseforbruget på ca. 6 TWh/år ift. ingen geotermi og overskudsvarme, svarende til en reduktion på 11-12%.

Ud fra analyserne i dette afsnit kan det, som uden overskudsvarmen fra datacentre, konkluderes, at udnyttelse af 100% af den direkte overskudsvarme fra industrier inkl. datacentre resulterer i en reduktion i både energisystemomkostninger og biomasseforbrug, og at disse reduktioner er større end uden overskudsvarmen fra datacentrene. Besparelserne i omkostninger er større end ved brug af geotermi.

Direkte og indirekte udnyttelse

I dette medtages både overskudsvarme, som er antaget at kunne bruges direkte uden varmepumpe og den overskudsvarme, som kun kan udnyttes indirekte med varmepumpe til temperaturboosting. Overskudsvarme fra datacentre medtages hhv. som værende mulig at udnytte direkte og indirekte via varmepumpe.

Udnyttelsesgrad på 75% - datacentre med varmepumper

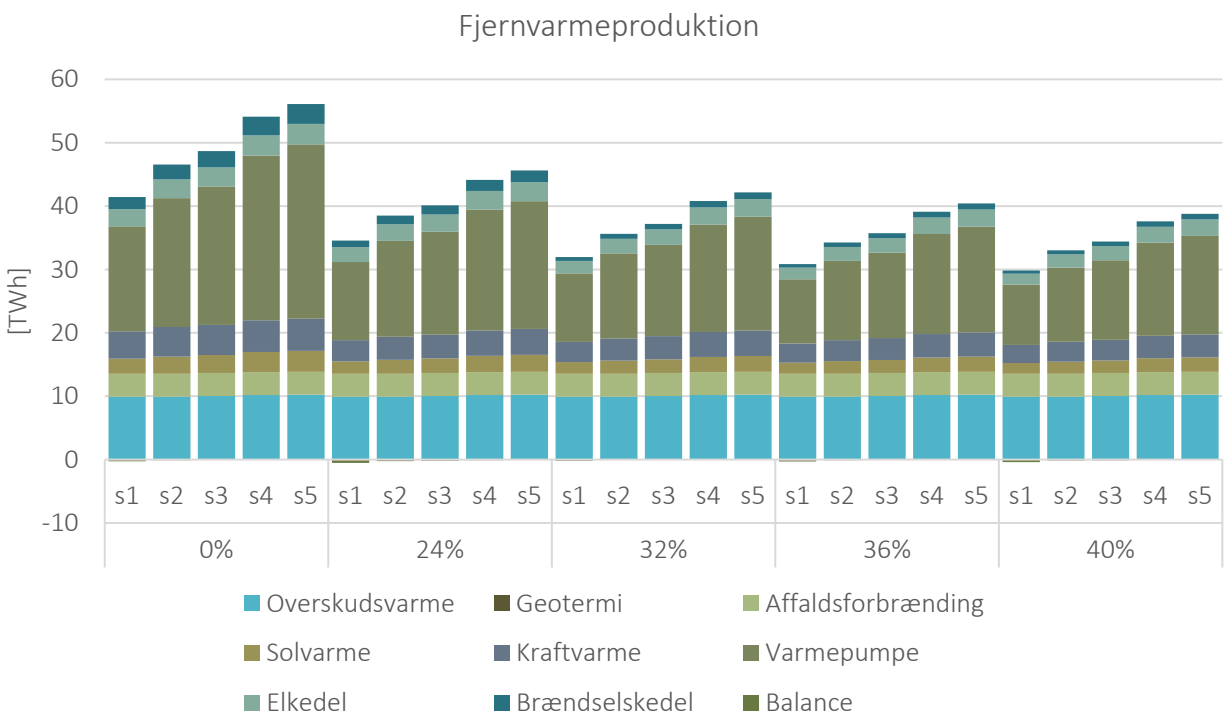
Tabel 34 viser havvindkapaciteten og spidslastkraftværkskapaciteten i hvert 4GDH scenarie med 75% udnyttelsesgrad af overskudsvarmen fra industrier og datacentre. I dette antages overskudsvarmen fra datacentre at kræve en varmepumpe til temperaturboosting.

Tabel 34: Havvindkapacitet og kapacitet på spidslast kraftværk i hvert af de simulerede scenarier. Med 75% af overskudsvarmepotentialet. Datacentre med varmepumpe.

		Havvindkapacitet [MW]	Spidslast kraftværk [MW]
0%	s1	15.512	4.143
	s2	15.490	3.473
	s3	15.476	3.207
	s4	15.451	2.539
	s5	15.444	2.306
24%	s1	14.987	2.800
	s2	14.992	2.338
	s3	14.987	2.155
	s4	14.968	1.735
	s5	14.958	1.586
32%	s1	14.711	2.546
	s2	14.714	2.126
	s3	14.715	1.958
	s4	14.710	1.586
	s5	14.701	1.453
36%	s1	14.613	2.416
	s2	14.630	2.016
	s3	14.625	1.856
	s4	14.632	1.509
	s5	14.627	1.385
40%	s1	14.521	2.289
	s2	14.547	1.912
	s3	14.547	1.761
	s4	14.549	1.437
	s5	14.554	1.321

Tabel 34 viser mange af de samme tendenser som ved tidligere simuleringsresultater, hvor højere mængde af varmebesparelser resulterer i lavere installation af havvind og behov for spidslastkraftværkskapacitet. Igen reduceres behovet for spidslastkraftværkskapacitet med udvidelse af fjernvarmen. Ift. geotermi scenarierne og scenariet uden geotermi og overskudsvarme installeres her generelt mindre havvind, svarende til 90-100 MW mindre ift. uden geotermi og overskudsvarme. Spidslastkraftværksbehovet er reelt uændret ift. tidligere simuleringsresultater.

Figur 47 viser den simulerede fjernvarmeproduktion i hvert 4GDH scenarie.



Figur 47: Fjernvarmeproduktion ved hvert simuleret scenarie med 75% af overskudsvarmepotentialet. Datacentre med varmepumpe.

Figur 47 viser, at varmepumper generelt er den teknologi som producerer mest fjernvarme, da mængden af overskudsvarme er en mindre del af fjernvarmeproduktionen, og mængden stiger ikke betydeligt som følge af fjernvarmeudvidelser. Dog leveres ca. samme mængde overskudsvarme som varmepumperne producerer ved scenarierne med et højt niveau af varmebesparelser i s1. Således er udvidelser af fjernvarmeområderne især bundet op på produktionsomkostningerne ved brug af fjernvarmebaseret varmepumper.

Tabel 35 viser de årlige energisystemomkostninger, biomasseforbrug og el import/eksport for hvert af de simulerede 4GDH scenarier med 75% udnyttelsesgrad af overskudsvarme fra industrier og datacentre. Overskudsvarme fra datacentre antages her at kræve en varmepumpe før, at det kan udnyttes til fjernvarme.

Tabel 35: Årlige energisystemomkostninger, biomasseforbrug og el import/eksport afhængig af varmebesparelsesscenarie og fjernvarmeudvidelsesscenarie. Med 75% af overskudsvarmepotentialet. Datacentre med varmepumpe.

		Omkostninger [M EUR/år]	Biomasseforbrug [TWh/år]	El imp./eksp. [TWh/år]
0%	s1	21.447	51,9	4,1
	s2	21.365	52,1	4,0
	s3	21.401	52,3	3,9
	s4	21.477	52,6	3,8
	s5	21.513	52,8	3,8
24%	s1	20.702	47,2	4,3
	s2	20.608	47,1	4,2
	s3	20.640	47,2	4,2
	s4	20.704	47,6	4,0

	s5	20.737	47,8	3,9
32%	s1	20.513	46,0	4,3
	s2	20.417	46,1	4,1
	s3	20.444	46,1	4,1
	s4	20.491	46,4	3,9
	s5	20.517	46,7	3,8
36%	s1	20.508	45,4	4,4
	s2	20.404	45,3	4,2
	s3	20.430	45,4	4,2
	s4	20.471	45,6	4,0
	s5	20.494	45,8	3,9
40%	s1	20.620	44,8	4,4
	s2	20.511	44,6	4,3
	s3	20.537	44,6	4,3
	s4	20.573	44,8	4,1
	s5	20.593	45,0	4,0

Tabel 35 ses nogle lignende tendenser som ved de tidligere viste resultater. De laveste energisystemomkostningsniveauer findes igen ved 32% og 36% varmebesparelser og ved fjernvarmeudvidelsesscenarierne s2 og s3, hvor s2 har de lavest samlede omkostninger. Her skal det dog bemærkes, at investeringsomkostningerne i fjernvarmenet i s2 er forbundet med en vis usikkerhed, som beskrevet i kapitel 1. Der ses her at udnyttelse af overskudsvarmen reducerer energisystemomkostningerne. Dette er både ift. geotermi scenarierne og scenariet uden geotermi og overskudsvarme, hvor der ved 32-36% varmebesparelser findes en reduktion i energisystemomkostninger på 230-245 M EUR/år ift. ingen geotermi og overskudsvarme. Ift. kun at udnytte den overskudsvarme som kan udnyttes direkte er der en reduktion på 120-125 M EUR/år. Igen er biomasseforbruget lavest ved 40% varmebesparelser, hvor der næsten igen forskel er mellem s2 og s3. Ved 32-36% varmebesparelser giver brug af 75% af al overskudsvarme med datacentre som indirekte overskudsvarme en reduktion i biomasseforbruget på 6 TWh/år ift. ingen geotermi og overskudsvarme, svarende til en reduktion på 11-12%. Ift. kun at udnytte den overskudsvarme som kan udnyttes direkte er der en reduktion på 3,4-3,6 TWh/år.

Ud fra analyserne i dette afsnit kan det konkluderes, at inddragelse af overskudsvarme som kræver varmepumpe for udnyttelse reducerer energisystemomkostningerne yderligere ift. kun at udnytte direkte overskudsvarme.

Udnyttelsesgrad på 75% - datacentre uden varmepumpe

Tabel 36 viser havvindkapaciteten og spidslastkraftværkskapaciteten i hvert 4GDH scenarie med 75% udnyttelsesgrad af overskudsvarmen fra industrier og datacentre. I dette antages overskudsvarmen fra datacentre at kunne udnytte direkte uden varmepumpe.

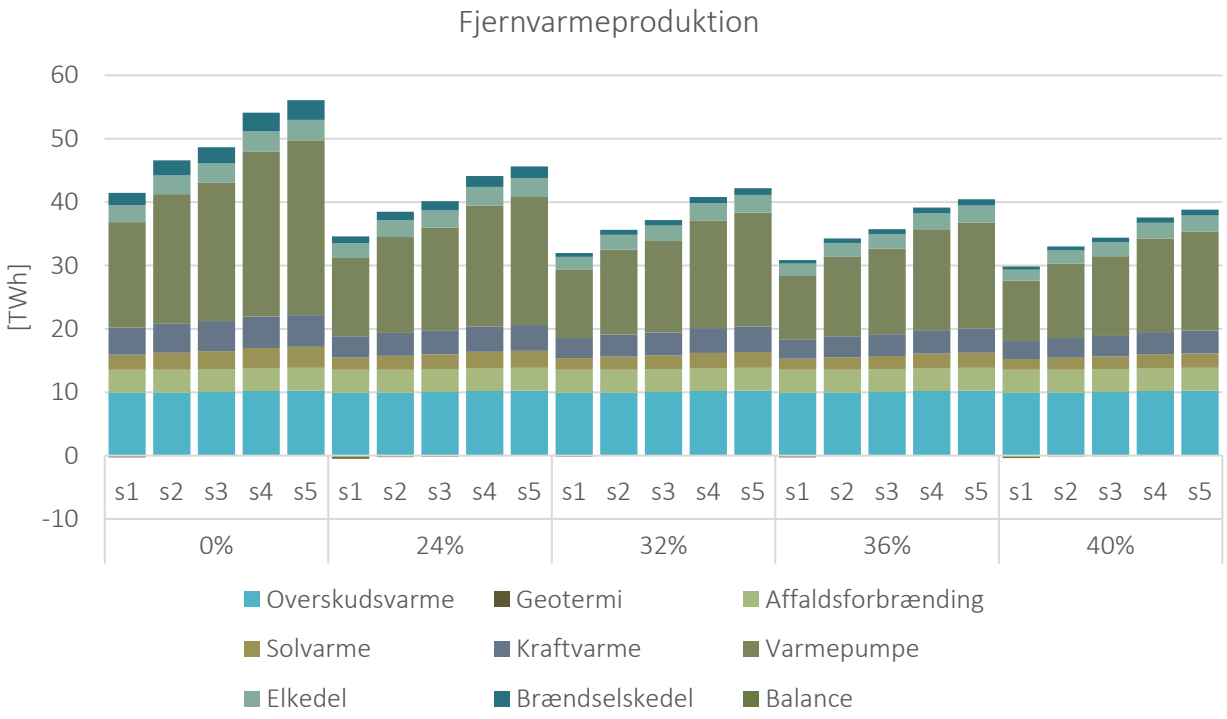
Tabel 36: Havvindkapacitet og kapacitet på spidslast kraftværk i hvert af de simulerede scenarier. Med 75% af overskudsvarmepotentialet. Datacentre uden varmepumpe.

	Havvindkapacitet [MW]	Spidslast kraftværk [MW]

0%	s1	15.412	4.143
	s2	15.391	3.473
	s3	15.376	3.207
	s4	15.352	2.539
	s5	15.340	2.306
24%	s1	14.884	2.800
	s2	14.892	2.338
	s3	14.885	2.155
	s4	14.864	1.735
	s5	14.854	1.586
32%	s1	14.609	2.546
	s2	14.613	2.126
	s3	14.612	1.958
	s4	14.603	1.586
	s5	14.595	1.453
36%	s1	14.509	2.416
	s2	14.527	2.016
	s3	14.522	1.856
	s4	14.528	1.509
	s5	14.520	1.385
40%	s1	14.419	2.289
	s2	14.441	1.912
	s3	14.441	1.761
	s4	14.446	1.437
	s5	14.448	1.321

Tabel 36 viser mange af de samme tendenser som ved tidligere simuleringsresultater, hvor højere mængde af varmebesparelser resulterer i lavere installation af havvind og behov for spidslastkraftværkskapacitet. Igen reduceres behovet for spidslastkraftværkskapacitet med udvidelse af fjernvarmen. Ift. geotermi scenarierne og scenariet uden geotermi og overskudsvarme installeres her generelt mindre havvind, svarende til 190-235 MW mindre ift. uden geotermi og overskudsvarme. Herved betyder ændringen af overskudsvarme fra datacentre fra at kræve varmepumpe til temperaturboosting til at kunne udnyttes direkte reducerer installationen af havvind med 100-110 MW, når 75% af det antagne potentiale udnyttes. Spidslastkraftværksbehovet er reelt uændret ift. tidligere simuleringsresultater.

Figur 48 viser den simulerede fjernvarmeproduktion i hvert 4GDH scenarie.



Figur 48: Fjernvarmeproduktion ved hvert simuleret scenarie med 75% af overskudsvarmepotentialet. Datacentre uden varmepumpe.

Figur 48 viser, at varmepumper generelt er den teknologi som producerer mest fjernvarme, da mængden af overskudsvarme er en mindre del af fjernvarmeproduktionen, og mængden stiger ikke betydeligt som følge af fjernvarmeudvidelser. Dog leveres ca. samme mængde overskudsvarme som varmepumperne producerer ved scenarierne med mange varmebesparelser i s1. Således er udvidelser af fjernvarmeområderne især bundet op på produktionsomkostningerne ved brug af fjernvarmebaseret varmepumper.

Tabel 37 viser de årlige energisystemomkostninger, biomasseforbrug og el import/eksport for hvert af de simulerede 4GDH scenarier med 75% udnyttelsesgrad af overskudsvarme fra industrier og datacentre. Overskudsvarme fra datacentre antages her at kunne udnyttes uden varmepumpe.

Tabel 37: Årlige energisystemomkostninger, biomasseforbrug og el import/eksport afhængig af varmebesparelsesscenarie og fjernvarmeudvidelsesscenarie. Med 75% af overskudsvarmepotentialet. Datacentre uden varmepumpe.

		Omkostninger [M EUR/år]	Biomasseforbrug [TWh/år]	El imp./eksp. [TWh/år]
0%	s1	21.401	51,5	4,1
	s2	21.320	51,8	3,9
	s3	21.356	52,0	3,9
	s4	21.433	52,3	3,8
	s5	21.469	52,6	3,7
24%	s1	20.658	46,9	4,2
	s2	20.563	46,8	4,2
	s3	20.595	46,9	4,1
	s4	20.661	47,3	4,0
	s5	20.693	47,6	3,9

32%	s1	20.470	45,7	4,2
	s2	20.373	45,8	4,1
	s3	20.400	45,9	4,0
	s4	20.448	46,2	3,8
	s5	20.475	46,5	3,8
36%	s1	20.464	45,1	4,3
	s2	20.360	45,0	4,2
	s3	20.387	45,1	4,1
	s4	20.429	45,4	3,9
	s5	20.452	45,6	3,9
40%	s1	20.577	44,5	4,4
	s2	20.469	44,3	4,2
	s3	20.495	44,4	4,2
	s4	20.531	44,6	4,0
	s5	20.551	44,8	4,0

I Tabel 37 ses nogle lignende tendenser som ved de tidligere viste resultater. De laveste energisystemomkostningsniveauer findes igen ved 32% og 36% varmebesparelser og ved fjernvarmeudvidelsesscenarierne s2 og s3, hvor s2 har de lavest samlede omkostninger. Her skal det dog bemærkes, at investeringsomkostningerne i fjernvarmenet i s2 er forbundet med en vis usikkerhed, som beskrevet i kapitel 1. Der ses her at udnyttelse af overskudsvarmen reducerer energisystemomkostningerne. Dette er både ift. geotermi scenarierne og scenariet uden geotermi og overskudsvarme, hvor der ved 32-36% varmebesparelser findes en reduktion i energisystemomkostninger på 275-290 M EUR/år ift. ingen geotermi og overskudsvarme. Ift. kun at udnytte den overskudsvarme som kan udnyttes direkte er der en reduktion på 45-55 M EUR/år. Ift. at det vil kræve varmepumper for at udnytte 75% af overskudsvarmen fra datacentre er der en reduktion på 40-45 M EUR/år. Igen er biomasseforbruget lavest ved 40% varmebesparelser, hvor der næsten igen forskel er mellem s2 og s3. Ved 32-36% varmebesparelser giver brug af 75% af al overskudsvarme med datacentre som indirekte overskudsvarme en reduktion i biomasseforbruget på 6 TWh/år ift. ingen geotermi og overskudsvarme, svarende til en reduktion på 11-12%. Ift. kun at udnytte den overskudsvarme som kan udnyttes direkte er der en reduktion på 1-1,5 TWh/år, og ift. at det vil kræve varmepumper for at udnytte 75% af overskudsvarmen fra datacentre er der en reduktion på 0,2-0,3 TWh/år.

Ud fra analyserne i dette afsnit kan det konkluderes at udnyttelse af overskudsvarme, som kræver varmepumpe, reducerer energisystemomkostningerne og biomasseforbruget i energisystemet ift. kun at udnytte de kilder som kan udnyttes direkte. Ligeledes kan det ses at hvis 75% af overskudsvarmepotentialet fra datacentre kan udnyttes direkte så reduceres omkostningerne for energisystemet, hvor der blev fundet en reduktion på 40-45 M EUR/år, hvorimod biomasseforbruget kun reduceres med 0,2-0,3 TWh/år.

Udnyttelsesgrad på 100% - datacentre med varmepumpe

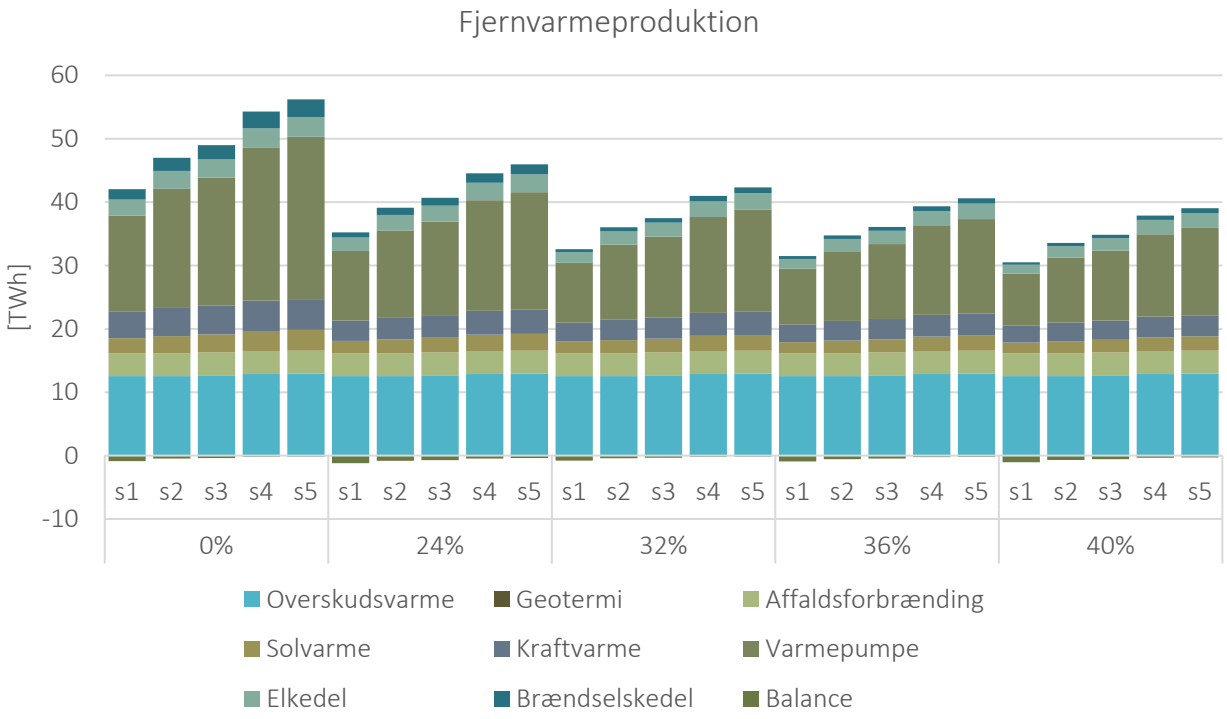
Tabel 38 viser havvindkapaciteten og spidslastkraftværkskapaciteten i hvert 4GDH scenarie med 100% udnyttelsesgrad af overskudsvarmen fra industrier og datacentre. I dette antages overskudsvarmen fra datacentre at kræve en varmepumpe til temperaturboosting.

Tabel 38: Havvindkapacitet og kapacitet på spidslast kraftværk i hvert af de simulerede scenarier. Med 100% af overskudsvarmepotentialet. Datacentre med varmepumpe.

		Havvindkapacitet [MW]	Spidslast kraftværk [MW]
0%	s1	15.506	4.143
	s2	15.511	3.473
	s3	15.505	3.207
	s4	15.464	2.539
	s5	15.455	2.306
24%	s1	14.966	2.800
	s2	14.983	2.338
	s3	14.981	2.155
	s4	14.983	1.735
	s5	14.978	1.586
32%	s1	14.690	2.546
	s2	14.715	2.126
	s3	14.721	1.958
	s4	14.720	1.586
	s5	14.719	1.453
36%	s1	14.591	2.416
	s2	14.612	2.016
	s3	14.627	1.856
	s4	14.635	1.509
	s5	14.636	1.385
40%	s1	14.500	2.289
	s2	14.521	1.912
	s3	14.529	1.761
	s4	14.552	1.437
	s5	14.557	1.321

Tabel 38 viser mange af de samme tendenser som ved tidligere simuleringsresultater, hvor højere mængde af varmebesparelser resulterer i lavere installation af havvind og behov for spidslastkraftværkskapacitet. Igen reduceres behovet for spidslastkraftværkskapacitet med udvidelse af fjernvarmen. Ift. geotermi scenarierne og scenariet uden geotermi og overskudsvarme installeres her generelt mindre havvind, svarende til 80-155 MW mindre ift. uden geotermi og overskudsvarme. Spidslastkraftværksbehovet er reelt uændret ift. tidligere simuleringsresultater.

Figur 49 viser den simulerede fjernvarmeproduktion i hvert 4GDH scenarie.



Figur 49: Fjernvarmeproduktion ved hvert simuleret scenarie med 100% af overskudsvarmepotentialet. Datacentre med varmepumpe.

Figur 49 viser, at varmepumper generelt er den teknologi som producerer mest fjernvarme, da mængden af overskudsvarme er en mindre del af fjernvarmeproduktionen, og mængden stiger ikke betydeligt som følge af fjernvarmeudvidelser. Dog leveres mere overskudsvarme end der produceres på varmepumperne ved scenarierne med et højt niveau af varmebesparelser i s1 og s2. Ved s1 produceres noget varme, som ikke kan bruges, hvorfor Balance er i negativ, hvilket er overskudsvarme som leveres i sommermånederne. I s2 er denne mængde reduceret betydeligt, men ikke på et niveau, hvor overskudsvarmen kan levere størstedelen af den ekstra produktion ved udvidelsen i s2 ift. s1. Således er udvidelser af fjernvarmeområderne især bundet op på produktionsomkostningerne ved brug af fjernvarmebaseret varmepumper.

Tabel 39 viser de årlige energisystemomkostninger, biomasseforbrug og el import/eksport for hvert af de simulerede 4GDH scenarier med 100% udnyttelsesgrad af overskudsvarme fra industrier og datacentre. Overskudsvarme fra datacentre antages her at kræve en varmepumpe før, at det kan udnyttes til fjernvarme

Tabel 39: Årlige energisystemomkostninger, biomasseforbrug og el import/eksport afhængig af varmebesparelsesscenarie og fjernvarmeudvidelsesscenarie. Med 100% af overskudsvarmepotentialet. Datacentre med varmepumpe.

		Omkostninger [M EUR/år]	Biomasseforbrug [TWh/år]	El imp./eksp. [TWh/år]
0%	s1	21.420	51,0	4,3
	s2	21.327	50,9	4,2
	s3	21.357	50,9	4,2
	s4	21.436	51,3	4,0
	s5	21.470	51,5	4,0
24%	s1	20.682	46,5	4,4
	s2	20.584	46,3	4,4

	s3	20.612	46,2	4,4
	s4	20.664	46,3	4,3
	s5	20.693	46,4	4,2
32%	s1	20.490	45,2	4,5
	s2	20.383	45,0	4,4
	s3	20.405	44,9	4,3
	s4	20.447	45,1	4,2
	s5	20.470	45,2	4,2
36%	s1	20.485	44,6	4,6
	s2	20.375	44,4	4,5
	s3	20.395	44,3	4,4
	s4	20.430	44,3	4,3
	s5	20.450	44,4	4,2
40%	s1	20.598	44,0	4,7
	s2	20.487	43,8	4,5
	s3	20.508	43,7	4,5
	s4	20.535	43,6	4,4
	s5	20.552	43,7	4,3

I Tabel 39 ses nogle lignende tendenser som ved de tidligere viste resultater. De laveste energisystemomkostningsniveauer findes igen ved 32% og 36% varmebesparelser og ved fjernvarmeudvidelsesscenarierne s2 og s3, hvor s2 har de lavest samlede omkostninger. Her skal det dog bemærkes, at investeringsomkostningerne i fjernvarmenet i s2 er forbundet med en vis usikkerhed, som beskrevet i kapitel 1. Der ses her at udnyttelse af overskudsvarmen reducerer energisystemomkostningerne. Dette er både ift. geotermi scenarierne og scenariet uden geotermi og overskudsvarme, hvor der ved 32-36% varmebesparelser findes en reduktion i energisystemomkostninger på 260-285 M EUR/år ift. ingen geotermi og overskudsvarme. Ift. kun at udnytte den overskudsvarme, som kan udnyttes direkte er der en reduktion på 130-175 M EUR/år. Igen er biomasseforbruget lavest ved 40% varmebesparelser, hvor der næsten igen forskel er mellem s2 og s3. Ved 32-36% varmebesparelser giver brug af 75% af al overskudsvarme med datacentre som indirekte overskudsvarme en reduktion i biomasseforbruget på 3-4 TWh/år ift. ingen geotermi og overskudsvarme, svarende til en reduktion på 7-8%. Ift. kun at udnytte den overskudsvarme, som kan udnyttes direkte er der en reduktion på 4-5 TWh/år.

Ud fra analyserne i dette afsnit kan det konkluderes, at inddragelse af overskudsvarme som kræver varmepumpe for udnyttelse reducerer energisystemomkostningerne yderligere ift. kun at udnytte direkte overskudsvarme.

Udnyttelsesgrad på 100% - datacentre uden varmepumpe

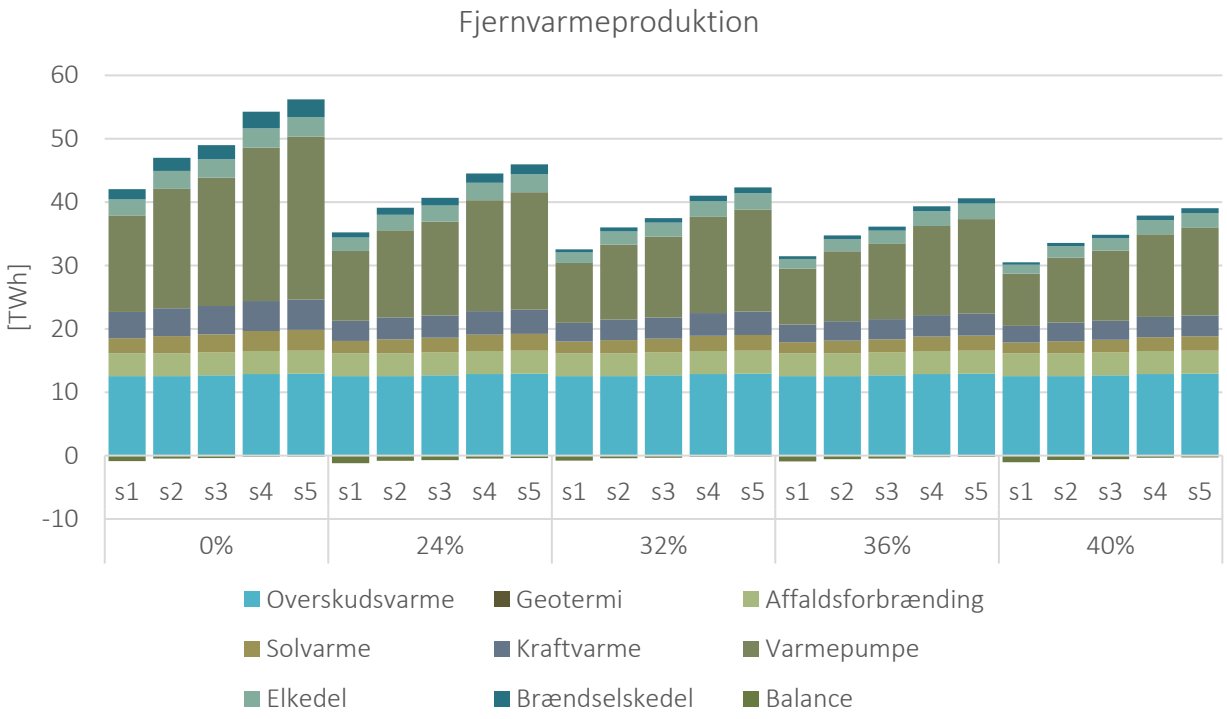
Tabel 40 viser havvindkapaciteten og spidslastkraftværkskapaciteten i hvert 4GDH scenarie med 100% udnyttelsesgrad af overskudsvarmen fra industrier og datacentre. I dette antages overskudsvarmen fra datacentre at kunne udnytte direkte uden varmepumpe.

Tabel 40: Havvindkapacitet og kapacitet på spidslast kraftværk i hvert af de simulerede scenarier. Med 100% af overskudsvarmepotentialet. Datacentre uden varmepumpe.

		Havvindkapacitet [MW]	Spidslast kraftværk [MW]
0%	s1	15.373	4.143
	s2	15.379	3.473
	s3	15.368	3.207
	s4	15.329	2.539
	s5	15.323	2.306
24%	s1	14.828	2.800
	s2	14.847	2.338
	s3	14.846	2.155
	s4	14.845	1.735
	s5	14.839	1.586
32%	s1	14.547	2.546
	s2	14.574	2.126
	s3	14.578	1.958
	s4	14.582	1.586
	s5	14.581	1.453
36%	s1	14.450	2.416
	s2	14.474	2.016
	s3	14.483	1.856
	s4	14.495	1.509
	s5	14.497	1.385
40%	s1	14.359	2.289
	s2	14.379	1.912
	s3	14.388	1.761
	s4	14.413	1.437
	s5	14.418	1.321

Tabel 40 viser mange af de samme tendenser som ved tidligere simuleringsresultater, hvor højere mængde af varmebesparelser resulterer i lavere installation af havvind og behov for spidslastkraftværkskapacitet. Igen reduceres behovet for spidslastkraftværkskapacitet med udvidelse af fjernvarmen. Ift. geotermi scenarierne og scenariet uden geotermi og overskudsvarme installeres her generelt mindre havvind, svarende til 220-295 MW mindre ift. uden geotermi og overskudsvarme. Herved betyder ændringen af overskudsvarme fra datacentre fra at kræve varmepumpe til temperaturboosting til at kunne udnyttes direkte reducerer installationen af havvind med 140-145 MW, når 100% af det antagne potentiale udnyttes. Spidslastkraftværksbehovet er reelt uændret ift. tidligere simuleringsresultater.

Figur 50 viser den simulerede fjernvarmeproduktion i hvert 4GDH scenarie.



Figur 50: Fjernvarmeproduktion ved hvert simuleret scenarie med 100% af overskudsvarmepotentialet. Datacentre uden varmepumpe.

Figur 50 viser, at varmepumper generelt er den teknologi som producerer mest fjernvarme, da mængden af overskudsvarme er en mindre del af fjernvarmeproduktionen, og mængden stiger ikke betydeligt som følge af fjernvarmeudvidelser. Dog leveres ca. samme mængde overskudsvarme som varmepumperne producerer ved scenarierne med mange varmebesparelser i s1. Således er udvidelser af fjernvarmeområderne især bundet op på produktionsomkostningerne ved brug af fjernvarmebaseret varmepumper.

Tabel 41 viser de årlige energisystemomkostninger, biomasseforbrug og el import/eksport for hvert af de simulerede 4GDH scenarier med 100% udnyttelsesgrad af overskudsvarme fra industrier og datacentre. Overskudsvarme fra datacentre antages her at kunne udnyttes uden varmepumpe.

Tabel 41: Årlige energisystemomkostninger, biomasseforbrug og el import/eksport afhængig af varmebesparelsesscenarie og fjernvarmeudvidelsesscenarie. Med 100% af overskudsvarmepotentialet. Datacentre uden varmepumpe.

		Omkostninger [M EUR/år]	Biomasseforbrug [TWh/år]	El imp./eksp. [TWh/år]
0%	s1	21.360	50,5	4,2
	s2	21.267	50,5	4,1
	s3	21.299	50,5	4,1
	s4	21.376	50,9	4,0
	s5	21.411	51,1	3,9
24%	s1	20.624	46,1	4,3
	s2	20.525	45,9	4,3
	s3	20.553	45,9	4,3
	s4	20.607	46,0	4,2

	s5	20.635	46,1	4,2
32%	s1	20.432	44,9	4,4
	s2	20.325	44,7	4,3
	s3	20.348	44,6	4,3
	s4	20.390	44,7	4,1
	s5	20.413	44,9	4,1
36%	s1	20.428	44,3	4,5
	s2	20.318	44,1	4,4
	s3	20.339	44,0	4,3
	s4	20.373	44,0	4,2
	s5	20.394	44,1	4,2
40%	s1	20.541	43,7	4,6
	s2	20.431	43,5	4,4
	s3	20.452	43,4	4,4
	s4	20.478	43,3	4,3
	s5	20.495	43,4	4,3

I Tabel 41 ses nogle lignende tendenser som ved de tidligere viste resultater. De laveste energisystemomkostningsniveauer findes igen ved 32% og 36% varmebesparelser og ved fjernvarmeudvidelsesscenarierne s2 og s3, hvor s2 har de lavest samlede omkostninger. Her skal det dog bemærkes, at investeringsomkostningerne i fjernvarmenet i s2 er forbundet med en vis usikkerhed, som beskrevet i kapitel 1. Der ses her at udnyttelse af overskudsvarmen reducerer energisystemomkostningerne. Dette er både ift. geotermi scenarierne og scenariet uden geotermi og overskudsvarme, hvor der ved 32-36% varmebesparelser findes en reduktion i energisystemomkostninger på 315-340 M EUR/år ift. ingen geotermi og overskudsvarme. Ift. kun at udnytte den overskudsvarme, som kan udnyttes direkte, er der en reduktion på 35-65 M EUR/år. Ift. at det vil kræve varmepumper for at udnytte 100% af overskudsvarmen fra datacentre, er der en reduktion på 55-60 M EUR/år. Igen er biomasseforbruget lavest ved 40% varmebesparelser, hvor der næsten igen forskel er mellem s2 og s3. Ved 32-36% varmebesparelser giver brug af 100% af al overskudsvarme med datacentre som indirekte overskudsvarme en reduktion i biomasseforbruget på 7-8 TWh/år ift. ingen geotermi og overskudsvarme, svarende til en reduktion på 13-15%. Ift. kun at udnytte den overskudsvarme, som kan udnyttes direkte er der en reduktion på 1-1,8 TWh/år, og ift. at det vil kræve varmepumper for at udnytte 75% af overskudsvarmen fra datacentre er der en reduktion på 0,3 TWh/år.

Ud fra analyserne i dette afsnit kan det konkluderes at udnyttelse af overskudsvarme som kræver varmepumpe reducerer energisystemomkostningerne og biomasseforbruget i energisystemet ift. kun at udnytte de kilder, som kan udnyttes direkte. Ligeledes kan det ses, at hvis 100% af overskudsvarmepotentialet fra datacentre kan udnyttes direkte, så reduceres omkostningerne for energisystemet, hvor der blev fundet en reduktion på 55-60 M EUR/år, hvorimod biomasseforbruget kun reduceres med 0,3 TWh/år.