

VARMEPLAN

Hovedstaden



Varmeplan Hovedstaden

Analyse af den fremtidige fjernvarme-
forsyning i hovedstadsområdet

Resumé

September 2009



Indholdsfortegnelse

1	<i>Forord</i>	4
2	<i>Baggrund</i>	5
3	<i>Varmeplanens hovedindhold</i>	6
3.1	Rammer og forudsætninger for analyserne	6
3.2	Karakteristika for scenarierne	6
3.3	Metoden	7
4	<i>Resultaterne af scenarieanalyserne</i>	9
4.1	Grundscenariet	9
4.2	Sammenligning mellem de forskellige scenarier	12
4.3	Det langsigtede perspektiv	17
5	<i>Hovedkonklusioner</i>	19
5.1	Brændselsomlægning på eksisterende kraftvarmeværker	19
5.2	Affald	21
5.3	Anden vedvarende energi	21
5.4	Besparelser og udvidelse af fjernvarmeområdet	22
5.5	Flaskehalse i varmenettet	23
6	<i>Aktørernes handlemuligheder og incitament</i>	24
7	<i>De næste skridt</i>	26

1 Forord

Varmeselskaberne CTR, KE og VEKS har i 2008 og 2009 gennemført projektet *Varmeplan Hovedstaden* om den fremtidige varmforsyning i hovedstadsområdet¹. Formålet med projektet har været at give selskaberne et grundlag for at vurdere, hvordan man kan medvirke til at sikre en fornuftig udvikling i varmeprisen og energieffektiviteten i fremtiden, samtidig med at forsyningssikkerheden opretholdes, store mængder vedvarende energi (VE) indpasses i systemet, og CO₂-emissionerne reduceres til gavn for varmemeforbrugerne og samfundet. Denne rapport beskriver hovedresultaterne fra projektet².

¹ I bilag 1 er givet et overblik over projektets organisering og rapporter.

² Se i øvrigt projektets hjemmeside www.varmeplanhovedstaden.dk.

2 Baggrund

Ændrede rammer

Rammerne for energiforsyningen i hovedstadsområdet er ændret gennem de senere år. Producenterne af varme er i dag i højere grad end tidligere drevet af kommercielle og markedsmæssige interesser, og der er etableret et ”omkostningsbaseret varmemarked”. Varmeselskaberne bestiller dagligt varmen ud fra meldinger fra de to store kraftvarmeproducenter, DONG Energy og Vattenfall, om rådighed og økonomi for varmeleveringen fra de enkelte værker samt ud fra begrænsninger i varmenettet og i varmelagre.

Behov for investeringsbeslutninger

Varmesiden står fremover overfor væsentlige miljømæssige og økonomiske udfordringer. I de kommende år skal de forskellige aktører træffe beslutning om store investeringer i kraftvarmeverker og affaldsforbrændingsanlæg, forsyning af de konverterede dampområder i København, konvertering af individuelle naturgaskunder til fjernvarme, ændringer i netstrukturen og indarbejdelse af varmebesparelser i forbrugsprognoserne. Også VE-teknologier som geotermi, varmepumper og solvarme er på dagsordenen hos mange aktører, og samspillet mellem disse teknologier og fjernvarmen er i dag ikke tilstrækkeligt belyst og drøftet aktørerne imellem.

Disse investeringsbeslutninger er i høj grad påvirket af de fremtidige rammebetingelser for el- og varmesektoren. Rammebetingelser er både politiske, bestemt af EU og Folketinget, samt tekniske og økonomiske, bestemt af den teknologiske udvikling og udviklingen i eksempelvis brændselspriserne.

Varmeplan Hovedstaden som overblik

Der har derfor været behov for at skabe et overblik, som kan bruges af de forskellige aktører, når der skal træffes beslutninger om den fremtidige varmforsyning i hovedstadsområdet. Denne rapport kan forhåbentlig ved analyse af forskellige scenarier frem til 2025 bidrage til det nødvendige overblik og beslutningsgrundlag. Varmeplan Hovedstaden er således et sammenhængende analysearbejde og ikke en egentlig varmeplan i henhold til varmforsyningsloven. Analyserne er gennemført i en tæt dialog med de involverede parter, og der er gennemført to faglige workshops i løbet af projektperioden for en bredere kreds af interessenter.

Resultaterne af analyserne giver anledning til en række konklusioner, hvoraf de væsentligste er fremhævet nedenfor. Samtidig giver materialet i form af de detaljerede scenarieanalyser grundlag for at arbejde videre med mere detaljerede spørgsmål som led i det fortsatte arbejde med at udvikle varmforsyningen i hovedstadsområdet.

3 Varmeplanens hovedindhold

Varmeplan Hovedstaden er resultatet af en række undersøgelser og analyser.

3.1 Rammer og forudsætninger for analyserne

Projektets analyser tager udgangspunkt i en beskrivelse af de eksisterende og kommende rammer for varmforsyningen i hovedstadsområdet, både de rammer, som kommer fra EU og de rammer, som bestemmes af Folketinget.

Endvidere er de teknologiske muligheder for varmforsyning i fremtiden gennemgået, herunder en vurdering af udviklingen i økonomien i de forskellige teknologier. Disse teknologier er nye kraftvarmeværker, ombygning af de eksisterende centrale kraftvarmeværker, affaldsforbrændingsanlæg, geotermianlæg, solvarmeanlæg og sæsonvarmelagring, samt varmepumper og anvendelsen af overskudsvarme. Også udviklingen af varmebehovet i de eksisterende fjernvarmeområder og mulighederne for at udvide fjernvarmforsyningen ved konvertering af individuelt naturgasforsynede områder er vurderet.

VE-målsætning

Endelig er der til analyseformål opstillet en målsætning om at anvendelsen af VE i fjernvarmforsyningen i 2025 skal være fordoblet i forhold til i dag. Konkret giver det en målsætning om mindst 70 pct. VE-andel af brændselsanvendelsen til fjernvarmforsyningen i hovedstadsområdet i 2025 i alle scenarier. Der er dog også opstillet et scenarie, hvor brændselsanvendelsen til varme-produktion udelukkende baseres på VE og affald.

Scenarieanalyser

Ud fra disse rammer og forudsætninger er udviklingsmulighederne for hovedstadsområdets fjernvarmesystem belyst gennem en række scenarier frem mod 2025. Desuden er perspektiverne for udviklingen frem mod 2050 belyst.

Der er i projektet opstillet fire scenarier for udvikling af fjernvarmesystemet i hovedstadsområdet frem til 2025. Alle scenarier er gennemregnet for årene 2010, 2015, 2020 og 2025.

3.2 Karakteristika for scenarierne

Grundscenariet

Grundscenariet beskriver i princippet en udvikling styret ud fra de økonomiske rammer med fremskrivning af de eksisterende regler for tilskud og afgifter. Der foretages ingen særlig ny indsats for besparelser eller konvertering til fjernvarme, idet der er indregnet en årlig besparelse i varmeforbruget på 0,5 pct. Omlægningen til VE sker i det omfang, det er rentabelt. De eksisterende kraftvarmeværker bortset fra H.C. Ørsted Værkets blok 7, forudsættes alle at være i drift helt frem til 2025. Affaldsmængderne forudsættes øget med 1,3

pct. årligt i hele perioden frem til 2025, og det forudsættes, at de planlagte nye affaldsforbrændingsanlæg etableres for at kunne håndtere de stigende mængder. Resultatet af modelberegningerne viser, at der ikke herudover er behov for nye kraftvarmeværker.

Besparelse og decentral teknologi

Scenariet *Besparelse og decentral teknologi* viser konsekvensen af en ambitiøs indsats for varmebesparelser. Med betydelige varmebesparelser reduceres samtidig behovet for grundlastanlæg. Alle kraftvarmeanheder på Svanemølleværket og H.C. Ørsted Værket er i 2025 taget ud af drift i dette scenarie, men spidslastenhederne bevares. Sluttelig forudsættes en indsats for at udnytte potentialet for overskudsvarme samt etablering af andre varmekilder som varmepumper og solvarme med varmeleverance til fjernvarmesystemet.

Øget varmemarked

Scenariet *Øget varmemarked* viser især konsekvensen af en indsats for at konvertere individuelt naturgasopvarmede ejendomme til fjernvarme. En del af det øgede varmebehov dækkes gennem en udnyttelse af geotermiressourcen under hovedstadsområdet.

Tanken bag disse 3 scenarier er bl.a. at vise, hvilket spænd i efterspørgslen efter varme, der skal inddrages i planlægningen de kommende år, og hvilke beslutninger, det er nødvendigt at tage for fortsat at levere omkostningseffektiv og sikker fjernvarme med en høj andel af VE. Endvidere efterprøves værdien af andre VE-teknologier end biomasse i fjernvarmesystemet.

VE, besparelser og konvertering

Endelig er der opstillet et fjerde scenarie frem til 2025, *VE, besparelser og konvertering*. Ideen er at kombinere virkemidlerne "besparelser" og "konvertering til fjernvarme" i et scenarie, og samtidig anvende mere geotermi for at være mindre afhængig af biomasse. Dette scenarie skal desuden illustrere, hvordan fjernvarmeforsyningen i hovedstadsområdet kan udvikle sig til alene at være forsynet med VE og affald.

Følsomhedsanalyser

Ud over gennemregningen af de fire scenarier er der gennemført en række følsomhedsanalyser med udgangspunkt i *Grundscenariet* i år 2025. Følsomhedsanalyserne omfatter bl.a. ændringer i brændselspriser (forholdet mellem kulpris og biomassepris) og ændringer i CO₂ kvoteprisen.

3.3 Metoden

Forudsætninger

Ved opstillingen af scenarierne fastlægges, hvilken fjernvarmeefterspørgsel der skal dækkes, og hvordan dette behov udvikler sig over perioden. Endvidere fastlægges, hvilke produktionsenheder der kan levere varmen, hvor disse er placeret samt eventuelle begrænsninger på disse anlæg. Begrænsningerne

kan fx være et pålæg om et vist forbrug af biomasse i henhold til biomasseaftalen eller krav om afbrænding af en bestemt mængde husholdnings- og erhvervsaffald. Alle eksisterende kraftvarmeværker bortset fra H.C. Ørsted Værkets blok 7 er i drift helt frem til 2025. Endelig tages der stilling til, om der i løbet af perioden foretages ændringer i det eksisterende fjernvarmenet, som kan fjerne eller reducere flaskehalse i systemet. Det ældre fjernvarmedampnet i København konverteres til vandbaseret fjernvarme frem mod 2025.

Økonomisk optimering

Når scenarierne er beskrevet mht. efterspørgsel og produktionsanlæg, beregner modellen den økonomisk optimale drift af det samlede energisystem i de enkelte scenarier. Den optimale drift er afhængig af de givne rammer for brændselspriser, elpriser, afgifter og tilskud. Der tages ikke hensyn til gældende afregningsforhold for det enkelte anlæg mellem varmeproducenter og varmemodtagere, idet der foretages en samlet økonomisk optimering af el- og varmeproduktionen i overensstemmelse med grundprincippet i aftalen om lastfordeling mellem varmeselskaberne og varmeproducenterne. Optimeringen omfatter prisdannelsen i hele det nordiske og tyske elmarked. Hensigten er at inddrage de prissignaler fra elmarkedet, som forventes at styre det fremtidige driftsmønster på de kraftvarmeanlæg, som leverer varme til hovedstadsområdet. Der er i den forbindelse indlagt en række forudsætninger for udviklingen af det nordeuropæiske elmarked frem mod 2025. Bl.a. er det forudsat, at der udbygges med vindkraft i Norden og Nordtyskland, og at der etableres ny atomkraft i Finland.

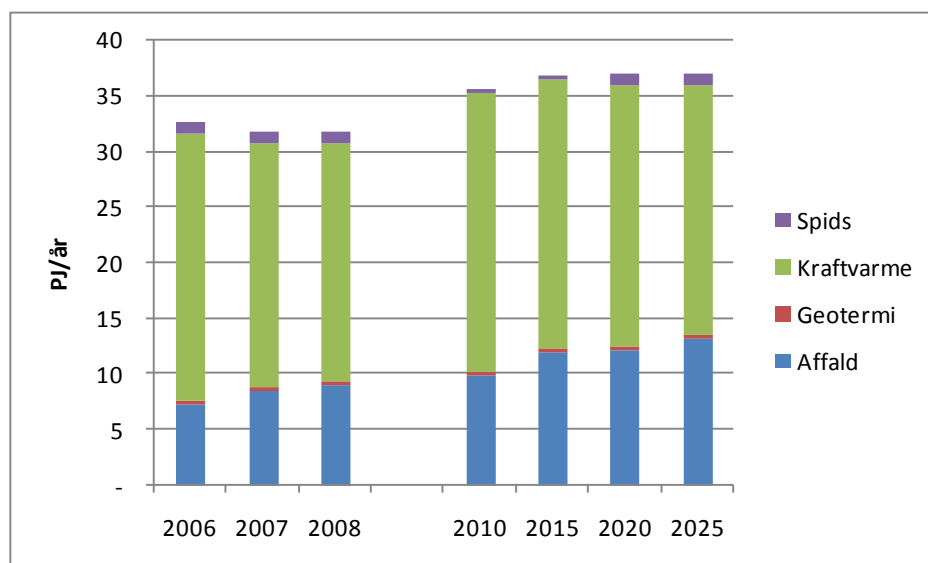
4 Resultaterne af scenarieanalyserne

Resultatet af analyserne er både energimæssige, miljømæssige og økonomiske nøgletal for de opstillede scenarier. I det følgende præsenteres hovedresultaterne, som er nærmere beskrevet senere i rapporten.

4.1 Grundscenariet

Varmeproduktionen

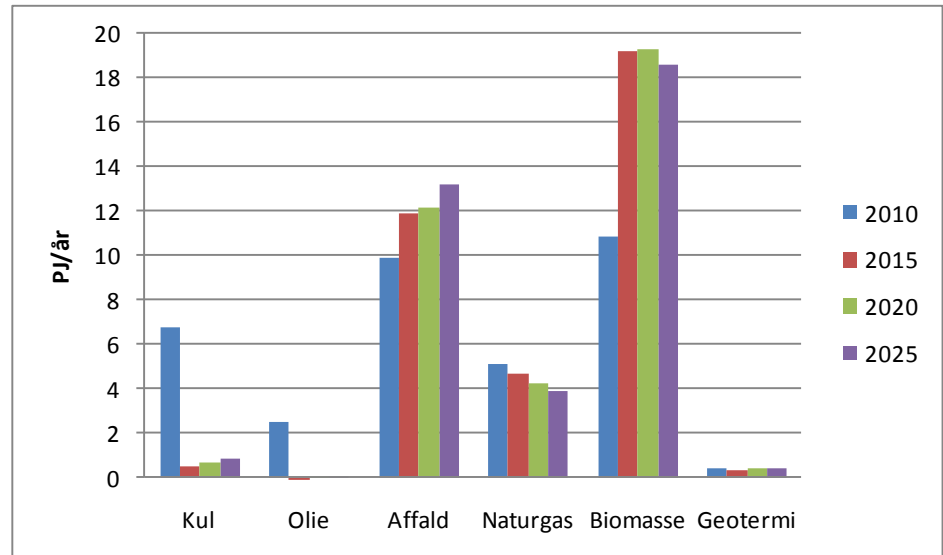
Figur 1 viser fjernvarmeproduktionen i *Grundscenariet* i 2010-2025 sammenlignet med den historiske produktion i 2006 - 2008. Forbruget i 2010 er prognosticeret på basis af varmeselskabernes udmelding. Varmeproduktionen i 2010 er en del højere end produktionen i 2006-2008. Det skyldes blandt andet, at der er indregnet en stigning i fjernvarmeproduktionen hos Vestforbrænding på grund af en forventet konvertering af naturgaskunder til fjernvarme. Endvidere var årene 2006-2008 karakteriseret ved højere temperaturer end i normalåret. Varmeproduktionen på affaldsanlæggene stiger fra knap 10 PJ i 2010 til over 13 PJ i 2025. Det skyldes forventning om stigende affaldsmængder frem mod 2025 samt en bedre udnyttelse af restvarmen gennem røggaskondensering på de ny affaldsanlæg.



Figur 1: Fjernvarmeproduktion i Grundscenariet i 2006, 2007 og 2008 (statistik) samt 2010 – 2025 (modelberegninger).

I Figur 2 ses fjernvarmeproduktionen opdelt på de forskellige brændsler, som optimeringsmodellen vælger at anvende i perioden 2010 – 2025. Det forudsættes, at alle blokke på såvel Amagerværket som Avedøreværket inden 2015 ombygges til at kunne anvende op til 100 pct. biomasse. Denne forudsætning er baseret på en vurdering af, at dette er teknisk muligt og økonomisk attraktivt. Selvom træpiller er dyrere end kul, vælger modellen efter ombygningen

at foretage et betydeligt skift fra fossile brændsler til biomasse på kraftvarmeværkerne. Dette sker, da biomasse ikke udleder CO₂, er fritaget for energi- og CO₂-afgifter og modtager elproduktionstilskud.



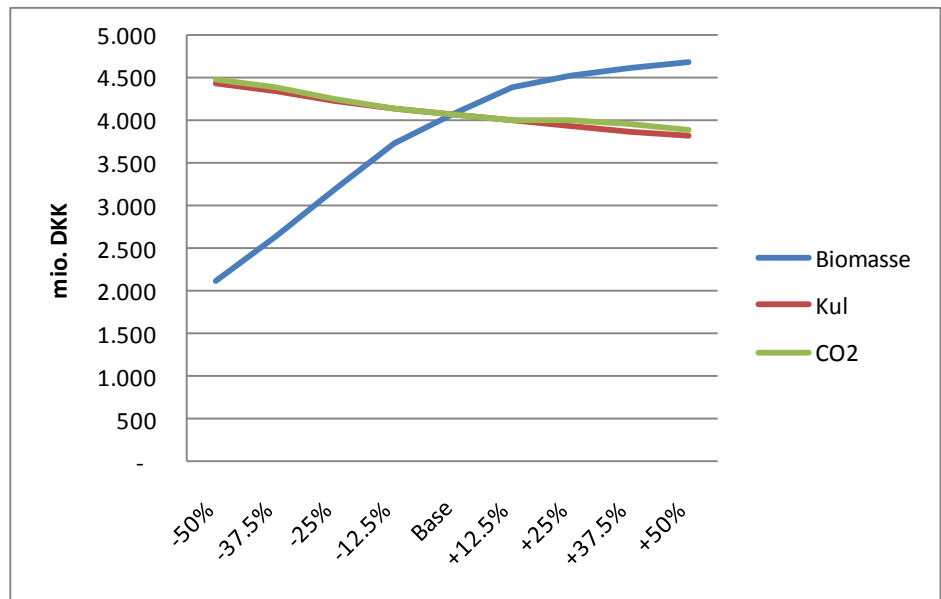
Figur 2: Fjernvarmeproduktion fordelt på brændsler i Grundscenariet

Biomasseforbruget på kraftvarmeværkerne i hovedstadsområdet vil samlet udgøre omtrent 35 PJ om året i 2015-2025, hvilket svarer til ca. 2 mio. tons per år. Dette er ganske store mængder biomasse, hvor langt størstedelen er træpiller. Fx kan sammenlignes med Biomasseaftalen fra 1993, som indeholdt en forpligtelse for de danske kraftværker om afbrænding af 1,4 mio. tons biomasse i den samlede danske elsektor.

Følsomheder på prisudviklingen

Der er foretaget en række følsomhedsberegninger i *Grundscenariet* med variationer i prisen på biomasse, kul og på CO₂. Følsomhederne er foretaget ved, at der med udgangspunkt i basis-beregningen for *Grundscenariet* foretages en prisændring, som tænkes at gælde i det samlede el- og kraftvarmesystem (ikke kun i hovedstadsområdet), hvorefter modellen genberegner elpriser, lastfordeling m.m. Ændringer i kul- og CO₂ priser slår direkte igennem på elprisen i Danmark, medens ændringer i biomasseprisen kun påvirker elprisen i begrænset omfang, da kraftværker i det øvrige elmarked ikke er omstillet til biomasse i samme omfang.

Figur 3 viser de samlede nettoomkostninger for kraftvarmesystemet beregnet i 2025 (dvs. omkostninger til brændsler, D&V, afgifter, investeringer m.m. fratrukket værdien af elsalget) som funktion af prisændringerne på biomasse, kul og CO₂.



Figur 3: Sammenhængen imellem de totale omkostninger (fratrasket elsalg) og variationer i de tre følsomhedsparametre. Uden krav om fordobling af VE anvendelsen til 70 pct. i 2025. X-aksen angiver ændringerne i CO₂- og brændselspriserne i procent af basis-forudsætningerne

De samlede nettoomkostninger er mest følsomme over for udviklingen i prisen på biomasse. Hvis biomassepriserne stiger til et niveau på mere end ca. 25 pct. i forhold til basisantagelserne, stiger de totale omkostninger ikke tilsvarende. Dette skyldes, at modellen i et vist omfang vælger at skifte fra biomasse tilbage til kul, hvorved effekten af fortsat prisstigning dæmpes. VE-andelen i fjernvarmeproduktionen falder dermed til ca. 42 pct. Fordelen ved at anvende biomasse er også afhængig af fritagelsen for energiafgifter. Såfremt biomasse i fremtiden pålægges afgifter på fx 25 pct. af afgiften på fossile brændsler, vil det have nogenlunde samme effekt på den samlede økonomi som hvis biomasseprisen stiger 12,5 pct.

Derimod vil stigning i kulpriser og eller CO₂-kvotepriser give et samlet fald i nettoomkostningerne, fordi hovedstadsområdet kraftvarmeverker kan øge indtjeningen i elmarkedet. Dette skyldes, at de er mere effektive end de marginale kraftværker i elmarkedet, som er de prissættende, men også at hovedbrændslet nu er biomasse. CO₂-kvoteprisen indgår på samme måde som kulprisen som en omkostning for de marginale kraftværker og medvirker derfor til at øge priserne i elmarkedet.

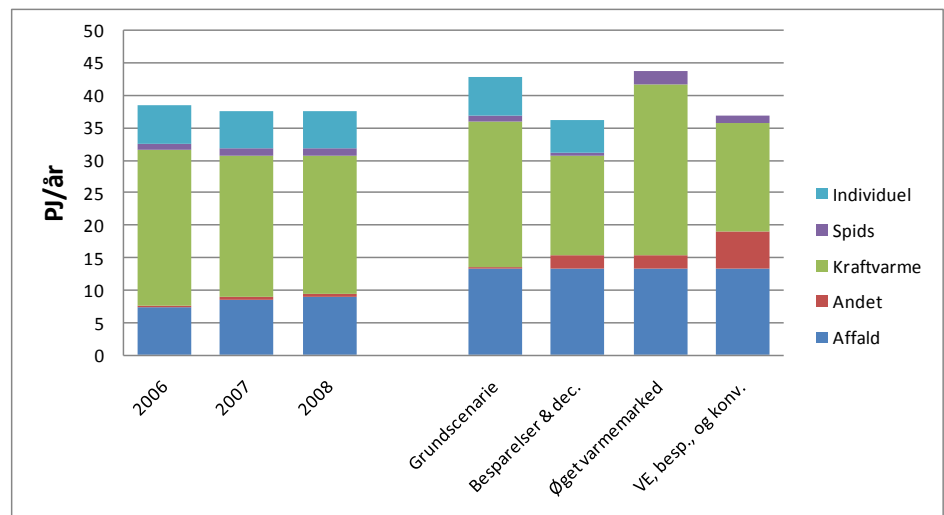
Generelt kan det siges, at værkernes ombygning til at kunne supplere kulfyrringen med op til 100 pct. biobrændsel øger brændselsfleksibiliteten og der-

med den økonomiske robusthed i fjernvarmeforsyningen, forudsat at der ikke er krav om opretholdelse af en VE-andel på 70 pct.

4.2 Sammenligning mellem de forskellige scenarier

Varmeproduktionen i 2025

Figur 4 nedenfor viser varmeproduktionen i de fire scenarier i 2025 sammenlignet med varmeproduktionen historisk. Kraftvarmeproduktionen og affaldsvarme dominerer i alle scenarier. Ændringer i varmeforbrugsgrundlaget i de forskellige scenarier giver primært anledning til en ændret produktion på kraftvarmeværkerne, da affaldsanlæggenes produktion stort set er konstant og udelukkende afhænger af de affaldsmængder, som er til rådighed. Der ses dog ændringer i produktion fra "anden" varmeproduktion, hvilket især skyldes forskellig udbygning med geotermi i scenarierne, men også i mindre omfang varmepumper, overskudsvarme og solvarme.

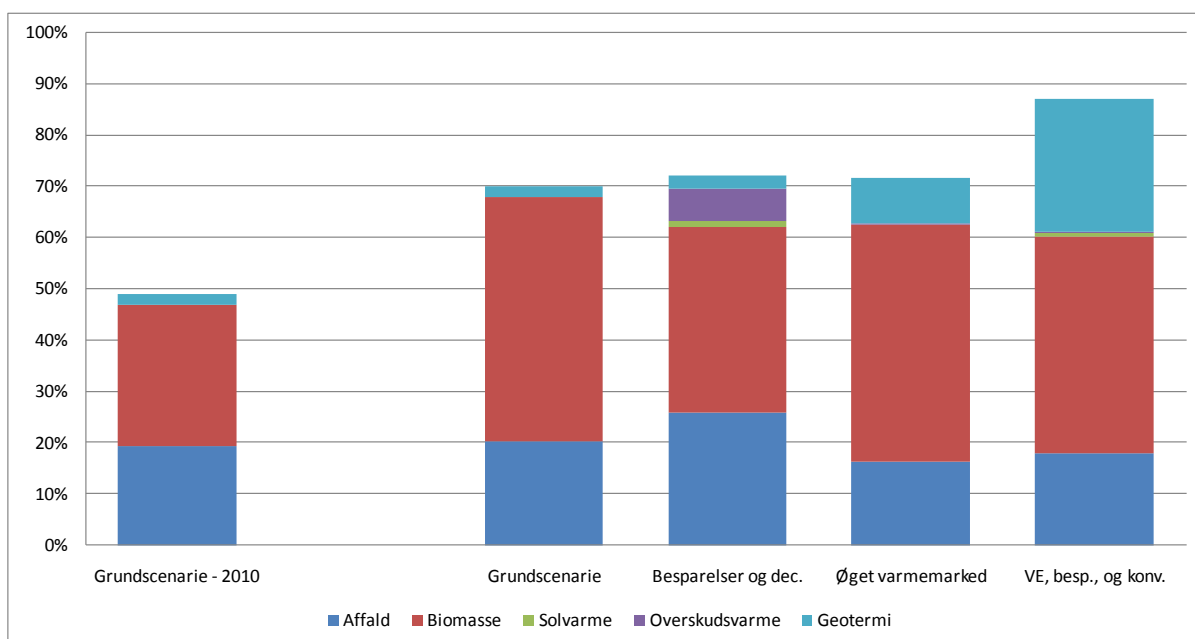


Figur 4: Varmeproduktionen i de 4 scenarier 2025 fordelt på produktionsteknologier

VE-andelen

Andelen af VE i fjernvarmeforsyningen fremgår af Figur 5. Det er ikke entydigt, hvilken del af brændslet på et kraftvarmeværk der går til henholdsvis el- og varmeproduktion. I figuren er brændselsanvendelsen opgjort efter 200 pct. metoden, hvilket er den metode som i dag anvendes af varmeselskaberne til miljødeklarationer og af Energistyrelsen i deres Energistatistik.

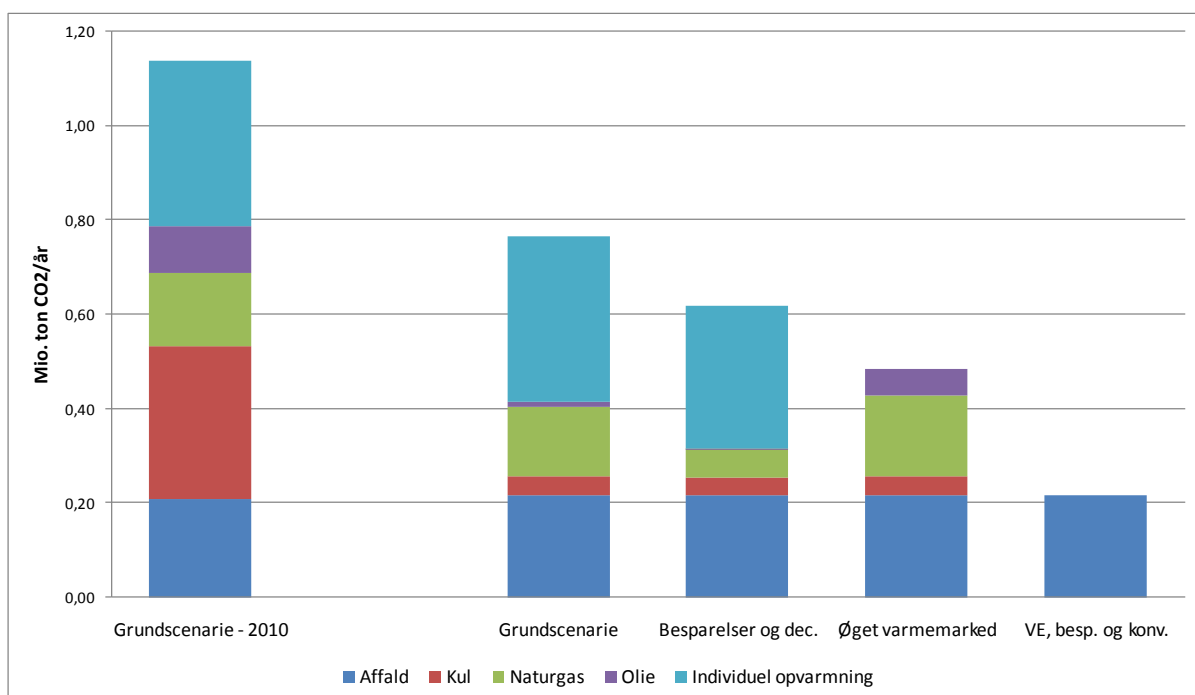
I alle scenarierne er de dominerende VE teknologier biomasse-kraftvarme og affaldsforbrænding. Dog har geotermi også en betydelig andel i VE, *besparelser og konvertering scenariet*. I dette scenarie nås en VE-andel på 87 pct., mens den resterende del udgøres af den fossile del af affaldet. Ønskes en højere VE-andel, skal der således enten ske en reduktion af affaldsmængderne til forbrænding eller en frasortering af den fossile fraktion af affaldet.



Figur 5: Andelen af VE i fjernvarmen i scenarierne for 2025 (200 pct. metoden). Grundscenarie 2010 angiver grundscenariet i år 2010

CO₂-emissionen

Figur 6 viser CO₂-emissionen i 2025 i de fire scenarier, inklusiv CO₂-emissionen i den del af den individuelle naturgasforsyning inden for interessentkommunerne som antages konverteret til fjernvarme i to af scenarierne.



Figur 6: Samlet CO₂-emission fra fjernvarme og individuel opvarmning i hovedstadsområdet 2025 (200 pct. metoden). Grundscenarie-2010 er grundscenariet i år 2010

Reduktionen i CO₂-emissionen i *Besparelesscenariet* skyldes et lavere varme-forbrug i de eksisterende fjernvarmeområder, mens reduktionen i *Øget varmemarked* scenariet skyldes, at CO₂-emissionen reduceres ved konvertering af individuelle naturgasfyr til fjernvarme. I *100 pct. VE- og affaldsscenarioet* kombineres disse to tiltag samtidig med, at fjernvarmeforsyningen også ændres fra ca. 70 pct. VE til 87 pct. VE. Dette giver en yderligere reduktion af CO₂-emissionen.

Samlet økonomi

Tabel 1 opsummerer den samlede økonomi for el- og varmesiden i scenarierne i 2025. Opgørelsen omfatter den totale økonomi for alle varmeproduktionsanlæg i hovedstadsområdet samt investeringer i varmebesparelser og konvertering af individuelle naturgaskunder til fjernvarme.

Tabel 1: Samlede økonomiske omkostninger i de fire scenarier i 2025.

Mio. kr	Grundscenarie	Besparelser & dec.	Øget varmemarked	VE, besp. og konv.
<i>Kondens omkostninger og elsalg</i>	-98	-128	-81	-158
Elsalg	-2141	-1589	-2448	-1524
Eltilskud	-377	-278	-427	-312
Brændsler	3224	2302	3696	2479
Faste og variabel D&V	911	792	963	854
Kapitalomkostninger	112	173	178	336
Afgifter	331	202	396	85
CO ₂ -kvoter	135	84	150	0
Affaldsomkostning	871	871	871	871
Varmebesparelser	0	1581	0	1581
Konverteringsomkostninger	0	0	285	285
Individuel naturgas	1115	937	0	0
Total	4084	4945	3582	4496

De enkelte elementer i den samlede økonomi

Kondens omkostninger og elsalg viser alle marginale omkostninger og indtægter, der er forbundet med kondens-elproduktion på kraftvarmeverkerne.

Eltilskud omfatter 15 øre/kWh biomassebaseret elproduktion, mens *Brændsler* omfatter alt brændselsforbrug til fjernvarme og fjernvarmebaseret elproduktion (modtryks-el). *Afgifter* er energi- og CO₂-afgifter samt afgifter til NO_x og SO₂.

Kapitalomkostninger omfatter renter og afdrag (6 %, 20 år) til nye anlæg, der etableres gennem perioden. Dette inkluderer ombygning af de centrale kraftværker til biomassefyring, investeringer i geotermi samt etablering af forskellige decentrale teknologier som varmepumper og solvarme.

Affaldsomkostning er beregningsmæssigt sat til det senest udmeldte prisloft på 66 kr./GJ for affaldsvarme i centrale områder, idet alle omkostninger og

indtægter ved at producere affaldskraftvarme ikke er detaljeret analyseret i dette projekt.

Også anslåede omkostninger til de indregnede ekstra varmebesparelser ude i husene (*Varmebesparelser*) er indregnet i de to scenarier, hvor disse besparelser indgår. Statens Byggeforskningsinstitut (SBI) har vurderet omkostninger ved varmebesparelser i forskellige scenarier. Såfremt besparelsen kan foretages som en merinvestering ved en allerede besluttet renovering, kan omkostningen reduceres fra eksempelvis 390 kr./GJ til 75 kr./GJ. Der er på baggrund af dette analysearbejde fra SBI antaget en gennemsnitlig besparelsesomkostning på godt 230 kr./GJ, idet det beregningsmæssigt er forudsat, at 50 pct. af besparelserne foretages i forbindelse med renovering.

Endelig er der i økonomien indregnet investeringer til net (*Konverteringsomkostninger*) samt øvrige omkostninger til forsyning af de individuelt forsynede varmemarkeder som konverteres til fjernvarme i to af scenarierne (*Individuel naturgas*).

Besparelsscenarioet

Sammenlignes *Besparelsscenarioet* med *Grundscenariet* ses, at indsatsen for varmebesparelser giver sig udslag i betydelige besparelser i brændselsudgifterne, både til kraftvarme og til naturgas, og den fører til besparelser på afgiftsbetaling, udgifter til CO₂-kvoter samt drift og vedligehold. De økonomiske besparelser mere end modsvares dog af en nedgang i indtægterne fra elsalget samt af de anslåede udgifter til realisering af varmebesparelserne. Det samlede resultat er en merudgift på 17 pct.

Øget varmemarked

Sammenlignet med *Grundscenariet* betyder en udvidelse af varmemarkedet i form af konvertering af naturgasforbrugere øgede indtægter fra elsalg samt økonomiske besparelser i brændselsforbruget, da kraftvarmeproduktion er mere omkostningseffektiv end individuel naturgasfyring. Besparelserne og de øgede indtægter modsvares i et vist omfang af øgede afgifter og udgifter til konvertering fra naturgas til kraftvarme, men samlet set har scenariet lavere selskabsøkonomiske omkostninger end *Grundscenariet*, fordi der er god økonomi i at konvertere erhvervs- og etageejendomme i de individuelt opvarmede naturgasområder til fjernvarmeforsyning. Som det ses i Figur 6 reduceres også den samlede CO₂-emission, og emissionen flyttes desuden fra individuelle forbrugere og til anlæg som er underlagt EU's CO₂-kvoteordning. Det samlede resultat er ca. 14 pct. reduktion i udgifterne.

VE, besparelser og konvertering

I *VE, besparelser og konverteringsscenariet* er der etableret en betydelig kapacitet på geotermianlæg for at undgå for stor afhængighed af biomasse som VE kilde, hvilket er hovedårsagen til de højere kapitalomkostninger. Varmebesparelser og etablering af geotermi giver samtidig mulighed for øget indtægt ved kondens elproduktion på kraftvarmeværkerne. Kombinationen af konvertering fra naturgas til kraftvarme og den ambitiøse besparelsesindsats bevirker en kraftig besparelse i brændselsudgifterne og en besparelse på afgifter og CO₂-kvoter. Besparelserne modsvares af færre indtægter fra elsalg, udgifterne til etablering af geotermianlæg og konvertering til fjernvarme, samt især af betydelige udgifter til varmebesparelser. Samlet set betyder scenariet en merudgift på 9 pct. i forhold til Grundscenariet.

Samfundsøkonomien

Samfundsøkonomien er beregnet med de samme grunddata som el- og varmesidens samlede økonomi vist ovenfor. De samfundsøkonomiske tabeller indeholder blot ikke afgifter og tilskud, men derimod er alle faktorpriser multipliceret med en nettoafgiftsfaktor på 1,17, og der er beregnet skatteforvridningstab. Dette svarer til principperne i Energistyrelsens vejledning på området. Resultaterne er vist i Tabel 2.

Tabel 2: Samfundsøkonomiske omkostninger i de fire scenarier i 2025.

Mio. kr)	Grundscenarie	Besparelser & dec.	Øget varmemarked	VE, besp. og konv.
Kondens omkostninger og elsalg	-103	-122	-83	-167
Elsalg	-2505	-1859	-2864	-1783
Brændsler	3772	2693	4324	2901
Faste og variabel D&V	1066	926	1127	999
Kapitalomkostninger	130	202	208	393
Skatteforvridningstab	0	8	-4	36
CO ₂ -kvoter	158	99	175	0
Affaldsomkostning	1019	1019	1019	1019
Varmebesparelser	0	1849	0	1849
Konverteringsomkostninger	0	0	333	333
Individuel naturgas	947	796	0	0
Total	4485	5611	4234	5581

De samfundsøkonomiske vurderinger viser samme tendens som de selskabsøkonomiske. Meromkostningen ved at gennemføre besparelæsscenariet er omtrent den samme, godt 1,1 mia. kr. årligt. *Øget varmemarked scenariet* giver en lidt lavere gevinst samfundsøkonomisk end selskabsøkonomisk, ca. 250 mio. kr. årligt mod ca. 500 mio. kr. årligt i de selskabsøkonomiske beregninger. Dette skyldes bl.a., at en del af den selskabsøkonomiske fordel ved skift fra individuel naturgas til fjernvarme er, at der skiftes fra et afgiftsbelagt til et afgiftsfrit brændsel. Endelig ses det, at *VE, besparelser og konverterings-*

scenariet har en samfundsøkonomisk meromkostning på 1,1 mia. kr. årligt, hvilket hovedsageligt skyldes omkostningerne til varmebesparelser.

Samlet vurdering

Samlet kan det konkluderes, at et scenarie med en udvidelse af varmemarkedet ved konvertering af en del af den eksisterende individuelle naturgasfyring har en positiv selskabsøkonomi og samfundsøkonomi. Derimod er der en merudgift ved en ambitiøs indsats for varmebesparelser, i det omfang at det ikke kan kombineres med en generel renovering af bygningsmassen. Beregningerne viser vigtigheden af at samtænke varmebesparelser med planlægning af renoveringstakten for hver enkelt bygning for at opnå god økonomi.

4.3 Det langsigtede perspektiv

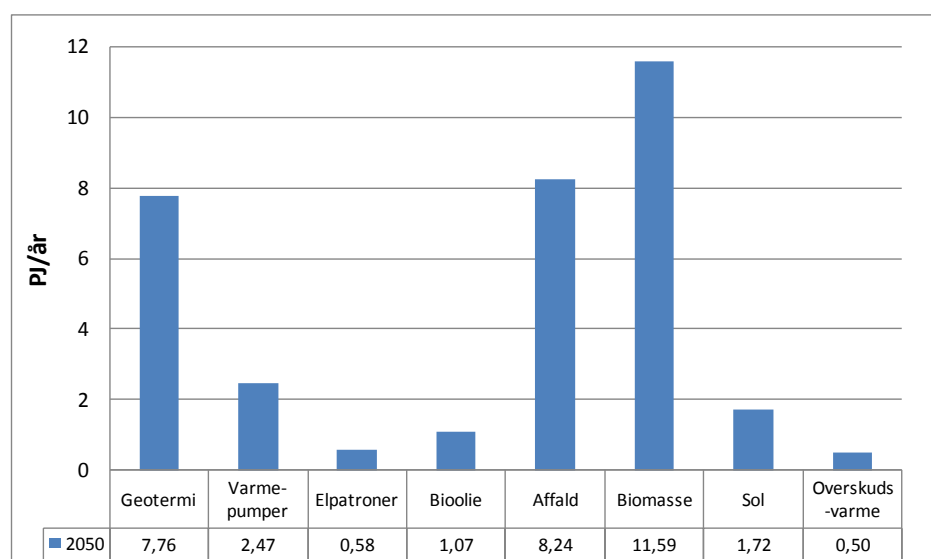
Udover scenarierne for 2025 er der udviklet et *Perspektivscenarie* for 2050. I dette scenarie tænkes ingen af de eksisterende varmeproduktionsenheder at være i drift længere, og fjernvarmeforsyningen tænkes baseret 100 pct. på VE. *Perspektivscenariet* bygger tankemæssigt videre på VE, *besparelser og konverteringsscenariet* og indeholder som dette både varmebesparelser og konvertering af individuelt forsynede områder til fjernvarme. På grund af fortsatte varmebesparelser, der i dette scenarie er 35 pct. sammenlignet med 2010, forudsættes det samlede fjernvarmeforbrug at være knap 34 PJ og dermed lavere end i VE, *besparelser og konverteringsscenariet* i 2025, selvom konverteringen til fjernvarme fortsætter. En mindre del af disse varmebesparelser vil kunne nås ved at reducere vandtemperaturen i fjernvarmesystemet, hvilket også er et element, der indgår i *Perspektivscenariet*.

Der vises ikke sammenlignende økonomianalyser mellem forskellige perspektivscenarier. Til brug for selve modelleringen er der anvendt samme brændselspriser og CO₂-priser som i 2025. Der er ikke indlagt forudsætninger om ændringer af konkurrenceforholdet mellem de forskellige varmeproducerende teknologier, ved fx at antage betydelig billiggørelse af solvarme, varmepumper eller andre teknologier frem mod 2050. Det antages dog, at forbrændingsegnet affald kan indfyres i kombination med biomasse på store kraftvarmeværker med høje elvirkningsgrader. Dette kan evt. være ved samfyring, afbrænding i separate kedler, eller ved biologisk eller termisk forgasning. I *Perspektivscenariet* antages affaldsmængderne til forbrænding målt på energibasis at være de samme som i 2025. Det er desuden antaget, at hele affaldsmængden i 2050 er vedvarende energi og således ikke indeholder en fossil fraktion. .

Som beregningsforudsætning er det antaget, at der foretages en betydelig udbygning med solvarme og med geotermisk varme frem mod 2050. Der tæn-

kes etableret 750.000 m² solvarmeanlæg, der forsynes med sæsonlager, og der etableres 525 MW geotermianlæg fordelt i området. Geotermianlæggene etableres med eldrevne varmepumper. Endvidere er det antaget, at alle væsentlige flaskehalse i fjernvarme-transmissionssystemet er fjernet i 2050.

Figur 7 viser fjernvarmeproduktionen fordelt på brændsler i 2050. Det fremgår, at 34 pct. af fjernvarmen produceres på biomasse, 23 pct. kommer fra geotermi, og 24 pct. fra affald på kraftvarmeværker, og de sidste 19 pct. leveres fra solvarme, varmepumper, overskudsvarme og spidslast. Spidslastkedler antages at kunne køre på flydende biobrændsler for at opnå 100 pct. VE.



Figur 7: Fjernvarmeproduktionen fordelt på brændsler i 2050

Perspektivscenariet bygger som nævnt på en forsættelse af de elementer som ligger til grund for VE, *besparelser og konverteringsscenariet*, men der indgår i højere grad elektricitet til fjernvarmeproduktionen gennem varmepumper, herunder i geotermianlæggene. Derfor skal det marginale elforbrug i 2050 være 100 pct. VE såfremt perspektivscenariet skal være et VE scenarie.

Alt i alt viser gennemregningen af perspektivscenariet en mulig løsning for på langt sigt at omlægge fjernvarmesystemet i hovedstadsområdet til 100 pct. VE, hvor der er et tæt integreret samspil mellem el- og fjernvarmesystemet. I forhold til scenarierne for 2025 er varmeproduktionen fra biomasse reduceret til ca. 60 pct. Hertil kommer, at den installerede varmepumpekapacitet i bl.a. geotermi yderligere vil kunne fortrænge en væsentlig del af biomassen, såfremt denne ressource bliver mere knap i nogle år. Perspektivscenariet er således baseret på VE, uden at være så afhængig af biomasse som scenarierne for 2025.

5 Hovedkonklusioner

Det er i projektet Varmeplan Hovedstaden undersøgt, hvordan fjernvarmeforsyningen i hovedstadsområdet kan udvikle sig under hensyntagen til spillet med det liberaliserede elmarked og under de rammer for kraftvarmeproduktion som sættes af EU's kvoteregulering og nationale afgiftsregler og incitamenter for at øge anvendelsen af VE.

Det har været et selvstændigt mål i projektet at undersøge de tekniske og økonomiske muligheder for at fordoble VE anvendelsen til 70 pct. i 2025, samt at se på mulighederne for yderligere at øge VE andelen.

Ombygning til biomasse
det vigtigste virkemiddel

Ved ombygning af kraftvarmeværkerne til biomasse som det mest betydelige virkemiddel, opnår alle scenarierne en VE-andel i fjernvarmen på over 70 pct. Dampkonverteringen medvirker til at sikre dette, idet der ellers fortsat ville være afhængighed af naturgas i det indre København.

Den høje VE-andel forudsætter, at staten fortsat vil belønne VE med afgiftsfordelen på varmesiden og tilskud til VE-baseret elproduktion. Ombygning af kraftvarmeværkerne forudsætter, at el- og varmesiden kan blive enige om fordeling af gevinst og risiko, når de nødvendige investeringer skal besluttes.

Kraftvarme fortsat
attraktiv

En anden konklusion er, at kraftvarme fortsat er særdeles attraktiv. I scenarierne er det antaget, at elproduktionen på kraftvarmeanlæggene afsættes på et velfungerende nordeuropæisk elmarked. Anlæggene vil i 2025 tilsammen producere ca. halvdelen af det østdanske elforbrug. Da priserne i elmarkedet stiger mere end omkostninger til brændsler og CO₂-kvoter på kraftvarmeanlæggene øges fordelene ved kraftvarme frem for separat produktion af el og varme.

Fleksibel kollektiv VE

Det sammenhængende fjernvarmesystem giver stor fleksibilitet og god mulighed for effektiv indpasning af VE i energisystemet. Herved opnås en VE forsyning, som er betydeligt billigere end individuelle løsninger.

Hurtig omstilling til
biomasse

5.1 Brændselsomlægning på eksisterende kraftvarmeværker

Biomasse på de centrale kraftvarmeværker giver mulighed for hurtigt at øge fjernvarmens VE andel betydeligt. Der er mulighed for en omstilling af værkerne i løbet af de næste 4 - 5 år. Forudsætningerne om øget biomasseanvendelse skal fortsat drøftes med kraftværkselskaberne.

Økonomisk fordelagtigt	Ejerne af kraftvarmeværkerne og varmeselskaberne har samlet set et økonomisk incitament til at foretage omstillingen til biomasse. Denne konklusion gælder med de prisfremskrivninger på kul, olie og naturgas som stammer fra det Internationale Energi Agenturs seneste publikation og bearbejdet af Energistyrelsen, samt Energistyrelsens seneste vurderinger af prisudviklingen på biobrændsler og CO ₂ -markedet.
Større sikkerhed	Ombygning af kraftvarmeværkerne kræver investeringer, men giver også større økonomisk sikkerhed, såfremt brændselspriserne udvikler sig anderledes end forudsat. Med den generelle omlægning til biobrændsler vil kul og naturgas fungere som backup brændsler, der kan sikre forsyningsikkerheden indtil der er større sikkerhed omkring biomassemarkedet.
Kondensproduktion på kul	Kul vil fortsat være konkurrencedygtigt til ren elproduktion på de store kraftvarmeværker i Hovedstaden, som har en fleksibel produktion af el og varme. Når der er høje elpriser eller mindre behov for varme, må det forventes, at nogle af anlæggene vil anvende kul til elproduktion. Ved at gennemføre varmebesparelser og ved øget anvendelse af geotermi, solvarme etc. reduceres den kraftvarmebaserede elproduktion. Såfremt elproduktionen bliver overflyttet til kulbaseret kondens, vil CO ₂ -emissionen stige samlet set.
Store mængder biomasse	I <i>Grundscenariet</i> vil den samlede anvendelse af biobrændsler i hovedstadsområdet ligge på omkring 2 mio. tons årligt i 2025, og anvendelsen af kul til fjernvarmeproduktion vil reduceres til stort set ingenting. I projektet er der fokuseret på anvendelse af træpiller, da kraftvarmeværkerne relativt nemt kan omstilles til dette brændsel. Træflis kunne også være en mulighed, men omkostningerne ved omstilling er større og teknologien er ikke lige så gennemprøvet. I Europa er træpillemarkedet i hastig udvikling både til kraftværkernes omstilling fra kul og til slutbrugeres omstilling fra olie. De største udfordringer i Hovedstadsområdet er sandsynligvis at få logistikken omkring biomassetilvejebringelse, transport og oplagring til at fungere. Biomasse i form af træpiller fylder ca. dobbelt så meget som kul, hvilket øger behovet for lagerkapacitet.
Robusthed af konklusionerne	Konklusionen er følsom over for større stigninger i prisen på biomasse, men også overfor et reduceret tilskud til biomasse-el samt en eventuel afgift på biomasse til varmeproduktion. På grund af usikkerhed om størrelsen af og prisen på den fremtidige bæredygtige biomasseresource, bør andre måder at øge VE andelen i fjernvarmen udvikles. En af de VE muligheder, der har sær-

ligt potentiale i Hovedstadsområdet, er geotermisk varme. De økonomiske forhold for geotermisk varme vurderes dog stadig at være usikre.

5.2 Affald

Mere el og varme fra affald

Med den forventede stigning i affaldsmængderne vil fjernvarme og el fra affaldsforbrændingsanlæggene i hovedstadsområdet stige de kommende år. Udover øgede brændselsmængder vil også brændselseffektiviteten stige. Anvendelse af anlæg med øget damptryk og damptemperatur vil medføre højere elvirkningsgrad, mens røggaskondensering vil øge den samlede energiudnyttelse fra affald.

Fossilt indhold

Der er konstateret mindst dobbelt så meget fossilt indhold i affald end tidligere antaget. Den fossile andel er nu ca. 40 pct. Dette gør det svært at blive helt CO₂-neutral i fjernvarmen og betyder, at der kun nås en VE-andel på 87 pct. i 2025 i scenariet *VE, besparelser og konvertering*. Det vil kræve en markant indsats i affaldsplanlægningen at reducere den fossile andel i affaldet.

5.3 Anden vedvarende energi

På længere sigt har hovedstadsområdets kraftvarmesystem gode muligheder for at anvende alternative VE kilder som geotermi, varmepumper samt i et mindre omfang solvarme.

Geotermi

I et fjernvarmesystem, hvor der ønskes en høj VE-andel, kan geotermi mindske afhængigheden af biobrændsler, men er med de nuværende rammer og priser en selskabsøkonomisk dyrere løsning. Geotermi kan muligvis blive et økonomisk attraktivt alternativ til biomassekraftvarme på længere sigt, hvilket afhænger af prisudviklingen på faste brændsler og investeringens størrelse. Der er relativt store investeringer forbundet med etablering af geotermi, men i drift har geotermianlæg lave omkostninger.

Varmepumper

Udfordringen med varmepumper er, at disse ikke reducerer emissionen af CO₂ samlet set, så længe den marginale elproduktion i elmarkedet hovedsagelig er baseret på kul. Elvarmepumper kan imidlertid på langt sigt blive en omkostningseffektiv VE løsning, såfremt elproduktionen i Nordeuropa i høj grad er baseret på VE, herunder især vindkraft.

Solvarme

Solvarme til fjernvarme på store kollektive anlæg er en relativt billig forsyningsform, men varmen produceres om sommeren, hvor affaldsvarme dækker størstedelen af varmebehovet, og solvarmen giver derfor ikke værdi om sommeren. Skal der etableres sæsonvarmelager, er solvarme en relativt dyr varmekilde, sammenlignet med biomassekraftvarme, geotermi og varme-

pumper. Undersøgelser peger på, at kollektive solvarmeanlæg til fjernvarme uden sæsonvarmelager koster ca. halvdelen af tilsvarende anlæg på etageboliger og kun 25 pct. af tilsvarende anlæg på enfamiliehuse.

Industriel overskudsvarme

Potentialet for industriel overskudsvarme i hovedstadsområdet er kortlagt og har vist sig at være meget begrænset. Det største potentiale findes ved lave temperaturer.

Samlet konklusion

Den overordnede konklusionen med hensyn til brændselsanvendelse er således, at det er både muligt og hensigtsmæssig med en hurtig og større omstilling til biomasse på kraftvarmeanlæggene, som herefter bør følges op af en mere langsigtet omstilling til andre VE former i takt med indhøstede erfaringer. Analyserne har vist, at for varmekonsumenter tilknyttet det kollektive system er det mest økonomisk at etablere varmepumper og solvarme som større, decentrale enheder.

5.4 Besparelser og udvidelse af fjernvarmeområdet

Besparelser

Analyserne viser, at der på forsynings siden vil være en gevinst ved at gennemføre besparelser i fjernvarmeområderne, men at en indsats for ambitiøse varmebesparelser har store omkostninger, såfremt det ikke kan ske i forbindelse med renovering. I projektet er det valgt at basere vurderinger af omkostninger til varmebesparelser på andre undersøgelser og anlægge en gennemsnitsbetragtning. En gennemgang af andre nyere undersøgelser viser dog, at der er økonomisk basis for en besparelsesindsats, som også motiveres ud fra hensynet til forsynings sikkerheden og robusthed over for prisstigninger på biomasse. Der er imidlertid grund til en særlig indsats for at reducere omkostningerne til varmebesparelserne.

Gevinst ved konvertering

Analyserne viser endvidere, at der er god økonomi i at udvide fjernvarmeområdet ved en konvertering af etagebyggeri og erhvervskunder i de individuelle naturgasområder i interessentkommunerne. En konvertering vil ud over den økonomiske fordel betyde en væsentligt lavere CO₂-emission samlet set. På kort sigt kan de nuværende relativt lave brændselspriser dog være en barriere for at konverteringen igangsættes.

Når det på langt skal vurderes hvordan enfamiliehuse, som ligger et stykke fra fjernvarmenettet, kan forsynes med VE, er det sandsynligt, at valget vil stå mellem fjernvarme og varmepumper, eventuelt i samspil med lokal solvarme.

5.5 Flaskehalse i varmenettet

Dyre flaskehalse

Scenarierne viser, at de flaskehalse, der er i varmetransmissionen i dag, også påvirker driften i fremtiden. Det drejer sig om forbindelsen over Damhussøen og fra Avedøre inde i VEKS-systemet samt forbindelsen mellem Vestforbrænding og CTR-systemet.

Der er flere muligheder for at forstærke overføringsforbindelserne, men de kræver alle nye store og dyre rørføringer. Det er derfor et særligt emne i videre analyser at se på økonomien i at fjerne flaskehalse i det samlede system. Værdien af fjernelse af flaskehalse vil især være påvirket af en udvidelse af varmemarkedet, specielt vest for Damhussøen og af den tilgængelige grundlastkapacitet øst for Damhussøen.

Årsvariationer

Et særligt tema er tilpasning af varmeproduktionen til varmeforbrugets variation i løbet af året. Analyserne peger på, at det kan have en betydelig værdi for det samlede system at kunne mellemlagre en del af det brændbare affald i sommerperioden, for at kunne udnytte affaldet i de perioder hvor den såkaldte marginale varmeomkostning er højest eller måske ved udnyttelse af anden form for sæsonvarmelagring.

6 Aktørernes handlemuligheder og incitamenter

Analyserne i Varmeplan Hovedstaden viser, at der er mange gode grunde til fortsat at have fjernvarmen som den altdominerende opvarmningsform i hovedstadsområdet, og at der er gode incitamenter for aktørerne til at indrette varmeproduktionen miljømæssigt og omkostningseffektivt i fremtiden.

Varmeplanen anviser ikke én vej for varmeforsyningen, men der er alligevel nogle hovedelementer, som med stor sikkerhed bør forfølges af de forskellige aktører ved tilrettelæggelsen af den fremtidige forsyning:

- *Varmeproducenterne og varmeselskaberne* har med de gældende afgiftsregler og med den forventede udvikling i brændselspriserne et selskabsøkonomisk incitament til at ombygge de store kraftvarmeverker, så der kan anvendes 100 pct. biomasse på disse anlæg. Omvendt er den selskabsøkonomiske gevinst følsom over for ændringer i brændselsprisforudsætningerne, herunder især priserne på biomasse.
- *Ejerne af affaldsanlæggene* har med de stigende mængder affald gode muligheder for at få en endnu større rolle i varmeforsyningen i hovedstadsområdet ved at etablere nye højeffektive affaldsforbrændingsanlæg med høj elproduktion og høj varmeudnyttelse
- *Kommunerne* bør aktivt tilskynde til en samordnet konvertering af individuelt naturgasforsynede områder til fjernvarme, i første omgang etageboliger og erhvervsejendomme. Der er behov for at have fokus på de brugerøkonomiske konsekvenser af en omlægning
- *Varmeselskaberne* bør sikre en udvikling af fjernvarmenettene, som understøtter den samlet set mest effektive anvendelse af de varmeproducerende anlæg i hovedstadsområdet. Det betyder bl.a. en indsats for at fjerne de dyreste flaskehalse i systemet.

Disse handleelementer vil i sig selv kunne betyde en radikal omlægning af varmeforsyningen og vil kunne betyde, at hovedstadens fjernvarme produceres med en VE-andel på over 70 pct. allerede fra 2015. Som en følge heraf falder CO₂-udledningen betydeligt sammenlignet med i dag.

Den langsigtede effekt af ovennævnte tiltag er imidlertid afhængig af, at de fossile brændsler med tilhørende CO₂-kvote betaling er dyrere end biomassebrændslerne. Og her er der flere usikkerhedsmomenter, hvoraf den største er usikkerheden om den fremtidige tilgængelighed af biomasse til en rimelig pris. Det må alt andet lige forventes, at der internationalt vil være en stigende ef-

terspørgsel efter biomasse til energiformål med deraf stigende priser til følge, med mindre efterspørgslen kan følges op af en tilsvarende øget produktion af biomasse. Også ændrede afgiftsforhold vil kunne forrykke prisforholdene til ugunst for biomasse.

Den umiddelbare effekt af øgede biomassepriser vil være et skift tilbage til kul på de store kraftvarmeværker med deraf følgende stigning i CO₂-emissionen.

Der er derfor god grund til at gøre det samlede system mere robust over for ændringer i brændselsprisrelationerne. Analyserne i Varmeplan Hovedstaden peger især på følgende tiltag blandt aktørerne:

- *Kommunerne og varmeselskaberne* bør fortsat engagere sig i varmebesparelser hos varmekunderne for at sikre en langsigtet og stabil indsats for at reducere varmebehovet
- *Varmeselskaberne og varmeproducenterne* bør engagere sig aktivt i udviklingen af nye energikilder til varmeproduktion, herunder geotermianlæg og mere decentral produktion, for at reducere afhængigheden af biomasse på længere sigt.

Ud over de lokale aktørers indsats er der behov for, at Folketinget og regeringen fastlægger og fastholder en konsekvent energipolitik, som gør det muligt at foretage langsigtede investeringer i fremtidens fjernvarmesystem. Det indebærer bl.a.

- en fastholdelse eller forbedring af den nuværende afgiftspolitik, der fremmer anvendelse af ikke-fossile brændsler
- en øget statslig indsat for varmebesparelser i forbindelse med renovering og byudvikling
- et statsligt engagement i energiforskning og demonstration af nye teknologier, som gør det muligt at eksperimentere med nye energiformer i forbindelse med fjernvarme.

7 De næste skridt

Varmeselskaberne vil på baggrund af analyserne i Varmeplan Hovedstaden

- spille en aktiv rolle i omstillingen til biomasse i fjernvarmeforsyningen i et samspil med producenterne. Dette skal ske ud fra en helhedsbetragtning under hensyntagen til biomasseanvendelsen i det øvrige Danmark
- undersøge de konkrete muligheder for et geotermi-stjerneanlæg, herunder specificere investering, placering og teknologi
- gennemføre nærmere undersøgelser af, hvordan flaskehalsene i fjernvarmenettet kan reduceres eller fjernes
- bistå kommunerne i hovedstadsområdet med analyser og konkret planlægning af en samordnet konvertering af eksisterende naturgasfyrede kunder til fjernvarme
- gennemføre undersøgelser af hvordan produktionen fra affaldsforbrændingsanlæggene bedre kan indpasses i el- og fjernvarmesystemet, herunder energieffektivitet, fleksibel drift og lagring af affald.