

VARMEPLAN

Hovedstaden



Varmeplan Hovedstaden

Analyse af den fremtidige fjernvarme-
forsyning i hovedstadsområdet

September 2009



Indholdsfortegnelse

1	<i>Resumé og konklusioner</i>	5
1.1	Baggrund.....	5
1.2	Varmeplanens hovedindhold	6
1.3	Resultaterne af scenarieanalyserne	9
1.4	Hovedkonklusioner.....	19
1.5	Aktørernes handlemuligheder og incitamenter	23
1.6	De næste skridt.....	25
2	<i>Fjernvarme i hovedstadsområdet</i>	26
2.1	Ejerforhold og organisation	27
3	<i>Rammer, udfordringer og muligheder</i>	29
3.1	Internationale udfordringer	29
3.2	Nationale danske målsætninger og initiativer	32
3.3	Lokale initiativer og målsætninger	34
4	<i>Det fremtidige varmemarked</i>	36
4.1	Mulighederne for konvertering til fjernvarme	36
4.2	Varmebesparelser	38
4.3	Konvertering af dampsystemet til vand	40
5	<i>De fremtidige teknologier</i>	41
5.1	Affaldsforbrændingsanlæg	41
5.2	De eksisterende centrale kraftvarmeværker.....	41
5.3	Geotermi.....	43
5.4	Solvarme og sæsonvarmelagring.....	43
5.5	Vardepumper og overskudsvarme	44
5.6	Vardeomkostninger	45

6	<i>Forudsætninger for scenarieanalyserne</i>	48
6.1	Scenarier og følsomhedsanalyser	48
6.2	Generelle forudsætninger for analyserne	50
6.3	Varmemarkedet og transmissionsnettet i Hovedstaden	52
6.4	Varmeproduktionsanlæg i hovedstadsområdet	55
6.5	Udvikling i det nordeuropæiske elsystem frem til 2025	57
7	<i>Grundscenariet</i>	61
7.1	Hovedresultater	61
7.2	Følsomhedsanalyser	66
8	<i>Øvrige scenarier</i>	71
8.1	El- og varmeproduktion i kraftvarmesystemet	71
8.2	VE og CO ₂ i fjernvarmesystemet	73
8.3	Brændselsforbrug og CO ₂ -emissioner i det samlede område	74
9	<i>Samlede økonomiske konsekvenser</i>	77
10	<i>Perspektivet frem mod 2050</i>	80
10.1	Forudsætninger for el- og fjernvarmesystemet i 2050	80
10.2	Resultater	82
	<i>Bilag 1: Projektets organisering og rapporter</i>	84
	<i>Bilag 2: Ejerforhold</i>	85
	<i>Bilag 3: Modelværktøjet</i>	88

1 Resumé og konklusioner

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 varmemeforbrugere og samfundet. Denne rapport beskriver hovedresultaterne fra projektet².

1.1 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 analy-

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

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

se 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 varmeforsyningsloven. 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 varmeforsyningen i hovedstadsområdet.

1.2 Varmeplanens hovedindhold

Varmeplan Hovedstaden er resultatet af en række undersøgelser og analyser.

Rammer og forudsætninger for analyserne

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

Endvidere er de teknologiske muligheder for varmeforsyning 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 fjernvarmeforsyningen ved konvertering af individuelt naturgasforsynede områder er vurderet.

VE-målsætning

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

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 varmekonsumet 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.

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 varmeforbrugere, 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.

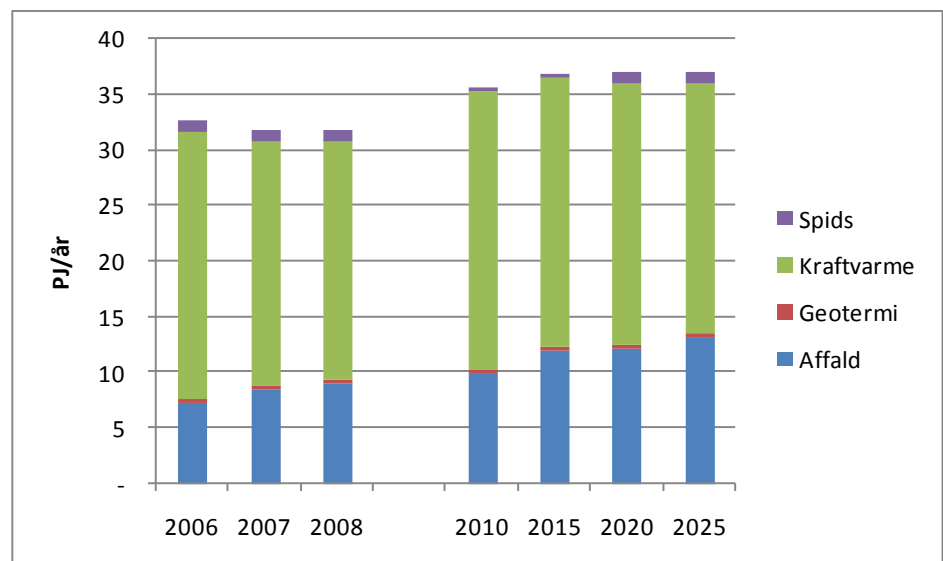
1.3 Resultaterne af scenarieanalyserne

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.

Grundscenariet

Varmeproduktionen

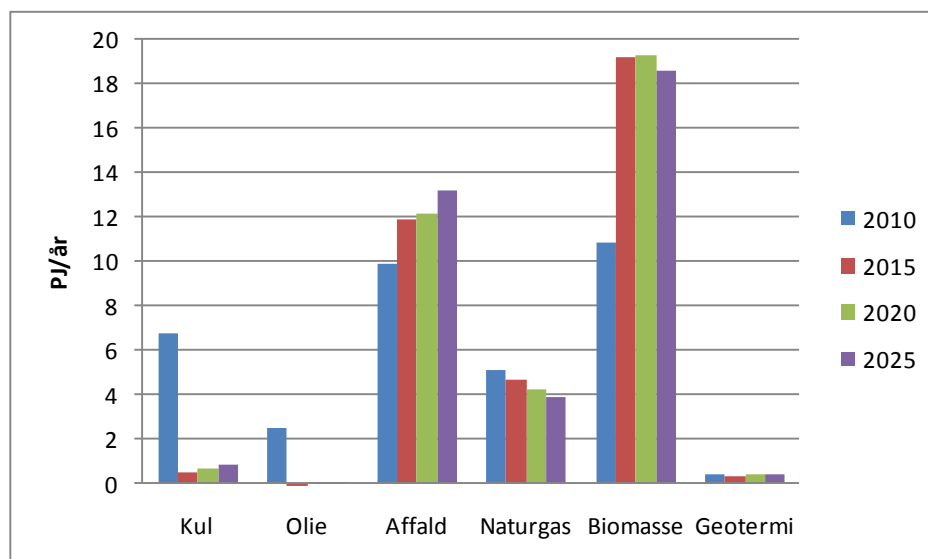
Figur 1 viser fjernvarmeproduktionen i *Grundscenariet* i 2010-2025 sammenlignet med den historiske produktion i 2006 - 2008. Forbruget i 2010 er prognosticeret på basis af varmeselskabernes udmelding. Varmeproduktionen i 2010 er en del højere end produktionen i 2006-2008. Det skyldes blandt andet, at 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 kraftvarme-

værkerne. Dette sker, da biomasse ikke udleder CO₂, er fritaget for energi- og CO₂-afgifter og modtager elproduktionstilskud.



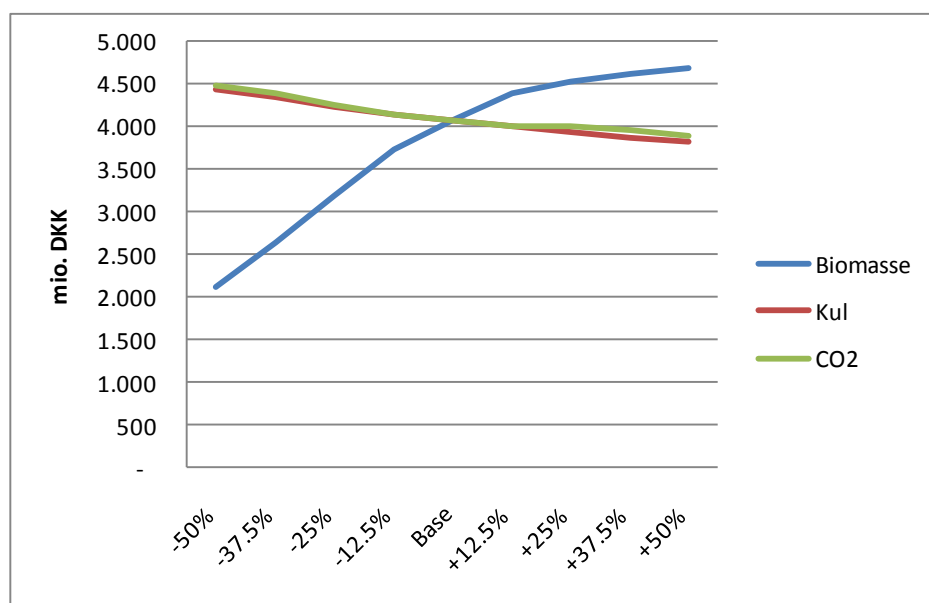
Figur 2: Fjernvarmeproduktion fordelt på brændsler i Grundscenariet

Biomasseforbruget på kraftvarmewærkerne 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 (fratrullet 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 hovedstadsområdets kraftvarmeværker 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.

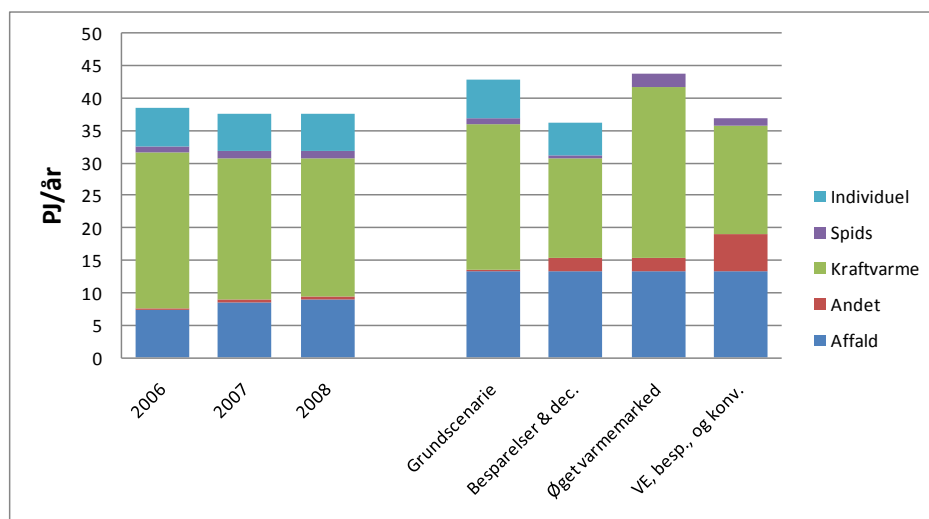
Generelt kan det siges, at værkernes ombygning til at kunne supplere kulfyrringen med op til 100 pct. biobrændsel øger brændselsfleksibiliteten og der-

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

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 varmemeforbrugsgrundlaget 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.

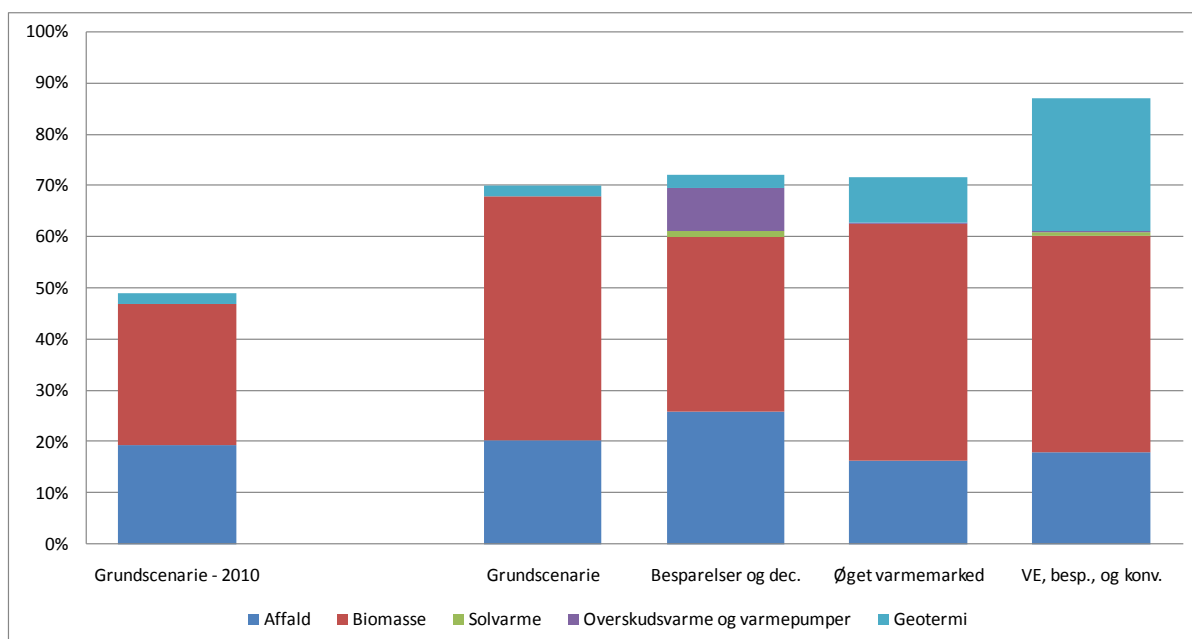


Figur 4: Varmeproduktionen i de 4 scenarier 2025 fordelt på produktionsteknologier

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.

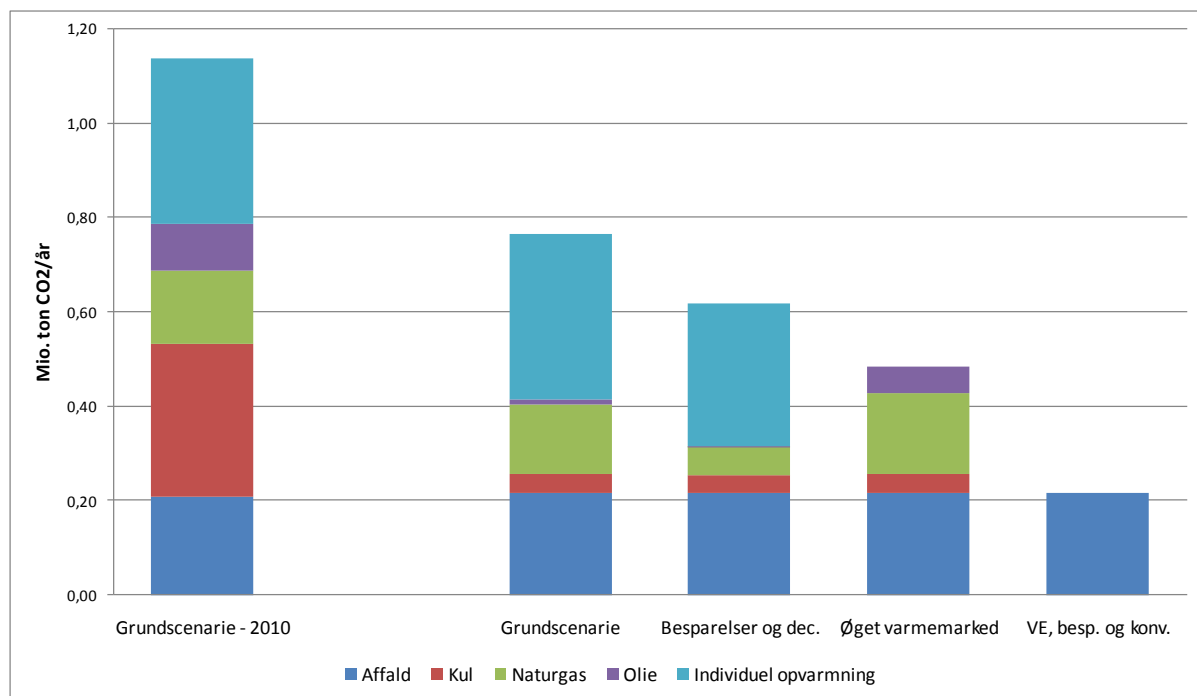
I alle scenarierne er de dominerende VE teknologier biomasse-kraftvarme og affaldsforbrænding. Dog har geotermi også en betydelig andel i *VE, besparelser og konvertering scenariet*. I dette scenarie nås en VE-andel på 87 pct., mens den resterende del udgøres af den fossile del af affaldet. Ønskes en 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 *Besparelsesscenariet* 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 affaldsscenariet* 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 kraftvarmeværkerne.

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 varmemeforbrugere som konverteres til fjernvarme i to af scenarierne (*Individuel naturgas*).

Besparelæsscenariet

Sammenlignes *Besparelæsscenariet* 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 varmesbesparelser. 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.

Det langsigtede perspektiv

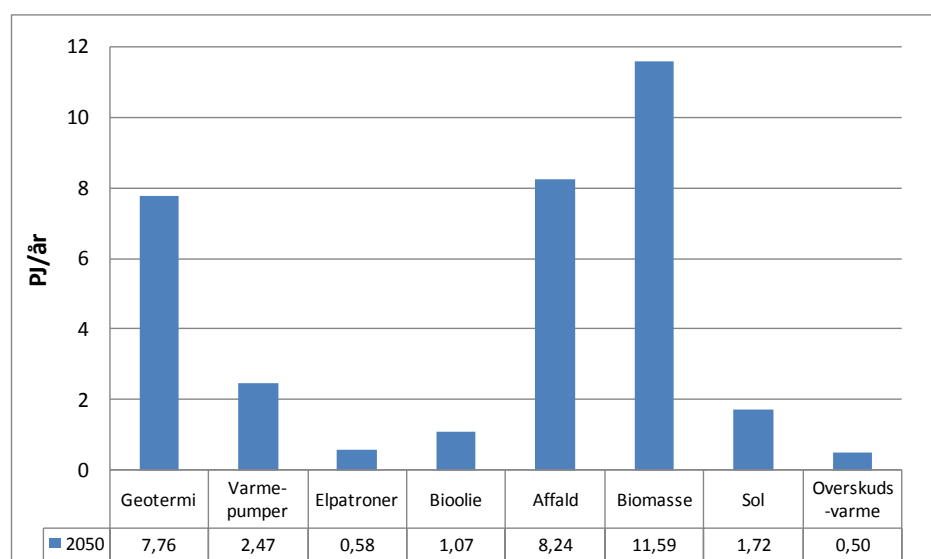
Udover scenarierne for 2025 er der udviklet et *Perspektivscenarie* for 2050. I dette scenarie tænkes ingen af de eksisterende varmeproduktionsenheder at være i drift længere, og fjernvarmeforsyningen tænkes baseret 100 pct. på VE. *Perspektivscenariet* bygger tankemæssigt videre på *VE, besparelser 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 forudsættelse 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.

1.4 Hovedkonklusioner

Det er i projektet Varmeplan Hovedstaden undersøgt, hvordan fjernvarmeforsyningen i hovedstadsområdet kan udvikle sig under hensyntagen til samspillet 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 besluttet.

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.

Brændselsomlægning på eksisterende kraftvarmeværker

Hurtig omstilling til biomasse

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 kraftværksselskaberne.

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 forsyningssikkerheden 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 biomasseressource, bør andre måder at øge VE andelen i fjernvarmen udvikles. En af de VE muligheder, der har særligt potentiale i Hovedstadsområdet, er geotermisk varme. De økonomiske forhold for geotermisk varme vurderes dog stadig at være usikre.

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 brændseffektiviteten 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.

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 varmepumper. 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 varmemeforbrugere tilknyttet det kollektive system er det mest økonomisk at etablere varmepumper og solvarme som større, decentrale enheder.

Besparelser og udvidelse af fjernvarmeområdet

Besparelser

Analyserne viser, at der på forsyningssiden 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 forsyningssikkerheden 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.

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.

1.5 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 følges 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 erhvervsjendomme. 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 efterspørgsel 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.

1.6 De næste skridt

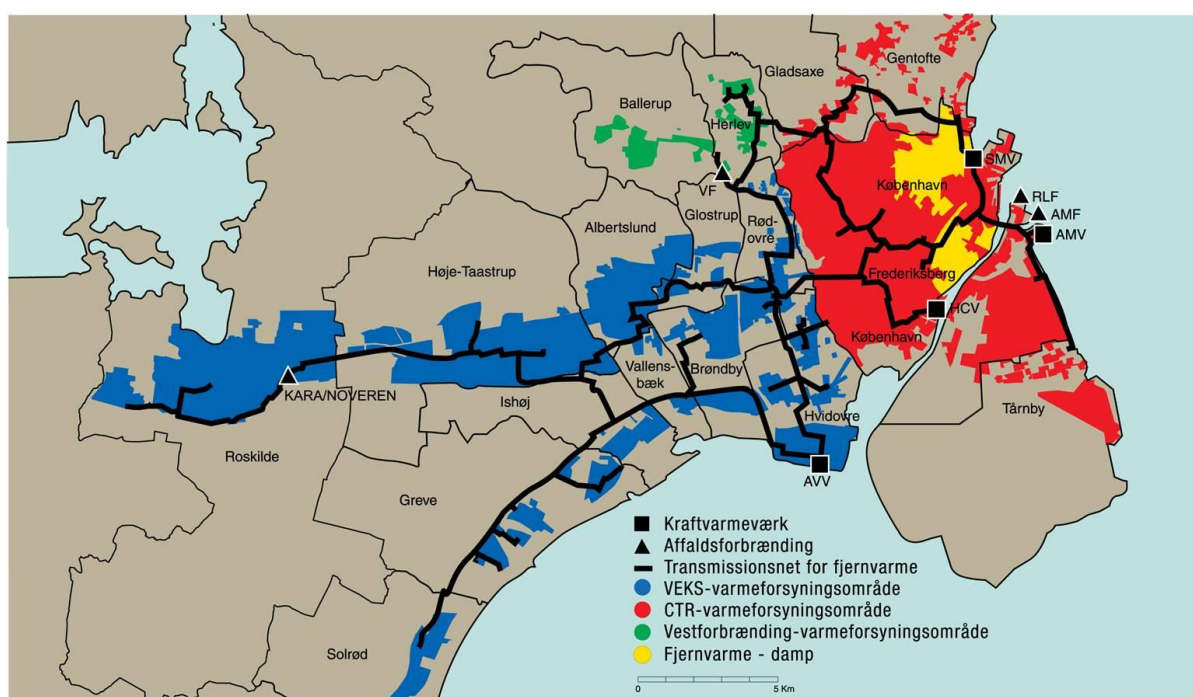
Varmeselskaberne vil på baggrund af analyserne i Varmeplan Hovedstaden

- 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.

2 Fjernvarme i hovedstadsområdet

Fjernvarme har været en vigtig del af energiforsyningen i hovedstadsområdet siden starten af forrige århundrede. Oliekriserne i 1970'erne og varmeplanlægningen i 1980'erne satte yderligere gang i anvendelsen af fjernvarme og kraftvarme, idet hovedparten af den centrale og vestlige del af hovedstadsområdet blev udlagt til fjernvarme, mens den nordlige del primært blev udlagt til naturgasforsyning eller individuel forsyning med oliefyr.

Figur 8 viser en oversigt over det nuværende fjernvarmesystem i hovedstadsområdet.



Figur 8: Oversigt over fjernvarmesystemet i hovedstadsområdet

Fra kul til gas

I midten af 1980'erne blev de mindre kraftvarmeværker (H.C. Ørsted Værket og Svanemølleværket) i København omlagt fra kul til naturgas, mens kraftvarmeværkerne på Amager forblev kulfyret. I starten af 1990'erne blev de nye store kulfyrede kraftvarmeblokke på Amager og Avedøre etableret. Det var som led i etableringen af disse anlæg, at de store varmetransmissionssystemer, som ejes af CTR og VEKS, blev etableret. I 2001 blev den nyeste gas-, olie- og biomassefyrede kraftvarmeblok sat i drift på Avedøre.

Skrotning og nye anlæg

I 2004 og 2009 blev de gamle kulfyrede anlæg på Amagerværket taget ud af drift. 2007 - 2009 blev de ældre olie- og gasfyrede blokke på H.C. Ørsted Værket og Svanemølleværket skrottet. I 2009 er en blok på Amagerværket erstat-

tet af kraftvarmeanlæg med mulighed for 100 pct. biomassefyring. I 2005 blev et geotermisk demonstrationsanlæg ved Amagerværket sat i drift.

2.1 Ejerforhold og organisation

Kommunerne som ejere

Kommunerne i hovedstadsområdet har ejerskabet til en stor del af varmeforsyningen i hovedstadsområdet. Foruden varmetransmissionen er både affaldsforbrændingen og naturgasdistributionen fælleskommunale, ligesom Københavns Energi er kommunalt ejet. De store kraftvarmeanlæg er ejet af energiselskaber med den danske og den svenske stat som hovedaktionærer. Bilag 2 giver en samlet oversigt over den nuværende ejerkreds i de selskaber, som er parter i hovedstadsområdets varmeforsyning.

Selskaberne bag
varmeforsyningen

Den overordnede varmeforsyning i hovedstadsområdet er organisatorisk opdelt på selskaberne Centralkommunernes Transmissionsselskab (CTR), Københavns Energi (KE) og Vestegnens Kraftvarmeselskab (VEKS). Herudover er der Vestforbrændingen (VF), som er varmeproducent til det samlede fjernvarmesystem, men som også har et mindre eget forsyningsområde.

CTR og VEKS er transmissionsselskaber, som tilsammen forsyner 16 kommuner i området med fjernvarme. KE er et forsyningsselskab, som også køber og distribuerer damp samt varme fra CTR til egne kunder i Københavns Kommune.

CTR, KE og VEKS (i det følgende kaldet varmeselskaberne) køber varmt vand eller damp fra kraftvarmeværkerne og affaldsforbrændingsanlæggene og producerer varme på spids- og reservelastanlæg. Transmissionsselskaberne står for transport af varmt vand gennem transmissionsnettet samt salg til distributionsselskaber og lokale varmeforsyningsselskaber. Transmissionsselskaberne står desuden for planlægning, etablering, finansiering og videreudvikling af transmissionsnettet. KE står for salg til slutbrugerne i Københavns Kommune samt for planlægning og videreudvikling af distributionsnettet, herunder konvertering af dampsystemet til et vandbåret system.

Varmeselskaberne har en lang tradition for at samarbejde om varmeforsyningen i hovedstadsområdet, og i de senere år er samarbejdet intensiveret, både med hensyn til planlægningen af den langsigtede varmeforsyning og med hensyn til den daglige drift af det samlede fjernvarmesystem. Senest har CTR, KE og VEKS etableret et nyt formaliseret samarbejde om den daglige lastfordeling af varmeproduktionen i hovedstadsområdet, herunder en ny varmelastenhed, VLE, som startede i januar 2008. VLE står for den samlede daglige lastfordeling af varmeproduktionen i hovedstadsområdet i et tæt samarbejde med ejerne

af kraftvarmeanlæggene. Det nye samarbejde er bl.a. nødvendiggjort af de ændrede ejerforhold i den danske kraftværkssektor, som betød en opdeling af ejerskabet til de store kraftvarmeanlæg i hovedstadsområdet og konkurrence mellem produktionsselskaberne på elmarkedet.

Ejerskabet til varmeproduktionen

Den samlede kraftvarme- og affaldsbaserede varmegrundlastkapacitet i det storkøbenhavnske system er ca. 3.100 MJ/s. Heraf ejer DONG Energy 67 pct., Vattenfall godt 22 pct. og de kommunalt ejede affaldsforbrændingsanlæg ca. 10 pct.

Desuden findes en større mængde varmekedler (spidslastkedler) med en samlet effekt på ca. 2.400 MJ/s. Varmekedlerne, som ejes af varmeselskaberne, bruges bl.a. til at sikre forsyningen ved udfald af kraftvarmeværker og til dækning af spidslast på meget kolde vinterdage. Nye spidslastkedler på Svanemølleværket og H.C. Ørsted Værket er ejet af DONG Energy.

En mindre andel af produktionen sker som tidligere nævnt på et geotermisk demonstrationsanlæg. Anlægget er ejet af Hovedstadsområdets Geotermiske Samarbejde, som igen er et samarbejde mellem DONG Energy, CTR, VEKS og KE.

3 Rammer, udfordringer og muligheder

Rammerne for fjernvarmeforsyningen har gennem mange år været stabile og rimeligt forudsigelige. I de seneste ti år har rammerne dog været under forandring som følge af liberaliseringen af energisektoren og som følge af den øgede fokus på klimaudfordringerne.

Derudover er der i de senere år sket ændringer og store stigninger i brændselspriser, CO₂-kvotepriser og elpriser. Finanskrisen og recessionen i verdensøkonomien har siden sommeren 2008 medført et fald i disse priser, men det forventes, at priserne igen stiger, når krisen er overvundet.

Klimamålsætningerne er den helt overordnede udfordring for energiforsyningen, fjernvarmen og dermed også for kommunerne i hovedstadsregionen i de kommende årtier. På alle niveauer – internationalt, nationalt og lokalt – er der fokus på, hvordan stigningen i den globale opvarmning kan mindskes ved tilpasning af forsyningssystemer og reduktion i energiforbruget. Men også andre politiske emner som forsyningssikkerheden, økonomi og priser og andre miljøforhold end klimaet vil være centrale i de kommende år.

3.1 Internationale udfordringer

På det internationale plan er det forhåbningen, at klimakonferencen COP 15 i København i december 2009 når frem til en langsigtet aftale, som også omfatter de store udledere af drivhusgasser i verden. Resultaterne fra COP15 vil få stor betydning for, hvilke nye initiativer der bliver behov for - både på internationalt, nationalt og lokalt niveau.

EU's rolle

EU har i de senere år været en aktiv driver i energi- og klimapolitikken, og den udvikling må forventes at fortsætte.

EU målene

Kommissionen har på baggrund af Rådets beslutning i 2007 og i forberedelserne til forhandlingerne på COP15 i København fremlagt en klima- og energipakke, som indebærer en række forpligtende målsætninger for EU som helhed frem til 2020:

- 20 pct. reduktion af drivhusgasemissioner,
- 20 pct. VE i EU's samlede energiforbrug,
- 20 pct. mindre energiforbrug gennem energieffektivisering,
- 10 pct. VE i hver enkelt medlemsstats transportenergiforbrug.

EU-landene er derudover enige om at skærpe reduktionsforpligtelsen til 30 pct. i 2020 som EU's bidrag til en global og samlet aftale for tiden efter 2012 -

under forudsætning af, at andre industrilande forpligter sig til lignende emissionsreduktioner, og at de økonomisk mere udviklede udviklingslande yder et passende bidrag i overensstemmelse med deres ansvar og respektive kapaciteter.

Der er allerede nu fokus på hvilke forpligtende mål, der må sættes for tiden efter 2020 – EU har en ambition om at nå en reduktion på 60 - 80 pct. af de samlede europæiske drivhusgasudledninger i 2050. Det sker i takt med, at den tilgængelige viden om konsekvenserne af den globale opvarmning bliver stadig mere konkret.

Klima- og energipakken

Klima- og energipakken blev vedtaget i EU-parlamentet i december 2008, og den blev endeligt vedtaget i april 2009 i Det Europæiske Råd. Pakken fastlægger de initiativer, man i EU er enige om med hensyn til at bekæmpe klimaforandringer, fremme VE og nå de fælles målsætninger for 2020 som nævnt ovenfor. Pakken indeholder bl.a. et nyt VE-direktiv med forpligtende målsætninger, et revideret kvotehandelssystem, beslutning om reduktion af drivhusgasemissionerne i de ikke-kvoteomfattede sektorer og et direktiv om CO₂-opsamling og lagring i undergrunden. Ifølge VE-direktivet skal landene tillige senest medio 2010 forelægge nationale handlingsplaner for VE.

Frem til 2012 bliver størstedelen af kvoterne tildelt gratis, efter beslutninger i de enkelte lande. Med klimapakken bliver hovedprincippet nu auktionering, hvilket umiddelbart efter 2012 vil gælde hovedparten af elproduktionen. For andre brancher etableres harmoniserede tildelingskriterier for gratiskvoter efter EU-benchmarking. Tildelingen af kvoter til kraftvarmen og fjernvarmen efter 2012 er endnu ikke fastlagt.

Med Klima- og energipakken har EU endvidere valgt et nyt basisår, 2005, som udgangspunkt for beregning af reduktionsmål idet mange nye EU-landes opgørelser for 1990 er usikre. Den kvoteomfattede sektor skal reducere emissionerne med 21 pct. i 2020 i forhold til 2005, og landenes gennemsnitlige reduktionsmål udenfor den kvotebelagte sektor er 10 pct. For Danmark er reduktionsmålet 20 pct. Flytrafik overflyttes til kvotesektoren fra 2012, og landene har mulighed for at foreslå andre områder overflyttet til den kvotebelagte sektor inden 2020. Dette skal godkendes i EU-kommissionen, og kan eventuelt medføre at kvotemængden udvides.

Andre EU-initiativer

Udover elementerne i klima- og energipakken har EU taget en række initiativer for at øge miljøstandarder, fremme energibesparelser og energieffektiv-

sering, herunder minimumskrav til produkters energieffektivitet, fremme af udnyttelsen af kraftvarme, fjernvarme, fjernkøling m.v.

Store fyringsanlæg

Et af disse initiativer er direktivet om begrænsning af emissioner fra store fyringsanlæg. Direktivet omfatter alle fyringsanlæg til energiproduktion med en termisk effekt over 50 MW. Direktivet gælder alle brændselstyper undtagen affald og det fastlægger grænseværdier for emissioner for SO₂, NO_x og støv. Grænseværdierne afhænger af, hvornår anlægget er godkendt. Bestående anlæg, dvs. anlæg godkendt før den 1. juli 1987 har kunnet undtages fra emissionsgrænseværdierne, hvis anlæggene ikke drives mere end 20.000 driftstimer i perioden 1. januar 2008, hvor grænseværdierne blev skærpet, til udgangen af 2015. Herefter skal anlægget tages ud af drift.

Fra 1. januar 2016 skal anlæg over 50 MW termisk effekt, som anvender fast brændsel, overholde skærpede krav til NO_x-emissionerne, svarende til kravene for nye anlæg. I hovedstadsområdet får dette bl.a. betydning for H.C. Ørsted Værkets blok 7.

Bygningers energiforbrug

Direktivet (2002/91/EC) foreskriver, at medlemslandene skal fastlægge bestemte energimæssige krav til bygningers energiforbrug efter principper som er fastlagt på fællesskabsniveau, men hvor beregningsmetoden hidtil har været fastlagt af de enkelte medlemslande.

Direktivet indeholder desuden krav om

- Energicertificering ved nybyggeri og ved salg og udlejning af bygninger
- Nationale minimumstandards for energiforbrug i nybyggeri og ved renoveringer af eksisterende større bygninger
- Eftersyn af kedler og klimaanlæg over en vis størrelse

Direktivet er p.t. under revision og EU parlamentet har i april 2009 vedtaget en række ændringsforslag, som bl.a. indebærer, at nye bygninger i EU fra udgangen af 2018 skal producere lige så meget energi som de forbruger. EU kommissionen pålægges inden udgangen af 2010 at udarbejde en fælles EU definition af disse "net zero energy buildings".

Parlamentet ønsker også, at medlemslandene sætter nationale mål for, hvilken andel af de eksisterende bygninger, der skal være 0-energi bygninger i henholdsvis 2015 og 2020.

Ved større renoveringer eller udskiftninger af bygningskomponenter i eksisterende byggeri skal byggeriet overholde nationale minimumsstandards for

energieffektivitet. Der skal også gælde minimumsstandards for sommerhuse. Kommissionen skal udarbejde en fælles metode for beregning af energistandards i bygninger senest 31. marts 2010.

Endelig ønsker Parlamentet fjernaflæste målere installeret i nybyggeri og i bygninger, der undergår større renovering.

3.2 Nationale danske målsætninger og initiativer

Regeringen beskriver i sin Energipolitiske redegørelse til Folketinget 2009 sine mål og visioner for klima- og energipolitikken i Danmark på følgende måde:

Visionen

- 100 pct. uafhængighed af fossile brændsler

Internationale forpligtende målsætninger

- 30 pct. VE i det endelige energiforbrug i 2020, 10 pct. VE i transport
- 20 pct. reduktion i 2020 i ikke-kvoteomfattende drivhusgasudledninger i forhold til 2005
- 21. pct. reduktion af drivhusgasudledninger i gennemsnit i perioden 2008 – 2012 i forhold til 1990 (Kyoto)

Nationale målsætninger

- 20 pct. VE i bruttoenergiforbruget i 2011
- Årlige energibesparelser på 1,5 pct. af det endelige energiforbrug i 2006
- 4 pct. reduktion i bruttoenergiforbruget i 2020 i forhold til 2006

Figur 9: Den danske regerings energi- og klimavision

Samtidig fremgår det af redegørelsen, at der er behov for nye klima- og energipolitiske initiativer i Danmark for at nå målsætningerne om VE andel og reduktion i bruttoenergiforbruget. Ifølge de seneste fremskrivninger fra Energi styrelsen mangler der 2 pct. i at nå målsætningen om 30 pct. VE i det endelige energiforbrug i 2020, og med de nuværende initiativer nås kun halvdelen af målsætningen om 4 pct. reduktion i bruttoenergiforbruget i 2020.

Klimakommissionen

Regeringen har med udgangspunkt i visionen om en frigørelse af Danmark fra fossile brændsler nedsat en national Klimakommission som inden udgangen af 2010 skal komme med forslag til, hvordan Danmark på langt sigt kan frigøre sig fra afhængigheden af fossile brændsler. Kommissionen skal bl.a. komme med bud på sammenhængende energisystemer, som sikrer forbedret energi-

effektivitet, reduceret energiforbrug, en stigende andel af VE og som fremmer konkurrencen på energimarkederne.

Regeringen har desuden bebudet, at der i indværende valgperiode - på baggrund af Klimakommissionens rapport - vil blive fremlagt et konkret oplæg til, hvornår og hvordan Danmark kan blive uafhængig af fossile brændsler.

Parallelle virkemidler

Der er således to parallelle trends, som kan få betydning for de fremtidige rammer for fjernvarmen:

- For at de nuværende klimamål skal kunne nås, skal der tages nye initiativer, som reducerer energiforbrug og øger andelen af VE,
- Der vil blive sat nye, langsigtede og stadigt mere konkrete og forpligtende mål for energisektoren, hvilket betyder, at fjernvarmesystemerne skal forberedes til yderligere reduktion af CO₂-emissioner og højere andel af vedvarende energi

Beslutede tiltag

Blandt de vigtigste initiativer, som allerede er iværksat for at nå målsætningerne, er *energijaftalen* fra februar 2008, skattereformen fra 2009 samt *strategien for reduktion af energiforbruget i bygninger*.

Energijaftalen forbedrer blandt andet rammerne for udbygning med VE, bl.a. ved øget tilskud til biomassebaseret elproduktion, og øger energispareforpligtelserne.

Skattereformen indebærer en forhøjelse og omlægning af afgifterne på energi og CO₂. Konkret øges afgifterne på energi til rumvarme med 15 pct., elafgifterne øges med 5 pct., der lægges afgift på komfortkøling og afgiftsreglerne for decentral kraftvarme, dvs. en afgiftsmæssig varmeeffektivitetsgrad på 125 pct., vil fremover også gælde på det centrale område. Endelig indekseres energiafgifterne med nettoprisindekset i hele perioden frem til 2025.

Strategien for reduktion af energiforbruget i bygninger foreslår, at kravene til nye bygningers energiforbrug via bygningsreglementet strammes med 25 pct. i 2010 og 50 pct. i 2015. Derudover vil man fra 2015 kombinere dette med en effektivitetsfaktor for fjernvarme på 0,8, som modsvarer effektiviteten i kraftvarme.

Energipolitisk redegørelse

Udbygningen af fjernvarme fremhæves i regeringens Energipolitiske Redegørelse som en væsentlig årsag til dansk energipolitiks succeshistorie, ligesom fjernvarmen nævnes som en nøglespiller i udviklingen af det grønne vækstsamfund. Konvertering fra individuel naturgasforsyning til fjernvarme ønskes

fremmet, jf. klima- og energiministerens brev til kommunerne herom, og anvendelse af store varmepumper i fjernvarmeforsyningen undersøges p.t. Biomasse inklusiv bionedbrydeligt affald udgør i dag næsten ¼ af VE-andelen i energiforbruget, og i dag udnyttes ca. halvdelen af de danske biomasseressourcer. Både for biomasse – især træpiller – og erhvervsaffald er der ved at udvikle sig et internationalt marked. Regeringen forventer, at ophævelsen af hvile-i-sig-selv reguleringen for kraftværkernes medforbrænding af affald vil gøre det mere attraktivt for kraftværkerne at erstatte kul med affald. Endelig ser regeringen et stort potentiale for udnyttelse af geotermi i varmeforsyningen - ikke mindst i Hovedstaden, hvor de geotermiske reserver er store. Klima- og Energiministeriet er ved at udarbejde en redegørelse om geotermi, som nærmere vil belyse potentiale, samfundsøkonomi, barrierer m.v.

3.3 Lokale initiativer og målsætninger

Mange kommuner og regioner har også de senere år taget initiativ til at opstille klimamål og udarbejde klimastrategier.

Regionalt mål	I Region Hovedstaden har Regionsrådet i sin udviklingsplan fra 2008 besluttet en målsætning om 20 pct. reduktion af CO ₂ -udledningen inden 2015.
Klimakommuner	Flere kommuner i Hovedstadsområdet har desuden status af klimakommuner og har dermed forpligtet sig til en reduktion af kommunens egen CO ₂ -udledning med 2 pct. om året. Blandt Varmeplan Hovedstadens interessenter er Frederiksberg, Gentofte, Albertslund, Hvidovre, Høje-Taastrup, Ishøj, København, Roskilde, Solrød og Vallensbæk klimakommuner.
Energibyer	Endelig er Albertslund og Københavns Kommune blandt de 6 første danske byer, som klima- og energiministeren har udnævnt til energibyer. Energibyerne har en rolle som frontløbere på klima- og energiområdet og forpligter sig til at gøre en ambitiøs indsats - både efter national og international målestok.
C40	Internationalt samarbejde C40 samarbejdet, som Københavns Kommune er tilknyttet, er et samarbejde mellem en række af verdens storbyer om at gøre en fælles indsats for at bekæmpe den globale opvarmning. Baggrunden for initiativet er, at 50 pct. af verdens befolkning lever i storbyer, som forbruger omkring 75 pct. af verdens energi og udleder 80 pct. af emissionerne af drivhusgasser. C40 byerne var i maj 2009 samlet til topmøde i Seoul, hvor København blev fremhævet som eksempel på bl.a. fjernvarmeområdet.

Østersøen

Også i samarbejdet mellem Østersølandene er klimaforandringer på dagsordenen. Kraftvarme har her en central plads i den strategi for at fremme et bæredygtigt energisystem i regionen, som parlamentarikere i Østersøregionen – the Baltic Sea Parliamentary Conference – arbejder med. Tilsvarende har energisamarbejdet blandt regeringerne i Østersøregionen, BASREC også fokus på fjernvarme og kraftvarme som middel til at forbedre energiudnyttelsen.

4 Det fremtidige varmemarked

Som led i Varmeplan Hovedstaden er det undersøgt, hvordan markedet for fjernvarme kan udvikle sig i hovedstadsområdet. I analysen vurderes forhold, som kan resultere i et øget varmemarked og videre udbredelse af fjernvarme, fx ved tilslutning af nye kunder og forhold, som kan forventes at føre til et lavere fjernvarmeforbrug, fx varmebesparelser hos slutforbrugerne. De nye kunder kan komme fra eksisterende byggeri, som i dag er forsynet med andre opvarmningsformer eller fra ny bebyggelse.

Fjernvarmen i dag

Som det fremgår af Figur 8, har fjernvarme en stor udbredelse i hovedstadsområdet. Sammenlagt dækker fjernvarme ca. to-tredjedele af opvarmningsbehovet i interessentkommunerne i det sammenhængende fjernvarmeområde. I København og Frederiksberg kommuner dækkes stort set hele opvarmningsbehovet med fjernvarme. I mange af omegnskommunerne – særligt nord og syd for København sker en stor del af opvarmningen også med olie og særligt naturgas. I alt produceres ca. 35 PJ fjernvarme til det sammenhængende fjernvarmesystem inkl. Vestforbrændings eget område, svarende til mere end en fjerdedel af den samlede fjernvarmeproduktion på landsplan.

4.1 Mulighederne for konvertering til fjernvarme

Den geografiske afgrænsning i analysen af konvertering fra individuel naturgas til fjernvarme er interessentkommunerne samt Køge og Lyngby. Fjernvarme spiller i dag en begrænset rolle i Køge og Lyngby, men på længere sigt kan man forestille sig, at en del af bygningsmassen bliver konverteret til fjernvarmeforsyning og sammenkoblet med det eksisterende fjernvarmesystem i hovedstadsområdet. Perspektiverne ved en eventuel fremtidig kobling til fjernvarmesystemerne i fx DTU/Holte, Farum, Hørsholm og Hillerød er ikke undersøgt.

Potentialet

Analysen peger på et samlet potentiale for konvertering til fjernvarme på i alt godt 10 PJ, heraf ca. 8 PJ indenfor interessentkommunerne (se Tabel 3). Af det samlede potentiale på godt 10 PJ omfatter ca. 60 pct. erhverv og større ejendomme, mens de resterende 40 pct. vedrører parcelhuse. Potentialerne er vurderet af varmeselskaberne. I Københavns og Frederiksberg kommuner er fjernvarmetilslutningen tæt ved 100 pct., hvorfor der ikke er foretaget en analyse af potentialet her. Vestforbrænding regner desuden med en udvidelse af varmemarkedet på ca. 1,6 PJ (inkl. distributionstab), herunder til to områder i den nordlige del af Gladsaxe Kommune, som ikke er medregnet i tabellen.

Tabel 3: Konverteringspotentialiet fordelt på kommuner (årsvarmeforbrug an forbruger, TJ)

Potentiale, TJ	Erhverv & større ejendomme	Parcelhuse
VEKS kommuner		
Albertslund	0	0
Brøndby	239	139
Glostrup	337	88
Greve	364	550
Hvidovre	90	388
Høje Tåstrup	333	83
Ishøj	148	87
Roskilde	708	141
Rødovre	175	213
Solrød	154	136
Vallensbæk	62	118
CTR-kommuner		
Gentofte	1.551	690
Gladsaxe	500	0
Tårnby	162	400
Øvrige kommuner		
Køge	683	450
Lyngby	681	650
Sum	6.187	4.131

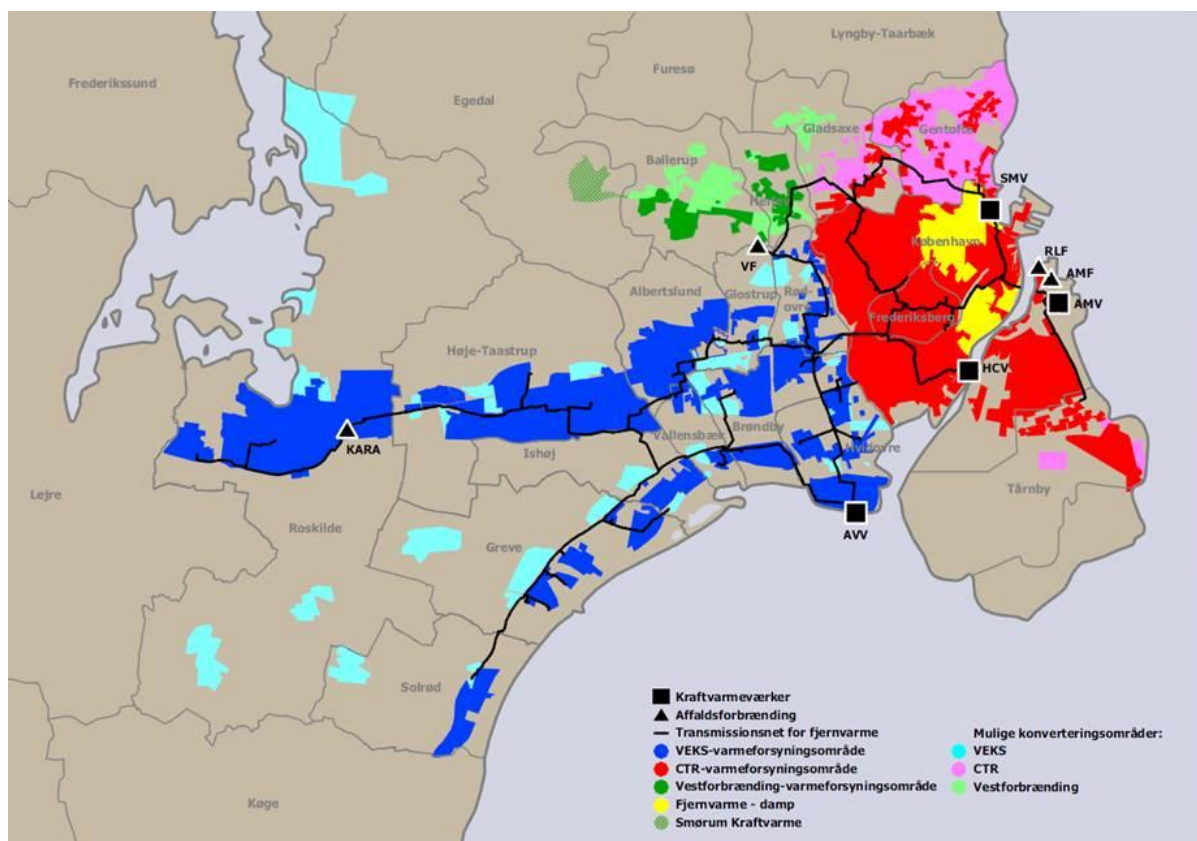
Omkostningerne

Tilslutningsomkostningerne er i høj grad afhængige af bygningernes størrelse og områdets energitæthed. Omkostningerne dækker de samlede netomkostninger til tilslutningen, hvoraf de lokale nettilslutninger betyder mest. Omkostningerne er inklusiv investeringer i brugeranlæg For erhverv og større ejendomme forudsættes en investeringsomkostning på 550-750 kr. pr. GJ årligt varmeforbrug og for en-familiehuse forudsættes en omkostning på 1.400 kr. pr. GJ. På kort sigt vil det derfor være mest interessant at konvertere større ejendomme og erhvervsområder, mens økonomien ved konvertering af enfamiliehuse er mere usikker. Derfor indregnes alene etagebyggeri og erhvervs ejendomme i scenarierne indtil 2025. Ca. halvdelen af det samlede potentiale for konvertering af enfamiliehuse medregnes i perspektivscenariet 2050.

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.

Potentialet i tabellen er opgjort af transmissionsnet. Varmetabet i distributionsnettet er estimeret til 5 pct. for de kunder der tilsluttes frem til 2015 (primært store kunder), 10 pct. for kunder tilsluttet i perioden 2016-2020 og 15

pct. for kunder tilsluttet i perioden 2021-2025 (mindre kunder). Der er forudsat en tilslutningsprocent på 90 pct. indenfor de identificerede områder.



Figur 10: Nuværende og potentielle fjernvarmeområder i hovedstadsområdet. De lyseblå, lysegrønne og lyserøde områder angiver de varmeområder, som konverteres i scenarierne med et øget varmemarked

4.2 Varmebesparelser

I analysen er det vurderet, hvor stort et potentiale der er for varmesbesparelser, hvis der gøres en markant indsats, og hvad besparelserne overordnet koster. Detaljerede analyser af de konkrete omkostninger ved gennemføre varmesbesparelser ude i husene er derimod ikke foretaget.

Potentialet for besparelser

Den primære kilde til at belyse potentialet for varmesbesparelser er rapporten "Potentielle energibesparelser i det eksisterende byggeri" fra Statens Byggeforskningsinstitut (SBI, 2009) suppleret med de analyser, der er gennemført i forbindelse med Varmeplan Århus. I SBI-rapporten opstilles tre scenarier for at forbedre danske bygningers klimaskærm med forskellige indsatsniveauer:

1. Et scenarie, hvor kun de mest oplagte besparelser gennemføres. Potentialitet er ca. 5 pct. af det totale energibehov til opvarmning og varmt vand.
2. Et scenarie, hvor der gennemføres "foranstaltninger som forventes at have en rentabilitet som ligger inden for grænserne for hvad der kan tilbagebetales ved hjælp af energibesparelser inden for en periode af 15-25 år." Potentialitet er ca. 23 pct. besparelse.
3. Et scenarie, kaldet ekstreme foranstaltninger, som omfatter energibesparende foranstaltninger som ikke umiddelbart er rentable, men som generelt vil bringe konstruktionerne op på et niveau, som er sammenligneligt med kravene til konstruktioner i nye bygninger. Scenariet er gennemført med to indsatsniveauer, henholdsvis 37 pct. og 47 pct. besparelse.

Omkostningerne ved at gennemføre varmebesparelser afhænger i høj grad af, om indgrebet i bygningen alene sker af hensyn til at opnå besparelser, eller om det gennemføres i forbindelse med en renovering, som skal finde sted under alle omstændigheder. I sidstnævnte tilfælde er det kun relevant at betragte de marginale omkostninger, dvs. den ekstra omkostning, som er forbundet med at gennemføre besparelsetiltaget. Det betyder fx, at der ikke indregnes omkostninger til ny tagdækning i forbindelse med isolering af tag, men alene udgifter til udlægning af isolering og evt. forøgelse af spærhøjden.

Tabel 4 sammenfatter potentiale og økonomi i de forskellige besparelsscenarier – dog undtaget scenariet med det laveste besparelsesniveau. Antages en levetid for besparelsetiltagene på 30 år og en samfundsøkonomisk diskonteringsrente på 6 pct. kan henholdsvis totalomkostning og marginalomkostning beregnes som kr. pr. sparet energienhed. Disse værdier fremgår længst til højre i tabellen. Det ses, at der er meget stor forskel på omkostningen afhængigt af, om tiltagene gennemføres som en del af den løbende renovering eller alene af hensyn til varmebesparelsen.

Gennemføres tiltagene som en del af den løbende renovering, kan der opnås en varmebesparelse på 23 pct. til en gennemsnitlig omkostning på 75 kr./GJ, 37 pct. til gennemsnitligt 125 kr./GJ og 47 pct. til gennemsnitligt 214 kr./GJ.

Tabel 4: Potentiale og økonomi i de forskellige besparelsscenarioer

Varmebesparelse (pct.)	Total omkostning (kr./GJ)	Marginal omkostning dvs. som led i renovering (kr./GJ)
23pct.	389	75
37pct.	499	125
47pct.	551	214

Omkostningerne afhænger af bygningstypen (parcelhus, etagebyggeri mv.) og opførelsestidspunkt. Eksempelvis er parcelhuse opført før 1930 billigere at renovere end etagebyggeri, men for bygninger opført efter 1930 gør det omvendte sig gældende. Desuden skal det nævnes, at vurderingerne er baseret på dagens teknologi. Det må forventes, at der fremadrettet vil ske en vis teknologisk udvikling også på varmebesparelsesområdet, som kan øge potentialet og reducere omkostningerne forbundet med at forbedre bygningers klimaskærme og ventilationssystemer.

I tillæg til ovenstående kan der opnås betydelige besparelser ved at forbedre energieffektiviteten af bygningers tekniske installationer, fx i varmeanlæg og ventilationsanlæg.

For at varmebesparelser skal være rentable, bør omkostningen til at gennemføre besparelsen være lavere end omkostningerne til at producere varmen, de såkaldte marginale produktionsomkostninger. Disse omkostninger er i hovedsagsområdet sammenlignelige med de marginale omkostninger i tabel 4, men betydeligt under tabellens totale omkostninger.

4.3 Konvertering af dampsystemet til vand

Københavns Energis nuværende dampområder forudsættes konverteret til vandbaseret forsyning frem mod 2025. Da varmetabet fra dampnettet vurderes at være ca. 16 pct. mod 7 pct. for et nyt vandbaseret system, falder det samlede behov for energitilførsel med knap 10 pct. over perioden i dette område. De lavere temperaturniveauer giver mulighed for at producere el med højere virkningsgrad på kraftvarmeværkerne, hvilket sammen med de forbedrede muligheder for produktionsoptimering (lastfordeling) giver et mere effektivt system.

5 De fremtidige teknologier

Dette afsnit gennemgår kort de forskellige muligheder for omlægning til VE-baserede teknologier i Hovedstadsområdet på kort og lang sigt samt deres indbyrdes konkurrenceforhold. En mere detaljeret beskrivelse af teknologierne findes i en særskilt rapport.

Der er i projektet ikke inddraget teknologier til rensning af CO₂ fra kraftværkernes røggas, de såkaldte CCS-teknologier, primært fordi de første demonstrationsanlæg først kan være i drift i 2020, og det derfor stadig vurderes at være en kommercielt usikker teknologi. Hertil kommer tab af virkningsgrad og øget ressourceforbrug. Endelig er der ikke oplagte steder i undergrunden i nærheden af hovedstadsområdet, hvor CO₂ kan lagres.

5.1 Affaldsforbrændingsanlæg

Godt 25 pct. af den samlede fjernvarmeleverance blev i 2008 produceret på affaldsforbrændingsanlæggene på Amager, i Glostrup og i Roskilde. Hertil kommer i mindre grad varme fra rensningsanlæg.

Ny kapacitet

Ny forbrændingskapacitet er nødvendig i de kommende år både som erstatning for ældre og udtjente blokke, men også for at håndtere de fremtidige affaldsmængder, som antages at stige med i gennemsnit 1,3 pct. årligt i perioden frem til 2025. Det antages, at nye anlæg i Hovedstadsområdet etableres som moderne affaldsfyrede kraftvarmeanlæg med høj elvirkningsgrad og røg-gaskondensering.

Affaldets VE-andel

Det er tidligere antaget som gennemsnit at 78 pct. af det forbrændingsegnete affald kunne regnes som VE baseret på træ og andet organisk materiale. Nye vurderinger, som er foretaget i 2008 og 2009, viser, at der fremadrettet bør regnes med at kun 59 pct. er VE. Den fossile andel af affaldet, som især består af plastic, er hermed beregningsmæssigt steget fra godt 22 pct. til godt 41 pct., næsten en fordobling.

Der drøftes forskellige metoder til at udsortere og genbruge visse dele af den fossile fraktion af affaldet, hvorved VE andelen stiger, og den samlede affaldsmængde til forbrænding eller anden nyttiggørelse reduceres. Disse muligheder er ikke medregnet i scenarieanalyserne frem mod 2025.

5.2 De eksisterende centrale kraftvarmeværker

De store centrale kraftværksblokke på Amager og på Avedøre kan i dag fyre med kul, olie, naturgas og forskellige typer biomasse.

Biomasseaftalen

I 1993 indgik et bredt flertal i Folketinget den såkaldte "Biomasseaftale", som pålagde elværkerne senest i år 2000 at have kapacitet til at indfyre 1,4 mio. tons biomasse årligt, hovedparten som halm. Kraftværksselskaberne havde vanskeligt ved at opfylde aftalen, som blev revideret flere gange. Senest i marts 2000, hvor målet blev udskudt til 2005. Samtidig blev de økonomiske rammer for kraftværkernes biomasseanvendelse i det liberaliserede elmarked aftalt for 10 års driftstid. I forbindelse med den energipolitiske aftale i februar 2008 blev tilskuddet til elproduktion fra biomassemængder, der ligger ud over biomasseaftalen, hævet for at øge kraftværkernes incitament til yderligere biomasseanvendelse. Samtidigt blev der givet tilladelse til kulfyring på bl.a. Avedøreværkets blok 2 forudsat en nærmere angivet øget anvendelse af biomasse samlet set.

To udviklingsspor

Efter den første biomasseaftale igangsatte elværkerne et storstilet og koordineret forsknings-, udviklings- og demonstrationsprogram. De to hovedspor i denne udvikling var *tilsatsfyring*, hvor biomasse afbrændes sammen med kul som på Studstrupværket i Århus, og *fyring i separate kedler* som på Masnedø i Sydsjælland og Avedøreværkets halmkedel. Udviklingsaktiviteterne var især fokuseret på brændselshåndtering og indfyring, på at undgå korrosion og belægningsdannelse i kedler samt på aske kvalitet. Hertil kom igangsætning af et spor til udvikling af forgasningsteknologi.

Træpiller

Efter 2000 aftalen fokuserede især det østdanske kraftværksselskab på anvendelse af biomasse i pilleform både på Amagerværkets blok 2 og på Avedøreværkets hovedkedel på blok 2. Erfaringer fra disse aktiviteter samt erfaringer fra Sverige, Holland og andre lande viser, at det er teknisk muligt at anvende op til 100 pct. træpiller selv på moderne kraftvarmeværker med høje dampdata. Fordelen ved træpiller i forhold til andre biobrændsler som fx træflis og halm er, at de kan håndteres på værker, som er bygget til kulstøvfyrring, samt at de er forholdsvist lagerstabile og lette at transportere. Samtidig er der et internationalt marked for træpiller under hastig udvikling, som giver større sikkerhed for leverancer. Ulempen med træpiller er især, at prisen er høj sammenlignet med halm og træflis.

Allerede i 2010 kan Amagerværkets blok 1 anvende 100 pct. træpiller. Det vurderes ligeledes, at Amagerværkets blok 3 samt Avedøreværkets blok 1 og 2 kan ombygges til 100 pct. træpiller. De største udfordringer i denne sammenhæng er sandsynligvis etablering af faciliteter til modtagelse og lagring af træpiller i tilstrækkeligt omfang til at anvende 100 pct. biomasse i en længere

periode i vintermånederne. Træpiller fylder ca. dobbelt så meget som kul med det samme energiindhold, og de kan ikke opbevares i åbne lagre.

5.3 Geotermi

Potentialet

Geotermi er varme, der stammer fra kerneprocesserne i jordens indre. I Danmark stiger temperaturen med ca. 30 °C pr kilometer ned gennem jordoverfladen. Hovedstadsområdet Geotermiske Samarbejde (HGS) har vurderet, at den geotermiske ressource under København er ca. 60.000 PJ. Det er 1500 gange mere end den nuværende årlige varmeproduktion.

Demonstrationsanlæg

HGS har etableret et demonstrationsanlæg ved Amagerværket, der gik i drift i 2005. Varmt vand ved en temperatur på ca. 73 °C fra ca. 2,8 km dybde op-pumpes, og temperaturen sænkes gennem varmeveksling og varmepumper til ca. 17 °C, før det pumpes tilbage i undergrunden. Anlægget leverer ca. 26 MW til fjernvarmenettet, hvoraf halvdelen er geotermi-varme og den anden halvdel kommer fra Amagerværket eller dampnettet i form af drivdamp.

Stjerneanlæg i fremtiden

HGS har vurderet, at fremtidige geotermianlæg med fordel kan etableres som et såkaldt stjerneanlæg, hvor et større antal produktions- og injektionsboringer udgår fra samme lokalitet. Det vurderes foreløbigt, at et sådant stjerneanlæg på i alt 70 MW geotermi-varme kan etableres for ca. 12 mio. kr./MW, og at D&V (ekskl. drivvarme og elforbrug) udgør ca. 15 kr./GJ. Output fra anlægget vil inklusiv drivvarme være ca. 135 MW.

Drivvarmen

Drivvarme kan med fordel leveres fra dampnettet, indtil dette afvikles frem mod 2025. Såfremt geotermi skal udgøre en større del af varmeforsyningen, kan det dog blive særdeles vanskeligt at finde afsætning for både affaldsvarme, geotermi-varme og drivvarme i forårs, sommer- og efterårsmånederne. På kort sigt er det en mulighed at lade forbrændingsanlæggene levere drivvarme, men på længere sigt kan det blive interessant dels at vurdere eldrevne varmepumper, og dels at vurdere mulighederne for egentlig sæsonvarmelagring. En mulighed der endnu ikke er analyseret nærmere er at anvende en eller flere af produktionsboringerne som sæson-varmelager, således at højtemperatur-varme lagres om sommeren og genindvindes om vinteren.

5.4 Solvarme og sæsonvarmelagring

Potentialet

Potentialet for solvarme er ganske betydeligt i Danmark og også i hovedstadsområdet. Et velfungerende solvarmeanlæg kan yde op til 2 GJ pr. år pr. m² solfangerareal. Et areal på 2 – 3 km² udlagt til solvarme, vil således i princippet kunne levere 10 pct. af det nuværende fjernvarmebehov i hovedstadsområdet.

Små og store anlæg

Solvarme kan udnyttes både i individuelle anlæg, der forsyner et enkelt hus eller en ejendom, eller der kan etableres større anlæg, der leverer direkte til fjernvarmesystemet. Investeringsomkostningerne er typisk flere gange mindre for de kollektive anlæg sammenlignet med de individuelle anlæg. Til gengæld kan kollektive anlægs varmeydelse være lavere på grund af højere vandtemperaturer. Sammenlagt er der dog en betydelig økonomisk fordel ved kollektive anlæg i forhold til individuelle anlæg. Solvarme fra kollektive anlæg kan, afhængigt af lokale forhold, produceres til ca. 100 kr./GJ inkl. nettab.

Kollektive solvarmeanlæg til fjernvarme koster ca. halvdelen af tilsvarende anlæg på etageboliger og kun 25 pct. af tilsvarende anlæg på enfamiliehuse. Det skyldes ikke så meget, at solfangermodulet er billigere, når man køber mange m², men især besparelser på investeringen i varmtvandsbeholder, styring, pumper, fittings og montage. I modsat retning trækker, at solvarmeanlægget skal aflevere det varme vand ved højere temperaturer, end når fx badeværelsegulvet i parcelhuset skal varmes op. Det betyder både mindre varmeydelse og større varmetab og dermed, at der alt i alt kommer mindre varme ud af hver m² solfangerareal. Besparelserne på investeringssiden er dog så store, at de langt overgår omkostningerne til et lidt større solfangerareal.

Sommervarme

Udfordringen ved solvarme i forbindelse med hovedstadsområdets kraftvarmesystem er især, at varmen primært leveres på det tidspunkt af året, hvor der er mindst brug for den, nemlig om sommeren. Derfor er solvarmeanlæg særligt interessante i forbindelse med sæsonvarmelagring. Der er etableret få større sæsonvarmelagre i Danmark, og et anlæg på 60.000 m³ er under etablering i Dronninglund i Nordjylland. Den marginale omkostning ved at gemme én GJ varme i et varmelager af denne type skønnes at være ca. 150 kr./GJ, som kommer oven i produktionsomkostningen på solvarmeanlægget. Lageret skal dimensioneres til ca. halvdelen af den producerede solvarme, såfremt solvarme tilpasses forbrugsprofilen i Hovedstadsområdet.

5.5 Varmepumper og overskudsvarme

En varmepumpe optager varmeenergi fra omgivelserne ved et lavt temperaturniveau og afleverer energien igen ved et højere temperaturniveau, som direkte kan anvendes til opvarmningsformål. Til denne proces skal anvendes drivenergi, fx i form af elektrisk arbejde.

COP

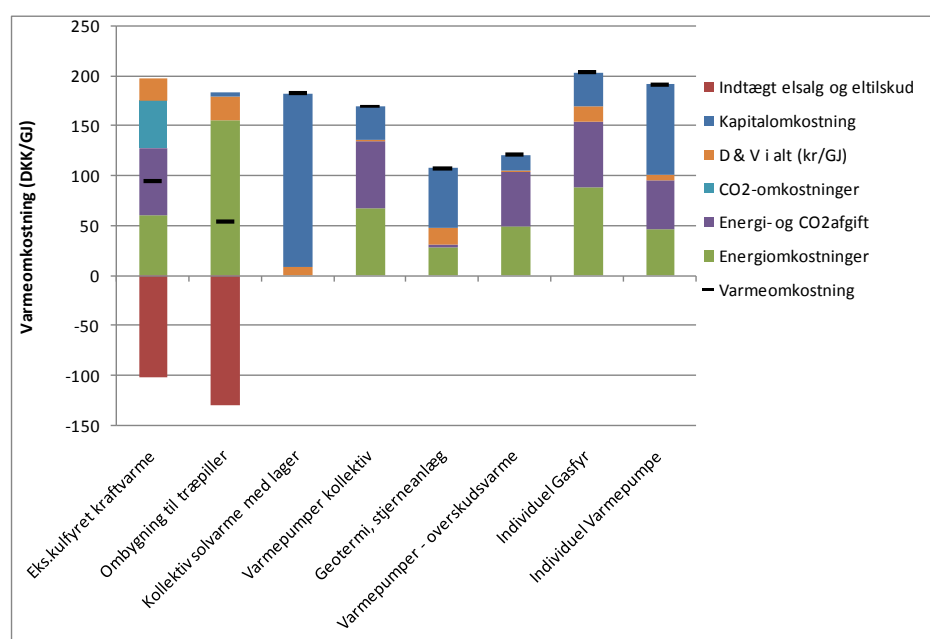
Afhængig af temperaturniveau på varmekilden og den nødvendige temperatur, som varmen skal afleveres ved, vil varmeleverancen være 2-5 gange større end den forbrugte elektricitet. Forholdet mellem varmeleverance og driv-

energi (elektricitetsforbrug) kaldes varmepumpens COP faktor (Coefficient of Performance). Skal temperaturen ved brug af overskudsvarme hæves fra fx 35° til 85° vurderes det, at der kan opnås en COP på 3–4. Er varmekilden jordvarme eller varme fra farvandene omkring Hovedstaden opnås en COP på 2-3.

I de senere år er udbredelse og anvendelsen af varmepumper vokset betydeligt. Især er små varmepumper til individuel anvendelse som både varme- og kølekilde faldet meget i pris.

5.6 Varmeomkostninger

Figur 11 viser omkostningerne til produktion af varme fra forskellige teknologier i 2025. Det skal bemærkes, at der er nogen usikkerhed om kapitalomkostninger og effektivitet især for varmepumper, geotermianlæg og for store sæsonvarmelagre.



Figur 11: Varmeproduktionsomkostninger fra individuelle og kollektive teknologier i 2025. Beregningerne er udført med standardiserede forudsætninger om de enkelte teknologier, og er ikke resultatet af en samlet systemberegning (2009-priser)

Forudsætninger

For direkte at kunne sammenligne individuelle og kollektive teknologier, er omkostningerne opgjort an forbruger. Dette er bl.a. gjort ved at tillægge fjernvarmenettet et samlet varmetab på 15 pct.

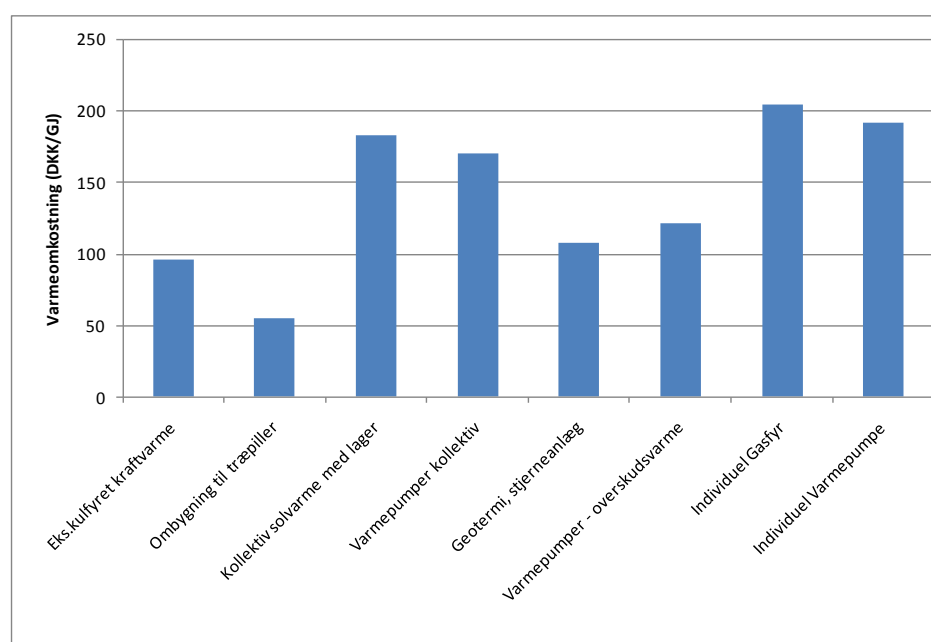
Alle teknologier bortset fra det eksisterende kulfyrede kraftvarmeværk indeholder kapitalomkostninger. Ved ombygning af et kulfyret kraftvarmeværk til fyring med træpiller er der kun medregnet omkostningerne i forbindelse med

ombygningen. Kraftvarmeteknologierne har indtægter ved salg af kraftvarme-baseret el i elmarkedet, herunder eltilskud ved VE baseret elproduktion.

For geotermianlægget gælder omkostningen den del af varmeleverancen, der kommer fra undergrunden. Der er beregningsmæssigt indregnet et omkostningstillæg på 10 kr./GJ som forskel i omkostning mellem damp- og vandleverance for kraftværkerne.

Omkostningerne ved den kollektive solvarme indeholder både selve solvarmeanlægget og omkostninger til sæsonlager. Den samlede varmeomkostning for solvarme er ca. 180 kr./GJ solvarme leveret.

Figur 12 viser de resulterende varmeomkostninger for teknologierne med fradrag af indtægterne fra elsalget (identisk med den sorte streg i Figur 11).



Figur 12: Varmeproduktionsomkostninger fra individuelle og kollektive teknologier. Nettoomkostninger med fradrag af indtægter fra elsalg

Sammenligning

Det ses, at bortset fra solvarme med sæsonlager, er de samlede omkostninger an forbruger væsentligt lavere for fjernvarmeteknologierne end for individuel naturgas og individuel varmepumpe (jord/vand).

Ved projekter, hvor der *konverteres* til fjernvarme, skal der også indregnes kapitalomkostninger til netudvidelse, stikledninger og brugerinstallationer. Dette giver fjernvarmeteknologierne et omkostningstillæg på i størrelsesordenen 50-100 kr./GJ an forbruger, når der sammenlignes med individuelle

teknologier. Det faktiske beløb er afhængigt af, om det er større ejendomme eller villakunder, der tilsluttes, samt afhængigt de konkrete lokale forhold, herunder afstand til eksisterende net.

Figuren viser også, at kun ombygning af eksisterende kulfyrede kraftvarmeanlæg til biomasse har lavere varmeproduktionsomkostninger end reference-teknologien, som i dette tilfælde er det kulfyrede kraftvarmeværk.

Endelig kan det nævnes til sammenligning, at det senest udmeldte prisloft for affaldsbaseret fjernvarme i centrale kraftvarmeområder er 66 kr. pr. GJ (76 kr. pr. GJ an forbruger med 15 pct. nettab). Dette svarer nogenlunde til det beregnede omkostningsniveau for den kulfyrede reference i 2015.

6 Forudsætninger for scenarieanalyserne

Udviklingsmulighederne for hovedstadsområdet fjernvarmesystem frem mod 2025 og perspektiverne for 2050 er belyst gennem en række scenarieanalyser. Formålet med analyserne er at vurdere, hvordan CO₂ emissionen fra hovedstadsområdet fjernvarmeforsyning kan reduceres væsentligt på mellemlangt og langt sigt, uden at forsyningssikkerhed og økonomi sættes over styr. Udgangspunktet er at undersøge, hvordan fjernvarmens VE andel kan udgøre mindst 70 pct. i 2025.

6.1 Scenarier og følsomhedsanalyser

Fire scenarier til 2025...

Der er i projektet opstillet fire scenarier for udvikling af fjernvarmesystemet i Hovedstadsområdet frem til 2025:

- *Grundscenariet*
- *Besparelser og decentral teknologi*
- *Øget varmemarked*
- *VE, besparelser og konvertering*

...og et perspektivscenarie til 2050

Alle scenarier er gennemregnet for årene 2010, 2015, 2020 og 2025. Udover disse fire scenarier er der regnet på et perspektivscenarie for 2050. Dette scenarie beskrives i kapitel 10.

Ved opstillingen af scenarierne fastlægges i hvert scenarie, hvilken efterspørgsel efter fjernvarme og fjernkøling 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. 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.

Økonomisk optimering

Når scenarierne er beskrevet og modelleret, beregner modellen den økonomisk optimale drift af det samlede system 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 afregningsregler for det enkelte anlæg mellem varmeproducenter og varmemodtagere, idet der foretages en samlet økonomisk optimering af el- og varmeproduktionen i overensstemmelse med varmekontrakterne og aftalen om lastfordeling mellem varmeselska-

berne og varmeproducenterne. Det anvendte modelværktøj til scenarierne, Balmorel, er beskrevet i bilag 3.

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 besparelser eller konvertering til fjernvarme, og omlægningen til VE sker kun 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. Der etableres ikke nye kraftvarmeværker, bortset fra affaldsfyrede anlæg. Affaldsmængderne forudsættes øget med 1,3 pct. årligt i hele perioden frem til 2025.

Besparelser og decentral teknologi

Scenariet *Besparelse og decentral Teknologi* viser konsekvensen af en ambitiøs indsats for varmebesparelser. Med betydelige varmebesparelser reduceres samtidig behovet for grundlastanlæg i København. Alle kraftvarmeenheder på Svanemølleværket og H.C. Ørsted Værket er i 2025 taget ud af drift i dette scenarie. Sluttelig forudsættes en indsats for at udnytte potentialet for overskudsvarme samt etablering af andre decentrale 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 mere decentrale teknologier i fjernvarmesystemet.

VE, besparelser og konvertering

På midtvejsworkshoppen i januar 2009 viste debatten om de foreløbige resultater en betydelig interesse for at kombinere virkemidlerne "besparelser" og "konvertering til fjernvarme" i et ekstra scenarie, og samtidig anvende mere geotermi for at være mindre afhængig af biomasse. På den baggrund er det fjerde og sidste scenarie frem til 2025, *VE, besparelser og konvertering*, opstillet. Dette scenarie skal desuden illustrere, hvordan fjernvarmeforsyningen i hovedstadsområdet kan udvikle sig til alene at være forsynet med VE og affald.

Følsomheder og marginalværdier

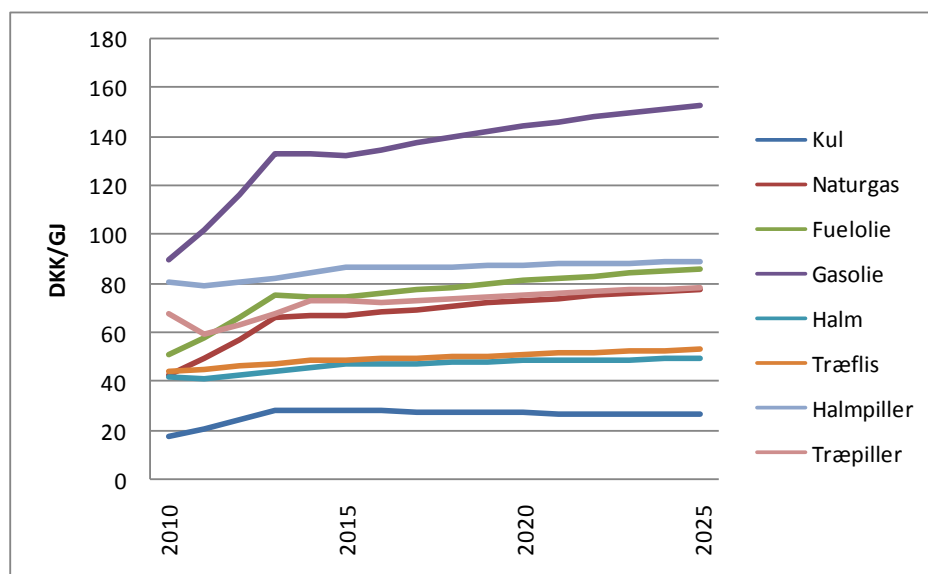
Ændrede brændselspriser og CO₂-kvotepris

Ud over gennemregningen af de fire scenarier er der gennemført en række følsomhedsanalyser for Grundsценariet i år 2025, hvor brændselspriser (forholdet mellem kulpris og biomassepris) og CO₂-kvoteprisen ændres.

Følsomhedsberegningerne suppleres med beregninger af marginalværdien af udvalgte decentrale teknologier, varmelager samt netbegrænsninger.

6.2 Generelle forudsætninger for analyserne

Der er opstillet en række beregningsforudsætninger, herunder for brændselspriser og priser på CO₂-kvoter. Energistyrelsens forudsætninger fra maj 2009, der igen er baseret på IEA prisfremskrivinger fra efteråret 2008 er anvendt som grunddata. For biomasse har Energistyrelsen fået udarbejdet en særlig analyse, idet IEA ikke fremskriver biomassepriser. Figur 13 viser de anvendte brændselspriser.



Figur 13: Brændselspriser i scenarierne, fremskrevet til 2009 kr.

Tabel 5 viser de CO₂-priser, som er anvendt i scenarierne. Også her er Energistyrelsens forudsætninger fra maj 2009 anvendt og fremskrevet til 2009 priser.

Tabel 5: CO₂-kvotepriser i scenarierne, fremskrevet til 2009 kr.

Kr./ton	
2010	105
2015-2025	234

Biomasse

Globalt set giver biomasse i dag langt det største bidrag til vedvarende energi med et anslået forbrug på ca. 45,000PJ – 50,000PJ (45EJ – 50EJ). I forbindelse med de globale målsætninger om reduktion af CO₂ samt øget anvendelse af vedvarende energi og biobrændsler, er der de seneste år fremlagt en lang række analyser af potentialet for biomasse til energiformål, som viser meget forskellige potentialer. I 2008 fremlagde et hollandsk forskerhold en omfattende analyse af det langsigtede bæredygtige potentiale for biomasse til energiformål. I rapporten konkluderes, at *“The present study gave more insight in the various factors influencing biomass potentials tuning down the range of about 200 to 500 EJ/yr”*. Biomasse kan ifølge denne og andre rapporter dermed dække en meget betydelig del af det globale energiforbrug på længere sigt.

Handel med biomasse

Fast biomasse til energiformål handles i stigende grad over grænser i form af heltræ, flis og især træpiller. I år 2000 var den globale produktion af træpiller ca. 2 mio. tons, hvilket var næsten femdoblet til 9 mio. tons i 2007. Størstedelen af forbruget går til substitution af olie, men i Holland, Belgien, Sverige og Danmark er kraftværkerne i stigende grad storforbrugere af træpiller til substitution af kul. Europa er i de senere år blevet en importregion for træpiller, og der er i 2009 etableret daglige prisnoteringer i området Amsterdam-Rotterdam-Antwerpen (ARA), som også er vigtigste reference for kulpriser i Europa. Der forventes betydelige investeringer i produktionsanlæg for træpiller i Europa, Canada, USA, Østeuropa og Asien, og det globale forbrug forventes at stige voldsomt som følge af vedtagelsen af EU's klimapakke.

Afgifter og tilskud

I alle scenarier regnes der med, at vedtagne afgifter og tilskud gælder i perioden helt frem til 2025. Afgiftsændringerne fra det vedtagne lovforslag L207 beregnes dog først at gælde for perioden efter 2010. L207 indebærer en forhøjelse og omlægning af afgifterne på energi og CO₂. Konkret øges afgifterne på energi til rumvarme med 15 pct., elafgifterne øges med 5 pct., der lægges afgift på komfortkøling og afgiftsreglerne for decentral kraftvarme, dvs. en afgiftsmæssig varmekoefficiensgrad på 125 pct., vil fremover også gælde på det centrale område. Endelig indekseres energiafgifterne med nettoprisindekset i hele perioden frem til 2025.

De nævnte afgiftsforhøjelser skal dog ses i forhold til den generelle sænkning af energiafgifterne på brændsler som blev vedtaget med L528 fra juni 2008, men som i skrivende stund ikke er implementeret.

I forbindelse med beregningerne til Varmeplan Hovedstaden har især afgiftsforhøjelsen på 15 pct., den afgiftsmæssige kraftvarmevirkningsgrad på 125 pct. samt den fortsatte indeksering af afgifterne betydning. Alle tre elementer vil som hovedregel øge incitamentet til at bruge biomasse frem for kul på de centrale kraftværker.

Tabel 6 viser de samlede energi- og CO₂-afgifter på baggrund af ovenstående.

Tabel 6: Samlede energi- og CO₂-afgifter i scenarierne opgjort i 2009 kroner.

Kr./GJ	Energiavgift		CO ₂ -avgift	
	2010	2015-2025	2010	2015-2025
Kul	53,8	56,3	9,0	14,5
Naturgas	53,6	56,3	7,0	11,3
Fuelolie	53,7	56,7	7,4	12,0
Gasolie	53,3	56,3	5,2	8,7
El, udover 4000 kWh/år	147	153	25	17
Anden el	166	187	25	17

Der regnes endvidere med afgifter på SO₂ og NO_x for alle brændsler og anlæg i hovedstadsområdet (og i det øvrige Danmark).

Endelig skal nævnes, at der også betales afgift for nyttiggørelse af overskudsvarme. Afgiften på nyttiggjort procesvarme (overskudsvarme) udgør typisk 32,5 pct. af vederlaget til den varmeproducerende virksomhed. Såfremt overskudsvarmen nyttiggøres ved brug af varmepumper, skal der dog først svares afgift af den del af varmen der overstiger tre gange den forbrugte elektricitet til varmepumpen.

Afgiftsniveau på affaldssiden indgår ikke direkte i økonomien, ligesom der ikke indregnes en brændselspris på affald. Beregningsteknisk skal hvert forbrændingsanlæg afbrænde en vis mængde affald, dog med en vis frihed til at mellemdeponere erhvervsaffald mod en omkostning, hvis dette er fordelagtigt for den samlede optimering. I vurderingen af den samlede økonomi antages det, at affaldsvarme leveres til en pris svarende til Energistyrelsens senest udmeldte prisloft fra maj 2009.

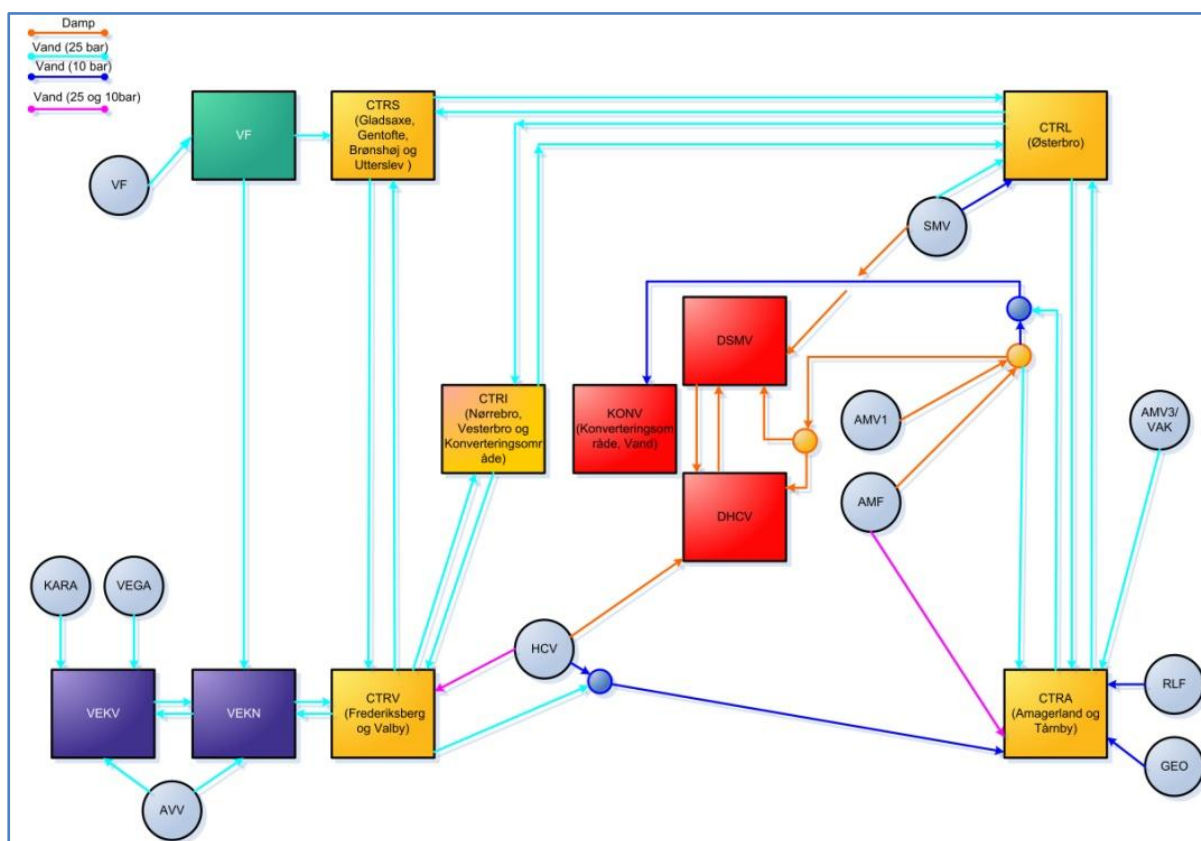
6.3 Varmemarkedet og transmissionsnettet i Hovedstaden

Til beregningerne er der lavet en inddeling af fjernvarmesystemet i forskellige forbrugsområder, der kan forsynes fra transmissionsnettet og i nogle tilfælde direkte fra produktionsanlæg eller varmelagre. De kendte flaskehalse i trans-

missionsnettet er indlagt i modellen i forenklet form. Den anvendte netmodel er udarbejdet af varmeselskaberne specifikt til dette projekt.

Modellen beskriver også en opdeling mellem KE's damp- og vandforsynede områder. De dampforsynede områder konverteres over tid til vandbaseret fjernvarme, hvilket reducerer varmetabet og øger fleksibiliteten i det samlede kraftvarmesystem.

Figur 14 viser en skematiseret opdeling af transmissionsnet samt forbrugs- og produktionsområder. Firkanter repræsenterer forbrugsområder, cirkler repræsenterer produktionsanlæg eller varmelagerenheder og de små cirkler væsentlige vekselstationer. Forbindelserne derimellem viser transmissions/hovedledningsnettet.



Figur 14: Repræsentation af fjernvarmesystemet i hovedstadsområdet i modellen.

Som nævnt ovenfor er der regnet på fire scenarier, hvor varmemeforbruget udvikles forskelligt. Tabel 7 viser principperne bag varmemarkedets udvikling i de 4 scenarier.

I Grundscenariet er det antaget, at varmebesparelserne årligt udgør 0,5 pct. af forbruget i alle modelområder. I 2025 svarer det til samlede varmebesparelser på ca. 8 pct. Dette er også varmeselskabernes normale grundantagelse omkring varmebesparelser.

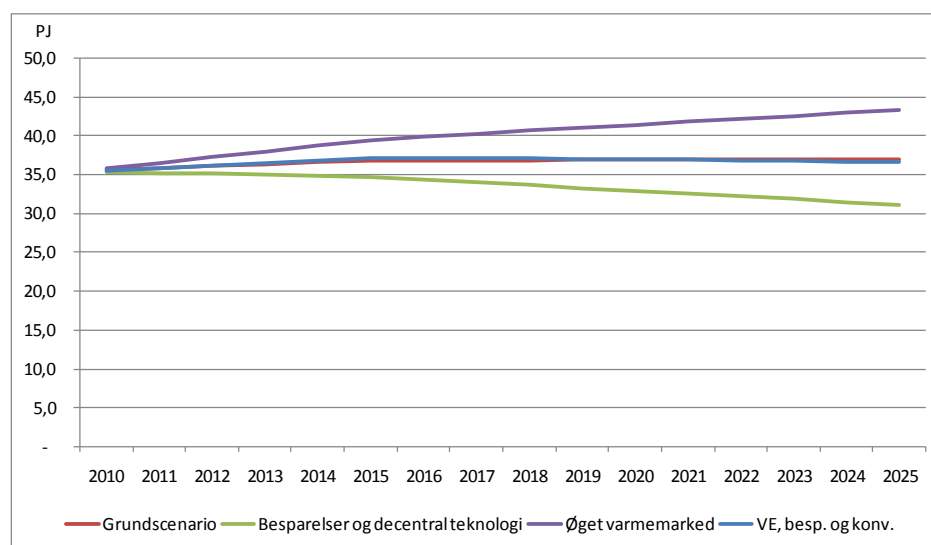
Tabel 7: Scenarier for varmemarkedet udvikling

	Grundscenarie	Besparelser og dec.	Øget varmemarked	VE, besp. og konv.
Nybyggeri	Kommunal indberetning	Kommunal indberetning	Kommunal indberetning	Kommunal indberetning
Udvidelse af fjernvarmeområder og tilslutningsprocent	Kommunal indberetning	Kommunal indberetning	Markant udvidelse indenfor interessent-kommuner, dog ikke villaer Samkøring m. Køge Udvidelse til Lyngby	Som i Øget varmemarked
Varmebesparelser	Kommunal indberetning (8 pct.)	Markante, men realistiske besparelser ca. 25 pct. i 2025	Kommunal Indberetning (8 pct.)	Som besparelser og decentral
Fjernkøling	Kommunal indberetning	Kommunal indberetning	Betydelig udnyttelse af potentialet	Som i Øget varmemarked

I varmebesparelsscenariet er det antaget at yderligere 1 pct. varmebesparelser årligt gennemføres hos forbrugerne i tillæg til de varmebesparelser, der indgår i Grundscenariet. Det vil sige i alt en besparelse på ca. 25 pct. af forbruget i bygninger i 2025. Besparelserne antages at finde sted i lige stort omfang i hele det fjernvarmeforsynede område. Der er således ikke taget hensyn til, at potentialet for nogle bygningstyper og i nogle bydele er større end i andre.

De 25 pct. besparelser svarer ikke til det fulde tekniske potentiale for varmebesparelser i hovedstadsområdet. Ved potentialeopgørelsen er der således taget hensyn til at de dyreste varmebesparelser næppe vil blive gennemført, ligesom en række andre hensyn, fx byggetekniske, æstetiske etc., vil betyde, at besparelsestiltag, der ellers kan være økonomiske, alligevel ikke bliver gennemført.

Figur 15 viser fjernvarmemarkedets udvikling i scenarierne.



Figur 15: Fjernvarmemarkedets udvikling i Hovedstadsområdet i de 4 scenarier

6.4 Varmeproduktionsanlæg i hovedstadsområdet

Der er i dag 4 store centrale kraftvarmeværker i Hovedstaden, Amagerværket, Avedøreværket, Svanemølleværket og H.C. Ørsted Værket. På nær HCV7 antages det, at alle anlæg fortsat er i drift i 2025. Der er i øvrigt forudsat følgende om disse anlæg i perioden frem til 2025:

- HCV7 lukkes ved udgangen af 2015. Fra 2016 er kun SMV7, HCV8 og AMV1 tilbage (+ spidslast) i dampsystemet. De gamle anlæg er lukket.
- I beregningerne for 2010 er AVV2 endnu ikke ombygget til kulfyring. Hvis der brændes træpiller på hovedkedlen, er det antaget, at der samtidigt skal anvendes olie som brændsel for at undgå korrosion og belægningsdannelse i kedlen. Der kan således på AVV2 i 2010 ikke anvendes ren træpillefyring uden tilsats af olie.
- AVV2 ombygges til mulig kulfyring efter 2010. Samtidig antages det, at problemer med korrosion og belægningsdannelse i kedlen er løst således, at der ikke er bestemte krav til samfyring af forskellige brændsler. Gas, olie, kul og træpiller kan således anvendes frit i hovedkedlen fra 2015.
- AVV1 og AMV3 ombygges til også at kunne anvende træpiller efter 2010. På AVV1 og AMV3 kan træpiller og kul modelteknisk anvendes i et frit forhold, inklusiv ren kulfyring og ren træpillefyring.

Udover de centrale produktionsanlæg ejet af DONG Energy og Vattenfall er der 3 fælleskommunale affaldsforbrændingsanlæg i hovedstadsområdet, Amagerforbrænding, Vestforbrænding og KARA/NOVEREN.

Der er antaget følgende for disse anlæg:

- På Amagerforbrænding lukkes de fire gamle ovne i 2014, og der idriftsættes samtidig to nye ovne med en samlet kapacitet på 70 tons/time.
- På KARA lukkes de to gamle ovne i 2014, og der etableres en ny kraftvarmeenhed. Desuden etableres yderligere en kraftvarmeenhed i 2023, men samtidig lukkes KARA5, der til den tid er ca. 25 år gammel.
- På Vestforbrænding lukkes de gamle ovne i 2014. På samme tidspunkt idriftsættes en ny kraftvarmeenhed, VF7, i Taastrup (VEGA). Den nye enhed kan ikke etableres i Glostrup, da der ikke er plads til at etablere ny kapacitet her, før de gamle ovne er fjernet.

Antagelserne er gjort på baggrund af interview med affaldsforbrændingsanlæggene om deres planer, og således at der er ovne nok til at brænde affaldsmængderne i hele perioden.

For Grundscenariet for 2010 – 2025 er der som udgangspunkt anvendt affaldsmængder fra 2006. Tallene for 2006 er taget fra Rambølls rapport om fremtidens affaldsmængder og affaldskapacitet. Det er antaget, at den totale mængde affald i hovedstadsområdet stiger med 1,3 pct. årligt som forventet af Affald Danmark.

Desuden er en række olie/gas fyrede spids/reservelastcentraler placeret forskellige steder i systemet, og det er i analyserne antaget, at den nødvendige produktionskapacitet altid er til rådighed.

Udover de centrale produktionsenheder er det i projektet undersøgt, hvordan forskellige decentrale teknologier kan indpasses. Tabel 8 viser antagelserne i de enkelte scenarier.

Tabel 8: Etablering af varmeproduktionsteknologier i Grundscenariet og de tre alternative scenarier

Varmeproduktion	Grundscenarie	Besparelser og dec.	Øget varmemarked	VE, besp. og konv.
HCV og SMV	Fortsat grundlast	Kun spidslast	Fortsat grundlast	Kun spidslast
Geotermi	Ingen udbygning	Ingen udbygning	Et stjerneanlæg (70 MW)	Tre stjerneanlæg (210 MW)
Centralt grundlastanlæg	Ingen udbygning	Ingen udbygning	Ingen udbygning	Ingen udbygning
Varmepumper	Ingen udbygning	I alt ca. 100 MW	Ingen udbygning	Ingen udbygning
Solvarme	Ingen udbygning	100.000 m ²	Ingen udbygning	100.000 m ²
Varmebaseret fjernkøling	Ingen udbygning	Begrænset (<20 MW)	Maksimalt (>40 MW)	Maksimalt (>40 MW)
Overskudsvarme (høj temperatur)	Kommunal plan (Ingen)	Udnyttelse af potentiale (2 MW)	Udnyttelse af potentiale (2 MW)	Udnyttelse af potentiale (2 MW)
Overskudsvarme (lav temperatur)	Kommunal plan (Ingen)	Udnyttelse af potentiale (44 MW)	Ingen udbygning	Ingen udbygning

6.5 Udvikling i det nordeuropæiske elsystem frem til 2025

Størstedelen af fjernvarmemarkedet i hovedstadsområdet forsynes fra kraftvarmeanlæg, og muligheder og rammer for salg af elektricitet i Østdanmark har derfor stor betydning for værkernes varmeproduktion. Da det danske elmarked endvidere er tæt integreret med både det nordiske og det tyske marked, er det afgørende for kraftvarmeværkernes drift og økonomi, hvordan det omgivende elsystem udvikler sig frem mod 2025, herunder naturligvis især elprisens udvikling.

Modelområde og transmissionsbegrænsninger

Norden og Tyskland som modelområde

Balmorel modellen er derfor i dette projekt sat op til at omfatte de nordiske lande og Tyskland, så driften i hovedstadsområdet modelmæssigt spiller sammen med alle de øvrige anlæg i dette område, gennem et ideelt fungerende regionalt elmarked.

Eltransmissionsnettet

Det overordnede eltransmissionsnet er repræsenteret i modellen på principielt samme måde som i det virkelige elmarked, bortset fra at alle strukturelle flaskehalse i elsystemet – også i Sverige - håndteres ved prisområder. Danmark er elmæssigt inddelt i to områder, Sverige i tre, Norge i fire og Tyskland i tre områder. Der er ikke modelleret interne transmissionsbegrænsninger i Finland.

Det antages, at det nordiske transmissionsnet inden 2015 udbygges med de såkaldte prioriterede snit, som er udmeldt af de systemansvarlige netselskabers samarbejdsorganisation Nordel. Dette drejer sig bl.a. om Storebæltsforbindelsen, Skagerrak 4 og snit 4 i mellem Syd- og Mellemsverige (Sydvestlänken).

Udbygning med produktionsanlæg

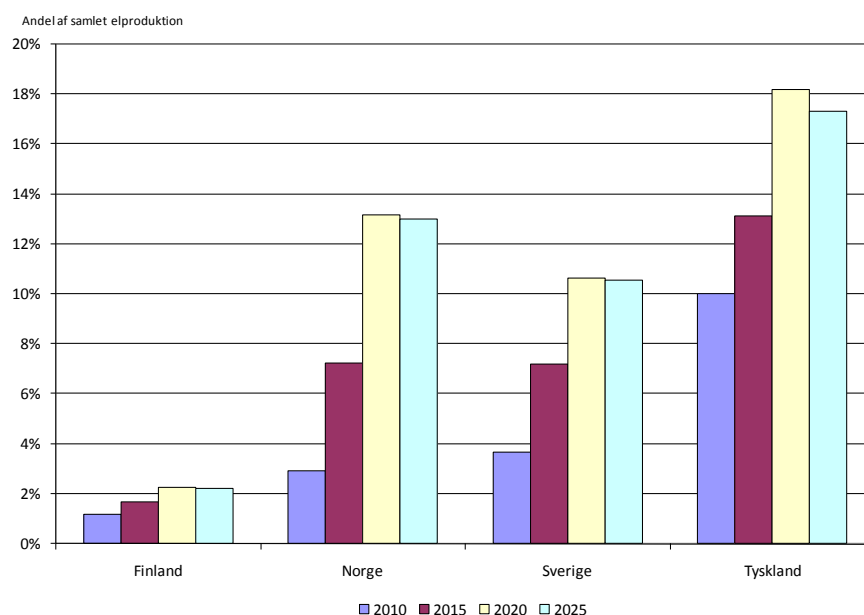
For det omgivende elsystem (uden for hovedstadsområdet) er det antaget, at en del af den nuværende termiske kapacitet skrottes og erstattes med ny kapacitet.

A-kraft

Atomkraften i Tyskland udfases delvist frem mod 2025, mens de svenske atomkraftanlæg beregningsmæssigt levetidsforlænges. I Finland etableres i alt to nye A-kraftværker i perioden.

Vind

Frem mod 2025 antages det endvidere, at der udbygges med betydelige mængder vindkraft i landene omkring Danmark. Figur 16 viser udbygningen.

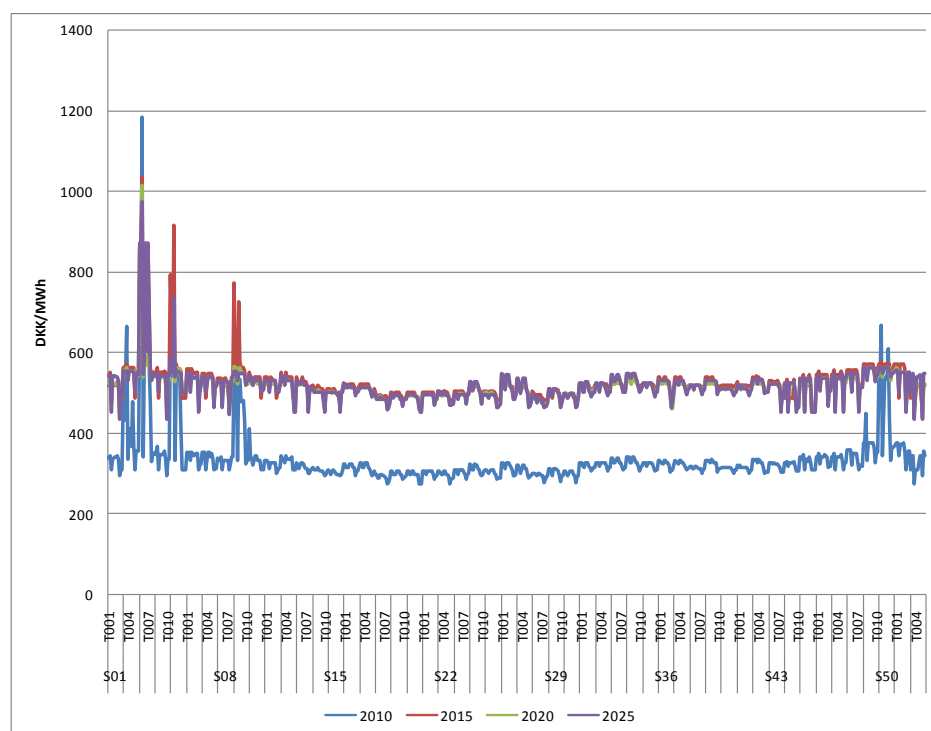


Figur 16: Forudsat vindkraftudbygning i landene omkring Danmark

I Danmark udbygges vindkraften også frem mod 2025. Kapaciteten af vindkraft på land stiger lidt til knap 3000 MW, mens der udbygges en del med vindkraft på havet. I 2025 er der 1160 MW havvind i Vestdanmark og 760 MW havvind i Østdanmark. I Øst- og Vestdanmark svarer dette til en udbygning på hhv. 400 og 800 MW.

Beregnet elpris

Figur 17 viser den beregnede elpris i Østdanmark i perioden 2010 – 2025 på basis af ovennævnte forudsætninger. Beregningen er foretaget med en inddeling af året i $52 \cdot 12$ tidsafsnit, altså ikke timesimulering. Det fremgår af figuren, at der sker en betydelig prisstigning fra 2010 til 2015, og niveauet for elprisen er derefter ret konstant. Den store stigning i elprisen skyldes især prisstigninger på brændsler (kul) og på CO_2 .

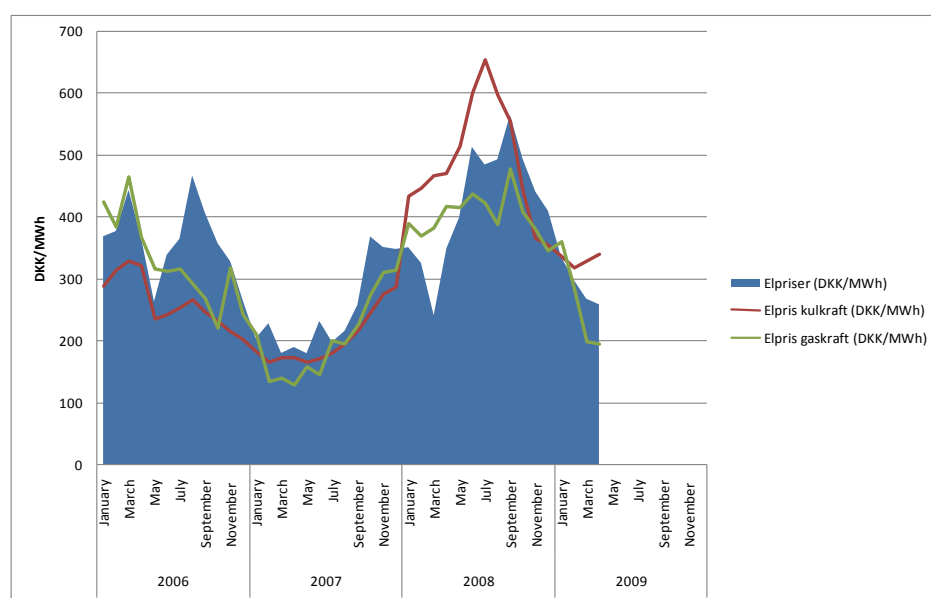


Figur 17: Elprisen i Østdanmark i 2010, 2015, 2020 og 2025. X-aksen viser uger og tidsafsnit i modellen svarende til perioden fra 1. januar til 31. december i hvert år.

Det skal bemærkes, at de beregnede elpriser ikke indeholder prisspidser og prisdale i samme omfang som det kendes fra statistikken. Dette skyldes især, at modellen arbejder i et "ideelt" elmarked, hvor elproducenter i princippet byder ind til deres marginale omkostninger og hvor eltransmissionsnettet gode muligheder for at udnytte den nordiske vandkraft til at udjævne fluktuationer i forbruget og i vindkraften. Endvidere er der ikke indlagt egentlige udfald på kabelforbindelser og kraftværker udenfor Hovedstaden i stedet er udfald og revisioner modelleret ved en faktor, hvor kapaciteten på transmissions- og produktionsanlæg generelt nedskrives med gennemsnitsværdier. Endelig er beregningerne som tidligere nævnt ikke udført med fuld tid-sopløsning (timesimulering), men med året opdelt i ca. 600 tidsperioder, hvil-

ket vurderes at give tilstrækkelig god repræsentation af prisdannelsen på det nordiske elmarked.

For at sammenligne de beregnede elpriser med historiske data viser Figur 18 elprisens udvikling i Østdanmark i perioden januar 2006 til april 2009. Endvidere viser figuren beregnede marginalomkostninger på kulfyrede og gasfyrede reference-værker i hele perioden. Referenceværkerne er et kulfyret damp turbineanlæg og et gasfyret combined cycle anlæg på henholdsvis 39 pct. og 55 pct. Marginalomkostningen indeholder brændsels- og CO₂-omkostninger. Figuren viser en stor korrelation mellem elprisen samt omkostningskurverne for kul- og gasfyrede værker. 2006 var et relativt tørt år, hvilket er årsagen til at elprisen ligger højere end omkostningskurverne. Omvendt var magasinfyldningen i foråret 2008 usædvanlig høj, hvilket forklarer den lave elpris i marts-april sammenlignet med omkostningskurverne for 2008.



Figur 18: Elprisen i Østdanmark 2006 – 2009 samt beregnede marginalomkostninger på kul- og gasfyrede kraftværker 2006 – 2009.

Det er interessant, at omkostningskurverne for kulfyrede og gasfyrede værker generelt holder samme niveau i perioden. Dette kan være en indikation af, at konkurrencen mellem kul- og gasfyrede kraftværker i elmarkedet har væsentlig indflydelse på prisdannelsen i engrosmarkedet for naturgas.

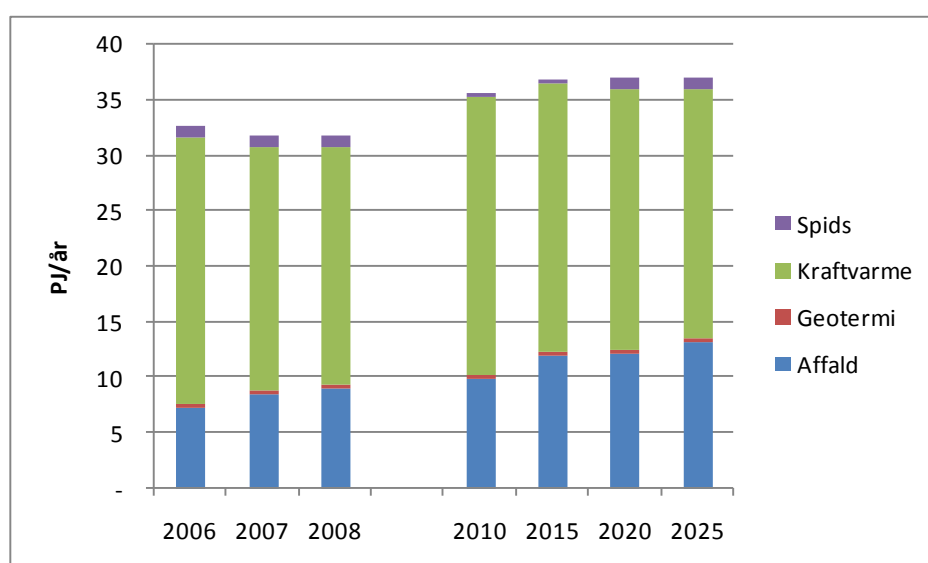
7 Grundscenariet

I det følgende gennemgås resultater for Grundscenariet 2010 – 2025.

7.1 Hovedresultater

El- og varmeproduktion i fjernvarmesystemet

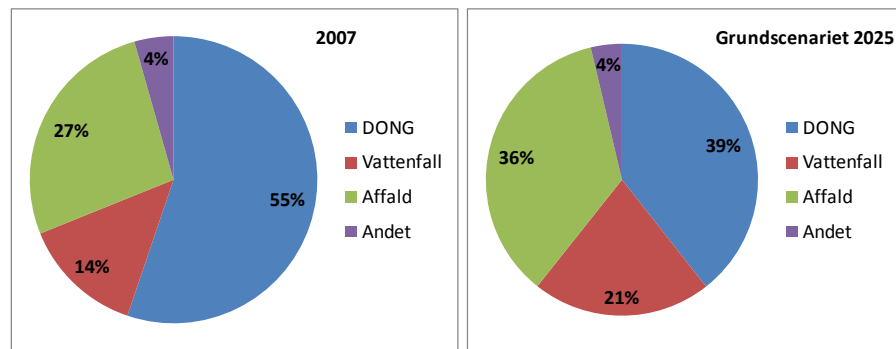
Figur 19 viser varmeproduktionen i *Grundscenariet* i 2010-2025 sammenlignet med varmeproduktionen i 2006, 2007 og 2008. Varmeproduktionen i 2006-2008 var præget af højere temperaturer end i normalåret.



Figur 19: Fjernvarmeproduktion i Grundscenariet i 2006, 07, 08 (statistik) og 2010 – 2025 (modelberegninger)

Det fremgår af figuren, at også i 2025 vil fjernvarmeproduktionen i meget stort omfang komme fra affaldsanlæggene (Amagerforbrænding, Vestforbrænding og KARA/NOVEREN) og de eksisterende kraftværksblokke på Amagerværket, Avedøreværket, Svanemølleværket og H.C. Ørsted Værket. Produktionen på DONG Energys og Vattenfalls anlæg falder i perioden fra 2010 til 2025 fra godt 25 PJ til knap 23 PJ, mens varmeproduktionen på affaldsanlæggene stiger fra knap 10 PJ til over 13 PJ. Dette skyldes udviklingen i affaldsmængderne, der forventes at stige gennem perioden.

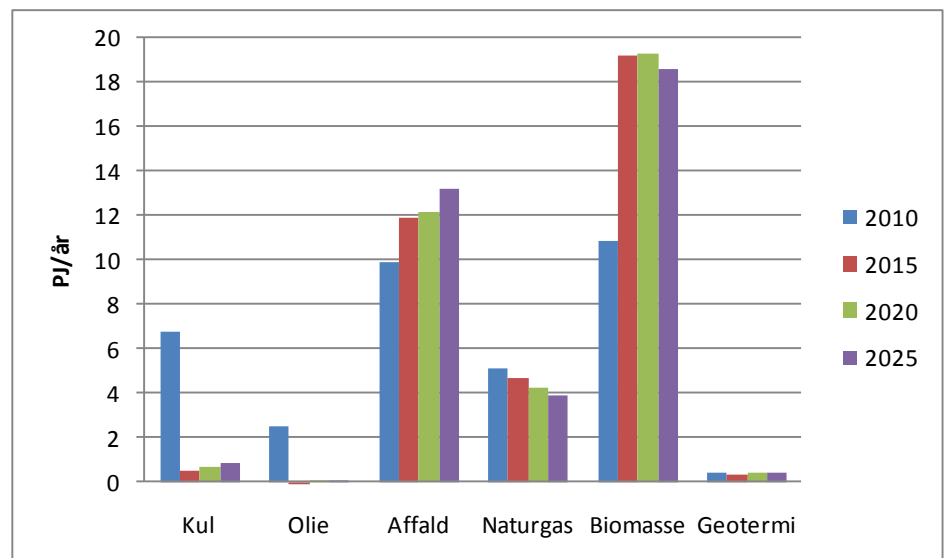
Figur 20 viser udviklingen i fordelingen af produktionen mellem de forskellige aktører i hovedstadsområdet.



Figur 20: Fordeling af varmeproduktion i 2007 og i Grundscenariet 2025

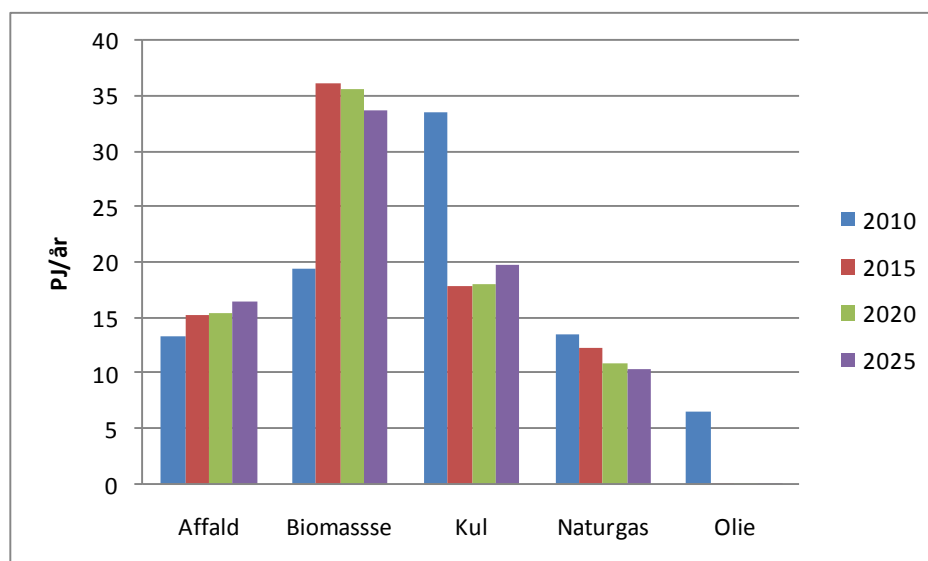
Det ses, at affaldsanlæggenes og Vattenfalls andel af varmeproduktionen stiger, mens DONG Energy får en lavere andel. Dette hænger sammen med idriftsættelsen af den nye blok 1 på Amagerværket i 2009. Dette anlæg kan både levere varme til damp- og vandsystemet og fortrænger derfor en stor del af produktionen på Svanemølleværket og H.C. Ørsted Værket. I 2007 var fjernvarmeproduktionen på de sidstnævnte anlæg 6,7 PJ, hvilket falder til 1,9 PJ i beregningerne for 2025.

Figur 21 viser udviklingen i varmeproduktionen fra forskellige brændsler i perioden 2010 – 2025. Det fremgår, at der mellem 2010 og 2015 sker et betydeligt skift fra fossile brændsler til biomasse. Dette skyldes primært pris- og afgiftsforhold, som gør det økonomisk fordelagtigt at ombygge Avedøreværket og Amagerværket til træpillefyring.



Figur 21: Varmeproduktion fordelt på brændsler i Grundscenariet.

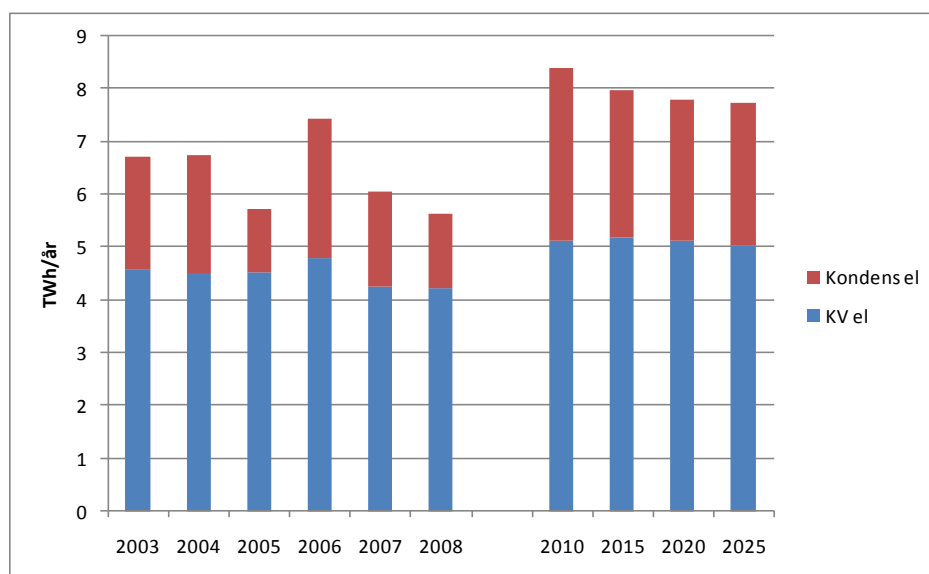
Brændselsforbruget fra anlæggene i hovedstadsområdet fremgår af Figur 22.



Figur 22: Brændselsforbrug på kraftvarmeværkerne inkl. brændsel til kondens-elproduktion i Grundscenariet, PJ/år.

Det ses, at der anvendes omtrent 35 PJ biobrændsel i 2015-2025, hvilket svarer til ca. 2 mio. tons pr. år. Dette er ganske store mængder biomasse. Fx kan sammenlignes med Biomasseaftalen fra 1993, som indeholdt en forpligtelse for de danske kraftværker om, at der skulle brændes 1,4 mio. tons biomasse i den samlede danske elsektor. Omvendt falder anvendelsen af kul markant fra 2010 til 2015. Dette skyldes ombygningen af kraftværkerne til at kunne brænde biomasse. Optimeringsmodellen udnytter denne mulighed på grund af de økonomiske rammer, således at der fra 2015 kun produceres en lille del af varmen på kul. Til gengæld er der fortsat en del kulbaseret kondens-elproduktion. I den sammenhæng har det også betydning, at AVV2 ombygges til at kunne anvende kul efter 2010.

Figur 23 viser elproduktionen på hovedstadens kraftvarmeværker og affaldsværker i Grundscenariet i 2010 – 2015 sammenlignet med den historiske udvikling i perioden 2003 – 2008.

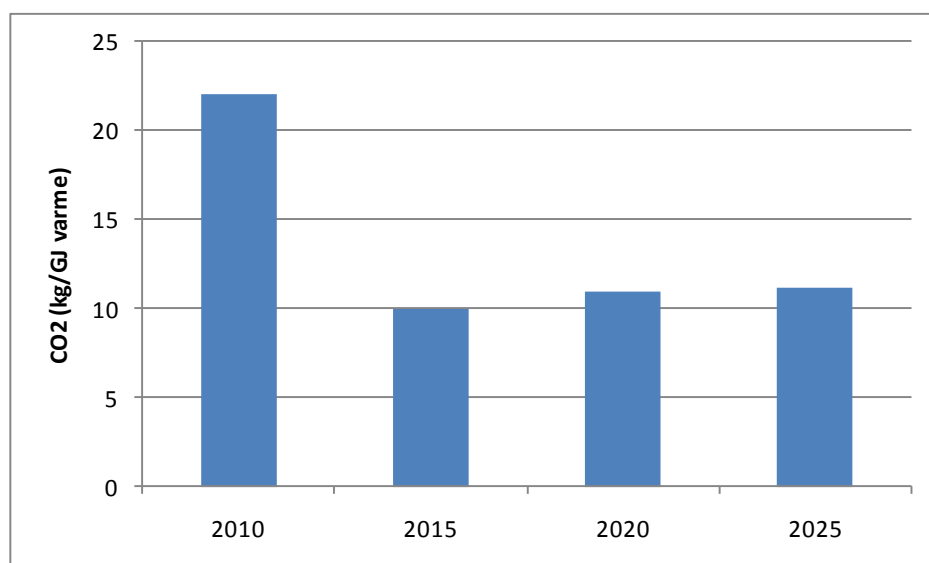


Figur 23: Elproduktion i Grundscenariet sammenlignet med elproduktionen i perioden 2003 – 2008

Det fremgår, at elproduktionen er over 8 TWh i 2010, hvorefter den falder til knap 8 TWh. Sammenlignet med den historiske elproduktion på anlæggene i hovedstadsområdet er der en ganske stor elproduktion i modelberegningerne, og specielt er elproduktionen i kondens større end de historiske tal. Den højere modtryks-elproduktion skyldes bl.a., at varmeproduktionen på Svanemølleværket og H.C. Ørsted Værket er faldende, fordi de gamle enheder med en meget lav elvirkningsgrad er blevet lukket. Endvidere har varmeproduktionen været lavere end der forudsættes i modelberegningerne i flere år (pga. varme år), og endelig stiger elproduktionen fra affaldsværkerne pga. af højere elvirkningsgrad på de nye anlæg. Den høje kondens-elproduktion i modelberegningerne skyldes generelt, at de store kraftvarmeanlæg i Hovedstadsområdet er konkurrencedygtige i det nordeuropæiske elsystem. Optimeringsmodellen vil med basis i værkernes tekniske data udnytte dette fuldt ud, sandsynligvis også bedre end det kan gøres i driften i praksis.

Miljø og økonomi

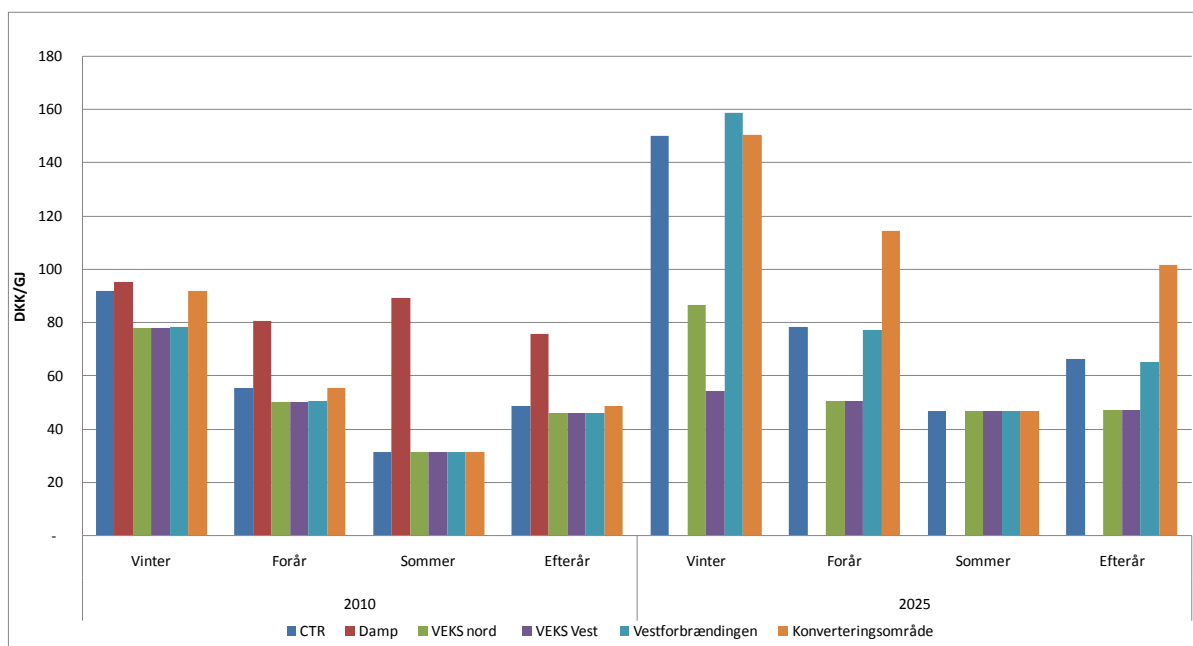
Figur 24 viser udviklingen i CO₂-indholdet i fjernvarme leveret i hovedstadsområdet i Grundscenariet. For at beregne CO₂-indholdet i kraftvarme er det nødvendigt at vælge en metode til fordeling mellem el- og varme. I figuren er emissionerne opgjort efter 200 pct. metoden, hvilket er den metode som i dag anvendes af varmeselskaberne. Kraftvarme beregnes herved at være produceret med fast 200 pct. virkningsgrad på alle kraftvarmeværker.



Figur 24: CO₂-emissioner i Grundscenariet i 2010-2025. (200 pct. metoden).

Det ses, at der sker et betydeligt fald i CO₂-emissionen, specielt mellem 2010 og 2015, som følge af ombygningen af de store kraftvarmeværker til mulig træpillefyring. Den lille stigning i emissionen fra 2015 til 2025 skyldes, at affald, som ikke er CO₂-neutral, fortrænger CO₂-neutral biomasse.

Endelig viser Figur 25 den marginale varmeomkostning i Grundscenariet, i forskellige forbrugsområder i henholdsvis vinter, forår, sommer og efterår.



Figur 25: Marginale, variable varmeproduktionsomkostninger i Grundscenariet i 2010-2025.

Den marginale varmeomkostning er defineret som omkostningen ved at levere én ekstra varmeeenhed i det pågældende område (eller værdien ved at spare én varmeeenhed). Figuren viser, ikke overraskende, at de marginale omkostninger typisk er væsentligt større om vinteren end om sommeren. Figuren viser også, at der kan være stor forskel mellem områderne, hvilket skyldes flaskehalse i varmetransmissionsnettet.

Det fremgår, at der er relativt større forskelle mellem områderne i 2025 end i 2010, hvilket er en første indikation på hvor der eventuelt kan være økonomi i at udbygge transmissionsnettet.

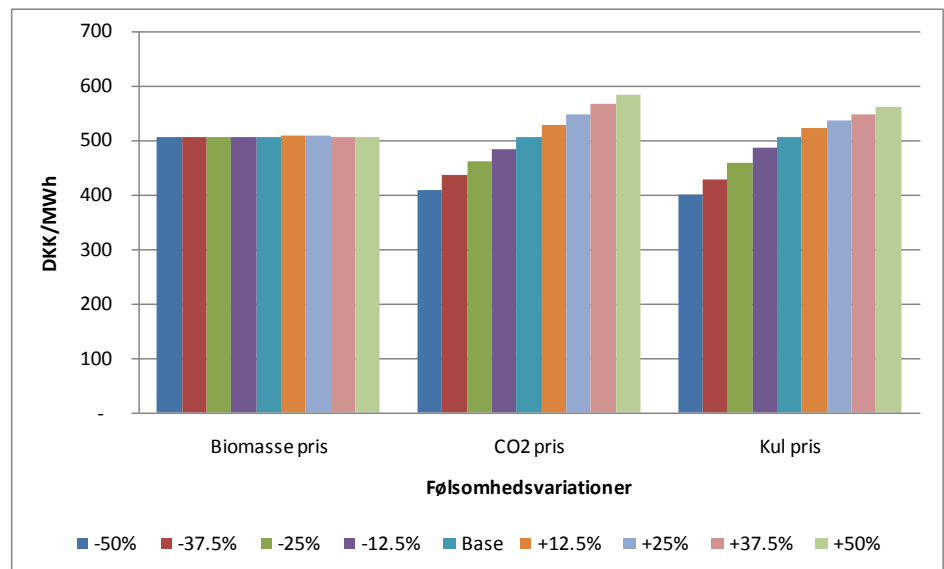
7.2 Følsomhedsanalyser

Følsomhedsanalyserne kan være med til at give et billede af, hvad de kritiske parametre er for økonomien i fremtidens kraft- og varmesystem i hovedstaden. Der er gennemført følsomhedsanalyser for Grundscenariet i 2025 for følgende 3 følsomhedsparametre:

- Biomassepris. Priser på alle biobrændsler varieres i skridt fra 50 pct. af grundprisforudsætningen til 150 pct. af denne
- Kulpris. Prisen på kul varieres i skridt fra 50 pct. af grundprisforudsætningen til 150 pct. af denne
- CO₂-pris. CO₂-kvoteprisen varieres i skridt fra 50 pct. af grundprisforudsætningen til 150 pct. af denne

Følsomhedsanalyserne er gennemført med og uden en binding om, at den VE baserede fjernvarmeandel skal fordobles til 70 pct. i 2025. Følsomhedsanalysen med bindingen giver et billede af, hvordan omkostningerne påvirkes af, at der fastholdes et mål om 70 pct. VE, mens følsomhedsanalysen uden binding illustrerer, hvor meget priserne skal ændre sig før målet ikke nås ved en fri økonomisk optimering.

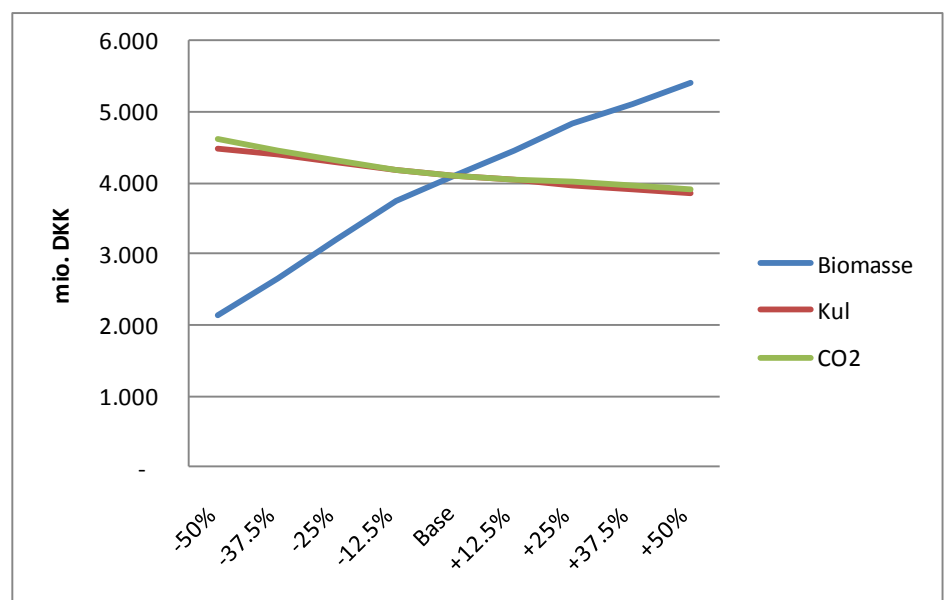
Ændringer i priserne på brændsler og på CO₂ påvirker driften og økonomien direkte i form af ændrede omkostninger, og indirekte gennem elprisen. Figur 26 viser konsekvenser af følsomhedsanalyserne for det samlede elsystem. Det er vist, hvordan elprisen varierer som funktion af biomassepriser, kulpris og CO₂-pris. Det ses, at der er en nøje sammenhæng mellem kulpris og elpris og mellem CO₂-pris og elpris, mens biomasseprisen ikke påvirker elprisen. Det skyldes, at kul- og CO₂-pris har en direkte indvirkning på omkostningerne på det marginale elproduktionsanlæg i Nordeuropa, mens dette ikke er tilfældet for biomasseprisen.



Figur 26: Sammenhængen imellem elprisen og de tre følsomhedsparametre.

Følsomhedsanalyser med mål for VE

Figur 27 viser de samlede nettoomkostninger for kraftvarmesystemet i 2025 (dvs. totalomkostninger fratrasket værdien af elsalget) som funktion af variationer i brændselspriserne og CO₂-prisen.

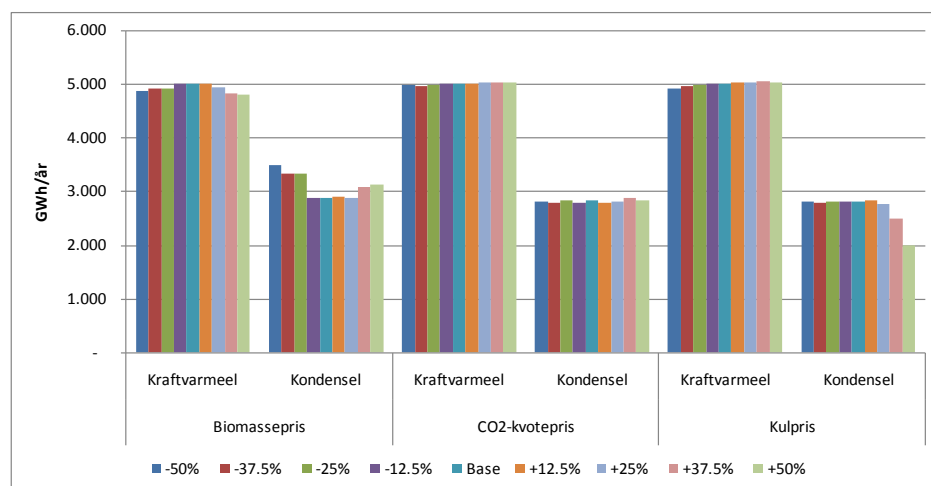


Figur 27: Sammenhængen imellem de totale omkostninger (fratrasket elsalg) med de tre følsomhedsparametre.

De samlede nettoomkostninger er mest følsomme over for udviklingen i prisen på biomasse. Stigning i kulpriser og eller CO₂-kvotepriser giver paradoksalt

nok et samlet fald i nettoomkostningerne. Dette skyldes, at kul- og CO₂-priser er styrende for prisdannelsen i hele elmarkedet, og at kraftværkerne i Hovedstadsområdet i 2025 har relativt lavere kulforbrug og CO₂-emission end øvrige kraftværker. Herved stiger elprisen mere end omkostningerne til el- og varmeproduktion i hovedstadsområdet. Til gengæld stiger elprisen ikke nævneværdigt som følge af stigende biomassepriser, og omkostninger til el- og varmeproduktion i hovedstadsområdet stiger derfor med stigende biomassepris. Dette skyldes, at kraftværker udenfor Danmark modelmæssigt ikke anvender biomasse i samme omfang som i hovedstadsområdet.

Figur 28 viser elproduktionen på kraftvarmeværkerne i hovedstadsområdet opdelt i elproduktionen i kombination med varmeproduktionen (kraftvarme-el) og elproduktionen uden tilhørende udnyttelse af varmen (kondens-el).

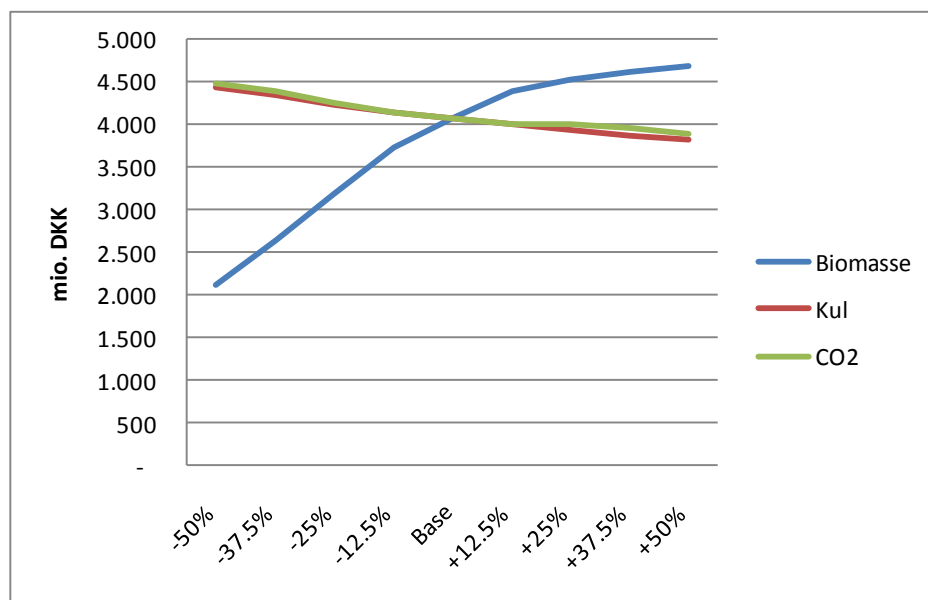


Figur 28: El produceret i hovedstadsområdet som kraftvarme og som kondens-el i de tre følsomhedsanalyser.

Produktionen af kraftvarme-el er stort set uafhængig af prisniveauerne. Dog sker der et mindre fald i kraftvarmeproduktionen ved høje biomassepriser til fordel for ren varmeproduktion, for at opretholde kravet om 70 pct. VE i varmeproduktionen. Produktionen af kondens-el er størst ved lave biomassepriser, hvor produktionen af el på biomasse er konkurrencedygtigt på det nord-europæiske elmarked. Tilsvarende sker der en stigning i kondens-elproduktionen ved høje biomassepriser. Her sker kondens-elproduktionen på kul og stigningen skyldes nedgangen i produktionen af kraftvarme-el. Ved høje kulpriser falder produktionen af kondens-el, som ikke længere er konkurrencedygtigt på elmarkedet.

Følsomhedsanalyser uden mål for VE

Figur 29 viser de samlede nettoomkostninger for kraftvarmesystemet i 2025 (dvs. omkostninger fratrasket værdien af elsalget) som funktion af variationer i brændselspriserne og CO₂-prisen.



Figur 29: Sammenhængen imellem de totale omkostninger (fratrasket elsalg) med de tre følsomhedsparametre. Uden 70 pct. VE mål i 2025.

De samlede nettoomkostninger er igen mest følsomme over for udviklingen i prisen på biomasse. I forhold til følsomhedsanalysen med krav om en VE-andel på 70 pct. stiger omkostningerne dog ikke så meget med stigende biomassepriser. Dette skyldes, at anlæggene skifter til kul ved stigende biomassepriser, og VE-andelen falder dermed. Stigning i kulpriser og eller CO₂-kvotepriser giver igen samlet set et fald i nettoomkostningerne.

Tabel 9 viser, hvilken andel af brændselsinputtet til varmeproduktion (beregnet med 200 pct. metoden), som kommer fra vedvarende kilder i de forskellige følsomheder.

Tabel 9: VE andel i følsomhederne i procent af det samlede brændselsinput

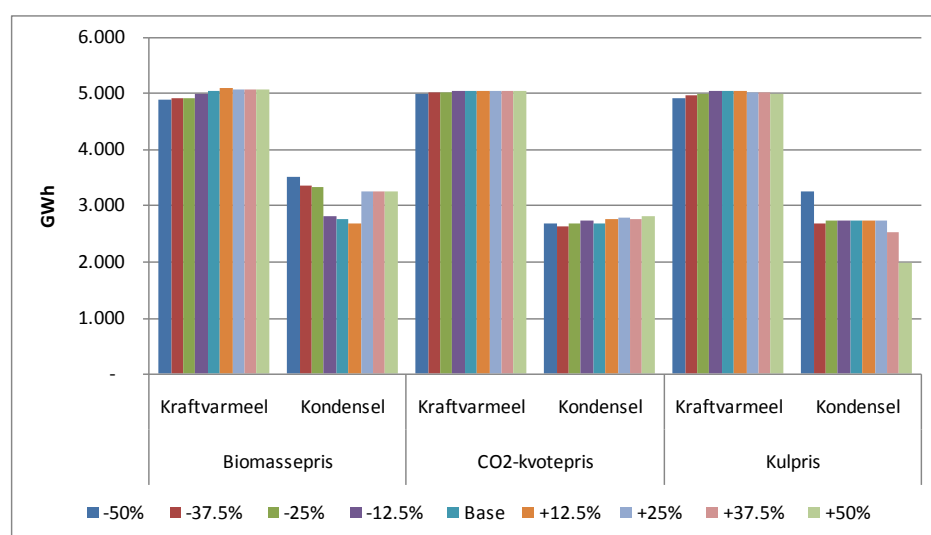
Procent	-50%	-37,5%	-25%	-12,5%	Base	+12,5%	+25%	+37,5%	+50%
Biomasse pris	73	73	73	71	70	69	34	34	34
CO ₂ -pris	69	69	69	70	70	70	71	70	71
Kulpris	37	69	69	70	70	70	71	71	72

Højere biomassepriser eller meget lave kulpriser betyder, at VE-målsætningen ikke opfyldes automatisk ud fra en økonomisk optimering. Med biomasse-

priser på 125 pct. eller mere af de forudsatte priser vælger modellen at anvende kul i stedet for biomasse, og VE-andelen falder dermed betydeligt til omkring en tredjedel af det samlede brændselsinput.

De analyserede ændringer i kulpris og CO₂-pris har kun begrænset indflydelse på omkostningerne ved at nå VE-målet, mens biomasseprisen har betydelig indflydelse på omkostningen. Omkostningen ved at nå VE-målet stiger således med ca. 200 mio. ved 25 pct. øgning af biomasseprisen, med ca. 500 mio. kr. ved en stigning på 37,5 pct. og med ca. 700 mio. kr. årligt ved en forøgelse af biomasseprisen på 50 pct.

Figur 30 viser elproduktionen fordelt på produktion af kondens-el og produktion af modtryks-el som funktion af udvikling i biomassepris, kulpris og CO₂-pris og uden krav om 70 pct. VE.



Figur 30: Produktionen af el i hovedstadsområdet opdelt på kraftvarme-el og kondens-el i de tre følsomhedsanalyser – uden krav om 70 pct. VE

Det ses, at produktionen af kondens-el stiger både med faldende og stigende biomassepriser. Ved lave biomassepriser bliver kondens-elproduktion på biomasse konkurrencedygtig på det nordiske elmarked. Ved meget høje biomassepriser skifter kraftværkerne fra biomasse tilbage til kul for kraftvarmeproduktion. Herved kan de udnytte mulighederne for kulbaseret kondens-elproduktion, uden at dette udløser yderligere betaling af energiafgifter. Dette medfører indirekte, at marginalomkostningen ved kulbaseret kondensproduktion falder, og kondensproduktionen derved øges.

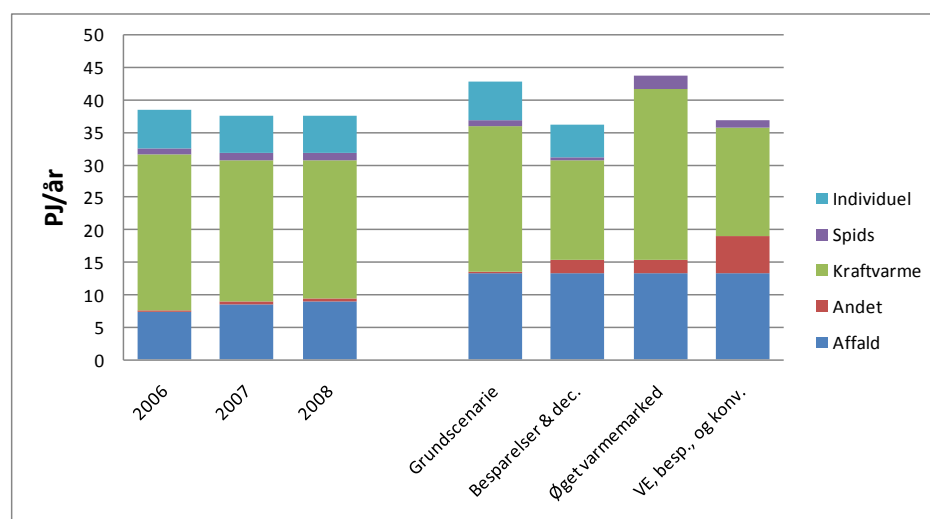
8 Øvrige scenarier

Foruden *Grundscenariet* er der regnet på tre alternative scenarier: ét scenarie, hvor varmemarkedet er mindre (*Besparelser og decentral teknologi*), ét hvor varmemarkedet øges gennem konvertering af naturgasområder til fjernvarme (*Øget varmemarked*) samt ét hvor besparelser og konvertering af naturgas kombineres på forbrugssiden, mens forsyningen skal være 100 pct. VE og affald (*VE, besparelser og konvertering*).

I det følgende sammenlignes de fire scenarier med hensyn til en række nøgletal for 2025.

8.1 El- og varmeproduktion i kraftvarmesystemet

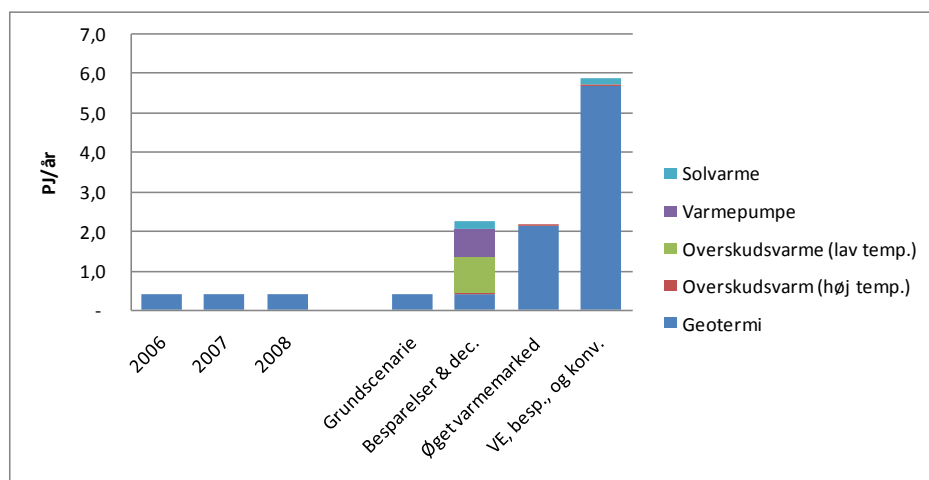
Figur 31 viser varmeproduktionen i scenarierne sammenlignet med varmeproduktionen i perioden 2006 til 2008. I alle scenarier indgår varmeproduktionen i de individuelle områder, som i to af scenarierne konverteres til fjernvarme.



Figur 31: Varmeproduktion i de 4 scenarier 2025 sammenlignet med varmeproduktionen i 2006 – 2008

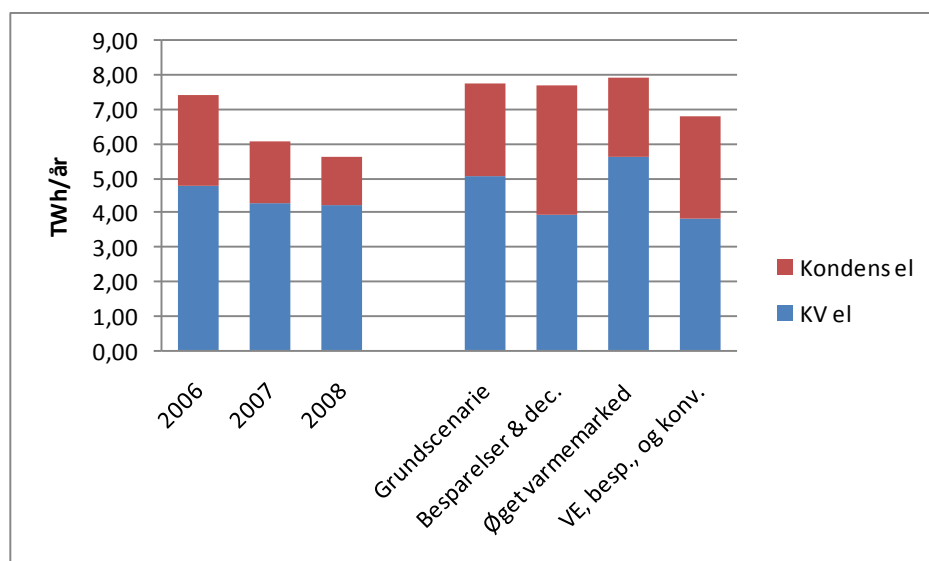
Kraftvarme fylder meget i alle scenarier, og affald og termisk varmeproduktion frem til 2025 er fortsat dominerende i varmeforsyningen. Ændringer i varmeforbrugsgrundlaget giver primært anledning til en ændret produktion på kraftvarmeværkerne, da affaldsanlæggenes produktion er konstant og afhænger af de affaldsmængder, som er til rådighed. Der ses dog en stigende produktion fra "anden" varmeproduktion, hvilket skyldes udbygning med decentral produktion og geotermi.

Figur 32 viser i større detalje, hvordan ”anden varmeproduktion” er opdelt på forskellige forsyningsformer. Geotermi fylder meget i de to sidste scenarier, mens mange forskellige opvarmningsformer er i brug i besparelsscenariet. I besparelsscenariet er udnyttet det fulde potentiale for overskudsvarme i hovedstadsområdet, og varmeproduktionen herfra er knap 1 PJ. Det er helt overvejende overskudsvarme ved lav temperatur, som hæves til fjernvarmetemperatur med varmepumper. Derudover er der i scenariet Besparelser og decentral en varmeproduktion fra varmepumper på 0,7 PJ og fra solvarme på 0,2 PJ.



Figur 32: Anden varmeproduktion i de 4 scenarier 2025.

Figur 33 viser elproduktionen i de 4 scenarier.



Figur 33: Elproduktion i de 4 scenarier 2025 og elproduktion i 2006, 2007 og 2008.

Det fremgår, at elproduktionen i de 3 første scenarier er lidt over 7 TWh, mens elproduktionen i VE, besparelser og konverteringsscenarioet er under 7 TWh.

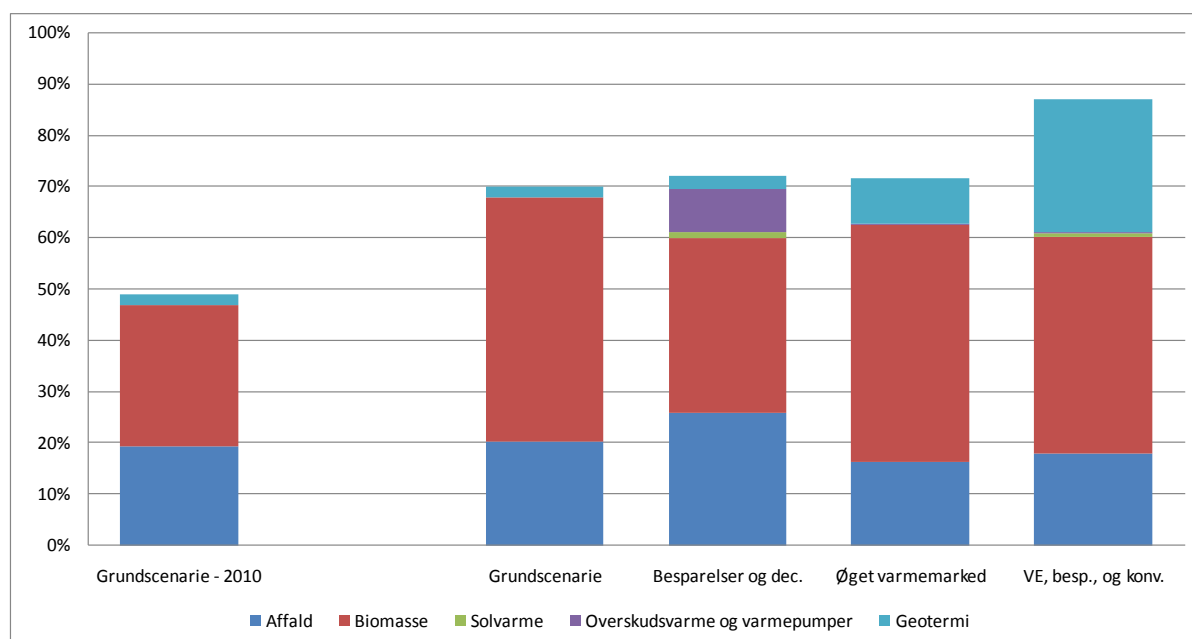
Tabel 10 viser elproduktionen fra anlæggene i Hovedstadsområdet i yderligere detalje.

Tabel 10: Elproduktion pr. værk i scenarierne i 2025

TWh/år	Grundscenarie	Besparelser & dec.	Øget varmemarked	VE, besp. og konv.
Avedøreværket	5,0	5,1	5,0	4,0
Amagerværket	1,6	1,7	1,6	1,8
Svanemølleværket	0,2	-	0,2	-
H.C. Ørsted Værket	0,1	-	0,1	-
Køge Kraftværk	-	-	0,2	0,2
Affaldsværker	0,9	0,9	0,9	0,9
Total	7,7	7,7	7,9	6,8

8.2 VE og CO₂ i fjernvarmesystemet

Andelen af VE i scenarierne fremgår af Figur 34.

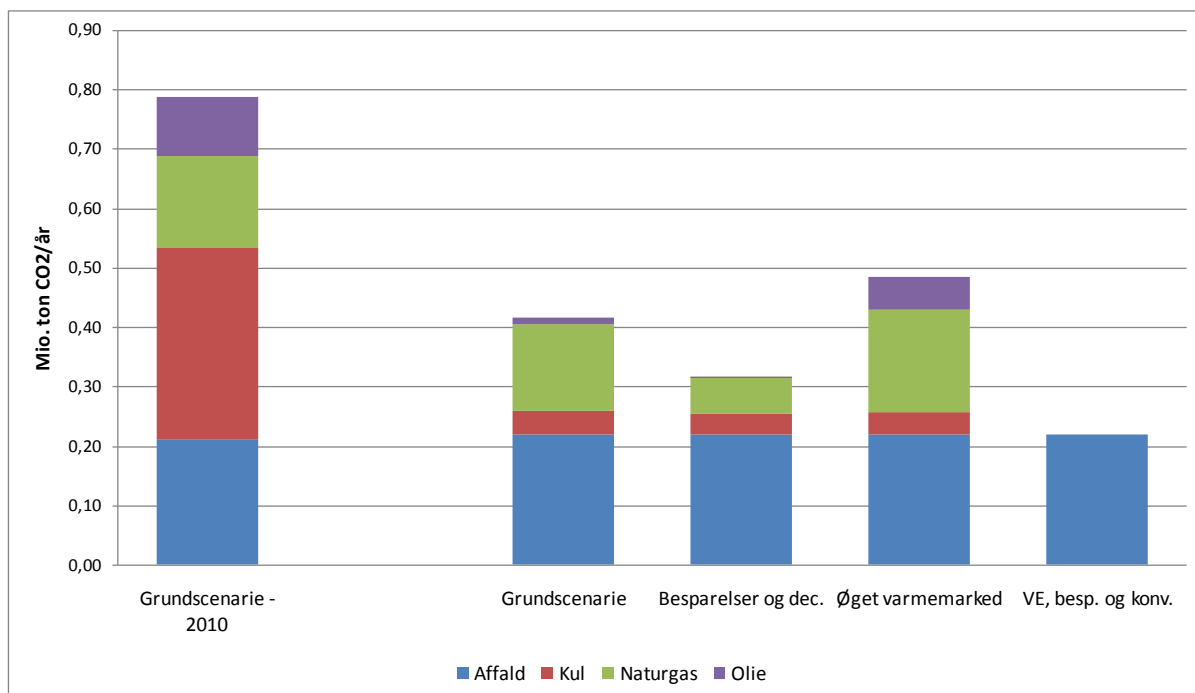


Figur 34: Andelen af VE i fjernvarmen i scenarierne for 2025 (200 pct. metoden). Grundscenarie 2010 angiver grundscenariet i år 2010

I alle scenarierne er de dominerende VE teknologier biomasse og affald. Dog fylder geotermi også en betydelig andel i VE, besparelser og konverteringsscenarioet. I dette scenario nås en VE-andel på 87 pct., mens den resterende del udgøres af den fossile del af affaldet. Ønsker man en højere VE-andel, skal der

således enten ske en reduktion af affaldsmængderne til forbrænding eller en frasortering af den fossile fraktion af affaldet.

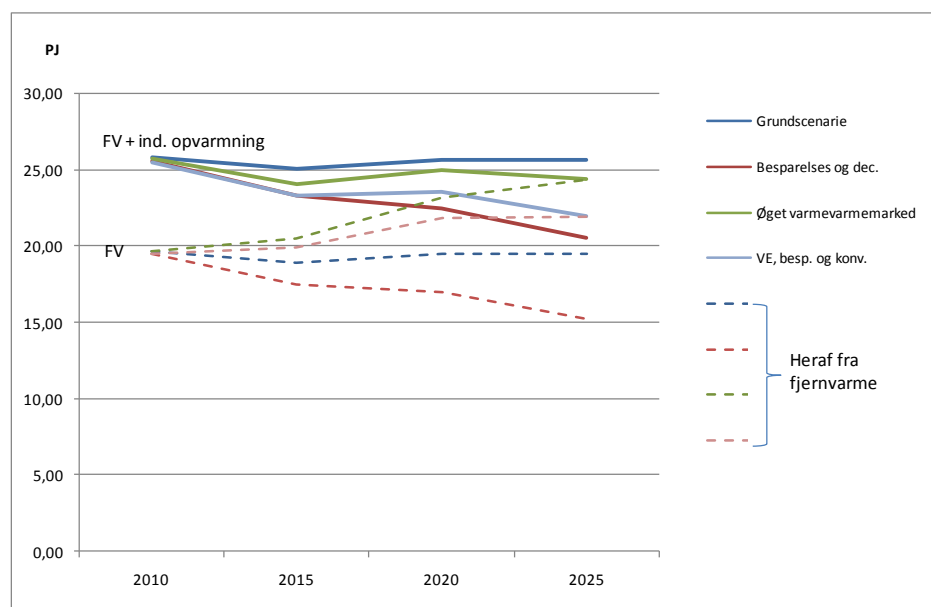
I Figur 35 ses CO₂-emissionen fra fjernvarmeforsyningen i Hovedstaden. Figuren indeholder alene CO₂ emissioner fra fjernvarmeforsyningen og afspejler derfor ikke eventuelle reduktioner af emission i de individuelt forsynede områder, der konverteres til fjernvarme.



Figur 35: CO₂-emissioner fra fjernvarmeforsyningen i Hovedstadsområdet i de 4 scenarier i 2025 sammenlignet med emissioner i grundscenariet i 2010. Emissioner fra kraftvarmeanlæg er opgjort med 200 pct. metoden

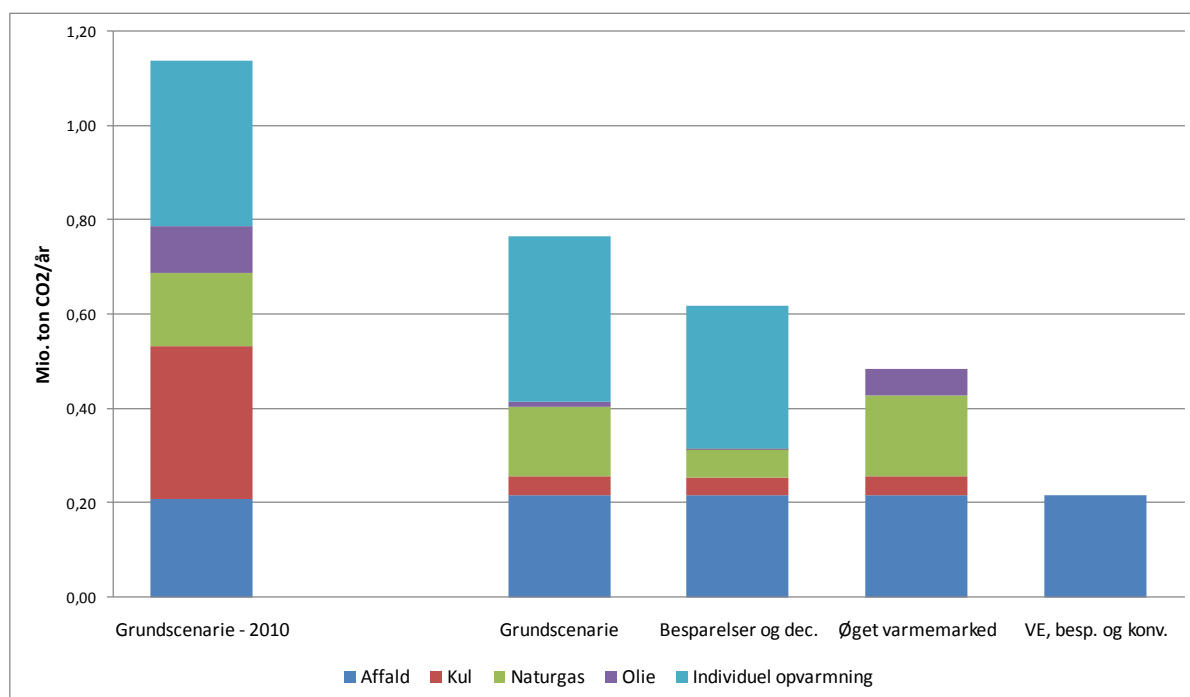
8.3 Brændselsforbrug og CO₂-emissioner i det samlede område

Figur 36 viser udviklingen i brændselsforbruget i det samlede område, dvs. de individuelle områder og fjernvarme tilsammen. Mens brændselsforbruget stort set er konstant i hele perioden i Grundscenariet, falder det i de øvrige scenarier, mest i besparelsscenariet. I scenariet med det øgede varmemarked falder det samlede energiforbrug, mens fjernvarmeafsætningen stiger betydeligt.



Figur 36: Brændselsforbrug til varme (200 pct. metode for kraftvarme)

I Figur 37 ses CO₂-emissionen i 2025 i scenarierne.



Figur 37: CO₂-emission fra fjernvarme og individuel opvarmning i Hovedstadsområdet 2025

I denne figur er også emissionerne fra individuel varmeforsyning indregnet. Det ses, at CO₂-emissionen falder i både besparelsscenariet og øget varmemarked scenariet. I besparelsscenariet skyldes reduktionen et lavere varme-forbrug i de eksisterende fjernvarmeområder, mens reduktionen i øget var-

memarked scenariet skyldes, at CO₂-emissionen reduceres ved konvertering af individuelle naturgasfyr til fjernvarme. I 100 pct. VE- og affaldsscenariet 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.

9 Samlede økonomiske konsekvenser

De samlede økonomiske konsekvenser af de fire scenarier er belyst i form af en samlet økonomisk vurdering for de involverede selskaber og brugere samt en samfundsøkonomisk vurdering.

Den økonomiske vurdering omfatter den totale økonomi (omkostninger og indtægter) for alle varmeproduktionsanlæg i Hovedstadsområdet (dog indgår affaldsanlæggene kun med en omkostning til varmekøb).

Endvidere er indregnet omkostninger til forsyning af de individuelt forsynede varmekonsumenter, investeringer til konvertering af naturgasforbrugere fjernvarmeforsyning samt omkostninger til varmebesparelser, idet det er antaget, at halvdelen af de varmebesparende tiltag gennemføres i forbindelse med renovering.

Kapitalomkostningerne omfatter alene omkostninger til nye teknologier, der etableres gennem perioden. Dette inkluderer ombygning af de centrale kraftværker til træpillefyring, investeringer i geotermi samt etablering af forskellige decentrale teknologier som varmepumper og solvarme.

I de *selskabsøkonomiske* beregninger er der regnet med en omkostning på 66 kr./GJ for affaldsvarme, hvilket svarer til prisloftet fastsat af Energitilsynet, og der er regnet med en årlig omkostning på 232 kr./GJ til at dække investeringerne i varmebesparelser.

I den *samfundsøkonomiske* opgørelse indregnes ikke afgifter og eltilskud. Der indregnes det såkaldte skatteforvriddningstab, som er en samfundsøkonomisk omkostning ved at reducere afgifter eller øge tilskud. Ved opgørelse af skatteforvriddningstab forudsættes det, at skatterne skal opkræves et andet sted i økonomien, hvorved der opstår et tab, som er fastsat til 20 pct. Indregningen af skatteforvriddningstab i de samfundsøkonomiske beregninger i denne rapport sker ved at sammenligne de alternative scenarier med Grundscenariet, idet skatteforvriddningstab i Grundscenariet pr. definition er nul. Herudover er alle priser omsat til faktorpriser med en nettoafgiftsfaktor på 1,17.

Alle omkostninger er opgjort som årlige omkostninger for år 2025, hvor investeringer er omregnet til årlige omkostninger ved antagelser om levetider på 20 eller 30 år og en kalkulationsrente på 6 pct.

Resultatet af vurderingerne er vist i Tabel 11 og Tabel 12, hvor de enkelte indtægts- og omkostningselementer fremgår, inkl. nettoindtægterne ved salg af kondens-el (som en negativ omkostning).

Tabel 11: 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

Tabel 12: Samfundsøkonomiske omkostninger i de fire scenarier i 2025

Mio. kr)	Grundscenarie	Besparelser & dec.	Øget varmemarked	VE, besp. og konv.
<i>Kondens omkostninger og elsalg</i>	-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

Besparelsscenariet

Sammenlignes *Besparelsscenariet* med *Grundscenariet* ses, at indsatsen for varmebesparelser giver sig udslag i betydelige besparelser i brændselsudgifterne, både til kraftvarme og til naturgas, samt 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 skønnede store udgifter til realisering af varmebesparelserne. Det samlede resultat er en merudgift på 17 pct.

Øget varmemarked	Sammenlignet med <i>Grundscenariet</i> betyder en udvidelse af varmemarkedet i form af konvertering af naturgasforbrugere øgede indtægter fra elsalg samt besparelser i brændselsforbruget, da kraftvarmeproduktion er mere brændselseffektiv end individuel naturgasfyring. Besparelserne og de øgede indtægter modsvares i et vist omfang af øgede afgifter og udgifter til konvertering fra naturgas til kraftvarme. Det samlede resultat er ca. 14 pct. reduktion i udgifterne.
VE, besparelser og konvertering	I <i>VE, besparelser og konverteringsscenariet</i> kombineres en konvertering fra naturgas til kraftvarme med en besparelsesindsats. Dette bevirker en kraftig besparelse i brændselsudgifterne og en besparelse på afgifter og CO ₂ -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 <i>Grundscenariet</i> .
Samfundsøkonomien	De samfundsøkonomiske vurderinger viser samme tendens som de selskabsøkonomiske. Omkostningen ved at gennemføre besparelsscenariet er omtrent den samme, ca. 1,1 mia. kr. årligt. <i>Øget varmemarked scenariet</i> 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 fordelene ved skift fra individuel naturgas til fjernvarme er, at der skiftes fra et afgiftsbelagt til et afgiftsfritaget brændsel. Endelig ses det, at <i>VE, besparelser og konverteringsscenariet</i> har en samfundsøkonomisk omkostning 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 – selskabsøkonomisk og samfundsøkonomisk – ved en ambitiøs indsats for varmebesparelser, i det omfang at det ikke kan kombineres med en generel renovering af bygningsmassen. Det kan imidlertid være økonomisk fornuftigt at kombinere en mindre ambitiøs besparelsesplan (primært energibesparelser i forbindelse med renovering) med en fokuseret indsats for en maksimal udnyttelse af de vedvarende energikilder, herunder geotermi.

10 Perspektivet frem mod 2050

Udover scenarierne for 2025 er der udviklet et perspektivscenarie for 2050. I dette scenarie er alle eksisterende kraftværker skrottet, og fjernvarmeforsyningen baseres 100 pct. på VE. Perspektivscenariet bygger videre på VE, besparelser og konverteringsscenariet og indeholder som dette både varmebesparelser og konvertering af individuelt forsynede områder til fjernvarme. Kravet om 100 pct. VE vil i scenariet også gælde individuel forsyning, hvilket får betydning for den samfundsøkonomiske vurdering af konkurrencen mellem fjernvarme og individuel varme.

10.1 Forudsætninger for el- og fjernvarmesystemet i 2050

Varmeforbruget reduceres gennem en aktiv varmebesparelsesindsats med 35 pct. sammenlignet med niveauet i 2010. Der sker en konvertering fra individuel naturgas til fjernvarme i de samme områder som i *Øget varmemarked* scenariet. Dette indbefatter primært virksomheder, institutioner og etagebyggeri. Derudover konverteres i perspektivscenariet halvdelen af områdets enfamiliehuse, der i forvejen har naturgas som opvarmningskilde. Der sker en udbygning af det fulde potentiale for fjernkøling, som er blevet vurderet af varmeselskaberne.

I perspektivscenariet er det en forudsætning, at den danske vindkraftproduktion svarer til ca. 75 pct. af elforbruget. Det giver mere fluktuerende elpriser og ændrede vilkår for driften af kraftvarmesystemet.

Anvendelse af både geotermi og solvarme øges betydeligt i forhold til 2025 i perspektivscenariet, og varmepumper bliver en del af varmeforsyningen. Samtidig antages, at temperaturen i fjernvarmenettet kan sænkes betydeligt. Dette reducerer varmetabet og øger effektiviteten i varmepumper, geotermi- og solvarmeanlæg. Omvendt kan det øge pumpearbejdet, hvis vandet ikke kan afkøles tilstrækkeligt ude i husene i 2050. Der etableres samlet set ca. 525 MW geotermi fordelt i systemet, og det antages, at de varmepumper, der anvendes til at drive geotermianlæggene, overgår til at være eldrevne. Dette skyldes især, at det med så stor effekt ellers vil blive vanskeligt at nyttiggøre drivvarmen i mange af årets timer. Solvarmekapaciteten øges til ca. 400 MW, og desuden etableres ca. 300 MW varmepumper og 100 MW elpatroner. Varmelagerkapaciteten i systemet fordobles, og der etableres sæsonvarmelager i tilknytning til solvarmeanlæg.

Der sigtes mod at begrænse anvendelsen af biomasse i energiforsyningen. Det antages, at affald og andre faste brændsler som hovedregel kan udnyttes på fleksible anlæg med høje el- og totalvirkningsgrader. Det antages, at affaldsmængderne i 2050 er de samme som i 2025, men at hele affaldsmængden er VE. Konkret antages kun et centralt affaldsforbrændingsanlæg etableret i Roskilde med en varmeeffekt på 180 MW varme. 50 pct. af affaldsmængderne brændes på affaldsanlægget i Roskilde, mens de resterende mængder deles mellem de to store nye multibrændselskraftværksblokke på Amager og Avedøre (se nedenfor). Affaldsanlægget i Roskilde antages at kunne opnå en el-virkningsgrad på 40 pct. og en totalvirkningsgrad på 99 pct.

I 2050 forudsættes det, at der kun eksisterer to store kraftvarmeblokke i hovedstaden. En ved det nuværende Amagerværk og en ved Avedøreværket. Sammenlagt vil de have en elkapacitet på 600 MW og en varmekapacitet på 430 MJ/s. Disse anvender udelukkende biomasse og affald som brændsler. Det er antaget, at de store kraftværksblokke får etableret forbehandlingsanlæg, så mange forskellige former for biomasse kan anvendes inklusiv affald. Anlæggene forudsættes at kunne opnå en elvirkningsgrad på 50 pct. Desuden er det antaget, at alle flaskehalse i transmissionssystemet er fjernet i 2050.

Tabel 13: Etablering af varmeproduktionsteknologier mv. i perspektivscenariet.

	Varmekapacitet	Placering
Eksisterende grundlast	Lukkes	-
Ny biomasse grundlast	430 MW	AVV og AMV
Geotermi	525 MW (6xGeostjerne)	AMV, SMV, HCV, Køge, Lyngby og KARA
Fjernkøling	138 MW (kølebehov)	
Markedsudvidelse	Halvdelen af potentialet medtaget	Nye områder - Køge og Lyngby
Varmepumper	300 MW	SMV og HCV
Elpatroner	100 MW	SMV og HCV
Køge Halmværk	50 MW	Køge
Solvarme	400 MW	CTRA og VEKSV
Sæsonvarmelager	Etableres i forbindelse med solvarmeanlæg	
Overskudsvarme	Høj temp. 2 MW	CTRS
Overskudsvarme	Lav temp. 44 MW	CTRV, CTRS og CTRA
Varmebesparelser	35 pct.	
Affaldsmængder	Mængder svarende til 2025 – 100 pct. VE	
Affaldsværk	179 MW	Roskilde
Affaldsmedforbrænding	Etableres på AVV og AMV	
Vind	Ca. 75 pct. af elforbrug	
Varmelager	Fordobling af lagerkapacitet på AVV og AMV (5460 MWh)	
Lavtemperatur-fjernvarme	85 °C	
Brændselspriser og CO ₂ -priser	Svarende til 2025-niveau	
Afgifter og tilskud	Ingen afgifter og tilskud medtaget	

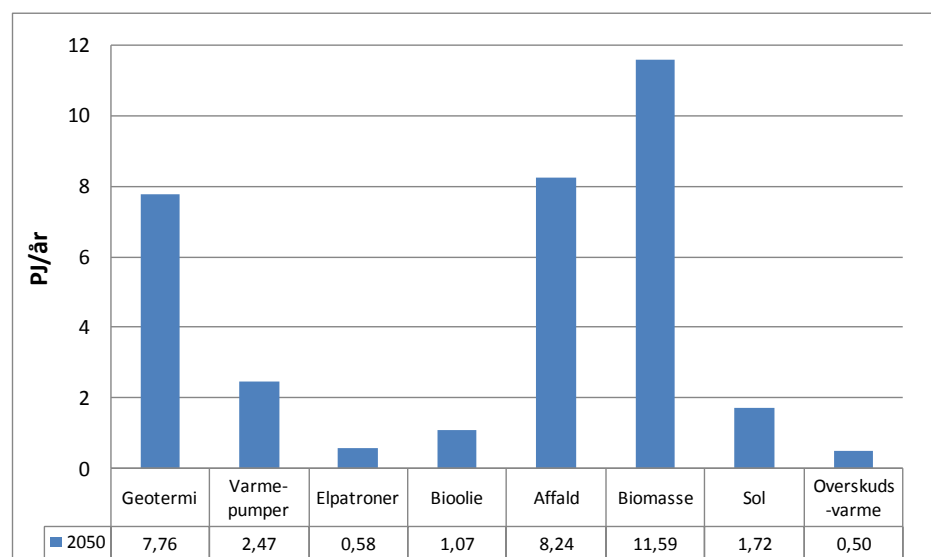
10.2 Resultater

Tabel 14 viser varmeproduktionen i perspektivscenariet. Den samlede varmeproduktion i 2050 falder til knap 34 PJ som følge af øgede varmebesparelser. På trods af en yderligere forøgelse af antallet af varmekunder sker der således alligevel en reduktion af fjernvarmeforbruget i Hovedstadsområdet. De nye kraftværksblokke leverer ca. 40 pct. af varmen, affaldscentret i Roskilde knap 15 pct., og den resterende varme kommer fra geotermi, spidslast og forskellige decentrale kilder.

Tabel 14: Fjernvarmeproduktion i perspektivscenariet

PJ/år	2050
Bio-affald, Amager	7,22
Bio-affald, Avedøre	6,46
Køge Halmværk	1,30
Affaldscentral, Roskilde	4,84
Geotermi	7,76
Varmepumpe	2,47
Solvarme	1,72
Overskudsvarme	0,50
Elpatron	0,58
Spidslast	1,07
Total	33,94

I Figur 38 ses varmeproduktionen fordelt på brændsler i 2050.



Figur 38: Varmeproduktionen 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.

Tabel 15 viser elproduktion i perspektivscenariet. I forhold til dagens fjernvarmesystem sker der i 2050 en betydelig reduktion af elproduktionen fra anlæg i hovedstadsområdet. En større del af varmen produceres i 2050 på kilder, der anvender el helt eller delvist som brændsel (elpatroner, varmepumper og geotermi). Dette hænger sammen med den markante udbygning med vind i det samlede elsystem. De to store kraftværker producerer i 2050 ca. 0,5 TWh el i kondensproduktion.

Tabel 15: Elproduktion i perspektivscenariet

TWh/år	2050
Bio-affald, Amager	2,04
Bio-affald, Avedøre	2,07
Køge Halmværk	0,18
Affaldsværk Roskilde	0,90
Total	5,19

Alt i alt viser gennemregningen af perspektivscenariet, at det er muligt at etablere et fjernvarmesystem i Hovedstaden med 100 pct. VE under forudsætning af, at elforsyningen også er 100 pct. VE. I forhold til scenarierne for 2025 er varmeproduktionen på biomasse reduceret til ca. 12 PJ eller ca. 60 pct. Perspektivscenariet er således baseret på VE uden at være så afhængig af biomasse som scenarierne for 2025.

Bilag 1: Projektets organisering og rapporter

Varmeplan Hovedstaden er gennemført af de tre varmeselskaber VEKS, KE og CTR.

Styregruppen for projektet har været Inga Thorup Madsen, CTR, Jan Elleriis, CTR, Lars Gullev, VEKS, Flemming Andersen, VEKS, Astrid Birnbaum, KE, Magnus Foged, KE.

Thomas Hartmann, KE har været projektleder for det samlede projekt.

Til at gennemføre projektet har der været nedsat en række arbejdsgrupper med deltagelse af medarbejdere fra varmeselskaberne. Endvidere har Ea Energianalyse a/s været tilknyttet som konsulent til opgaven, med Hans Henrik Lindboe som projektleder for Ea Energianalyses del af projektet.

Varmeselskaberne har endvidere gennemført en række mindre delprojekter, hvis resultater indgår i scenarieberegningerne.

Foruden hovedrapporten er rapporten *Varmeplan Hovedstaden – Teknologidata* offentlig tilgængelig.

Endvidere er der udgivet fem nyhedsbreve fra projektet.

Rapporter og nyhedsbreve er tilgængelige på www.varmeplanhovedstaden.dk

Bilag 2: Ejerforhold

Leverandør	Selskab	Ejerkreds
El- og varmeproduktion	DONG Energy	Den danske stat, SEAS-NVE m.fl.
	Vattenfall	Den svenske stat
	Vestforbrænding I/S	Kommunerne: Albertslund Ballerup Brøndby Egedal Frederikssund Hundested Furesø Gentofte Gladsaxe Glostrup Gribskov Herlev Hillerød Høje-Taastrup Ishøj København Lyngby-Taarbæk Rudersdal Rødovre Vallensbæk
	Amagerforbrænding I/S	Kommunerne: Dragør Frederiksberg Hvidovre København Tårnby

Leverandør	Selskab	Ejerkreds
Naturgas	HNG	Kommunerne: Albertslund Allerød Ballerup Brøndby Dragør Egedal Fredensborg Frederikssund Frederiksværk/Hundested Furesø Gentofte Gladsaxe Glostrup Greve Gribskov Helsingør Herlev Hillerød Hvidovre Høje-Taastrup Hørsholm Ishøj Køge Lejre Lyngby-Taarbæk Roskilde Rudersdal Rødovre Solrød Stevn Tårnby Vallensbæk

Leverandør	Selskab	Ejerkreds
Varme	CTR	Kommunerne: Frederiksberg Gentofte Gladsaxe København Tårnby
	VEKS	Kommunerne Albertslund Brøndby Glostrup Greve Hvidovre Høje Taastrup Ishøj Roskilde Rødovre Solrød Vallensbæk
	Københavns Energi A/S	Københavns kommune

Bilag 3: Modelværktøjet

Scenarieanalyserne gennemføres ved hjælp af Balmorel-modellen (Baltic Model of Regional Electricity Liberalisation). Modellen er en optimeringsmodel, som oprindeligt er udviklet til at kunne modellere el- og varmesystemerne i Østersøområdet. Den anvendte version af modellen dækker det nordiske el- og kraftvarmesystem. Modellen optimerer produktionsfordeling mellem anlæg i det nordiske system, herunder også import/eksport forhold, med henblik på at minimere de samlede omkostninger til el- og kraftvarmeproduktion. Idet modellering sker på anlægsniveau, er det muligt at foretage virkelighedsnære simuleringer af forskellige udviklinger på det nordiske elmarked.

Som udgangspunkt afspejler modellen en situation med velfungerende varme- og elmarkeder med fuldkommen konkurrence både blandt centrale og decentrale anlæg. Modellen giver dog også mulighed for at indarbejde forskellige aftalemæssige begrænsninger, fx omkring varmelevering.

Modellering af hovedstadsområdets kraftvarmesystem i Balmorel modellen har dels nødvendiggjort modeludvikling, dels givet behov for detaljerede data for fjernvarmesystemet.

På modelsiden er modellen tidligere udviklet til håndtering af transmissionsbegrænsninger i fjernvarmenettet. Modellen regner i den forbindelse med, at energi over alt i systemet kan overføres uden tidsforsinkelser. Ved modellering af varmeoverførsel fra værk til forbrugsområder og mellem områder ses der således bort fra evt. tidsforsinkelser i fjernvarmenettet. Der tages endvidere ikke hensyn til temperaturkrav i fjernvarmesystemet, idet der regnes med, at produktionsenhederne leverer varme ved en temperatur, der sikrer, at den ønskede varmeenergi kan leveres.

På datasiden er der indsamlet detaljerede data om såvel forbrug, transmission og produktionsforhold i hovedstadsområdets kraftvarmesystem:

- Forfinede varmeforbrugsprofiler for de Hovedstadsområdets varmeområder
- Opdeling af hovedstadsområdets fjernvarmenet i forbrugsområder, hvorimellem der er begrænset transmissionskapacitet
- Detaljeret modellering af produktionsanlæggene i hovedstadsområdets system.

