



Ea Energianalyse

Samfundsøkonomiske varmepriser i hovedstadsområdet

Opdateret november 2019

21-11-2019

Udarbejdet af:

Ea Energianalyse
Gammeltorv 8, 6.
1457 København K
T: 88 70 70 83
F: 33 32 16 61
E-mail: info@eaea.dk
Web: www.eaea.dk

Indhold

1	Resumé	4
2	Indledning	6
3	Samfundsøkonomiske analyser	8
	3.1 Varmeforsyningsloven og Projektbekendtgørelsen	8
	3.2 Energistyrelsens vejledning	8
4	Metode til beregning af den samfundsøkonomiske gaspris samt den samfundsøkonomiske fjernvarmepris i hovedstadsområdet.....	12
	4.1 Særlige spørgsmål ved beregning af fjernvarmeprisen.....	13
	4.2 Særlige spørgsmål ved beregning af gasprisen	17
5	Fjernvarmesystemet i hovedstadsområdet.....	18
	5.1 Fjernvarmesystemet i hovedstadsområdet i dag.....	18
	5.2 Udvikling af fjernvarmesystemet	19
6	Beregning af den marginale fjernvarmeproduktion.....	22
	6.1 Fjernvarmeforbrug og produktionsinvesteringer i de to scenarier..	22
	6.2 Forudsætninger for lastfordelingsberegning.....	23
	6.3 Varmeproduktion i scenarierne.....	26
7	Samfundsøkonomiske fjernvarmepriser	30
	7.1 Samfundsøkonomisk pris ab værk.....	30
	7.2 Omkostninger til varmetransmission	31
	7.3 Resulterende samfundsøkonomisk fjernvarmepris	31

1 Resumé

Der har vist sig et behov for at opdatere metode og data til beregning af samfundsøkonomiske varmepriser for fjernvarme leveret fra det sammenhængende kraftvarmesystem i hovedstadsområdet.

I projektet *Energi på Tværs*¹ indgik udarbejdelse af fælles forudsætninger og retningslinjer for samfundsøkonomiske beregninger således som et prioriteret handlingselement.

HMN, VEKS og CTR bad derfor i 2016 Ea Energianalyse om, på et objektivt grundlag, dels at beskrive det metodiske grundlag for beregning af samfundsøkonomiske varmepriser til brug for udarbejdelse af projektforslag i det sammenhængende fjernvarmesystem i hovedstadsområdet, og dels at udarbejde et konkret sæt samfundsøkonomiske fjernvarmepriser baseret på gældende samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger fra Energistyrelsen. Dette blev gjort i 2016 med anvendelse af data fra april 2016 og er i dette notat blevet **opdateret med data fra november 2019**. Der er alene sket en opdatering med nye data fra Energistyrelsens opdaterede beregningsforudsætninger². Der er således ikke gennemført en opdateret modelanalyse af de marginale ændringer af produktionen ved nyt fjernvarmeforbrug.

Siden analysen i 2016 blev udarbejdet, har Ørsted meldt ud, at de planlægger at al produktion baseret på kul er stoppet i 2023. Dette har betydning for udviklingen af det danske el- og fjernvarmesystem, og Energistyrelsen har således også i basisfremskrivningerne 2018 og 2019 valgt at opstille scenarier, som tager hensyn til dette. De opdaterede beregninger i dette notat er baseret på scenariet uden kul, da dette nu vurderes som det bedste bud på udviklingen af fjernvarmesystemet i hovedstadsområdet.

De opdaterede samfundsøkonomiske fjernvarmepriser fremgår af tabellen nedenfor. I projektet er der udviklet en regnearksmodel med baggrundsdata og beregninger. Regnearket kan fås ved henvendelse til VEKS.

¹ Energi på Tværs blev gennemført 2014-15 med udgangspunkt i Region Hovedstaden og de 29 kommuners fælles klimastrategi. Projektet blev finansieret af Energistyrelsen, Region Hovedstaden, energiselskaber og kommunerne i regionen.

² Energistyrelsens "Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger for energipriser og emissioner, oktober 2019".

Samfundsøkonomisk fjernvarmepris			
År	(Kr./GJ)	År	(Kr./GJ)
2019	68	2030	65
2020	68	2031	91
2021	66	2032	91
2022	67	2033	91
2023	67	2034	90
2024	66	2035	91
2025	66	2036	90
2026	66	2037	91
2027	66	2038	91
2028	66	2039	92
2029	66	2040	93
Nutidsværdi 2020-2039			75

Tabel 1: Samfundsøkonomiske fjernvarmepriser til anvendelse ved konverteringsprojekter i hovedstadsområdet. Priserne er af transmissionsnet. Priserne er her vist i faktorpriser, dvs. uden multiplikation med nettoafgiftsfaktoren på 1,28. Priserne er i 2019-priser.

2 Indledning

Fjernvarmesystemet i hovedstadsområdet er landets største og dækker et område fra Gentofte og Gladsaxe i nord til Roskilde i vest og Køge i syd. Produktionsanlæggene leverer fjernvarmen til de tre varmeselskaber CTR, HOFOR og VEKS, der hver for sig leverer varmen videre til lokale varmedistributionselskaber eller direkte til varmemeforbrugerne. Vestforbrænding forsyner desuden hovedstadsområdet med fjernvarme, men leverer hovedsagelig til eget fjernvarmenet.

Der er en række områder i nærheden af fjernvarmesystemet, som baserer opvarmning på individuel naturgas. Varmeplan Hovedstaden og andre projekter har vist, at der kan være et betydeligt potentiale for at konvertere naturgas til fjernvarme i hovedstadsområdet. En sådan konvertering er dog ikke kun betinget af, at selskabs- og brugerøkonomi er god, men også af, at samfundsøkonomien er positiv. Som følge af reglerne i Projektbekendtgørelsen skal der for alle varmemeforsyningsprojekter gennemføres en samfundsøkonomisk analyse, og denne analyse skal udvise positiv samfundsøkonomi, hvis projektet skal kunne gennemføres.

Energistyrelsen har overordnet beskrevet retningslinjerne for de samfundsøkonomiske analyser, men der opstår en række principielle spørgsmål, når samfundsøkonomien ved konvertering af naturgaskunder til fjernvarme skal fastlægges. Det gælder bl.a. spørgsmål om fastlæggelse af den samfundsøkonomiske elpris, hvordan forpligtende målsætninger i EU skal indgå, og hvilken gas der fortrænges ved konvertering fra gas til fjernvarme.

Hertil kommer den detaljerede fastlæggelse af den samfundsøkonomiske varmepris. Det er en udfordring at forudsige investeringer, brændselsforbrug og driftsomkostninger 20 eller 30 år ud i fremtiden. Måske særligt i hovedstadsområdet, der er karakteriseret ved et samspil af en række forskellige produktionsenheder, et stort sammenhængende fjernvarmenet og mange forskellige aktører involveret i planlægnings- og beslutningsprocesserne.

HMN, VEKS og CTR drøftede i 2016 de metodiske overvejelser ved beregning af den samfundsøkonomiske fjernvarmepris i hovedstadsområdet i forbindelse med projekter for konvertering af naturgas til fjernvarme og har sammen erkendt et behov for at få fælles retningslinjer og metode for disse beregninger. HMN, VEKS og CTR bad derfor Ea Energianalyse om at udarbejde en rapport, der beskriver en metode for beregning af den samfundsøkonomiske

varmepris for konvertering af naturgas til fjernvarme i hovedstadsområdet samt en beregning heraf. Metoden er undervejs i processen drøftet med de tre selskaber.

Som en del af projektet er der også udviklet en regnearksmodel til beregning af den samfundsøkonomiske fjernvarmeproduktionspris i hovedstadsområdet. De vigtigste input hertil er brændsels-, el- og CO₂-priser, tekniske og økonomiske data for varmeproduktionsanlæggene samt marginal produktionsfordeling for anlæg i hovedstadsområdet. Regnearksmodellen og dermed fjernvarmeproduktionsprisen kan løbende opdateres, hvis forudsætningerne ændres væsentligt.

3 Samfundsøkonomiske analyser

Formålet med varmeforsyningsloven er at fremme den mest samfundsøkonomiske, herunder miljøvenlige, anvendelse af energi til bygningers opvarmning og forsyning med varmt vand og inden for disse rammer at mindske energiforsyningsafhængigheden af fossile brændsler. Det fremgår af Projektbekendtgørelsen, at dette formål bl.a. skal understøttes med samfundsøkonomiske analyser.

Ifølge Finansministeriets vejledning er formålet med samfundsøkonomiske analyser: "at klarlægge konsekvenserne af et tiltag og afdække, hvilket tiltag der har den største samfundsmæssige værdi eller mest rentabelt (eller mest omkostningseffektivt) kan indfri det ønskede mål". I Energistyrelsens vejledning hedder det, at "formålet med den samfundsøkonomiske analyse er derfor at afdække hvilket projekt, der mellem alle relevante alternativer er samfundsøkonomisk mest hensigtsmæssigt".

Når der i denne sammenhæng ses på samfundsøkonomi, er der fokuseret på samfundsøkonomien for det danske samfund. Det er således alene konsekvenser for aktørerne i Danmark, som indregnes. Generelt er det sådan, at handel med udlandet prissættes til den internationale markedspris for den enkelte vare.

3.1 Varmeforsyningsloven og Projektbekendtgørelsen

Varmeforsyningsloven regulerer varmeplanlægningen, hvor kommunerne er ansvarlige for godkendelse af projekter for kollektiv varmeforsyning. Planlægningen baserer sig på samfundsøkonomiske kriterier, og kommunerne skal godkende de samfundsøkonomisk bedste projekter. Det er dog også et krav, at både selskabs- og brugerøkonomi inddrages i vurderingen af projekterne.

Projektbekendtgørelsen specificerer en række forhold omkring planlægning og godkendelsesprocedurer for kollektive varmeforsyningsprojekter, herunder også dispensationsmuligheder.

3.2 Energistyrelsens vejledning

Til udarbejdelse af projektforslag efter varmeforsyningsloven har Finansministeriet og Energistyrelsen udarbejdet vejledninger og forudsætninger, som sætter rammen for beregningerne.

De overordnede retningslinjer er beskrevet i publikationerne:

- Finansministeriets "Vejledning i samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger" fra august 2017. Publikationen beskriver de helt overordnede principper og retningslinjer.
- Energistyrelsens "Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet", juli 2018". Publikationen beskriver mere præcist, hvordan analyser gennemføres på energiområdet.
- Energistyrelsens "Opdateret tillægsblad til vejledning vedrørende kalkulationsrenten, juni 2013". Tillægsbladet beskriver ændringer i metoden for fastlæggelse af kalkulationsrenten.
- Finansministeriets "Dokumentationsnotat om opgørelse af nettoafgiftsfaktoren" fra april 2019. Notatet beskriver den opdaterede opgørelse af nettoafgiftsfaktoren til brug for de samfundsøkonomiske analyser.

Energistyrelsen udgiver derudover jævnligt publikationen "Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger for energipriser og emissioner", der beskriver de forudsætninger for brændselspriser, CO₂-priser, elpriser og emissioner, som anvendes i de samfundsøkonomiske analyser. De seneste forudsætninger er udgivet i oktober 2019. Forudsætninger for fossile brændselspriser baserer sig her på Det Internationale Energiagenturs (IEA's) World Energy Outlook fra 2018.

Ifølge de gældende retningslinjer er hovedprincippet for vurdering af et konverteringsprojekt, at der opstilles et basisforløb (naturgas), som sammenlignes med alternativet (fjernvarme) over projektets levetid. Udgifter og indtægter opstilles for alle år i levetiden for både basis og alternativ, og der beregnes en nutidsværdi af omkostningerne ved begge forløb over en valgt årrække. Nutidsværdien er således den tilbagediskonterede værdi af de fremtidige omkostninger, der indtræffer i forløbenes levetid. Differencen imellem de to afgør om alternativet giver samfundsøkonomisk overskud.

Der anvendes som udgangspunkt en beregningsperiode svarende til projektets levetid og en samfundsmæssig kalkulationsrente på 4 pct. realt for projekter med en levetid på op til 35 år. Ved sammenligning af projekter bør der opereres med samme levetid. Ved sammenligning af anlæg med forskellig levetid kan det f.eks. ske ved at forudsætte levetidsforlængende investeringer i anlægget med den korteste levetid eventuelt som simpel gentagelse af projektet.

I de samfundsøkonomiske analyser indregnes omkostninger og indtægter for det danske samfund. For energiprojekter er det typisk følgende elementer, som indregnes:

- Investeringsomkostninger (og evt. omkostninger til reinvesteringer)
- Brændselsomkostninger
- Faste og variable udgifter til drift og vedligehold
- Værdi af ændret elköb eller –salg i forhold til udlandet
- Scrapværdi af aktiver ved udløb af beregningsperioden
- Miljøomkostninger (emissioner)

Energistyrelsen nævner i deres vejledning desuden forskellige faktorer, som også kan medregnes, herunder:

- Forsyningssikkerhed (spredning af energikilderne)
- Ikke værdisatte miljøvirkninger
 - Andre udslip til luften
 - Andet udslip til vandmiljø
 - Visuelle/landskabelige effekter
 - Lugtgener
- Afledt teknologiudvikling
- Arbejdsmiljø, komfort og sundhed
- Fordelingsvirkninger

Det vil ofte være vanskeligt at prissætte disse.

Samfundsøkonomiske
beregningspriser: netto-
afgiftsfaktor

Omkostningerne ved at benytte forskellige inputfaktorer er værdien af de forbrugsgoder, som disse inputfaktorer kunne have produceret i alternative anvendelser. Virksomhedernes produktion er belagt med afgifter frem til forbrugsleddet. Beregningsprisen for en inputfaktor bestemmes derfor som faktorprisen forhøjet med den såkaldte nettoafgiftsfaktor, der er et udtryk for den gennemsnitlige afgiftsbelastning i økonomien. Der anvendes 1,28 som nettoafgiftsfaktor. Dette blev ændret til 1,325 i 2017 med den nye vejledning fra Finansministeriet og er i april 2019 blevet opdateret til 1,28. Tidligere var nettoafgiftsfaktoren 1,17.

Virkning på offentlige fi-
nanser: skatteforvrid-
ningstab

Hvis et projekt medfører en nettobelastning af de offentlige finanser, skal dette nødvendigvis finansieres. Det kan i sidste ende kun ske gennem beskattning af andre aktiviteter i samfundet, hvilket medfører en forvridning af aktiviteten i økonomien, som benævnes skatteforvridningstab ved skattefinansieringen.

I Finansministeriets vejledning skønnes forvridningstabet generelt at udgøre 10 pct., hvilket indgår i Energistyrelsens vejledning. Skatteforvridningstabet skal anvendes ved direkte offentlige udgifter forbundet med projektet eller ved f.eks. et tabt afgiftsprovenu. Niveauet blev ændret i 2017 med den nye vejledning fra Finansministeriet. Tidligere var skatteforvridningstabet 20 pct.

Følsomhedsanalyser

Det fremgår endvidere af vejledningen, at der altid bør gennemføres følsomhedsanalyser for at teste resultatets robusthed. Det anføres endvidere, at følsomhedsanalyserne bør fokusere på de parametre, som på samme tid både er behæftet med stor usikkerhed og har stor betydning for nettonutidsværdien.

Som eksempler nævnes energipriser, CO₂-kvotepris, værdisatte miljøvirkninger, investerings- og driftsomkostninger samt kalkulationsrente.

4 Metode til beregning af den samfundsøkonomiske gaspris samt den samfundsøkonomiske fjernvarmepris i hovedstadsområdet

Som beskrevet i Energistyrelsens vejledning skal der grundlæggende opstilles to scenarier, hvilket i denne sammenhæng er:

- Reference: Fortsat naturgasopvarmning
- Projekt: Omstilling til fjernvarme

Omkostninger og indtægter for disse to scenarier samt omkostninger ved ændringen fra naturgasopvarmning til fjernvarmeopvarmning sammenlignes år for år, og der beregnes en nutidsværdi over den relevante beregningsperiode. Som standard vælges en beregningsperiode på 20 år.

Det fremgår endvidere af Energistyrelsens vejledning, at projektet skal sammenlignes med ét eller flere relevante alternativer.

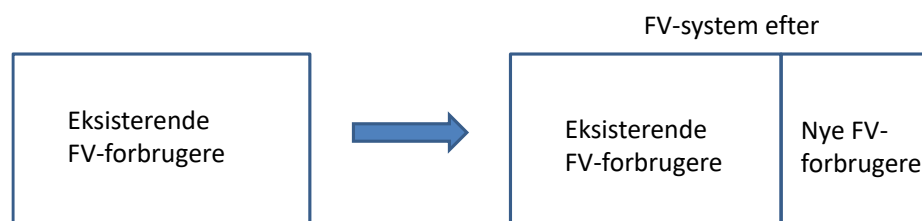
Naturgas

For referencescenariet, hvor forbrugerne forbliver på opvarmning med naturgas, udelades allerede afholdte omkostninger fra beregningen. Således indregnes kun faste og variable driftsomkostninger, samt omkostninger til investering og reinvesteringer i gasfyr.

Fjernvarme

Samfundsøkonomien beregnes efter et *alt-andet-lige* princip. Det betyder, at alle samfundsøkonomiske konsekvenser allokeres til netop de forbrugere, der får ændret forsyning. Dette princip anvendes konkret ved beregning af den samfundsøkonomiske fjernvarmepris på følgende måde:

Den samfundsøkonomiske omkostning ved udvidelse af fjernvarmesystemet beregnes, så eksisterende forbrugere har præcis samme samfundsøkonomiske omkostning før som efter. Forsyning af nye forbrugere må således ikke få indvirkning på samfundsøkonomien for eksisterende forbrugere. Dette kan udtrykkes ved en marginal varmeproduktionsomkostning.



Figur 1: Illustration af udvidelse af fjernvarmesystemet.

Til brug for beregningen af den samfundsøkonomiske fjernvarmepris opstilles den marginale varmeproduktion år for år i perioden 2016-2040, da varmeforsyningsprojekter typisk har en levetid på mindst 20 år. Den marginale varmeproduktion beregnes med Balmorel-modellen (se detaljer herom i afsnit 6). Det forudsættes, at lastfordelingen fastlægges ud fra selskabsøkonomiske hensyn (lavest mulige varmepris for forbrugerne). Ved beregningen af de samfundsøkonomiske priser antages det endvidere, at kraftvarmeanlæggene primært kører af hensyn til fjernvarmesystemet (modtryksdrift). Dog skal der tages hensyn til, at nogle af de store værker også har mulighed for at producere el i kondens (uden tilhørende varmeproduktion), og den evt. tabte fortjeneste herved skal derfor indregnes³.

Den samfundsøkonomiske varmepris udregnes herefter for hvert anlæg ud fra følgende omkostningselementer:

- Brændsel
- CO₂-omkostning
- Variabel D&V
- Elindtægt
- Tabt elindtægt for udtagsværker (såkaldt opportunity cost)
- Andre emissioner (SO₂, NO_x, partikler)
- (+ fast D&V + investeringsbidrag)

Faste drifts- og vedligeholdelsesomkostninger (D&V) og investeringsbidrag indregnes kun i det omfang, det konkrete anlæg ikke indgår i referencen.

Konverteringsudgifter

Ved konvertering fra naturgas til fjernvarme skal der afholdes en række omkostninger. Disse inkluderer bl.a. indkøb og drift af individuelle fjernvarmeanheder, etablering af fjernvarmenet til nye forbrugere, tilslutning til fjernvarmenettet, fjernelse af gasfyr, investeringer i gasfyr som i en kort årrække drives "ud over" deres tekniske levetid samt betaling for frakobling af naturgas. Sådanne konverteringsudgifter indgår ikke i beregningen af den samfundsøkonomiske fjernvarmepris, men skal indgå som en del af omkostningen ved alternativ-scenariet (konvertering til fjernvarme).

4.1 Særlige spørgsmål ved beregning af fjernvarmeprisen

Der gælder følgende særlige problemstillinger for fjernvarmeforsyningen:

³ Dette er kun relevant, hvis det er økonomisk attraktivt at producere el uden tilhørende varmeproduktion (kondens), og med de anvendte el- og brændselspriser er dette næsten kun relevant ved anvendelse af kul. Da der i denne opdatering ikke længere som grundforudsætning regnes med, at AVV1 fortsat kan anvende kul pga. DONG's udmelding herom, spiller det nu en meget lille rolle i grundberegningen.

- Afklaring af om der skal etableres nye produktionsanlæg/levetidsforlænge eksisterende anlæg alene som konsekvens af det øgede varmegrundlag.
- Vurdere om varmeleverancen fra affaldsforbrændingsanlæg ændres som følge af øget varmegrundlag.
- Vurdere om en tidsvægtet elpris bør anvendes frem for gennemsnitsprisen i Energistyrelsens beregningsforudsætninger.
- Vurdere om el eller varme er det primære produkt fra kraftvarmeanlæggene
- Fastlægge marginalt ledningstab og marginale netomkostninger ved den relevante forøgelse af fjernvarmeforbruget.

Produktionsanlæg

Det er forudsat i dette projekt, at den samfundsøkonomiske varmepris, der beregnes, skal kunne anvendes ved konverteringsprojekter, der repræsenterer en samlet varmemængde på ca. 3,5 PJ. I referencen er varmegrundlaget således ca. 10 % lavere i 2030 end ved Alternativ 1 i varmeselskabernes fælles planlægningsprojekt *Varmeplan Hovedstaden 3*.

Ea Energianalyse vurderer på den baggrund, at der i referencen sandsynligvis ikke er økonomisk grundlag for at levetidsforlænge Amagerværkets blok 1, når dette bliver nødvendigt. Amagerværkets blok 1 levetidsforlænges derimod i ovennævnte Alternativ 1, der danner grundlag for konverteringsscenariet.

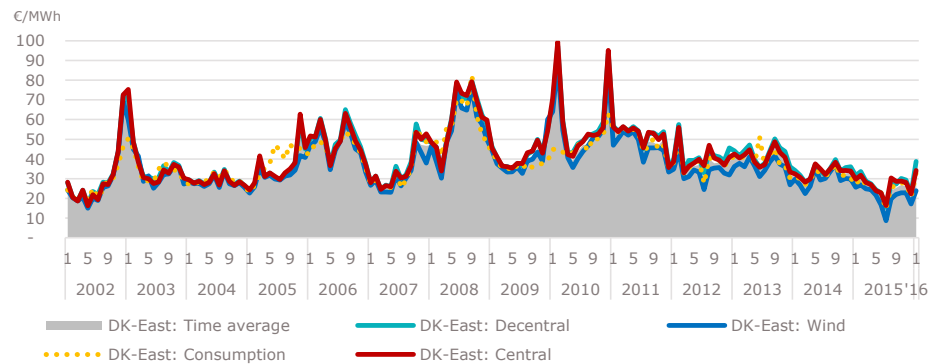
Affald

Produktion fra affaldsværker bør som udgangspunkt ikke indgå i beregningen af den marginale produktionsomkostning, da mængden af affald er begrænset, og produktionen normalt ikke kan øges yderligere⁴. Der kan være tale om få undtagelser om sommeren, hvor værkerne i dag er nødt til at bortkøle varme.

Elpris for kraftvarmeanlæggene

I Energistyrelsens beregningsforudsætninger opgives en gennemsnitlig elpris, som skal indgå i de samfundsøkonomiske beregninger. Der er dog betydelig forskel på værdien af elproduktion fra forskellige elproducenter. Nedenstående figur viser udvikling i den gennemsnitlige elpris i 2002-2015 samt den elpris, som vind, centrale værker, decentrale værker og forbrug har solgt eller købt el til.

⁴ Udviklingen siden 2016, hvor modelberegningerne blev gennemført, har vist, at affaldsværkerne også under visse omstændigheder vil bruge biomasse som brændsel. I dette tilfælde kan der blive tale om, at ændringer af affaldsværkernes produktion bør indregnes.



Figur 2: Historiske elpriser i Østdanmark for perioden 2002-primus 2016.

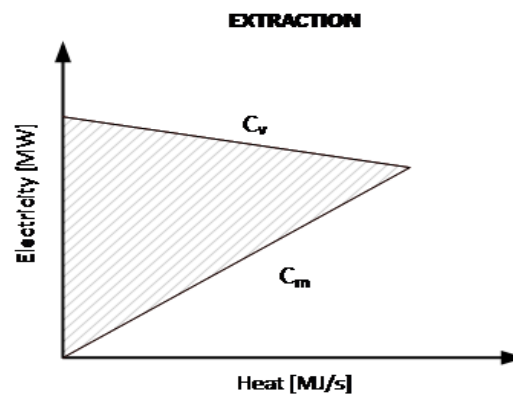
Siden 2002 har de teknologispecifikke elpriser for producenter i Østdanmark været fastlagt i forhold til den gennemsnitlige elpris (uvægtet gennemsnit):

- Centrale kraftværker: +5 %
- Decentrale kraftvarmeværker: +6 %
- Vind: -5 %

Værdien af el fra kraftvarmeværkerne er således højere end den gennemsnitlige tidsvægtede elpris, og dette bør afspejles i de samfundsøkonomiske beregninger. Ved den første udarbejdelse af de samfundsøkonomiske fjernvarmepriser efter den her beskrevne metode i 2016 havde Energistyrelsen endnu ikke fastlagt en konkret metode til at indregne højere priser for kraftvarmeanlæg. Dette blev dog ændret med udgivelsen af brændselsprisforudsætningerne i 2017, så Energistyrelsen nu anviser en metode til indregning af elpris, der svarer til anlæggets drift i elmarkedet. Energistirelsens vejledning understøtter dette, idet det her fremgår det, at "Anvendes eller sælges el på særlige tidspunkter, når elprisen er særlig høj eller lav, kan der anvendes en elpris, der relaterer sig til den konkrete situation. Dette er nærmere forklaret i Energistirelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger."

El eller varme som primært produkt?

Kraftvarmeanlæggene i hovedstadsområdet er dels modtryksanlæg og dels udtagsanlæg. På modtryksanlæg produceres el og varme i et fast forhold, mens el og varme på udtagsanlæg kan produceres i et variabelt forhold. Da det nye AMV4 er etableret som modtryksanlæg, vil der fra år 2020 være to udtagsværker i fjernvarmesystemet: AVV1 (træpiller og kul) og AVV2 (naturgas og træpiller). Nedenstående figur illustrerer produktionsområdet for et udtagsanlæg, og det ses, at denne type anlæg kan producere enten el alene (kondens) eller el og varme i et variabelt forhold. Anlægget leverer den maksimale andel varme, hvis det kører langs cm-kurven (modtrykslinjen).



Figur 3: Produktionsområde for udtagsanlæg.

For udtagsanlæg er det vigtigt at definere, om værket er i drift af hensyn til el- eller varmeproduktionen, da dette har væsentlig betydning for den samfundsøkonomiske varmepris for anlægget. Det er værdien af el og varme i el- og varmemarkederne, der bestemmer om værkerne kører primært af hensyn til el eller varme.

De fleste større, centrale kraftvarmeværker i Danmark er etableret i 1980'erne og 1990'erne og er primært bygget med henblik på elproduktion. I starten af deres levetid betød forholdene i elmarkedet, at anlæggene primært kørte af hensyn til elsystemet, og varmeafsætningen kunne derfor betragtes som et "spildprodukt", som derfor havde en lav samfundsøkonomisk omkostning. Dette har dog ændret sig gennem de senere år, da der er sket en betydelig udbygning med VE (vind og sol), elforbruget er stagneret og elpriserne har været relativt lave (se Figur 2). Samtidig er der sket en omstilling af fjernvarmeværkerne til biomasse, og på dette brændsel favoriseres varmeproduktion frem for elproduktion pga. de danske afgifts- og tilskudsregler.

Om udtagsværkerne kører primært af hensyn til el eller varme afhænger af værkets produktionsomkostninger og af elprisen. Her er det væsentligt, hvad den selskabsøkonomiske marginalomkostning for elproduktion er. Med Energistyrelsens prisforudsætninger for 2025, et biomasseeltiskud på 15 øre/kWh og en elvirkningsgrad på 42 % kan de udregnes til:

- Blandet gas: 697 kr./MWh
- Træpiller: 461 kr./MWh
- Kul: 411 kr./MWh

For gas og træpiller ligger marginalomkostningerne meget højt i forhold til den forventede elpris. Efter omstilling af værkerne til træpiller vil det derfor kun være yderst sjældent, at værkerne vil køre af hensyn til elmarkedet alene.

Derfor regnes der i denne analyse med, at værkerne kører primært af hensyn til varmemarkedet (modtryk). Hvis værkerne fortsat kan køre på kul, hvilket kun er tilfældet for AVV1 efter 2019, kan det dog godt være muligt, at værket kører primært efter elmarkedet, og for dette værk skal der derfor tages hensyn til dette ved indregning af den tabte fortjeneste i elmarkedet. Ørsted har imidlertid i starten af 2017 meldt ud, at de fra 2023 vil afvikle anvendelsen af kul på kraftvarmeværkerne. Dette er indregnet i opdateringen af de samfundsøkonomiske fjernvarmepriser, og derfor er det kun i meget få år, at det er relevant at regne, at AVV1 kan køre primært af hensyn til elmarkedet.

Ledningstab og netomkostninger

Omkostninger til forstærkning af fjernvarmenettet bør medtages, i det omfang forstærkningerne er nødvendige. Ved mindre projekter vil dette typisk ikke være tilfældet, og det er derfor alene stikledning til forbrugeren og evt. etablering af lokale net ved konverteringer af sammenhængende områder eller nybyggeri, der bør indgå i beregningerne. Variable driftsomkostninger til fjernvarmenettet bør også indgå. Endelig bør også etablering af lokale spids- og reservelastanlæg indgå, hvis dette er nødvendigt i forbindelse med det konkrete projekt.

Fjernvarmeproduktionsprisen omregnes til en fjernvarmepris an forbruger ved at tage højde for tabet i fjernvarmenettet. Det marginale nettab er normalt mindre end det gennemsnitlige nettab, da tabet i de eksisterende ledninger ikke påvirkes væsentligt. I publikationen "Fjernvarmeanalyse – Bilagsrapport, Varmeatlas og fjernvarmepotentiale", COWI, januar 2014 opgives det marginale nettab til at være ca. 7 %, men dette bør naturligvis vurderes fra projekt til projekt.

4.2 Særlige spørgsmål ved beregning af gasprisen

For fastholdelse af den eksisterende naturgasforsyning melder sig nogle spørgsmål som der bør tages stilling til i den samfundsøkonomiske beregning:

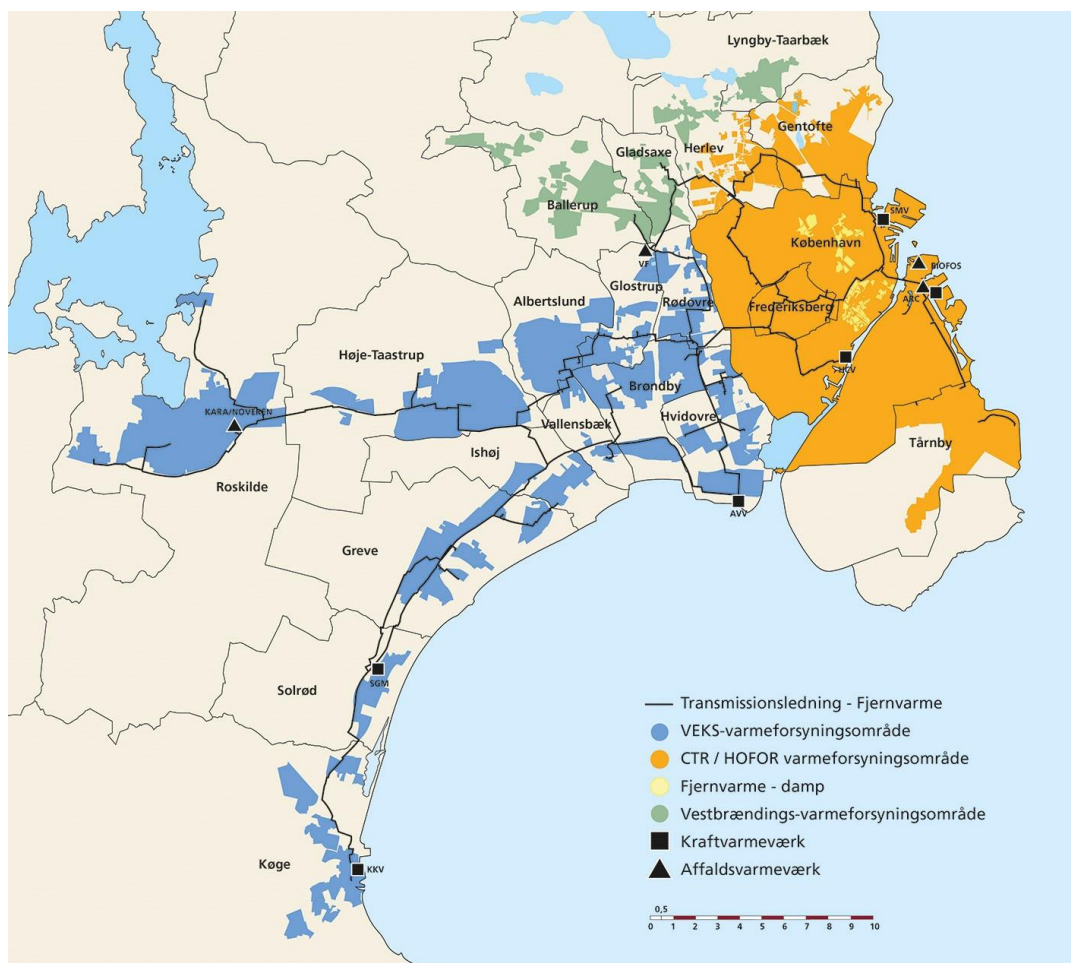
- Er den samfundsøkonomiske gastarif i det konkrete tilfælde et retvisende udtryk for sparede transportomkostninger ved reduceret gasforbrug?
- Indgår der forbrugere i konverteringsprojektet som reelt ikke bruger naturgas, men som allerede er skiftet til fx varmepumper?

Ovenstående forhold behandles ikke yderligere i dette projekt.

5 Fjernvarmesystemet i hovedstadsområdet

5.1 Fjernvarmesystemet i hovedstadsområdet i dag

Nedenstående figur viser det sammenhængende fjernvarmesystem i hovedstadsområdet, der strækker sig fra Gentofte og Gladsaxe i nord, over Roskilde i vest og til Køge i syd.



Figur 4: Placeringen af varmeproduktionsenheder på centrale kraftværkspladser: Svanemølleværket (SMV), Amagerværket (AMV), H. C. Ørsted Værket (HCV) og Avedøreværket (AVV). Affaldsforbrænding: Amager Ressource Center (ARC), KARA/NOVEREN og Vestforbrænding (VF). Spildevandsrensingsanlæg: Lynetten. Decentrale kraftvarmeverker: Køge Kraftvarmeverk (KKV).

Der er i dag fire centrale kraftværkspladser i hovedstadsområdet:

- Amagerværket med to blokke AMV1 og AMV3, hhv. træpille- og kulfyret.
- Avedøreværket med to blokke AVV1 og AVV2, hhv. kulfyret (ombygget til træpiller i 2016) og multibrændselsanlæg på naturgas, olie, halm og træpiller.

- H.C. Ørsted Værket med to blokke HCV7 og HCV8 plus to spidslast enheder (HCV21 og HCV22). Værket er naturgasfyret.
- Svanemølleværket består i dag kun af to spidslastkedler (SMV21 og SMV22). Dvs. det er i dag ikke længere et kraftværk. Værket er naturgasfyret.

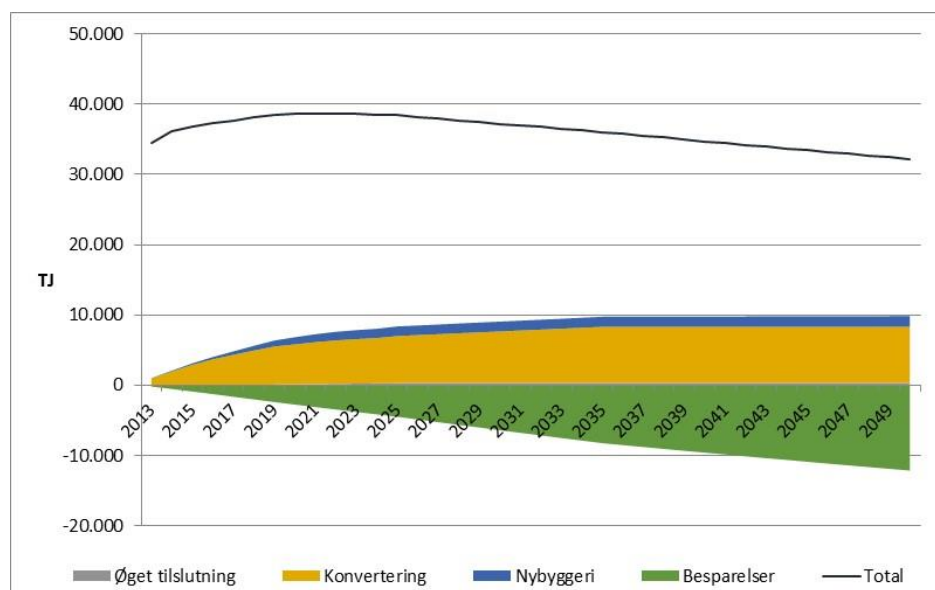
De centrale 4 kraftværkspladser er vist på ovenstående figur, hvor også placeringen af Køge Kraftvarmeværk og de 3 affaldsforbrændingsanlæg, Amager Ressource Center, Vestforbrænding og KARA/NOVEREN (i dag ARGO) er vist.

5.2 Udvikling af fjernvarmesystemet

Varmeselskaberne CTR, VEKS og HOFOR gennemførte i 2012-2014 projektet Varmeplan Hovedstaden 3 (VPH3), hvor der blev foretaget sammenhængende analyser af den fremtidige udvikling af fjernvarmesystemet i hovedstadsområdet.

Udvikling i varmeforbrug

I projektet blev der bl.a. foretaget en fremskrivning af varmeforbruget, som fremgår af nedenstående figur.



Figur 5: Varmemarkedets udvikling.

I denne fremskrivning blev der regnet med betydelig konvertering af naturgas til fjernvarme. Således blev der på basis af indmeldinger fra fjernvarmedistributionselskaberne forudsat en samlet konvertering på 7.034 TJ i perioden 2012-2025. I perioden 2025-2035 blev det forudsat at halvdelen af potentialet for konvertering i villaer og rækkehuset blev realiseret svarende til yderligere end konvertering på 1.309 TJ. Der var altså samlet set for perioden 2012-2035

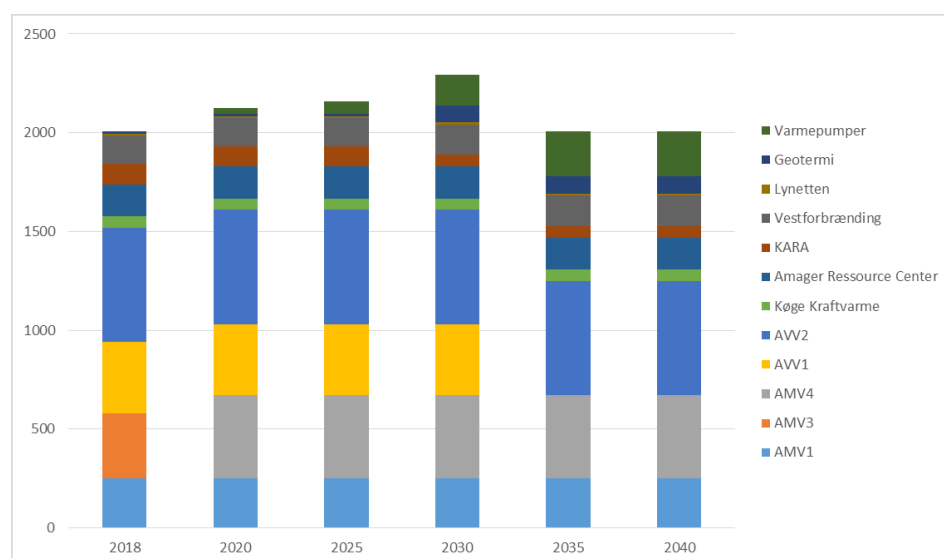
indregnet en konvertering på 8.343 TJ. Denne fremskrivning kan derfor opfattes som et scenario for udviklingen efter konvertering, og der bør derfor opstilles et alternativ uden konverteringer for at afspejle en udvikling af systemet uden konverteringer.

Udvikling i fjernvarme- produktionskapacitet

I VPH3 blev der analyseret 3 alternative udviklinger i sammensætningen af fjernvarmeproduktionsanlæggene. Det såkaldte Alternativ 1 blev udpeget som det centrale scenario. I dette scenario forudsættes, at AVV1 ombygges til træpiller inden 2020, og at blokken så tages ud af drift i 2032. AMV1 og AMV2 er primært træpillefyrede og forventes at være i drift til i hvert fald 2035. På Amagerværket etableres en ny flisfyret enhed i 2020 (AMV4), og den eksisterende kulfyrede AMV3 lukkes på samme tidspunkt. I scenariet forudsættes en udbygning med solvarme, geotermi og varmepumper frem mod 2035 for at diversificere forsyningen og forberede ny produktionskapacitet, når AVV1 tages ud af drift. Endelig forudsættes, at der sker en udbygning med varmelagerkapaciteten.

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

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



Figur 6: Anvendt fjernvarmekapacitet for anlæg i hovedstadsområdet i 2018, 2020, 2025, 2030 og 2035 og 2040 (MJ/s). ARC er indregnet med en forbrændingskapacitet på 60 tons/time.

Fjernvarmesystemet i hovedstadsområdet er karakteriseret ved, at der i perioden fra ca. 2012 frem mod 2020 vil være foretaget betydelige investeringer i ombygning og nyetablering af produktionsanlæg (ARGO6, ARC, AVV1, AMV4, KKV). Denne udvikling må forventes at ske uafhængig af varmekonsumets udvikling. Desuden er AMV1 og AVV2 forholdsvis nye anlæg (idriftsat 2010 og 2002) og kan, evt. med investeringer i levetidsforlængelse, være i drift en del år endnu. Nye investeringer i geotermi og varmepumper sker for at sikre en diversificering af forsyningen og for at forberede etablering af tilstrækkelig produktionskapacitet, når AVV1 tages ud af drift omkring 2030.

Samlet set vil det således i en årrække være fastlagt, hvordan produktionskapaciteten vil udvikle sig i hovedstadsområdet. Først på længere sigt kan ændringer i varmekonsumet derfor forventes at få væsentlig indflydelse på sammensætning af varmeproduktionsanlæg i fjernvarmesystemet. I de konkrete beregninger i dette projekt er der indregnet, at en stigning i varmekonsumet får indflydelse på investeringer i varmeproduktionskapacitet fra 2031.

6 Beregning af den marginale fjernvarmeproduktion

Model	Til dette projekt er der gennemført en ny modelberegning med systemanalysemodellen Balmorel for at fastlægge den marginale varmeproduktion ved udvidelse af fjernvarmeforsyningen. Modelleringen af hovedstadsområdet fjernvarmesystem i Balmorel er udviklet over en årrække, særligt i projekterne Varmeplan Hovedstaden 1, 2 og 3. Modellen af hovedstadsområdet dækker CTR, VEKS, HOFOR og Vestforbrændings områder. Der er også en mindre forbindelse videre fra Værløse mod Farum og Hillerød, og der er etableret en forbindelse fra Vestforbrændings område i Lyngby til DTU, men disse forbindelser er ikke medtaget i beregningerne i dette projekt. Modellen er beskrevet i yderligere detalje i baggrundsrapporter til VPH3 (www.varmeplanhovedstaden.dk). Der er ikke gennemført nye balmorelberegningerne til denne opdaterede marginale fjernvarmepris (2018).
Beregningsår og tidsopløsning	Da varmeforsyningsprojekter typisk har en levetid på mindst 20 år opstilles den marginale produktion år for år i perioden 2017-2040. Der regnes med Balmorel på årene 2018, 2020, 2025, 2030, 2035 og 2040, og fjernvarmeproduktionen interpoleres herimellem. Modelberegningerne er gennemført som timeberegninger for hvert af de modellerede år.
Scenarier	Som nævnt indeholder det centrale scenario for varmeforbrugets udvikling i VPH3 en betydelig konvertering af naturgas til fjernvarme. I modelberegningerne er der derfor også gennemregnet et scenario, hvor der ikke er medtaget de konverteringer, som ikke allerede er gennemført eller som med stor sikkerhed vil blive gennemført.

6.1 Fjernvarmeforbrug og produktionsinvesteringer i de to scenarier

Som nævnt tidligere er der i VPH3 regnet med, at der sker konvertering af ca. 8,3 PJ individuelle varmekunder til fjernvarme frem mod 2035. En del af disse konverteringer er allerede gennemført eller besluttet, mens andre fortsat blot er potentielle muligheder for ændring af varmeforsyningen.

Den mængde af konverteringer, som ikke medtages i grundscenariet, er baseret på forudsætningerne i Rambølls notat "VEKS - Revision af model for samfundsøkonomiske beregninger" fra september 2015. I dette notat gennemgås resultater for beregninger med og uden nye konverteringer for år 2025, og forudsætningen for beregningerne er, at ca. 3,5 PJ af konverteringerne ikke

gennemføres i scenariet uden nye konverteringer. Det er i Balmorel valgt at tage udgangspunkt i samme forudsætninger som i dette notat. De konverteringer, som ikke medregnes i grundscenariet i 2025, er vist i nedenstående tabel.

Område	Konvertering (TJ)
CTR (Amagerland, Tårnby)	200
CTR (Hellerup, Gentofte, Buddinge, Gladsaxe)	899
VEKS	2.376
I alt	3.475

Tabel 2: Konverteringer ikke indregnet i grundberegningen i 2025.

HMN har i marts 2016 opgjort, hvor mange konverteringsprojekter, som er godkendt eller gennemført i det samlede fjernvarmesystem i hovedstadsområdet (VEKS, VF, CTR). Samlet er der 4.435 TJ, der er godkendt konverteret, og heraf er 1.150 TJ allerede afbrudt. Dette svarer ret godt til forudsætningerne i Balmorel-beregningerne, hvor der regnes med, at ca. 4,8 PJ af konverteringerne indregnes i grundscenariet, mens 8,3 PJ indregnes i udvidelsesscenariet.

Det er forudsat, at disse konverteringer gradvis foretages gennem perioden. Dermed bliver varmemeforbruget i de to gennemregnede scenarier som vist i tabellen nedenfor.

TJ	2018	2020	2025	2030	2035	2040
Referencescenario	36.561	36.683	35.317	34.249	33.236	32.160
Konverteringsscenario	38.319	38.990	38.929	37.795	36.720	35.521

Tabel 3: Varmeforbrug i de to gennemregnede scenarier.

Konsekvens for produktionsudbygning

Samlet set udgør de konverteringer, som ikke medtages, ca. 3,5 PJ eller ca. 10 % af det samlede fjernvarmeforbrug i hovedstadsområdet. Da størstedelen af produktionsinvesteringerne i hovedstadsområdet imidlertid er fastlagt, vil en reduktion af forbruget kun få begrænset indflydelse på udviklingen i produktionskapaciteten. Det er dog forudsat, at AMV1 vil lukke lige efter 2030, når forbruget reduceres. Dette svarer til forudsætningen i VPH3's scenario Alternativ 2, hvor der udbygges dobbelt så stor kapacitet af varmepumper og geotermi som i Alternativ 1.

6.2 Forudsætninger for lastfordelingsberegning

Til beregning af lastfordelingen er der så vidt muligt anvendt tekniske og økonomiske data for varmeproduktionsanlæggene baseret på offentligt tilgænge-

lige kilder som Varmeplan Hovedstaden 3 og Energistyrelsens Teknologikatalog. For de store kraftvarmeværker er der regnet med minimumslast og startomkostninger, men der er ikke i lastfordelingen regnet med ændringer af virkningsgrader ved dellast. Det er forudsat, at alle værker er ude til revision 3 uger årligt, og at der derudover er tilfældige udfald på 10 % for kraftvarmeværker og 5 % for affaldsanlæg.

Affaldsværkerne er indregnet, så det er forudsat, at der er rigeligt affald tilgængeligt til en pris på 250 kr./ton. Dermed vil anlæggenes produktionskapacitet blive udnyttet fuldt ud i det omfang varmemarkedet tillader det.

Priser til lastfordeling

Ifølge den samfundsøkonomiske beregningsmetode skal Energistyrelsens brændselspriser anvendes. Disse udkommer årligt og er baseret på det nyeste New Policies scenarie i IEA's World Energy Outlook. Da forudsætningerne først blev tilgængelige meget sent i projektforløbet i 2016, og de tidligere forudsætninger fra Energistyrelsen var tilbage fra 2014, blev det besluttet at fastlæggelsen af lastfordelingen i Balmorel skulle baseres på nyere forudsætninger for brændsels- og CO₂-priser samt på en modelberegning af udviklingen i elmarkedsprisen. Dette skulle give et mere retvisende billede af lastfordelingen end anvendelse af Energistyrelsens forudsætninger. De opdaterede prisforudsætninger fra Energistyrelsen (2019) ligger tæt op ad disse anvendte priser i Balmorel. Lastfordelingen udregnes desuden med selskabsøkonomiske priser, dvs. inkl. afgifter og tilskud, da dette vil være de priser, som i praksis anvendes til at fastlægge omkostninger og prioritere anlæggene.

Brændselspriser

De anvendte brændselspriser til beregning af lastfordelingen er på længere sigt baseret på de WEO-priser, som blev udgivet i november 2015, tillagt Energistyrelsens transportomkostninger. Det blev her valgt at anvende priser fra 450 ppm scenariet, da Ea vurderede, at dette bedre repræsenterer de langsigtede priser på fossile brændsler. Ea vurderer, at IEA's forventninger til udbredelsen af VE-teknologier er relativt konservativ i New Policies scenariet, og 450 ppm scenariet blev dermed vurderet at give et bedre bud på udviklingen i forbruget af fossile brændsler og dermed af prisen på disse. På kort sigt er brændselspriserne baseret på priser i forward-markederne i februar 2016, og prisen antages at konvergere til de langsigtede priser i 2030.

Mht. biomassepriser så anvendes Energistyrelsens forudsætninger for halm. For træpiller var der gennem de seneste par år sket en stigning i brændselspriserne fra ca. 55 kr./GJ til ca. 68 kr./GJ. For træflis er der regnet med lidt lavere priser på kort sigt i forhold til Energistyrelsens priser.

Til sammenligning med Energistyrelsens seneste brændselsfremskrivninger for samfundsøkonomiske analyser (oktober 2019) ligger de priser, som blev anvendt i balmorelberegningerne i 2016, lavere for fossile brændsler. Biomassepriserne er nogenlunde på niveau, dog med afvigelser i nogle år.

2015 kr./GJ	2018	2020	2025	2030	2035	2040
Kul	11	10	14	18	18	18
Letolie	67	70	89	118	117	116
Naturgas	38	38	43	54	52	51
Træpiller	58	59	72	74	75	77
Træflis	50	51	56	59	61	63
Halm	45	46	48	50	52	54

Tabel 4: Brændselspriser an kraftværk anvendt i Balmorel til beregning af lastfordelingen.

2019 kr./GJ	2019	2020	2025	2030	2035	2040
Kul	24,7	23,7	22,1	23,0	23,3	23,6
Letolie	95,7	97,7	105,8	113,9	122,4	129,1
Naturgas	56,1	50,3	46,1	52,0	57,4	61,4
Træpiller	68,0	67,3	66,7	67,9	68,9	69,7
Træflis	50,7	51,1	53,6	55,2	56,5	57,7
Halm	43,4	43,7	45,9	47,2	48,4	49,4

Tabel 5: Brændselspriser an kraftværk fra Energistyrelsens seneste "Forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet, oktober 2019".

CO₂-priser

De anvendte CO₂-priser til beregning af lastfordelingen i Balmorel er antaget at være 15 euro/ton i 2030 stigende lineært 40 euro/ton i 2050. Dette afspejler en udvikling i EU, hvor VE-udbygningen drives af en kombination af kvotemarkedet og fortsat tilskud til VE-teknologier. På kortere sigt baseres prisen på forward-markederne. Priserne fra Energistyrelsen er deres middelskøn, som er baseret på Finansministeriets fremskrivningsmetode. Energistyrelsens opdaterede priser (2019) ligger over Balmorel-forudsætningerne igennem hele forløbet.

kr./ton	2019	2020	2025	2030	2035	2040
ENS	196	214	248	287	333	385
Balmorel	54	54	91	121	167	214

Tabel 6: Anvendte CO₂-kvotepriser i Balmorel samt Energistyrelsens seneste priser til samfundsøkonomiske analyser (november 2018). Priser er i faktorpriser. Balmorel-priser i 2016-prisniveau og Energistyrelsen i 2018-prisniveau.

Elpriser

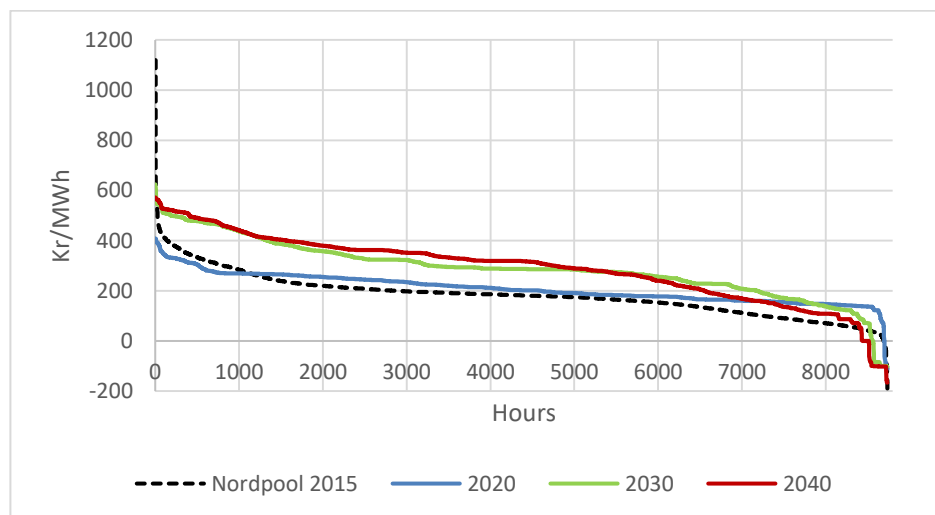
Til at beregne lastfordelingen blev der i 2016 til dette projekt beregnet en opdateret elpris ved hjælp af Balmorel. Ea Energianalyse anvendte den seneste version af Balmorel for det sammenhængende nordeuropæiske marked. I prisfremskrivningen blev der regnet med, at der sker en betydelig udvikling i retning af et grønnere elsystem i overensstemmelse med EU's langsigtede målsætninger. Denne udvikling antages drevet af en kombination af CO₂-kvotesystemet og tilskud til VE-baseret elproduktion.

Den anvendte elpris i Balmorel ligger under de priser, som Energistyrelsen senest har udgivet (oktober 2019) til brug i samfundsøkonomiske analyser.

Kr./MWh	2020	2025	2030	2035	2040
ENS	370	400	380	370	380
Balmorel	210	283	288	297	290

Tabel 7: Anvendte elpriser til udregning af lastfordeling i Balmorel samt Energistyrelsens seneste elprisfremskrivning (oktober 2019). Priserne er udregnet som et simpelt, tidsvægtet gennemsnit. Priser er i faktorpriser. Balmorel-priser i 2016-prisniveau og Energistyrelsen i 2019-prisniveau.

Figuren nedenfor viser varighedskurver for den anvendte elpris i lastfordelingsberegninger. Priserne er sammenlignet med elprisen i 2015, som i dele af året var meget lav. Det ses, at der over tid kommer flere timer med meget lave elpriser som følge af de stigende mængder sol og vind i elsystemet.



Figur 7: Varighedskurver for elprisen i lastfordelingsberegninger med Balmorel.

6.3 Varmeproduktion i scenarierne

Grundscenariet

Nedenstående tabel viser resultatet år for år for fjernvarmeproduktionen i grundscenariet (uden de nævnte konverteringer på ca. 3,5 PJ).

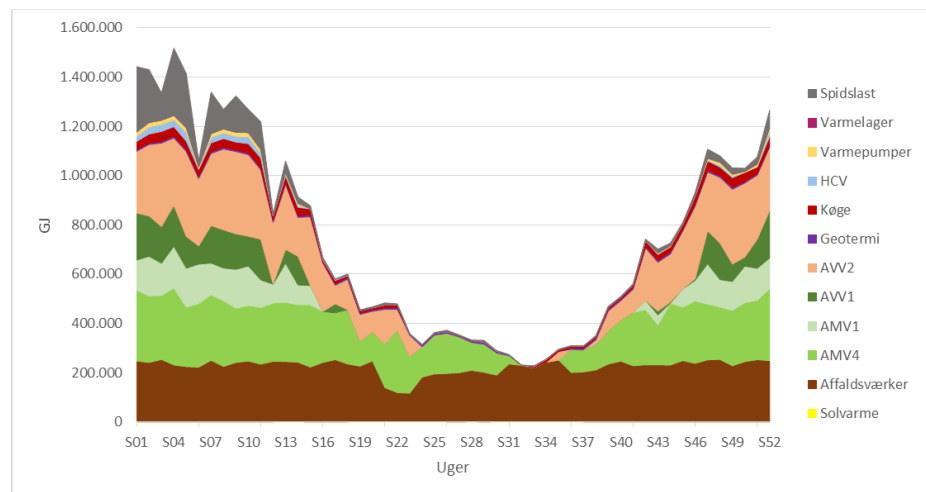
Værk-type	2018	2020	2025	2030	2035	2040
Træpillekraftvarme	15,60	11,31	10,29	9,66	6,07	5,84
Halm og flis kraftvarme	2,36	10,15	10,39	10,09	9,04	8,96
Gaskraftvarme	0,46	0,53	0,47	0,30	0,62	0,56
Kulkraftvarme	3,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Affaldskraftvarme	11,59	11,55	11,60	10,57	10,46	10,24
Varmer ved turbine bypass*	0,39	1,19	0,72	0,99	1,82	1,69
Geotermi og varmepumper	0,42	0,55	0,70	1,85	2,67	2,65
Sol	0,00	0,03	0,10	0,25	0,50	0,50
Spidslast	2,24	1,45	1,14	0,63	2,15	1,79
Total	36,64	36,76	35,40	34,34	33,32	32,24

Tabel 8: Fjernvarmeproduktion i hovedstadsområdet i grundscenariet i PJ.

*Produceret på træflis og træpiller

Tabellen viser, hvordan produktionsfordelingen udvikler sig over tid. Affald leverer gennem perioden årligt ca. 11 PJ varme eller omtrent 30 % af varmeproduktionen. I 2018 produceres en del af varmen på kul, men det slutter i 2020, hvor AMV3 lukkes og AMV4 på træflis idriftsættes og får en stor del af produktionen i hovedstadsområdet. Kraftvarme baseret på træpiller udgør også en stor andel frem til 2030, hvorefter andelen reduceres. Solvarme, geotermi og varmepumper leverer en stigende del af varmeproduktionen, efterhånden som disse gradvis udbygges. Spidslastproduktionen er faldende frem mod 2030 som følge af det faldende varmeforbrug, men stiger igen efter 2030, når AMV1 tages ud af drift.

I nedenstående figur ses som eksempel resultater for varmeproduktionen uge for uge i 2020. Det fremgår, at fjernvarmeproduktionen om sommeren dækkes primært af affaldsværkerne og AMV4, der producerer en stor del af året. Køge Kraftvarme og AVV2 har også produktion en betydelig del af året, mens AVV1 og AMV1 primært kører i vintermånederne og lidt af foråret og efteråret. HCV og spidslastanlæg har primært drift i de koldeste måneder.



Figur 8: Resultater for varmeproduktion uge for uge i 2020.

Varmeproduktion i kon-
verteringsscenariet

I grundberegningen er der som nævnt regnet med, at AMV1 lukker i 2031, og at produktionen derefter skal komme fra andre anlæg. Ved konvertering af de nævnte områder på i alt 3,5 PJ er det antaget, at Amagerværkets blok 1 bliver levetidsforlænget og dermed vil dække en del af varmemeforbruget. Nedenstående tabel viser resultatet år for år for den marginale varmeproduktion, dvs. ændringen i varmeproduktionen på alle anlæg ved en forøgelse af varmemeforbruget med ca. 10 % og en samtidig levetidsforlængelse af AMV1.

Værk-type	2018	2020	2025	2030	2035	2040
Træpille kraftvarme	55,6%	41,3%	41,2%	40,4%	79,6%	80,3%
Halm og flis kraftvarme	3,3%	10,0%	5,9%	2,8%	18,6%	16,9%
Gaskraftvarme	2,7%	5,9%	3,3%	2,0%	-1,1%	-0,4%
Kulkraftvarme	10,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Affaldskraftvarme	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Varmer ved turbine by-pass*	3,8%	10,2%	17,2%	27,1%	9,9%	11,3%
Geotermi og varmepumper	0,4%	1,5%	3,8%	17,0%	0,6%	0,5%
Sol	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Spidslast	27,6%	31,1%	28,6%	10,6%	-7,6%	-8,6%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Tabel 9: Marginal fjernvarmeproduktion i hovedstadsområdet i %

*Produceret på træflis og træpiller

Det fremgår, at en stor del af den øgede varmeproduktion over hele perioden leveres fra træpillekraftvarme. I 2018 leveres en stor andel også fra kul. Spidslast leverer kun frem til 2030 hvorefter levetidsforlængelsen betyder, at den samlede mængde spidslast i systemet reduceres, hvorfor konverteringen i denne beregning reducerer spidslastandelen i systemet.

For at kunne opstille fjernvarmeprisen for alle år er der til de efterfølgende beregninger foretaget interpolation mellem beregningsårene på følgende måde:

- For årene 2017 og 2019 er der anvendt samme fordeling af den marginale fjernvarmeproduktion som i 2018. I disse tre år er der de samme værker i systemet, og 2018 vurderes derfor at være mest repræsentativt.
- Mellem 2020 og 2025 foretages en lineær interpolation mellem produktionsresultater for 2020 og 2025, og dette gøres på tilsvarende vis mellem 2025 og 2030 samt mellem 2035 og 2040.
- Mellem 2030 og 2035 sættes fordelingen af den marginale fjernvarmeproduktion lig fordelingen af 2035. Der sker et brat skift af produktionsfordelingen efter 2030, da AVV1 tages ud af drift, og da AMV1 her antages levetidsforlænget i det ene scenarie. Derfor vurderes 2035 at være mest repræsentativt for årene mellem 2030 og 2035.

7 Samfundsøkonomiske fjernvarmepriser

7.1 Samfundsøkonomisk pris af værk

Ved den samfundsøkonomiske varmepris for nye forbrugere skal forstås den samfundsøkonomiske pris, som det øgede forbrug har ført til. De eksisterende forbrugeres fjernvarmepris må således ikke ændre sig som følge af det yderligere forbrug. Som vist ovenfor er det kun AMV1, der har produktionsændringer, som fører til ændringer i værkets levetid. Det betyder også, jf. den upåvirkede pris for de eksisterende forbruger, at de nye forbrugere alene skal betale kapitalomkostninger for AMV1 efter 2030, mens de eksisterende forbrugere skal betale kapitalomkostninger for AMV1 frem til 2030 samt for alle andre værker. Levetidsforlængelsen af AMV1 i 2030 er antaget at koste 260 mio. kr. for 15 års øget levetid. Dette er baseret på Energistyrelsens Teknologikatalog. For alle andre værker end AMV1 giver ændringen i fjernvarmeforbruget således kun anledning til en ændring i de variable omkostninger (inkl. evt. øgede elindtægter).

Varmepris på modtryksanlæg

For modtryksanlæg og for udtagsanlæg, der fyrer med biomasse og derfor antages at køre i modtryksdrift, beregnes varmeprisen år for år ved inddragelse af følgende elementer:

Samfundsøkonomisk varmepris = brændsel + CO₂-omkostning + variabel D&V – elindtægt + andre emissioner (SO₂, NO_x, partikler) (+ fast D&V + investeringsbidrag)

I beregningerne anvendes Energistyrelsens forudsætninger for priser og dermed ikke de samme priser, som er anvendt til lastfordelingen. Dette gælder særligt for elprisen.

Samlet beregning

Omkostningen for hvert anlæg beregnes i hvert år gennem hele perioden, og denne omkostning multipliceres derefter med det enkelte anlægs andel af den marginale produktion for at få hvert anlægs bidrag til de marginale fjernvarmeomkostninger. Alle anlægs bidrag summeres derefter for at få den samlede samfundsøkonomiske fjernvarmepris.

Som nævnt er der ikke i Balmørel taget hensyn til, at anlæggenes virkningsgrad ændres ved dellast. For at medtage dette i de samfundsøkonomiske varmepriser er der i beregningen af varmepriserne foretaget en korrektion af

virkningsgraderne på kraftvarmeanlæggene, så årseffektivitetsgraden reduceres med 1 %-point i forhold til fuldlastvirkningsgraden. Tilsvarende forøges årsvarmevirkningsgraden, da totalvirkningsgraden forudsættes fastholdt.

7.2 Omkostninger til varmetransmission

HMN og VEKS har ønsket, at den samfundsøkonomiske fjernvarmepris opgøres af transmissionsnet. En mindre forøgelse af den samlede fjernvarmeproduktion vurderes ikke at påvirke varmetab eller faste omkostninger i transmissionsnettet. Dog vil et øget varmeforbrug give øgede pumpeomkostninger til transport af varme. Ea Energianalyse har været i dialog med VEKS om størrelsen af energiforbruget til pumper i transmissionsnettet og fået oplyst, at det ligger på 0,00257 MWh el/transporteret GJ varme. På baggrund af dette enhedsforbrug og Energistyrelsens elpris for større forbrugere er omkostningerne til transmission af varme beregnet.

7.3 Resulterende samfundsøkonomisk fjernvarmepris

I tabellen nedenfor vises de samfundsøkonomiske varmepriser for nye, konverterede fjernvarmebrugere.

Samfundsøkonomisk fjernvarmepris			
År	(Kr./GJ)	År	(Kr./GJ)
2019	68	2030	65
2020	68	2031	91
2021	66	2032	91
2022	67	2033	91
2023	67	2034	90
2024	66	2035	91
2025	66	2036	90
2026	66	2037	91
2027	66	2038	91
2028	66	2039	92
2029	66	2040	93
Nutidsværdi 2020-2039			75

Tabel 10: Samfundsøkonomiske fjernvarmepriser til anvendelse ved konverteringsprojekter i hovedstadsområdet. Priserne er af transmissionsnet. Priserne er her vist i faktorpriser, dvs. uden multiplikation med nettoafgiftsfaktoren på 1,28. Priserne er i 2019-priser.

Nedenfor er vist en opdeling af de samfundsøkonomiske fjernvarmepriser på forskellige omkostningselementer, og endvidere er vist afgifter og eltilskud til anvendelse i samlede samfundsøkonomiske beregninger af konverteringsprojekter, hvor skatteforvridningstab skal beregnes.

År	Kapital- omkost- ninger og fast D&V	Energiom- kostninger og var. D&V	Elsalg	Miljøom- kostninger	Transmis- sionsom- kostning	Samfunds- økono- misk pris i alt	Afgifter	Eltilskud
2019	0	97	-38	8	1	68	24	-12
2020	0	92	-31	6	1	68	22	-9
2021	0	90	-31	6	1	66	21	-9
2022	0	92	-31	6	1	67	21	-9
2023	0	93	-33	5	1	67	20	-9
2024	0	94	-35	5	1	66	20	-7
2025	0	95	-36	5	1	66	19	-7
2026	0	93	-33	5	1	66	17	-6
2027	0	92	-32	5	1	66	15	-6
2028	0	91	-31	4	1	66	13	-6
2029	0	89	-29	4	1	66	11	-5
2030	0	88	-27	3	1	65	10	-5
2031	28	96	-34	0	1	91	-5	-6
2032	28	96	-34	0	1	91	-5	-6
2033	27	96	-33	0	1	91	-5	-6
2034	27	96	-34	0	1	90	-5	-5
2035	26	96	-33	0	1	91	-5	-5
2036	27	97	-34	0	1	90	-5	-5
2037	27	97	-34	0	1	91	-5	-5
2038	27	97	-34	0	1	91	-5	-5
2039	28	98	-35	0	1	92	-5	-3
2040	28	98	-35	0	1	93	-5	-3

Tabel 11: Samfundsøkonomisk fjernvarmepris i hovedstadsområdet af transmissionsnet fordelt på omkostningselementer (kr./GJ) samt afgiftsbetaling og eltilskud. Priser er i faktorpriser, 2019-prisniveau.