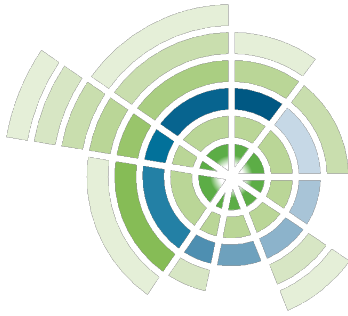




Datacenter ved Kassø

Udnyttelse af overskudsvarme
til fjernvarme i Sønderjylland





Grøn Energi er fjernvaremens tænketank. Vi omsætter innovation og analyser til konkret handling til gavn for den grønne omstilling, vækst og beskæftigelse i fjernvarmebranchen. Grøn Energi bygger på et dynamisk fællesskab mellem Dansk Fjernvarme, de toneangivende danske eksportvirksomheder, rådgivere, interesseorganisationer samt universiteter.

Dato: 1. September 2018

Udarbejdet af: Alexander Boye Petersen og Christian Holmstedt Hansen

Kontrolleret af: Nina Detlefsen

Beskrivelse: Analysen beskriver hvordan overskudsvarmen fra store datacentre ved Kassø kan udnyttes i Sønderjyllands fjernvarmesystemer gennem et større fjernvarmetransmissionsnet.

Grøn Energi udgiver løbende rapporter og analyser. Konklusioner, anbefalinger og evt. synspunkter i det udgivne materiale er ikke afstemt med Grøn Energis medlemmer og er derfor ikke nødvendigvis udtryk for holdningerne hos Grøn Energi's medlemmers.

Grøn Energis medlemmer:



Forord

Formålet med dette arbejde er at opnå større indsigt i hvordan overskudsvarmen fra store datacentre ved Kassø kan udnyttes i fjernvarmesystemer i Sønderjylland.

Grøn Energi har stor interesse i at opnå øget viden om den konkrete case i forhold til at forstå de forhold som fjernvarmeværker planlægger og investerer under. Denne viden bruges til at påvirke det politiske system i retning af bæredygtig fjernvarmeudvikling og grøn omstilling.

Dette notat er tænkt som et input til arbejdet med at finde ud af om og hvordan varmen fra datacentre ved Kassø kan udnyttes. Fjernvarmeselskaberne har en interesse i at skabe indsigt og grundlag for om de skal forsætte arbejdet og på hvilken måde.

Dette notat er en offentlig udgave af beregninger for udnyttelse af overskudsvarme fra datacentret ved Kassø i Sønderjylland. I tillæg til dette eksisterer et materiale med individuelle beregninger for de enkelte fjernvarmeselskaber, som ikke er offentligt tilgængeligt.

Beregningerne er udført i tæt samarbejde med Priebe Rådgivende Ingeniørfirma og de involverede værker er inddraget gennem møder, sparring og diskussioner.

Indsamling af teknisk og økonomisk baggrundsmateriale fra fjernvarmeselskaberne samt kontakt til disse er udført af Priebe Rådgivende Ingeniørfirma. Beregningsforudsætningerne er derved fastlagt i tæt samarbejde mellem Priebe Rådgivende Ingeniørfirma og Grøn Energi.

Opsummering og diskussion af resultater

Grøn Energi har undersøgt mulighederne for at udnytte overskudsvarme fra datacentret ved Kassø. Den resulterende aggregerede varmeproduktionspris for seks fjernvarmeselskaber i Sønderjylland er følgeligt udregnet. For at udnytte overskudsvarmen kræves et større transmissionssystem med deraf afledte investeringer. Dertil kræves en stor varmepumpekapacitet til at hæve temperaturen på overskudsvarmen til fjernvarmenettens niveauer.

Udnyttelsen af overskudsvarmen er sat op imod en realistisk reference, hvor fjernvarmeselskaberne foretager investeringer i produktionsanlæg uden hensyntagen til datacentret. Derudover undersøges betydningen af hvorvidt Flensborg aftager en del af overskudsvarmen og deltager i transmissionssystemet. Resultaterne er følsomme overfor ændringer i blandt andet elpriser, brændselspriser, COP-værdien på varmepumperne, afgifter og transmissionssystemets størrelse. Det undersøges hvordan ændringer i disse faktorer påvirker varmeproduktionsprisen ved det enkelte fjernvarmeselskab.

Det skal bemærkes, at resultaterne er meget afhængige af levetiden på eksisterende anlæg, dimensionering af varmepumper og transmissionsnet, hvilken type anlæg de enkelte fjernvarmeselskaber i fremtiden har mulighed for at investere i, samt hvilke planer de enkelte fjernvarmeselskaber har for investeringer og udbygninger. Der er ikke medregnet stordriftsfordele ved investeringsomkostningerne til varmepumperne. Ligeledes er der heller ikke regnet med timeopløste elpriser, som ellers ville medvirke til, at varmepumperne kan undgå timerne med de højeste elpriser.

Det samlede system

Beregningerne tager udgangspunkt i et fælles transmissionssystem, hvor alle fjernvarmeselskaber har den samme pris på overskudsvarmen, uanset hvor stort deres behov er eller hvor langt væk fra datacentret de er placeret. Varmeproduktionsprisen fra datacentret, inklusiv omkostningerne til transmissionsledningerne, er ca. 295-300 kr./MWh¹. De største udgiftsposter i denne varmeproduktionspris er udgifter til køb af el og investeringsomkostningerne til hhv. varmepumper og transmissionsledninger.

Fjernvarmeselskabernes vægtede varmeproduktionspris er generelt stigende jo mere overskudsvarme som udnyttes. Dette skyldes, at prisen for overskudsvarmen fra datacentret er højere end den vægtede varmeproduktionspris på fjernvarmeselskabernes øvrige produktionsenheder.

Flere byer har tvungen grundlast, som prioriteres over udnyttelsen af overskudsvarmen. Dette reducerer antallet af driftstimer til datacentrets varmepumper og kan reducere potentialet for udnyttelse af overskudsvarmen.

¹Ved varmeleverancer som dækker 65-90 % af fjernvarmeselskabernes varmebehov

Ved en varmeleverance fra datacentret som dækker 90 % af fjernvarmeselskabernes varmebehov inklusiv tvungen grundlast, vil den samlede kapacitet på varmepumperne, i scenariet hvor overskudsvarmen ikke udnyttes i Padborg og Flensborg, være ca. 106 MW, inklusiv varmetab. Dette svarer til en gennemsnitlig årlig varmeleverance over en 20-årig periode på 621 000 MWh. Omkostningerne til sådan et transmissionssystem vil være ca. 1,26 mia. kr. hvoraf 556 mio. kr. går til investering i varmepumper og 701 mio. kr. går til investering i transmissionsledninger. Hvis Padborg og Flensborg er med i transmissionssystemet vil de totale investeringsomkostninger stige, mens varmeproduktionsprisen fra datacentret, inklusiv omkostninger til transmissionsledninger, vil falde. Modtager Flensborg 100 MW vil varmeproduktionsprisen fra datacentret inklusiv transmissionssystemet falde til 270-275 kr./MWh.

På samme måde kan både lavere elpriser og højere biomassepriser ændre fjernvarmeselskabernes endelige varmeproduktionspriser. Dette understreger, at forudsætningerne er meget vigtige for de endelige resultater og altafgørende for hvorvidt de sønderjyske fjernvarmeselskaber kan opnå positiv selskabsøkonomi ved udnyttelse af overskudsvarme fra datacentret i Kassø. Med de anvendte forudsætninger bliver det svært at opnå tilstrækkelig lave varmeproduktionspriser for fjernvarmeselskaberne ved udnyttelse af overskudsvarme sammenlignet med referencen. Det er altså svært at konkurrere med de allerede eksisterende fjernvarmesystemer, som i høj grad er baseret på biomassekedler. Resultaterne ligger i høj grad op til, at der er andre end økonomiske faktorer, som skal være med til at retfærdiggøre investering i et stort sønderjysk transmissionssystem.

Økonomien i transmissionssystemet er udfordret af størrelsen på systemet. Såfremt Flensborg ikke indgår i transmissionssystemet opnås en varmeleverance fra transmissionssystemet på ca. 3400 TJ. Til dette skal der etableres et transmissionssystem på 96 km. Dette giver en lineær varmetæthed på 23,3 TJ/km. Til sammenligning har TVIS' transmissionssystem en lineær varmetæthed på 61,0 TJ/km, og leverer herved mere varme i et transmissionssystem som er kortere.

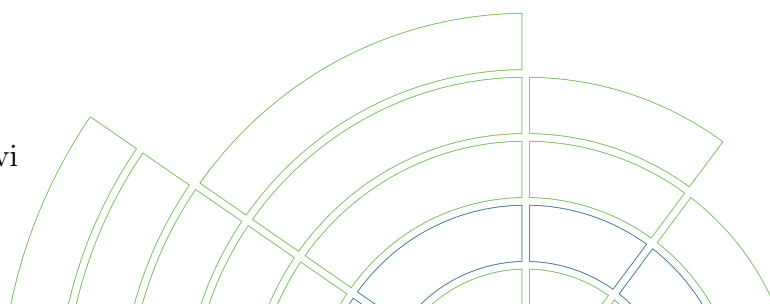
Styrker og udfordringer ved transmissionssystemet

Hvis projektet betragtes i et større perspektiv, er der ingen tvivl om, at projektet understøtter en kommende elektrificering af fjernvarmesektoren samtidig med, at det udnytter store mængder overskudsvarme som ellers vil gå tabt. Begge dele er vigtigt for at bevare en sund og konkurrencedygtig fjernvarmesektor på lang sigt.

Ved at etablere et transmissionsnet mellem flere byer skabes et større varmegrundlag - fjernvarmesystem - som kan udnytte større kilder. Hvis der først er etableret en leverandør til et sådant system, er der stor sandsynlighed for, at det kan tiltrække andre industrier, som kan levere varme til systemet.

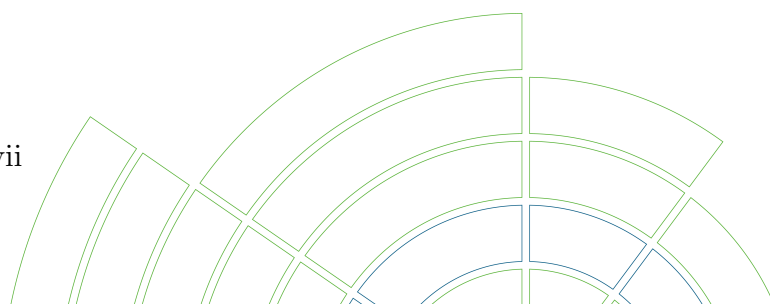
Afhængighed af store punktkilder udgør også en risiko som skal nøje afdækkes. Den største risiko er sikkerhed for hvor lang tid kilden er til rådighed og i mindre grad produktionsprofilen og risiko ved at drive store transmissionsnet.

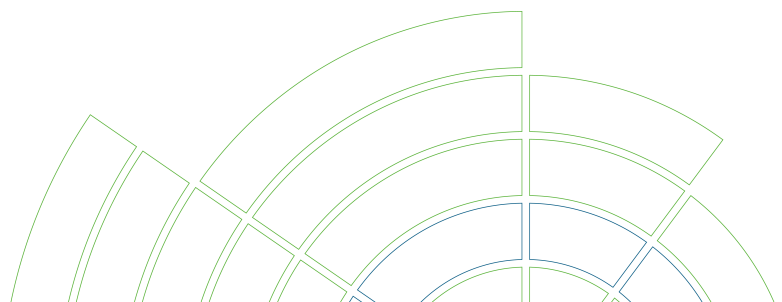
Et fælles transmissionssystem udfordres af mange forhold. For de involverede fjernvarmeselskaber er det vigtigt at overveje sikkerheden for deres varmegrundlag og om dette evt. kan udvides. Denne sikkerhed udfordres af politikerne i denne periode. Det er også vigtigt at overveje om lokale varmepumper kan være et alternativ. Der sker i disse år en teknologisk udvikling – også omkring varmepumper – som vil udfordre store systemer der f.eks. kræver store investeringer i transmission fordi mindre varmepumper på f.eks. luft måske kan blive næsten lige så effektive som store varmepumper på lunkent vand. Der vil derfor være en afvejning af, at den store investering i transmission skal kunne opvejes af mere effektiv (billigere) produktion og større sikkerhed for leverance – også om vinteren.



Indhold

Forord	iii
Opsummering og diskussion af resultater	iv
Indhold	vii
Nomenklatur	viii
1 Metode og beregningsforudsætninger	1
Varmeproduktionspriser	2
Referencepris	2
Datacenter systempris (DCs)	2
Dimensionering af varmepumper og varmeproduktion	3
Følsomhedsanalyser	5
Brændselspriser	6
2 Overskudsvarme fra datacentret	8
Investeringsomkostninger	10
3 Varmeproduktionspriser	11
Scenarie A	11
Scenarie B	13
4 Sammenligning	15
Litteratur	17
Bilag A Rørdimensionering	18
Bilag B Varmetab	19
Bilag C Forudsætninger for selskabsøkonomiske beregninger	20

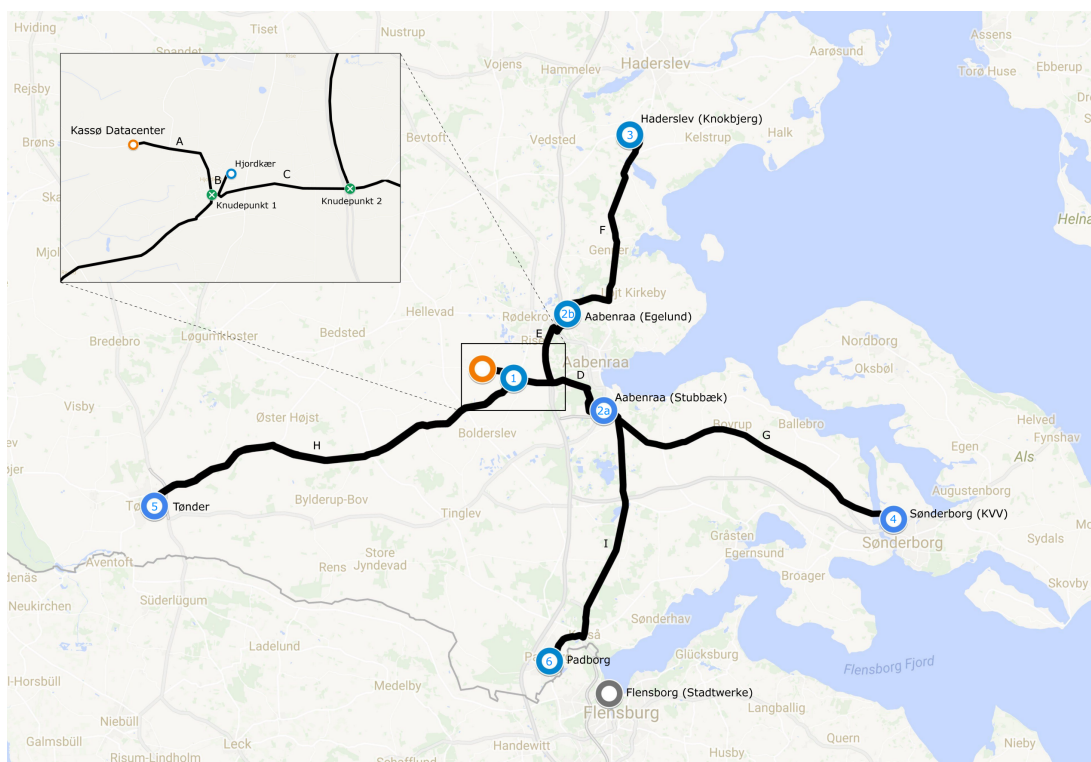




1 Metode og beregningsforudsætninger

Overskudsvarmen fra Kassø udnyttes gennem et større sønderjysk transmissions-system, se figur 1.1. Potentialet for udnyttelse af overskudsvarmen udregnes som en vægtet varmeproduktionspris for de involverede fjernvarmeselskaber. De overordnede forudsætninger kan findes i bilag C. Da det er uvist hvorvidt Flensborg vil udnytte overskudsvarmen opstilles to overordnede scenarier:

- **Scenarie A:** Overskudsvarmen udnyttes i de fem sønderjyske fjernvarmeselskaber: Hjordkær, Aabenraa/Rødekrø, Haderslev, Sønderborg og Tønder. Den totale længde af dette transmissionsnet er 96 km.
- **Scenarie B:** Overskudsvarmen udnyttes af de samme fjernvarmeselskaber som i scenarie A, inklusiv Padborg og Flensborg. Det vurderes i denne sammenhæng, at Padborg kun bliver en del af transmissionssystemet såfremt Flensborg også bliver det. Til Flensborg leveres 100 MW overskudsvarme, svarende til ca. 60 % af varmebehovet i byen¹. Den totale længde af dette transmissionsnet er 126 km.



Figur 1.1: Tracé over transmissionsnettet i Sønderjylland. Strækningen mellem Padborg og Flensborg er ikke indtegnet, men vurderes at være ca. 6 km.

¹Der tages ikke højde for fjernvarmenettets temperatursæt i Flensborg, som ligger væsentlig højere end den leverede temperatur på overskudsvarmen. Kapaciteten til Flensborg er vurderet ud fra hvordan Flensborgs deltagelse i systemet påvirker varmeproduktionsprisen fra datacentret. Kapaciteten på 100 MW er derfor ikke andet end et udfald af udnyttelsen i Flensborg.

Varmeproduktionspriser

For de sønderjyske fjernvarmeselskaber udregnes en samlet varmeproduktionspris for referencen og en samlet varmeproduktionspris ved udnyttelse af overskudsvarme fra Kassø i henholdsvis scenarie A og B. Beregningen af disse beskrives nærmere i de følgende tre afsnit.

Referencepris

Referenceprisen tager udgangspunkt i fjernvarmeselskabets eksisterende produktionsenheder uden hensyntagen til et eventuelt datacenter. Varmeproduktionsprisen for referencen medtager de faste og variable omkostninger forbundet med at drive de eksisterende værker over en 20-årig periode begyndende i 2020. Varmeproduktionen for anlæggene bestemmes ud fra varmekapaciteterne og varighedskurverne for de enkelte fjernvarmeselskaber.

Flere anlæg kræver reinvesterings for at kunne opretholde driften. Derfor medregnes reinvesterings i de år, hvor det er nødvendigt. Det antages at enkelte værker investerer i nye produktionsenheder og nogle af disse investeringer foretages allerede i 2020. Referencen skal altså ses som et realistisk alternativ til udnyttelse af overskudsvarmen fra datacentret, som tager højde for fremtidige krav til produktionsenhederne og fjernvarmeselskabernes behov for nye anlæg.

Referenceprisen svarer til varmeproduktionsprisen over en 20-årig periode fra 2020 til 2040. Der er anvendt en diskonteringsrente på 4%.

Datacenter systempris (DCs)

Udnyttelsen af overskudsvarmen sker i et fælles transmissionssystem, hvor alle fjernvarmeselskaber modtager ens varmeleverancesatser. Dvs. at fx alle selskaber får dækket 90% af deres varmebehov med overskudsvarme fra datacentret. Overskudsvarmen indgår sammen med fjernvarmeselskabets øvrige produktionsenheder i den endelige varmeproduktionspris for værket. Alle fjernvarmeselskaberne betaler det samme for varmen fra datacentret, som betegnes DCv. DCv-prisen er inklusiv alle omkostninger til varmepumper og transmissionsledninger, og er dermed en fælles systempris alle fjernvarmeselskaberne betaler for overskudsvarmen, leveret ved deres distributionsnet. Eksempelvis betales ledningen mellem Aabenraa-Rødebro og Sønderborg af alle fjernvarmeselskaberne - også Tønder, selvom de ikke selv bruger denne transmissionsforbindelse. Til gengæld betaler Sønderborg også for transmissionsledningen mellem Knudepunkt 1 og Tønder. Fjernvarmeselskabernes endelige varmeproduktionspris kaldes DCs-prisen og er følgelig et mix af varmeproduktionsprisen fra datacentret (DCv-prisen) og værkets øvrige produktion. Denne pris er aggregeret på tværs af fjernvarmeselskaberne således at den udtrykkes som en vægtet varmeproduktionspris for fjernvarmeselskaberne ved udnyttelse af overskudsvarme fra datacentret.

DCs-prisen beregnes på følgende måde.

For hver strækning skitseret på figur 1.1, regnes kapacitet og varmetab baseret på dimensioneringen af varmepumperne, som beskrives senere i dette afsnit. Fjernvarmeledningens rørstørrelse og omkostning beregnes på baggrund af ledningens totale kapacitet inklusiv varmetab. Metoden til dette er beskrevet i bilag A. Varmetabet beregnes ud fra varmetabskoefficienterne i bilag B.

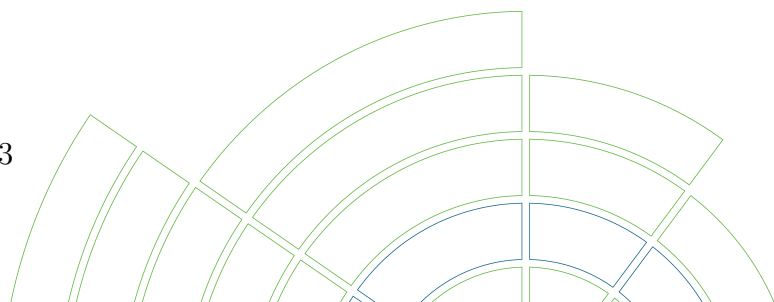
Den samlede kapacitet multipliceres med investeringsomkostningerne for derved at finde de totale kapitalomkostninger til varmepumperne og transmissionssystemet (inklusiv varmetab). De variable udgifter til drift af transmissionssystemet beregnes ud fra den totale årlige varmeproduktion fra varmepumperne ved datacentret.

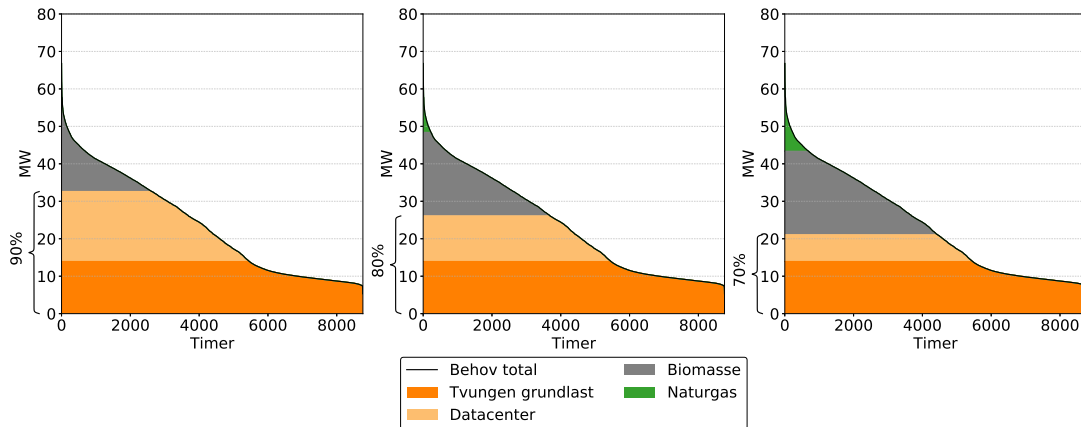
For varmepumperne anvendes en afskrivningsperiode på 20 år, mens der for transmissionsledningerne anvendes en afskrivningsperiode på 40 år. Der regnes en varmeproduktionspris for varmepumperne over en 20-årig periode og en driftspris til transmissionsledningerne over en 40-årig periode. Summen af disse er DCv-prisen. Der anvendes en diskonteringsrenten på 4 %. DCv-prisen vil være ens for alle fjernvarmeselskaber og varierer alt efter hvor meget overskudsvarme som udnyttes fra datacentret.

Dimensionering af varmepumper og varmeproduktion

Varmeproduktionspriserne regnes ved forskellige varmeleverancer fra datacentret, baseret på en dimensionering af varmepumpen ud fra fjernvarmeselskabernes varmebehov. Varmepumperne dimensioneres efter at kunne levere henholdsvis 90 %, 80 % og 70 % af varmebehovet til fjernvarmeselskaberne. Disse satser for varmeleverancer er inklusiv eventuel tvungen grundlast ved fjernvarmeselskabet. Det betyder, at tvungen grundlast prioriteres som første varmeproduktionskilde, og altså producerer varme inden der udnyttes overskudsvarme fra datacentret. Summen af grundlastvarmen og varmen fra datacentret bruges derfor til dimensioneringen.

Figur 1.2 viser et eksempel på dimensioneringen af varmepumperne for et fjernvarmeselskab med tvungen grundlast, ved de tre satser på 90 %, 80 % og 70 %. På første figur leverer datacentret og den tvungne grundlast, 90 % af varmen. Datacentret leverer ca. 77 000 MWh, hvilket kræver en varmepumpekapacitet på 19 MW. Tilsvarende leverer datacentret ca. 56 000 MWh og 36 000 MWh ved varmeleverancer fra datacenter og grundlast på henholdsvis 80 % og 70 %. Dette kræver varmepumpekapaciteter på henholdsvis 12 MW og 7 MW.





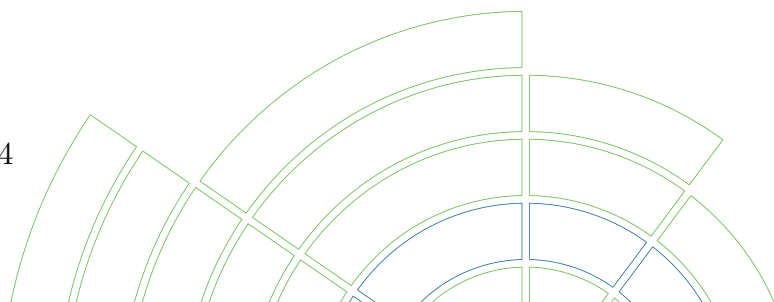
Figur 1.2: Varighedskurver ved de tre varmeleverancer fra datacentret. Længst til venstre udgør datacentervarmen og den tvungne grundlast 90 % af det totale varmebehov. I midten er andelen reduceret til 80 % og længst til høje er andelen reduceret til 70 %. Bemærk at grundlasten fastholdes og det blot er datacentervarmen som reduceres.

For fjernvarmeselskaber som ikke har tvungen grundlastproduktion, vil datacentret fuldt dække varmeleverancerne på 90 %, 80 % og 70 %.

Den totale varmepumpekapacitet og varmeleverance fra datacentret til fjernvarmeselskaberne ved de tre satser for varmeleverancen, kan ses i tabel 1.1.

	Varmeleverancesatser fra datacentret					
	90 %		80 %		70 %	
	Kapacitet [MW]	Varme [MWh]	Kapacitet [MW]	Varme [MWh]	Kapacitet [MW]	Varme [MWh]
Scenarie A	102,6	621 000	77,4	523 000	58,1	398 300
Scenarie B	208,0	1 375 000	181,0	1 273 000	161,0	1 170 000

Tabel 1.1: Kapacitet og varmeleverance til fjernvarmeselskaberne ved forskellige varmeleverancer i scenarie A og B. Kapaciteterne og varmemængderne er angivet eksklusiv varmetab og er altså den varme som faktisk udnyttes i fjernvarmesystemerne.



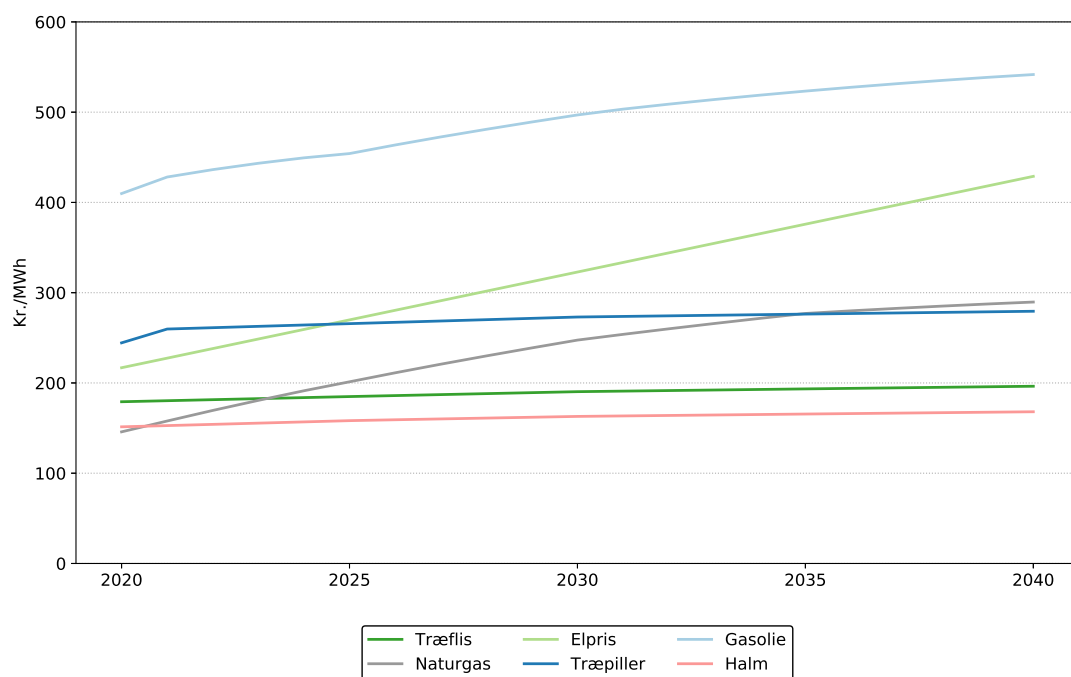
Følsomhedsanalyser

I både scenarie A og B udføres følsomhedsanalyser til at vurdere den vægtede varmeproduktionspris for udnyttelse af overskudsvarme fra Kassø. Følgende beskriver overordnet master beregningen og de enkelte følsomhedsanalyser.

- **Master beregning (A.0/B.0):** Der regnes en vægtet varmeproduktionspris for referencen og datacenter systemprisen (DCs).
- **Nul elvarmeafgift (A.1/B.1):** Følsomhed på elvarmeafgiften, hvor der regnes en varmeproduktionspris når elvarmeafgiften er nul.
- **COP \pm 0,5 (A.2/B.2):** Følsomhed på COP-faktoren. Der regnes varmeproduktionspriser for COP-faktorer på henholdsvis 3,5 og 4,5.
- **Højere biomassepriser (A.3/B.3):** Følsomhed på brændselspriserne på træflis, træpiller og halm. Der regnes en varmeproduktionspris ved en fast årlig stigning i biomassepriserne på 1,5 % fra år nul (2020). Stigningen på 1,5 % svarer til halvdelen af den forventede stigning af elprisen ([Energistyrelsen, 2017](#)). Denne regnes både som en referencepris og DCs-pris.
- **Lave elpriser (A.4/B.4):** Følsomhed på reducerede elpriser i forhold til referencen. Der regnes en varmeproduktionspris ved elpriser som følger stigningen på træflis.
- **Tilskud til transmissionsledninger (A.5/B.5):** Følsomhed på transmissionsledningernes omkostninger. Der regnes en varmeproduktionspris ved fuldt tilskud til transmissionsledningerne, således at fjernvarmeselskaberne ikke betaler for transmissionsledningerne.

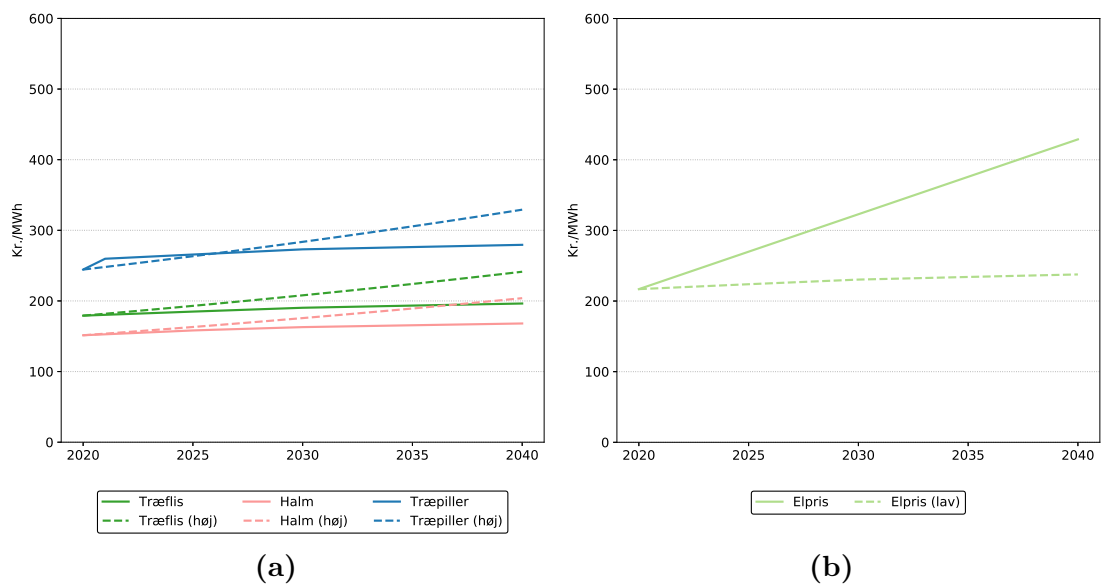
Brændselspriser

Figur 1.3 viser brændselspriserne anvendt i analysen. Brændselspriserne er fra Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger (Energistyrelsen, 2017).

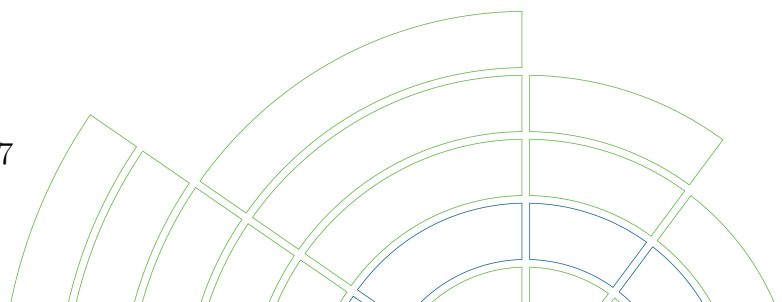


Figur 1.3: Brændselspriser anvendt i analysen (Energistyrelsen, 2017).

Figur 1.4 viser biomassepriserne anvendt i følsomhedsanalysen med højere priser på træflis, halm og træpiller (A.3 og B.3) og elpriserne anvendt i følsomhedsanalysen med lavere elpriser (A.4 og B.4).

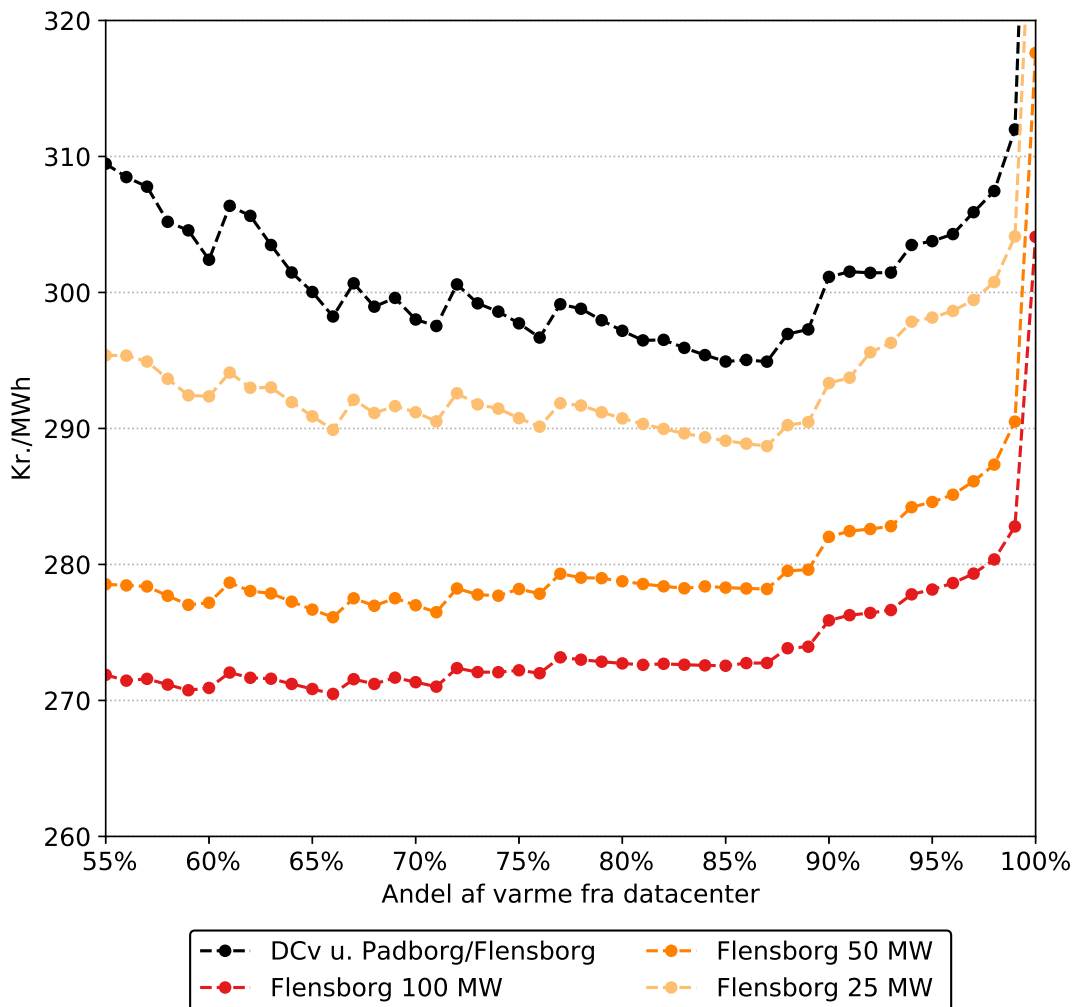


Figur 1.4: Biomassepriserne og elpriserne anvendt i følsomhedsanalysen med henholdsvis højere priser på træflis, halm og træpiller og lavere elpriser.



2 Overskudsvarme fra datacentret

Varmeleverancen fra datacentret har betydning for den samlede DCv-pris. Figur 2.1 viser hvordan varmeandelen fra datacentret ud af fjernvarmeselskabernes totale varmebehov påvirker DCv-prisen. Ved varmeleverancer fra datacentret på 65-90 % er DCv-prisen ca. 295-300 kr./MWh. De enkelte spring i DCv-prisen sker ved skift i rørledningsstørrelse på transmissionssystemet. Ved varmeleverancer over 90 % stiger DCv-prisen yderligere, og specielt den sidste procent varme leveret er dyr på grund af få driftstimer i forhold til rørledningernes størrelse.

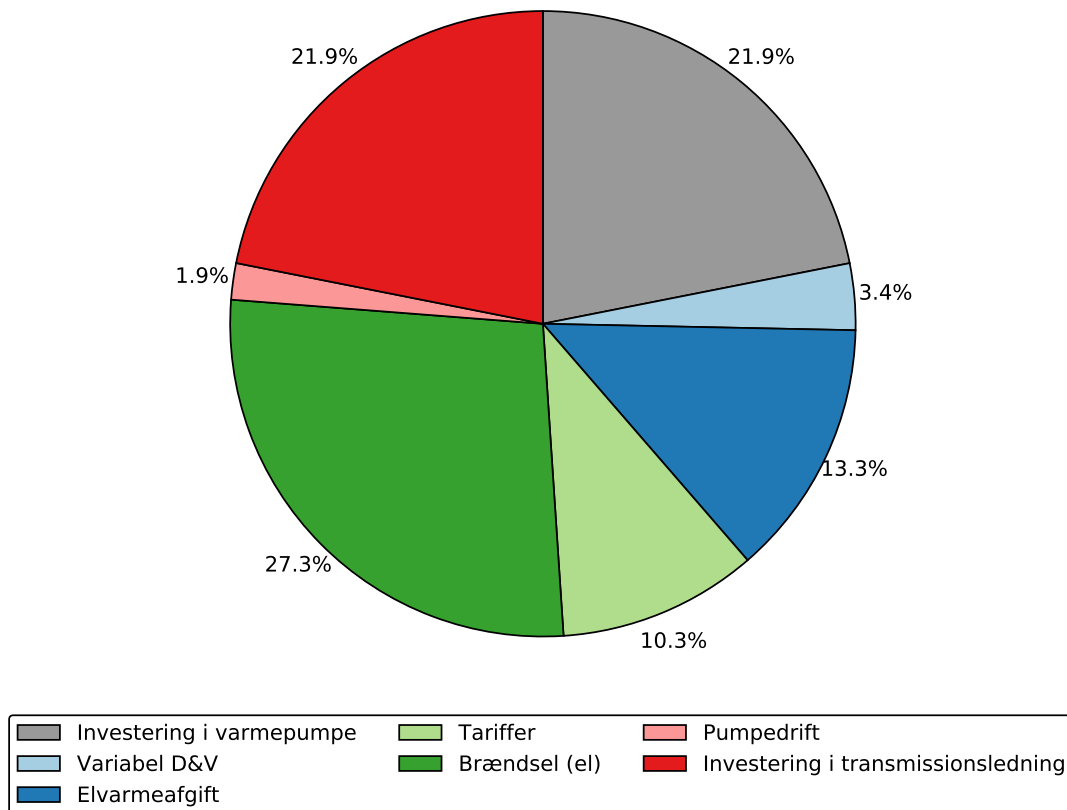


Figur 2.1: DCv-prisens udvikling i forhold til andel varme leveret fra datacentret til fjernvarmeselskaberne. Derudover vises udviklingen ved forskellige varmeleverancer til Flensborg, og dennes betydning for DCv-prisen.

Figur 2.1 viser yderligere hvordan en transmissionsledning til Flensborg kan reducere DCv-prisen, alt afhængigt af hvor meget varme Flensborg modtager. Ved en varmeleverance fra datacentret til Flensborg på 25 MW falder DCv-prisen med ca. 5-10 kr./MWh (2-3%), mens leverancer på 50 MW og 100 MW betyder at DCv-prisen falder med henholdsvis 15-20 kr./MWh (5-7%) og 25-35 kr./MWh (8-

11 %). I takt med at varmeleverancen til Flensborg stiger, udjævnes de pludselige prisstigninger og prisfald.

Figur 2.2 viser sammensætningen af DCv-prisen ved en varmeleverancesats på 90 %. Ved denne sats er den totale DCv-pris ca. 301 kr./MWh. Af DCv-prisen er de største omkostninger forbundet med indkøb af el (27,3%), investering i transmissionsledning (21,9%) og investering i varmepumper (21,9%). Elvarmeafgiften og tariffer udgør henholdsvis 13,3% og 10,3% af DCv-prisen. Der anvendes en reduceret distributionsafgift.

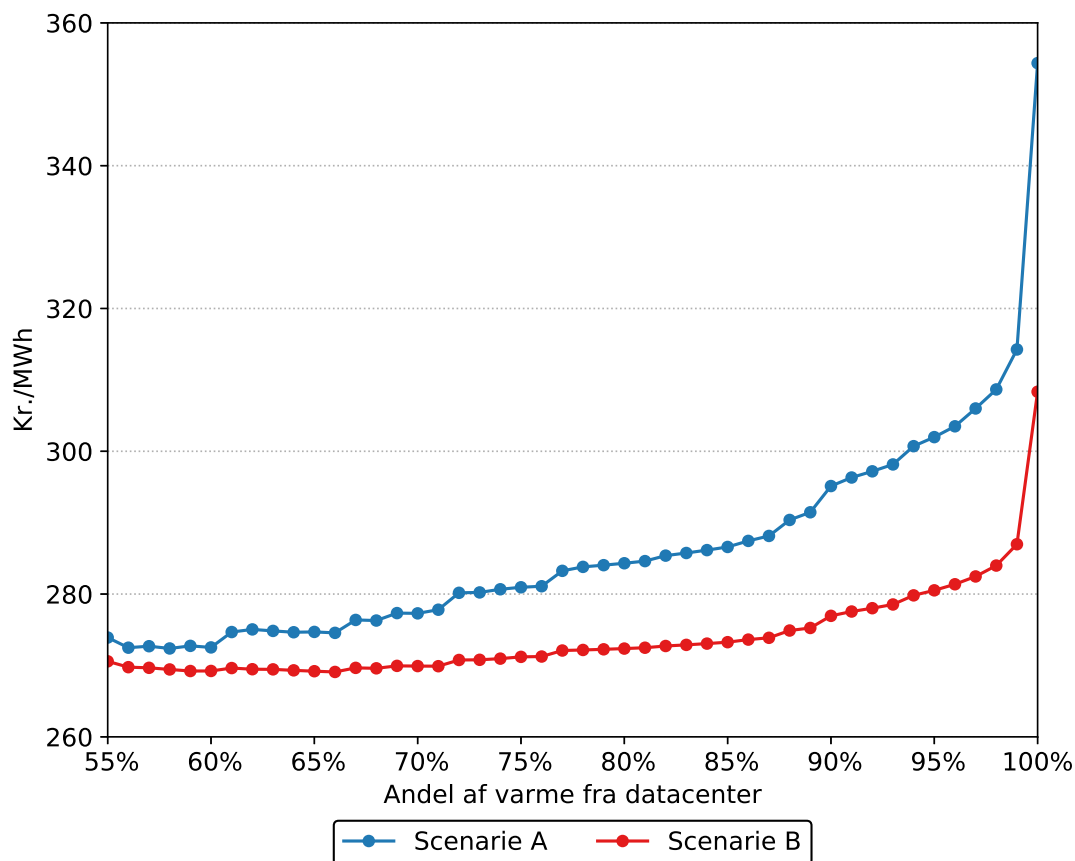


Figur 2.2: DCv-prisens sammensætning.

Varmetabet er ikke angivet i figur 2.2, men udgør 14 kr./MWh, hvilket svarer til 5% af DCv-prisen.

Figur 2.3 viser DCs-priserne for scenarie A og B ved varierende varmeleverancer på 55-95 %. Figuren viser altså DCs-prisen, som er et mix af fjernvarmeselskabernes eksisterende produktion og overskudsvarme fra datacentret.

Det ses, at i både scenarie A og B er DCs-prisen stigende i takt med at andelen af varmen fra datacentret øges. Det betyder, at fjernvarmeselskaberne som et vægtet gennemsnit har en lavere varmeproduktionspris på deres egne fjernvarmeværker end når de aftager overskudsvarme fra Kassø. DCs-priserne for scenarie B er generelt lavere end for scenarie A, da Flensborgs deltagelse i transmissionssystemet reducerer DCv-prisen.



Figur 2.3: DCs-priser for fjernvarmeselskaberne scenarie A og B.

Investeringsomkostninger

Tabel 2.1 viser investeringsomkostninger til varmepumper og transmissionsnet for scenarie A og B. For scenarie A, hvor Padborg og Flensborg ikke er med i transmissionssystemet er de totale investeringsomkostninger i transmissionssystemet ved en varmeleverance på 90 % af varmebehovet ca. 1,26 mia. kr. Hvis Padborg og Flensborg er med er investeringsomkostningerne ved samme varmeleverance ca. 2,22 mia. kr. For scenarie A udgør investeringsomkostningerne til varmepumper ca. 38-44 % mens de for scenarie B udgør ca. 48-50 %. I scenarierne udgør omkostningerne til transmissionsledninger altså størstedelen af investeringen.

	Total investering i transmissionssystem [mio. kr.]					
	Scenarie A			Scenarie B		
	70 %	80 %	90 %	70 %	80 %	90 %
Varmepumper	320,1	422,7	556,2	867,4	975,2	1115,8
Transmissionsledninger	518,6	607,6	700,9	932,6	1013,7	1099,2
Samlet investering	838,7	1030,3	1257,1	1799,9	1988,9	2215,0

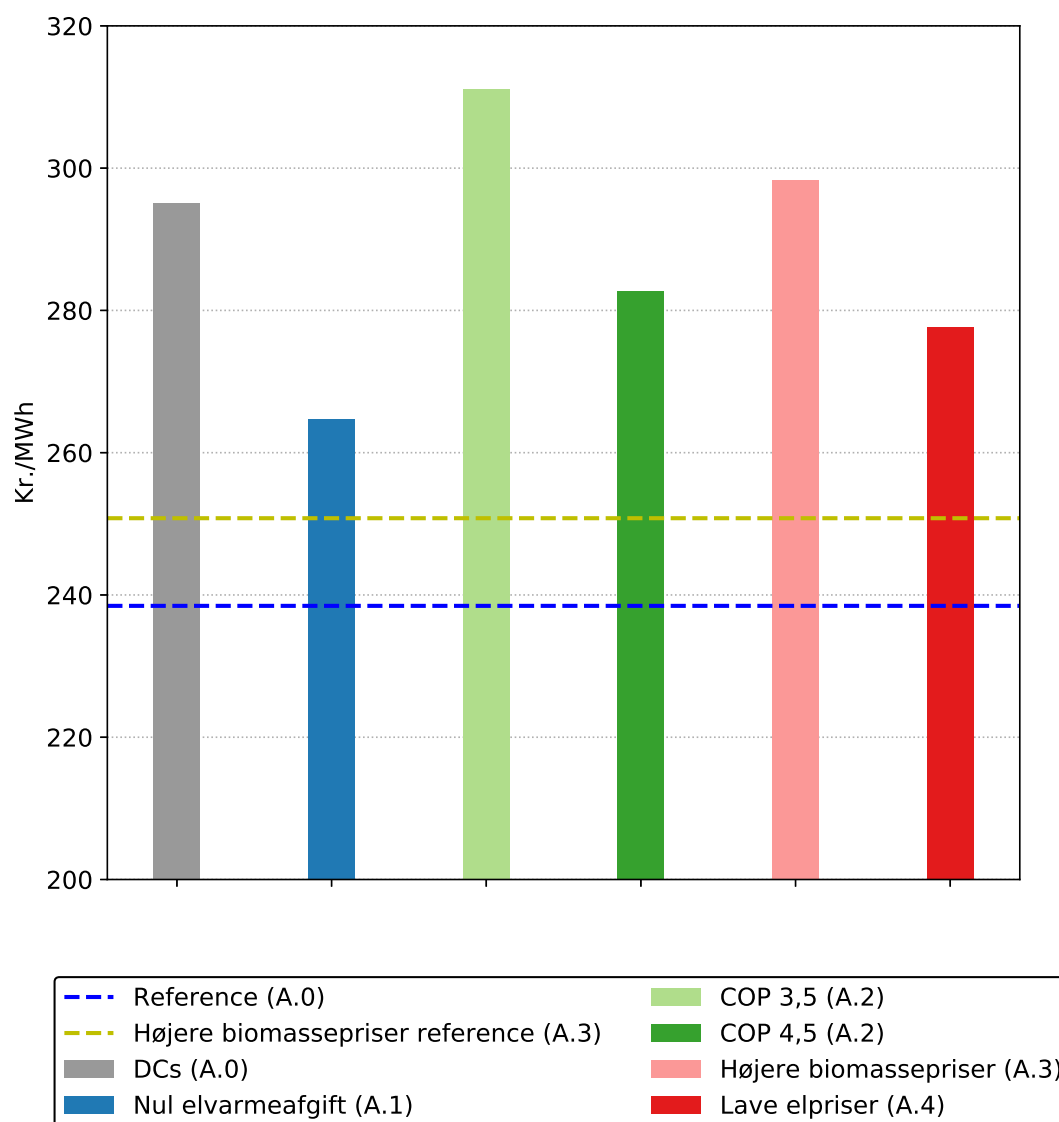
Tabel 2.1: Investeringsomkostninger for scenarie A og B ved varmeleverancer til fjernvarmeselskaberne på 70 %, 80 % og 90 %. Investeringsomkostningerne til transmissionssystemet er opdelt i udgifter til varmepumper og transmissionsledninger.

3 Varmeproduktionspriser

Scenarie A

Figur 3.1 viser de vægtede varmeproduktionspriser for beregningerne i scenarie A ved en varmeleverance fra datacentret som dækker 90 % af fjernvarmeselskabernes varmebehov, inklusiv tvungen grundlast. Referenceprisen er 238 kr./MWh mens DCs-prisen er 295 kr./MWh. Det er altså i gennemsnit 57 kr./MWh dyrere for fjernvarmeselskaberne i scenarie A, at udnytte overskudsvarmen fra datacentret i Kassø, i forhold til referencesituationen.

Årsagen til dette skal primært findes i, at flere fjernvarmeselskaber har inve-



Figur 3.1: Vægtede varmeproduktionspriser for Sønderjyllands fjernvarmeselskaber i scenarie A ved en varmeleverance fra datacentret som dækker 90 % af fjernvarmeselskabernes varmebehov, inklusiv tvungen grundlast.

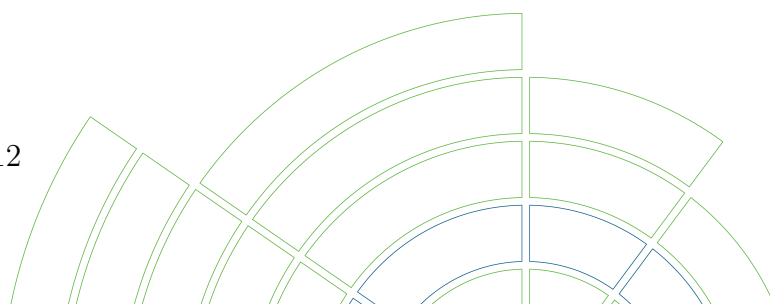
steret i biomassekedler eller planlægger at gøre det, i referencen. Investeringsomkostningerne til eksisterende biomassekedler antages i beregningerne at være irreversible, hvorfor de ikke indgår i beregningen af referenceprisen. Dog foretages der i referencen både investeringer i nye biomassekedler og reinvesteringer i eksisterende enheder i løbet af beregningsperioden fra 2020 til 2040. Dette hæver naturligvis referenceprisen, men værdien af investeringerne i referencen er ikke i nærheden af værdien af investeringerne i varmepumper og transmissionsledninger til udnyttelse af overskudsvarme. Specielt udgør sidstnævnte en betydelig del af omkostningerne til DCs-prisen. Såfremt omkostningerne til transmissionsledningerne tages ud af beregningerne, vil DCs-prisen falde til ca. 247 kr./MWh - en reduktion på 16 %.

Følsomhedsberegningerne for scenarie A ved en varmeleverance fra datacentret på 90 % af fjernvarmeselskabernes varmebehov er ligeledes vist på figur 3.1. Såfremt elvarmeafgiften på overskudsvarmen fjernes, vil varmeproduktionsprisen falde til 265 kr./MWh. Dette er en reduktion i forhold til DCs-prisen på 30 kr./MWh. Varmeproduktionsprisen er dog stadig højere end referencen.

Ændringer i COP på varmepumperne som udnytter overskudsvarmen fra datacentret har ligeledes betydning for den resulterende varmeproduktionspris i transmissionssystemet. Falder COP-værdien til 3,5 øges varmeproduktionsprisen med 16 kr./MWh og hvis COP-værdien hæves til 4,5 vil varmeproduktionsprisen falde med 12 kr./MWh.

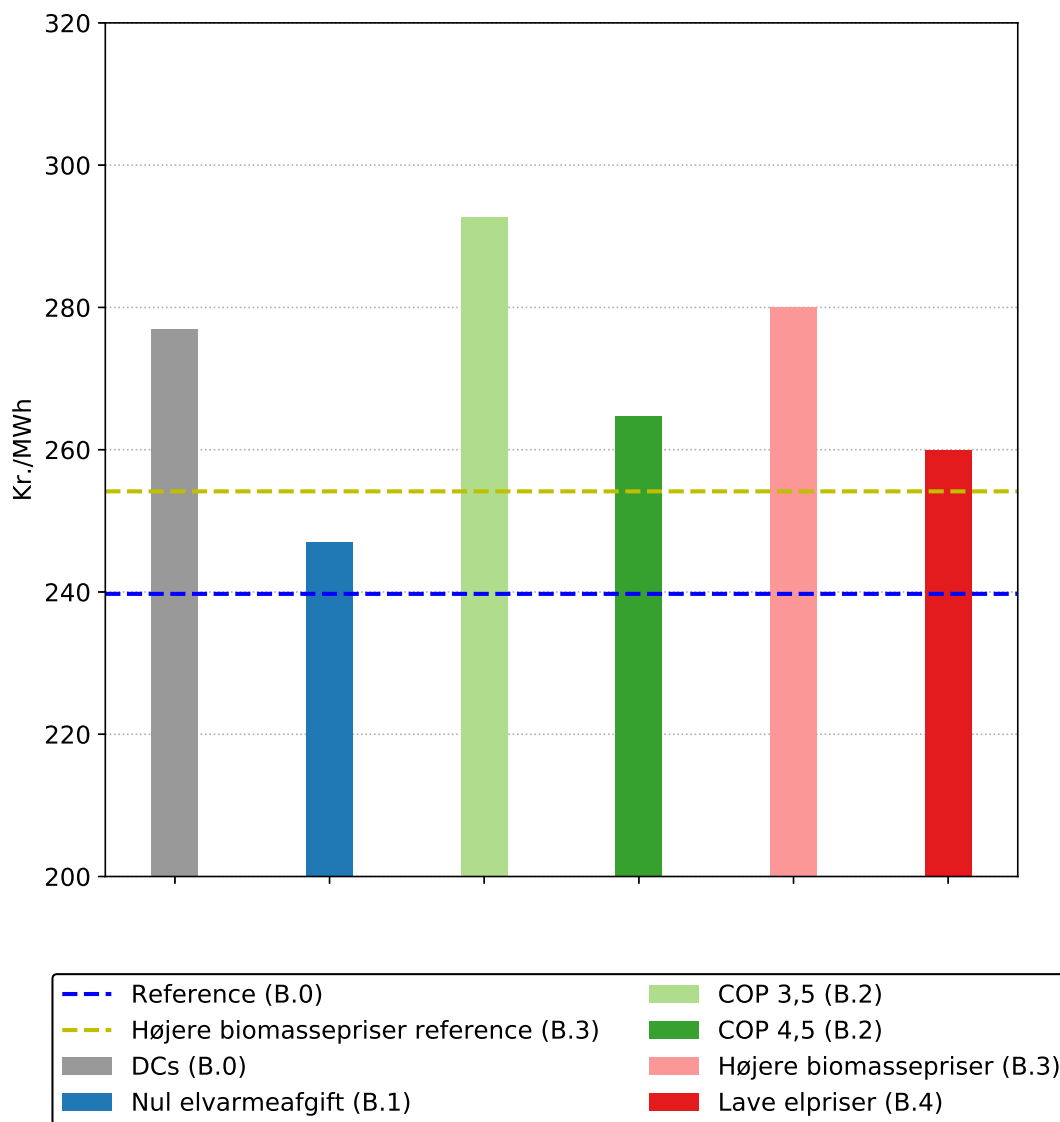
Høje biomassepriser forøger både referenceprisen og DCs-prisen. Dog er stigningen mest markant i referencen, hvor langt størstedelen af varmeproduktionen er baseret på biomasse. Derfor vil højere biomassepriser hæve referenceprisen med 12 kr./MWh mens DCs-prisen kun hæves med 3 kr./MWh.

Lavere elpriser i forhold til udgangspunktet, er ligeledes med til at reducere DCs-prisen. Som udgangspunkt stiger elprisen med ca. 3 % årligt fra år 2020, mens der i denne følsomhedsanalyse er anvendt en betydeligt mindre stigning på 0,3 % til 0,6 % årligt. Dette er til fordel for driftsomkostningerne til varmepumperne som udnytter overskudsvarmen fra Kassø. Lavere fremtidige elpriser end forventet af Energistyrelsen, kan altså reducere DCs-prisen med 18 kr./MWh.



Scenarie B

Figur 3.2 viser de vægtede varmeproduktionspriser for beregningerne i scenarie B ved en varmeleverance fra datacentret som dækker 90 % af fjernvarmeselskabernes varmebehov, inklusiv tvungen grundlast. Referenceprisen er stort set uændret i forhold til scenarie A, mens DCs-prisen falder med 18 kr./MWh til en varmeproduktionspris på 277 kr./MWh. Varmeproduktionspriserne for følsomhedsanalyserne

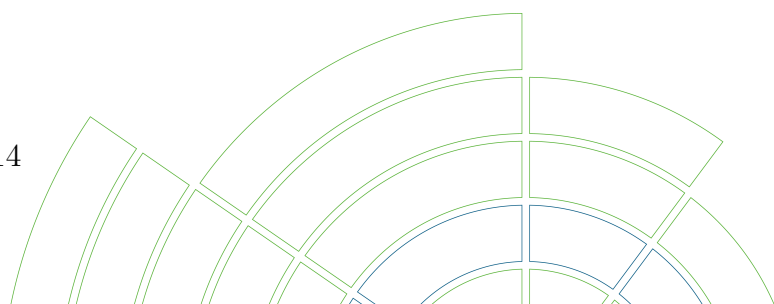


Figur 3.2: Vægtede varmeproduktionspriser for Sønderjyllands fjernvarmeselskaber i scenarie B ved en varmeleverance fra datacentret som dækker 90 % af fjernvarmeselskabernes varmebehov, inklusiv tvungen grundlast.

på figur 3.2, med undtagelse af referencepriserne og tilskud til transmissionssystemet, er reduceret med ca. 18 kr./MWh. Den vægtede varmeproduktionspris reduceres altså når Flensborg aftager en stor mængde overskudsvarme fra Kassø.

Såfremt der ydes et tilskud til transmissionsledningerne, således at der ikke skal betales for disse, kan varmeproduktionsprisen reduceres med 42 kr./MWh, hvilket bringer DCs-prisen ca. 5 kr./MWh under referenceprisen.

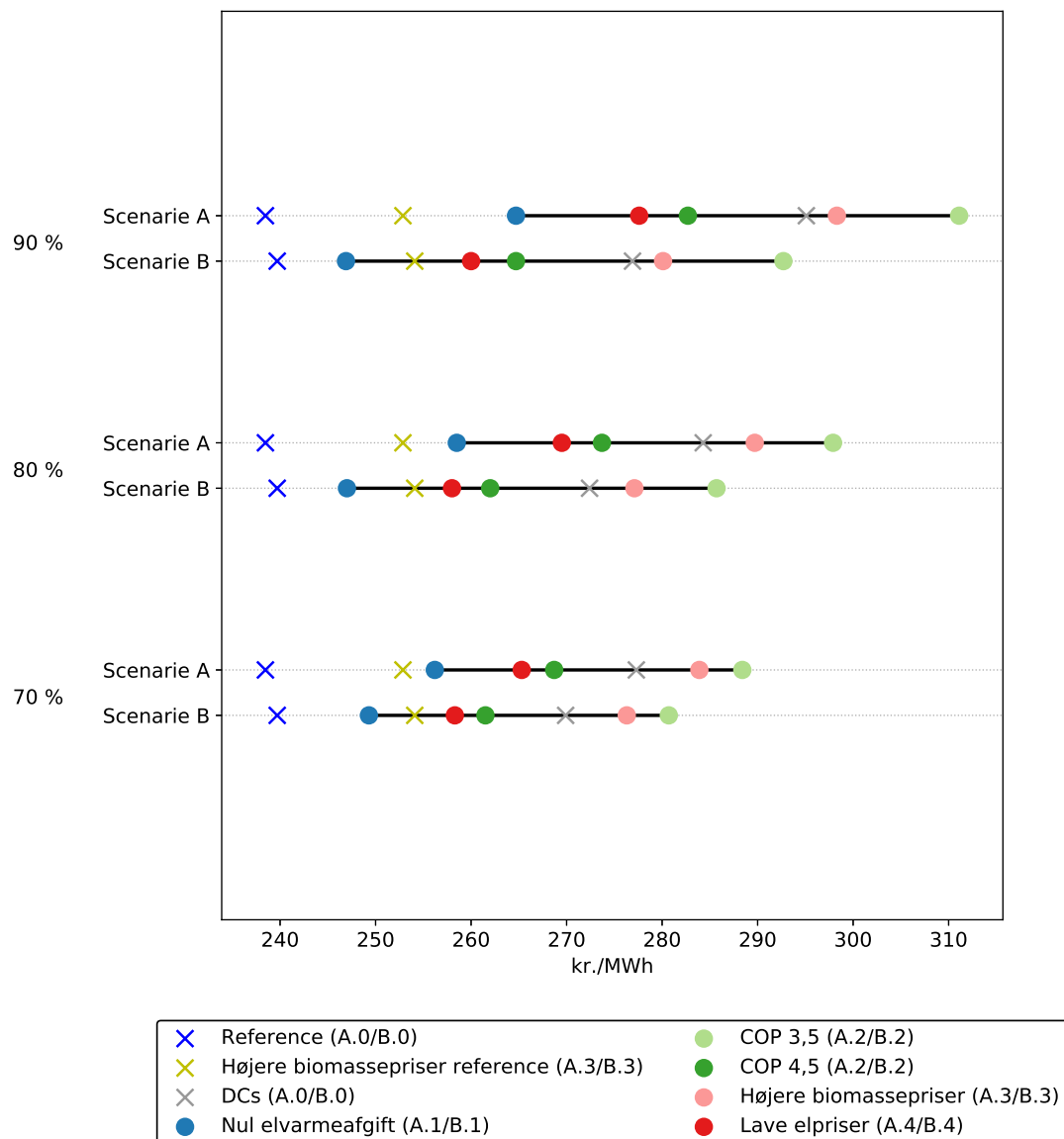
Flensborg indgår på andre vilkår i transmissionssystemet, hvilket kan være en fordel for det samlede system. Da der er tale om eksport af varme til Tyskland kan man argumenterer for, at Flensborg ikke bør betale elvarmeafgift på den leverede overskudsvarme, ud fra den tankegang, at hvis strømmen som anvendes i varmepumperne blev eksporteret havde den ikke indbragt nogen elvarmeafgift i Danmark. Såfremt Flensborgs andel af overskudsvarmen ikke betaler elvarmeafgift, kan varmeproduktionsprisen fra datacentret inklusiv omkostninger til transmissionsledningerne, reduceres med ca. 22-30 kr./MWh (70-90 % varmelevering fra datacentret), hvilket bringer den samlede varmeproduktionspris ned i nærheden af 250 kr./MWh.



4 Sammenligning

Figur 4.1 viser de vægtede varmeproduktionspriser for beregningerne i både scenarie A og B ved varmeleverancesatser på henholdsvis 90 %, 80 % og 70 %. Søjlerne fra figurerne 3.1 og 3.2 er blevet til prikker og krydser og hver indikerer en vægtet varmeproduktionspris. Således kan forskellen mellem de to scenarier ses. Ligeledes kan betydningen af varmeleverancen fra datacentret til de sønderjyske fjernvarmeselskaber vurderes.

Generelt er de vægtede varmeproduktionspriser i scenarie B lavere end varmeproduktionspriserne i scenarie A. Dette skyldes, at Flensborgs deltagelse i transmissionssystemet reducerer DCv-prisen. I hvor høj grad produktionsprisen reduceres afhænger dog også af varmeleverancen til fjernvarmeselskaberne.



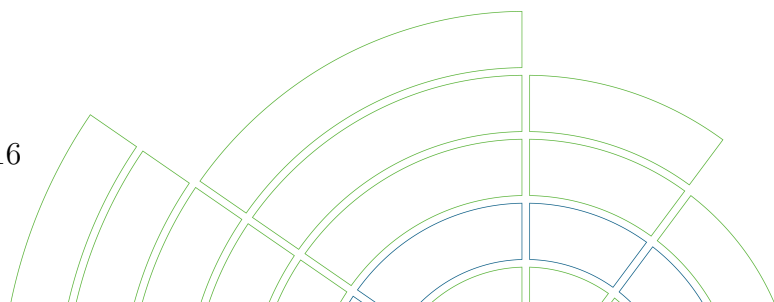
Figur 4.1: Vægtede varmeproduktionspriser for beregningerne i scenarie A og B ved varierende procentvise varmeleverancer fra datacentret.

Ingen af varmeproduktionspriserne i hverken scenarie A eller B er under fjernvarmeselskabernes referencepris. Følsomhedsanalysen, hvor elvarmeafgiften fjernes fuldstændigt, bringer dog DCs-prisen i scenarie B relativt tæt på referenceprisen.

Ved en varmeleverancesats fra datacentret på 90 % er det kun 67 % af den totale varmemængde til de sønderjyske fjernvarmeselskaber som kommer fra overskudsvarmen og varmepumperne ved Kassø. Dette skyldes relativt store mængder grundlast ved flere fjernvarmeselskaber, som reducerer potentialet for udnyttelse af overskudsvarmen.

Ved en varmeleverancesats fra datacentret på 90 % i scenarie A er varmemængden leveret fra datacentret 2235 TJ og dette indgår i et 96 km langt transmissionsnet. Dette giver en lineær varmetæthed på 23,3 TJ/km. Til sammenligning havde TVIS' varmetransmissionsnet i 2017 en varmeleverance ab transmissionsnettet på 5064 TJ og transmissionsnettets længde er 83 km, hvilket giver en lineær varmetæthed på 61,0 TJ/km (TVIS, 2018). TVIS' net er altså kortere end det sønderjyske og har samtidig en varmeleverance som er ca. 2,3 gange større. Hvis Padborg og Flensborg indgår i det sønderjyske transmissionssystem øges varmemængden leveret fra datacentret til ca. 4950 TJ og længen til 126 km, hvilket giver en faktor på 39,4 TJ/km. Det sønderjyske transmissionsnet vil altså levere nogenlunde samme varmemængde som TVIS', men i et betydeligt længere transmissionssystem. De forskellige lineære varmetætheder udtrykker herved en betydelig forskel i størrelsen af TVIS' eksisterende transmissionsnet og et muligt sønderjysk transmissionsnet.

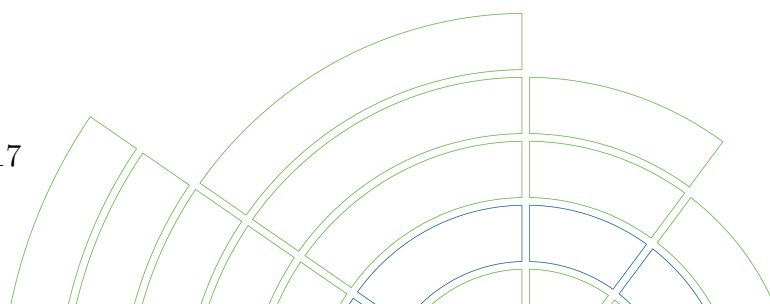
Varmeproduktionsprisen fra et sønderjysk transmissionssystem baseret på overskudsvarme fra datacentret ved Kassø forhøjes af de store afstande som varmen skal transporteres over, til områder hvor varmebehovet ikke er så stort. Yderligere har de sønderjyske fjernvarmeselskaber på nuværende tidspunkt varmeproduktion baseret på biomasse, som bringer referenceprisen og transmissionssystemets sammenligningsgrundlag langt ned. Der skal altså ændres på flere af de øverige rammevilkår for at transmissionen, og dermed udnyttelsen, af overskudsvarmen bliver fordelagtig.



Litteratur

Energistyrelsen. Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger for energipriser og emissioner, apr 2017. URL https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/samfundsøkonomiske_beregningsforudsætninger_2017_ver_2.pdf.

TVIS. Årsberetning 2017, 2018. URL <http://www.tvvis.net/om-tvis/%C3%A5rsregnskab>.



A Rørdimensionering

Størrelsen af rørene for hver ledningsstrækning beregnes ud fra de to parametre flowhastighed og trykfald.

Gennemstrømningen i $\frac{\text{m}^3}{\text{s}}$ bestemmes ud fra formlen

$$V = \frac{E_{varme}}{c_p \cdot (T_{fremløb} - T_{retur}) \cdot \rho} \cdot S_v$$

hvor E_{varme} er varmeeffekten i $\frac{\text{kJ}}{\text{s}}$, c_p er den specifikke varmekapacitet (for vand) i $\text{kJ/kg} \cdot \text{K}$, ρ er massefylden (for vand) i $\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$, $T_{fremløb}$ og T_{retur} er henholdsvis fremløbs- og returtemperaturen og S_v er den specifikke volumen (for vand) i $\frac{\text{m}^3}{\text{kg}}$. Den mindste mulige rørdimension kan nu findes ved formlen

$$d_{min} = \sqrt{4 \cdot \frac{A}{\pi}}$$

hvor $A = \frac{V}{v_{max}}$, hvor v er flowhastigheden. Den beregnede rørdimension rundes op til den nærmest mulige fysiske rørdimension.

Tryktabet i Pascal estimeres for de tilgængelige rørdimensioner ud fra formlen

$$\Delta P = \lambda \frac{L \rho v^2}{d}$$

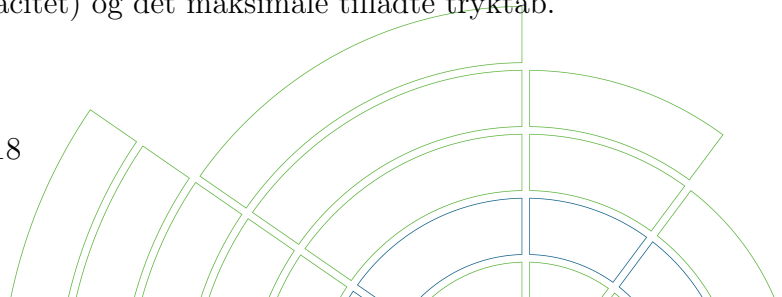
hvor en af følgende friktionsfaktorer anvendes:

$$\lambda_{\text{Karman}} = \left(2 \cdot \log \frac{d}{e} + 1,14 \right)^{-2}$$

$$\lambda_{\text{Swamee-Jain}} = 0,25 \left[\log \frac{e/d}{3,7} + 5,74 \left(\frac{Vd}{v} \right)^{0,9} \right]^{-2}$$

hvor L er rørlængden i meter og e er en ruhedsfaktor i meter. I analysen beregnes spidstryktabet som den højeste sum af tryktab på en ledningsstrækning. Hertil tillægges 10% til at dække mindre tab som lukkeventiler og bøjninger. Derudover tillægges 30 kPa til drift af fjernvarmeunits.

Den endelige rørdimension for strækningen vælges ud fra den mindst mulige rørdimension som både kan overholde den maksimale flow hastighed for røret (men stadig kan flytte den krævede kapacitet) og det maksimale tilladte tryktab.



B Varmetab

Varmetabet hl i W for en given rørstrækning kan ud fra varmetabskoefficienten k (med enheden $W/m \cdot K$) estimeres ved hjælp af formlen

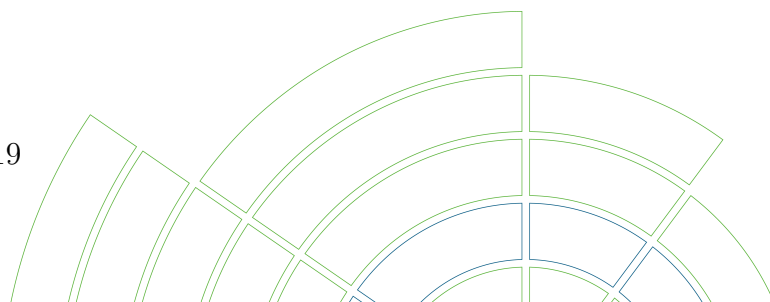
$$hl = k \cdot (T_{fremlob} + T_{retur} - 2 \cdot T_{omgivende}) \cdot L$$

Der anvendes følgende varmetabkoefficienter:

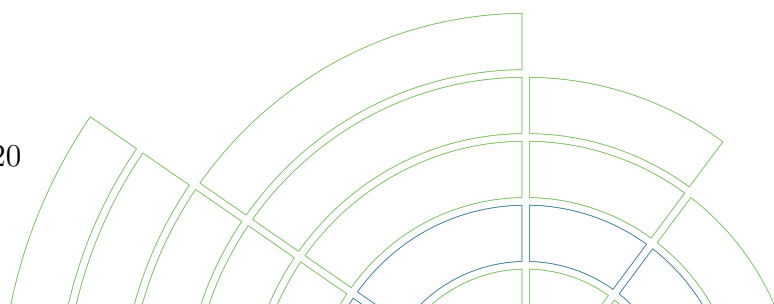
Rørtype	Varmetabskoefficient [W/mK]	Serie
DN100	0,180	Serie 3
DN125	0,203	Serie 3
DN150	0,225	Serie 3
DN200	0,234	Serie 3
DN250	0,233	Serie 3
DN300	0,299	Serie 3
DN350	0,312	Serie 3
DN400	0,323	Serie 3
DN450	0,321	Serie 3
DN500	0,330	Serie 3
DN600	0,529	Serie 2
DN700	0,529	Serie 2
DN800	0,529	Serie 2

Tabel B.1: Kapacitet og varmeleverance fra datacentret i Kassø for fjernvarmeselskaberne ved forskellige varmeleverancesatser.

Det beregnede varmetab (i MW) på hver strækning lægges oven i rørledningernes størrelse, som tages direkte ud fra den varmekapacitet varmepumperne ved Kassø har. Derved beregnes de totale investerings- og driftsomkostninger for rørledningerne i transmissionssystemet. Varmetabet indgår ligeledes i varmeproduktionsprisen fra datacentret, når denne. Varmetabet (i MWh) er fratrukket den totale varmeproduktion fra datacentret, da fjernvarmeselskaberne selvsagt ikke kan udnytte varmetabet i deres fjernvarmesystemet, når fjernvarmeselskabernes varmeproduktionspriser beregnes. Varmetabet i transmissionsledningerne er i gennemsnit ca. 5%.



C Forudsætninger for selskabsøkonomiske beregninger



BILAG

Overskudsvarme fra datacenter i Kassø.

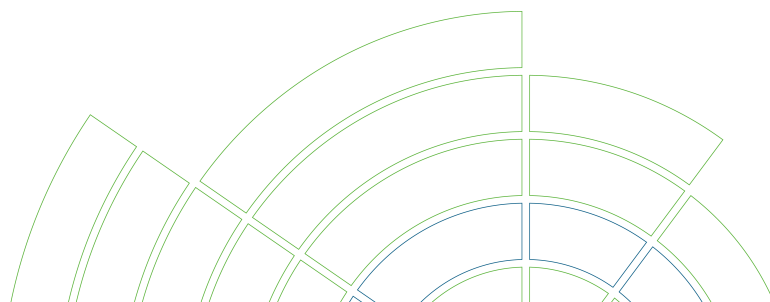
Forudsætninger for selskabsøkonomiske beregninger.

Bilagsoversigt:

- Bilag 1: Beregningsforudsætninger for varmepumper og transmissionsnet.
- Bilag 2: Beregningsforudsætninger for de enkelte fjernvarmeværker.
- Bilag 3: Energifriser og afgifter.

Priebe Rådg. Ingeniørfirma

15-06-2018/tp



Bilag 1: Beregningsforudsætninger for varmepumper og transmissionsnet.

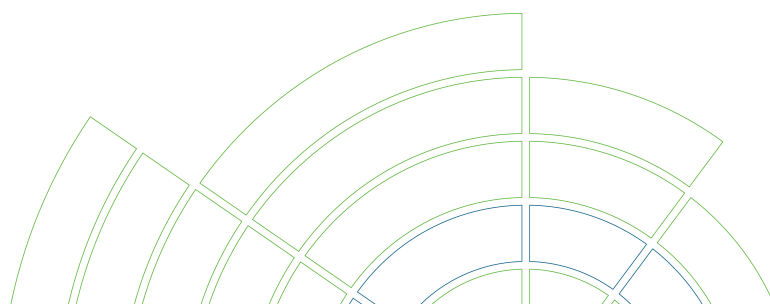
Der er fastlagt følgende beregningsforudsætninger for udnyttelse af overskudsvarme med el drevne varmepumper fra et datacenter placeret ved Kassø-transformerstationen ved Aabenraa:

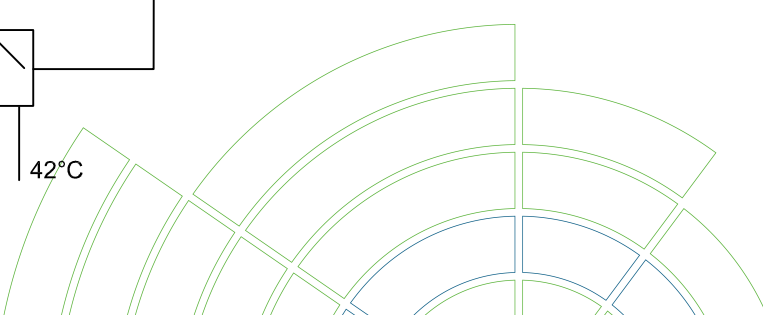
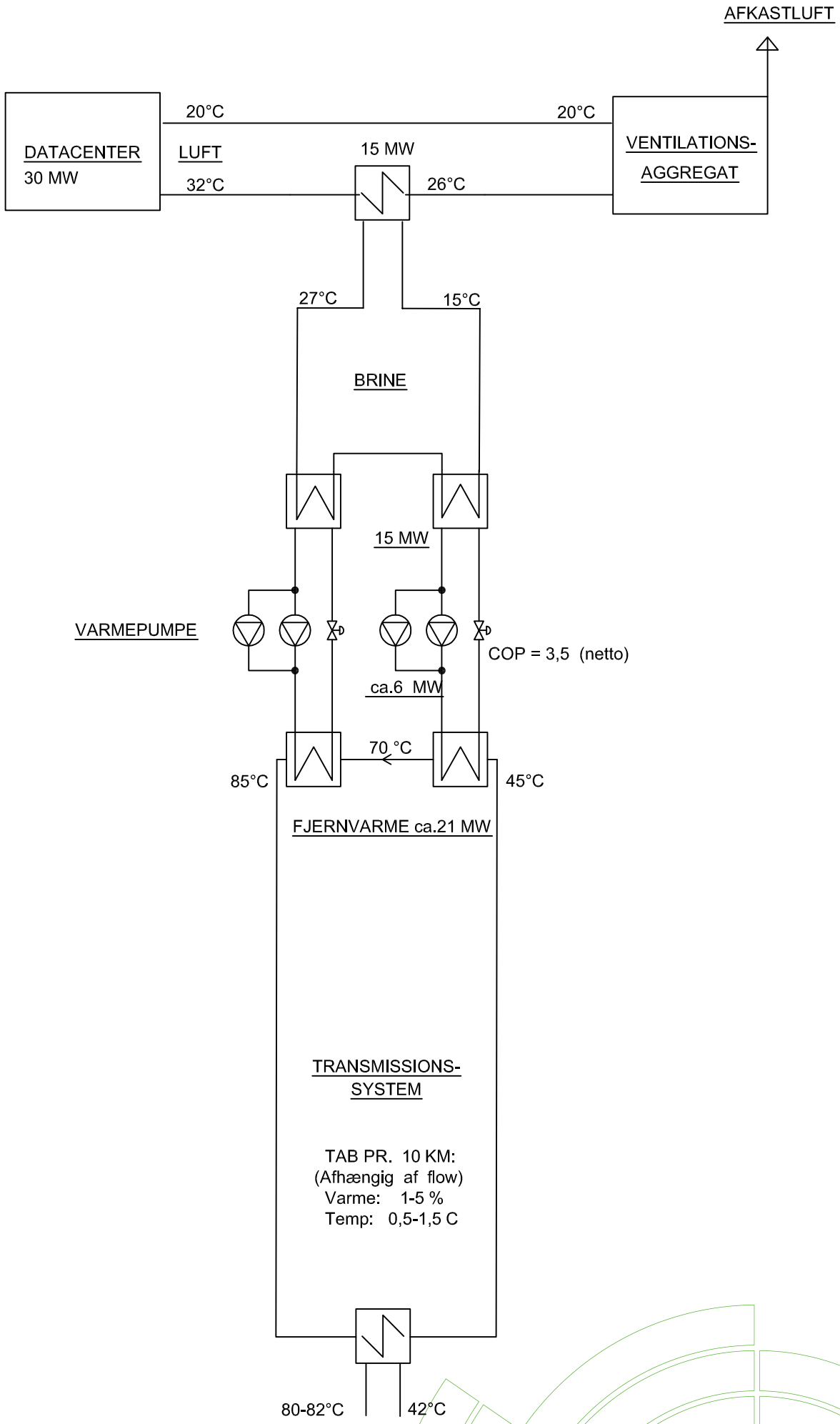
Effektfaktor (COP) for varmepumper

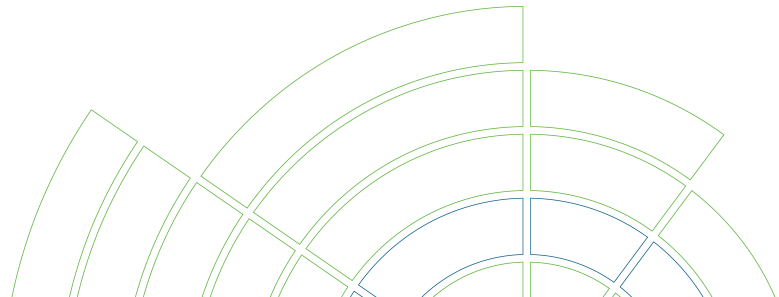
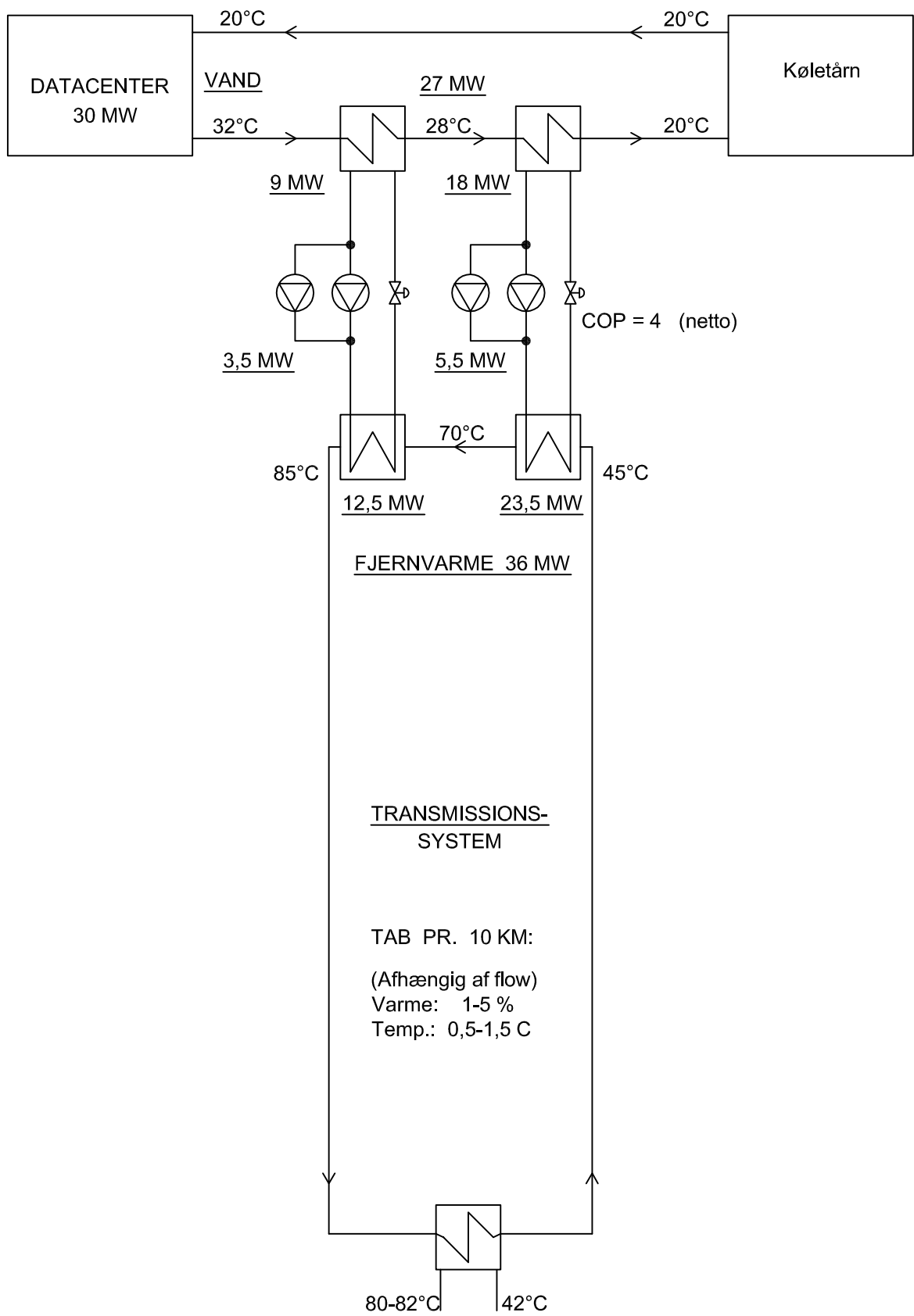
Oplyst medie pr. d.d.:	<u>Luft 32 C</u>	<u>Vand 32 C</u>
Vurderet overskudsvarme, andel:	Ca. 50-60 % af tilført energi til datacenteret.	Ca. 90-95 % af tilført energi til datacenteret.
Transmissionsnet temperatur-sæt:	$T_F = 85 \text{ C} / T_R = 45 \text{ C}$	$T_F = 85 \text{ C} / T_R = 45 \text{ C}$
Vurderet COP for varmepumpe:	3,5	4,0

På baggrund af ovennævnte indregnes i projektet en COP på 4,0 (master) og med følsomhedsanalyser ved COP = 3,5 og COP = 4,5.

Efterfølgende er vist systemskitser med hovedprincipperne for hvert af de to alternative medier (luft/vand), og de hertil hørende vurderede temperaturforhold samt opgjorte, tilhørende COP-værdier.







Prisniveau for varmepumper

Der er gennemført en vurdering af prisniveau for etablering- og drift/vedligehold af varmepumpeanlæg i aktuelle størrelsesorden og -type baseret på forespørgsler rettet til mulige leverandører, bl.a. Johnson Controls og ICS, Energistyrelsens Teknologikatalog, diverse tilgængelige rapporter mv. fra andre aktører.

På baggrund heraf er fastlagt et investeringsniveau til opsamlingsystem, varmepumpeanlæg komplet, og bygninger på 5,25 Mkr. pr. MW installeret varmeydelse (gældende for varmeydelse > 10 MW) og med en omtrentlig fordeling som følger:

Opsamlingsystem kold side:	0,50 Mkr./MW	
Varmepumpe inkl. forsyning varm side:	3,00 Mkr./MW	
Elforsyning:	0,25 Mkr./MW	(Basis: 1 Mkr./MWe)
Bygning:	0,35 Mkr./MW	(Bygningsareal: 35 m ² /MW)
Diverse / uforudsete udgifter:	0,75 Mkr./MW	
Rådgivning, projektering:	0,40 Mkr./MW	
SUM:	<u>5,25 Mkr./MW</u>	

Drift- og vedligeholdelsesomkostninger for transmissionssystem og varmepumper er fastsat som følger:

Variabel drift-/vedligehold – varmepumper:	10 kr./MWh varme	*1)
Variabel drift-/vedligehold – transmissionssystem:	10 kr./MWh varme	- skønnet niveau

Ovennævnte priser er ekskl. elforbrug.

Fast omkostninger transmissionsselskab:	<u>15.000 kr./år/MW varme</u>	*2)
---	-------------------------------	-----

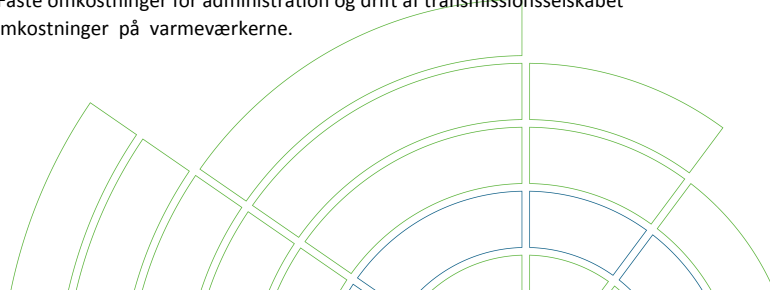
Afskrivningsperioder for varmepumper og transmissionssystem

Følgende afskrivningsperioder er anvendt:

Transmissionssystem:	40 år
Varmepumpeanlæg:	20 år

*1) Johnson Controls: 10 kr./MWh - Teknologikatalog: 15 kr./MWh

*2) Teknologikataloget - Varmepumper alene: 15.000 kr./år/MW varme. Faste omkostninger for administration og drift af transmissionsselskabet forudsættes desuden delvist dækket ved overførsel af reducerede faste omkostninger på varmeværkerne.



Transmissionssystem

Der er forudsat et tracé for transmissionssystemet som vist på kort i hovedrapporten.

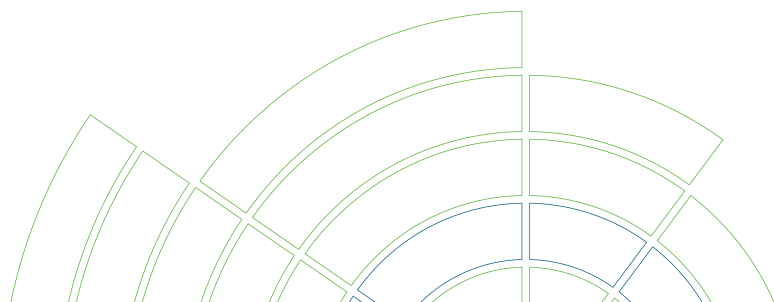
Tracéet er ikke gennemgået nøje eller optimeret på nogen måde, men skal alene tjene til fastlæggelse af en nogenlunde realistisk samlet tracélængde for opgørelse af tilhørende investeringsniveau i transmissionssystemet.

De fastlagte længder er i hovedtræk følgende:

Kassø – Knudepunkt 1:	3,5 km
Knudepunkt 1 – Hjordkær:	0,5 km
Knudepunkt 1 – Knudepunkt 2:	4,5 km
Knudepunkt 2 – Egelund, Aabenraa:	7,0 km
Egelund, Aabenraa – Knokbjerg, Haderslev:	18,5 km
Knudepunkt 1 – Østergade, Tønder:	31,0 km
Knudepunkt 2 – Stubbæk, Aabenraa:	6,0 km
Stubbæk, Aabenraa – Sønderborg (KVV):	26,0 km
Stubbæk, Aabenraa – Padborg C:	24,0 km

Dimensionerne på de enkelte ledninger fastlægges ved teknisk-/selskabsøkonomisk optimering som anført i hovedrapporten til nærværende projekt, og der er indregnet tekniske data indenfor rammerne som følger:

Transmissionsnet temp.:	$T_F = 85 \text{ C} / T_R = 45 \text{ C}$
Varmetab:	1-5 % af års-varmeleverance (beregnes ved hvert alternativ).
Temperaturtab:	0,5-1,5 C pr. 10 km afhængig af forbrug/belastning.
Elforbrug til pumpning:	1 % af varmeleverancen fast indregnet værdi.
Dimensioneringskriterier:	Tryktab max. 100 Pa/meter - max. 3 m/s vandhastighed.

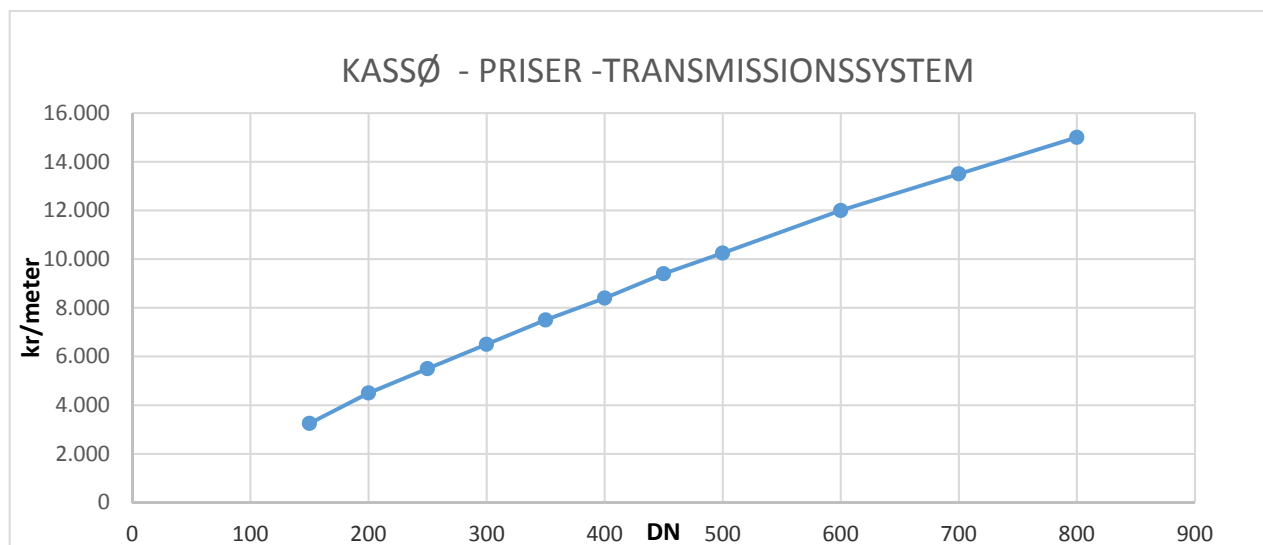


Til fastlæggelse af investeringsniveauet for transmissionssystemet er fastlagt et prisgrundlag for udførelse af præfabrikerede røranlæg inkl. pumpestationer og diverse omkostninger til evt. særlige forhindringer, evt. strukturerstatning samt rådgivning/projektering og myndighedsbehandling.

Priserne skal opfattes som overslagspriser, da enhedspriserne på fjernvarmeentrepriser erfaringsmæssigt kan variere meget over tid samt i h. t. aktuel efterspørgsel efter de omfattende varer og ydelser.

Som grundlag er forudsat en andel af befæstet / ubefæstet på: 35 / 65 %

Rørpriserne er dels baseret på indhentede priser udført af Aabenraa-Rødekro Fjernvarme fra virksomhederne Logstor / DES / Arkil, dels på prisniveauer anført i Flexcities II-delrapport for transmissionsledninger, og prisgrundlaget er efterfølgende justeret i forhold til de enkelte kilders og indregnede forudsætninger, således at et samlet plausibelt prisforløb de enkelte rørstørrelser imellem opnås, jf. kurve nedenfor.



DN 150 3.250 kr./meter

DN 200 4.500 kr./meter

DN 250 5.500 kr./meter

DN 300 6.500 kr./meter

DN 350 7.500 kr./meter

DN 400 8.400 kr./meter

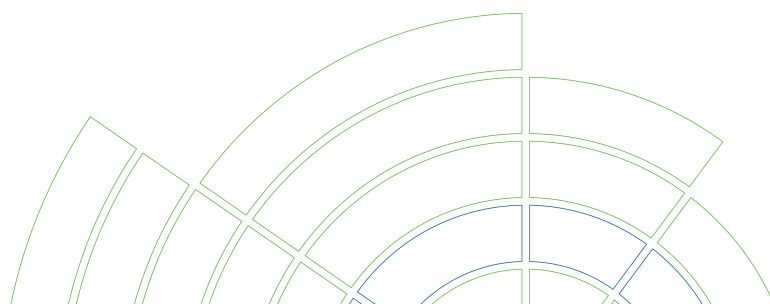
DN 450 9.400 kr./meter

DN 500 10.250 kr./meter

DN 600 12.000 kr./meter

DN 700 13.500 kr./meter

DN 800 15.000 kr./meter



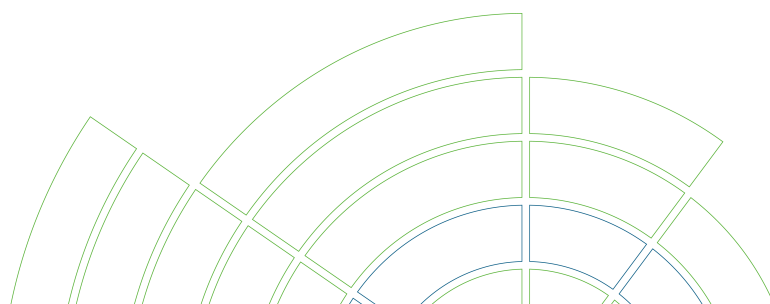
Bilag 2: Beregningsforudsætninger for de enkelte fjernvarmeværker.

Efterfølgende er for de enkelte fjernvarmeværker anført de væsentligste indregnede tekniske/økonomiske forudsætninger for projektet, herunder:

- Data for eksisterende produktionsanlæg på det enkelte fjernvarmeværk er kortlagt, og der er i videst mulige omfang gennemført en principiell ensretning af alle tekniske data såvel som driftsrelaterede omkostninger for de forskellige typer af produktionsanlæg. Der henvises til skematisk opstilling nedenfor.
- Der er i alternativet "Referencen" indregnet reinvesteringer i eksisterende produktionsanlæg og evt. investeringer for etablering af forventede nye produktionsanlæg.

Ved levetidsforlængelse er indregnet en reinvestering svarende til 50 % af maskinprisen på tidspunktet for etablering af anlægget.

- I alternativet med overskudsvarme fra Kassø er indregnet nødvendige investeringer til forbedring af varmeværkernes egne fjernvarmesystemer for opnåelse af et max. temperaturbehov på transmissionsnettet ab Kassø på 85/45 C. Forbedringerne kan omfatte opgradering- og ombygning af eks. fjernvarmeledninger og etablering af pumpestationer m.v.
- Såfremt der på det enkelte varmeværk er en nødvendig/forpligtende grundlastkapacitet gældende som f.eks. affaldsforbrænding, solvarme, gasmotordrevet varmepumpe (industrikøling) eller industriel overskudsvarme er dette indregnet i begge alternativer, dvs. også i alternativet med overskudsvarme fra Kassø.
- Alle indregnede investeringer i produktionsanlæg på de enkelte fjernvarmeværker er forudsat at have en afskrivningsperiode på 20 år med en forrentning som anført i hovedrapporten.



Tekniske / økonomiske data for eksisterende produktionsanlæg på fjernvarmeværkerne:

Års-virkningsgrad - kedelanlæg:

Virkningsgrad:

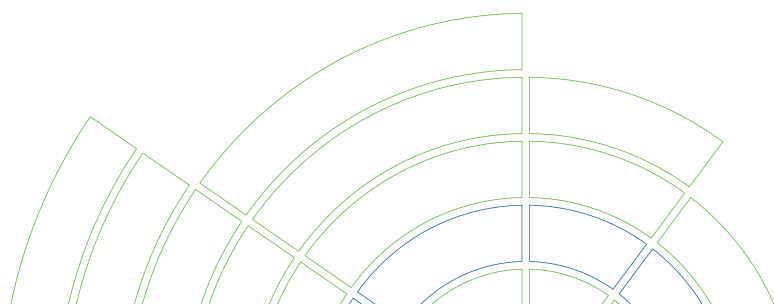
Flis fyrede kedelanlæg med standard kondenserende drift:	100 %
Naturgasfyrede kedelanlæg med standard kondenserende drift:	100 %
Oliefyrede kedelanlæg:	90 %
Halmfyrede kedelanlæg:	90 %
Træpille fyrede kedelanlæg:	90 %

Variable drifts- og vedligeholdelsesomkostninger - kedelanlæg:

kr./MWh

Flis fyrede kedelanlæg med standard kondenserende drift (< 5 MW):	30 kr./MWh
Flis fyrede kedelanlæg med standard kondenserende drift (> 5 MW):	25 kr./MWh
Naturgasfyrede kedelanlæg:	5 kr./MWh
Oliefyrede kedelanlæg:	5 kr./MWh
Halmfyrede kedelanlæg:	25 kr./MWh
Træpille fyrede kedelanlæg:	20 kr./MWh
Solvarme	5 kr./MWh

Udover ovennævnte er for enkelte, specielle produktionsenheder fastlagt tekniske/økonomiske data efter gennemgang med de respektive varmeværker.



BILAG 3: ENERGIPRISER SAMT ANVENDTE AFGIFTER

2017 - Energitryk (Energitryk)	År	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Træflis	kr./MWh	176,1	177,1	178,2	179,2	180,3	181,5	182,6	183,8	184,9	186,0	187,1	188,2	189,3	190,3	191,0	191,6	192,2	192,8	193,4	194,0	194,6	195,2	195,8	196,4
Halm	kr./MWh	147,9	149,1	150,3	151,4	152,8	154,1	155,5	156,8	158,2	159,2	160,1	161,1	162,0	162,9	163,5	164,0	164,5	165,0	165,6	166,1	166,6	167,1	167,6	168,1
Gasolie	kr./MWh	342,4	370,9	391,7	409,8	428,1	436,3	443,4	449,4	454,1	463,6	472,6	481,0	489,1	496,9	503,4	508,9	514,0	518,8	523,3	527,6	531,5	535,2	538,6	541,7
El	kr./MWh	186,2	184,1	191,1	216,9	227,5	238,1	248,7	259,3	269,9	280,5	291,1	301,7	312,3	322,9	333,5	344,1	354,7	365,3	375,9	386,5	397,1	407,7	418,3	428,9
Naturgas	kr./MWh	146,4	146,6	146,3	145,8	157,8	169,5	180,7	191,3	201,3	211,2	220,8	229,9	238,8	247,5	253,8	260,0	265,9	271,5	277,0	279,9	282,6	285,1	287,5	289,6
Træpiller	kr./MWh	204	228	237	244,43	259,7	261,2	262,7	264,2	265,7	267,2	268,6	270,1	271,6	273	273,7	274,3	275	275,6	276,3	276,9	277,6	278,2	278,8	279,4

2017 - Afgifter & tariffer	År	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Træflis NOx	kr./MWh (brændsel)	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Halm/træpiller NOx	kr./ton (brændsel)	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8
Elvarmeafgift	kr./MWh (el)	405,0	255,0	255,0	205,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0
Systemtarif (ENDK)	kr./MWh (el)	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0
Transmissionstærif (ENDK)	kr./MWh (el)	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0	38,0
Distributionstærif (Local net)	kr./MWh (el)	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
Naturgas (energiavgift) - elpatronordning	kr./MWh (varme)	165,6	165,6	165,6	165,6	165,6	165,6	165,6	165,6	165,6	165,6	165,6	165,6	165,6	165,6	165,6	165,6	165,6	165,6	165,6	165,6	165,6	165,6	165,6	165,6
Naturgas CO2 - elpatronordning	kr./MWh (varme)	49,3	49,3	49,3	49,3	49,3	49,3	49,3	49,3	49,3	49,3	49,3	49,3	49,3	49,3	49,3	49,3	49,3	49,3	49,3	49,3	49,3	49,3	49,3	49,3
Naturgas NOx (kedel)	kr./MWh (brændsel)	7,3	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Naturgas NOx (motor)	kr./MWh (brændsel)	25,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Naturgas Methan (motor)	kr./MWh (brændsel)	60,9	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Naturgas tariffer	kr./MWh (brændsel)	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0
Fyringsolie, Energiavgift	kr./MWh (brændsel)	201,3	201,3	201,3	201,33	201,3	201,3	201,3	201,3	201,3	201,3	201,3	201,3	201,3	201,3	201,3	201,3	201,3	201,3	201,3	201,3	201,3	201,3	201,3	201,3
Fyringsolie, CO2	kr./MWh (brændsel)	46,4	46,4	46,4	46,421	46,42	46,42	46,42	46,42	46,42	46,42	46,42	46,42	46,42	46,42	46,42	46,42	46,42	46,42	46,42	46,42	46,42	46,42	46,42	46,42
Fyringsolie, NOx	kr./MWh (brændsel)	0,9	0,9	0,9	0,9142	0,914	0,914	0,914	0,914	0,914	0,914	0,914	0,914	0,914	0,914	0,914	0,914	0,914	0,914	0,914	0,914	0,914	0,914	0,914	0,914

Brændværdier (Energitryk)	
Flis	2,58 MWh/ton
Halm	4,028 MWh/ton
Naturgas	0,011 MWh/Nm ³
Affald	2,944 MWh/ton
Træpiller	4,9 MWh/ton
Fyringsolie	12 MWh/ton

