

Horsens Kommune
Att: Peter Didriksen

Sendt på e-mail til pedi@horsens.dk

DONG Gas Distribution A/S
Teknikerbyen 25
2830 Virum
Danmark

Tlf. +45 99 55 11 11
Fax +45 99 55 00 01

www.dongenergy-distribution.dk
CVR-nr. 27 21 04 06

Høringssvar til projektforslag for Fjernvarmeforsyning af resten af Horsens By Området

6. august 2015

DONG Gas Distribution A/S (DGD) har den 22. juni 2015 modtaget ovennævnte projektforslag i høring.

Jeres ref. pedi
Vores ref. krnie

krnie@dongenergy.dk
Tlf. 99555787

I henhold til projektbekendtgørelsen (Bek. 566 af 2. juni 2014) forudsætter kommunalbestyrelsens godkendelse af et projektforslag fra Horsens Fjernvarme, at projektet er det samfundsøkonomisk mest fordelagtige projekt.

DGD har gennemgået projektforslaget og vurderet projektforslagets forudsætninger om bl.a. antal gaskunder, gasforbrug, alder på gaskedler og længderne af forsyningsnettet i området i forhold til DGD's egne registreringer.

Af særlig vigtighed konstaterer DGD, at der er væsentlig flere gaskunder i området end forudsat i det fremlagte projektforslag og at den faktiske længde af gasnettet pr. kunde er væsentlig højere end de forudsatte længder af fjernvarmenettet.

DGD henstiller på denne baggrund til, at projektforslaget gennemregnes med de korrekte oplysninger om gaskunder og gasforbrug samt ledningslængder som DGD tilvejebringer i bilag 1 og 2, og at projektet tilpasses i overensstemmelse hermed.

De samfundsøkonomiske omkostninger til anlæggelse af gadenet og stikledninger i fjernvarmeprojektforslaget ser ud til at være sat for lavt. Projektforslaget baserer sig på en samlet ledningslængde på 31 meter pr. villakunde. Imidlertid er der i dag i området 48,6 meter gasnet pr. kunde i samme områder. DGD forventer derfor, at omkostningerne til anlæggelse af fjernvarmenettet er væsentligt højere end forudsat i projektforslaget ved anvendelse af forslagets ledningspriser (jf. tabel på s. 3 i projektforslagets forudsætningsnotat).

Hertil kommer, at DGD's omkostninger til distribution af bionaturgas fra Horsens Biogas stiger med 11 mio. kr. over planperioden på 20 år, hvis projektforslaget om fjernvarmeforsyning gennemføres, da bionaturgassen skal afsættes i et

større område og der følgelig vil opstå nye omkostninger til måling af gaskvaliteten i dette udvidede afsætningsområde for bionaturgassen.

Vores ref. krnie

Yderligere vurderer DGD, at de samfundsøkonomiske omkostninger ved en fortsat opretholdelse af naturgasforsyningen (referencen) til er væsentligt lavere end opgjort i projektforslaget, da DGD på baggrund af afregningsdata opgør væsentlig flere gaskunder i området og derfor tilsvarende færre olie kunder. I Energistyrelsens beregningsforudsætninger er olie ca. dobbelt så dyrt som naturgas.

Samlet set er det derfor DGDs opfattelse, at beregningsgrundlaget for etablering af fjernvarmeforsyning til resten af Horsens By området bør ændres på flere områder. Kommunen opfordres til at sikre dette, inden der træffes beslutning om eventuel gennemførelse af projektet.

Nedenfor uddybes DGD's grundlag for ændring af projektforslagets forudsætninger.

Omkostninger til anlæggelse af fjernvarmenet

I nedenstående tabel har DGD opgjort vores gadenet i de berørte områder til 245.921 meter (246 km) og stikledningerne til samlet 202.540 meter (203 km).

Det giver som gennemsnit et gadenet på 26,6 meter pr. gaskunde i området når man dividerer med det totale antal gaskunder i området, inklusive 56 industrielle proceskunder i området. På tilsvarende vis kan den gennemsnitlige længde af stikledningerne opgøres til 21,9 meter pr. gaskunde.

Den gennemsnitlige længde af gaskundernes stikledninger i Sydjylland er på 23,9 meter.

Tabel 1: Opgørelse af gasnettets udstrækning

	Gasnet i området (Meter/kunde)		Fjernvarmenet (Meter/kunde)
Gadenet (meter)	245.921	26,6	16,0
Stikledninger (meter)	202.540	21,9	15,0
Antal gaskunder rumvarme	9.180		
Antal gaskunder proces	56		
Antal kunder i projektforslaget	9.703		
I alt (kr.)			

Som det ses har det nuværende gasnet i området en væsentlig større længde end det fjernvarmenet som forudsættes i projektforslagets forudsætningsnotat s. 3.

DGD henstiller til, at projektforslaget gennemregnes med ledningslængder, der som minimum svarer til det nuværende gasnet i området, jf. vedlagte Bilag 2.

DGD's opgørelse af ledningslængder omfatter alene udstrækningen af gasledninger inden for de enkelte delområder og omfatter således ikke de transmissionsledninger til nogle af delområderne som vil være nødvendige for projektforslaget.

Vores ref. krnie

Regneark med DGD's opmålinger af gasnettet pr. område er vedhæftet som Bilag 2.

Øgede omkostninger til distribution af grøn gas (bionaturgas) ved etablering af fjernvarmeforsyning

Biogasproduktionen fra Horsens Bioenergi opgraderes til bionaturgas og komprimeres til 40 bar nettet ved Gedved. I 40 bar nettet som strækker sig fra Horsens Kommune over Hedensted og Vejle kommuner blandes bionaturgassen med naturgas, hvorved brændværdien af den distribuerede gas ændrer sig. Når gasaftaget i Horsens-området reduceres ved en gennemførelse af fjernvarmeforsyning, trænger bionaturgassen længere ud i 40 bar nettet og behovet for målinger af gassens brændværdi øges i takt med, at denne "biogasfront" trænger længere ud i naturgassystemet.

DGD beregner denne øgede omkostning til måling af brændværdidistrikter, der opstår når biogassen fra Horsens Bioenergi presses længere ud i 40 bar systemet til en nutidsværdi over 20 år på 11 mio. kr. Denne omkostning skal tillægges de samfundsøkonomiske omkostningerne ved etablering af fjernvarmeforsyning.

Omkostninger ved opretholdelse af nuværende naturgasforsyning (referencen)

De samfundsøkonomiske omkostninger til en opretholdelse af den nuværende naturgasforsyning (referencen) bør opgøres på det rigtige grundlag. Det vil sige på grundlag af DGD's lovpligtige registreringer af gaskedler i området, alder på gaskedlerne, gasforbrug samt indhentede dokumenterede kedelpriser. På dette område er grundlaget i det fremlagte projektforslag fejlagtigt.

Gaskedler

DGD har indhentet kedelpriser fra John Jensen VVS og Blik i Horsens på 29.000 kr. inkl. moms for en komplet nedtagning af gamle kedel og installation af en nye gaskedel til husholdningskunder. Projektforslaget baserer sig på en omkostning på 37.500 kr. inkl. moms.

Projektforslaget bør regnes igennem med faktisk indhentede priser for udskiftning af gaskedler i Horsens.

Gas- og olieforbrug

DGD har over de seneste tre år afregnet 9.180 gaskunder i området for et gennemsnitligt forbrug på 1.537 m³/år. Dette er registreringer fra DGD's lovpligtige kunderegistre, jf. vedhæftede Bilag 1.

Da projektforslaget opererer med 9.703 kunder betyder det, at der må forudsættes 523 olie kunder i området.

Vores ref. krnie

Projektforslaget forudsætter imidlertid 7.978 gaskunder og 1.725 olie kunder – og overvurderer derfor antallet af olie kunder i dag. Projektforslaget forudsætter et gennemsnitligt forbrug på 2.208 m³/år, det vil sige ca. 50 pct. højere end DGD's afregningsdata, jf. ovenfor.

Konsekvensen er, at energiomkostningerne i projektforslaget er opgjort for højt i en fortsat naturgasforsyning (referencen). Projektforslaget skal derfor korrigeres til færre olie kunder og flere gaskunder med et lavere gennemsnitligt forbrug.

Fra 1. januar 2016 er der forbud mod at udskifte olie fyr med nye olie fyr i områder, der er godkendt for naturgas- eller fjernvarmeforsyning. Projektforslaget skal derfor indregne en overgang af olie kunder til anden forsyning over planperioden. En sådan overgang til anden opvarmning ses ikke indregnet i projektforslaget.

Når der tages udgangspunkt i DGD's afregningsdata bør der indregnes en reduktion af gasforbruget når en ældre kedel udskiftes med en ny. Forbruget reduceres således med 20 pct. når en gaskedel fra før 2000 udskiftes og med 17,5 pct. når en gaskedel fra perioden 2000-2004 udskiftes. Udskiftning af nyere kedler giver ikke anledning til besparelser.

Disse besparelser ved udskiftning af gaskedler er oplyst af Dansk Gasteknisk Center (DGC). DGC har oplyst, at gaskedler installeret frem til 2000 har en virkningsgrad på 80 pct., kedler installeret fra og med 2000 og senest i 2004 har en virkningsgrad på 82,5 pct. Kedler installeret senere er alle kondenserende og har en virkningsgrad på mellem 98 og 104 pct.

Udskiftningen af gaskedler skal således medføre et faldende gasforbrug over planperioden, hvor projektforslaget regner med et konstant gasforbrug, uanset at gamle ineffektive kedler udskiftes med nye.

Den samfundsøkonomiske omkostning ved at forsyne en kunde på gennemsnits gasforbruget i området på 1.537 m³ pr. år i hele planperioden på 20 år er på 70.560 kr. Hvis kunden bruger samme mængde olie er den samfundsøkonomiske omkostning på 139.485 kr. over planperioden. Det er derfor vigtigt at fastlægge den korrekte fordeling af energiforbruget mellem gas og olie.

Kommunen bør sikre en gennemregning af energiomkostningerne i en fortsat naturgasforsyning på grundlag af DGD's afregningsdata og en løbende overgang af olie kunder til naturgas.

Drift og vedligehold gas- og oliekedler

Projektforslaget forudsætter en drifts- og vedligeholdelsesomkostning på 1.250 kr. ekskl. moms om året for en kedel (Projektforslagets punkt 4.2.1). Når man ganger denne pris på det forventede antal konverterede kunder pr. år fås en nutidsomkostning på 163 mio. kr. over den 20-årige planperiode mod projektforslagets 260 mio. kr.

Det bør klarlægges om der er tale om en manglende tydelighed i forudsætningerne eller en regnefejl. Hvis der er tale om en regnefejl skal det korrigeres.

Forvriddningstab afgifter

Afgiftsopkrævningen vil være lavere når der tages udgangspunkt i DGD's forudsætninger for beregning af referencen og det såkaldte afgiftsforvriddningstab vil derfor blive lavere end forudsat i projektforslaget (begrundet i lavere olieforbrug). Det vil sige til projektforslagets fordel.

Miljøomkostninger

DGD forudsætter, at energiforbruget indeholder en større andel naturgas og en tilsvarende lavere olieandel. Derfor vil emissionerne af CO₂, NO_x, SO₂ og PM_{2,5} være end forudsat i projektforslaget og de bør genberegnes.

Omkostninger ved fortsat naturgasforsyning - samlet

Samlet set forventer DGD, at omkostningerne til en fortsat naturgasforsyning vil være lavere end forudsat projektforslaget. Forskellen er i sin væsentlighed begrundet i lavere energiomkostninger.

På grundlag af DGD's lovpligtige registreringer og afregninger af sine kunder i området kan der opgøres et væsentligt større antal gaskunder og et deraf følgende lavere antal olie kunder i området. Da gas er et samfundsøkonomisk billigere brændsel end olie med lavere miljøomkostninger reduceres de samfundsøkonomiske omkostninger ved fortsat naturgasforsyning. Yderligere er omkostningerne til reinvesteringer i gaskedler i det fremlagte projektforslag opgjort dyrere, end det kan dokumenteres, og endelig er drift og vedligehold af kedler sat dyrere end de forudsætninger, som er oplyst i projektforslaget.

Samlet set vurderer DGD, at med anvendelse af andre beregningsforudsætninger er de samfundsøkonomiske omkostninger ved en opretholdelse af den nuværende naturgasforsyning væsentligt lavere end opgjort i projektforslaget.

Øvrige forhold

I projektforslaget ligger investeringerne i flis-anlæggene i den meget lave ende. Der er valgt det laveste niveau i Energistyrelsens Teknologikatalogs interval på 0,5-1,1 euro pr. MW. I øvrigt er estimatet ikke inflationskorrigeret. Alene dette bør forøge estimatet med 7,5%. Da der ikke er valgt et midtpunkt i Energistyrelsens interval bør der foreligge en nærmere argumentation eller dokumentation for den anvendte lave pris. Inflationskorrektionen mangler i

øvrigt også for estimatet på drift og vedligehold af fliskedler som således også bør forøges med 7,5%.

Vores ref. krnie

Den budgetterede varmepris er lav i forhold til de nuværende fjernvarmepriser. Der bør argumenteres nærmere for denne lave varmepris særligt set i lyset af, at den kommende varmepris skal bære rabatten på 20.000 kr. til kunder der skifter i første år. Det er uklart om fjernvarmeselskabet bærer omkostninger til afbrydelse af naturgasforsyningen og kompensationsbetaling til DGD. Hvis det er tilfældet skal disse omkostninger også indregnes i varmeprisen.

Hvis varmeprisen skal sættes højere end forudsat i projektforslaget har det betydning for brugerøkonomien og dermed igen for konverteringstakten. Hermed har det også betydning for samfundsøkonomien

Afrunding

Som det fremgår ovenfor er det DGD's vurdering, at omkostningerne til anlæggelse af fjernvarmenettet er væsentligt højere end forudsat i projektforslaget. DGD vurderer herudover, at en gennemførelse af fjernvarmeprojektet vil øge de samfundsøkonomiske omkostninger til distribution af bionaturgas med 11 mio. kr.

Endvidere vurderer DGD, at de samfundsøkonomiske omkostninger ved en opretholdelse af naturgasforsyningen er væsentligt lavere end opgjort i projektforslaget med anvendelse af selskabets egne kunderegistreringer og indhentede priser på installation af naturgaskedler.

Alt i alt vurderer DGD, at en gennemførelse af projektforslaget er forbundet med et samfundsøkonomisk underskud, hvis der anvendes andre beregningsforudsætninger.

Kommunen opfordres derfor til at sikre, at en beslutning om projektforslaget sker på et bedre grundlag end det fremlagte. Herved skal sikres kravet i projektbekendtgørelsens § 6, om, at en godkendelse forudsætter, at projektet ud fra en konkret vurdering er det samfundsøkonomisk mest fordelagtige projekt.

Regneark med oplysninger om gaskedler, forbrug og kompensationsbetaling er vedhæftet som Bilag 1. En kompensationsbetaling ved overgang af alle gaskunder til fjernvarme i 2015 kan opgøres til 86 mio. kr. på grundlag af oplysningerne i Bilag 1. En eventuel endelig kompensationsbetaling opgøres ved kundernes faktiske overgang til fjernvarme på grundlag af årets kompensationsbeløb.

DGD vil gerne deltage i et møde med kommunen, hvor vi nærmere gennemgår vores datagrundlag, forudsætninger og beregninger

Undertegnede står gerne til rådighed for yderligere oplysninger.

Vores ref. krnie

Med venlig hilsen
DONG Gas Distribution

Kristian Nielsen

HOVEDBILAG

Job **Projektforslag for fjernvarmeforsyning af resten af Horsens By området**
Client **HKV Horsens A/S**
Memo no.
Date **2015-08-24**
To **HKV Horsens A/S**
From **Bjarne Lykkemark Andersen**
Copy to

1. Indledning

Der foretages almindeligvis ikke en detailprojektering af ledningsanlæg, biomasseværk, gaskedler mv. i forbindelse med udarbejdelse af investeringer i et projektforslag. Detailprojektering er et omfattende og bekosteligt projekt, der derfor som oftest først påbegyndes, når varmeprojektet er godkendt. Investeringerne i et projektforslag fastlægges derimod efter gængs praksis ud fra nogle overordnede gennemsnitsbetragtninger, der ud fra Teknologikataloget og erfaring fra udførte projekter, vurderes at være retvisende for projektet.

T
F

Ref 1100013042
Document ID 573700-11
Version 1

Foranlediget af DGD Dong Gas Distribution A/S ("DONG")s høringsvar samt mail af 12. august 2015 fra Horsens Kommune er der nu dykket dybere i detaljer og der er udført grundige detailanalyser af flere forudsætninger, bl.a. udlægning af fjernvarmenet, opdeling i olie- og gaskunder, virkningsgrader for gaskedler mv. Når der går så meget i detaljer, at det nærmer sig en detailprojektering, vil der i sagens natur dukke nye oplysninger og forhold op, der kan anledning til en revurdering af forudsætninger, der har været benyttet som grundlag for de samfundsøkonomiske beregninger

Såvel forhold påpeget af Dong, som visse andre forhold har medført, at Rambøll har revurderet og ændret nogle af forudsætningerne og udført samfundsøkonomiske beregninger på det delvist ændrede forudsætninger

De korrigerede samfundsøkonomiske beregninger, der herefter lægges til grund for projektforslaget, udviser et samfundsøkonomisk overskud på 133 mio. kr. for projektet.

Dette notat indeholder detaljerede svar på de spørgsmål, som DONG rejser i høringsvar af 6. august 2015 til projektforslag for Fjernvarmeforsyning af resten af Horsens By området. Der er henvisninger til vedlagte supplerende bilag med uddybning af emnerne. Herudover er også vedlagt exceark hvor DONGs kunderegister er suppleret med virkningsgrader for hver enkelt kedel, og hvor det også fremgår for hvilke adresser der er uoverensstemmelse mellem DONGs kunderegister og BBR-registret.

Tekst med kursiv er kopieret fra DONG's høringsvar, og efter hvert afsnit i DONGs uddybning af høringsvaret følger Rambølls svar.

Notatet afsluttes med en oversigt over vedlagte bilag.

2. Punkter i DONGs høringsvar

DONGs høringsvar sammenfatter i indledningen de efterfølgende uddybede kommentarer og spørgsmål til projektforslaget.

DGD har gennemgået projektforslaget og vurderet projektforslagets forudsætninger om bl.a. antal gaskunder, gasforbrug, alder på gaskedler og længderne af forsyningsnettet i området i forhold til DGD's egne registreringer.

Antal gaskunder og gasforbrug behandles under punkt. 3.3.2 Gaskedlernes alder behandles under pkt. 3.3.4.

Af særlig vigtighed konstaterer DGD, at der er væsentlig flere gaskunder i området end forudsat i det fremlagte projektforslag og at den faktiske længde af gasnettet pr. kunde er væsentlig højere end de forudsatte længder af fjernvarmenettet.

Spørgsmålet om antal gaskunder behandles som anført under pkt. 3.3.2

De samfundsøkonomiske omkostninger til anlæggelse af gadenet og stikledninger i fjernvarmeprojektforslaget ser ud til at være sat for lavt. Projektforslaget baserer sig på en samlet ledningslængde på 31 meter pr. villakunde. Imidlertid er der i dag i området 48,6 meter gasnet pr. kunde i samme områder. DGD forventer derfor, at omkostningerne til anlæggelse af fjernvarmenettet er væsentligt højere end forudsat i projektforslaget ved anvendelse af forslagets ledningspriser (jf. tabel på s. 3 i projektforslagets forudsætningsnotat).

Omkostningerne til ledningsnet behandles under pkt. 3.1.

Hertil kommer, at DGD's omkostninger til distribution af bionaturgas fra Horsens Biogas stiger med 11 mio. kr. over planperioden på 20 år, hvis projektforslaget om fjernvarmeforsyning gennemføres, da bionaturgassen skal afsættes i et større område og der følgelig vil opstå nye omkostninger til måling af gaskvaliteten i dette udvidede afsætningsområde for bionaturgassen.

Omkostninger til biogasdistribution kommenteres under pkt. 3.2

Yderligere vurderer DGD, at de samfundsøkonomiske omkostninger ved en fortsat opretholdelse af naturgasforsyningen (referencen) til er væsentligt lavere end opgjort i projektforslaget, da DGD på baggrund af afregningsdata opgør væsentlig flere gaskunder i området og derfor tilsvarende færre oliekunder. I Energistyrelsens beregningsforudsætninger er olie ca. dobbelt så dyrt som naturgas.

Antal oliekunder er behandlet i pkt. 3.3.2.

3. Uddybning i DONGs høringssvar

Nedenfor uddybes DGD's grundlag for ændring af projektforslagets forudsætninger.

3.1 Omkostninger til anlæggelse af fjernvarmenet

I nedenstående tabel har DGD opgjort vores gadenet i de berørte områder til 245.921 meter (246 km) og stikledningerne til samlet 202.540 meter (203 km).

Det giver som gennemsnit et gadenet på 26,6 meter pr. gaskunde i området når man dividerer med det totale antal gaskunder i området, inklusive 56 industrielle proceskunder i området. På tilsvarende vis kan den gennemsnitlige længde af stikledningerne opgøres til 21,9 meter pr. gaskunde.

Den gennemsnitlige længde af gaskundernes stikledninger i Sydjylland er på 23,9 meter.

Tabel 1: Opgørelse af gasnettets udstrækning

	Gasnet i området (Meter/kunde)		Fjernvarmenet (Meter/kunde)
Gadenet (meter)	245.921	26,6	16,0
Stikledninger (meter)	202.540	21,9	15,0
Antal gaskunder rumvarme	9.180		
Antal gaskunder proces	56		
Antal kunder i projektforslaget	9.703		
I alt (kr.)			

Som det ses har det nuværende gasnet i området en væsentlig større længde end det fjernvarmenet som forudsættes i projektforslagets forudsætningsnotat s. 3.

DGD henstiller til, at projektforslaget gennemregnes med ledningslængder, der som minimum svarer til det nuværende gasnet i området, jf. vedlagte Bilag 2.

DGD's opgørelse af ledningslængder omfatter alene udstrækningen af gasledninger inden for de enkelte delområder og omfatter således ikke de transmissionsledninger til nogle af delområderne som vil være nødvendige for projektforslaget.

Regneark med DGD's opmålinger af gasnettet pr. område er vedhæftet som Bilag 2.

I projektforslaget er der i alt regnet med 160 km gadeledninger, og DONG har i høringsvaret opmålt deres ledningsnet til 246 km.

Længde af gade- og stikledninger for gas og for fjernvarme kan ikke umiddelbart sammenlignes, da fjernvarme har meget fokus på minimering af gade- stikledningslængder for at mindske anlægsudgift, varmetab og pumpeeffekt. Da gasnettet blev udlagt i 80'erne var der ikke denne fokus på minimering af ledningslængder, hvorfor det ofte ses, at ledninger til gas ligger anderledes end fjernvarmeledninger vil blive lagt.

Som nævnt tidligere foretages der ikke en detailprojektering af ledningsanlæg i forbindelse med udarbejdelse af et projektforslag, men efter modtagelse af DONG's hørings svar er der udført en grundig detailanalyse af ledningslængder med opmålinger, der viser at længden af de almindelige gadeledninger og stikledninger i projektforslaget er fuldt ud relevant og retvisende.

Derimod er de hidtil anvendte middelværdier for industriområderne i underkanten. I samarbejde med DONG er ledningsopmålingerne gennemgået område for område, og fjernvarmenettets gadeledninger korrigeres til 205 km.

Denne detaljerede gennemgang viser også, at de anvendte gennemsnitspriser pr. meter gadeledning har været høje i forhold til markedspriserne ved nyere udbud af større ledningsanlæg. Rambøll har gennemgået udgifterne til gadeledninger og stikledninger for nyligt udførte store ledningsanlæg, der er sammenlignelige med de nye områder ved Horsens, og det har givet anledning til at justere enhedspriserne pr. meter ledning således, at stikledninger bliver dyrere pr. meter og gadeledninger bliver billigere pr. meter.

Der henvises til Bilag 1 for uddybning af udlægning af fjernvarmenet.

3.2 Øgede omkostninger til distribution af grøn gas (bionaturgas) ved etablering af fjernvarmeforsyning

Biogasproduktionen fra Horsens Bioenergi opgraderes til bionaturgas og komprimeres til 40 bar nettet ved Gedved. I 40 bar nettet som strækker sig fra Horsens Kommune over Hedensted og Vejle kommuner blandes bionaturgassen med naturgas, hvorved brændværdien af den distribuerede gas ændrer sig. Når gasaftaget i Horsens-området reduceres ved en gennemførelse af fjernvarmeforsyning, trænger bionaturgassen længere ud i 40 bar nettet og behovet for målinger af gassens brændværdi øges i takt med, at denne "biogasfront" trænger længere ud i naturgassystemet.

DGD beregner denne øgede omkostning til måling af brændværdidistrikter, der opstår når biogassen fra Horsens Bioenergi presses længere ud i 40 bar systemet til en nutidsværdi over 20 år på 11 mio. kr. Denne omkostning skal tillægges de samfundsøkonomiske omkostningerne ved etablering af fjernvarmeforsyning.

Den overordnede energiplanlægning i Danmark peger på, at opgraderet biogas bør anvendes i transportsektoren.

Det er derfor sandsynligt, at bionaturgas i projektperioden vil blive anvendt til transportsektoren snarere end til fjernvarmeområder.

Det er meget usikkert, om der vil kunne blive tale om en øget omkostning, og den har ikke en sådan fast og sikker karakter, at der er grundlag for at medtage den i en vurdering af en 20-årig projektperiode.

Det er heller ikke sædvanligt i projektforslag at medtage omkostninger til noget sådant.

Der henvises til Bilag 4 for uddybning.

3.3 Omkostninger ved opretholdelse af nuværende naturgasforsyning (referencen)

De samfundsøkonomiske omkostninger til en opretholdelse af den nuværende naturgasforsyning (referencen) bør opgøres på det rigtige grundlag. Det vil sige på grundlag af DGD's lovpligtige registreringer af gaskedler i området, alder på gaskedlerne, gasforbrug samt indhentede dokumenterede kedelpriser. På dette område er grundlaget i det fremlagte projektforslag fejlagtigt.

3.3.1 Gaskedelpriser

DGD har indhentet kedelpriser fra John Jensen VVS og Blik i Horsens på 29.000 kr. inkl. moms for en komplet nedtagning af gamle kedel og installation af en nye gaskedel til husholdningskunder. Projektforslaget baserer sig på en omkostning på 37.500 kr. inkl. moms.

Projektforslaget bør regnes igennem med faktisk indhentede priser for udskiftning af gaskedler i Horsens.

I referencen er regnet med en reinvestering i gaskedler på 37.500 kr. inkl. moms pr. kedel.

DONG har pr. mail 2015-08-10 oplyst, at benævnte tilbud på 29.000 kr. inkl. moms er indhentet mundtligt pr. telefon. Rambøll har på forespørgsel til John Jensen VVS og Blik i Horsens ikke kunnet få tilbuddet skriftligt.

En investering på 37.500 kr. inkl. moms som en gennemsnitlig pris for samtlige parcelhuskunder i hele den økonomiske levetid for de eksisterende gaskedler kan eftervises med konkrete skriftlige tilbud og fakturaer for udførte installationer.

Dette falder også i tråd med at DONG i Nsag 1021-14-45-57-oplyser en pris på 28.000 kr. **ekskl.** moms for en mindre kedel, dvs. 35.000 kr. **inkl.** moms.

I projektforslaget er alle husholdningskedler beregnet med en investering på 30.000 kr. ekskl. moms. Etageboliger, erhverv og industri er beregnet med en pris på 85.000 kr. ekskl. moms, hvilket er konservativt og i den lave ende og dermed til fordel for referencen.

Den samlede omkostning til udskiftning af såvel små som store kedler i referencen er derfor også af denne grund retvisende.

Der henvises til Bilag 2 for detaljeret gennemgang og uddybning af ovenstående.

3.3.2

Gas- og olieforbrug/ gasmålersteder og varmebehov

DGD har over de seneste tre år afregnet 9.180 gaskunder i området for et gennemsnitligt forbrug på 1.537 m³/år. Dette er registreringer fra DGD's lovpligtige kunderegistre, jf. vedhæftede Bilag 1.

Da projektforslaget opererer med 9.703 kunder betyder det, at der må forudsættes 523 olie kunder i området.

Projektforslaget forudsætter imidlertid 7.978 gaskunder og 1.725 olie kunder – og overvurderer derfor antallet af olie kunder i dag. Projektforslaget forudsætter et gennemsnitligt forbrug på 2.208 m³/år, det vil sige ca. 50 pct. højere end DGD's afregningsdata, jf. ovenfor.

Konsekvensen er, at energiomkostningerne i projektforslaget er opgjort for højt i en fortsat naturgasforsyning (referencen). Projektforslaget skal derfor korrigeres til færre olie kunder og flere gaskunder med et lavere gennemsnitligt forbrug.

Den samfundsøkonomiske omkostning ved at forsyne en kunde på gennemsnits gasforbruget i området på 1.537 m³ pr. år i hele planperioden på 20 år er på 70.560 kr. Hvis kunden bruger samme mængde olie er den samfundsøkonomiske omkostning på 139.485 kr. over planperioden. Det er derfor vigtigt at fastlægge den korrekte fordeling af energiforbruget mellem gas og olie.

Afgiftsopkrævningen vil være lavere når der tages udgangspunkt i DGD's forudsætninger for beregning af referencen og det såkaldte afgiftsforvridningstab vil derfor blive lavere end forudsat i projektforslaget (begrundet i lavere olieforbrug). Det vil sige til projektforslagets fordel.

DGD forudsætter, at energiforbruget indeholder en større andel naturgas og en tilsvarende lavere olieandel. Derfor vil emissionerne af CO₂, NO_x, SO₂ og PM_{2,5} være end forudsat i projektforslaget og de bør genberegnes

Kommunen bør sikre en gennemregning af energiomkostningerne i en fortsat naturgasforsyning på grundlag af DGD's afregningsdata og en løbende overgang af olie kunder til naturgas.

DONG har sammen med høringssvaret fremsendt excelark med oversigt over måleradresser og kedler, samt de seneste 3 års forbrug for hver måler, hvor der endvidere er beregnet en middelværdi af forbruget for hver installation. Der henvises til den samlede middelværdi i høringssvaret.

En sammenligning af DONGs data over målerinstallationer med BBR viser, at der er nogle bygninger, der i BBR er anført med olie som opvarmning, selvom de indgår i DONGs kunderegister. Det er kendt viden, at BBR kan indeholde mindre fejl – blandt andet er det op til bygningsejeren selv at give kommunen besked om ændret opvarmningsform. Rambøll har derfor korrigeret i henhold til DONGs register således, at de gasopvarmede bygninger, der var registreret i BBR som olieopvarmede, nu indgår i beregningerne som gasopvarmede.

For registrerede gasmålersteder, der ikke kan findes i BBR udtrækket, er der foretaget manuelt opslag på OIS.dk. Her er nogle adresser registreret som naturgasopvarmede lejligheder/rækkehuse, andre er registreret som uopvarmede små udhuse o.lign. Der er beregnet varmebehov ud fra oplysningerne på OIS.dk for de af de ca. 600 bygninger, der på OIS.dk er angivet som opvarmede bygninger, og dette varmebehov indregnes som naturgasopvarmede bygninger i den reviderede beregning.

DONG har sammen med høringssvaret fremsendt excelark med oversigt over måleradresser og kedler, samt de seneste 3 års forbrug for hver måler, hvor der endvidere er beregnet en middelværdi af forbruget. Denne middelværdi har DONG i høringssvaret angivet til 1.537 m³ pr. år.

Ved en gennemgang af det fremsendte datamateriale for gasforbrug pr. måler de seneste 3 år, kan det konstateres, at det er fejlbehæftet på flere områder:

- For mere end 400 bygninger er der angivet et gasforbrug, der svarer til mindre end 4 MWh/år. Dette er et helt urealistisk lavt varmebehov for de pågældende bygninger, og skyldes sandsynligvis, at disse bygninger anvender en supplerende opvarmningskilde til naturgas, da der ikke er aftagepligt for naturgas.
- Der er fejl i middelværdiberegningen for flere bygninger. Blandt andet kan nævnes, at i nogle tilfælde summeres de 3 års gasforbrug i stedet for at beregne en middelværdi.

Det fremgår endvidere ikke om de opgivne gasmængder er graddagekorrigerede eller det er de faktisk målte forbrug, og at der dermed ikke er taget hensyn til udsving i de årlige varmebehov som følge af varierende udetemperaturer fra år til år.

Man kan ikke ud fra gasforbrug regne sig frem til varmebehov for den konkrete bygning, da gasforbrug er stærkt afhængig af aktuell brugeradfærd (f.eks. familie med 3 teenagere vs enlig beboer), udetemperatur pågældende år, samt eventuelt supplerende varmekilder.

Det giver derfor et mere retvisende varmebehov for projektperioden at se på bygningsmassen efter BBR og opgøre varmebehovet ud fra bygningernes type, alder, areal og anvendelse ved hjælp af nøgletal for varmebehov opgjort i Varmeplan Danmark. Dette er også den sædvanlige fremgangsmåde i projektforslag. Energiklagenævnet har i afgørelse af 17. juni 2013 (j.nr. 1021-13-83-12) tilsvarende givet Odense Kommune medhold i, at det er retvisende at anvende oplysninger i BBR samt arealenhedstal for at opgøre varmebehovet.

Der henvises til Bilag 3 for nærmere uddybning.

3.3.3 **Udskiftning af oliefyr**

Fra 1. januar 2016 er der forbud mod at udskifte oliefyr med nye oliefyr i områder, der er godkendt for naturgas- eller fjernvarmeforsyning. Projektforslaget skal derfor indregne en overgang af olie kunder til anden forsyning over planperioden. En sådan overgang til anden opvarmning ses ikke indregnet i projektforslaget.

DONG angiver, at der bør ske en løbende overgang af olie kunder til naturgas.

Rambøll er enig i, at over projektperioden må forventes udskiftning af oliefyr. Der er tale om kunder, der ikke har ønsket at skifte til naturgas efter 30 år. Der er endvidere forbedrede muligheder for såvel automatiske pillefyr som for varmepumper.

Det er vanskeligt at vurdere hvilken opvarmningsform olie kunderne vil overgå til i planperioden, og da de som anført ikke allerede har skiftet til naturgas efter 30 år, kan det antyde, at de ikke udelukkende er motiverede af at opnå en lavere årlig varmeudgift. Det ses samtidig, at der allerede findes bygninger med biomassefyr og varmepumper indenfor områderne. Det vurderes at være en rimelig antagelse, at halvdelen skifter til naturgas, en fjerdedel skifter til biomassefyr og en fjerdedel skifter til varmepumpe. Der regnes linær udskiftning. Denne forudsætning indgår i den reviderede beregning af samfundsøkonomien.

Der er lavet en følsomhedsberegning hvor alle olie kunder løbende overgår til naturgas.

3.3.4 **Udskiftning af gaskedler og betydning for virkningsgrad**

Når der tages udgangspunkt i DGD's afregningsdata bør der indregnes en reduktion af gasforbruget når en ældre kedel udskiftes med en ny. Forbruget reduceres således med 20 pct. når en gaskedel fra før 2000 udskiftes og med 17,5 pct. når en gaskedel fra perioden 2000-2004 udskiftes. Udskiftning af nyere kedler giver ikke anledning til besparelser.

Disse besparelser ved udskiftning af gaskedler er oplyst af Dansk Gasteknisk Center (DGC). DGC har oplyst, at gaskedler installeret frem til 2000 har en virkningsgrad på 80 pct., kedler installeret fra og med 2000 og senest i 2004 har en virkningsgrad på 82,5 pct. Kedler installeret senere er alle kondenserende og har en virkningsgrad på mellem 98 og 104 pct.

Udskiftningen af gaskedler skal således medføre et faldende gasforbrug over planperioden, hvor projektforslaget regner med et konstant gasforbrug, uanset at gamle ineffektive kedler udskiftes med nye.

En detaljeret gennemgang af DONGs register over gaskedler viser, at den gennemsnitlige årvirkningsgrad for områdernes gaskedler er 92 %. Nye gaskedlers virkningsgrad i enfamilieshuse mv er endvidere i praksis lavere end i laboratorieforsøg. Ud fra praktiske målinger er den relevante virkningsgrad (højst) 97%, Adskillige analyser vurderer, at den nærmere er omkring 95 %, så også i dette tilfælde regnes der til fordel for referencen.

Forudsætningerne ændres i henhold til DONGs registrering af gaskedler således, at den gennemsnitlige årvirkningsgrad for eksisterende kedler er 92 %, og nye kedler har en årvirkningsgrad på 97 %.

Kedlerne forudsættes udskiftet efter alder, når de når en økonomisk levetid på 15 år.

Der henvises til Bilag 2 for uddybning.

3.3.5 **Drift og vedligehold gas- og oliekedler**

Projektforslaget forudsætter en drifts- og vedligeholdelsesomkostning på 1.250 kr. ekskl. moms om året for en kedel (Projektforslagets punkt 4.2.1). Når man ganger denne pris på det forventede antal konverterede kunder pr. år fås en nutidsomkostning på 163 mio. kr. over den 20-årige planperiode mod projektforslagets 260 mio. kr.

Det bør klarlægges om der er tale om en manglende tydelighed i forudsætningerne eller en regnefejl. Hvis der er tale om en regnefejl skal det korrigeres.

DONG har glemt at medtage D&V for kategorierne: Etage, Kontor og industri.

For de individuelle gas og oliehus er samfundsøkonomien 157,6 mio. kr. mens den samlede samfundsøkonomi er 260,1 mio. kr. jævnfør efterfølgende tabel.

01	02	03	04	05	
Anlæg 1	Anlæg 2	Anlæg 3	Anlæg 4	Anlæg 5	Sum 1-5
P: Parcelhuse - gas	E: Etage	K: Kontor	I: Industri	P: Parcelhuse - olie	
Nutidsværdi	Nutidsværdi	Nutidsværdi	Nutidsværdi	Nutidsværdi	
115,0	2,6	63,3	36,7	42,6	260,1

Tabel 2. Oversigt over de samfundsøkonomiske værdier for D&V.

Der er med andre ord regnet korrekt, mens DONG har glemt kategorierne: Etage, Kontor og industri.

Det er samtidig konstateret, at der ikke er blevet indregnet drift af cirkulationspumper ved gasinstallationerne i referencen, hvilket korrigeres.

I den reviderede samfundsøkonomiske beregning, der præsenteres i afsnit 5, er der derfor medtaget omkostninger til drift af cirkulationspumper i parcelhusene i referencen. I fjernvarmeprojektet er der tale om direkte tilslutning, og derfor er der ikke cirkulationspumper. Behovet for ekstra cirkulationspumper ved gulvvarme er ens for gasfyr og fjernvarme.

Afgiftsforvridningstabet indgår i den reviderede samfundsøkonomiske beregning, der præsenteres i afsnit 5.

Miljøomkostningerne indgår ligeledes i den reviderede samfundsøkonomiske beregning, der præsenteres i afsnit 5.

4. Investering i flisværk

I projektforslaget ligger investeringerne i flis-anlæggene i den meget lave ende. Der er valgt det laveste niveau i Energistyrelsens Teknologikatalogs interval på 0,5-1,1 euro pr. MW. I øvrigt er estimatet ikke inflationskorrigeret. Alene dette bør forøge estimatet med 7,5%. Da der ikke er valgt et midtpunkt i Energistyrelsens interval bør der foreligge en nærmere argumentation eller dokumentation for den anvendte lave pris. Inflationskorrektionen mangler i øvrigt også for estimatet på drift og vedligehold af flis kedler som således også bør forøges med 7,5%.

De anvendte data for investering samt D&V er derfor i 2015 priser og skal derfor ikke tillægges inflationskorrektion på 7,5 %.

Generelt vedrørende investeringer er der tale om et projektforslag og dermed ikke om et detailprojekt. Derfor anvendes standardværdier fra bl.a. Teknologikataloget sammenholdt med Rambølls erfaringstal fra tidligere projekter.

Den lave pris for investering begrundes med, at værket opføres som en udvidelse af det eksisterende Horsens Kraftvarmeværk, hvor en række faciliteter kan deles. Data i Teknologikataloget er for nyopførte enkeltstående kedelanlæg. Eksisterende anlæg der kan deles er f.eks. lagerareal, brovægt, kontrolrum samt øvrig infrastruktur, herunder også kontorbygninger mv. som fører til lavere investeringsomkostninger end for enkeltstående anlæg.

Erfaringer fra andre opførte anlæg:

Ud fra de seneste 3 projekter, som Rambøll har kendskab til, kan oplyses følgende investeringer for biomasseværker, der også omfatter mandskabsfaciliteter og kontrolrum:

10 MW: 4,77 mio. kr./MW

20 MW: 4,29 mio. kr./MW

12 MW: 3,2 mio. kr./MW

I referencen er regnet med en investering på 223,4 mio. kr. for etablering af 2 x 30 MW biomasseværk svarende til 3,72 mio. kr. / MW.

Disse priser ligger som det ses meget tæt på de i projektforslaget anvendte priserm, som til sammenligning vedrører tilbygning til et bestående værk.

Rambøll fastholder derfor, at størrelsen af investeringen er realistisk og relevant.

De lave D&V omkostninger skyldes også, at værket opføres som en udvidelse af et bestående værk, hvor der opnås en lang række synergier herunder fx personale til reparation og drift. Et nyligt udført feasibility studie viser, at logistikforholdene er gode og transport og lageromkostninger er i den billige ende.

5. Varmepris

Den budgetterede varmepris er lav i forhold til de nuværende fjernvarmepriser. Der bør argumenteres nærmere for denne lave varmepris særligt set i lyset af, at den kommende varmepris skal bære rabatten på 20.000 kr. til kunder der skifter i første år. Det er uklart om fjernvarmeselskabet bærer omkostninger til afbrydelse af naturgasforsyningen og kompensationsbetaling til DGD. Hvis det er tilfældet skal disse omkostninger også indregnes i varmeprisen.

Hvis varmeprisen skal sættes højere end forudsat i projektforslaget har det betydning for brugerøkonomien og dermed igen for konverteringstakten. Hermed har det også betydning for samfundsøkonomien.

De nuværende fjernvarmepriser i Horsens er kraftigt faldende siden overtagelsen af Horsens Kraftvarmeværk og sammenlægningen af de 2 værker. Den angivne varmepris på 490 kr./MWh inkl. moms. i Projektforslagets tabel 12 i afsnittet med forbrugerøkonomier er den forventede budgetpris i Horsens for 2016/2017, medens det er tarifbladet for 2015/2016, der er på 517 kr./MWh inkl. moms.

Som vist i Projektforslaget, kapitel 10, vil der være et stort likviditetsoverskud over planperioden med de nye lave fjernvarmepriser. Da fjernvarmen skal "hvile i sig selv" resulterer det derfor også i lave fjernvarmepriser fremadrettet. Der er indregnet såvel forventet rabat som betaling til afbrydelse af naturgasforsyningen og kompensationsbetaling til DGD.

4. Revideret samfundsøkonomisk beregning

Som følgende af den beskrevne grundige gennemgang af projektets forudsætninger, hvor der er gået langt mere i detaljer, end hvad der er gængs praksis ved udarbejdelse af projektforslag, er der kommet nye oplysninger og forhold frem, der har angivet anledning til revurdering af nogle af forudsætningerne, og dermed til ændring af beregning af samfundsøkonomien.

Opsummering af ændrede forudsætninger:

- BBR-data er revideret i henhold til DONGs kunderegister mht. antal gaskunder og antal olie kunder
- Den økonomiske levetid for gaskedler er ændret
- Virkningsgrad for gaskedler er korrigeret, herunder ud fra forventet udskiftning
- Der er anvendt gaskedlernes faktiske alder, fabrikat og type ud fra DONGs register mht. udskiftningstidspunkt og virkningsgrad
- Ledningsanlæg er korrigeret mht. varmetab, længde, pris og dermed investering
- Der er tilføjet drift og vedligeholdelsesudgift til cirkulationspumper i referencen
- I referencen udskiftes oliefyr løbende til naturgas, biomassefyr og varmepumper
- Der medtages varmebehovet i en række bygninger, der var målersteder hos DONG, men som fejlagtigt ikke fremgik af BBR

Resultatet af de ændrede forudsætninger fremgår af efterfølgende tabel, og som det ses har projektet stadig et solidt samfundsøkonomisk overskud.

Samfundsøkonomi				
Nutidsværdi, 2015 priser	Enhed	Reference	ALT4 PF_re	Projektfordel
Brændselsomkostninger	Mio. kr.	1.796,1	1.265,8	530,3
Drift og vedligehold	Mio. kr.	713,4	613,2	100,2
Kapitalomkostninger	Mio. kr.	361,0	848,5	-487,5
Miljøomkostninger	Mio. kr.	57,8	80,9	-23,0
CO2ækv-omkostninger	Mio. kr.	273,4	182,6	90,8
Afgiftforvridningseffekt	Mio. kr.	-236,8	-106,2	-130,6
Elsalg/Elkøb	Mio. kr.	-874,1	-927,0	53,0
I alt	Mio. kr.	2.090,8	1.957,7	133,1

Tabel 1 Samfundsøkonomiske omkostninger for projektet

Der er udført følsomhedsanalyse hvor alle oliefyrs kunder overgår løbende til naturgas i referencen:

Samfundsøkonomi				
Nutidsværdi, 2015 priser	Enhed	Reference	ALT4 PF_re	Projektfordel
Brændselsomkostninger	Mio. kr.	1.793,3	1.265,8	527,5
Drift og vedligehold	Mio. kr.	714,5	613,2	101,3
Kapitalomkostninger	Mio. kr.	346,4	848,5	-502,1
Miljøomkostninger	Mio. kr.	57,5	80,9	-23,4
CO2ækv-omkostninger	Mio. kr.	276,5	182,6	93,9
Afgiftforvridningseffekt	Mio. kr.	-239,6	-106,2	-133,4
Elsalg/Elkøb	Mio. kr.	-874,1	-927,0	53,0
I alt	Mio. kr.	2.074,5	1.957,7	116,8

Tabel 2 Samfundsøkonomiske omkostninger hvis alle oliefyrs overgår til naturgas i referencen

Der er også udført følsomhedsanalyse med 18 meter stikledning pr. forbruger:

Samfundsøkonomi				
Nutidsværdi, 2015 priser	Enhed	Reference	ALT4 PF_re	Projektfordel
Brændselsomkostninger	Mio. kr.	1.796,1	1.265,8	530,3
Drift og vedligehold	Mio. kr.	713,4	617,3	96,1
Kapitalomkostninger	Mio. kr.	361,0	876,1	-515,1
Miljøomkostninger	Mio. kr.	57,8	80,9	-23,0
CO2ækv-omkostninger	Mio. kr.	273,4	182,6	90,8
Afgiftforvridningseffekt	Mio. kr.	-236,8	-106,2	-130,6
Elsalg/Elkøb	Mio. kr.	-874,1	-927,0	53,0
I alt	Mio. kr.	2.090,8	1.989,3	101,4

Tabel 3 Samfundsøkonomiske omkostninger hvis stikledninger er 18 meter pr. forbruger

Med den grundige og detaljerede yderligere gennemgang og vurdering af projektets forudsætninger bygger de korrigerede samfundsøkonomiske beregninger på et relevant og realistisk grundlag.

De samfundsøkonomiske beregninger viser et overskud på 133 mio. kr. og følsomhedsberegningerne viser en betydelig robusthed.

Der er derfor et klart samfundsøkonomisk grundlag for at godkende projektet.

5. Vedlagte bilag

Bilag 1	Fjernvarmenet – længde og investering
Bilag 2	Gaskedler – investering, levetid og virkningsgrad
Bilag 3	Antal bygninger og varmebehov
Bilag 4	Bionaturgas – opgraderet biogas
Bilag 5	Excelark med DONG data og virkningsgrader
Bilag 6	Korrigerede samfundsøkonomiske beregninger og følsomhedsberegninger

FORUDSÆTNINGSNOTAT

Projekt **PF Horsens by**
 Kunde **Horsens og Dagnæs Bækkelund**
 Notat nr. **1**
 Ref. nr. **1100013042**
 Dato **24-08-2015**
 Til **NN**
 Fra **Niels Beck-Larsen**
 Kopi til

Rambøll
 Olof Palmes Allé 22
 DK-8200 Aarhus N
 T +45 5161 7659
 F +45 5161 1001
 www.ramboll.com/energy

Bilag 1.1 FORUDSÆTNINGSNOTAT

Ref. [ProjectNo]
 Doc-ID 3435-12
 Doc-Name :
 Forudsætningsnotat
 Version A

Udarbejdet af: NBL
 Kontrolleret af:
 Godkendt af:

Dette notat indeholder beregningsforudsætningerne for nærværende projekt/projektforslag, efter bekendtgørelse 2013-04-15 nr. 374 om godkendelse af projekter for kollektive varmemforsyningsanlæg.

1 Reference

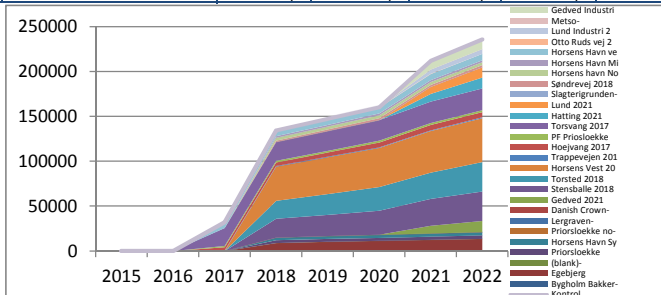
1.1 Individuelle

Nr	Anlægstype	Stk	varme- behov MWh/stk	Virkning sgrad %	Brændsel	Bolig- areal m2/enhed	Reinve- steringer % pr år	Investe- ringer kr./enhed	D&V fast kr./enhed	D&V variabel kr./GJ
1	GAS	8.204	25,0	97%	Naturgas	257	7%	30.000	263	21
2	OLIE	686	27,9	85%	Gasolie vil	382	6%	0	0	25
3	EL	222	15,0	100%	El villa	159	6%	0	0	0
4	BIO	367	10,6	85%	Træpiller	948	6%	50.000	0	25
5	VP	224	17,6	315%	EIVP	235	6%	85.000	1.600	0
6	Gas OIS-data	600	9,4	97%	Naturgas	90	7%	30.000	1.513	0
7	Olie-VP			315%				85.000	1.600	0
8	Olie-træpiller			85%				50.000	0	25
9	Olie-naturgas			97%				30.000	1.513	0
Total (MWh, m2 og mio. kr.)		10.304	241.029 MWh			2.864 1000 m2		20,10 mio. kr./år		

Beskrivelse: 30.000 dækker over 30.000 til små kedler og 85.000 til store kedler. For gaskedler regnes med 92%-97% .

	Varmeproduktion	Varmeproduktion						
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
	MWh							
1	GAS	24.687	118.296	129.315	140.333	184.357	205.386	205.386
2	OLIE	2.147	9.552	9.639	9.588	11.451	11.482	10.206
3	EL	400	1.917	2.096	2.274	2.988	3.329	3.329
4	BIO	470	2.251	2.461	2.671	3.508	3.908	3.908
5	VP	474	2.271	2.483	2.694	3.540	3.943	3.943
6	Olie-VP	38	367	602	872	1.431	1.914	2.233
7	Olie-træpiller	38	367	602	872	1.431	1.914	2.233
8	Olie-naturgas	77	735	1.205	1.743	2.863	3.827	4.465
	Varmeproduktion	28.331	135.758	148.403	161.047	211.569	235.703	235.703
	Varmetab	0	0	0	0	0	0	0

	Investering	Reinvestering						
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
	mio. kr.							
1	GAS	68,8	13,2	13,4	16,5	18,3	16,3	19,4
2	OLIE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	EL	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	BIO	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
5	VP	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
6	Olie-VP	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
7	Olie-træpiller	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
8	Olie-naturgas	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
9	Gas OIS-data	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2



1.2 Kollektive anlæg

Nr	Anlægstype	Brændsel	CM-Værdi	Total Virkningsgrad	Investeringer	D&V fast	D&V variabel
					mio. kr.	mio. kr.	kr./GJ
12	HKV affald røggaskondensering	Affald		#####			3,00
13	HKV NG CC	Naturgas	0,963	88%			4,98
14	HV+DBV NG kedel	Naturgas kedel		100%			3,10
15	HKV Affald	Affald	0,278	87%			0,00
16							
17							
18							
19							
20	Forsyningsledninger				0,00	0,00	-3,33*
21	Distribution+stik				0,00	0,00	0,00
22	Fjv. Units				0,00	0,00	2,00

* Af regnetekniske grunde er D&V variabel for forsyningsledninger negativ, da forsyningsledninger har negativ varmeproduktion

Ekstra kommentarer: Efterfølgende tabel viser varmeproduktion og varmetab for de eksisterende fjernvarmeområder i HV og DBV, der primært er forsynet fra HKV.

	Varmeproduktion	Varmeproduktion - eksisterende fjernvarme						
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
12	HKV affald røggaskonde	31.847	31.847	31.847	31.847	31.847	31.847	31.847
13	HKV NG CC	69.724	69.724	69.724	69.724	69.724	69.724	69.724
14	HV+DBV NG kedel	7.404	7.404	7.404	7.404	7.404	7.404	7.404
15	HKV Affald	192.464	192.464	192.464	192.464	192.464	192.464	192.464
16								
17								
18								
19								
20	Forsyningsledninger*	-57.274	-57.274	-57.274	-57.274	-57.274	-57.274	-57.274
21	Distribution+stik*	0	0	0	0	0	0	0
22	Fjv. Units**	0	0	0	0	0	0	0
	Varmeproduktion	301.440	301.440	301.440	301.440	301.440	301.440	301.440
	Varmetab	57.274	57.274	57.274	57.274	57.274	57.274	57.274

*Varmetab

**Varmeforbrug

2. Alternativ

2.1 Individuelle - konvertering

Udbygningstakt								
Nr	Anlægstype	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
1	GAS	12%	46%	5%	5%	21%	10%	0%
2	OLIE	12%	46%	5%	5%	21%	10%	0%
3	EL	12%	46%	5%	5%	21%	10%	0%
4	BIO	12%	46%	5%	5%	21%	10%	0%
5	VP	12%	46%	5%	5%	21%	10%	0%
6	Gas OIS-data	12%	46%	5%	5%	21%	10%	0%
7								
8								
9								
10								
11								
12								

Nr	Anlægstype	Stik- ledning	Distributi onsnet	Forsynin gs- ledning	Varmeta bstik	Varmeta b distributi	Varmeta b forsynled
		m	m	m	MWh/m	MWh/m	MWh/m
1	GAS	15	21,1	1,0	0,060	0,100	0,165
2	OLIE	15	21,1	1,0	0,060	0,100	0,165
3	EL	15	21,1	1,0	0,060	0,100	0,165
4	BIO	15	21,1	1,0	0,060	0,100	0,165
5	VP	15	21,1	1,0	0,060	0,100	0,165
6	Gas OIS-data	15	0,0	0,0	0,060	0,100	0,000
7							
8							
9							
10							
11							
12							
Total (m og MWh)		154.557	205.089	9.704	9.273	20.509	1.604

Nr	Anlægstype	Stik- ledning ≤15 m	Distributi onsnet	Forsynin gs- ledning	Fjv unit incl måler	FJV Måler	Afkobling fra naturgas
		kr./m	kr./m	kr./m	kr.	kr.	kr/stk
1	GAS	1.200	1.450	2.613	18.400		5.520
2	OLIE	1.200	1.450	2.613	18.400		0
3	EL	1.200	1.450	2.613	18.400		0
4	BIO	1.200	1.450	2.613	18.400		0
5	VP	1.200	1.450	2.613	18.400		0
6	Gas OIS-data	1.200	1.450	0	0		5.520
7							
8							
9							
10							
11							
12							

Beskrivelse:

2.2 Kollektive

		Varmeproduktion PF og eksisterende fjernvarme						
	Varmeproduktion	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
10	Flis2	0	0	0	0	47.972	64.917	64.917
11	Flis1	26.460	134.238	142.720	149.804	164.925	171.590	171.590
12	HKV affald røggaskonde	34.212	37.847	38.459	38.812	39.086	39.196	39.196
13	HKV NG CC	69.724	69.724	69.724	69.724	69.724	69.724	69.724
14	HV+DBV NG kedel	7.460	10.000	13.197	17.370	7.783	7.494	7.494
15	HKV Affald	197.602	211.579	212.733	214.569	219.035	221.268	221.268
16		0	0	0	0	0	0	0
17		0	0	0	0	0	0	0
18		0	0	0	0	0	0	0
19		0	0	0	0	0	0	0
20	Forsyningsledninger*	-58.877	-58.877	-58.877	-58.877	-58.877	-58.877	-58.877
21	Distribution+stik*	-3.405	-21.334	-21.832	-22.330	-28.844	-29.795	-29.795
22	Fjv. Units**	29.010	139.011	151.958	164.906	216.639	241.351	241.351
	Varmeproduktion	335.458	463.388	476.833	490.279	548.526	574.189	574.189
	Varmetab	62.282	80.211	80.709	81.207	87.721	88.672	88.672

*Varmetab

**Varmeforbrug

		Varmeproduktion PF						
	Varmeproduktion	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
10	Flis2	0	0	0	0	47.972	64.917	64.917
11	Flis1	26.460	134.238	142.720	149.804	164.925	171.590	171.590
12	HKV affald røggaskonde	2.364	6.000	6.612	6.964	7.238	7.349	7.349
13	HKV NG CC	0	0	0	0	0	0	0
14	HV+DBV NG kedel	55	2.595	5.793	9.966	379	89	89
15	HKV Affald	5.138	19.115	20.269	22.105	26.572	28.804	28.804
20	Forsyningsledninger	-1.604	-1.604	-1.604	-1.604	-1.604	-1.604	-1.604
21	Distribution+stik	-3.405	-21.334	-21.832	-22.330	-28.844	-29.795	-29.795
22	Fjv. Units	29.010	139.011	151.958	164.906	216.639	241.351	241.351
	Varmeproduktion	34.018	161.948	175.394	188.839	247.086	272.749	272.749
	Varmetab	5.008	22.937	23.435	23.934	30.448	31.398	31.398
	Varmetab	15%	14%	13%	13%	12%	12%	12%

* år 2017

Nr	Anlægstype	Brændsel	CM-Værdi	Total Virkningsgrad	Investeringer**	D&V fast*	D&V variabel
					mio. kr.	mio. kr.	kr./GJ
10	Flis2	Træflis vv		108%	111,7	0,00	11,2
11	Flis1	Træflis vv		108%	111,7	0,00	11,2
12	HKV affald røggaskondensering	Affald		###	0,0	0,30	3,00
13	HKV NG CC	Naturgas	0,963	88%	45,0	2,79	4,98
14	HV+DBV NG kedel	Naturgas kedel		100%	0,0		3,10
15	HKV Affald	Affald	0,278	87%	0,0	11,17	0,00
16							
17							
18							
19							
20	Forsyningsledning				25,4	0,20	-3,33
21	Distribution+stik				483,1	0,44	0,00
22	Fjv. Units***				227,5	-2,86	2,00

** Se efterfølgende tabel for investeringsår

***Energibesparelser for Fjv. Units i "D&V fast"

		Investering							Sum
	Investering	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
		mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.	mio. kr.
10	Flis2	0,0	0,0	0,0	0,0	111,7	0,0	0,0	111,7
11	Flis1	111,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	111,7
12	HKV affald røggaskonde	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	HKV NG CC	45,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	45,0
14	HV+DBV NG kedel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	HKV Affald	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16									
17									
18									
19									
20	Forsyningsledning	25,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	25,4
21	Distribution+stik	55,5	283,2	10,0	10,0	105,4	19,0	0,0	483,1
22	Fjv. units++Afkobling fr	27,3	103,7	12,2	12,2	48,8	23,3	0,0	227,5
	Sum	264,9	386,9	22,2	22,2	265,8	42,3	0,0	1004,2

3 Økonomi

3.1 Samfundsøkonomi

Der regnes samfundsøkonomi, hvor der benyttes Energistyrelsens forudsætninger for samfundsøkonomisk analyse: Ens dec 2014
Afgifter jævnfør tabel 2015

Kalkulationsrenten sættes efter ENS forudsætninger til	4%
Prisniveau sættes til	2015
Beregningsperioden er	2017 - 2036
Levetid for komponenter sættes til:	
Anlæg	20 år
Ledninger	40 år
Fjv. Units	30 år

3.2 Selskabsøkonomi

		0	1	2	3	4	5
FJV selskabsøkonomi - priser excl. moms							
		GAS	OLIE	EL	BIO	VP	etc
Målerleje/abonnement - årlig	kr/bolig	500	500	500	500	500	
Fast bidrag/Kapacitetsbidrag -	kr/m ²	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	
Fast bidrag > 400 m ²	kr/m ²	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	
Forbrugsbidrag	kr./MWh	392	392	392	392	392	
Distributionstillæg	kr./MWh	0	0	0	0	0	
Transmissionsbidrag	kr./MWh	0	0	0	0	0	
Stikledningsbidrag	kr./m	600	800	800	800	600	
Stikledningsbidrag	m	15	15	15	15	15	
Stikledningsbidrag	kr/bolig	9.000	12.000	12.000	12.000	9.000	
Tilkoblingsbidrag	kr/bolig	3.600	3.600	3.600	3.600	3.600	
Investeringsbidrag	kr/bolig	11.204	14.970	7.515	26.578	10.525	
Rabat	kr/bolig	0	0	0	0	0	
Rente af indestående	%	0%	0%	0%	0%	0%	
Rente af gæld	%	3%	3%	3%	3%	3%	
Energibesparelse	MWh/bolig	5,5	6,1	3,3	2,33003	11,6	
Energibesparelse	kr./MWh	400	400	400	400	400	
Varmeproduktionspris fjernvarme	kr/MWh-th	450	450	450	450	450	

Beskrivelse:

3.3 Brugerøkonomi

Brugerøkonomi - incl moms		0	1	2	3	4	5
		GAS	OLIE	EL	BIO	VP	
Moms	%	25%	25%	25%	25%	25%	
Abonnement	kr./år	150	150	150	150	150	
Brændselspris	kr./MWh	776	844	1111	396	1111	
Brændselspris	kr./GJ	215	234	309	110	309	
Rente af gæld	%	3%	3%	3%	3%	3%	
Levetid	år	15	18	18	18	18	

Brændelstype

Naturgas v Gasolie vii El villa

Træpiller v EIVP

0
1
2
3
4
5
6
7

	A	B	C	D	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z	AA	AB	AC	AD	AE	AF	AG	AH	AI	AJ	AK	AL	
1	Horsens og Dagnæs Bækkelund		C:\projects\1100013042 HKV røggaskondensering\horsens - TIHL Høringssvar\20150821\KVP_RAM HV DBV REF _ revideret BBR_scrap+længder+pris+vg gas+cirk+VP+601+3olieerstatning NBL KS.xlsm]EnergiPRO																											
2	Inddataark 1		Version 8,6 KVP_RAM																											
3	PF Horsens by		Bilag 1.2 Varmegrundlag REFERENCE																											
4	Reference		93% 87% 80% 73% 67% 60% 53% 47% 40% 33% 27% 20% 13% 7% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0% 0%																											
5	Projektnr.		7% 13% 20% 27% 33% 40% 47% 53% 60% 67% 73% 80% 87% 93% 100% 100% 100% 100% 100% 100% 100% 100% 100% 100% 100% 100% 100% 100%																											
6	Varmeproduktion		1100013042																											
36	GAS	MWh	24687	118296	129315	140333	184357	205386	205386	205386	205386	205386	205386	205386	205386	205386	205386	205386	205386	205386	205386	205386	205386	205386	205386	205386	205386	205386	205386	205386
37	OLIE	MWh	2147	9552	9639	9588	11451	11482	10206	8930	7655	6379	5103	3827	2552	1276	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
38	EL	MWh	400	1917	2096	2274	2988	3329	3329	3329	3329	3329	3329	3329	3329	3329	3329	3329	3329	3329	3329	3329	3329	3329	3329	3329	3329	3329	3329	
39	BIO	MWh	470	2251	2461	2671	3508	3908	3908	3908	3908	3908	3908	3908	3908	3908	3908	3908	3908	3908	3908	3908	3908	3908	3908	3908	3908	3908	3908	
40	VP	MWh	474	2271	2483	2694	3540	3943	3943	3943	3943	3943	3943	3943	3943	3943	3943	3943	3943	3943	3943	3943	3943	3943	3943	3943	3943	3943	3943	
41	Olje-VP	MWh	38	367	602	872	1431	1914	2233	2552	2870	3189	3508	3827	4146	4465	4784	4784	4784	4784	4784	4784	4784	4784	4784	4784	4784	4784	4784	216567
42	Olje-træpiller	MWh	38	367	602	872	1431	1914	2233	2552	2870	3189	3508	3827	4146	4465	4784	4784	4784	4784	4784	4784	4784	4784	4784	4784	4784	4784	4784	
43	Olje-naturgas	MWh	77	735	1205	1743	2863	3827	4465	5103	5741	6379	7017	7655	8292	8930	9568	9568	9568	9568	9568	9568	9568	9568	9568	9568	9568	9568	9568	
44	Gas OIS-data	MWh	679	3253	3556	3859	5069	5648	5648	5648	5648	5648	5648	5648	5648	5648	5648	5648	5648	5648	5648	5648	5648	5648	5648	5648	5648	5648	5648	
45	Flis2	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
46	Flis1	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
47	HKV affald røggaskondensering	MWh	31847	31847	31847	31847	31847	31847	31847	31847	31847	31847	31847	31847	31847	31847	31847	31847	31847	31847	31847	31847	31847	31847	31847	31847	31847	31847	31847	31847
48	HKV NG CC	MWh	69724	69724	69724	69724	69724	69724	69724	69724	69724	69724	69724	69724	69724	69724	69724	69724	69724	69724	69724	69724	69724	69724	69724	69724	69724	69724	69724	69724
49	HV+DBV NG kedel	MWh	7404	7404	7404	7404	7404	7404	7404	7404	7404	7404	7404	7404	7404	7404	7404	7404	7404	7404	7404	7404	7404	7404	7404	7404	7404	7404	7404	7404
50	HKV Affald	MWh	192464	192464	192464	192464	192464	192464	192464	192464	192464	192464	192464	192464	192464	192464	192464	192464	192464	192464	192464	192464	192464	192464	192464	192464	192464	192464	192464	192464
51	HKV Biomasse dampkedel	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
52	Biomasse nyt kvv 30 MW	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
53	Biomasse nyt kvv 30 MW	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
54	Bypass biokedel	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
55	Forsyningsledning	MWh	-57274	-57274	-57274	-57274	-57274	-57274	-57274	-57274	-57274	-57274	-57274	-57274	-57274	-57274	-57274	-57274	-57274	-57274	-57274	-57274	-57274	-57274	-57274	-57274	-57274	-57274	-57274	
56	Distribution+stik	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
57	Fjv. units++	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
58																														
59	Sum incl fjernvarmenet	MWh	6749599	273176	383177	396124	409072	460805	485517	485517	485517	485517	485517	485517	485517	485517	485517	485517	485517	485517	485517	485517	485517	485517	485517	485517	485517	485517	485517	
60	Sum produktion	MWh	330450	440451	453398	466345	518078	542790	542790	542790	542790	542790	542790	542790	542790	542790	542790	542790	542790	542790	542790	542790	542790	542790	542790	542790	542790	542790	542790	
61	Individuelle anlæg	MWh	28331	135758	148403	161047	211569	235703	235703	235703	235703	235703	235703	235703	235703	235703	235703	235703	235703	235703	235703	235703	235703	235703	235703	235703	235703	235703	235703	

	A	B	C	D	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	Z	AA	AB	AC	AD	AE	AF	AG	AH	AK
1	Horsens og Dagnæs Bækkelund			C:\projects\1100013042 HKV røggaskondensering\horsens - TIHL Høringssvar\20150821\KVP_RAM HV DBV RAMPBULL rap+længder+pris+vg gas+cirk+VP+601+3olieerstatning NBL K																			
2	Inddataark 1			Version 8,6 KVP_RAM																			
3	PF Horsens by			Bilag 1.3 Varmegrundlag ALTERNATIV																			
4	ALT4 PF_revideret BBR_scrap+længder+pris+vg gas+cirk+VP NBL KS - gaspris mix - Horsens 30+30 MW bio centralt																						
5	Projektnr. 1100013042																						
6	Varmeproduktion			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2040	
36	GAS	MWh		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	OLIE	MWh		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	EL	MWh		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	BIO	MWh		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	VP	MWh		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Olie-VP	MWh		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
42	Olie-træpiller	MWh		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
43	Olie-naturgas	MWh		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
44	Gas OIS-data	MWh		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
45	Flis2	MWh		0	0	0	0	0	47972	64917	64917	64917	64917	64917	64917	64917	64917	64917	64917	64917	64917	64917	64917
46	Flis1	MWh		0	26460	134238	142720	149804	164925	171590	171590	171590	171590	171590	171590	171590	171590	171590	171590	171590	171590	171590	171590
47	HKV affald røggaskondensering	MWh		31991	34212	37847	38459	38812	39086	39196	39196	39196	39196	39196	39196	39196	39196	39196	39196	39196	39196	39196	39196
48	HKV NG CC	MWh		69724	69724	69724	69724	69724	69724	69724	69724	69724	69724	69724	69724	69724	69724	69724	69724	69724	69724	69724	69724
49	HV+DBV NG kedel	MWh		6637	7460	10000	13197	17370	7783	7494	7494	7494	7494	7494	7494	7494	7494	7494	7494	7494	7494	7494	7494
50	HKV Affald	MWh		193088	197602	211579	212733	214569	219035	221268	221268	221268	221268	221268	221268	221268	221268	221268	221268	221268	221268	221268	221268
51	HKV Biomasse dampkedel	MWh		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
55	Forsyningsledning	MWh		-57274	-58877	-58877	-58877	-58877	-58877	-58877	-58877	-58877	-58877	-58877	-58877	-58877	-58877	-58877	-58877	-58877	-58877	-58877	-58877
56	Distribution+stik	MWh		0	-3405	-21334	-21832	-22330	-28844	-29795	-29795	-29795	-29795	-29795	-29795	-29795	-29795	-29795	-29795	-29795	-29795	-29795	-29795
57	Fjv. units++	MWh		0	29010	139011	151958	164906	216639	241351	241351	241351	241351	241351	241351	241351	241351	241351	241351	241351	241351	241351	241351
58																							
59	Sum incl fjernvarmenet	MWh	6749599	244166	273176	383177	396124	409072	460805	485517	485517	485517	485517	485517	485517	485517	485517	485517	485517	485517	485517	485517	485517
60	Sum produktion	MWh		301440	335458	463388	476833	490279	548526	574189	574189	574189	574189	574189	574189	574189	574189	574189	574189	574189	574189	574189	574189

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z	AA	AB	AC	AD	AE	AF					
1	Horsens og Dagnæs Bækkelund			C:\projects\1100013042 HKV røggaskondensering\horsens - TIHL Høringssvar\20150821\KVP_RAM HV DBV ALT4_revideret BBR_scrap+længder+pris+vg gas+cirk+VP+NBL KS.xlsx																																	
2	Inddataark 2			Version 8,6 KVP_RAM																																	
3	PF Horsens by			Bilag 1.4 Økonomiske forudsætninger																																	
4	ALT4 PF_revideret BBR_scrap+længder+pris+vg gas+cirk+VP NBL KS - gaspris mix - Horsens 30+30 MW bio centralt																																				
5	Projektnr.			1100013042																																	
6	Samfunds- og selskabsøkonomi i faste 2015-priser																																				
7	Forudsætninger																																				
8	Samfundsøkonomi																																				
9	Kalkulationsrente		4%																																		
10	Forvridningsfaktor		-20%	anlæg	GAS	OLIE	EL	BIO	VP	Olie-VP	Olie-træpiller	Olie-naturgas	Gas OIS-data	Flis2	Flis1	HKV afraid røggaskondensering	HKV NG CC	HV+DBY NG kedel	HKV Alfald	HKV Biomasse dampkedel	Biomasse nyt kvv 30 MW	Biomasse nyt kvv 30 MW	Bypass biokedel	Forsyningsledning	Distribution+stik	Fly. units++											
11	Nettoafgiftsfaktor		17%	anlæg nr.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22											
12	Levetid investering		20		15	18	18	18	18	18	18	15	15	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	40	40	30											
13	0: Uvægtet/1:vægtet elsalgspris		0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0										
14	Selskabsøkonomi																																				
15	Realrenter																																				
16	Kalkulationsrente (nuværdiberegning)		3,00%																																		
17	Byggerente		0,00%																																		
18	Lånebetingelser																																				
19	Nominel rente	0,00%	3,00%	anlæg nr.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22											
20	Låns løbetid		20		3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%										
21	Låns løbetid		20		20	20	20	20	20	10	10	20	20	20	20	20	20	20	20	20	6	20	20	20	20	20	20										
22	Låns type (0: annuitetslån, 1: serielån)		0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0										
23	For serielån: rente af årets afskrivning (50% svarer til løbende betaling i året)		100%		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%										
24	Generelle forudsætninger																																				
25	Prisniveau - beregning		2015	prisfaktor udskrift/beregning																																	
26	Prisniveau - udskrift		2015	1																																	
27	Prisstigningsfaktor Ens tabel værdier -> 2015		1,0162	fra ENSinput																																	
28				Valg i combo box																																	
29	Prisgrundlag (Ens maj 2009/Ens april 2010/Ens april 2011)		Ens dec 2014	6																																	
30	Prisgrundlag (0/1/2, for Ens maj 2009/Ens april 2010/Ens april 2011)			5 Viser om der på hentes data på sheet: "ENSinput" fra "09tabel", "10tabel" eller "11tabel" - tilsvarende på sheet: "Emissionskoef"																																	
31																																					
32	Startår nutidværdiberegninger		2017																																		
33	Slutår nutidværdiberegninger		2036																																		
34																																					
35	År for visning detaljer i varmepris		2018																																		
36				Valg i combo box																																	
37	NOx afgift beregning for KVV anlæg		brændsel total (el og varme)	2																																	
38	NOx afgift beregning for KVV anlæg (0/1/2), 0:for brændsel energifgift (120%		1	NOx 1																																	
39	NOx afgift (0/1), 0: ca. 5 kr./ton, 1: ca. 25 kr./ton jævnfør finanslov 2012		1																																		
40	Miljøomkostninger SO2/SO4, NOx og PM2,5 (0/1), 0: land, 1:by		0																																		
41	Samfundsøkonomi: CO2 for substitueret el, 0:medtages ikke, 1: medtages		0																																		
42	Forsyningsikkerhedsafgift, 0:medtages ikke, 1: medtages		0																																		
43	Nye GWP faktorer (global warming potential)		1																																		
44	Afgifter medtages på sheet "selskab"		1																																		
45	Prisgrundlag Energistyrelsen (valgt i combo box C26)		Ens dec 2014																																		
46	Tabel sheetnavn Energistyrelsen (valgt via combo box C26)		14tabel																																		
47	Nuværdiberegninger er fra 2017 til 2036																																				
48	Gratis CO2 kvoter medtages		0																																		
49	Energistyrelsens forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser		Kalkulationsrente	Tabelsheet Bemærkning																																	
50	Ens maj 2009		6%	09tabel																																	
51	Ens april 2010		6%	10tabel																																	
52	Ens april 2011		5%	11tabel																																	
53	Ens sep 2012		5%	12tabel																																	
54	Ens juni 2013		4%	12tabel																																	
55	Ens dec 2014		4%	14tabel																																	
56	NOx afgift beregning for KVV anlæg		NOx kort NOx beskrivelse																																		
57			NOx 0 brændsel energifgift (120%)																																		
58			NOx 1 brændsel total (el og varme)																																		
59			NOx 2 brændsel varme																																		

Anlaeginput

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z	AA	AB	AC	AD	AE	AK	AL	AM	AN	AO	AP		
110	Olie-træpiller		2015	7						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
111	Olie-naturgas		2015	8						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
112	Gas OIS-data		2015	9						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
113	Fis2		2015	10						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
114	Fis1		2015	11						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
115	HKV affald røggaskondensering		2015	12						0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	
116	HKV NG CC		2015	13						4,24	3,42	3,27	3,89	2,79	4,13	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05	
117	HV+DBV NG kedel		2015	14						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
118	HKV Affald		2015	15						16,97	13,68	13,09	15,58	11,17	16,53	20,21	20,21	20,21	20,21	20,21	20,21	20,21	20,21	20,21	20,21	20,21	20,21	20,21	20,21	20,21	20,21	20,21	20,21	20,21	20,21	20,21	20,21	20,21	
119	HKV Biomasse dampkedel		2015	16						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
120	Biomasse nyt kvv 30 MW		2015	17						4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	
121	Biomasse nyt kvv 30 MW		2015	18						4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	4,38	
122	Bypass biokedel		2015	19						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
123	Forsyningsledning		2015	20						0,00	0,00	0,00	0,00	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20		
124	Distribution+stik		2015	21						0,00	0,00	0,00	0,00	0,44	2,71	2,79	2,87	3,71	3,86	3,86	3,86	3,86	3,86	3,86	3,86	3,86	3,86	3,86	3,86	3,86	3,86	3,86	3,86	3,86	3,86	3,86	3,86		
125	Frv. units++		2015	22						0,00	0,00	0,00	0,00	-2,86	-10,83	-1,27	-1,27	-5,09	-2,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			

mio. kr/MWh kr./MWh
 0,8% 0,00 0 400
 0,8%

Anlaeginput

Table with columns A-AP representing years and energy types. Rows include 'D&V - variabel' (2015 values for various energy sources), 'Investeringer' (2008-2040 values), 'Eksisterende årlige kapitalomkostninger' (2015 values), and 'Varmepriser (excl. varmeafgift på affaldsanlæg)' (2015 values for various energy carriers).

Table with columns A-AC and rows 1-101. Includes data for 'Horsens og Dagnæs Bækkelund', 'Inddataark 3', 'PF Horsens by', and 'Reference'. Features a grid with values for 'Anlæg' (e.g., GAS, OLIE, EL, BIO, VP, Olie-VP, Olie-træpilller, Olie-natargas, Gas OIS-data, Flis2, Flis1, HKV affald, HKV NG CC, HV+DBV NG kedel, HKV Affald, HKV Biomasse dampkedel, Biomasse nyt kvv 30 MW, Bypass biokedel, Forsyningsledning, Distribution+stik, Fjv. units++) across years 2008-2040 and 'Totalvirkningsgrader' (95.0% to 100.0%).



Anlaeginput

Table with columns A-AO and rows 102-204. It contains financial data for various energy and infrastructure projects from 2008 to 2040. Key sections include 'D&V - fast i mio. kr.', 'D&V - variabel', 'Investeringer', and 'Eksisterende årlige kapitalomkostninger'.

	A	B	C	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z	AA	AB	AC	AD	AE	AF	AG	AH	AI	AJ	AK										
88																																						
89																																						
90																																						
91																																						
92																																						
93																																						
94																																						
95					2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030																			
96	Kul	kul	Ens dec 20		21,7	22,5	23,4	24,4	25,6	25,8	26,0	26,1	26,2	26,3	26,4	26,5	26,6	26,6																				
97	Halm stort anlæg	halm	Ens dec 20		43,7	44,3	44,8	45,3	45,9	46,3	46,7	47,2	47,6	48,0	48,5	48,9	49,4	49,8	50,3																			
98	Træflis kvv	flis	Ens dec 20		51,1	51,7	52,3	53,0	53,6	54,1	54,6	55,1	55,6	56,1	56,6	57,1	57,7	58,2	58,7																			
99	Træpiller vv	træpiller	Ens dec 20		73,3	73,8	74,3	74,8	75,3	75,5	75,8	76,1	76,4	76,6	77,0	77,3	77,7	78,0	78,3																			
100	Gasolie vv	gasolie	Ens dec 20		133,3	135,8	140,3	146,0	152,9	153,6	154,4	155,0	155,6	156,2	157,5	158,7	159,7	160,7	161,7																			
101	Naturgas GT	Naturgas	Ens dec 20		71,6	71,2	71,7	72,5	73,2	73,4	73,5	73,7	73,8	73,8	74,3	74,8	75,1	75,4	75,8																			
102																																						
103					2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033																
104	ENS Nordpool	Nord Pool - uvægtet	Ens dec 20		276	327	339	334	337	361	386	410	435	459	484	509	533	558	582	582	582																	
106																																						
107																																						
108																																						
109																																						
110																																						
111																																						
112																																						
113																																						
114																																						
115																																						
116																																						
117																																						
118																																						
119																																						
120																																						
121																																						
122																																						
123																																						
124					2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030																			
125					62	67	72	76	80	86	90	95	99	103	118	134	162	190	216																			
126																																						
127																																						
128																																						
129																																						
130																																						
131																																						
132																																						
133																																						
134																																						
135																																						
136																																						
137																																						
138																																						
139																																						
140																																						
141																																						
142																																						
143																																						
144																																						
145																																						
146																																						

Reference

Selskabsøkonomiske produktionsomkostninger

ALT4 PF_revideret BBR_scrap+længder+pris+vg gas+cirk+VP NBL KS - gaspris mix - Horsens 30+30 MW bio centralt

PF Horsens by

	Enhed	2018
Kapitalomkostninger	mio. kr.	27,38
Køb af brændsel	mio. kr.	86,54
Salg af el	mio. kr.	-40,95
Tilskud el (15 øre/kWh)	mio. kr.	0,00
Afgifter	mio. kr.	68,06
Brændsel ½ KVV fordel	mio. kr.	0,00
CO2 kvote omkostninger	mio. kr.	0,00
D&V variabel	mio. kr.	14,53
D&V fast	mio. kr.	20,97
Øvrige omkostninger	mio. kr.	0,00
I alt	mio. kr.	176,53

Delresultater

		Produktionsanlæg																				CO2gratis
		01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19		
		Sum anlæg	Anlæg 1	Anlæg 2	Anlæg 3	Anlæg 4	Anlæg 5	Anlæg 6	Anlæg 7	Anlæg 8	Anlæg 9	Anlæg 10	Anlæg 11	Anlæg 12	Anlæg 13	Anlæg 14	Anlæg 15	Anlæg 16	Anlæg 17	Anlæg 18	Anlæg 19	
		GAS	OLIE	EL	BIO	VP	Olie-VP	Olie-træpil	Olie-naturg	Gas	OIS-d	Flis2	Flis1	HKV affald	HKV NG	CHV+DBV	NHKV Affald	HKV Biom	Biomasse	Biomasse	Bypass biokedel	
		2018	2018	2018	2018	2018	2018	2018	2018	2018	2018	2018	2018	2018	2018	2018	2018	2018	2018	2018	2018	
Kapitalomkostninger	mio. kr.	27,38	5,43	0,00	0,00	0,14	0,14	0,19	0,11	0,08	0,16	0,00	0,00	2,11	2,97	0,00	16,06	0,00	0,00	0,00	0,00	
Køb af brændsel	mio. kr.	86,54	36,83	6,31	1,08	1,06	0,38	0,06	0,17	0,23	1,05	0,00	0,00	0,00	37,56	1,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Salg af el	mio. kr.	-40,95	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-22,78	0,00	-18,17	0,00	0,00	0,00	0,00	
Afgifter	mio. kr.	68,06	30,93	2,89	0,74	0,02	0,28	0,05	0,00	0,19	0,85	0,00	0,00	2,33	13,96	1,72	14,09	0,00	0,00	0,00	0,00	
Brændsel ½ KVV fordel	mio. kr.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
CO2 kvote omkostninger	mio. kr.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
D&V variabel	mio. kr.	13,85	10,26	0,86	0,00	0,20	0,21	0,02	0,03	0,06	0,52	0,00	0,00	0,34	1,25	0,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
D&V fast	mio. kr.	20,97	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,30	4,13	0,00	16,53	0,00	0,00	0,00	0,00	
Øvrige omkostninger	mio. kr.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
I alt	mio. kr.	175,84	83,45	10,06	1,83	1,42	1,01	0,32	0,32	0,55	2,58	0,00	0,00	5,08	37,09	3,60	28,53	0,00	0,00	0,00	0,00	

Ledningsnet

		Sum fjv	t1	d1	fjv
		2018	Forsynings	Distribution+	Fjv. units++
		2018	2018	2018	2018
Kapitalomkostninger	mio. kr.	0,00	0,00	0,00	0,00
Køb af brændsel	mio. kr.	0,00	0,00	0,00	0,00
Salg af el	mio. kr.	0,00	0,00	0,00	0,00
Afgifter	mio. kr.	0,00	0,00	0,00	0,00
Brændsel ½ KVV fordel	mio. kr.	0,00	0,00	0,00	0,00
CO2 kvote omkostninger	mio. kr.	0,00	0,00	0,00	0,00
D&V variabel	mio. kr.	0,69	0,69	0,00	0,00
D&V fast	mio. kr.	0,00	0,00	0,00	0,00
Øvrige omkostninger	mio. kr.	0,00	0,00	0,00	0,00
I alt	mio. kr.	0,69	0,69	0,00	0,00

Diff: Ref-Alt

Selskabsøkonomiske produktionsomkostninger

	Enhed	2018
Kapitalomkostninger	mio. kr.	-34,3
Køb af brændsel	mio. kr.	24,1
Salg af el	mio. kr.	1,8
Tilskud el (15 øre/kWh)	mio. kr.	0,0
Afgifter	mio. kr.	32,4
Brændsel ½ KVV fordel	mio. kr.	0,0
CO2 kvote omkostninger	mio. kr.	0,0
D&V variabel	mio. kr.	5,7
D&V fast	mio. kr.	7,9
Øvrige omkostninger	mio. kr.	0,0
I alt	mio. kr.	37,6

Delresultater

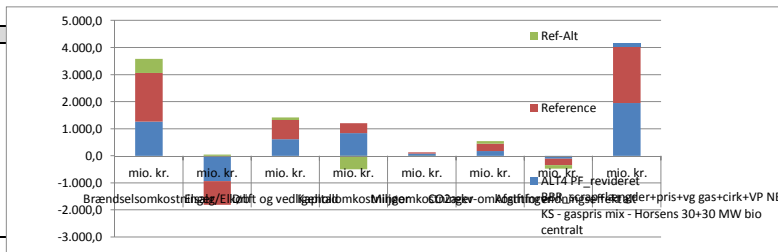
		01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
		Anlæg 1	Anlæg 2	Anlæg 3	Anlæg 4	Anlæg 5	Anlæg 6	Anlæg 7	Anlæg 8	Anlæg 9	Anlæg 10	Anlæg 11	Anlæg 12	Anlæg 13	Anlæg 14	Anlæg 15	Anlæg 16	Anlæg 17	Anlæg 18	Anlæg 19
		Hammel	Hammel	Hammel	Hinnerup	Hinnerup	Hinnerup	Jepsen	Donbæk	Donbæk	Rosa Ga	Lading F	Gjern træ	Hammel	Hammel	Nutidsvær	Nutidsvær	Nutidsvær	Nutidsvær	Nutidsvær
	Enhed	2018	2018	2018	2018	2018	2018	2018	2018	2018	2018	2018	2018	2018	2018	2018	2018	2018	2018	2018
Kapitalomkostninger	mio. kr.	-1,12	5,4	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,2	0,0	-7,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Køb af brændsel	mio. kr.	24,06	36,8	6,3	1,1	1,1	0,4	0,1	0,2	0,2	1,0	0,0	-22,5	0,0	0,0	-0,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Salg af el	mio. kr.	1,80	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0
Tilskud el (15 øre/kWh)	mio. kr.	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Afgifter	mio. kr.	32,39	30,9	2,9	0,7	0,0	0,3	0,0	0,0	0,2	0,9	0,0	-1,1	-0,4	0,0	-0,6	-1,4	0,0	0,0	0,0
Brændsel ½ KVV fordel	mio. kr.	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CO2 kvote omkostninger	mio. kr.	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
D&V variabel	mio. kr.	6,68	10,3	0,9	0,0	0,2	0,0	0,0	0,1	0,5	0,0	-5,4	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
D&V fast	mio. kr.	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Øvrige omkostninger	mio. kr.	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
I alt	mio. kr.	63,80	83,5	10,1	1,8	1,4	1,0	0,3	0,3	0,6	2,6	0,0	-36,4	-0,5	0,0	-1,3	0,4	0,0	0,0	0,0

		t1	d1	fjv
		Forsynings	Distribution+	Fjv. units++
	Enhed	2018	2018	2018
Kapitalomkostninger	mio. kr.	-33,14	-1,67	-22,70
Køb af brændsel	mio. kr.	0,00	0,00	0,00
Salg af el	mio. kr.	0,00	0,00	0,00
Tilskud el (15 øre/kWh)	mio. kr.	0,00	0,00	0,00
Afgifter	mio. kr.	0,00	0,00	0,00
Brændsel ½ KVV fordel	mio. kr.	0,00	0,00	0,00
CO2 kvote omkostninger	mio. kr.	0,00	0,00	0,00
D&V variabel	mio. kr.	-1,02	-0,02	0,00
D&V fast	mio. kr.	7,92	-0,20	-2,71
Øvrige omkostninger	mio. kr.	0,00	0,00	0,00
I alt	mio. kr.	-26,24	-1,89	-25,41

Samfundsøkonomi



Samlet samfundsøkonomi for scenariet			
Elpris kr./MWh	Enhed	ALT4 PF_re	Ref-Alt
		Samlet	Samlet
		Nutidsværdi	Nutidsværdi
	Brændselsomkostninger	1.265,8	530,3
377	Elsalg/Elkøb	-927,0	53,0
	Drift og vedligehold	613,2	100,2
	Kapitalomkostninger	848,5	-487,5
	Miljøomkostninger	80,9	-23,0
	CO ₂ ækv-omkostninger	182,6	90,8
	Afgiftforordningseffekt	-106,2	-130,6
	I alt	1.957,7	133,1



© projekt nr. 1100013042 HV røggaskondensering/horsens - TIHL Høringsvar/20150821/KVP_RAM HV DBV ALT4_revideret BBR_scrap+længder+pris+vg gas+cirk+VP+601+3oleierstatning NBL KS.xlsx Samfundsøkonomi

Delresultater

Alternativ

Produktionsanlæg	Enhed	Nutidsværdi	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	
			Sum anlæg	Anlæg 1	Anlæg 2	Anlæg 3	Anlæg 4	Anlæg 5	Anlæg 6	Anlæg 7	Anlæg 8	Anlæg 9	Anlæg 10	Anlæg 11	Anlæg 12	Anlæg 13	Anlæg 14	Anlæg 15
			CAS	OLIE	EL	BO	VP	Olje-VP	Olje-træpiller	Olje-naturgas	Gas OIS-data	Flis2	Flis1	HKV af/fald røggaskondensering	HKV NG CC	HV+DBV NG kedel	HKV Af/fald	
Brændselsomkostninger	1.265,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Elsalg/Elkøb	-927,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-486,3	0,0	-440,7	
Drift og vedligehold	545,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	29,8	99,1	11,4	96,6	1,5	307,2	
Varmepris	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Kapitalomkostninger	271,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	95,4	125,6	0,0	50,6	0,0	0,0	
Miljøomkostninger	80,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,9	23,1	0,0	2,9	0,6	47,4	
CO ₂ ækv-omkostninger	182,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	1,9	0,0	74,7	3,9	101,5	
Afgiftforordningseffekt	-106,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-1,0	-3,5	-8,7	-38,8	-5,5	-48,7	
I alt	1.313,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	264,1	682,1	2,7	359,6	38,1	-33,4	
	TJ	26,251	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,278	7,589	1,892	3,411	424	10,657	
	kr./GJ	50,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	116,0	89,9	1,4	105,4	89,7	-3,1	

Ledningsnet

Enhed	t1		d1	
	Sum fjv	Forsyningsledr	Distribution+st	Fjv. units++
Nutidsværdi	Nutidsværdi	Nutidsværdi	Nutidsværdi	
Brændselsomkostninger	0,0	0,0	0,0	0,0
Elsalg/Elkøb	0,0	0,0	0,0	0,0
Drift og vedligehold	67,6	14,5	54,1	-1,0
Varmepris	0,0	0,0	0,0	0,0
Kapitalomkostninger	576,8	21,8	367,8	197,3
Miljøomkostninger	0,0	0,0	0,0	0,0
CO ₂ ækv-omkostninger	0,0	0,0	0,0	0,0
Afgiftforordningseffekt	0,0	0,0	0,0	0,0
I alt	644,4	36,2	421,9	186,3

Reference

Samfundsøkonomi

Reference

PF Horsens by

Samlet samfundsøkonomi for scenariet

	Enhed	
Brændselsomkostninger	mio. kr.	1.796,1
Elsalg/Elkøb	mio. kr.	-874,1
Drift og vedligehold	mio. kr.	713,4
Kapitalomkostninger	mio. kr.	361,0
Miljøomkostninger	mio. kr.	57,8
CO2ækv-omkostninger	mio. kr.	273,4
Afgiftforordningseffekt	mio. kr.	-236,8
I alt	mio. kr.	2.090,8

Delresultater

		Produktionsanlæg															
		01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	
		Sum anlæg	Anlæg 1	Anlæg 2	Anlæg 3	Anlæg 4	Anlæg 5	Anlæg 6	Anlæg 7	Anlæg 8	Anlæg 9	Anlæg 10	Anlæg 11	Anlæg 12	Anlæg 13	Anlæg 14	Anlæg 15
		Enhed	Nutidsværdi	Nutidsværdi	Nutidsværdi	Nutidsværdi	Nutidsværdi	Nutidsværdi	Nutidsværdi	Nutidsværdi	Nutidsværdi	Nutidsværdi	Nutidsværdi	Nutidsværdi	Nutidsværdi	Nutidsværdi	Nutidsværdi
			GAS	OLIE	EL	BIO	VP	Olie-VP	Olie-træpiller	Olie-naturgas	Gas OIS-data	Flis2	Flis1	HKV affald røg	HKV NG CC	HV+DBV NG k	HKV Affald k
Brændselsomkostninger	mio. kr.	1.796,1	886,0	65,0	32,3	25,9	11,4	9,6	20,8	27,7	25,2	0,0	0,0	0,0	660,0	32,1	0,0
Elsalg/Elkøb	mio. kr.	-874,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-486,3	0,0	-387,7
Drift og vedligehold	mio. kr.	702,4	243,2	8,2	0,0	4,8	4,9	2,4	3,8	7,4	12,4	0,0	0,0	10,2	96,6	1,3	307,2
Kapitalomkostninger	mio. kr.	361,0	250,6	0,0	0,0	11,6	12,0	9,2	5,4	7,0	14,6	0,0	0,0	0,0	50,6	0,0	0,0
Miljøomkostninger	mio. kr.	57,8	9,7	0,7	0,4	0,6	0,2	0,1	0,5	0,3	0,2	0,0	0,0	0,0	2,9	0,5	41,8
CO2ækv-omkostninger	mio. kr.	273,4	95,6	2,7	0,9	0,0	0,4	0,3	0,0	3,5	2,6	0,0	0,0	0,0	74,7	3,6	89,0
Afgiftforordningseffekt	mio. kr.	-236,8	-125,9	-4,8	-3,0	-0,1	-1,1	-0,9	-0,1	-3,8	-3,5	0,0	0,0	-7,1	-38,8	-4,7	-43,0
I alt	mio. kr.	2.079,8	1.359,2	71,7	30,6	42,9	27,7	20,8	30,5	42,0	51,6	0,0	0,0	3,1	359,6	32,8	7,2
	TJ	24.886	8.627	281	140	164	166	131	131	261	237	0	0	1.558	3.411	362	9.416
	kr./GJ	83,6	157,5	255,2	219,1	261,1	167,5	159,3	233,3	160,7	217,6	0,0	0,0	2,0	105,4	90,6	0,8
		Ledningsnet															
		Sum fiv	t1	d1	fiv												
		Nutidsværdi	Forsyningsledr	Distribution+st	Fiv. units++												
		Enhed	Nutidsværdi	Nutidsværdi	Nutidsværdi												
Brændselsomkostninger	mio. kr.	0,0	0,0	0,0	0,0												
Elsalg/Elkøb	mio. kr.	0,0	0,0	0,0	0,0												
Drift og vedligehold	mio. kr.	10,9	10,9	0,0	0,0												
Kapitalomkostninger	mio. kr.	0,0	0,0	0,0	0,0												
Miljøomkostninger	mio. kr.	0,0	0,0	0,0	0,0												
CO2ækv-omkostninger	mio. kr.	0,0	0,0	0,0	0,0												
Afgiftforordningseffekt	mio. kr.	0,0	0,0	0,0	0,0												
I alt	mio. kr.	10,9	10,9	0,0	0,0												

Brugerøkonomi				
Forudsætninger				
	P: Parcelhuse	P: Parcelhuse	P: Parcelhuse	
Opvarmet areal	130	130	130 m2	
Lån				
Periode	20	20	20	
Rente	3%	3%	3%	
Alle priser er inklusive moms				
Reference og alternativ	ref	alt		
	Naturgas v	VP Fjernvarme		
Varmebehov	18,1	18,1	18,1 MWh	
Varmebetaling				
Varmevirkningsgrad	97%	330%		
Brændselsbehov	18,7	5		
Brændselspris/Varmepris	776	1111	490 kr/MWh	
Brændselsomkostning	800	337	490 kr/MWh	
Brændsel-/Varmebetaling	14.919	6.094	8.869 kr/år	
Afgift	0	0	0 kr/år	
Fast bidrag			3.006 kr/år	
Abonnement/Målerleje	150		625 kr/år	
Drift og vedligehold	1.563	3.839	163 kr/år	
Samlet excl. investering	16.631	9.933	12.663 kr/år	3.968 kr/år
Investering i varmeunit	37.500	126.310	21.875 kr	
Stikledning			11.250 kr	
Tilkoblingsbidrag			4.500 kr	
Installationsbidrag			7.925 kr	2.251 kr/år
Rabat			-20.000 kr	
Sum investering	37.500	126.310	25.550	
Årlig annuitet	2.521	8.490	1.717 kr/år	
Samlet varmeregning	19.152	18.423	14.381 kr/år	4.771 kr/år

Horsens Kommune
Att: Peter Didriksen

Sendt på e-mail til pedi@horsens.dk

DONG Gas Distribution A/S
Teknikerbyen 25
2830 Virum
Danmark

Tlf. +45 99 55 11 11
Fax +45 99 55 00 01

www.dongenergy-distribution.dk
CVR-nr. 27 21 04 06

Hørings svar til Rambøll's svar af 24. august 2015 vedr. projektforlag for Fjernvarmeforsyning af resten af Horsens By Området

8. september 2015

DONG Gas Distribution A/S (DGD) har den 24. august 2015 modtaget ovennævnte svar i høring. Svaret er udarbejdet af Rambøll for Horsens Fjernvarme.

Jeres ref. pedi
Vores ref. krnie

krnie@dongenergy.dk
Tlf. 99555787

Generelt mener Rambøll, at en besvarelse af DGD's bemærkninger forudsætter grundige detailanalyser og dermed nærmer sig en detailprojektering og således ligger langt ud over det normale indhold i et projektforlag.

Her til bemærker DGD, at der bør være særdeles gode argumenter for at fravige de registreringer, DGD har af længderne i det nuværende gasnet i området, og DGD's afregningsdata – særligt når projektforlagets forudsætninger afviger så markant fra de faktiske forhold, som er dokumenteret af DGD's faktiske data.

DGD henviser i denne forbindelse til Energiklagenævnets (EKN) afgørelse af 5. maj 2015 (J.nr. 1021-14-45-57), som tog stilling til, hvilke data der skulle inddrages i beregningen af de samfundsmæssige konsekvenser af et projektforlag. Afgørelsen refererer Energistyrelsens (ENS) vejledende udtalelse af 8. april 2015, hvoraf det bl.a. fremgår, at de data, som bedst afspejler de lokale forhold, bør anvendes. EKN lagde i sagen vægt på, at der forelå konkrete, pålidelige og faktiske oplysninger, som burde inddrages i projektforlaget, og ophævede kommunens afgørelse.

Der foreligger ikke i projektforlaget for resten af Horsens By Området valide begrundelser for at afvige fra de faktiske data omkring ledningslængder og afregningsdata, som DGD har fremlagt.

På baggrund af EKNs afgørelse af 5. maj 2015 vurderer DGD, at DGDs registrering af længden af det nuværende gasnet samt DGDs afregningsdata som udtryk for energiforbruget skal danne udgangspunkt for beregningen af de samfundsmæssige konsekvenser af det nærværende projektforlag. Se nærmere herom i punkt 1, 2 og 4.

Samtidig bemærkes, at Rambøll har foretaget udokumenterede ændringer af basisforudsætninger vedrørende ledningspriser og levetider på gaskedler.

I Rambølls høringssvar kommenteres på DGD's bemærkninger vedrørende:

- 1) Omkostninger til anlæggelse af fjernvarmenet.
- 2) Øgede omkostninger til distribution af grøn gas (bionaturgas) ved etablering af fjernvarmeforsyning.
- 3) Omkostninger ved opretholdelse af nuværende naturgasforsyning (referencen).
- 4) Investering i flisværk.
- 5) Varmepris.

DGDs kommentarer til de fem punkter følger nedenfor efter punkt 1, som redegør nærmere for EKNs afgørelse af 5. maj 2015.

1. EKNs afgørelse af 5. maj 2015¹

EKN tog i afgørelsen stilling til DGDs klage over Næstved Kommunes afgørelse af 2. juli 2014 om godkendelse af projektforslag til etablering af biomasseværk og konvertering til fjernvarme. Afgørelsen omhandler bl.a. hvilke data, som skal ligge til grund for vurderingen af samfundsøkonomien i projektet, jf. kravene vedr. samfundsøkonomi i bekendtgørelsen om godkendelse af projekter for kollektive varmeforsyningsanlæg (Projektbekendtgørelsen, nu nr. 566 af 2. juni 2014).

EKN omtaler ENS' vejledende udtalelse af 8. april 2015 (s. 10-11). Den vejledende udtalelse er vedlagt som Bilag 1. I udtalelsen forholder ENS sig konkret til, om naturgasdistributionsselskabernes aldersregistreringer af gaskedler skal lægges til grund for opgørelsen af reinvesteringer i den samfundsøkonomiske reference, men udtalelsen indeholder generelle principper, som også er relevante for andre data end aldersregistreringer af kedler.

ENS lægger vægt på, at beregningen af de samfundsmæssige konsekvenser af et projektforslag i videst muligt omfang bør afspejle de reelle forhold ved gennemførelsen af et projektforslag. ENS vurderer, at der ved den samfundsøkonomiske vurdering skal tages udgangspunkt i ENS' samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger, vejledning i samfundsøkonomiske analyser og teknologikataloget, medmindre det kan dokumenteres, at andre data skal anvendes. Andre data end dem, som følger af beregningsforudsætningerne/vejledningen/teknologikataloget, kan lægges til grund for den samfundsøkonomiske vurdering, hvis det kan dokumenteres, at de lokale forhold afviger fra de data, der anvendes i det vejledende materiale.

¹ Link til afgørelsen: http://www.ekn.dk/sites/ekn.dk/files/afgoerelse_j.nr._.1021-14-45.pdf

ENS vurderer på baggrund af udmeldinger fra Sikkerhedsstyrelsen, at naturgasdistributionsselskabernes aldersregister indeholder bedre informationer end de fleste andre tilgængelige data. Derfor vil anvendelse af andre data være i strid med formålet med kravet om en samfundsøkonomisk vurdering af projekter, medmindre det kan dokumenteres, at disse andre data er bedre og giver et mere akkurat, komplet eller aktuelt billede af de lokale forhold.

I begrundelsen for sin afgørelse (s. 14) henviser EKN til, at projektforslaget samlet set skal godtgøre, at projektet samfundsøkonomisk er det mest fordelagtige projekt (§ 24, stk. 1, i den dagældende og § 26, stk. 2, i den gældende Projektbekendtgørelse). Mht. tidspunktet for udskiftning af gaskedler i referencen henviser EKN til ENS' vejledende udtalelse og skriver (s. 15):

"Energistyrelsen udtaler, at der i projektforslag skal anvendes beregningsforudsætninger, som i videst muligt omfang bør afspejle de reelle forhold ved gennemførelsen af et projektforslag. Der skal tages udgangspunkt i Energistyrelsens beregningsforudsætninger, medmindre det kan dokumenteres, at andre data bør anvendes. Energiklagenævnet er enig i, at der kan tages udgangspunkt i almindeligt anerkendte beregningsforudsætninger, og at kommunalbestyrelsen, såfremt disse skal fraviges i større eller mindre grad, kan udøve et skøn ved vurderingen af sådanne forudsætninger og de foreliggende oplysninger om de reelle forhold i projektområderne. I denne sag foreligger imidlertid konkrete, pålidelige og faktiske oplysninger om alderen på naturgaskedlerne i områderne, som bør inddrages i projektforslaget."

I den konkrete sag vurderede EKN altså, at der forelå konkrete, pålidelige og faktiske oplysninger om naturgaskedler i områderne, som skulle inddrages i projektforslaget (dvs. DGDs registreringer). EKN fandt også, at der var anvendt en for høj gennemsnitspris for omkostningerne til reinvesteringer i gaskedler i projektforslaget, og at forudsætningen dermed ikke var retvisende. Mht. gaskedlernes levetid fandt EKN ikke grundlag for at tilsidesætte forudsætningen i projektforslaget. Samlet vurderede EKN, at ændringen af de nævnte forudsætninger ville føre til, at projektforslaget ikke kunne anses for det samfundsøkonomisk mest fordelagtige projekt. Godkendelsen af projektforslaget kunne derfor ikke tiltrædes, og EKN ophævede kommunens afgørelse.

I det konkrete projektforslag i Horsens indebærer det, at DGD's data om ledningslængder og energiforbrug skal danne grundlag for beregninger.

2. Omkostninger til anlæggelse af fjernvarmenet

Rambøll opjusterer længden af gadenettet fra 160 km til 205 km, da de erkender, at ledningslængderne i industriområderne har været i underkanten. Rambøll forudsætter stadig et gadenet, der er væsentligt kortere end DGD's faktiske gadenet i området på 246 km.

DGD's gadenet forsyner færre kunder end fjernvarmeprojektet og må derfor forventes at have en mindre udstrækning. Derudover er DGD's opgørelse uden indregning af ledninger til forbindelse af de nye forsyningsområder med varmeproduktionen i Horsens. Der vil være behov for nye fjernvarmeledninger til områderne Hatting, Egebjerg, Stensballe, Gedved og Lund, jf. projektforslaget s. 15 og 16.

Vores ref. krnie

En forsyning af de nye områder kan således ikke gennemføres med et forsyningsnet, der er kortere end DGD's nuværende gasnet i områderne. Tværtimod bør det forudsættes, at et nyt forsyningsnet med en højere markedsandel og det nødvendige transmissionsnet vil være endnu længere. Et sådant fjernvarmenet skal lægges i alle veje i områderne og skal forbinde alle områderne med biomassekedlerne i Horsens. Det nuværende gasnet i områderne dækker ikke alle kunder og er kun opgjort internt i de nye områder.

Kommunen skal derfor sikre en gennemregning af projektforslaget med et forsyningsnet, der har en større udstrækning end det nuværende gasnet i de omfattede områder.

Rambøll støtter sig på et argument om, at fjernvarmen udlægges mere rationelt end den historiske udlægning af gasnettet.

Rambøll skriver:

"Længde af gade- og stikledninger for gas og for fjernvarme kan ikke umiddelbart sammenlignes, da fjernvarme har meget fokus på minimering af gade- stikledningslængder for at mindske anlægsudgift, varmetab og pumpeeffekt. Da gasnettet blev udlagt i 80'erne var der ikke denne fokus på minimering af ledningslængder, hvorfor det ofte ses, at ledninger til gas ligger anderledes end fjernvarmeledninger vil blive lagt."

Dette er imidlertid ikke korrekt. Det er DGD's politik altid at anlægge det kortest mulige net. Og det var også politikken hos det daværende Naturgas Syd. Vi har i dag medarbejdere, der deltog i projekteringen af distributionsnettet i 1980'erne, som beretter, at de også i 1980'erne anlagde det kortest mulige gasnet. I tilfælde hvor områder under byggemodning skulle gasforsynes er der anlagt et fuldt gadenet (uden stikledninger), da det har været billigst at anlægge gasnettet inden der blev asfalteret og lagt fortove. I andre områder hvor gasnettet er ført frem til eksisterende boliger er udlægningen stoppet hos den sidste kunde og der er sket forlængelser i takt med, at kunder er konverteret til gas. Det betyder, at der vil være veje, hvor gadenettet ikke er lagt ud i hele vejens forløb. Fjernvarmeprojektet forudsætter imidlertid en større kundemasse end DGD har i dag og det må derfor forudsættes, at der skal graves fjernvarmeledninger ned i alle vejes fulde længde.

Gadeledninger er altid anlagt så korte som muligt fortrinsvis i offentligt areal, hvorved man undgår tinglysning, som kræves over privat grund. Derved undgår

vi også at genere private lodsejere ved anlæggelsen af gasdistributionsnettet og det er i en drifts- og vedligeholdelsessituation lettere at få adgang til de nedgravede ledninger i et vejareal end på tværs af private parceller. Dette kan indebære, at selskabet i nogle tilfælde ikke har fulgt en fugleflugt. Vi går dog ud fra, at fjernvarmenet anlægges efter samme kriterier.

Vores ref. krnie

For så vidt angår stikledninger har selskabet altid gået den nærmeste vej efter aftale med kunden. En stikledning kan derfor gå til bagside af hus, f.eks. hvis bryggers er placeret her, og muligvis slå et sving forbi en garage eller andet, som kan hindre den lige vej. Længden af en stikledning kan derfor være længere end afstanden målt med en lineal på et kort fra vejkant til forkant af hus. Dette forhold gør sig også gældende for fjernvarme.

Rambøll anfører:

"I samarbejde med DONG er ledningsopmålingerne gennemgået område for område, og fjernvarmenettet korrigeres til 205 km."

DGD har udleveret vores opmålinger til Rambøll, og vores GIS-ekspert har haft en kort telefonsnak med Rambøll. DGD har ikke gennemgået ledningsopmålingerne område for område med Rambøll, og DGD har ikke accepteret Rambøll's opgørelse. DGD vil gerne igen tilbyde Rambøll et møde, hvor vi sammen vurderer ledningslængder.

DGD er gennem lovgivning pålagt at registrere selskabets gadeledninger og stikledninger med en præcision på en meter med henblik på at minimere skader på ledningsanlæg som følge af gravearbejde og for, at graveentreprenører kan tilrettelægge deres arbejde bedst muligt. DGD har derfor præcise registreringer af gasnettet, som der ikke er grundlag for at fravige i et projektforslag for fjernvarme. DGD's pligt til ledningsregistrering er yderligere beskrevet i Appendix 1.

Kommunen skal sikre, at projektforslaget baseres på de mest realistiske forudsætninger, jf. punkt 1 ovenfor. Projektforslaget bør baseres på DGD's opgørelse af 246 km gadenet og 21,9 meter stikledning pr. kunde, jf. gennemgangen ovenfor, herunder at:

- DGDs længder er baseret på de faktiske længder af det nuværende gasnet.
- De nuværende naturgasgade- og stikledninger er anlagt så korte som muligt.
- Det nuværende gasnet omfatter færre kunder end projektforslaget.
- Fjernvarmeprojektforslaget omfatter områderne Hatting, Egebjerg, Stensballe, Gedved og Lund, der ikke i dag er forbundet med fjernvarmetransmissionsrør fra Horsens Fjernvarme. Disse længder skal tillægges den opgjorte længde af DGD's gadenet.

Samlet set bør det forudsættes, at et nyt forsyningsnet med en højere markedsandel og det nødvendige transmissionsnet vil være længere end DGDs faktiske net.

Vores ref. krnie

DGD har ingen muligheder for at eftervise Rambøll's revision af priser for fjernvarmeledninger. Priskorrekturen har stor betydning for opgørelsen af samfundsøkonomien, og DGD foreslår derfor, at kommunen indhenter priser fra Horsens Fjernvarmes seneste fjernvarmeprojekter med henblik på at verificere de nye priser.

3. Øgede omkostninger til distribution af grøn gas (bionaturgas) ved etablering af fjernvarmeforsyning

Rambøll skriver, at det ikke er sædvanligt i projektforslag at medtage øgede omkostninger til distribution af bionaturgas. Det er korrekt, at det ikke har været normalt, da den type af omkostninger ikke tidligere har været forbundet med fjernvarmeprojekter, da der endnu ikke er ret mange biogasanlæg tilkøbt naturgasnettet.

Det er imidlertid en kendsgerning, at projektforslaget indebærer, at forbruget af gas distribueret gennem naturgasnettet i Horsens området fortrænges af fjernvarme. Det betyder selvfølgelig, at en stigende del af den lokalt producerede bionaturgas skal distribueres til andre områder med deraf følgende nye omkostninger til måling af brændværdidistrikter. Samfundets omkostninger til distribution af bionaturgas stiger som følge af projektforslaget, og det er derfor i overensstemmelse med den samfundsøkonomiske metode at belaste projektforslaget med disse omkostninger.

Det er muligt at anvende bionaturgassen i transportsektoren, som Rambøll foreslår. DGD arbejder for en sådan anvendelse og deltager gerne i drøftelse med Horsens Kommune herom. Markedet for aftag af bionaturgas til transport er endnu ikke opbygget, og DGD vurderer, at det er helt urealistisk, at der i de nærmeste år etableres et aftag til transport i Horsens området på 14 mio. m³ bionaturgas om året.

Øgede omkostninger til måling af brændværdidistrikter er begrundet i opstilling, drift og vedligehold af gaskromatografer som følge af, at biogasfronten presses længere væk fra Horsens, når gasforbruget i Horsens falder.

Den løbende reduktion af gasforbruget, som indgår i projektforslaget, medfører, at der i 2018 skal installeres gaskromatografer på MR-stationer ved Hedensted, Uldum og Løsning samt ske en mindre ombygning af MR-station ved Tørring for i alt 1,9 mio. kr. I 2021 skal der installeres gaskromatografer på MR-stationer ved Bredballe, St. Grundet, Hover og Jelling til en samlet investering på 2,3 mio. kr.

Gaskromatograferne forventes at kræve vedligehold på 178 t. kr. om året i perioden 2018-2020 og 416 t. kr. fra og med 2021. Der forudsættes en levetid

på 10 år for gaskromatograferne. Alt i alt giver det anledning til en meromkostning i gassystemet på 10,6 mio. kr. over den 20-årige planperiode, hvis den planlagte reduktion af gasforbruget i området bliver gennemført.

Vores ref. krnie

Tabel 1: Øgede omkostninger til måling af gaskvalitet

Kr.	Investering	Vedligehold	Scrapværdi	I alt inkl. nettoafgiftsfaktor
2017				-
2018	1.929.550	178.200		2.466.068
2019		178.200		208.494
2020		178.200		208.494
2021	2.306.400	415.800		3.184.974
2022		415.800		486.486
2023		415.800		486.486
2024		415.800		486.486
2025		415.800		486.486
2026		415.800		486.486
2027		415.800		486.486
2028	750.000	415.800		1.363.986
2029		415.800		486.486
2030		415.800		486.486
2031	1.000.000	415.800		1.656.486
2032		415.800		486.486
2033		415.800		486.486
2034		415.800		486.486
2035		415.800		486.486
2036		415.800	-650.000	-163.514
Nutidsværdi (rente på 4 pct.)				kr. 10.608.253

Omkostningen afhænger ikke af, hvad man bruger bionaturgassen til. Bionaturgassen blandes i naturgassystemet op med naturgassen og kan ikke skilles igen – ganske som det gør sig gældende med elektricitet fra vindmøller, der i elnettet ikke kan skelnes fra kulbaseret elproduktion. Omkostningen til måling af biogasfronten påvirkes alene af det lokale gasforbrug.

De øgede omkostninger til distribution af bionaturgas er baseret på en konkret analyse og vil ikke være til stede, hvis gasforbruget i Horsens opretholdes. Stort set al bionaturgassen i Horsens komprimeres i dag op på 40 bar nettet, og omkostningen til opkomprimering påvirkes derfor ikke i væsentlig grad af fjernvarmeprojektet. Andre fjernvarmeprojekter i nærhed af biogasanlæg kan medføre væsentligt øgede omkostninger også til opkomprimering – det er ikke tilfældet i Horsens.

4. Omkostninger ved opretholdelse af nuværende naturgasforsyning (referencen)

4.1. Gas- og olieforbrug / gasmålersteder og varmebehov

DGD afregner flere gaskunder i området end det antal gaskunder, som anvendes i projektforslaget og gaskunderne har et væsentligt lavere energiforbrug end Rambøll forudsætter.

Rambøll skriver:

"Man kan ikke ud fra konkret gasforbrug regne sig frem til varmebehovet i projektperioden for den konkrete bygning, da gasforbruget er stærkt afhængig

af den aktuelle situation (f.eks. familie med 3 teenagere vs enlig beboer), udetemperatur pågældende år samt eventuelt supplerende varmekilder.

Vores ref. krnie

Det giver derfor et mere retvisende varmebehov for projektperioden at se på bygningsmassen efter BBR og opgøre varmebehovet ud fra bygningernes type, alder, areal og anvendelse ved hjælp af nøgletal for varmebehov opgjort i Varmeplan Danmark. Energiklagenævnet har i afgørelse af 17. juni 2013 (j.nr. 1021-13-83-12) tilsvarende givet Odense Kommune medhold i, at det er retvisende at anvende oplysninger i BBR samt arealenhedstal for at opgøre varmebehovet.” (Hovedbilag s. 7)

DGD formoder, at Rambøll tænker på EKN's afgørelse af 17. juni 2013 med j.nr. 1021-13-46-21, der netop vedrører de nævnte forhold.

Ud fra DGD's afregnede gasmængder kan man opgøre det gasforbrug, som kunderne har, og som potentielt kan konverteres til fjernvarme. DGD's afregning er derfor et godt udgangspunkt for omkostningerne til naturgas i referencen og et langt bedre grundlag end de ældre nationale nøgletal fra Varmeplan Danmark, som blev udgivet i 2008 og ikke bygger på de lokale forhold.

Det er korrekt, at gasforbruget for en familie med teenagere normalt vil være større end forbruget hos en enlig beboer. Dette er imidlertid irrelevant, da der bor nøjagtig lige mange børnefamilier og enlige i området, uanset om man opgør omkostningerne til en fortsat naturgasforsyning (referencen) eller til en fjernvarmeforsyning (alternativet). Hvis en kunde har et lavt gasforbrug, må det også være dette forbrug, der indregnes i energiomkostningen i referencen (fortsat naturgasforsyning). Hvis Rambøll mener, at energiforbruget stiger, når kunden overgår til fjernvarme, bør Rambøll indregne et forhøjet energiforbrug i alternativet (fjernvarmeforsyning).

Varmekunder, der har efterisoleret deres bolig for at nedbringe gasregningen, fjerner næppe isoleringen igen, hvis de skifter til fjernvarme. Kunder, som har en brændeovn, vil også beholde deres brændeovn efter en konvertering til fjernvarme.

Det er korrekt, at de forbrugsoplysninger, som DGD har udleveret, ikke er graddagekorrigeret. Forbrugsoplysningerne er gasforbrug i de tre seneste afregningsår, da det er disse oplysninger, som DGD skal udlevere til Horsens Kommune til kommunens beregning af en eventuel kompensationsbetaling, jf. § 8 i Projektbekendtgørelsen.

DGD har i vedhæftede Bilag 6 indført en kolonne med de graddagekorrigerede forbrug for de afregnede gaskunder. Samtidig er de af Rambøll påpegede fejl i beregninger af gennemsnit korrigeret. Vi kan acceptere, at der ses bort fra kunder med et forbrug på under 4 MWh/år (364 m³/år), da disse kunder, som Rambøll anfører, må formodes at have en anden primær opvarmingskilde.

DGD opgør et graddagekorrigeret gennemsnitsforbrug til 1.881 m³ pr. år for alle kunder med et forbrug over 364 m³ pr. år. Gennemsnittet trækkes op af få store kunder og median forbruget ligger derfor en del lavere på 1.235 m³ pr. år, når man ser bort fra kunder med et forbrug på under 364 m³ pr. år.

Vores ref. krnie

Rambøll baserer sig på et gennemsnitligt gasforbrug på 2.273 m³ pr. år (25 MWh/år) – det vil sige 21 pct. over DGD.

Den bruger- såvel som samfundsøkonomiske fordel ved fjernvarmeforsyning af små kunder er selvfølgelig langt mindre end fordelene ved forsyning af store kunder. Det taler for, at kommunen overvejer en opdeling af projektforslaget, så områder med overvejende små kunder fjernes fra projektforslaget.

Rambøll skriver, at det er vanskeligt at sammenligne DGD's adresseoplysninger med BBR, da gasselskaberne har en betragtning om, at en forbruger er lig en gasinstallation, og da der er forskel på postadresser og BBR-adresse. Det er ikke tilfældet. De udleverede data omfatter udelukkende varmekunder, som kun i meget få tilfælde for særligt store kunder har mere end en måler, og den anførte adresse i udtrækket er installationsadressen og ikke postadressen. Vi har selvfølgelig begge adresser i vores kunderegister. Rambølls besværligheder med at sammenligne DGD's data med BBR skyldes fejl i BBR.

Rambøll har yderligere lavet opslag i OIS.dk, der blandt andet viser, at nogle af DGD's adresser er registreret som uopvarmede små udhuse o.lign. Disse forbrugere indgår ikke i Rambøll's beregninger.

Alt i alt fører ovennævnte Rambøll frem til, at der er 8.204 gaskunder i området. DGD har i tidligere høringssvar opgjort 9.180 gaskunder i området. Der er 303 kunder med et forbrug under 4 MWh/år (364 m³/år), og når de derfor som foreslået af Rambøll trækkes ud af opgørelsen, er der 8.876 gaskunder i området. DGD mener, at der skal foretages den justering. Uoverensstemmelser til BBR og OIS.dk retfærdiggør ikke yderligere reduktioner i opgørelsen af gaskunder.

Konsekvensen er selvfølgelig, at antallet af varmekunder i området på anden opvarmningsform end naturgas er væsentlig mindre end Rambøll forudsætter.

Rambøll og DGD er jf. ovenstående ikke enige om det energiforbrug, der skal lægges til grund for beregningen af energiomkostningen i referencen over planperioden på 20 år. Uenigheden vedrører såvel størrelsen af forbruget som energiarten. DGD mener, at der skal tages udgangspunkt i DGD's afregningsdata for gaskunder, der tilvejebringer en præcis opgørelse af antallet af gaskunder og af deres graddagekorrigerede forbrug.

Med baggrund i Energiklagenævnets afgørelse fra 17. juni 2013 (j.nr. 1021-13-46-21), herefter Odense sagen, mener Rambøll, at det er berettiget at basere

de samfundsøkonomiske beregninger på arealenhedstal. Af afgørelsen fremgår blandt andet:

Vores ref. krnie

"Energiklagenævnet har vurderet, at de af klager fremkomne oplysninger om varmebehovet, varmetabet og installationspriserne i projektet ikke er af en sådan beskaffenhed, at det er tilstrækkeligt sandsynliggjort, at projektet hviler på urealistiske forudsætninger med hensyn hertil." (Afgørelsens s. 21).

DGD har imidlertid udleveret de fulde afregningsdata for alle gaskunder i området, som DGD er forpligtet til i medfør af § 8 i Projektbekendtgørelsen af hensyn til kommunens opgørelse af en eventuel kompensationsbetaling. Det forudsættes i den nye projektbekendtgørelse fra april 2013, som ikke var gældende, da Odense Kommune traf deres afgørelse, at naturgasdistributionselskabernes afregningsdata er tilstrækkeligt grundlag for kommunernes afgørelse om kompensationsbetaling.

På baggrund af EKNs afgørelse af 5. maj 2015, jf. omtalen i punkt 1, vurderer DGD, at DGDs afregningsdata skal danne udgangspunkt for den samfundsøkonomiske beregning. Der er tale om konkrete, pålidelige og faktiske oplysninger. Der kan i denne forbindelse henvises til, at naturgasdistributionselskabernes forpligtelse til at måle og afregne naturgasforbrugernes faktiske forbrug følger af naturgasforsyningsloven og markedsmodellen på gasområdet. Naturgasdistributionselskabernes nærmere forpligtelser er bl.a. fastsat i Regler for Gasdistribution og selskabernes distributionsbetingelser.

Kommunen skal vurdere projektforslaget i overensstemmelse med EKN's afgørelse af 5. maj 2015 og derfor basere opgørelsen af energiomkostningerne i referencen og i alternativet på DGD's afregningsdata. Kommunen skal sikre en konsistens i afgørelsen, så kompensationsbetaling og energiomkostning opgøres på samme grundlag. Projektbekendtgørelsen fastsætter, at kompensationsbetalingen skal fastsættes på baggrund af årsforbruget af gas (Bilag 2 til projektbekendtgørelsen), det vil sige DGD's afregningsdata. I den aktuelle sag er der en væsentlig forskel på energiforbruget i projektforslaget og de konkrete data som DGD tilvejebringer, der har stor betydning for opgørelsen af samfundsøkonomien, og kommunen skal derfor sikre, at der vælges de mest retvisende data.

DGD mener, at et projektforslag altid skal være så godt oplyst som muligt, særligt når det gælder så afgørende data som energiforbrug til opvarmning, og at Rambølls beregninger derfor bør basere sig på det antal kunder og deres forbrug, som DGD opgør.

4.2. Gaskedelpriser

Med baggrund i Rambøll's gensvar har DGD igen kontaktet John Jensen VVS og Blik for en bekræftelse af de lokale priser.

I e-mail (Bilag 2) bekræftes prisen, men det oplyses samtidig, at der i forbindelse med 70 pct. af installationerne vil være en meromkostning. John Jensen VVS vil desværre ikke oplyse om meromkostningens præcise størrelse.

Vores ref. krnie

DGD har bedt Dansk Gasteknisk Center (DGC) om at vurdere Rambøll's gensvar. I e-mail fra DGC (vedhæftet som Bilag 3) dokumenteres en pris på 33.000 kr. inkl. moms for en villakedel baseret på database med oplysninger om 226 udskiftede gaskedler. DGC oplyser, at den snarlige opdatering af Energistyrelsens Teknologikatalog vil basere sig på prisen på 33.000 kr. inkl. moms.

Rambølls pris på 37.500 kr. for en villakedel er for høj. Det er muligt, at Rambøll har sat større kedler lidt billigt. Vi anbefaler dog, at beregninger altid baserer sig på det bedst mulige grundlag.

4.3. Udskiftning af oliefyr

Rambøll har lavet en følsomhedsberegning på, at halvdelen af olie kunderne skifter til gas, en fjerdedel til biomasse og en fjerdedel til varmepumpe. Ifølge Rambøll reduceres det samfundsøkonomiske overskud ved projektet med 16 mio. kr. ved en sådan overgang.

DGD mener ikke at denne udskiftning af oliefyr med anden opvarmningsform kan isoleres til en følsomhedsberegning, da udskiftningen er pålagt varmemeforbrugerne i regler i bygningsreglementet. Det er altså ikke et hypotetisk forhold.

Derudover ser DGD ikke, at der fremgår prisforudsætninger for udskiftning af oliefyr med anden opvarmning.

Som det fremgik af DGD's tidligere høringssvar, er den samfundsøkonomiske brændselsomkostning ved naturgas ca. halvt så høj som olie. Derfor ser det underligt ud, at brændselsomkostningen kun falder med 2,8 mio. kr. i Rambølls følsomhedsberegning (fra 1.796,1 mio. kr. til 1.793,3 mio. kr.). Samtidig er det påfaldende, at kapitalomkostningerne falder med 14,6 mio. kr., (fra 361,0 mio. kr. til 346,4 mio. kr.), når en udskiftning af et oliefyr med en gaskedel indebærer ekstra omkostninger på 15.000 kr. til en gasstikledning.

Der er behov for, at Rambøll fremlægger de forudsætninger, der ligger til grund for følsomhedsberegningen, og for at Rambøll kontrollerer beregningerne.

4.4. Udskiftning af gaskedler og betydning for virkningsgrad

DGD ser, at Rambøll har gjort et stort stykke arbejde for at finde virkningsgrader på ældre kedler, hvor DGD tidligere har foreslået at anvende et generelt overslag, som DGC tidligere har oplyst.

Vi har nu indhentet nye oplysninger fra DGC. Heraf fremgår, at virkningsgrader på nyere gaskedler kan påvises at være på gennemsnitligt 100,3 pct. (Bilag 3).

Af Bilag 5 fremgår de virkningsgrader, som bør anvendes for ældre gaskedler. Virkningsgraderne skal bruges til at udregne besparelsen ved skift fra en ældre gaskedel til en ny gaskedel.

Vores ref. krnie

Rambøll vurderer virkningsgraden for nye gaskedler til 97 pct. på baggrund af primært materiale fra DGC. DGC selv vurderer virkningsgraden anderledes til 100,3 pct. DGD anbefaler, at kommunen baserer sin afgørelse på DGC's udtalelser frem for Rambølls tolkning af DGC's arbejde.

4.5. Levetider

Rambøll nedsætter nu udokumenteret levetiden for gaskedler fra 18 år til 15 år.

DGD henviser til Bilag 3, hvor DGC foreslår en levetid på 20 år på baggrund af Energistyrelsens Teknologikatalog og bilag til Bygningsreglementet.

DGD's egne undersøgelser understøtter en levetid på 18 år. Vi har undersøgt levetiden på gaskedler i vores distributionsområde og konstateret, at 55.635 kunder i vores område har skiftet kedel siden deres tilslutning til naturgasnettet og gennemsnitligt har haft den første gaskedel i 18 år.

DGD finder derfor, at levetiden for gaskedler skal fastholdes på 18 år.

4.6. Drift og vedligehold gas- og oliekedler

Rambøll mener, at DGD har sammenregnet nutidsværdien af omkostningerne til drift og vedligehold af gaskedler på segmentniveau forkert. Det er ikke tilfældet. DGD har kontrolleret Rambølls beregning ved selv at opstille en nutidsberegning på basis af projektforslagets pris på service og vedligehold og projektforslagets konverteringsforløb.

Tabel 2: Nutidsberegning af omkostningen til drift og vedligehold af gaskedler

Vores ref. krnie

Priser	Kedler der antages konverteret Antal	D&V gas og oliekedler inkl. nettoafgiftsfaktor t. kr.
2017	711	1.040
2018	4.945	7.234
2019	5.652	8.269
2020	6.359	9.303
2021	8.356	12.225
2022	9.704	14.197
2023	9.704	14.197
2024	9.704	14.197
2025	9.704	14.197
2026	9.704	14.197
2027	9.704	14.197
2028	9.704	14.197
2029	9.704	14.197
2030	9.704	14.197
2031	9.704	14.197
2032	9.704	14.197
2033	9.704	14.197
2034	9.704	14.197
2035	9.704	14.197
2036	9.704	14.197
Nutidsværdi		162.776
Nutidsværdi PF		260.200
		-97.424
Serviceaftale projektforslag		1.250
Samfundsøkonomisk rente		4%
Nettoafgiftsfaktor		17%

I den reviderede samfundsøkonomiske beregning medtager Rambøll nu omkostninger til drift af cirkulationspumper i parcelhusene i referencen. De begrundet dette med, at der i fjernvarmeprojektet er tale om direkte tilslutning, og derfor er der ikke cirkulationspumper.

Det er forkert af Rambøll at ændre denne forudsætning. Uanset om varmekunderne er tilsluttet fjernvarmen direkte eller har egen cirkulationspumper, så er pumpearbejdet det samme. Det betyder, at fjernvarmeselskabet blot har elforbruget til pumpearbejdet, når varmekunderne er direkte tilsluttet. Denne omkostning hos fjernvarmeselskabet skal Rambøll også indregne.

5. Investering i flisværk

DGD har ingen bemærkninger til Rambølls begrundelse vedrørende dette punkt.

6. Varmepris

DGD har ingen bemærkninger til Rambølls begrundelse vedrørende dette punkt.

7. Opsamling

DGD ser at Rambøll har lavet et omfattende arbejde som opfølgning på DGD's tidligere afgivne høringssvar. Alligevel er der fortsat store fejl og ensidige skøn til fordel for fjernvarmeprojektet.

Som det er fremgået ovenfor mener DGD fortsat, at de nødvendige ledningslængder, gaskundernes energiforbrug samt antallet af gasforbrugere og olie kunder skal opgøres på basis af faktiske tal, som er udleveret af DGD. DGD støtter denne betragtning på EKN's afgørelse af 5. maj 2015.

Yderligere argumenterer DGD for at Rambølls forudsætninger om levetider, virkningsgrader og priser på gaskedler ikke er korrekte, og at de ensidigt er sat til fordel for fjernvarmeprojektet.

En gennemførelse af projektforslaget vil øge omkostningerne til distribution af bionaturgas, og dette forhold bør inddrages i bedømmelsen af projektforslaget.

Hvis Horsens Fjernvarme ønsker, at arbejde videre med en udvidelse af deres forsyningsområde anbefaler DGD, at det sker ved en opdeling af områderne i projektforslaget. Havneområderne ligger tæt på fjernvarmeværket og har en række store gaskunder, som der kan være samfundsøkonomi i at forsyne med fjernvarme. Andre områder som Højvang, Priorslykke, Trappevejen, Egebjerg, Stensballe, Søndrevej, Torsted og Lund er præget af mange mindre forbrugere. Gennemsnitsforbruget i disse områder ligger på 1.200 til 1.500 m³ naturgas om året.

Kommunen opfordres til at sikre, at en beslutning om projektforslaget sker på et bedre grundlag end det fremlagte. Herved skal sikres kravet i Projektbekendtgørelsens § 6 om, at en godkendelse forudsætter, at projektet ud fra en konkret vurdering er det samfundsøkonomisk mest fordelagtige projekt.

DGD vil gerne deltage i et møde med kommunen, hvor vi nærmere gennemgår vores datagrundlag, forudsætninger og beregninger

Undertegnede står gerne til rådighed for yderligere oplysninger.

Med venlig hilsen
DONG Gas Distribution

Kristian Nielsen

Appendix 1: Lovgrundlag og praksis for ledningsregistreringer

Vores ref. krnie

I henhold til lov nr. 578 om registrering af ledningsejere, 6. juni 2011, har enhver ledningsejer, som er omfattet af loven pligt til at indberette oplysninger til ledningsejerregistret om ledningsejerens navn, cvr.nr, postadresse, interesseområde og forsyningsart, jf. lovens § 6. De ledningsejere der er omfattet af loven, er ejere af ledninger, der er nedgravet i jord, eller som har ledninger på havbunden, når de indgår i et kollektivt net, jf. lovens § 3. De stikledninger der ejes af et forsynings- eller distributionsselskab er også omfattet af kravene i loven, jf. lovens § 3, stk. 3. Det interesseområde, som ledningsejeren skal angive er det geografiske område, som omfatter ledningsejerens ledninger i en afstand på 1 m fra ledningen på begge sider af denne.

Loven blev indført i 2003 med det formål at lette entreprenørens og andres undersøgelser forud for udførelse af et gravearbejde, at reducere de samlede omkostninger som følge af skader på ledningsanlæg, samt at bidrage til en øget forsyningsikkerhed.

I henhold til lovens § 9, skal enhver der udfører gravearbejder, indhente de nødvendige ledningsoplysninger. En der forespørger i ledningsejerregistret vil således få oplyst, hvilke ledningsejere der har ledninger i det areal som der forespørgeres på, og på den baggrund skal forespørgeren kontakte de pågældende ledningsejere for at indhente oplysninger om ledningernes placering. Ledningsejeren skal indenfor 5 arbejdsdage udlevere de oplysninger der er nødvendige, jf. lovens § 8.

Hvilke oplysninger en ledningsejer må anses for at være forpligtet til at udlevere, er efterhånden fastlagt i den retspraksis, der er udviklet for sager vedrørende skader på ledningsanlæg. Der synes således at være et krav om, at ledningsoplysningerne skal indeholde oplysninger, der er tilstrækkelige til, at en graveaktør kan tilrettelægge sit arbejde i henhold til oplysningerne. Med andre ord skal det fremgå, hvor mange ledninger ledningsejeren har i arealet, og den omtrentlige placering heraf i plan. Dybder vil sædvanligvis være en oplysning graveaktøren skal konstatere fysisk faktisk, ved at udføre en prøvegravning på stedet.

De ledningsoplysninger DONG Energy Gas Distribution udleverer på baggrund af en forespørgsel, bliver hentet fra de GIS data, som DONG Energy Gas distribution anvender til planlægning og projektering af gasdistributionsnettet. Indtegningen af gasdistributionsnettet er udført i henhold til de indmålinger der er foretaget i forbindelse med etableringen af distributionsnettet, og for distributionsnet af en vis alder, er der tale om overførsel af data fra papirplaner til digitale kort. Validiteten af disse oplysninger må derfor anses for at være ret præcise.

Horsens Kommune
Att. Peter Didriksen
Rådhusstorvet 4
8700 Horsens

PROJEKTFORSLAG FOR FJERNVARMEOFORSYNING AF RESTEN AF HORSENS BYOMRÅDE

Fjernvarme Horsens A.m.b.a. ("Fjernvarme Horsens") har på egne og HKV Horsens A/S ("HKV")'s vegne modtaget DONG Gasdistribution A/S' ("DGD") høringsvar af 8. september 2015, og kan hermed kommentere det på egne og HKV's vegne.

Efter Fjernvarme Horsens opfattelse rummer høringsvaret ikke noget nyt i forhold til tidligere høringsvar, ligesom høringsvaret ikke giver anledning til nogen ændring i projektforslaget og det herom indsendte materiale.

Der kan således i det hele henvises til det allerede til kommunen fremsendte, jf. beskrivelsen heraf nedenfor.

1. EKN-AFGØRELSE AF 5. MAJ 2015

Som det fremgår af DGD's høringsvar, s. 3, midten, var Energiklagenævnet enig i, at der skal tages udgangspunkt i almindeligt anerkendte beregningsforudsætninger, hvilket netop også er det, der er gjort i det fremsendte projektforslag.

EKN var enig i, at man for så vidt angår de konkrete gaskedler havde sådanne konkrete oplysninger, at man kunne fravige de generelle beregningsforudsætninger.

I projektforslaget er der i overensstemmelse hermed taget udgangspunkt i DGD's faktiske oplysninger om gaskedlerne inden for projektets område, jfr. bilag 2 af 24.08.2015 fra Rambøll punkt 2 og 4.

2. OMKOSTNINGER TIL ANLÆGGELSE AF FJERNVARMENET

De i projektforslaget anvendte længder af gadenettet på 205 km bygger på en ret detaljeret analyse.

Der er ikke ved fortsatte vurderinger fundet grundlag for et længere gadenet end 205 km.

Vedrørende gaskedlerne var der i EKN-afgørelsen tale om de selvsamme gaskedler, medens der her er tale om to forskellige distributionsnet.

Som også tidligere oplyst, kan man således ikke benytte konkrete oplysninger om et hidtidigt gasdistributionsnet til at opgøre længden af et nyt optimeret fjernvarmenet, som er noget andet jfr. bilag 1 af 24 08 2015 fra Rambøll, punkt 5 side 3.

Der er heller ikke fundet grundlag for at ændre på vurderingen af længden af stikledninger, jfr. bilag 1 af 24 08 2015 fra Rambøll, punkt 3 og 4.

Som også anført tidligere, jfr. hovedbilag 24 08 2015 fra Rambøll, punkt 4 side 12 tabel 3 viser en følsomhedsberegning i øvrigt, at selv med stikledninger på 18 m, ville det ikke ændre på, at projektalternativet udviser en væsentlig positiv samfundsøkonomi i forhold til referencen.

Der er, som tidligere oplyst, ikke grund til at se på f.eks. Horsens Fjernvarmes seneste projekter, idet de benyttede forudsætninger om priser på varmeledninger bygger på de nyeste erfaringer på området om optimerede projekter andetsteds, jfr. bilag 1 af 24 08 2015 fra Rambøll, punkt 6 og 7.

3. ØGEDE OMKOSTNINGER TIL BIONATURGAS

DGD s hørings svar indeholder ikke konkret dokumentation, analyser eller andet. Der kan fortsat henvises til det tidligere fremsendte, jfr. bilag 4 af 24 08 2015 fra Rambøll.

4.1 MÅLERSTEDER OG VARMEBEHOV

Som det fremgår af projektforslaget, er varmebehovet opgjort på den måde, der er sædvanligt i projektforslag ud fra antal etagemeter, type mv. og det hertil svarende varmebehov.

90 % af dette varmebehov er forudsat konverteret til fjernvarme, jfr. projektforslaget af 22 04 2015, pkt. 4.3.

Som anført i bilag 3 af 24 08 2015 fra Rambøll punkt 2.1 er det ikke relevant at se på det faktiske gasforbrug i enkelte år, når der skal beregnes samfundsøkonomi for en lang projektperiode og projektforslagets grundlag er derfor også det, der sædvanligvis anvendes i projektforslag.

Antallet af kunder på olie er nøje opgjort ud fra korrektion af BBR-oplysninger med grundlag i DGD s kunderegister, jfr. bilag 3 af 24 08 2015 fra Rambøll punkt 3.1.

4.2 GASKEDELPRISER

Som det fremgår af det materiale fra John Jensen VVS, der medfulgte DGD s hørings svar, er der ikke i materialet angivet nogen pris, ligesom meromkostningerne, der oplyses at ville forekomme i langt de fleste tilfælde, ikke er oplyst.

Det af DGD medsendte mht. Energistyrelsens teknologikatalog er som bekendt priser, der er opgivet ekskl. moms, jfr. teknologikatalogets side 9.

På s. 31 i teknologikataloget angives for 2015 en basisomkostning på 4.000 EUR til udskiftning af gaskedler, dvs. ca. 30.000,00 kr., som med tillæg af moms udgør 37.750,00 kr., som er på linje med det i

projektforslaget anvendte. Hertil kommer så det i teknologikataloget samme steds anførte om 2.000 EUR i mulige ekstraomkostninger, svarende til 15.000,00 kr. plus moms.

Der kan derfor fortsat henvises til projektforslagets forudsætninger, jfr. bilag 2 af 24 08 2015 fra Rambøll punkt 5.

4.3 UDSKIFTNING AF OLIEFYR

Som det fremgår af projektforslaget, jfr. hovedbilag af 24 08 2015 fra Rambøll punkt 3.3.3 er der ikke tale om en følsomhedsberegning mht., at oliefyr for halvdelens vedkommende i takt med reinvesteringer overgår til naturgas, og en fjerdedel til biomasse, og en fjerdedel til varmepumpe. Der er derimod tale om grundforudsætningen i de samfundsøkonomiske beregninger af 24 08 2015.

Der er, som det også fremgår af hovedbilaget af 24 08 2015 samme sted, udarbejdet en følsomhedsberegning, hvor alle olie kunderne forudsættes at overgå til naturgas.

At investeringerne i denne følsomhedsberegning er lavere, skyldes at træpillefyr og varmepumper er mere investeringstunge end naturgasfyr, jfr. bilag 6 af 24 08 2015 fra Rambøll punkt 1.1. Af punkt 1.1 fremgår det også, at reinvestering i naturgasfyr og ændring fra oliefyr til naturgasfyr har samme investering, og at der således er regnet konservativt til fordel for referencen ved at stikledning til naturgasfyr ikke er lagt til.

Følsomhedsberegningen går som angivet i hovedbilaget af 24 08 2015 ud på, at alle oliefyr ændres til naturgasfyr hvorved de 25 % træpillefyr og de 25 % varmepumper ændres til naturgasfyr. Forskellen på brændselsomkostningen til olie hhv. til naturgas indgår derfor ikke men derimod forskellen mellem brændselsomkostningen til naturgas over for brændselsomkostningen til træpiller hhv. varmepumper.

4.4 VIRKNINGSGRADER FOR NATURGASKEDLER

Det medsendte fra DGD, herunder fra DGC, henviser til og bygger på laboratoriemålinger og et for lavt varmtvandsforbrug, hvilket begge dele medfører en urealistisk høj virkningsgrad, jf. bemærkningerne herom jfr. bilag 2 af 24 08 2015 fra Rambøll punkt 2 og 3.

Der kan fortsat henvises til det i projektforslaget anførte.

4.5 LEVETIDER FOR NATURGASKEDLER

Der er i projektforslaget benyttet en realistisk økonomisk levetid for naturgaskedler, jfr. bilag 2 af 24 08 2015 fra Rambøll punkt 4 og det her omtalte materiale.

DGC s materiales og henvisninger bygger på teknisk levetid, og det samme gælder DGD s egne statistikker.

Det relevante i den samfundsøkonomiske beregning er imidlertid som anført den økonomiske levetid jfr. bilag 2, punkt 4, omtalt ovenfor.

4.6 DRIFT OG VEDLIGEHOLD AF OLIEKEDLER OG NATURGASFYR

Som det fremgår af projektforslaget af 22 04 2015 bilag 1.1 punkt 1.1 er der som omkostning til drift og vedligehold af naturgasfyre for parcelhuse og tilsvarende små ejendomme med naturgas regnet med det af DGD anførte tal for en serviceaftale på 1.250,00 kr.

Den samme omkostning er anført for de yderligere små ejendomme i bilag 6 af 24 08 2015 fra Rambøll punkt 1.1 hvor den inkluderer kr. 263,00 til cirkulationspumpe, der samtidig er anført for de øvrige naturgasfyrede ejendomme.

Omkostningen til pumpning i fjernvarmealternativet skal ikke indregnes ved de enkelte ejendomme, men indgår på normal måde i værkets omkostninger.

5. AFSLUTNING

Det er fortsat Fjernvarme Horsens og HKV s opfattelse, at projektforslagets forudsætninger og beregninger er korrekte, og at projektforslaget kan og bør godkendes.

Med venlig hilsen



Christian Niederbockstruck

Direktør

Fjernvarme Horsens a.m.b.a / HKV Horsens A/S