



TEKNOLOGISK
INSTITUT

Slutrapport

Effektiv integration af vindkraft i fjernvarmesystemet



Titel:

Effektiv integration af vindkraft i fjernvarmesystemet

Udarbejdet for:

EUDP

Udarbejdet af:

Teknologisk Institut
Køle- og Varmepumpeteknik
Teknologiparken
Kongsvang Allé 29
8000 Aarhus C

www.teknologisk.dk

Marts 2019

Forfattere:

Lars Reinholdt
Bjarke Paaske
Leif Holm Tambjerg
Morten Blarke

Indholdsfortegnelse

1. Projektdetaljer	4
2. Kort beskrivelse af projektets mål og resultater	6
Dansk	6
English	6
3. Projektresumé	7
4. Indledning og formål	8
5. Konklusion og perspektivering	9
Perspektivering	9
6. Grundlaget: Ans By, Tange Sø og Ans Kraftvarmeværk	11
7. Grundlag for den økonomiske analyse: Drift uden varmepumpe	13
8. Systemet med varmepumpen	16
Varmepotentialet i Tange Sø	16
Beregning af optimal kapacitet på varmepumpen	18
Valg af endelig varmepumpeløsning	23
9. Opbygning af varmepumpesystemet	25
Myndighedsbehandling	27
Risici for påvirkning af miljø og natur	28
Projektforslag	29
10. Andet fremtidsscenarie for AKVV	30
11. Sammenspil med fremtidens elsystemet	30
12. Formidling	32
Bilag	33
Bilag 1: 'energyPRO' og modeldannelse for Ans Kraftvarmeværk	33
Følsomhedsanalyse	38
Bilag 2: Vandindvindingssystemet	39
CFD-simulering af temperaturpåvirkning af returvand fra varmepumpe	43
Bilag 3: Opkobling til fjernvarmesystemet hos AKVV	48
Bilag 4: Samarbejdsaftale vedrørende 'partnering'	49

1. Projektdetaljer

Projekt titel	Effektiv integration af vindkraft i fjernvarmesystemet
Project ID	64011-0349
Støtteprogram	EUDP
Projektleder (firma/institution)	<p>Ans Kraftvarmeværk a.m.b.a. Søgade 6 8643 Ans By CVR: 11271715 Kontakt: Per Grud, pergrud@hotmail.com</p>
Projektpartnere	<p>Teknologisk Institut Kongsvang Allé 29 8000 Aarhus C CVR: 56976116 Kontakt: Lars Reinholdt, lre@teknologisk.dk</p> <p>PlanEnergi Jyllandsgade 1 9520 Skørping CVR: 74038212 Kontakt: Bjarke Paaske, blp@planenergi.dk</p> <p>Aalborg Universitet Pontoppidanstræde 101 9920 Aalborg Øst CVR: 29102384 Kontakt: Carsten Bojensen, cbo@et.aau.dk Arbejdet er udført af Morten Boje Blarke, mbb@ens.dk</p> <p>EMD International Niels Jernesvej 10 9920 Aalborg Øst CVR: 27491529 Kontakt: Leif Holm Tambjerg, lht@emd.dk</p>

	<p>Foreningen Dansk Kraftvarmeværker Agerhatten 16A, 1. tv. 5220 Odense SØ CVR: 16653640 Kontakt: Erik Nørregaard Hansen, mail@fdkv.dk</p> <p>BoaTech Industrihøjen 2 7730 Hanstholm CVR: 75122314 Kontakt: Dan Ludwig, boatech@boatech.dk</p>
Dato for tilsagn	14. december 2011

2. Kort beskrivelse af projektets mål og resultater

Dansk

Store varmepumper forventes at komme til at spille en stor rolle i fremtidens fjernvarmeforsyning.

Projektets formål har været at demonstrere den tekniske, økonomiske og miljømæssige fornuft i at anvende store varmepumper i fjernvarmesystemer gennem etablering af en varmepumpe i Ans By med Tange Sø som varmekilde.

Omkostningerne ved at etablere et varmepumpeanlæg af denne type er analyseret meget detaljeret, og der er blevet gennemført en større myndighedsgodkendelse.

I forbindelse med udarbejdelsen af udbudsmaterialet til installationen blev muligheden for partnering afklaret og indføjet, men en dårligere økonomi i det opdaterede projekt førte – sammen med arbejdet om en mulig fusion af Ans Kraftvarmeverk med andre varmeverker – til beslutningen om ikke at etablere varmepumpen.

English

Large heat pumps are expected to play an important role in the future supply of district heating.

The project objective was to demonstrate the technical, economic, and environmental sense of using large heat pumps in district heating by establishing a heat pump in the Danish town Ans and use the nearby lake, Tange Sø, as heat source.

The set-up costs for such a heat pump plant have been analyzed in detail, and a greater official approval has been carried out.

When preparing the tender documents for the installation of the heat pump, the possibilities of partnering were clarified and added to the material. However, a poor economy of the updated project combined with a possible merger of Ans CHP-station with other district heating stations led to the decision not to establish the heat pump.

3. Projektresumé

Store varmepumper forventes at komme til at spille en stor rolle i fremtidens fjernvarmeforsyning, hvor strøm fra fluktuerende vedvarende kilder som vind og sol bliver af afgørende betydning.

Projektets formål har været at demonstrere den tekniske, økonomiske og miljømæssige fornuft i at anvende store varmepumper i fjernvarmesystemer.

Ans Kraftvarmeværk (AKVV) forsyner fjernvarmekunderne i Ans By ved den ca. 20 mio. m³ store Tange Sø, hvorigennem Gudenåen løber. Projektet udspringer af et ønske fra værket om at finde alternativer til naturgas.

Projektet blev igangsat i 2012 på baggrund af de økonomisk positive beregninger på etablering af en varmepumpe med Tange Sø som varmekilde.

Der er i projektet foretaget en videreudvikling af beregningsprogrammet energyPRO, der beregner årsforbrug, driftsomkostninger, varmepriser mv. i fjernvarmesystemer, således at der også kunne regnes på varmepumper med varierende COP og varmekapacitet, samt at CO₂-påvirkningen fra varmeproduktionen kunne estimeres.

Baseret på konkrete tilbud på industrielle varmepumper blev der regnet på forskellige varmepumpeløsninger baseret på de naturlige kølemidler CO₂, NH₃ og isobutan, der førte til valget af en isobutanbaseret varmepumpe på 1,5/1,1 MW (sommer/vinter).

Omkostningerne ved at etablere et varmepumpeanlæg af denne type er også analyseret meget detaljeret. Grundlæggende kan det konkluderes, at prisen for selve varmepumpeanlægget udgør ca. 37 %. Resten af omkostningerne fordeler sig med ca. 36 % til søvand-skreds, ca. 20 % til bygning, styring og øvrige tilslutninger og 7 % til resten.

I forbindelse med etableringen af et anlæg som det undersøgte ved Tange Sø er en større myndighedsgodkendelse nødvendig.

I forbindelse med udarbejdelse af udbudsmaterialet til installationen blev muligheden for partnering afklaret og indføjet. Dette åbnede op for redesign af det valgte tilbud ift. optimering af det samlede projekt. Det nye tilbud førte desværre til dårligere økonomi, hvilket sammen med AKVV's arbejde med mulig fusion med andre varmeværker førte til en beslutning om ikke at etablere varmepumpen.

4. Indledning og formål

Store varmepumper forventes at komme til at spille en stor rolle i fremtidens fjernvarmeforsyning, hvor strøm fra fluktuerende vedvarende kilder som vind og sol vil komme til at udgøre en større og større andel af energiforsyningen på bekostning af naturgas og kul.

Projektets formål har været at demonstrere den tekniske, økonomiske og miljømæssige fornuft i at anvende store varmepumper i fjernvarmesystemer og dermed også hjælpe til at kickstarte denne anvendelse.

Ans Kraftvarmeværk (AKVV), der forsyner fjernvarmekunderne i Ans By ved Tange Sø, havde længe haft et ønske om at basere en større del af deres varmeproduktion på vedvarende energi. Forundersøgelser til projektet viste, at en varmepumpe, der hentede varme fra Tange Sø, var en mulighed, men på daværende tidspunkt var der kun meget få erfaringer med varmepumper i fjernvarmesystemer, hvilket førte til formuleringen af nærværende projekt.

AKVV ligger tæt ved den ca. 20 mio. m³ store Tange Sø, hvorigennem Gudenåen løber. På værket er der installeret to naturgaskedler og en naturgasfyret kraftvarmemotor. Projektet udspringer således af et ønske fra værket om at finde alternativer til naturgas. AKVV leverer årligt ca. 14.000 MWh_{varme} til omtrent 500 forbrugere, og kedlerne er hver på 1,9 MW, mens gasmotorens varmeeffekt er 3,2 MW. Derudover råder værket over et antal akkumuleringsstanke med en samlet størrelse på 380 m³, der er koblet til gasmotoren.

Projektet blev igangsat i 2012 på baggrund af de økonomisk positive beregninger samt ønsket om at belyse integrationen af vindkraft i fjernvarmen gennem etablering af en varmepumpe med Tange Sø som varmekilde. Desuden vil bortfaldet i 2019 af det såkaldte grundbeløb, der støtter kraftvarmeanlæg, betyde, at rentabiliteten i gasmotoren forringes betydeligt.

Ud over projektets fokus på dimensionering, projektering, integration i det nuværende system, installation og dokumentation af driften af varmepumpen i AKVV er der også udviklet modeller for beregning af de miljø- og systemmæssige gevinster ved at anvende varmepumper i fjernvarmeforsyningen.

5. Konklusion og perspektivering

På baggrund af en række foranalyser til projektet stod det klart, at det umiddelbart ville være rentabelt at etablere en varmepumpe, som var baseret på at hente varme fra Tange Sø som supplement til det eksisterende varmesystem, som består af kombinerede gaskedler og gasmotor.

Der er i projektet foretaget en videreudvikling af beregningsprogrammet energyPRO, der beregner årsforbrug, driftsomkostninger, varmepriser mv. i fjernvarmesystemer, således at der også kunne regnes på varmepumper med varierende COP og varmekapacitet, samt at man kunne estimere CO₂-påvirkningen fra varmeproduktionen.

Der blev indhentet konkrete tilbud fra alle danske leverandører af industrielle varmepumper. Med programmet blev der regnet på over 800 kombinationer af forskellige varmepumpeløsninger baseret på de naturlige kølemidler CO₂, NH₃ og isobutan samt varierende naturgas- og elpriser. Dette førte til valget af en isobutanbaseret varmepumpe på 1,5/1,1 MW (sommer/vinter), der dannede grundlag for den videre detaljerede analyse, design og økonomiske kalkulation af det samlede projekt. Varmepumpen ville udgøre en grundlast for værket på ca. 56 % af varmebehovet med ca. 6.000 driftstimer pr. år.

Omkostningerne ved at etablere et varmepumpeanlæg af denne type er også analyseret meget detaljeret. Grundlæggende kan det konkluderes, at prisen for selve varmepumpeanlægget udgør ca. 37 %. Resten af omkostningerne fordeler sig med ca. 36 % til søvandskreds, ca. 20 % til bygning, styring og øvrige tilslutninger og 7 % til resten.

I forbindelse med etableringen af et anlæg som det undersøgte ved Tange Sø er en større myndighedsgodkendelse nødvendig. Dette viste sig desværre væsentligt mere tidskrævende end først antaget – bl.a. fordi projektet var sin første af sin art i Danmark. Dette medførte en del ekstraarbejde, før godkendelsen var i hus. Der var ikke krævet en VVM-undersøgelse (VVM: Vurdering af Virkninger for Miljøet), hvilket dog blev påklaget over for Natur og Miljøklagenævnet. Klagen blev afvist, men processen forsinkede projektet ca. et år.

Da projektet blev genoptaget, blev der udarbejdet et egentligt udbudsmateriale. I denne forbindelse blev muligheden for partnering afklaret og indføjet. Dette åbnede op for redesign af det valgte tilbud ift. optimering af det samlede projekt. Metoden er efterfølgende brugt med succes ifm. varmepumpe i Rødkærsbro Fjernvarme. De indkomne tilbud viste, at det ikke længere var muligt at få leveret den pågældende varmepumpe, da kompressortypen var taget ud af produktion. Det alternative design havde desværre dårligere økonomi, hvilket sammen med AKVV's arbejde med mulig fusion med andre varmeværker førte til beslutningen om ikke at etablere varmepumpen.

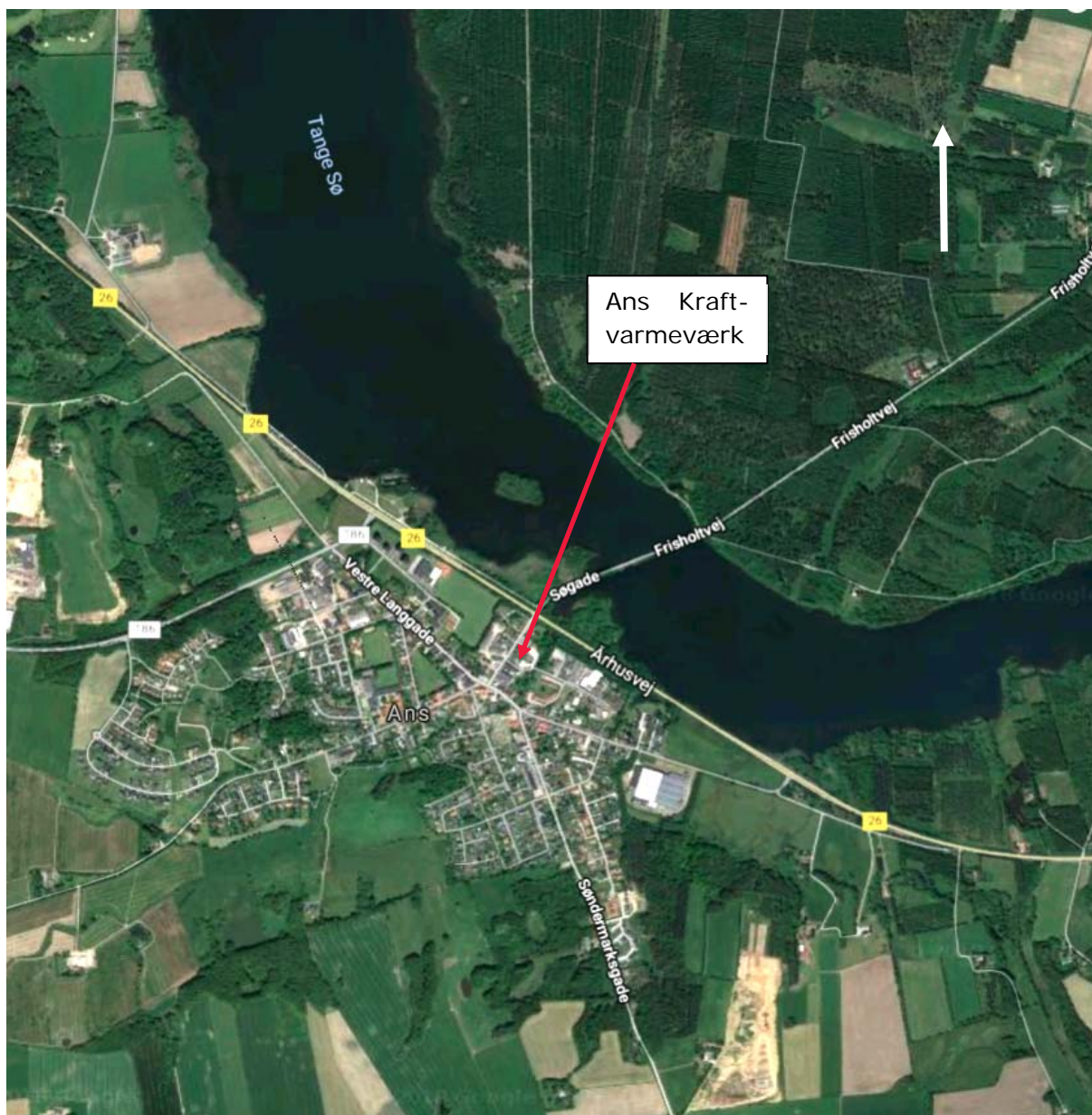
Perspektivering

Fremadrettet vil den danske energiforsyning kræve både mere VE og øget fleksibilitet, og en stor del af disse mål skal opfyldes af fjernvarmesektoren. Her spiller store varmepumper en afgørende rolle, og den helt store udfordring ift. at få disse varmepumper etableret er at finde egnede varmekilder, der giver en COP, der er tilstrækkelig høj. Her er varmepumper, der er baseret på sø-/åvand en oplagt mulighed. Myndighedsbehandlingen er her en stor opgave, som med dette projekt er gjort betydeligt lettere.

Projektet har også bidraget til, at man kan foretage mere detaljerede og virkelighedsnære beregninger af fjervarmesystemer med varmepumper og deres CO₂-udledning.

Da driftsomkostningerne udgør en meget stor del af prisen for varme produceret på varmepumper, vil brugen af partnering i forbindelse med projekteringen kunne bidrage til, at projekterne får en bedre COP og dermed økonomi.

6. Grundlaget: Ans By, Tange Sø og Ans Kraftvarmeværk



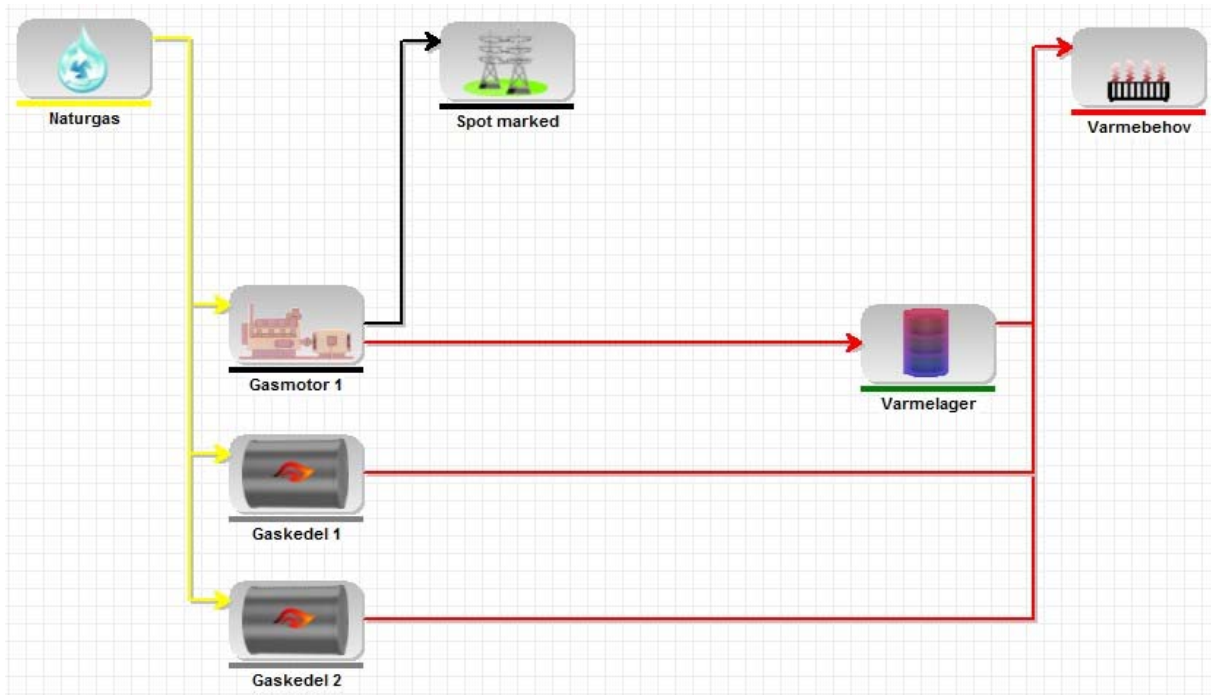
Figur 1: Ans By, Tange Sø og Ans Kraftvarmeværks placering.

Som vist i Figur 1 ligger Ans By ved Tange Sø's vestlige bred. Tange Sø udgør magasinet for Gudenåcentralen (Tangeværket), hvorigennem Gudenåen strømmer. Idéen er at udnytte dette strømmende vand som varmekilde for en varmepumpe.

Ans Kraftvarmeværk sælger årligt ca. 14.000 MWh_{varme} til omtrent 500 forbrugere, og kedlerne er hver på 1,9 MW, mens gasmotorens varmeeffekt er på 3,2 MW. Derudover råder værket over et antal akkumuleringstanke med en samlet størrelse på 380 m³, der er koblet til gasmotoren. Opbygningen ses i Figur 2.

Da AKVV både har gaskedler og en gasmotor, er omkostningen til varmeproduktionen og dermed varmeprisen afhængig af både gas- og elprisen, idet salget af el til nettet vil give

indtægt ved drift af gasmotoren. Valget af produktionsenheder er dermed bestemt af gas- og elprisen i det pågældende tidsrum.



Figur 2: Skematisk opbygning af Ans Kraftvarmeværk: "Varmebehov" er fjernvarmenettet og dets forbrugere.

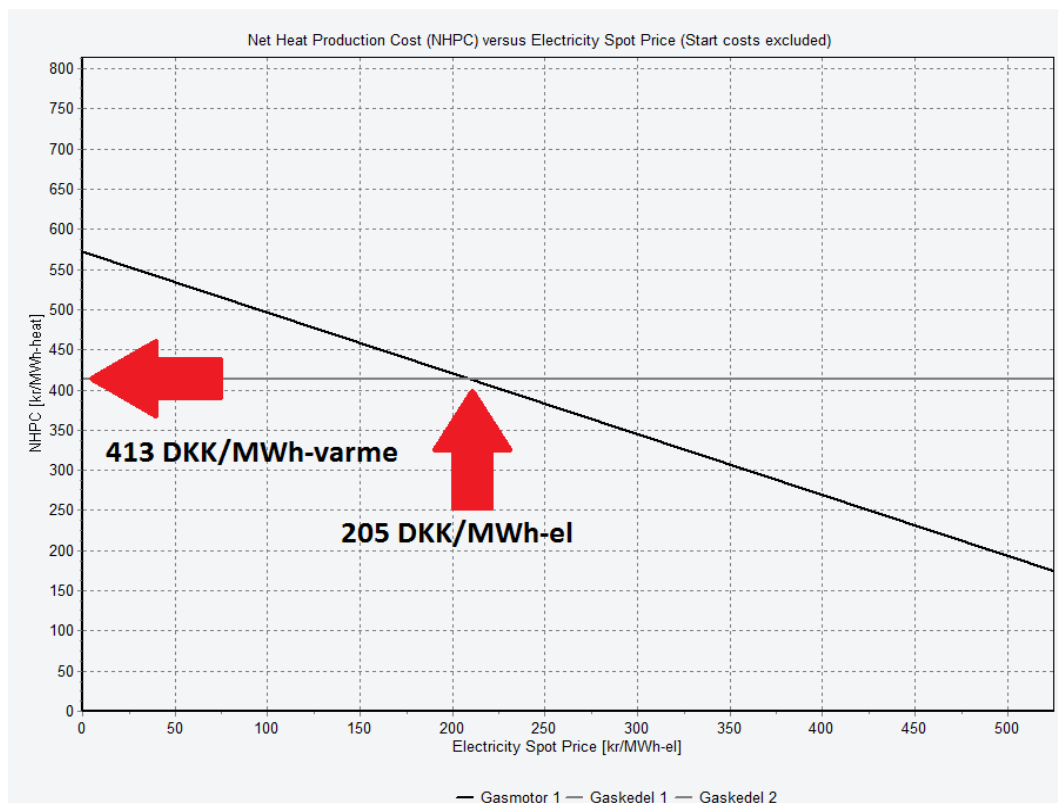
7. Grundlag for den økonomiske analyse: Drift uden varmepumpe

Som beskrevet består AKVV's nuværende system af både naturgaskedler og af en naturgasdrevet motor, og derfor afhænger produktionsomkostningerne af både el- (afsætning) og gasprisen samt af de øvrige driftsomkostninger. Formålet med lagertanken er at kunne optimere driften ved at kunne forskyde varmeproduktionen (driften) fra varmebehovet. Nettovarmeproduktionsomkostningen (NPO) – og dermed varmeprisen ved drift af de forskellige produktionsenheder til en given elspotpris – kan vises som diagrammer, der gør det muligt at finde det produktionsmiks, der giver den laveste varmepris. Sådanne diagrammer er vist for AKVV i figurerne 3-5 for gaspriser på hhv. 1,50, 2,50 og 3,00 kr./m³.

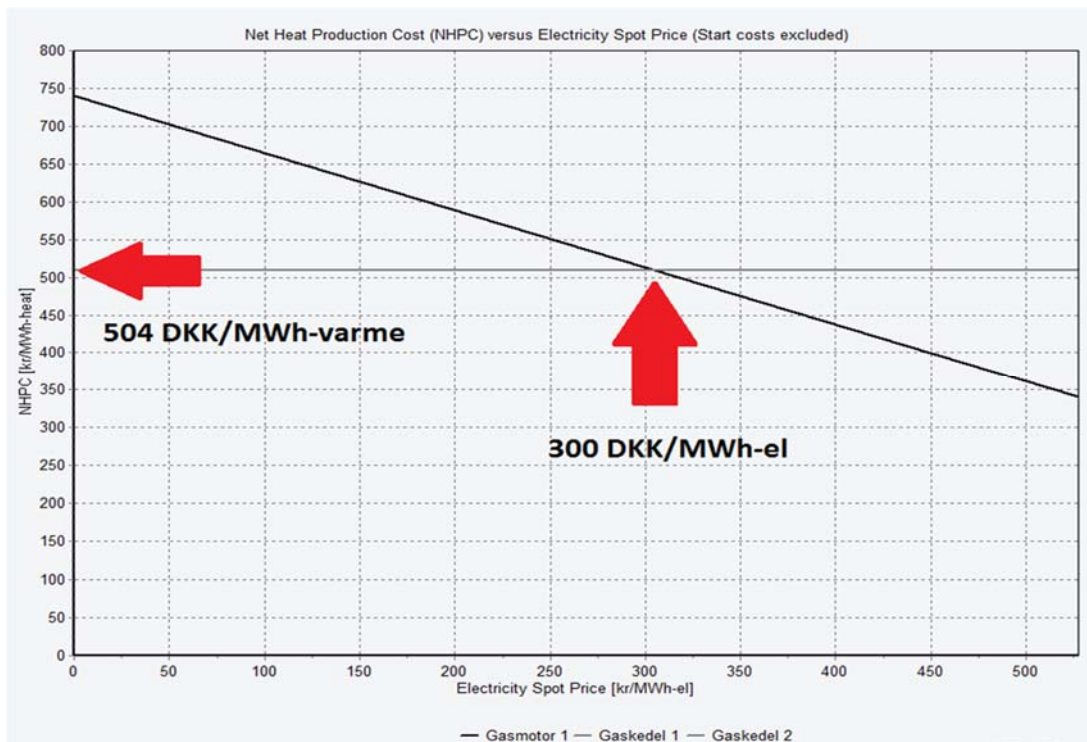
Af diagrammerne fremgår, at gasmotorerne har en grundlæggende høj NPO, der modsvarer af værdien af salget af den producerede strøm, mens NPO for en gaskedel er uafhængig af elprisen. Her skal nævnes, at driften af gasmotoren ved en elspotpris på 0 kr./MWh el svarer til en kedel med meget lav varmevirkningsgrad (60-70 °C), idet den producerede el i dette tilfælde kan betragtes som spild.

For en given elspotpris findes den optimale produktionsmåde ved at vælge det produktionsanlæg, der har lavest NPO. Dette er illustreret i Figur 5 ved en elspotpris på 200 kr./MWh el: Den laveste varmepris opnås her ved at anvende gaskedel (NPO = 560 kr./MWh varme), mens varme, der er produceret på gasmotoren, vil have en NPO på 670 kr./MWh varme.

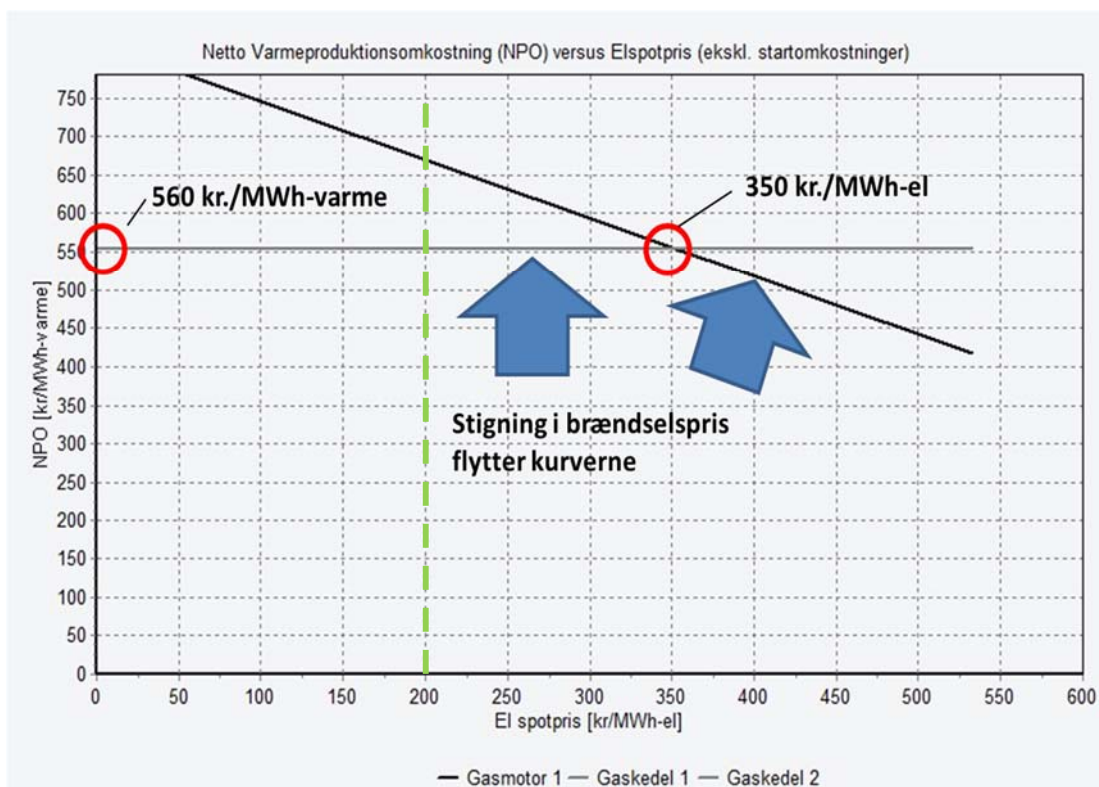
Diagrammerne viser også, hvordan en stigende gaspris påvirker den optimale produktionsmåde.



Figur 3: Motor/kedel ved gaspris på 1,5 kr./m³.



Figur 4: Motor/kedel ved gaspris på 2,5 kr./m³.



Figur 5: Motor/kedel ved gaspris på 3,00 kr./m³.

Da både gas- og elspotprisen varierer, kræver det et aktivt valg at udnytte de forskellige produktionsanlæg til at opnå den laveste akkumulerede driftsomkostning og dermed gennemsnitlige varmepris. Da elprisen svinger ganske meget på timebasis, mens gasprisen er meget mere stabil (og ofte købes på fastpriskontrakter), er det dog oftest i realiteten elmarkedet, der bestemmer driften.

Programmet 'energyPRO' fra projektpartneren EMD (nærmere beskrevet i Bilag 1) gør det muligt at estimere et driftsregnskab gennem en timebaseret modellering af optimal drift, der er baseret på el- og gaspriser, afgifter, produktionsanlæggenes karakteristik, variable omkostninger og effektivitet samt varmebehovet.

Den opstillede model, der er nærmere beskrevet i Bilag 1, kan dermed anvendes til at simulere forskellige scenarier og deres følsomhed over for antagelser, og dermed kan der dannes et grundlag for en sammenligning af disse med eller uden varmepumpe i systemet.

Som grundlag for vurdering af varmepumpeprojektet blev der i 2012-13 foretaget beregninger med 'energyPRO' med baggrund i elspotpriser for 2011 (gennemsnit 352 kr./MWh), 2012 (gennemsnit 293 kr./MWh) og for et fremtidsscenario (gennemsnit 413 kr./MWh). Svingningerne i elspotprisen var den samme for alle scenarier, der blot blev skaleret proportionalt med gennemsnitsprisen. Gasprisen blev varieret fra 2,04 kr. til 3 kr./m³.

Beregningerne blev også udført med fordoblet lagerkapacitet, der blev øget fra de nuværende 380 m³ til 760 m³. For drift uden varmepumpe var resultatet uændret, og for de senere beskrevne beregninger med varmepumper var forbedringen i driften maksimalt 100.000 kr./år. Lagertankvolumenet er med andre ord passende.

Som det fremgår af Tabel 1, medfører en stigende elpris et fald i varmeprisen pga. mer-værdien af gasmotorens elproduktion, og da hele produktionen er baseret på naturgas, medfører en lavere gaspris også et fald i varmeprisen.

Gsn. el-pris	gaspris	resultat ord. drift	NPO	Gsn. el-pris	gaspris	resultat ord. drift	NPO	Gsn. el-pris	gaspris	resultat ord. drift	NPO
kr/WWh	kr/m ³	kr	kr/MWh	kr/WWh	kr/m ³	kr	kr/MWh	kr/WWh	kr/m ³	kr	kr/MWh
292,5	3	-7.534.904	-538	352,5	3	-7.046.269	-503	412,5	3	-6.434.166	-460
292,5	2,9	-7.354.099	-525	352,5	2,9	-6.841.296	-489	412,5	2,9	-6.217.965	-444
292,5	2,8	-7.160.393	-511	352,5	2,8	-6.629.995	-474	412,5	2,8	-5.998.824	-428
292,5	2,7	-6.968.922	-498	352,5	2,7	-6.420.451	-459	412,5	2,7	-5.775.864	-413
292,5	2,6	-6.773.741	-484	352,5	2,6	-6.205.607	-443	412,5	2,6	-5.552.968	-397
292,5	2,5	-6.576.269	-470	352,5	2,5	-5.990.922	-428	412,5	2,5	-5.328.692	-381
292,5	2,4	-6.373.465	-455	352,5	2,4	-5.776.779	-413	412,5	2,4	-5.101.727	-364
292,5	2,3	-6.168.393	-441	352,5	2,3	-5.556.518	-397	412,5	2,3	-4.876.214	-348
292,5	2,04	-5.618.027	-401	352,5	2,04	-4.977.594	-356	412,5	2,04	-4.279.325	-306

Tabel 1: Resultat af årlig ordinær drift af AKVV's varmeproduktion (uden varmepumpe) på 14.000 MWh/år ved forskellige gennemsnitlige elspotpriser og gaspriser. NPO er den årlige nettoproduktionsomkostning ("varmepris") på basis af resultatet.

8. Systemet med varmepumpen

Som beskrevet i indledningen, viste forarbejdet til projektet, at det umiddelbart er rentabelt at etablere en varmepumpe, der er baseret på at hente varme fra Tange Sø. Varmepumpen er placeret ved AKVV's varmeværk og rørledningen og indtaget i Tange Sø ved broen i Søgade, jf. Figur 6. Ud til broen hviler vejbanen på en dæmning til hver side, hvilket bevirker, at hastigheden på vandgennemstrømningen er størst på dette sted. Af denne grund er placeringen valgt til indtag og udledning af vandet til varmepumpen, idet den høje hastighed modvirker kortslutning af strømmingen fra indvindings- til udledningpunktet. Disse punkter er desuden placeret således, at vandet via dets naturlige strømningsretning først møder indtaget og derefter udledningpunktet, jf. Figur 7.

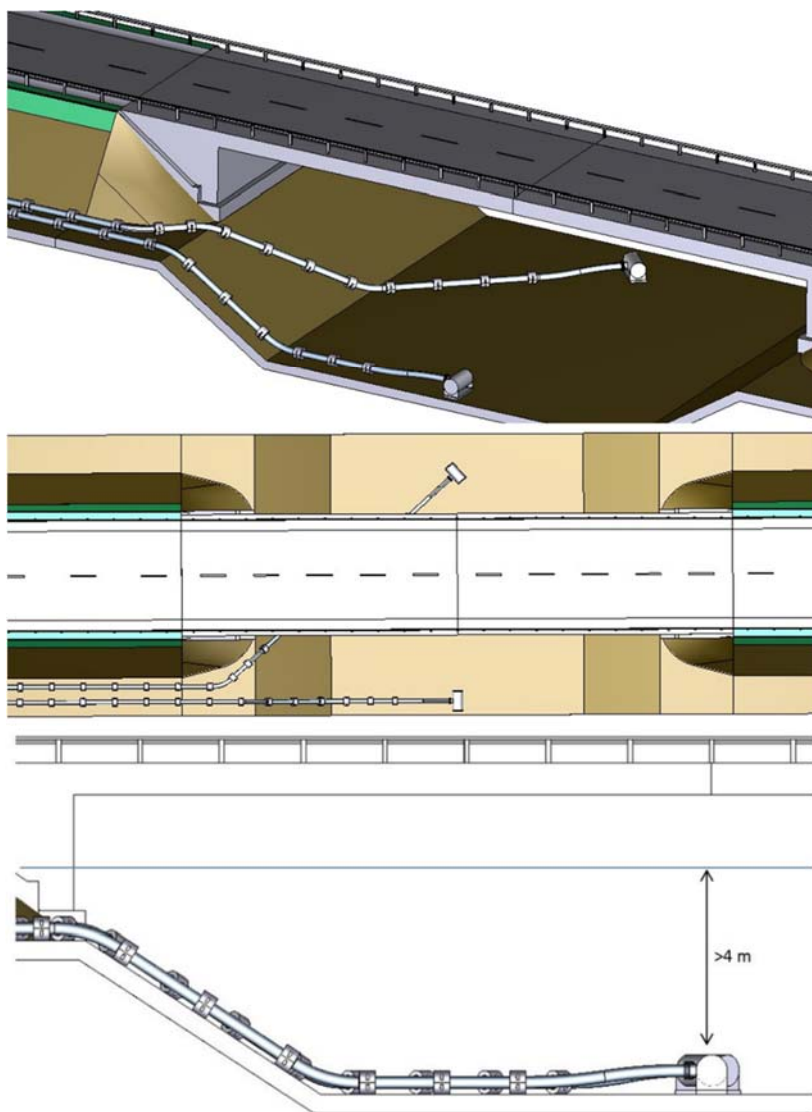


Figur 6: Planlagt rørtræk mellem Tange sø med indtag (gul) og retur (Grøn) ved broen i Søgade og Ans Kraftvarmeværk (markeret med rød ramme).

Varmepotentialet i Tange Sø

I Tabel 2 angives de målte gennemsnitstemperaturer for søen i årene 2004 til 2010. Søen indeholder ca. 20 mio. m³ vand. Den gennemsnitlige gennemstrømning er 19 m³/s (600 mio. m³/år) og den mindste ca. 6 m³/s. Beregninger har vist, at hvis disse temperaturer kombineres med oplysningerne omkring gennemstrømning og varmepumpens køleeffekt på ca. 1,1 MW, vil varmepumpens gennemsnitlige afkøling af søvandet være mindre end 0,02 °C. Påvirkningen kan også sammenlignes med søens varmeudveksling med luften, der forår/efterår kan anslås til 60 til 180 MW. Ved hjælp af CFD-simuleringer (Computational Fluid Dynamics) er der udarbejdet et separat studie omkring temperaturpåvirkningen

af Tange Sø i forbindelse med opblandningen af returvandet til søen. Studiet er vedlagt som Bilag 2, hvor opbygningen også er beskrevet i detaljer.



Figur 7: Placering af vandets ind- og udledningspunkter med filtersier monteret for enden af hver rørledning.

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	Maj	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Okt.	Nov.	Dec.
2004							16,32	19,56	15,06	10,14	6,16	4,00
2005				9,48	13,06	16,21	19,63	17,09	15,34	11,43	7,89	3,34
2006				7,30	13,19	17,47	21,34	19,52	16,84	13,39	7,83	6,50
2007				11,79	13,99	18,84	17,87	19,02	14,49	11,48	5,93	4,38
2008	2,76	3,31				18,40	18,78	18,63	16,10	11,54	7,12	
2009					14,44	17,28	20,08	19,28	15,88	9,90	8,15	4,28
2010	1,90	2,31	4,56									

Tabel 2: Målte gennemsnitstemperaturer i Tange Sø på månedsbasis angivet i grader celsius. Målt ved Gudenåværket.

Baseret på Tabel 2 og det nuværende driftsmønster for AKVV er de dimensionerende driftsbetingelser for varmepumpen som vist i Tabel 3.

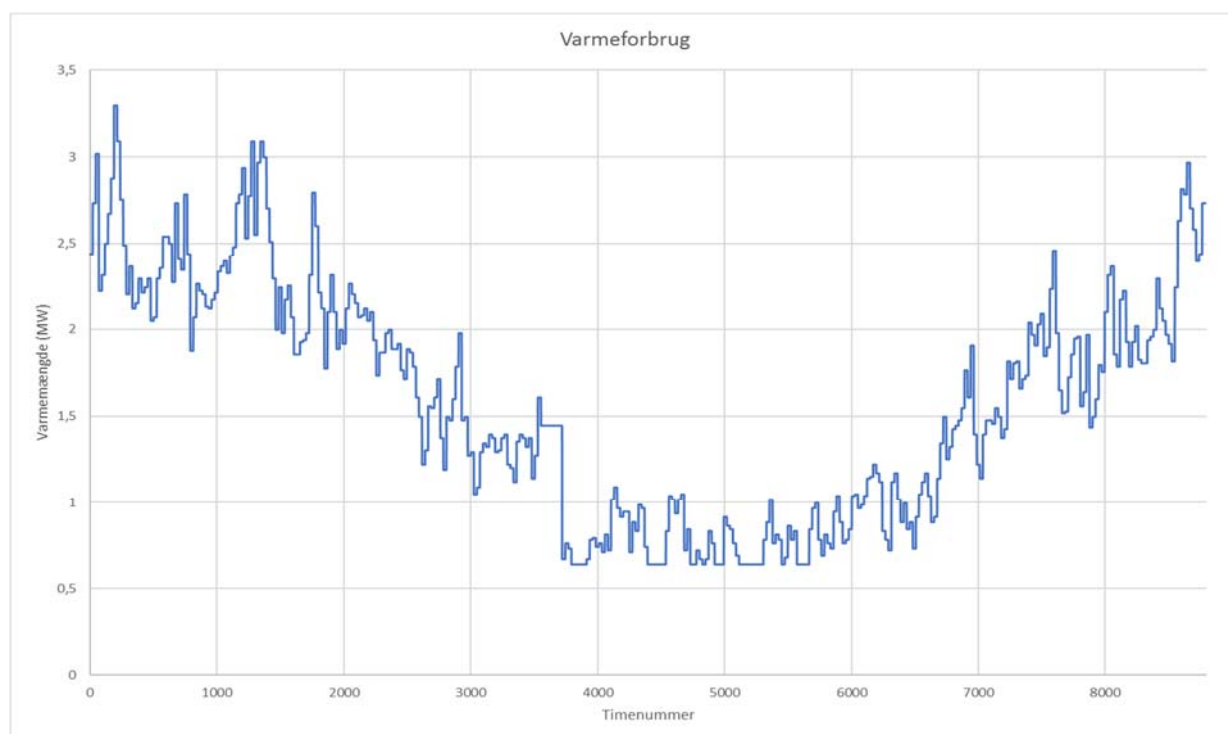
Beskrivelse	Værdi	Enhed
Temperatur, fjernvarme Fra – til (sommer/vinter)	40-70 / 35-75	°C
Temperatur, søvand Fra – til (sommer/vinter)	17-13 / 5-2	°C

Tabel 3: Designtemperaturer for varmepumpen.

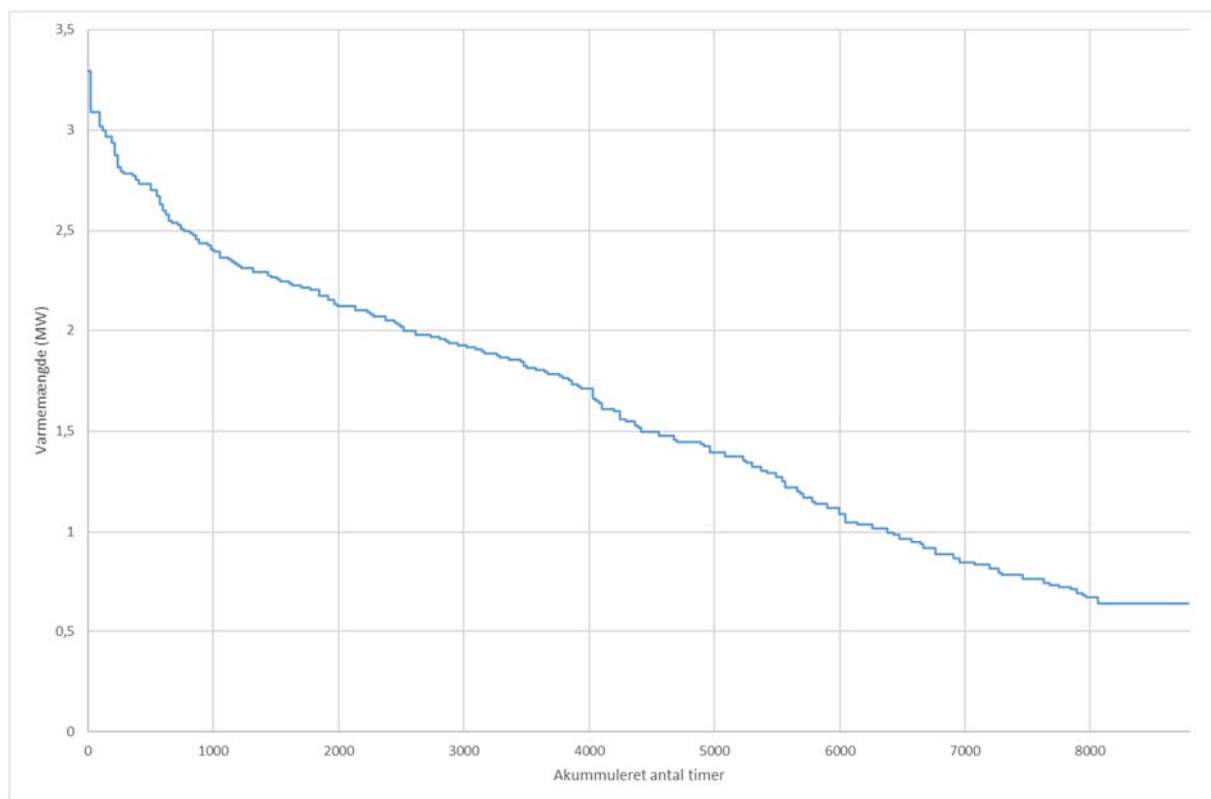
Som det er beskrevet i afsnittet Myndighedsbehandling, er der et krav om, at vandet minimum skal være 2 °C, når det returneres til søen. Varmepotentialet i Tange Sø vil derfor højst sandsynligt svinge fra sæson til sæson, da vandtemperaturen om vinteren kan blive for lav til, at førnævnte temperaturkrav kan overholdes, hvorfor varmepumpen må stoppes. Anlægget kan dog køre (evt. i dellast) det meste af tiden i de varme vintre, hvilket vil holde antallet af årlige driftstimer oppe.

Beregning af optimal kapacitet på varmepumpen

Da varmebehovet varierer hen over året, vil det ikke være rentabelt at dimensionere varmepumpen til at dække hele varmebehovet: Varmepumpen ville ellers køre i dellast det meste af året, og de relativt få timer med fuldt varmebehov vil ikke kunne forrente investeringen i varmepumpekapaleteten til dækning af disse timer. Det dimensionerende timebaserede varmebehov fremgår af Figur 8 og Figur 9.



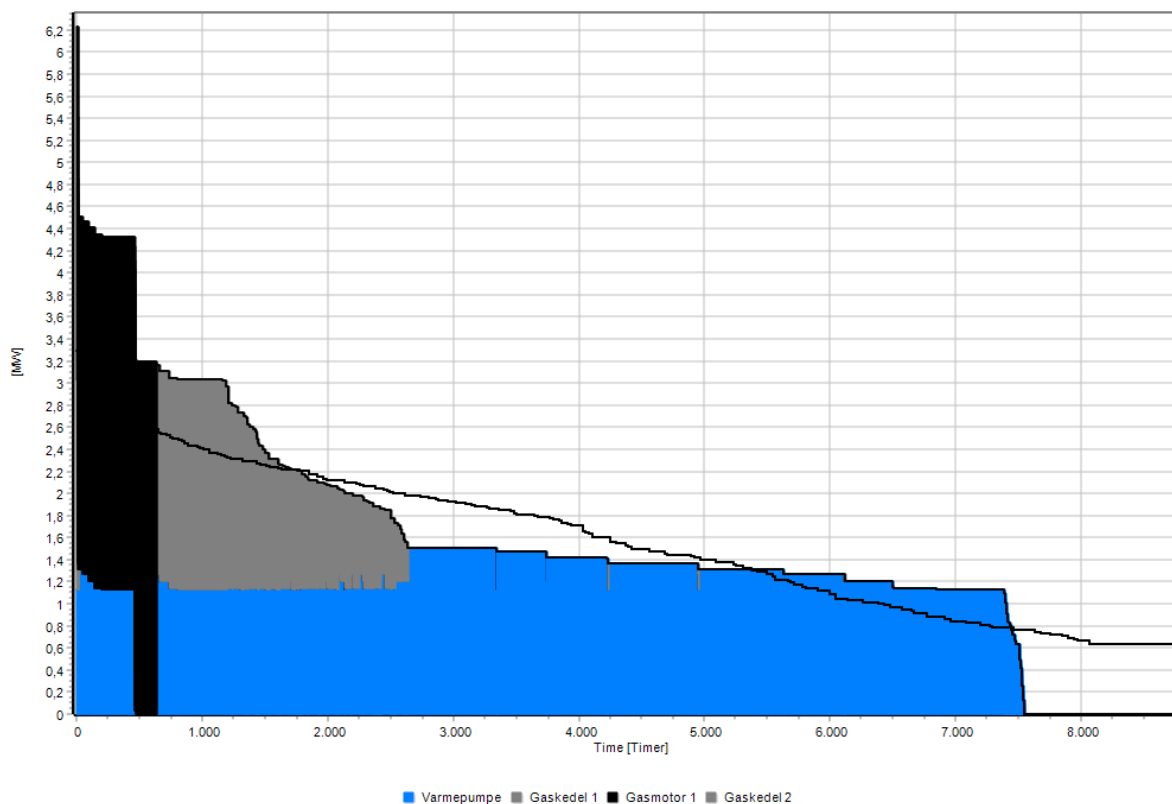
Figur 8: Dimensionerende timebaserede varmebehov for Ans for et helt år.



Figur 9: Varighedskurve for det dimensionerende timebaserede varmebehov for Ans.

Energiplanlægningssoftwaret 'energyPRO', der er udviklet af projektpartneren EMD International, tilbyder brugeren en beregning af den økonomisk mest optimale drift af et værks energiproduktionsenheder og lagre baseret på timemæssigt varierende varmemeforbrug og brændsels- og elpriser.

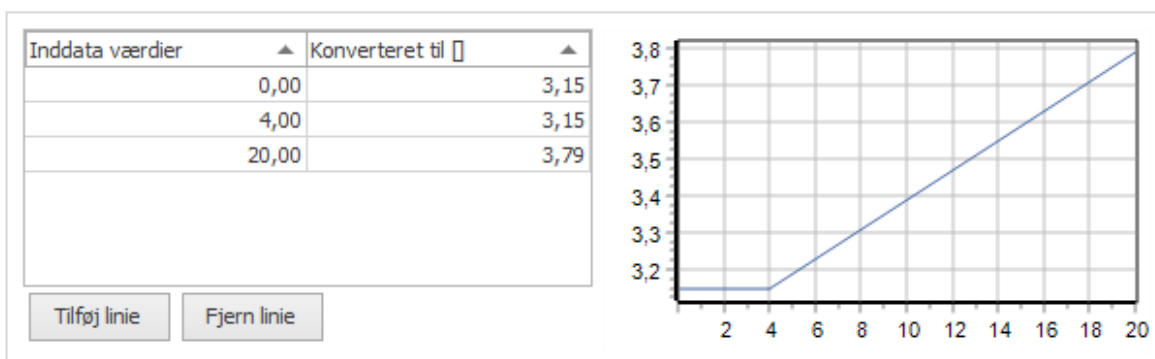
For at kunne beregne den optimale kapacitet på varmepumpen foretog EMD International i samarbejde med Teknologisk Institut en videreudvikling af 'energyPRO', således at det blev muligt at regne på varierende elpris og teoretisk kapacitet på varmepumpen med variabel COP. Ligeledes blev beregningsprocessen automatiseret, så der kunne regnes på mange scenarier. Desuden blev programmet udvidet til også at kunne beregne miljøkonsekvenserne af varmeproduktionen. 'energyPRO' og ændringerne af dette er nærmere beskrevet i Bilag 1. Figur 10 viser en optimal driftssammensætning til dækning af varighedskurven i Figur 9. Lagertanken, der ikke indgår i denne visualisering, dækker de perioder, hvor forbruget overstiger produktionen.



Figur 10: Eks. på optimal fordeling af driften af AKVV til dækning af varighedskurven i Figur 9.

Varmepumpens COP er modelleret i 'energyPRO' som lineær afhængig af vandtemperaturen, jf. Figur 11. Pga. af minimum 2 °C-kravet til returvandtemperaturen regnes der ikke med drift i januar og februar.

Modificer funktion i omsætningstabel



Figur 11: 'energyPRO'-model for varmepumpens COP.

På basis af designtemperaturerne, som er vist i Tabel 3, samt en anslået effektstørrelse på ca. 1,5 MW blev samtlige danske varmepumpeleverandører spurgt om tilbud på selve varmepumpeenheden. Løsninger med både CO₂ (R744), ammoniak (NH₃ R717) og isobutan (R600a) blev tilbudt, som det fremgår af Tabel 4.

Leverandør	Leverandør A		Leverandør B			Leverandør D	
anlægsidentifikation	A1	A2	B1	B2	B3	D1	D2
Kølemiddel	CO ₂	CO ₂	NH ₃	NH ₃	NH ₃	NH ₃	NH ₃
Kapacitet 4° C (kW)	1.045	1.519	1.171	1.387	1.717	1.027	1.540
Kapacitet 20° C (kW)	1.225	1.782	1.493	1.700	2.252	1.027	1.526
COP vinter 4° C	2,60	2,60	3,10	3,11	3,07	3,00	3,10
COP 20° C	2,70	2,70	3,75	3,76	3,76	3,90	3,80
Budgetpris ekskl. moms kr	3.300.000	3.800.000	3.650.000	4.350.000	5.350.000	3.900.000	5.200.000
Pris pr MW ekskl. moms kr	3.158	2.502	3.117	3.136	3.116	3.797	3.377

Leverandør	Leverandør C						
anlægsidentifikation	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7
Kølemiddel	R600a	R600a	R600a	R600a	R600a	NH ₃	NH ₃
Kapacitet 4° C (kW)	284	568	852	1.136	1.420	945	1.554
Kapacitet 20° C (kW)	383	766	1.149	1.532	1.915	1.053	1.679
COP vinter 4° C	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	3,33	3,32
COP 20° C	3,79	3,79	3,79	3,79	3,79	4,03	3,99
Budgetpris ekskl. moms kr	835.000	1.670.000	2.505.000	3.340.000	4.175.000	4.000.000	4.800.000
Pris pr MW ekskl. moms kr	2.940	2.940	2.940	2.940	2.940	4.233	3.089

Tabel 4: Oversigt over de 14 tilbudte varmepumpeløsninger. Prisen omfatter kun selve varmepumpeenheden. Pris pr. MW er baseret på varmepumpeløsningen ved vinterdrift.

Ses der bort fra CO₂, der lider under, at returtemperaturen på fjernvarmevandet er lidt for høj i forhold til det optimale, ligger COP for anlæggene med ca. 1,5 MW varmepumpe i intervallet 3,00 til 3,33 ved vinterkondition (4 °C) og 3,75 til 4,03 ved sommerkondition (20 °C). Den specifikke pris for enheden ligger på ca. 3.000 kr./KW_{varme}, hvor isobutan generelt ligger lidt lavere end ammoniak, der til gengæld typisk har en højere COP.

Baseret på disse tilbud blev der gennemført mere end 800 beregninger med 'energyPRO' af de forskellige kombinationer af varmepumpekapacitet og -pris samt el- og gaspriser for at finde den mest rentable varmepumpe type og -størrelse.

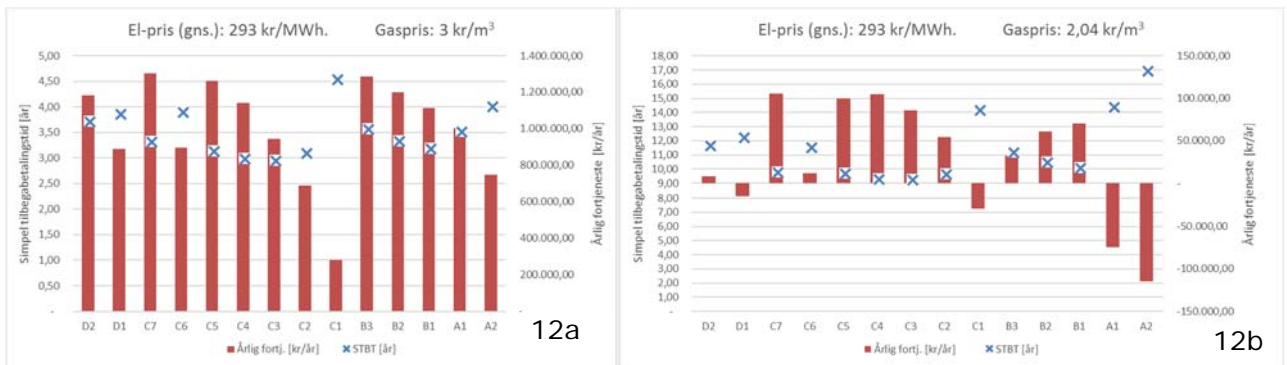
Som nævnt i afsnit 6 blev beregningerne foretaget i 2012-13 med baggrund i elspotpriser for 2011 (gennemsnit 352 kr./MWh), 2012 (gennemsnit 293 kr./MWh) og for et fremtids-scenarie (gennemsnit 413 kr./MWh). Svingningerne i elspotprisen var de samme for alle scenarier, der blot blev skaleret proportionalt med gennemsnitsprisen. Gasprisen blev varieret fra 2,04 kr. til 3 kr./m³. I beregningerne er varmepumperne finansieret over 15 år med 3 % realrente.

Som nævnt er valget af varmepumpe en kombination af COP (elforbrug), elpris og nettoomkostning ved den/de alternative produktionsenheder (primært gaspris). I det følgende vises resultaterne for høj og lav gaspris ved lav elpris (Figur 12) og for høj og lav gaspris ved høj elpris (Figur 13).

Ved at vurdere løsningerne ved høj årlig indtjening med lille risiko (kort tilbagebetalingstid og lav følsomhed over for variationer i el- og gaspris) kan følgende konkluderes:

Ved lav el- og høj gaspris (Figur 12a) har C7, B3 og C5 de højeste årlige fortjenester. Forskellen i simpel tilbagebetalingstid er ca. 1 år med C5 som den laveste af de tre.

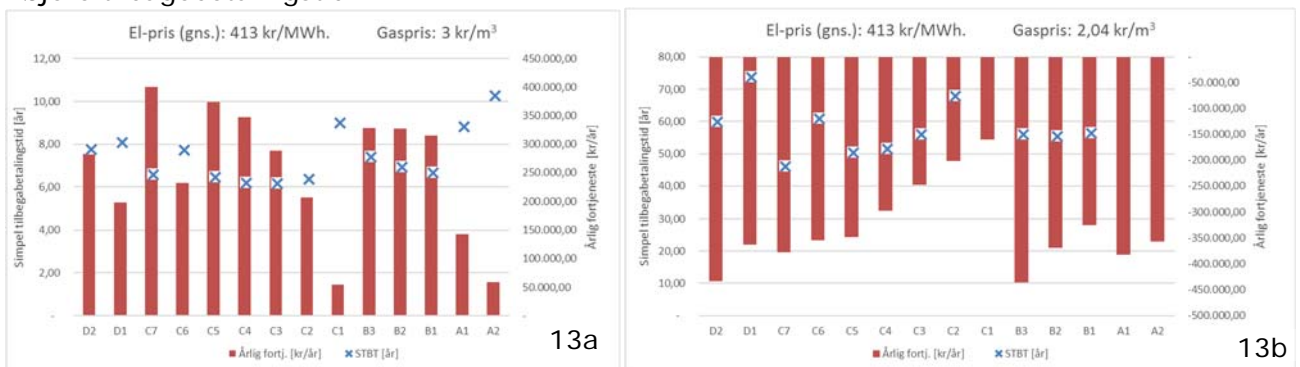
Ved lav el- og lav gaspris (Figur 12b) er C7, C4 og C5 bedst og har de laveste tilbagebetalingstider (der dog er mere end fordoblet ift. Figur 12a). B3 har til sammenligning en markant lavere fortjeneste og en noget højere tilbagebetalingstid.



Figur 12: Sempel tilbagebetalingstid og årlig fortjeneste for de 14 tilbudte varmepumper ved en gennemsnitlig elspotpris på 293 kr./MWh og en gaspris på 3,00 kr./m³ (a) hhv. 2,04 kr./m³ (b). Finansiering over 15 år med 3 % realrente.

Ved høj el- og høj gaspris (Figur 13a) har C7, C5 og C4 de højeste årlige fortjenester – efterfulgt af B3, der dog har en højere tilbagebetalingstid.

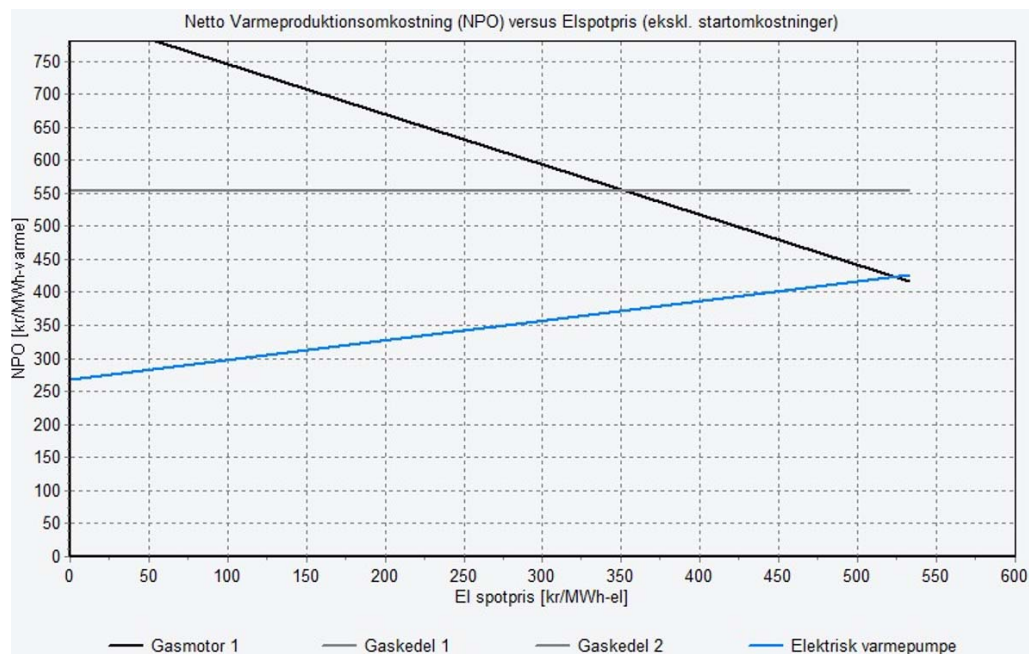
I Figur 13b er vist høj el- og lav gaspris, der er den mest udfordrende kombination for rentabiliteten i et varmepumpeprojekt, hvor alternativet er varmeproduktion baseret på gas. Dette ses tydeligt i de meget højere tilbagebetalingstider og den negative indtjening. Her er C7, C5 og C4 bedst og har de lavest tilbagebeatlingstider (der dog er en faktor 8 større ift. Figur 13a) B3 har til sammenligning en markant lavere fortjeneste go en noget højere tilbagebetalingstid.



Figur 13: Sempel tilbagebetalingstid og årlig fortjeneste for de 14 tilbudte varmepumper ved en gennemsnitlig elspotpris på 413 kr./MWh og en gaspris på 3,00 kr./m³ (a) hhv. 2,04 kr./m³ (b). Finansiering over 15 år med 3 % realrente.

Analysen viste, at løsningen C4 med isobutan som arbejdsmedie og en ydelse på ca. 1,5 MW om sommeren og ca. 1,1 MW om vinteren var mest interessant. En varmepumpe baseret på NH₃ havde en bedre COP og dermed driftsøkonomi, men på grund af en betydeligt højere investering ville tilbagebetalingstiden blive længere. Med andre ord blev risikoen mindsket på bekostning af en lidt dårligere driftsøkonomi.

Som det fremgår af Figur 14, leverer varmepumpen varme til en betydeligt lavere omkostning, hvorfor den vil være grundlastenhed i AKVV, hvor den ville have ca. 6.000 driftstimer pr. år og ville kunne dække 56 % af varmebehovet.



Figur 14: NPO-kurver for AKVV's produktionsenheder inkl. varmepumpe C4 ved 3,00 kr./m³ gas.

Valg af endelig varmepumpeløsning

På baggrund af dette blev designet for C4 og tilbuddet opdateret. Varmepumpen bestod af fire ens skruekompressorbaserede isobutan-enheder, svarende til enhederne vist i Figur 15 og dimensioneret til samlet at yde 1,5/1,1 MW alt efter sæsonen (sommer/vinter). Den genberegnete COP blev 3,79/3,15.

Baseret på den ift. Tabel 4 opdaterede pris på varmepumpen på 3.340.000 kr. samt de anvendte elpriser og afgifter og finansiering med et 3 % annuitetslån tilbagebetalt over 15 år kunne fordelingen mellem de faste (finansielle) og variable (el, inklusive afgifter og en smule til vedligehold) udgifter opgøres til hhv. 14,7 og 85,3 %. Dette viser, at driftsomkostningen – og dermed elforbruget – er ganske betydelig i forhold til nettovarmeproduktionsomkostningerne ved en varmepumpe, hvilket igen betyder, at varmepumpens COP har meget stor betydning.

Opkobling af de fire varmepumpeunits til fjernvarmesystemet hos AKVV blev udarbejdet af AEA og kan ses i Bilag 3.



Figur 15: Isobutan-varmepumper installeret på Aarhus Universitetshospital i Skejby.

9. Opbygning af varmepumpesystemet

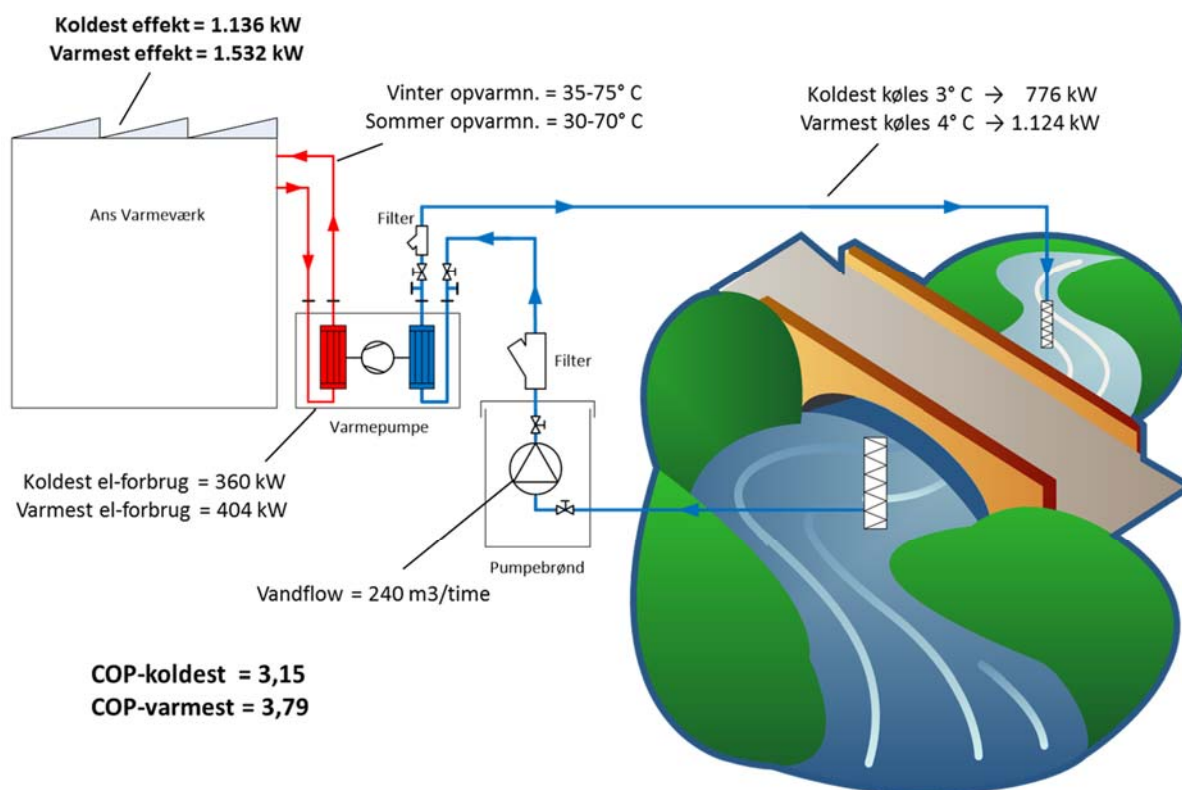
Eftersom Ans Kraftvarmeværk ligger tæt ved Tange Sø, er det som sagt oplagt at etablere en varmepumpe, der kan udnytte den termiske energi, der ligger i søvandet.

Det blev besluttet, at varmepumpesystemet inklusive pumpesystem skal placeres i en separat bygning på AKVV's område som vist i Figur 16 og baseres på at hente søvandet ind igennem indtaget, der er placeret ved vejbroen i Søgade som vist i Figur 6.



Figur 16: Placering af varmepumpesystemet inklusive pumper ved siden af AKVV's bygninger.

Søvandet suges ind ved indvindingspunktet for at cirkulere det omkring varmepumpens fordamper, hvor en del af vandets termiske energi (varme) hentes ud, og vandets temperatur sænkes. Fra indtaget i søen strømmer vandet først igennem en pumpe, dernæst igennem et filter, omkring varmepumpen, igennem et modsatrettet filter for endelig at blive returneret til søen ved udledningspunktet (se Figur 17). Pumpen, der, som vist på Figur 16, er placeret i en pumpebrønd ved kraftvarmeværket, forbindes til rørtræk igennem området og ud til vejbroen (se Figur 6). Der etableres sier ved både ind- og udløb af vand fra søen, og specifikt vedrørende indvindingspunktet kan sien filtrere objekter, der er større end 4 mm, fra, mens filteret efter pumpen fjerner partikler, der er større end 1 mm. Skulle sien stoppe til, er systemet designet således, at flowretningen kan skiftes og blæse partikler og fremmedlegemer ud af sien igen.



Figur 17: Anlægsskitse af varmepumpesystemet med driftsdata.

Som allerede beskrevet blev det planlagt at installere fire identiske isobutan-varmepumper. Ud over valget af varmepumpe skal placering og tilslutning til både fjernvarmesystemet og dets styring, elforsyningen og varmekilden også planlægges og designes. Dette blev udført i så stor detaljeringsgrad i dette projekt, at der forelå et næsten helt færdigt samlet projekt. Aktiviteter er oplyst i det følgende, men ikke behandlet nærmere, da der – selvom arbejdet var ganske omfattende – ikke er tale om aktiviteter, der er særlige på grund af varmepumpen. Ét forhold skal dog nævnes: Da varmepumpen ville skulle opstilles i umiddelbar nærhed af beboelse, var der ret skrappe støjkraav. Boatech designede derfor den separate bygning med særligt fokus på støjdemping.

Boatech forestod analyse og design af installation og de øvrige anlæg – foruden eltilslutning, tilslutning af varmepumpens kondensatorside (varme side) til AKVV's øvrige installation og tilretning af AKVV's styring- og overvågningssystem, der blev styret af AKVV selv og udført af underleverandører. Her skal nævnes, at der blev indkøbt en brugt 10kV transformator. Herved kunne man udnytte den lavere nettarif ift. tilslutning til 400V-nettet.

Boatechs indledende aktiviteter:

- Udarbejdelse af tegningsmateriale
- Opmålingen i området
- Undersøgelse af jordforhold – herunder eksisterende installationer
- Myndighedsundersøgelse
- Beregninger af indvindingssystemet for søvandet: Rør, ventiler, pumper, filtre, tryktab og NPSH.

Underleverandører blev involveret i dette arbejde, således at en budgetmæssig prissætning blev foretaget, og arbejdet omkring egentligt tilbud og kontrakt blev forberedt.

I forhold til den valgte placering og linjeføring viste den endelige og detaljerede undersøgelse af placering af de eksisterende installationer (fjernvarmerør, gas, el, tele, vand og kloak), at denne ville være forbundet med uforholdsmæssigt store omkostninger til flytning/omlægning. Varmepumpesystemets linjeføring og placering blev derfor ændret, hvilket medførte, at en stor del af de allerede gennemførte aktiviteter skulle gentages. Hertil kom udarbejdelse af materiale til kommunen for vurdering af der skulle gennemføres en VVM-undersøgelse (VVM: Vurdering af Virkninger for Miljøet):

- Ny udarbejdelse af tegningsmateriale til VVM
- Ny opmåling i området
- Tegning og beregning af ny varmepumpe
- Undersøgelse af jordforhold efter ændret rørtræk
- Kontrol af stikledninger
- Myndighedsundersøgelse
- Beregninger af modtryk for komplet anlæg til VVM
- Nye beregninger af NPSH og trykfald.

Baseret på den detaljerede projektering kunne omkostningsposterne foruden varmepumpen opstilles som vist i Tabel 5.

Søvandskreds (Filtre, rør, pumper m.m.)	3,7 mio. kr.
Tilslutning til el, fjv.system og SRO	1,3 mio. kr.
Bygning	0,6 mio. kr.
Rådgivning	1,0 mio. kr.
I alt (ekskl. varmepumpe)	6,6 mio. kr.

Tabel 5: Omkostningsfordeling for det samlede varmepumpeprojekt ud over selve varmepumpen.

Hertil kommer omkostningen til selve varmepumpen på 3,8 mio. kr.

Baseret på en samlet investering på 10,4 mio. kr. og uændrede øvrige omkostninger (de anvendte elpriser og afgifter samt finansiering med et 3 % annuitetslån tilbagebetalt over 15 år) ændres fordelingen mellem de faste (finansielle) og variable udgifter (el, inklusive afgifter og en smule til vedligehold) til hhv. 24,6 og 75,4 %. Driftsomkostningen – og dermed elforbruget – har dermed stadig en meget betydelig indflydelse på nettovarmeproduktionsomkostningerne ved den samlede installation.

Myndighedsbehandling

Inden det designede varmepumpesystem kunne ordres, installeres og idriftsættes, skulle alle forudgående myndighedstilladelser af et sådant system godkendes. Dette viste sig igennem projektet at være en større og mere tidskrævende opgave end forventet. I kraft af at anlægget var det første af sin art, blev godkendelsesforløbet langvarigt, da myndigheder for første gang skulle tage stilling til og behandle en installation af denne type. Eventuelle fremtidige lignende anlæg burde derfor kræve mindre arbejde til miljøtilladelser.

For at ridse omfanget af myndighedsgodkendelsen op gengives nedenfor de godkendelser og tilladelser, som Silkeborg Kommune udbad i forbindelse med etableringen af søvarmepumpen ved AKVV:

- VVM-screeningsafgørelse
- Indvindingstilladelse efter Vandforsyningslovens §20
- Udledningstilladelse efter Miljøbeskyttelseslovens §28
- Reguleringssag efter Vandløbslovens §17
- Dispensation efter Naturbeskyttelseslovens §3
- Tillæg til miljøgodkendelse efter Miljøbeskyttelseslovens §33
- Byggetilladelse efter Byggeloven, ingen klagefrist
- Godkendelse efter Varmeforsyningsloven
- Gravetilladelse efter Vejloven.

Risici for påvirkning af miljø og natur

Risici for påvirkning af miljø og natur ved et søvarmepumpeanlæg kan overordnet set deles ind i tre kategorier:

- Temperaturpåvirkning
- Forurening ved lækage
- Flytning af forurening fra en placering til en anden.

Førstnævnte kan forekomme ved returnering af indvundet vand, der har gennemgået en proces, hvorigennem dets temperatur er blevet ændret i forhold til temperaturen ved indvindingen. I tilfældet med anlægget ved Ans vil den returnerede temperatur være lavere end temperaturen på søvandet ved udledningspunktet, hvilket i teorien kan have indflydelse på dyr og organismer i et område lokalt omkring punktet.

I langt de fleste tilfælde vil organismer dog ikke tage skade af en mindre temperaturnedsættelse, og kun i helt særlige tilfælde vil det udgøre et problem. For eksempel i mindre søer eller vandløb kan markant koldere lokale vandtemperaturer give problemer i forbindelse med gyde- og opvækstområder. Derfor bør det som hovedregel sikres, at udledningspunktet ikke placeres i disse områder. Som beskrevet ovenfor vurderes det ikke, at temperaturnedsættelse af returvand udgør et problem i det konkrete tilfælde med søvarmepumpen i Ans.

Søvand, der ledes tilbage til kilden efter at have gennemgået en proces, kan kategoriseres som spildevand, og generelt skal det tilstræbes at holde spildevand i et afgrænset miljø, således at det ikke spredes til omgivelserne. Hvis en spildevandsledning gennemskærer et sårbart naturområde, er det vigtigt, at spildevandet ikke lækkes hertil. I forhold til søvarmepumpen i Ans opstår risikoen primært i form af et potentielt udslip af kølemiddel til returvandet.

Endelig er det vigtigt, at en eventuel forurening ikke flyttes fra et sted til et andet som følge af anlæggets proces. Eksempelvis kan meget bundvand, der suges ind fra søen, og som har et meget højt indhold af næringsstoffer eller har forringede iltforhold, påvirke det lokale miljø på udledningsstedet. Derfor bør man være særligt opmærksom på forskelle i miljøforholdene imellem indvindings- og udledningsstedet.

Projektforslag

Silkeborg Kommune afgjorde, at der ikke var behov for en egentlig VVM-screening. Det er lykkedes at indhente og få alle tilladelser til projektet godkendt. Kravet om minimumstemperaturen på 2 °C er også fremkommet igennem ovennævnte tilladelser. Det udarbejdede projektforslag blev herefter sendt i høring, hvor beslutningen om ikke at stille krav om VVM-screeningen blev påklaget over for Natur- og Miljøklagenævnet af Danmarks Naturfredningsforening og af Dansk Sportsfiskerforbund.

Klagen blev afvist ved Natur- og Miljøklagenævnet, men betød, at projektet i realiteten var stoppet i næsten et helt år. Projektet blev opstartet igen – dog med det forbehold i forhold til endelige beslutning, at Danmarks Naturfredningsforening og Dansk Sportsfiskerforbund havde en seks måneders frist for opstart af en eventuel civil retssag.

Da der var gået ganske lang tid, blev beregningerne opdateret, hvilket bekræftede, at dimensioneringen af varmepumpe og system stadig var rigtig.

Det blev valgt at udsende et egentligt udbud på varmepumpen, da der ikke var opstillet egentlige krav som f.eks. ydelsesgaranti ved den første indhentning af tilbud.

Som beskrevet i afsnittet "Beregning af optimal kapacitet på varmepumpen" har varmepumpens COP meget stor betydning for projektets rentabilitet. I denne beregning skal investering og driftsudgifter for det samlede varmepumpesystem (inklusive bygninger, vandpumper, filtre etc.) medregnes. Da projektet var opdelt i fagentrepriser med krav til de enkelte dele, der i vid udstrækning har mere eller mindre indflydelse på den samlede COP, blev det valgt at undersøge, om 'partnering'-modellen kunne bruges på et sådant varmepumpeprojekt.

'Partnering' er kendt fra større byggeprojekter og går overordnet ud på, at der – efter valg af leverandører – kan foretages en optimering af det samlede projekt/system. Da dette kan medføre genberegning af de afgivne tilbud, blev regler og evt. konflikt undersøgt i forhold til reglerne for Udbudsloven.

Konklusionen blev, at:

- 'Partnering' kan anvendes.
- Alle bydere skal stilles lige, hvorfor forløbet omkring 'Partnering'-processen og dens indhold skal fremgå af udbudsmaterialet.

Udbuddets bilag omkring 'Partnering'-processen for projektet kan ses i Bilag 4 'Samarbejdsaftale vedrørende partnering, Ans Kraftvarmeværk A.m.b.a'.

Metoden er efterfølgende anvendt i forbindelse med varmepumpen i Rødkærsbro, hvor 'Partnering'-processen hævede COP fra 4,5 til 4,8 på den installerede varmepumpe på 1,6 MW.

Der blev kun modtaget et tilbud i forhold til udbuddet, der var begrænset til kun at tillade isobutan (R600a).

I tiden siden det oprindelige tilbud var designet blevet ændret, da den oprindelige kompressortype var taget ud af markedet. Det nye anlæg var baseret på tre kompressorenheder. Forskellen mellem de to anlægsdesign fremgår af Tabel 6.

De øvrige installationsomkostninger var uændret 6,6 mio. kr.

	Oprindeligt tilbud	Nyt tilbud	Forskel
COP, Sommer	3,79	3,78	-0,3 %
COP, Vinter	3,15	2,9	-7,9 %
Varmeydelse, Sommer	1.532 kW	1.398 kW	-8,7 %
Varmeydelse, Vinter	1.136 kW	1.116 kW	-1,8 %
Pris, ekskl. Moms	3.340.000 kr.	4.200.000 kr.	25,7 %

Tabel 6: COP-, ydelses- og prissammenligning mellem gammelt og nyt tilbud. "Gammelt tilbud" henviser til det opdaterede tilbud efter løsningen var valgt (jf. s 23).

Som det fremgår af Tabel 6 er økonomien i projektet forringet med det nye tilbud, idet COP var betydeligt lavere især ved vinterdrift (-7,9 %). Derudover var prisen øget med 11,6 %.

10. Andet fremtidsscenario for AKVV

Parallelt med analyserne var der opstartet arbejde med en fusion med Bjerringbro, Ulstrup, Rødkærsbro og Ans med henblik på at danne det fælles fjernvarmeselskab Gudenådalens Energiselskab GUES. Dette – sammenholdt med den forringede økonomi og dermed større risiko for AKVV's andelshavere – førte i sidste ende til beslutningen om ikke at etablere varmepumpen.

11. Sammenspil med fremtidens elsystem

Sideløbende med de beskrevne aktiviteter omkring selve varmepumpen og dens design og indbygning i AKVV's fjernvarmesystem arbejdede FDKV med forskellige analyser af den fremtidige brug af de installerede gasmotorer. Dette har sammen med andre analyser bl.a. ført til etablering af et nyt selskab, Dansk Kraftvarme Kapacitet, i samarbejde med Dansk Fjernvarme. Selskabet fungerer som en kapacitetscentral, hvor kraftvarmeværker modtager en rådighedsbetaling for at være klar til at byde deres kapacitet ind i det nuværende spotmarked Nordpool, når prisen er over ønsket target pris – f.eks. 400 kr./MWh.

I forhold til samspillet mellem elektrisk drevne varmepumper og elsystemet har AAU i forbindelse med projektet udviklet metoder og værktøjer med henblik på at analysere og optimere samspillet mellem decentrale energianlæg og energisystemets udfordringer i forbindelse med integration af store mængder diskontinuerlig vedvarende energi (især vindkraft og solkraft, men også f.eks. solvarme).

Projektet har direkte bidraget til at etablere og styrke det metodiske og analytiske grundlag for design og analyse af fremtidens "smarte" energisystem, hvor decentrale fjernvarme-producenter vil kunne være "medspillere". Der er bl.a. udviklet en række indikatorer – såkaldt "vindvenlighed" og "vindvolumen" (på engelsk intermittency-friendliness og intermittency-volume) – der danner grundlag for at analysere og sammenligne "smarte" og "systemvenlige" designløsninger og driftsstrategier.

Det metodiske grundlag, designstudier og udviklingen af nye værktøjer, der ofte refererer til projektet i Ans, er kommunikeret gennem en række forskningsartikler i de fremmeste internationale, peer-reviewed (fagfællebedømt) tidsskrifter (se kilde 1 til 3 under afsnittet Formidling).

Der er i tilknytning til projektets F&U-indsats udviklet, afprøvet og etableret en række digitale løsninger, der har haft til hensigt at understøtte drift og planlægning af smarte decentrale løsninger.

Følgende tre løsninger er direkte afledt af projektets aktiviteter:

COMPOSE (Compare Options for Sustainable Energy)

Integreret driftsoptimerings- og energisystemanalyse-software, der er baseret på såkaldt parametrisk, lineær programmering. Projektet har leveret et væsentligt bidrag til udviklingen af COMPOSE, der tilbyder hurtig og kraftfuld komparativ designanalyse, driftsoptimering og energisystemanalyse.

Langsigtet data-store for driftsdata

I samarbejde med Ans Fjernvarme og Inopower har AAU i 2013 udviklet og etableret en infrastruktur for løbende langsigtet lagring af Ans-driftsdata. Løsningen er udviklet med henblik på let at kunne overføres til andre fjernvarmeværker. Hensigten med løsningen har været – under forventning om etablering af de planlagte anlægsinvesteringer og anlæg af ny varmepumpe – at kunne sammenligne ny drift med langtrækkende, fulde historiske driftsår. Det eksisterende SCADA-system var begrænset af en driftsdata-backup på løbende 1 års driftsdata.

ESS (Energy System Services)

En cloud service for markedsbaseret smart driftsoptimering, styring og monitorering af el- og fjernvarmeværker, individuelle anlæg eller såkaldte sværme af individuelle anlæg. Serveren er aktuelt nedtaget.

Da varmepumpesystemet ikke blev etableret, har det ikke været muligt at gennemføre de endelige afprøvninger af systemerne og dermed heller ikke at drage de endelige konklusioner.

12. Formidling

Ud over nærværende faglige afrapportering til EUDP er projektresultaterne formidlet løbende ved flere lejligheder – herunder:

- I drejebogen version 1 og 2.
- Hjemmeside omkring projektet og dets resultater
- Lokale medier
- TI-kurser og -temadage
- Dansk Fjernvarme temadage

Videnskabelige artikler:

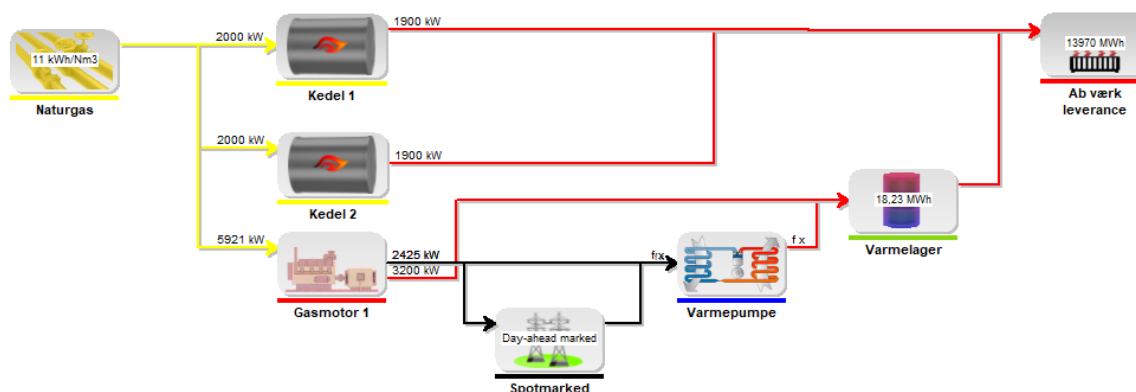
- [1] M.B. Blarke, Store varmepumper: En varm udfordring (Large-scale heat pumps: A hot challenge), Fjernvarmen. (2015) 30–31,32,33.
- [2] M.B. Blarke, B.M. Jenkins, SuperGrid or SmartGrid: Competing strategies for large-scale integration of intermittent renewables?, Energy Policy. 58 (2013). doi:10.1016/j.enpol.2013.03.039.
- [3] M.B. Blarke, Towards an intermittency-friendly energy system: Comparing electric boilers and heat pumps in distributed cogeneration, Appl. Energy. 91 (2012). doi:10.1016/j.apenergy.2011.09.038.

Bilag

Bilag 1: 'energyPRO' og modeldannelse for Ans Kraftvarmeværk

'energyPRO' tilbyder brugeren en beregning af den økonomisk mest optimale drift af et værks energiproduktionsenheder og lagre.

Projekteksempel af Ans Kraftvarmeværk med en varmepumpe er vist i Figur B.1.1:



Figur B.1.1: 'energyPRO'-model for AKVV.

Ud over de viste varmeeffekter er der oprettet en række omkostninger, der for dette eksempel fremgår af Tabel B.1.1. Omkostninger anvendt i den egentlige analyse er vist i Tabel B.1.4.

3 Betalinger

3.1 Driftsindtægter

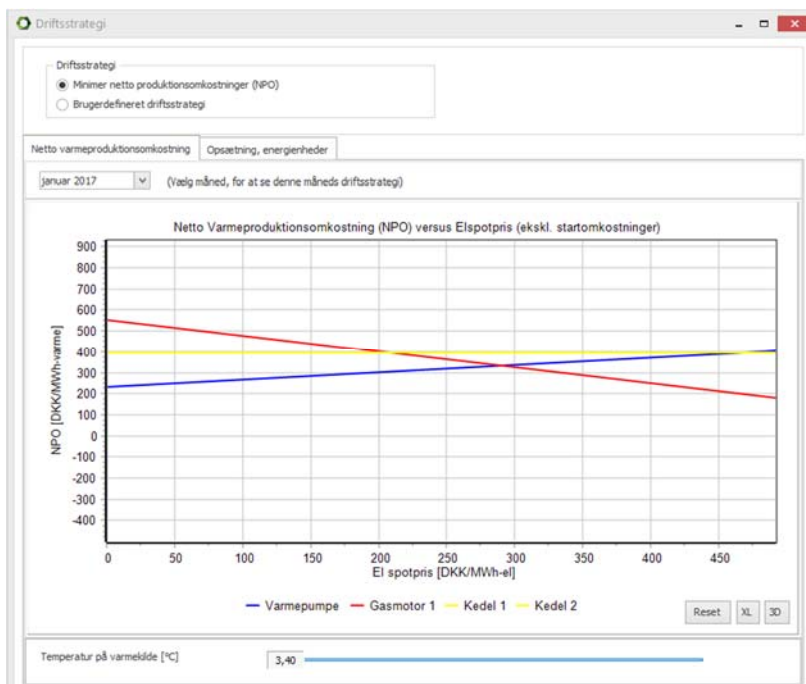
Produktionsuafhængigt tilskud	
Salg af el	
Elproduktionstilskud	640.000.000 DKK/År

3.2 Driftsudgifter

Indfødningsstarifel	3,0000 DKK/MWh
Gaskøb	Gaspris17() DKK/Nm3
Gastransport omkostninger	0,2240 DKK/Nm3
Energiafgift	
Motor 1	2,1990 DKK/Nm3
Refusion af afgifter på motorer	-2,1990 DKK/Nm3
Naturgaskedler	46,3000 DKK/GJ
CO2-afgift	
Motor 1	0,3910 DKK/Nm3
Refusion af afgifter på motor	-0,3910 DKK/Nm3
Naturgaskedler	0,3910 DKK/GJ
CO2-kvoter	59,0000 DKK/ton CO2
NOx-afgift	
Motor 1	0,0290 DKK/Nm3
Naturgaskedler	0,0080 DKK/MWh
Metan-afgift	
Motor 1	0,0670 DKK/Nm3
Drift- og vedligehold	
Motor 1	60,0000 DKK/MWh
Naturgaskedler	10,0000 DKK/MWh
Varmepumpe	
Køb af el i spotmarkedet	
Elafgift	257,0000 DKK/MWh
PSO-betaling	147,0000 DKK/MWh
Nettarif til det lokale elnet	125,0000 DKK/MWh
Nettarif til Energinet.dk	83,0000 DKK/MWh
Drift-og vedligehold	15,0000 DKK/MWh

Tabel B.1.1: Omkostninger for drift af værkets energiproduktionsenheder (eksempel).

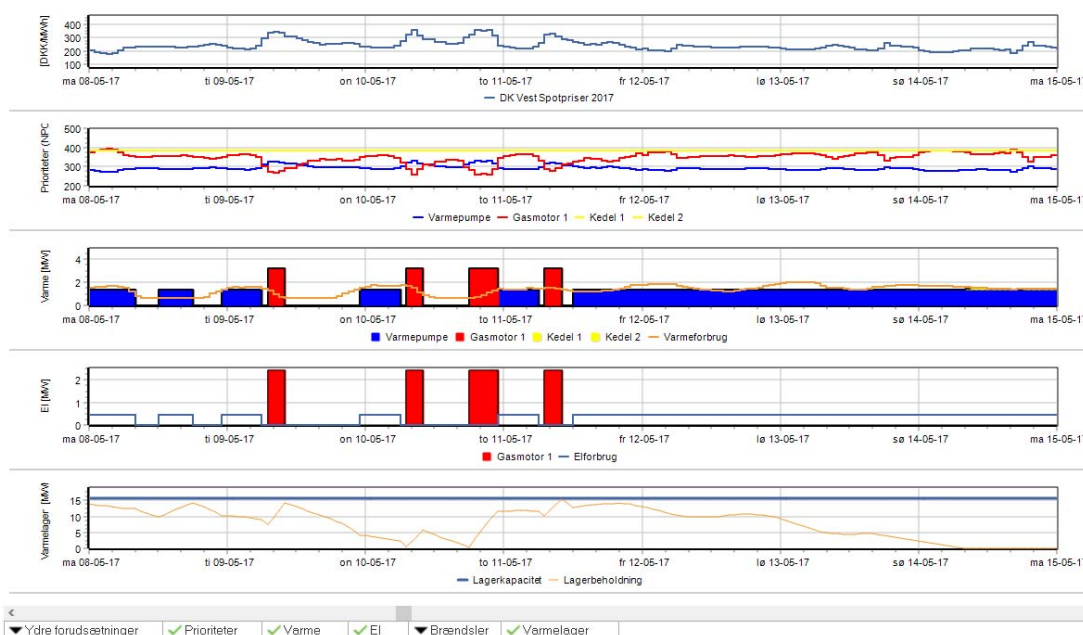
Kombinationen af de viste varmeeffekter med omkostningerne giver en driftsstrategi, som sikrer, at 'energyPRO' beregner den økonomisk optimale produktion (laveste årlige varmepris). I Figur B.1.2 ses nettovarmeproduktionsprisen i forhold til elspotprisen.



Figur B.1.2: Nettovarmeproduktionsprisen i forhold til elspotprisen.

Så længe spotprisen er under ca. 270 kr., er varmepumpen billigst i drift. Er prisen derover, er det gasmotoren, som er billigst i drift.

Dette giver så en økonomisk optimal drift, hvilket er vist i Figur B.1.3 for én uges drift i maj måned.



Figur B.1.3: Økonomisk optimal drift for én uge.

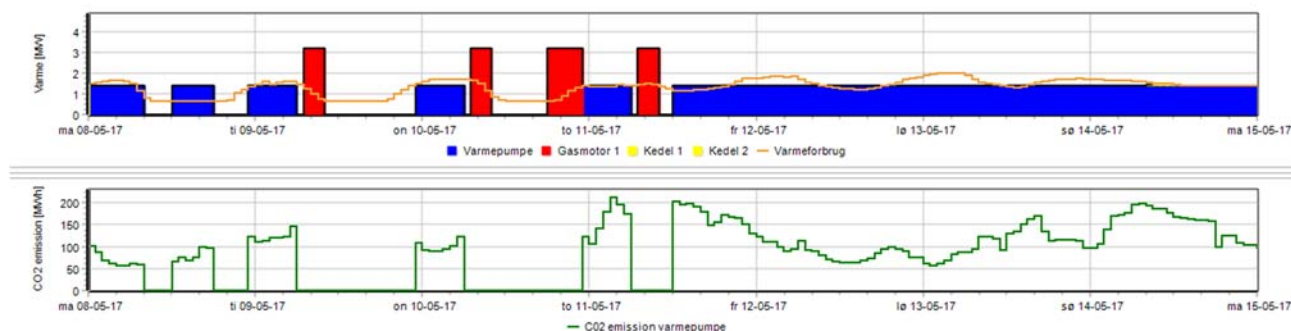
Det er muligt at se miljøkonsekvenserne af en given drift. CO₂-emissionen for de enkelte enheder for et givet år er vist i Tabel B.1.2.

Emissioner	
CO ₂	2017 [ton]
Varmepumpe	501
Gasmotor 1	1.979
Kedel 1	184
Kedel 2	10
CO₂ ialt	2.675

Tabel B.1.2: CO₂-emissionen for de enkelte enheder for et givet år.

CO₂-emissionen for varmepumpen er beregnet vha. en tidsserie indeholdende CO₂-emissionen for 1 MWh elproduktion i det vestdanske prisområde time for time.

For en mere detaljeret analyse er det muligt at se emissionerne per tidsskridt som vist i Figur B.1.4:



Figur B.1.4: CO₂-emissioner per tidsskridt.

Som beskrevet ovenfor opereres varmepumpen som udgangspunkt ud fra en selskabsøkonomisk optimal drift.

Som vist i Figur B.1.5 er det dog muligt i 'energyPRO' at lave en brugerdefineret driftsstrategi. Det vil sige, at brugeren selv definerer, hvad det skal optimeres efter.

Det kan fx være, at varmepumpen skal sigte efter at være i drift, når CO₂-emissionen på el er lav.

Driftsstrategi

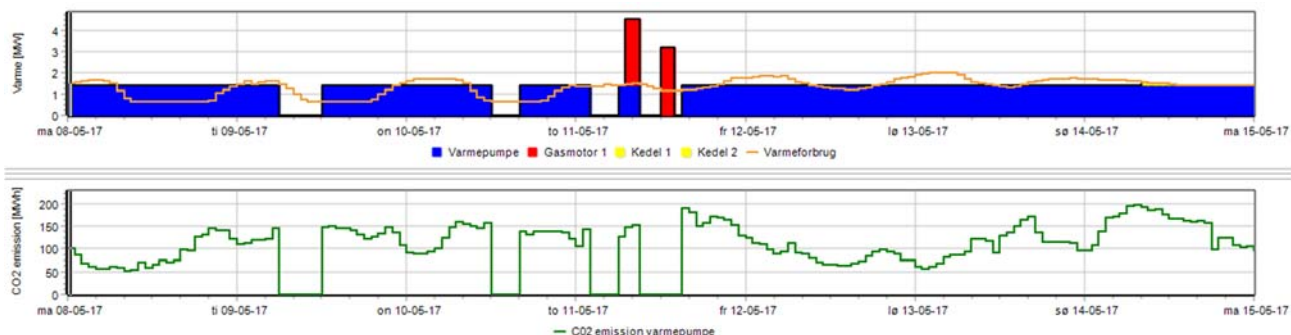
Minimer netto produktionsomkostninger (NPO)
 Brugerdefineret driftsstrategi

Varmeproduktionsstrategi Opsætning, energienheder

Tarif perioder	Prioritetsfunktioner
Varmepumpe	$0,7 * CO2(_) + 50$
Gasmotor 1	$-0,7578 * DK1Spot17(_) + 552,2432$

Figur B.1.5: Opsætning af brugerdefineret driftsstrategi i 'energyPRO'.

Resultatet af ovenstående prioritetstalfunktion er vist i Figur B.1.6 for samme uge i maj.



Figur B.1.6: CO₂-emissioner per tidsskridt ved den brugerdefinerede driftsstrategi.

Den årlige emission er reduceret en smule, som det fremgår af Tabel B.1.3:

Emissioner	
CO2	2017
Varmepumpe	511 [ton]
Gasmotor 1	1.879
Kedel 1	146
Kedel 2	10
CO2 ialt	2.547

Tabel B.1.3: Årlig CO₂-emission ved den brugerdefinerede driftsstrategi.

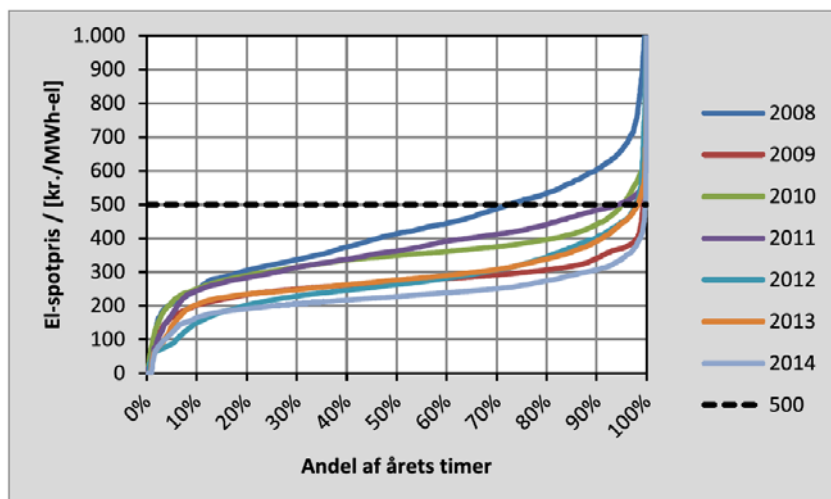
Det er således nu muligt med 'energyPRO' at lave detaljerede emissionsanalyser af forskellige driftsstrategier på varmepumpen.

I analyserne af AKVV er de årlige driftsomkostninger beregnet med 'energyPro' på time-basis med beløbene vist i Tabel B.1.4:

<ul style="list-style-type: none"> • El <ul style="list-style-type: none"> ○ Elspotpris for 2014 DK 1 (Vestdanmark) ○ PSO-afgift: 250 kr./MWh ○ Distributionstarif: 133 kr./MWh ○ Nettarif: 42 kr./MWh ○ Systemtarif: 29 kr./MWh ○ Elafgift: 380 kr./MWh • Gas <ul style="list-style-type: none"> ○ Gaspris: 2,12 kr./Nm³ (Brændværdi: 11,06 MWh/Nm³) ○ Transmissionsafgift: 0,15 kr./Nm³ ○ Distributionsafgift: 0,2405 kr./Nm³ ○ Naturgasafgift: 2,158 kr./Nm³ ○ CO₂-afgift: 0,384 kr./Nm³ ○ NO_x-afgift (kedel): 0,042 kr./Nm³ ○ NO_x-afgift (motor): 0,146 kr./Nm³ ○ Refusion af KV-andel (motor): -2,158 kr./Nm³ ○ Metan-afgift (motor): 0,066 kr./Nm³ • Gasmotor 1 <ul style="list-style-type: none"> ○ Brændselstype: Naturgas ○ Minimum køretid: 2 timer ○ Brændsel: 5.921,0 kW ○ Varme: 3.200,0 kW ○ Varme: 54 % ○ Eleffekt: 2.425,0 kW ○ Eleffekt: 41 % • Kedel 1 og 2 <ul style="list-style-type: none"> ○ Brændselstype: Naturgas ○ Minimum køretid: 1 time ○ Brændsel: 2.000,0 kW ○ Varme: 1.900,0 kW ○ Varme: 95 % • Lager: 380 m³ <p>Der er regnet med følgende drifts- og vedligeholdelsesudgifter:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Gasmotor: 22 kr./MWh • Gasmotor olie: 58.661 kr./År • Gasmotor pr. start: 75 kr./start • Kedel 1: 10 kr./MWh • Kedel 2: 10 kr./MWh • Varmepumpesystem: 60.000 kr./År (i 'energyPro') + 3 % af investeringen i varmpumpeuniten.
--

Tabel B.1.4: Driftsomkostninger anvendt ved analysen af AKVV.

Elprisen på spotmarkedet er mere end svær at forudsige, som det fremgår af Figur B.1.7.



– Elspot-prisens fordeling i DK1 (Vest) 2008-2014. Der optræder nogle få priser henholdsvis over 1.000 kr./MWh-el og under 0 kr./MWh-el, men disse er ikke vist på figuren.

Figur B.1.7: Elspotpriser /Drejebogen til store varmepumpeprojekter, ENS 2014.

Da der ikke foreligger nogen officiel model for fremskrivning af elspotpriser, er priserne for 2014 anvendt.

Følsomhedsanalyse

Da der ikke foreligger ikke nogen officiel model for fremskrivning af elspotpriser, er følgende model anvendt – baseret på elspotpriserne for 2014:

- *Variierende elpris*
Forskellen mellem årets gennemsnitspris er multipliceret med 20 %: Hvis elprisen er højere end gennemsnitsprisen, stiger prisen, og vice versa, hvis prisen er mindre end gennemsnitsprisen. Basis er elspotpriserne for 2014.
- *Høj elpris*
Den timebaserede elpris er hævet med 20 %.
- *Lav elpris*
Den timebaserede elpris er sænket med 20 %.

Følgende er ikke medregnet:

- Indtægter fra Grundbeløb 1 og 2
- Eventuel drift af varmepumpe i januar og februar
- Ændring af PSO-afgift
- Ændring af NO_x-afgift.

Følsomhedsanalysen blev baseret på følgende:

- Lånerente (annuitetslån): 3 % afdraget over 15 år
- Uændret varmebehov: 14.000 MWh/år.

Bilag 2: Vandindvindingsystemet

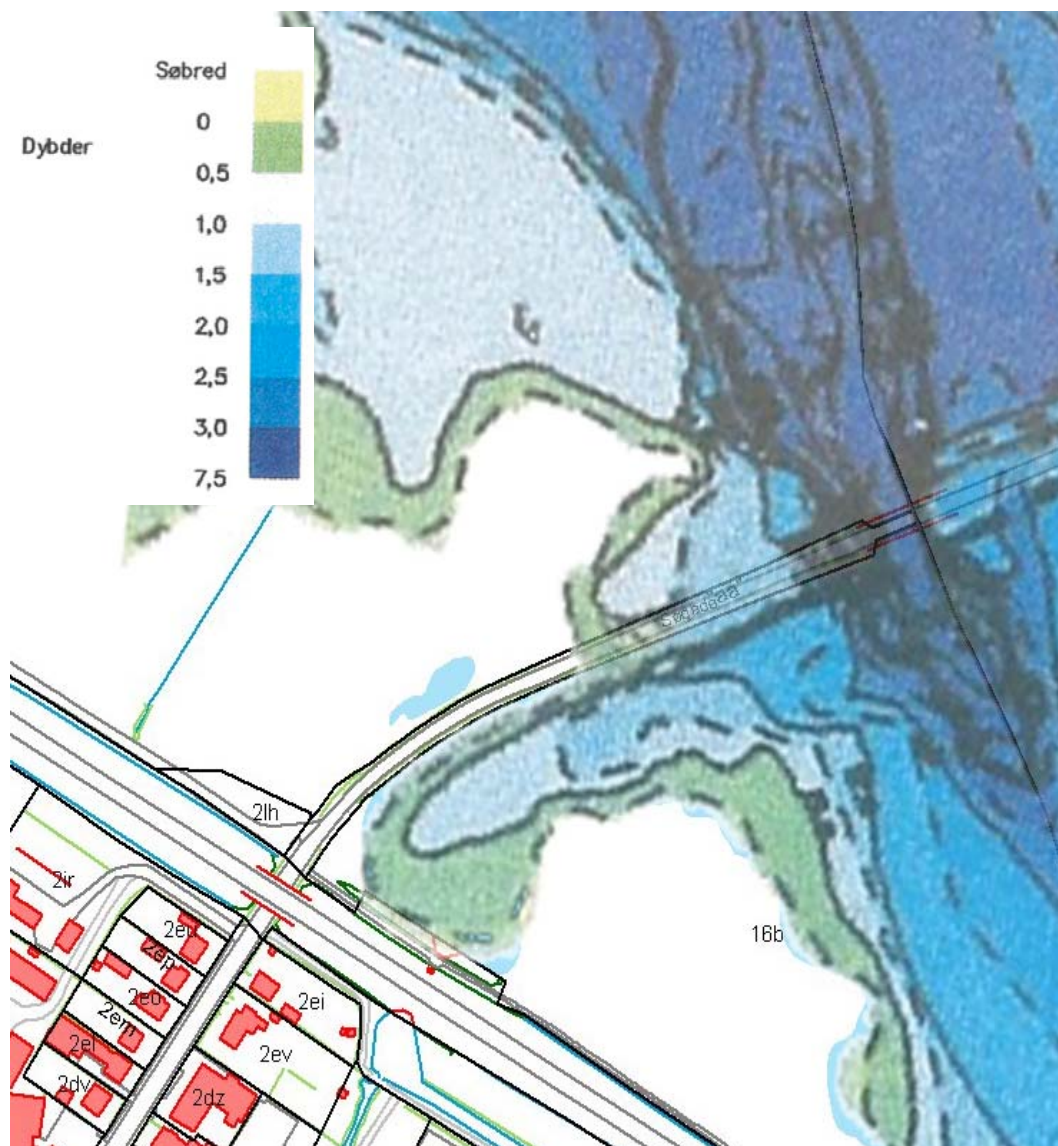
Varmepumpen tænkes placeret ved AKVV's varmeværk. Systemet til indvinding af vand fra Tange Sø, der er beskrevet i det følgende, består overordnet af sier (grovfiltre) på ind- og udløb, rørsystem mellem sier og pumpestation inkl. filtre.

Indvindingen placeres umiddelbart under broen i Søgade med ind- og udløb i Gudenåens oprindelige leje, som kan ses i Figur B.2.1.



Figur B.2.1: Ans Bro før Tange Sø blev fyldt – set fra nordøst (Knudsen, u.d.).

Som det fremgår af Figur B.2.2, er dybden også ret stor her, og strømhastigheden er størst, da hele Gudenåens vandmængde strømmer gennem denne i forhold til søens ret smalle passage.



Figur B.2.2: Dybdekurver i Tange Sø.

Rørsystemet, som forbinder sierne i søen med pumpestationen ved varmeværket, består af to rør med ca. 300 mm diameter (DN 300), og føringen er vist på oversigtsbilledet i Figur B.2.3.

Føringsvejen er tænkt, så rørene går ud af pumpestationen, punkt A, på varmeværkets matrikel, og løber herfra parallelt med Håndværkervej på matrikel 2lh frem til punkt B lidt før åen. Ved B drejer rørene og løber under Håndværkervej og ind på matrikel 2bq. På matrikel 2 bq løber rørene parallelt med skellet til matrikel 2kf frem til punkt C, hvorfra rørene løber i en bue forbi matriklerne 2ev og 2ei under Århusvej og resten af vejen ud til broen.

Rørene nedgraves med en minigraver fra varmeværket og frem til punkt B. I punkt B skydes rørene under Håndværkervej og nedgraves igen frem til punkt C. I punkt C skydes de to rør resten af vejen ud til søen. Rørene nedgraves i en dybde af ca. 1,2 m, og når de



Figur B.2.3: Nedgravning og "skydning" af søvandsrør.

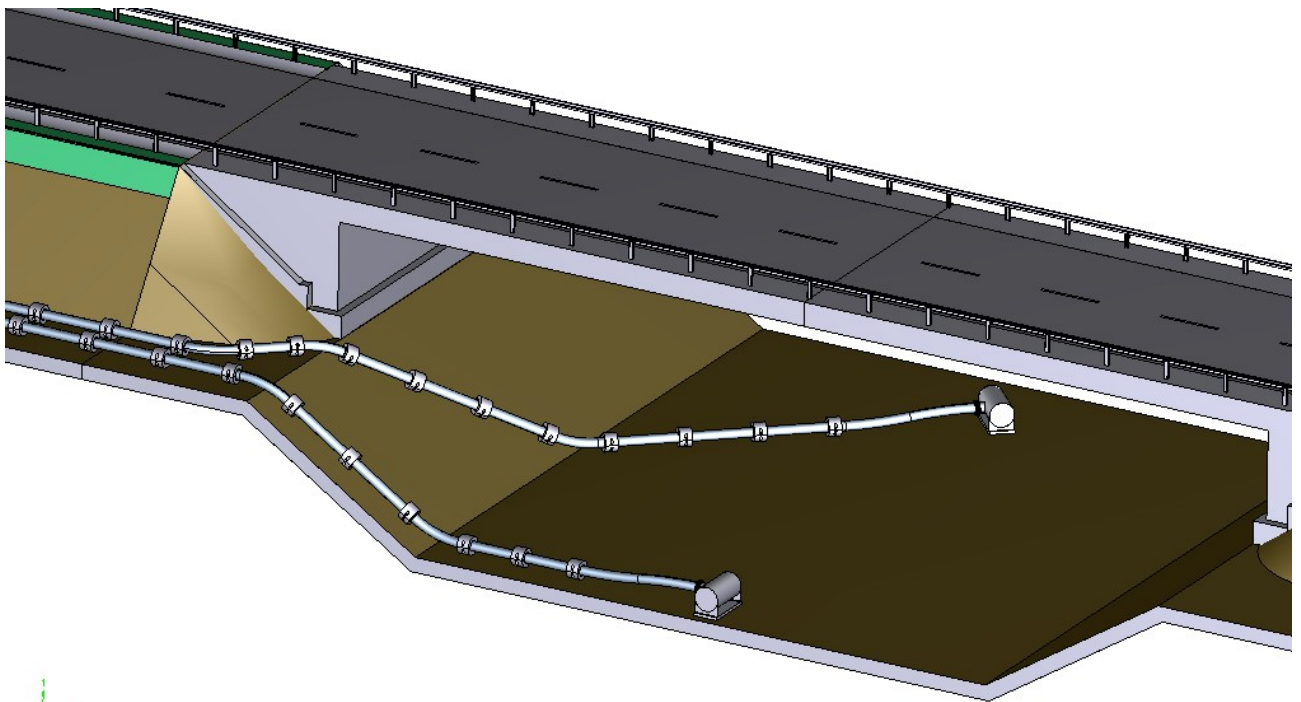
skydes ud i søen, vil de befinde sig under bunden det første stykke, indtil vanddybden når ca. 1,2 m. Når vandets dybde er ca. 1,2 m, vil rørene komme til syne og ligge på søbunden resten af vejen frem til sierne. Punktet, hvor vanddybden overstiger 1,2 m, kendes ikke eksakt, og området i firkanten ved punkt D er det område, hvor vanddybden stiger fra ca. 1 meter til 1,5 meter. Det forventes derfor, at rørsystemet vil være synligt fra et sted i dette område og frem til broen. Dette er skitseret på Figur B.2.3

Den gule rørføring er der, hvor rørene nedgraves med minigraver. De røde stykker er der, hvor rørene skydes frem, og det blå er der, hvor rørene ligger på søbunden med betonforankring. Det vides ikke præcist, hvor rørene bliver synlige på søbunden, men det vil med stor sandsynlighed blive i området ved punkt D.

De to rør placeres ved siden af hinanden hele vejen frem til broen, og ved nedgravningen kræves en rende med en bredde af ca. 1 meter. Det forventes ikke, at der skal fældes træer i forbindelse med nedgravningen. Umiddelbart efter varmeværket er der nogle mindre buske, som muligvis skal graves op, men ellers er der kun græs frem til punkt C, hvorfra rørene skydes frem resten af stykket. Hvor rørene skydes frem, foregår det med en tryklufthammer, som fortrænger den omkringliggende jord.

Der anvendes sorte PE-rør, og de to rør er ens og af typen PE 100 PN 6 EN 12201. Betonforankringen af rørene, der er vist på Figur B.2.4, består blot af betonklodser, som monteres på rørene i et passende antal og holder rørene fast pga. tyngden.

Både ind- og udløb af vandindvindingsrørene udstyres med sier/grovfiltre med $\text{\O}5$ mm huller, der sikrer, at større partikler, fisk og bunddyr ikke trænger ind i rørene. Pumpestationen placeres sammen med varmepumpen ved AKVV's varmeværk. Opbygningen fremgår af Figur B.2.5, hvoraf det fremgår, at der monteres filtre både før og efter varmeveksleren.



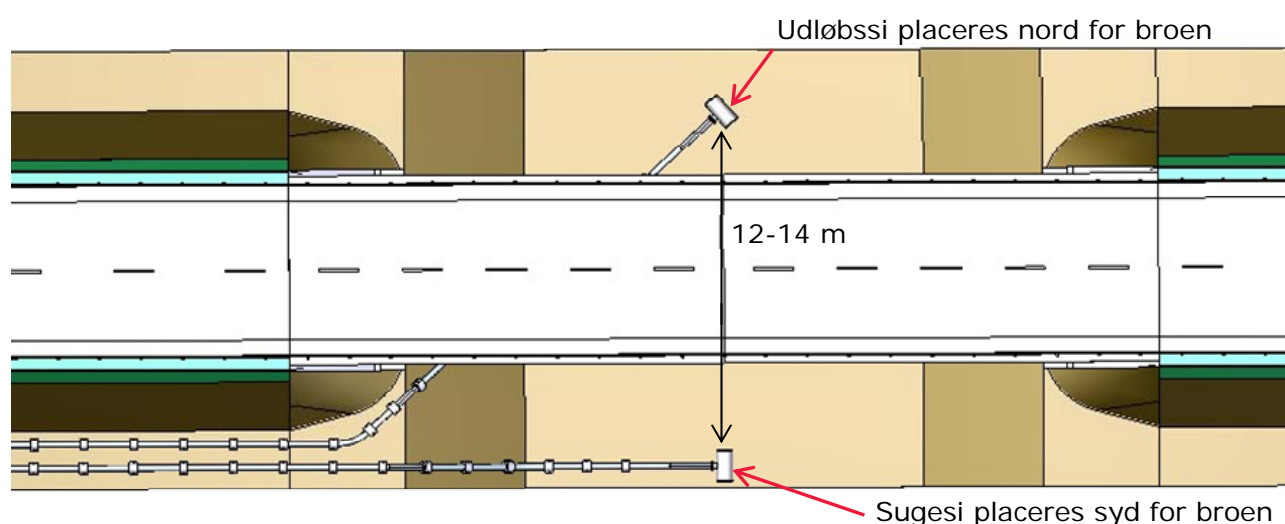
Figur B.2.4: Placering af rør og filtre på søbunden.

CFD-simulering af temperaturpåvirkning af returvand fra varmepumpe

I forbindelse med projektet er der lavet CFD-beregninger (Computer Fluid Dynamics), som viser varmepumpens påvirkning af temperaturniveauerne i søen.

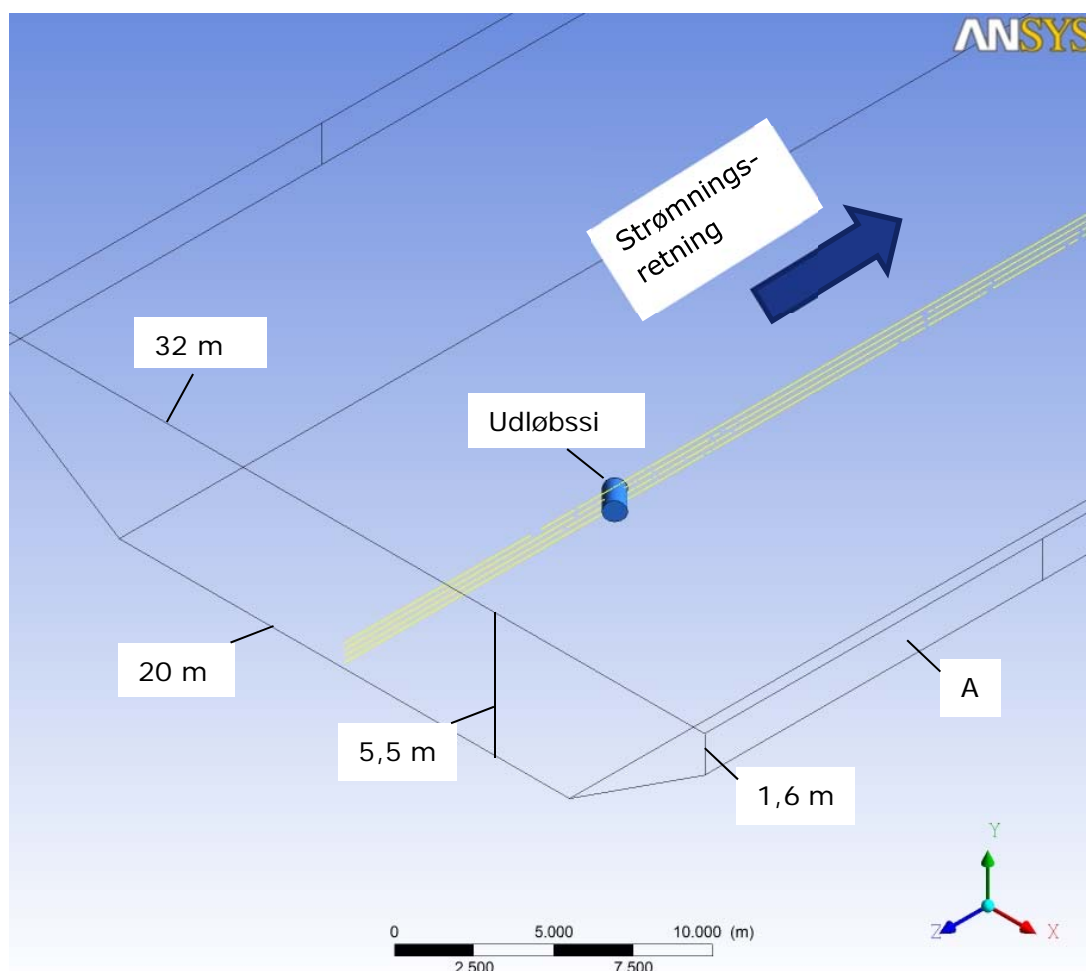
Modellen er forsimplet, da de nøjagtige fysiske forhold i søen ikke kendes. Forsimplingen betyder dog, at den aktuelle simulering viser en væsentligt mindre opblanding, end der vil være i virkeligheden. En større opblanding betyder, at påvirkningen bliver mindre, og den virkelige påvirkning vil derfor være mindre, end de følgende resultater viser.

Simuleringen er lavet ud fra situationsplanen på Figur B.2.5 herunder:



Figur B.2.5: Filtersiernes placering i forhold til vejbroen (Søgade).

"Slugten", som sierne placeres i, er målt under broen. Bunden, som er 5,5 meter under overfladen, er ca. 20 meter bred. Skråningerne på hver side af bunden er ca. 6 meter i bredden og 3,9 meter høje. Øverst er slugten således 32 meter bred, og vanddybden over slugten er 1,6 meter. Dette tværsnit er brugt over en længde på 100 meter til CFD-beregningen. Et udsnit ses på Figur B.2.6 nedenfor:



Figur B.2.6: Udsnit af geometri for CFD-beregning. Der er 15 meter imellem tværsnittets start og sugesien. Forholdene er undersøgt over en længde på 100 m.

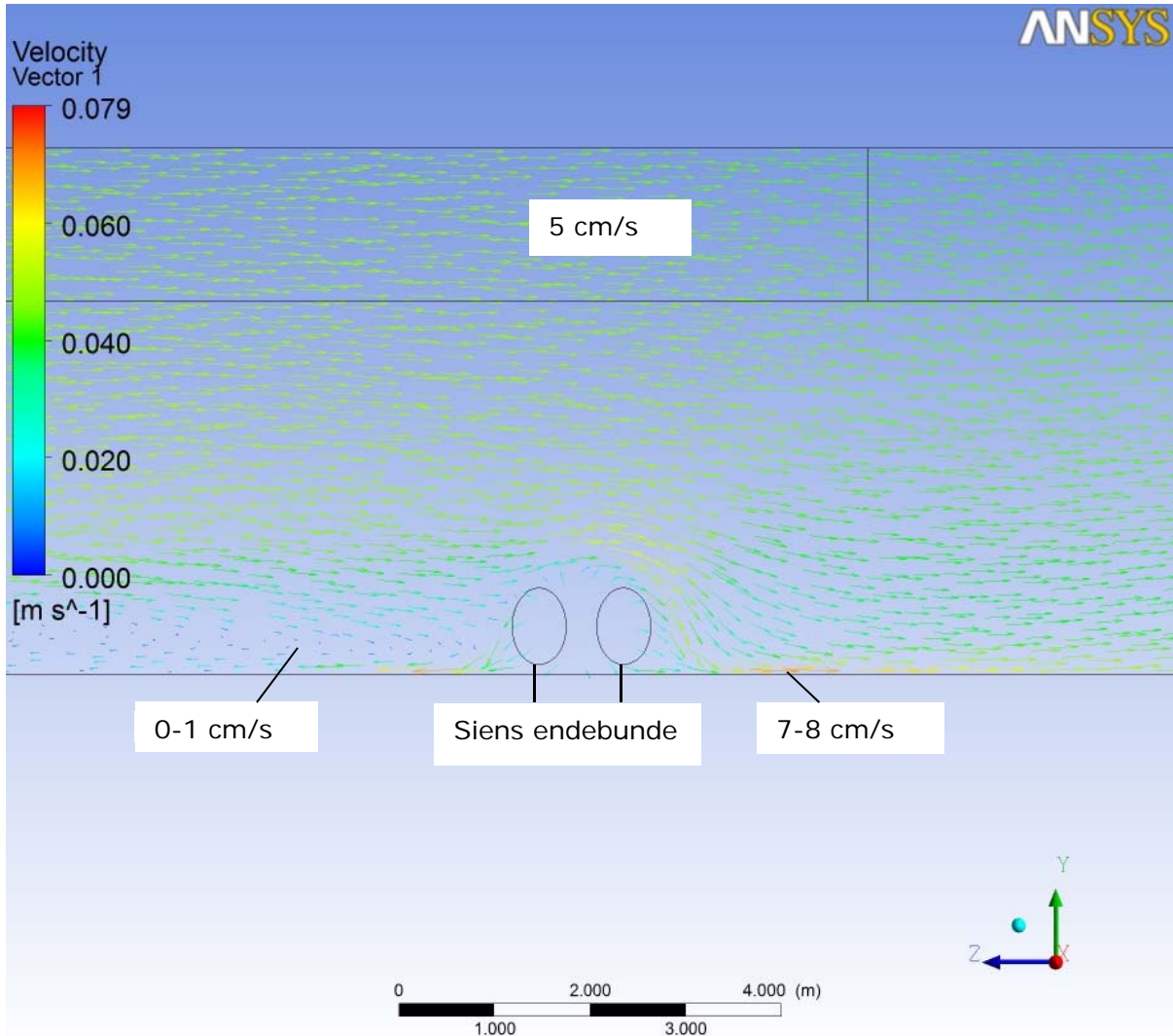
Fordi den nøjagtige geometri ikke kendes, er der regnet med samme geometri over samtlige 100 meter. Bund og skråninger er regnet som glatte overflader uden friktion. De to sider (A) antages ikke at påvirke strømningerne i beregningen. Dette er valgt, da søen er bredere end de 32 meter i 1,6 meters dybde. Fladerne A er således ikke "vægge", men andet vand, som ikke giver anledning til turbulens.

I beregningen antages det, at vandstrømmen er jævnt fordelt over hele tværsnittets areal. Der regnes med mindste kendte vandstrøm på $6 \text{ m}^3/\text{s}$, og dette giver en vandhastighed på ca. 5 cm/s . Udløbet fra sien er beregnet med det størst tænkelige vandflow til varmepumpen på $360 \text{ m}^3/\text{time}$ og 3 graders afkøling af vandstrømmen.

Beregningen afspejler naturligvis ikke virkeligheden særligt godt, og specielt den glatte bund samt den lange helt lige slugt betyder, at der stort set ingen turbulens er.

Beregningen skal ses som et slags "værst tænkelige scenarie", hvor den manglende turbulens viser, hvor lille opblandingen vil være under disse forhold. Fordi forholdene ikke er så "pæne" i virkeligheden, vil opblandingen være langt større og påvirkningen dermed langt mindre under virkelige forhold.

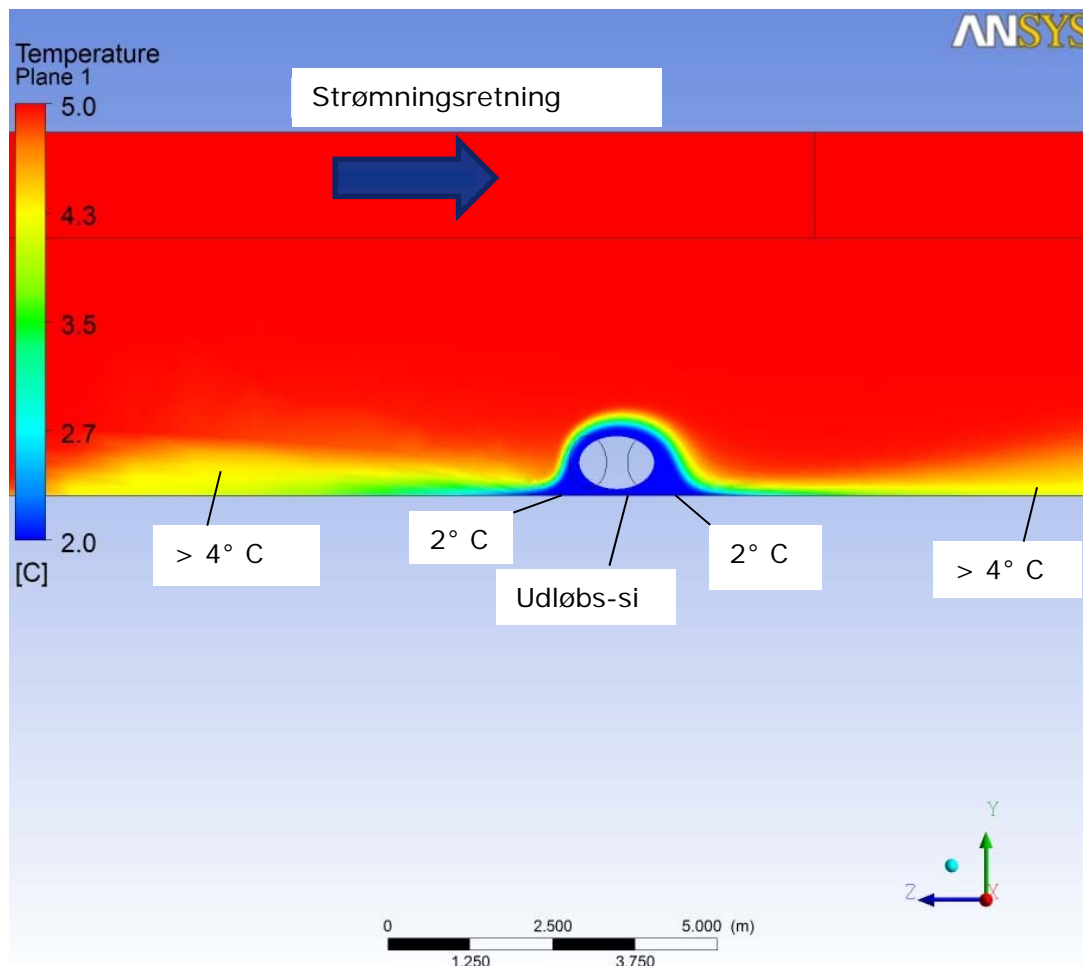
Figur B.2.7 viser strømningssforholdene i længderetningen omkring udløbssien:



Figur B.2.7: Strømningssforhold omkring udløbssien i søens længderetning.

Som det ses på Figur B.2.7, er påvirkningen af strømningssforholdene meget lille. Dette skyldes, at vandhastighederne for både søens gennemstrømning og udløbssien er meget små. Der er en påvirkning omkring bunden, som primært skyldes, at sien er en fysisk forhindring i strømningssretningen. Dette gør, at vandstrømmen bremses før sien, imens den øges langs bunden efter sien. Fordi der ikke er andre forhindringer i beregningen, bliver sien det eneste, som kan påvirke strømningen. Med en ujævn bund vil der være turbulens uden sien, og dens påvirkning vil derfor være langt mindre.

Figur B.2.8 viser varmepumpens temperaturpåvirkning af vandet i søens længderetning:

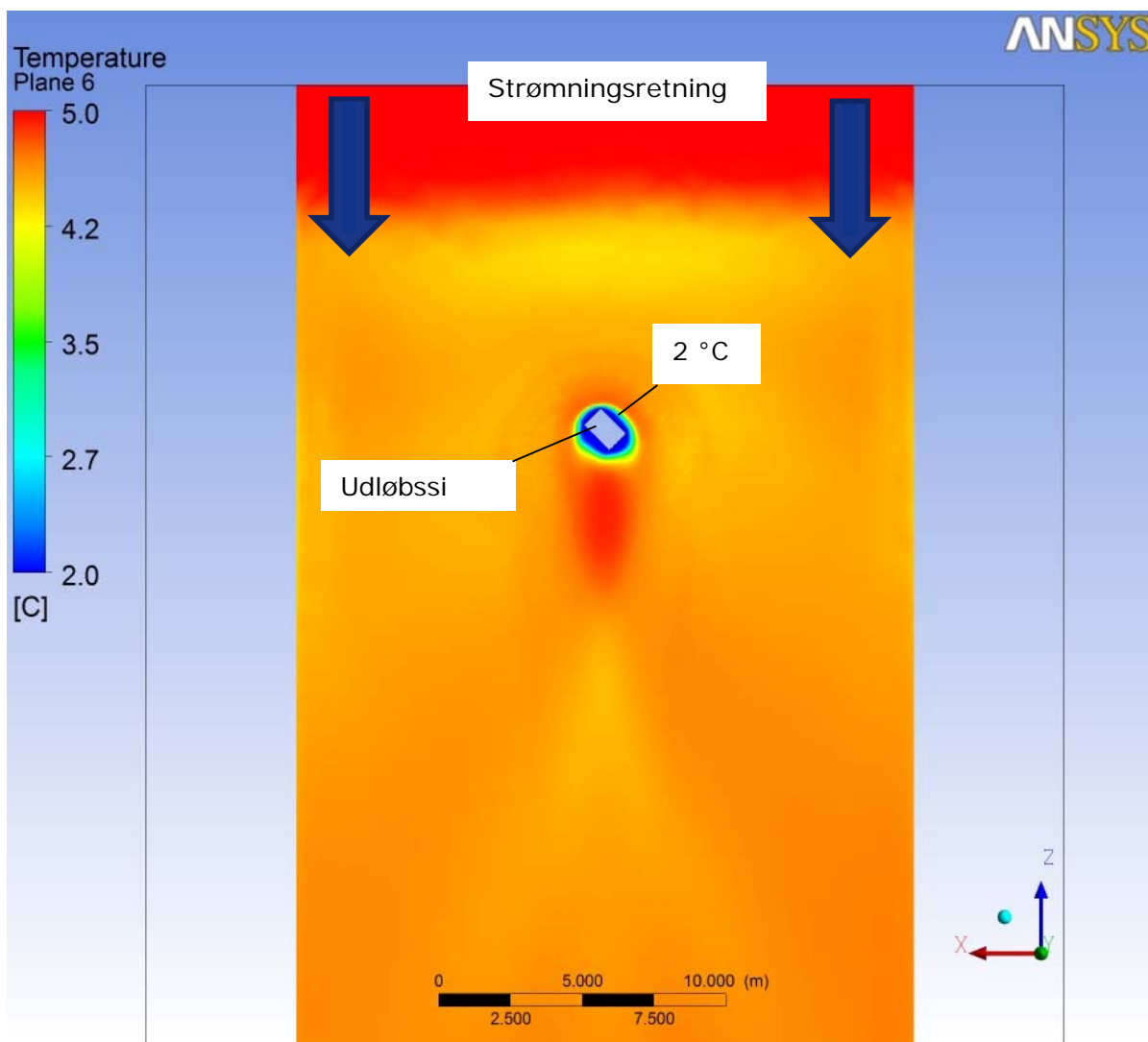


Figur B.2.8: Temperaturpåvirkning omkring udløbssien i søens længderetning.

Det ses af Figur B.2.8, at det kun er den nærmeste meter omkring sien, hvor temperaturen påvirkes med flere grader. Det ses også, at det primært er bunden, som påvirkes. Dette skyldes den glatte overflade, som betyder, at strømmingen er størst her (vandet bliver trukket hen langs bunden). I virkeligheden vil en ujævn bund betyde, at påvirkningen vil være mindre langs bunden og før sugesien (til venstre). Udløbet vil i højere grad opblandes højere over bunden, og området, hvor vandet kun er 2 °C, vil være mindre. Opblandingen vil altså fordeles over et større område, og påvirkningen vil være mindre.

Figur B.2.9 nedenfor viser anlæggets temperaturpåvirkning i et plan 50 cm over søens bund. Planet ses oppefra (eller fra luften og med blik ned mod søen).

Figuren viser, at der kun er en meget lokal påvirkning 50 cm over søens bund. Det er kun den nærmeste meter omkring sien, hvor vandet påvirkes mere end én grad celsius. I forhold til virkeligheden vurderes det, at beregningen i dette plan gengiver de virkelige forhold med stor nøjagtighed. En ujævn bund betyder, at et plan tættere på bunden vil påvirkes mindre, imens et plan højere i søen vil påvirkes mere. Det vurderes dog, at planet 50 cm fra bunden vil være retvisende for de virkelige forhold.



Figur B.2.9: Temperaturpåvirkning i et plan 50 cm over søens bund.

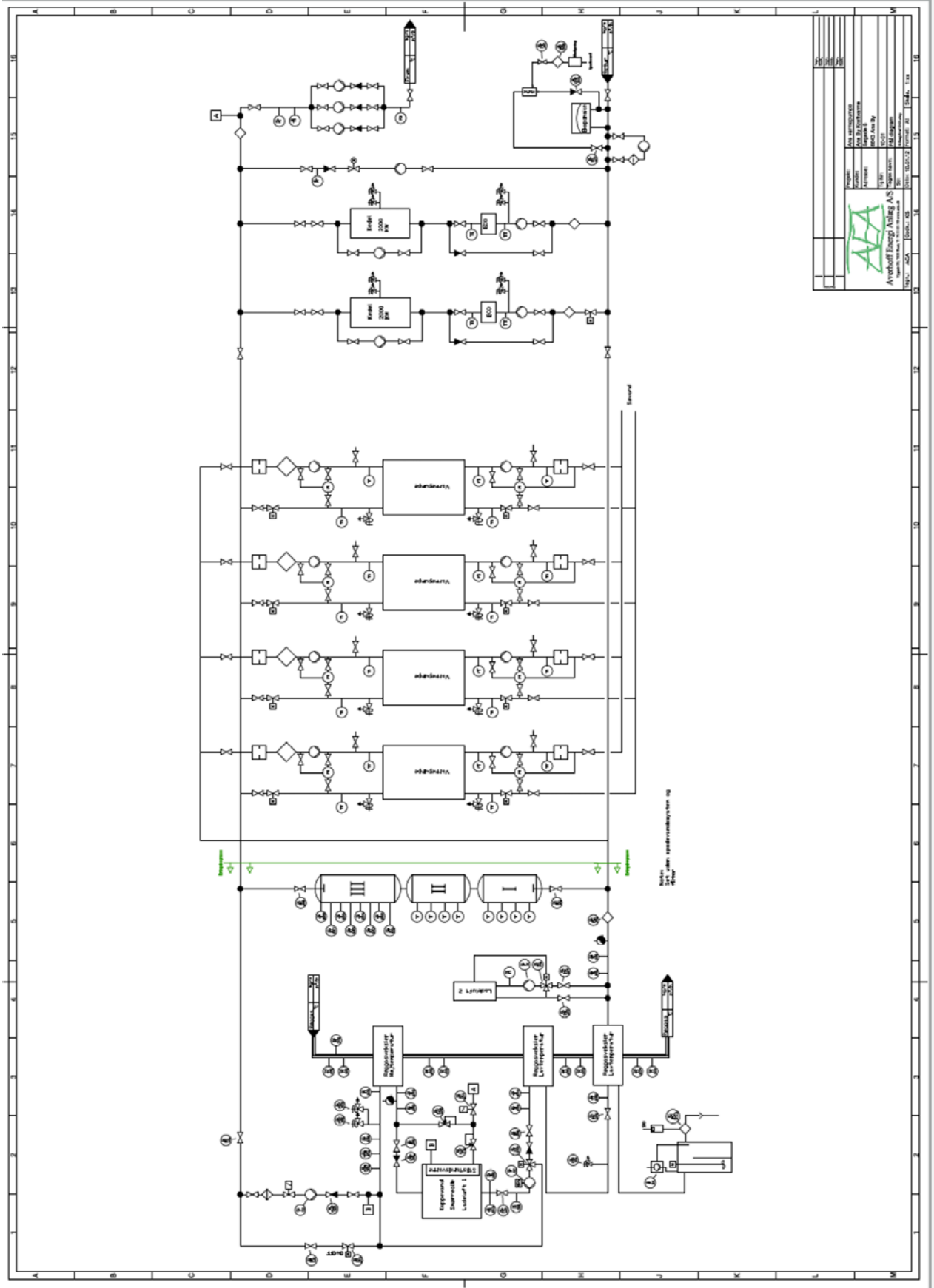
Konklusion

Beregningen viser, at anlæggets påvirkning vil være marginal og kun mulig at detektere i et meget lille område på ca. en meter fra udløbet. Beregningen afspejler ikke virkelige forhold, men derimod et langt værre scenarie, hvor udløbet opblandes meget lidt med resten af søvandet. Dette ses særligt på Figur B.2.8.

Det skal bemærkes, at der regnes med mindste strømningsforhold i søen (en tredjedel af gennemsnittet) og største køleydelse for varmepumpen.

Selv under disse forhold er påvirkningen meget lille, og beregningen tydeliggør derfor, at anlæggets virkelige påvirkning vil være ubetydelig.

Bilag 3: Opkobling til fjernvarmesystemet hos AKVV



Bilag 4: Samarbejdsaftale vedrørende 'partnering'

Fra udbudsmaterialet:



Samarbejdsaftale vedrørende partnering, Ans Kraftvarmeværk A.m.b.a.

1 Baggrund

Ans Kraftvarmeværk har, i forbindelse med EUDP-projektet "Effektiv integration af vindkraft i fjernvarmesystemet", besluttet at etablere et søvandsvarmepumpeanlæg. Anlægget er det første af sin art i Danmark og indeholder flere innovative elementer. Ans Kraftvarmeværk har derfor besluttet, at der efter udbud af varmepumpeentreprisen gennemføres en partneringproces, hvor leverandør, rådgivere og bygherre tilsammen optimerer projektet, således at Ans Kraftvarmeværk får etableret det bedst mulige projekt i forhold til teknik og projektøkonomi, samt at projektets leverandører får den bedst mulige reference. Selve metoden omkring partnering er en del af EUDP-projektet, hvorfor dette projekt også ses som en afprøvning af fremgangsmåden med henblik på videreudvikling til fremtidige projekter.

Deltagerne i partnering vil foruden varmepumpeleverandøren bestå af Teknologisk Institut, som er projektleder for EUDP-projektet, og PlanEnergi som er bygherrerådgiver. Derudover kan mulige leverandører af øvrige entrepriser deltage efter behov herunder BoaTech, som leverer og installerer søvandsinstallationen. BoaTech er ligeledes partner i EUDP-projektet.

Igennem partneringprocessen skal det bedst mulige koncept fastlægges og præciseres. Med baggrund i dette revurderer varmeværket projektøkonomien og først herefter tages der endelig beslutning om igangsætning af projektet. Udover at forbedre de tekniske forhold omkring varmepumpeanlægget, skal partneringprocessen altså danne udgangspunkt for et opdateret beslutningsgrundlag.

2 Målsætning

I forbindelse med tidligere projektering har Teknologisk Institut budgetteret med følgende nøgletal:

Samlede anlægsomkostninger:	9.830.000 kr.
Samlede driftsomkostninger:	5.310.000 kr./år
Nettobesparelse:	362.000 kr./år
COP:	3,15 vinter og 3,79 sommer
Årlig varmeproduktion:	7.800 MWh

Det er partneringprocessens formål at forbedre ovenstående nøgletal samtidigt med, at der anvendes servicevenlige komponenter af høj kvalitet og holdbarhed. Det forventes at de indkomne tilbud vil give nogenlunde samme værdier som ovennævnte. Såfremt det bedste af de indkomne tilbud indeholder andre værdier, vil disse anvendes som udgangspunkt for forbedringspotential.

Det er her vigtigt at bemærke, at ovenstående beløb for anlægsomkostninger, driftsomkostninger og nettobesparelse ikke er sammenlignelige med resultaterne som beregnes i VP09, da beregningsmetoderne i VP09 og ovenstående ikke er sammenlignelige.

Formålet med partneringsprocessen er endvidere at gøre samarbejdet mellem parterne bedst muligt og få præciseret skilleflader og entreprisegrænser mellem leverandørernes ydelser, således at huller eller overlap mellem entrepriser minimeres.

Det forventes, at nedenstående rammetidsplan kan overholdes

1. Underskrift af partneringsaftale	10/6-2016
2. Partneringsproces	13/6. – 15/7-2016
3. Endelig entreprisekontrakt	12/8-2016
4. Lukket teknikbygning klar for varmepumpe montage	02/12-2016
5. Montering/opbygning af varmepumpeinstallation	05/12-16 – 16/1-2017
6. Afsluttet koldtest, klar til første opstart/varmeproduktion	13/2-2017
7. Prøvedrift, Indregulering og afleveringstests	20/2-2017
8. Aflevering til Ans Kraftvarmeværk	27/2-2017

3 Krav til samarbejdet

Da tidsplanen for projektet er stram gennemføres partneringsprocessen over 5 uger, hvorefter der udfærdiges et endeligt koncept og beslutningsgrundlag for Ans Kraftvarmeværk. Partneringsprocessen består af følgende opgaver, hvor deltagerne i de enkelte opgaver er angivet i parentes som Varmepumpeleverandør (VP), Teknologisk Institut (TI) og PlanEnergi (PE). Tovholderen for de enkelte delopgaver er understreget.

- 1) Koordinering og indkaldelse til møder (PE)
- 2) Opstartsmøde, gennemgang af tilbud og optimeringsmuligheder, udvælgelse af indsatsområder (VP, TI og PE)
- 3) Beregning og vurdering af optimeringsmuligheder (VP og TI)
- 4) 1. Arbejdsrunde, muligheder gennemgås og afgrænses, overordnet koncept fastlægges (VP, TI og PE)
- 5) Beregning og fastlæggelse af rammer for samlet anlægskoncept, herunder kostpriser, entreprisegrænser, forventede leveringstider m.m. (VP og TI)
- 6) 2. Arbejdsrunde, fastlæggelse af koncept, ydelse og omkostning for endelig løsning (VP, TI og PE)
- 7) Genberegning af samlet økonomi, resultater sammenholdes med målsætning (TI og PE)
- 8) Udarbejdelse af beslutningsgrundlag til Ans Kraftvarmeværk (PE)

Alt i alt skal varmepumpeleverandøren forvente at anvende 55 arbejdstimer på partneringen, fordelt på 3 heldagsmøder (25 timer) og mellemliggende beregninger/detailprojektering (2 x 15 timer). Medmindre andet er mere hensigtsmæssigt, forventes møderne at foregå i Århus.

Hver af de samarbejdende parter skal stille med fagligt kompetente deltagere i partneringsprocessen. Der skal tillige fra hver part være deltagelse af en person, med en sådan placering i organisationen, at vedkommende normalt selv vil kunne træffe beslutninger på vegne af den pågældende part. Faglig kompetence og beslutningskompetence behøver ikke at være fordelt på flere personer.

I øvrigt er kravene til samarbejdet i partneringprocessen

- **Ærlighed og åbenhed**, således at eventuelle problemer anskueliggøres rettidigt og på sådan vis, at disse kan bearbejdes.
- **Fælles ansvar**. Alle har et ansvar for, at der undgås tidspild, unødvendige ændringer og anden økonomisk spild. Opgaven skal løftes i fællesskab og alle bidrager til hensigtsmæssig planlægning af den fælles opgave.
- **Aftaledisciplin**. Alle aftaler overholdes og eventuelle problemer videregives til alle berørte parter hurtigst muligt. Aftaler skal være veldefinerede, realistiske og klart forståelige. Aftaledisciplin vedrørende møder omfatter at møde til tiden og være forberedt til mødets gennemførelse.
- **Videndeling**. Hver af projektets parter formidler deres erfaringer og viden f.eks. ved møder, så de straks kommer projektet til gode. Hver deltager skal uopfordret bidrage til frembringelsen af de mest holdbare og rigtige løsninger.
Der arbejdes med åbne kalkulationer, således at bygherren kan gennemskue prisoverslag.

4 Betaling

Entreprenørens honorar for partneringprocessen, forfalder ved endt partneringproces, inden evt. indgåelse af entreprisekontrakt.

Entreprenørens arbejde i partneringprocessen honoreres iht. de udgifter, som fremgår af entreprenørens tilbud for deltagelse i partneringproces.

Såfremt bygherre ikke kan godkende resultatet af partneringen (ved endt partnering), eller der opstår forhold, som gør, at bygherre ønsker at ende partneringen før tid, honoreres entreprenør efter det forbrugte timeantal, som dog ikke kan overstige 55 timer eller overskride beløbet i entreprenørens tilbud.

5 Samarbejdsaftalens parter

Bygherre	Ans Kraftvarmeværk Søgade 6 8643 Ans by
Teknisk rådgiver	Teknologisk Institut Gregersensvej 1 2630 Taastrup
Bygherre rådgiver	PlanEnergi Jyllandsgade 1 9520 Skørping
Varmepumpeleverance	(Udbydes)

Herudover indkaldes leverandører af søvandsentreprise, maskinentreprise, el- og styringsentreprise samt bygningsentreprise efter behov.

6 Partneringprocessens organisering

Leverandøren afleverer et pristilbud med beskrevne ydelser og specifikationer til bygherren. Pristilbuddene danner grundlag for en eventuel revidering af nøgletal under pkt. 2.

Når parterne har underskrevet nærværende "Samarbejdsaftale vedrørende partnering" indkaldes til workshops. PlanEnergi indkalder parterne, som har mødepligt med mindre andet er aftalt. På disse workshops gennemgås koncepterne, der kommenteres og der kommer med afklarende spørgsmål og forslag til ændringer. Samtidig aftales de enkelte parters opgaver indtil næste møde. Forinden første workshop forbereder rådgiverne forslag til forbedringer, som tilsendes leverandøren inden mødet.

PlanEnergi styrer forløbet og har det overordnede ansvar for, at den opstillede målsætning efterleves.

Når parterne er nået så langt, at der kan fremstilles et komplet PI-diagram med komponentliste og entreprisegrænser, en styringsbeskrivelse, et revideret budget, en revideret tidsplan og alle fremlagte spørgsmål er afklaret, skrives endelige leverancekontrakter, såfremt bygherren og leverandørerne godkender resultatet af partneringprocessen.

I modsat fald, har bygherren ret til at udskifte en eller flere leverandører eller helt at opgive projektet.

Dato f. Ans Kraftvarmeværk

Dato f. Teknologisk Institut

Dato f. PlanEnergi

Dato f. (varmepumpeleverandør)