

HERSLEV - MULIGHEDER FOR VEDVARENDE ENERGI I EN LANDSBY.

Rapport af Bent Christensen, Bent Hove Jensen, Dennis B. Møller,
Bjarne Laursen, Bjarne Lillethorup og Jacob Mørch
Pedersen.

Vejleder: Bent Sørensen

TEKSTER fra

IMFUFA

ROSKILDE UNIVERSITETSCENTER

INSTITUT FOR STUDIET AF MATEMATIK OG FYSIK SAMT DERES
FUNKTIONER I UNDERVISNING, FORSKNING OG ANVENDELSER

Herslev - muligheder for vedvarende energi i en landsby

af Bent Christensen, Bent Hove Jensen, Dennis B. Møller,
Bjarne Laursen, Bjarne Lillethorup og Jacob Mørch Pedersen

IMFUFA tekst nr. 50 (1982), RUC.

170 s ISSN 0106-6242

Abstract:

I rapporten undersøges muligheder for at forsyne en landsby, eksemplificeret ved Herslev, med vedvarende energi. Der er undersøgt fire muligheder; vindenergi, fjordvarme, solvarme og biogas, som er behandlet i hver sit afsnit.

Vindenergi tænkes udnyttet i små vindmøller (55 kW), som leverer el-energi til el-nettet. Energiproduktionen bestemmes ved vindatlasmetoden, og der undersøges, hvor stor en dækningsgrad og "eksport" et givet antal møller giver.

Herslev ligger tæt ved Roskilde Fjord, og der undersøges muligheden for at udnytte den solenergi, der er oplagret i fjord- og grundvandet, ved hjælp af varmepumper til opvarmingsbehov. Der ses på forskellige varmeoptagsløsninger.

Den direkte solstråling tænkes anvendt ved brug af solfangere i et fællesanlæg med et fjernvarmenet og et fælleslager. Der undersøges, hvor stor dækningsgraden bliver ved forskellige solfangerarealer og ved forskellig placering i anlægget.

I biogasafsnittet undersøges om halm kan indgå som en hovedbestanddel i en biogasproduktion. Herslev har ingen husdyrhold men stort halmoverskud. Det vises, at andre bestanddele må indgå, for at halmen kan anvendes. Desuden sammenlignes med halmens anvendelse i et halmfyr.

Alle afsnittene indholder en økonomisk vurdering af anlægene. I et efterskrift laves en sammenlignende økonomisk vurdering af de fire muligheder.

HERSLEV

- muligheder for vedvarende energi i en landsby

Fire afløsningsopgaver til Energifysik 2 ved Københavns Universitet af

- Jacob Mørch Pedersen
- Bjarne Laursen
- Bjarne Lillethorup
- Dennis B. Møller
- Bent H. Jensen
- Bent Christensen

Vejleder: Bent Sørensen

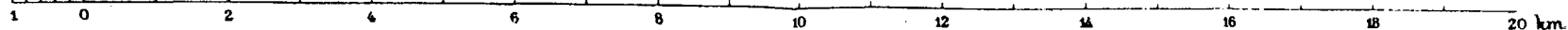
Maj 1982
Niels Bohr Institutet, Københavns Universitet og
IMFUFA, Roskilde Universitetscenter.

INDHOLD:

FORORD.....	5
VINDMØLLER.....	9
af Jacob Mørch Pedersen	
SOLVARME.....	33
af Bjarne Laursen og Bjarne Lillethorup	
FJORDVARME.....	85
af Dennis B. Møller og Bent H. Jensen	
BIOENERGI.....	133
af Bent Christensen	
EFTERSKRIFT - en økonomisk vurdering	165



1 : 100 000



Landsbyen Herslev ligger vest for Roskilde, ud til Roskilde fjord.
 Der er 93 husstande i byen, heraf er 7 landbrug og et alderdomshjem.
 Der årlige elektricitetsforbrug forventes at blive på 5.000 kWh
 pr. husstand, mens årsforbruget til rumopvarmning og varmt vand
 forventes at være 16.000 kWh pr. husstand. Energibehovet til trans-
 port og til specielle behov i landbruget er ikke med regnet.
 Der er i området en halmproduktion af størrelsesordenen 1.000 tons
 pr. år.

FORORD

I vinteren 1979-80 gik en gruppe beboere fra landsbyen Herslev i Lejre kommune til studiekredse i Roskilde om "Landsbyen" og "landsbyen og energien". Vinteren efter arrangerede Herslev Bylaug i samarbejde med LOF i Lejre studiekredsen "Energiforsyningen i landsbyen Herslev"

I denne række af studiekredsftener tog man kontakt med forskellige personer der beskæftiger sig med energiforsyning, blandt andet Bent Sørensen, Roskilde Universitets-Center. En af beboerne kom ind og fortalte om ideerne og tankerne bag studiekredsen til en af Bent Sørensens timer i Energifysik 2 på Niels Bohr Institutet. Studenterne på kurset blev enige om, efter at have hørt oplæget, at beskæftige sig mere med Herslev.

I starten havde man fra Herslev en ide om at man ville se på mulighederne for at blive helt selvforsynende med energi, men ret hurtigt blev problemstillingen til at nedsætte mængden af "importeret" energi til landsbyen.

Deltagerne i Energifysik 2 blev inviteret til en studiekredsften i Herslev, til en gensidig orientering. Herslev folkene havde lavet nogle økonomiske overslag over de forskellige muligheder for energibesparelser og -produktioner. Disse overslag viste at man i første omgang burde isolere husene bedre. Der var ingen af de andre muligheder der så ud til at kunne give overskud allerede det første år hvis pengene skulle lånes som almindelige annuitetslån. Der var fra studiekredsdeltagerne et ønske om at få udarbejdet en energiforsyningsmodel for landsbyen, og man så gerne at økonomien spillede en mere central rolle end i det som kunne tilbydes fra deltagerne i Energifysik 2.

Som afløsningsopgaver for Energifysik 2 er der lavet fire opgaver om fire muligheder for at ændre på energitilførelsen til Herslev. Det er disse fire opgaver der udgør dette hæfte.

Det er fire forskellige opgaver. De er udarbejdet af fire grupper og de er ikke kædet sammen med andet end det fælles udgangspunkt i Herslev, dette fælles forord og et efterskrift, der gør det muligt at holde de forskellige muligheder

op mod hinanden. Desuden har opgaverne det tilfælles at de er universitetsopgaver, der dog forsøger at holde sig i et sprog og til et begrebsapparat der skulle gøre det muligt for Herslevsbeboere og andre med interesse i emnet at læse dem med udbytte.

De fire emner er Vindmøller, solfangere, fjordvarme (varmepumpning af varme fra Roskilde fjord) og biomasse.

Denne samling af afløsningsopgaver er ikke svaret på hvordan Herslev bedst ændre sit energiforsyningssystem. Svaret på det problem kræver nemlig at man går på tværs af de grænser der her er sat mellem de enkelte opgaver, og ser på systemer der er kombinationer af forskellige anlæg. F.eks. Vind og varmepumper sammen. Så kan man udnytte det bedste fra de enkelte anlæg, idet man dog hele tiden bør skæve til hvor komplicerede anlæg man ønsker og har råd til.

Der ligger en spændende - og stor - opgave i at forsøge at kombinere anlæggene. En grundig undersøgelse af tilskudsmuligheder og betydningen af forskellige selskabsformer for et "energilaug" vil nok også være af stor interesse for beboerne i Herslev.

Kærlig hilsen

Bjarne, Bjarne, Bent, Bent, Dennis og Jacob

4
7
5

4
4

VINDMØLLER

FORORD

Det kan betale sig at opstille vindmøller ved Herslev. Allerede det første år er der flere tusind kroner at spare ved at bygge en eller flere vindmøller. Over en 20 årig periode vil møllerne give en besparelse på over 1 million 1981-kroner.

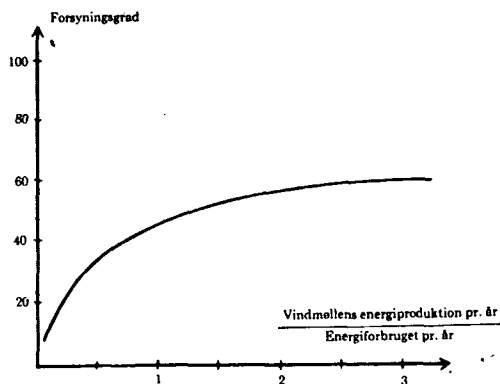
Der er i beregningerne der dokumenterer dette, taget hensyn til terrænforholdene ved Herslev, til momsbetaling, skattebetaling og -fradrag, til driftudgifter og inflation. På de fleste af parameterne er der udført følsomhedsanalyser.

Moralen er: Her er mulighed for vedvarende energi til en konkurrence dygtig pris.

VINDENERGI

Vinden er den vedvarende energikilde der er bedst egnet til at omsættes til elektricitet. Og i Herslev har man behov for elektricitet til lys, maskiner og eventuelt til at drive varmpumper. Det vindmøllen gør er at den omsætter vindens bevægelsesenergi i første omgang til rotationsenergi, og derefter til elektrisk energi.

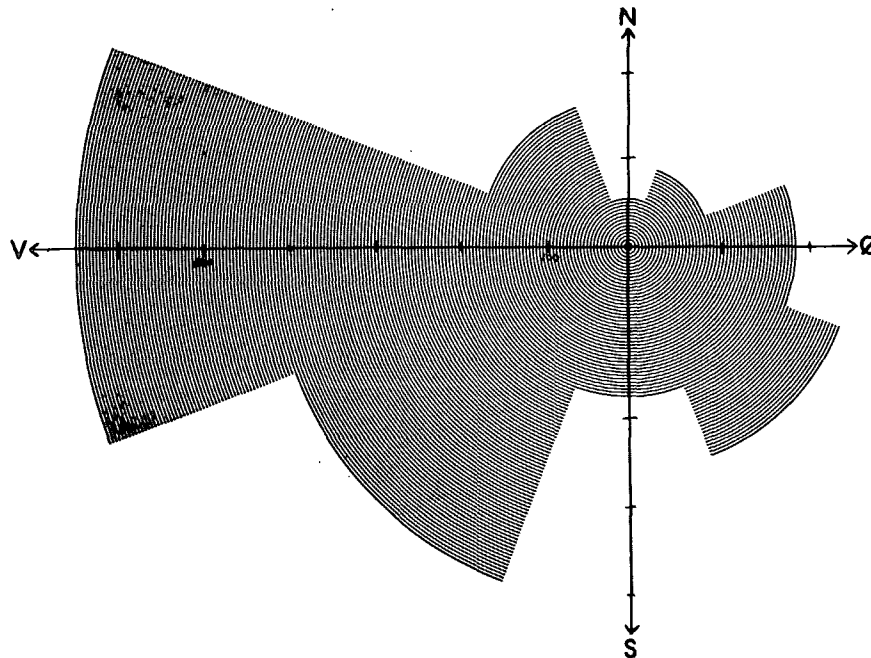
Den elektriske energi møllen producerer falder ret tilfældigt - som vinden blæser så at sige - så ikke al den energi møllen producerer falder på tidspunkter, hvor der er brug for den. Hvis møllen kun producerer en lille del af energibehovet, vil det meste dog falde på tidspunkter, hvor der er brug for det. Producerer møllen meget, falder meget på tidspunkter hvor der ikke er brug for det. På figur 1 er forsyningsgrad optegnet som funktion af forholdet mellem vindmøllens energiproduktion og energiforbruget. Forsyningsgraden er den brøkdelen af forbruget som møllen dækker. Som man kan se, er det ikke muligt at dække mere en 60% af forbruget, når man betragter et isoleret forbrug. Er man koblet til et større net af forbrugere og producenter kan dette bruges som lager. Ellers skal man have eget lager og det er dyrt, så det er der ikke set på her. Vi vil sælge den elektricitet der falder på tidspunkter hvor vi ikke har brug for den til elforsyningselskabet.



Figur 1. Forsyningsgrad som funktion af forholdet mellem vindmøllernes energiproduktion og energiforbruget. Af fotografieret fra ref(1).

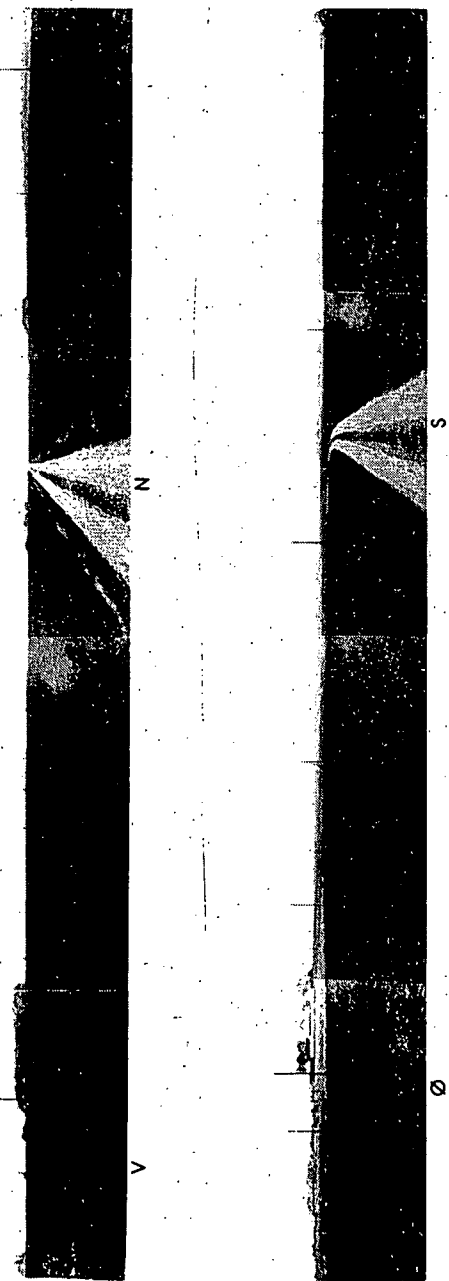
HERSLEV

Når vi snakker om at placere en vindmølle ved Herslev, må vi se på om landskabet er så fladt, at man kan gøre sig forhåbning om høje vindhastigheder. En placering ud mod store vandområder mod vest og sydvest er bedst, idet det er de retninger den meste energi kommer fra. Se energirosen i figur 2.

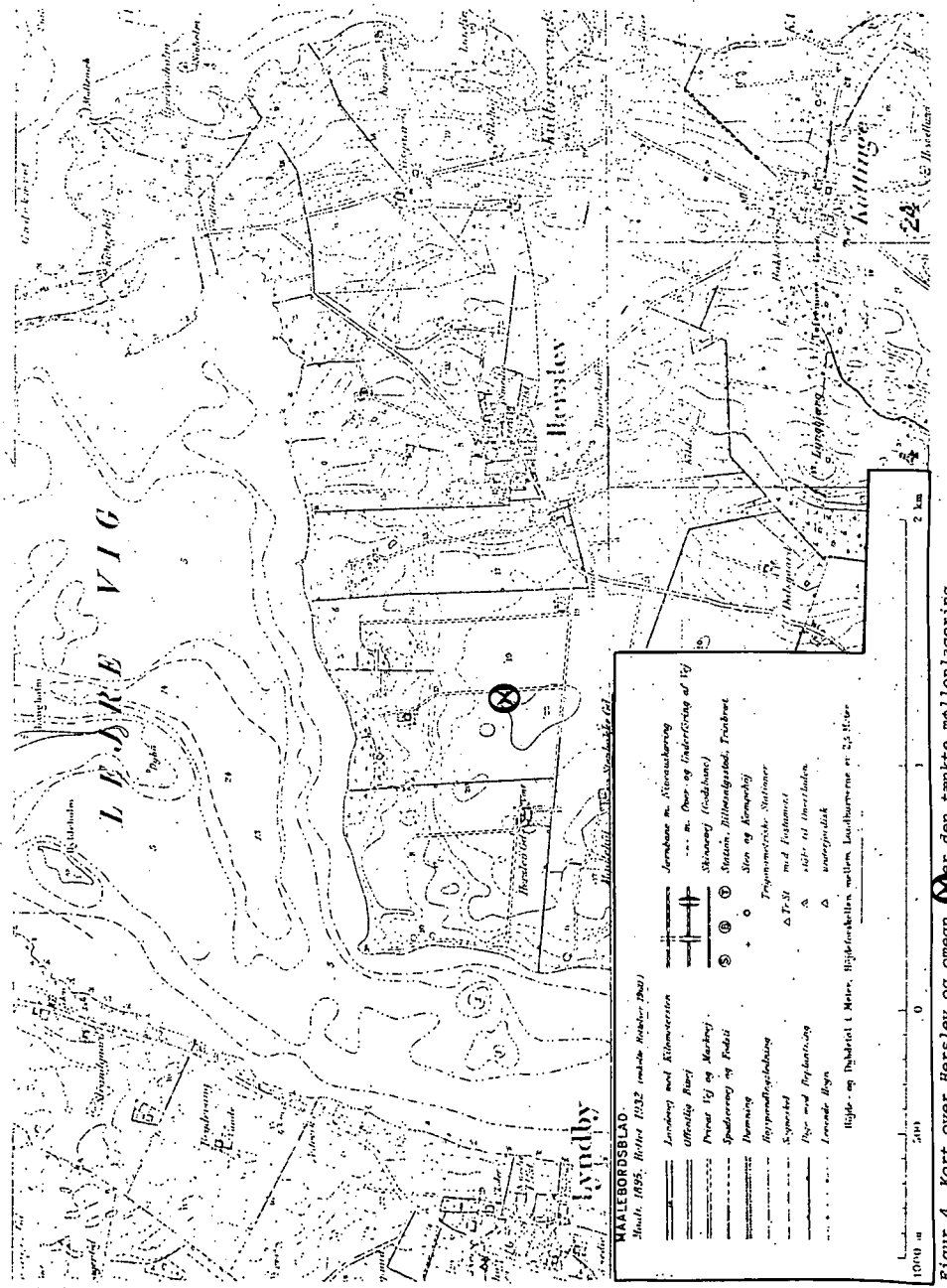


Figur 2. Energirose. Viser hvor meget energi der er i vinden, når den kommer fra forskellige retninger. Retningerne er opdelt i otte sektioner. Enheden på akserne er kWh/(år·m²). Taget fra ref(2) og viser en

typisk indlandsplacering, med fladt terræn i alle retninger. Ved Herslev er der et område vest for byen, der vil være udmærket for vindmølleplacering. Det er ganske vist ikke en vest eller sydvest vendt kyst, men af en indlandsplacering er den faktisk helt god. Området er ret højtliggende, det højeste i nærheden. Der er ikke nogen tæt beplantning eller bebyggelse. Se figur 4 på side 7, som er et målebordsblad over området med en mølleplacering indtegnet, samt figur 3 på næste side, der viser udsigten fra den udpegede mølleplacering.



Figur 3. Udsigt fra mølle placeringsstedet, det fra en højde på 185 cm. Mod nordvest, nord, sydøst og øst er terrænet i rughedsklasse 1, mod nordøst, øst, sydøst og vest i rughedsklasse 2. Rughedsklasserne er defineret og beskrevet i ref (2).



Figur 4. Kort over Hørslev og omegn. X er den tænkte mølleplacering.

Området nord og øst for Herslev er fredet. Det er området ud til Kattingevig: Fra Bognæs over Kattinge sø til Boserup. Hele området er klacificeret under større nationale naturområder i ref (3).

Hvor meget vi kan regne med at en mølle vil producere placeret her vender vi tilbage til, lad os først se på hvilken mølle vi vil vælge at regne på.

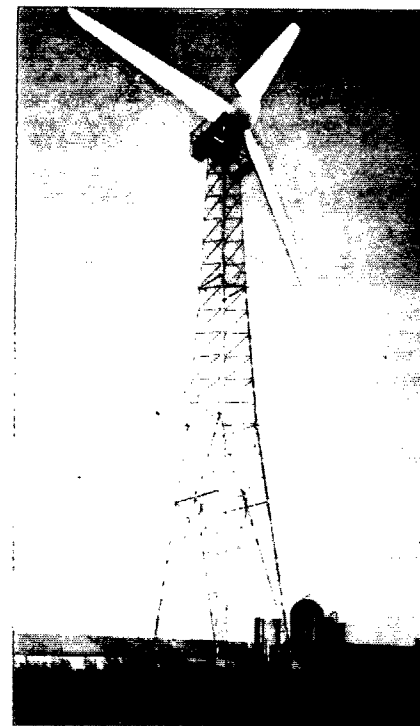
VESTAS

Når vi skal vælge hvilken, eller hvilke møller vi vil se på må vi først gøre os vores energibehov klart. Den elektriske energi som skal bruges i Herslev har man anslået til at være 500.000 kWh om året, se ref (4). Hvis vi herudover vil dække hele, eller dele af varmebehovet ved varmepumpning bliver elforbruget optil dobbelt så stort (Se fjordvarme afsnittet). Derfor er der i det følgende regnet med tre forskellige forbrug: 500, 750 og 1000.000 kWh/år. Det vil være rimeligt at se på en mølle der kan producere ca 500.000 kWh/år, og på en der kunne producere noget mere, for at se om økonomien var nogenlunde lige så god i den store. Nu ligger det sådan at det er et ret stort elforbrug, set med vindmølleøjne idag, da de fleste møller er konstrueret til et hus eller tre. Vølund er faktisk det eneste firma der tilbyder møller i større størrelser. Vi har imidlertid ikke set de konkrete møller endnu, endside set dem testet. Med den stigende interesse for vindmøller, også fra virksomheders side vil vi dog nok de næste år få udvidet udbudet af møller. Vi har valgt at regne på en mølle der er færdig, og har stået sin praktiske prøve. Desuden er de større projekterede møller også dyrere pr produceret kWh. Vi skal helt op i Tvindmøllestørrelse og højere endnu, før det ser ud til at prisen pr. produceret kWh falder igen. Vi har ikke set på møller fra det udenlandske marked, men så vidt vi er orienteret er der ikke meget at hente.

Moralen af disse overvejelser er at vi er gået til de væsentlig mindre møller i 50 kW's klassen. Det er blandt de største små møller der kører idag. Der er gode drift erfaringer med flere af dem. En god indlandsplacering kan for disse møller give i størrelsesordenen 100.000 kWh om året. I Herslev må man

altså regne med at placerer flere, hvis man vil have dækket en væsentlig del af sit energiforbrug. Er det så muligt ved Herslev? Ja det er det, men de vil ikke alle sammen give lige så meget energi, som den der står på den placering som vi i sen skal vi så vælge? Der er flere, i appendix er en liste over møller på markedet. De er gode mange af dem og flere kunne udemærket bruges, og har vist sig gode i brug.

Vi har valgt at se på Vestas HVK 15, blandt andet charmeret af Vestas indtil nu meget fine service program. Vestas HVK 15 mølle er installeret med to generatorer. En lille til at udnytte de små vindhastigheder og en stor hovedgenerator. Den lille er på 7,5 kW og den store er på 45 eller 55 kW. Jeg har valgt at se på den store af dem. Møllen har en probeldiameter på 15 meter og er en "klassisk" trebladet hurtigløber, som langt de fleste møller på markedet. Tårnet er et gittertårn og fås i to højder enten 18 eller 22 meter højt. Der er her regnet på begge muligheder. Prisen var 1. marts 1981 på 240.000 kr for standard udgaven med 18 meter tårn og merprisen for 22 meter tårn var 22.000 kr. Jeg har valgt at regne alle priser ud fra 1. marts 1981 niveau, da mølleprisen sikkert følger de almindelige prisstigninger. Her på figur 5 ses møllen. På



Figur 5. Vestas HVK mølle, fra et reklamefoto.

næste side har vi figur 6 der er et trickfoto der viser møllen i

landskabet.



Figur 6. Vestasmøllen indsat i landskabet. Et trickfoto. Afstanden til møllen er ca 300 meter. Man ser mod syd.

ÅRSPRODUKTIONEN

Hvor meget vil vores Vestas mølle så give i årsproduktion, hvis vi placerer den ved Herslev, som angivet i figur 4? Den måde man beregner middelenergiproduktionen på er vindatlas metoden. Tankegangen bag metoden er at Danmark er lille meteorologisk set. Kommer man højt op over landet vil vinden i gennemsnit over en år-række være ens om man er over Skagen, Gedser eller Dueodde. Det der så afgør hvor meget energi man har til rådighed for sin vindmølle det enkelte sted, er de lokale forhold. Er der bakket? Er der læ hegn? osv. Hvordan man konkret beregner middelenergiproduktionen for en konkret mølle og en konkret placering er præsenteret i ref (2). Mellem-

resultaterne er i appendix

Her skal kun resultaterne præsenteres: Årsmiddelsenergiproduktionen for en 55 kW Vestas HVK 15 mølle placeret på et sted med egenskaber som det på figur 4 markerede er med 18 meter tårn 117.000 kWh og med 22 meter tårn 130.000 kWh. Lad os straks vælge hvilken af mulighederne vi vil vælge at regne videre på. Forskellen er nemlig ikke så stor at jeg vil regne videre på dem begge. Møllen producerer væsentlig mindre end forbruget, så det taler for den høje. Forskellen i årsmiddelsproduktioner 10% og det er prisforskellen også. Nu er de sidst producerede kWh ikke så meget værd som de første, som det fremgår af figur 1 og de senere beregninger, men alligevel har jeg valgt at regne videre på den høje mølle, da vi er interesseret i så stor produktion som mulig.

Om det i det virkelige liv er muligt at opnå en så høj produktion, kan diskuteres. Som vi senere skal se har jeg valgt at regne med at vi kan opnå 95% af de 130.000 kWh, men der vil også senere blive foretaget beregninger der vil vise, hvordan produktionens størrelse slår igennem på overskudet.

I planstyrelsens kortlægning af Danmark med henblik på placering af store vindmøller (ref (3)), er området omkring Herslev i energiklasse C, hvilket jeg vil regne med svarer til en årsproduktion for vores mølle på mellem 80 og 110.000 kWh. Jeg mener dog at den udpegede mølleplacering er bedre end området omkring Herslev, over Gevlinge og syd på forbi Lejre under et, som planstyrelsen betragter som energi klasse C. Planstyrelsen udpeger området nord for Herslev, på tungen til Bognæs, som energiklasse B. I denne klasse mener jeg at vores mølle vil producere mellem 110 og 140.000 kWh/år. Området her er dog uegnet på grund af de tidligere nævnte fredningsinteresser.

HVOR MANGE MØLLER

Som tidligere nævnt antager man i ref (4) at årsforbruget i Herslev vil være 500.000 kWh (uden varmepumpning), hvor mange møller skal vi så placere. På grund af at vinden nu en gang blæser som den gør kan vi ikke bare dividerer 130.000 op i 500.000 og sige at vi har brug for 3,8 møller. Derimod må en økonomisk betragtning danne baggrund for ens valg. I en sådan

økonomisk betragtning er det vigtigt hvad man anvender den energi til, som ikke erstatter køb fra elværket, så man prisfæst sætter den rigtig. Desuden bør forhold af miljømæssig art spille en afgørende rolle når antallet af møller bestemmes, hvor mange møller kan det meget smukke landskab ved Herslev bære? Der skal naturligvis også tages hensyn til at det ikke er muligt at finde ubegrænset med placeringer, der har en års-middelenergiproduktion på 130.000 kWh.

FØRSTE MØLLE

Som en indledning til de økonomiske beregninger er her gennemført en beregning over hvad hver kWh står i, hvis man placerer en mølle på den i figur 4 udpegede sted.

Møllen kostede 1. marts 1981 262.000 kr. uden moms, derudover er der udgifter til transport, netforstærkning, fundament, sikringsafgift, byggelånsrenter m.m. som ifølge ref (5) kan løbe op i 95.000 kr. Samlede udgifter er altså 357.000 kr. Heraf giver staten 20% i tilskud, så det er kun 285.600 kr. vi skal bruge. Disse penge låner vi til 19% i rente om året med halvårlig rentetilskrivning. Det giver en årlig ydelse på 53.600 kr., hvoraf 51.800 kr. det første år

Vi regner med at vi har organiseret det så snildt at vi kan udnytte skattefradragsretten, og vi regner med en marginalskatteprocent på 55. Det giver et skattefradrag på 28.507 kr. det første år. Vores netto ydelse det første år bliver således på 25.050 kr. De andre udgifter vi har fra vores mølleri er driftudgifter og moms. Driftudgiften sættes normalt til 1,4% af investeringssummen (ref(5)). Momsen er 22% dels af 10% af investeringssummen de første 10 år, dels af driftudgifterne (det er disse to ting man anser for produktionsudgifterne) i alt svarer det til 3,9% af investeringssummen på 357.000 kr. hvilket er 13.952 kr.

Hermed er vi nået frem til at kunne udregne de samlede udgifter det første år man har møllen:

udgifter det første år = 39.000 kr.

Produktionen forventer vi altså bliver 130.000 kWh, hvilket giver

0,30 kr. pr. kWh allerede det første år.

Og det må da siges at være billigt.

SALG TIL ELVÆRKET

Man kan ikke udnytte al den elektricitet der kommer fra vindmøllen til eget forbrug, med mindre man kan lagre elektriciteten, eventuelt i forbindelse med opvarmningssystemer, hvis der er varmepumpning med. Ellers kan man gøre det, at man sælger den strøm der bliver produceret på tidspunkter, hvor man ikke har brug for det, til elforsyningsselskabet. Det betaler en pris for den elektricitet det køber, der svarer nogenlunde til hvad brændselsprisen er. Prisen på elektricitet solgt til elforsyningsselskabet var midt i 1981 på 0,30 kr. pr. kWh. Når man køber elektricitet fra elværket betalte man 0,62 kr. pr. kWh på samme tidspunkt, ref(5).

Vi vil nu opstille regnskab for vindproduceret elektricitet ved Herslev, idet den elektricitet der ikke øjeblikkeligt er brug for, sælges til elværket og som forbrug regnes der med tre muligheder: almindeligt elforbrug (500.000 kWh), almindeligt + halvdelen af varmemeforbruget dækket ved eldrevne varmepumper (750.000 kWh) og som det tredje almindeligt elforbrug og fuld varmedækning med varmepumper (1.000.000 kWh), alle tal pr. år. Vi vil nu regne ud hvor stort overskudet er det første år, og hvor stort det samlede overskud bliver over møllens levetid på 20 år regnet i faste priser. Vi vil tage momsregnskab med og huske at betale skat af den elektricitet vi sælger til elværket. Vi regner med en inflation på 10%, med olieprisstigninger på 14%, solgt elektricitet til elforsyningsselskabet regner vi med en stigning på 14%, mens elektriciteten stiger 12%, alle pro anno. (ref(5) p. 21). Senere vil vi se på følsomheden af disse antagelser. Disse regnestykker vil vi foretage for forskellige antal møller.

Lad os se på regnestykket: Overskudet i det i'te år=

- afdraget (5355 kr.)
- + skattebesparelsen (0,55 · renteandelen i det i'te år)
- driftomkostningerne (0,014 · 357.000 · (1,1)ⁱ · 1,22) (1,4% af investeringen, inflationsreguleret og med 22% moms lagt oven i)
- moms af mølleprisen (22% af en tiendedel af mølleprisen (inden ståttilskud) i de første 10 år, 0 kr. resten af tiden)
- Alle disse ting er pr mølle
- + sparet køb fra elværket (forsyningsgraden · forbruget ·

$(1,12)^i$

+ salg til elværket ((mølleproduktion - det der er brugt til eget forbrug) · 0,30 · 0,45 · $(1,14)^i$) (de 0,45 er fordi der skal betales 55% skat af salget).

Det er overskudet det i'te år. Det samlede overskud er givet ved:

$$\sum_{i=1}^{20} \frac{\text{overskud i det i'te år}}{(1,1)^i}$$

OVERSKUD

I tabel 3 er resultatet præsenteret af overskudsberegningen. Møllernes produktion er beregnet således: Den første mølle producerer 130.000 kWh/år, den næste 95% af det, den 3. og 4. mølle 90% af den første og den 5. og 6. 80% af den første. Grunden til at vi regner med at møllerne producerer mindre og mindre er at det ikke vil være muligt fortsat at finde optimale steder at placere dem.

Tabel 1 Årsproduktion, hvis møllerne kører hele tiden (udregnet efter vindatlas metoden, samt som skitseret ovenfor).

Antal møller:	1	2	3	4	5	6
produktion i 1000 kWh/år	130	254	371	488	592	696

Nu regner vi kun med at møllerne kører i 95% af tiden. Så bliver produktionerne som i tabel 2:

Tabel 2 Årsproduktion når møllerne kører i 95% af tiden.

antal møller	1	2	3	4	5	6
produktion i 1000 kWh/år	124	241	352	464	562	661

Forsyningsgraderne er aflæst i figur 1, side 4, med antagelsen om forbrug på 500, 750 og 1000.000 kWh/år og overskudene er beregnede, se tabel 3 på næste side.

Tabel 3 Forsyningsgrader og overskud, dels det første år, dels i alt i faste priser, som funktion af forbruget og antallet af møller.

Antal møller	1	2	3	4	5	6
produktion i 1000 kWh/år	124	241	352	464	562	661
Forsyningsgrader i % ved forbrug på:						
500.000 kWh/år	22	34	39	41	46	48
750.000 kWh/år	15	28	33	37	40	41
1.000.000 kWh/år	12	22	29	33	36	38
overskud ialt i 1981 kr. i 1.000 kr. ved forbrug på						
500.000 kWh/år	1297	2014	2320	2464	2718	2810
750.000 kWh/år	1325	2456	2900	3266	3492	3473
1.000.000 kWh/år	1408	2567	3370	3846	4155	4357
Overskud det første år i 1.000 kr. ved forbrug på:						
500.000 kWh/år	35	45	37	22	12	-6
750.000 kWh/år	37	65	63	57	46	24
1.000.000 kWh/år	40	70	84	83	75	63

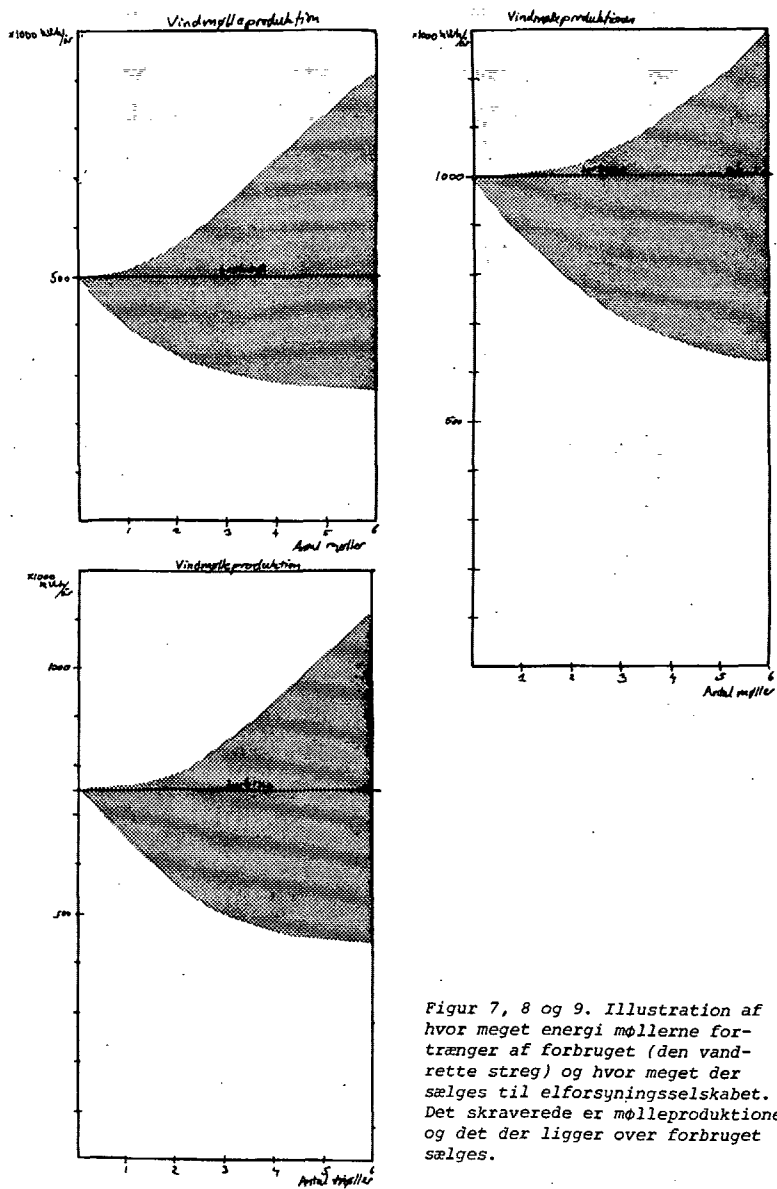
Hvordan energien fordeles ved forskellige antal møller er tegnet op i figur 7, 8 og 9 på næste side.

Overskudet, dels det første år, dels over hele perioden er tegnet op i figur 10 som funktion af antallet af møller for et forbrug på 500.000 kWh/år, se side 17.

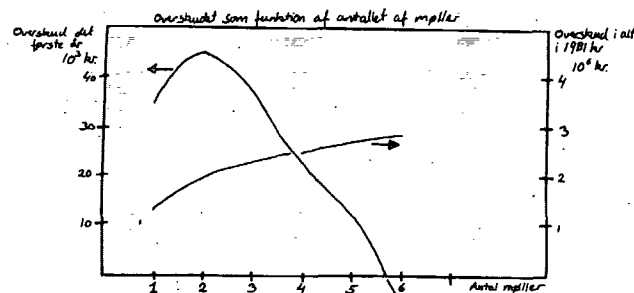
Overskudet som funktion af tilbagebetalingstiden for lånet er tegnet op i figur 11, ligeledes side 17.

Overskudet som funktion af marginalskatteprocenten er optegnet i fig 12, samme side.

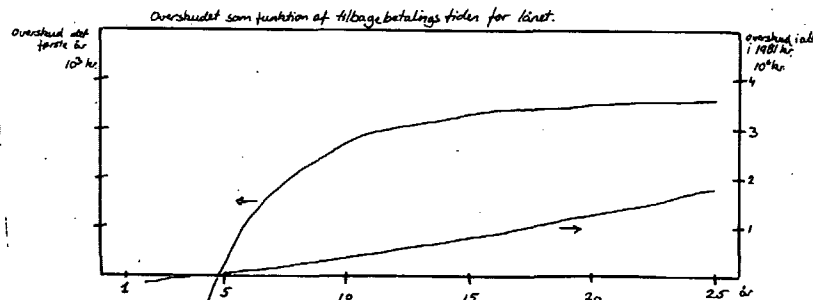
Resultaternes følsomhed overfor rentesatsen på 19% p.a. er således at hvis vi sætter renter op til 21% så falder overskudet det første år med 3% og over hele den 20 årige periode med 1%. Følsomheden overfor antagelsen om inflation, samt olie- og elprisstigninger er større. Hvis vi antager at inflationen er 8% og at de andre stigninger også er det, så falder overskudet over hele perioden med 28%.



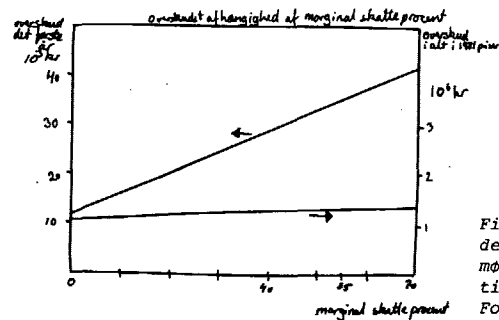
Figur 7, 8 og 9. Illustration af hvor meget energi møllerne fortrænger af forbruget (den vandrette streg) og hvor meget der sælges til elforsyningselskabet. Det skraverede er mølleproduktionen og det der ligger over forbruget sælges.



Figur 10. Overskudet, dels det første år, dels ialt over møllens 20 årige levetid omregnet til 1981 kroner. Pilene markerer, hvilken ordinat-akse der skal aflæses på. Forbruget er på 500.000 kWh/år



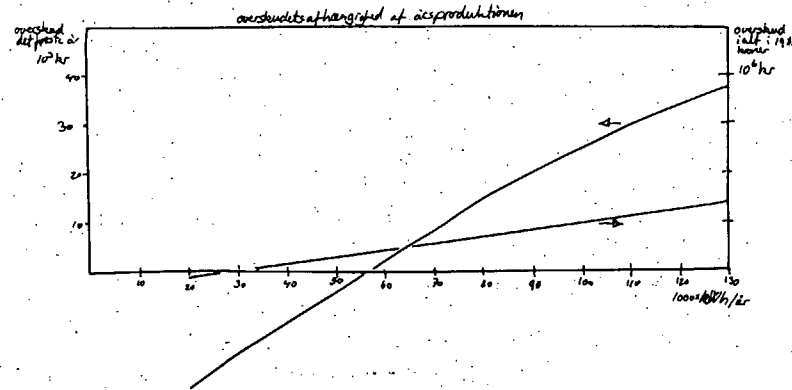
Figur 11. Overskudet, dels det første år, dels ialt over lånets løbetid omregnet til 1981 kroner, som funktion af lånets løbetid. Kurven er udregnet for en mølle og et forbrug på 500.000 kWh/år.



Figur 12. Overskudet for en mølle, dels det første år, dels ialt over møllens 20 årige levetid som funktion af marginal trækprocenten. Forbruget er på 500.000 kWh/år

Produktionens størrelses indflydelse på overskudet er også undersøgt. I figur 13 herunder er overskudet som funktion af produktionen optegnet for én mølle. Figuren viser at bare produktionen holdes på 60.000 kWh det første år, kan regnskabet balancerer. Det vil give et overskud over hele perioden på 400.000 1981-kr.

Det er muligt at jeg er rigeligt optimistisk med antagelsen om en middellårsproduktion på 124.000 kWh, men der er vist ingen med forstand på disse dele der vil mene at en 55 kW mølle på 22 meter tårn på den viste placering ved Herslev kommer helt ned på 60.000 kWh i middellårsproduktion.



Figur 13. Overskudet for en mølle, når forbruget er 500.000 kWh/år, dels det første år, dels ialt over møllens 20 årige levetid som funktion af årsmiddellproduktionen.

Naturligvis vil der være dårlige år, hvor produktionen vil blive mindre end middel, hvorfor overskudet vil blive mindre det år. Men det vil gå op med gode år senere. Standart afvigelsen omkring middellværdien er på en 20 - 30% ifølge ref (3) bind 2.

KONKLUSION

Som det fremgår er der overskud allerede det første år, og ser vi på overskudet over hele perioden er det på over en million 1981-kroner!

Så det er bare om at komme igang.

Resultaterne tyder også på at det kunne betale sig med en større mølle, men her er der problemer, som skitseret tidligere.

NB! Der er dog stadig et meget væsentligt problem tilbage. Fordelingen af elektriciteten!

Her er den eneste rimelige løsning at benytte det eksisterende net, men det ejes af elforsyningsselskabet, så det kan vi ikke umiddelbart regne for givet at vi kan låne.

Der er andre steder hvor der er opsat fællesmøller, hvor man har haft tilsvarende problemer. På Siø ved Langeland har man dannet et Ambaselskab og opstillet en fællesmølle, men her kræver elforsyningsselskabet at kun 60% af produktionen må gå til forbrug, resten skal sælges til elforsyningsselskabet (ref (6)). For at opfylde et sådan krav skal man i Herslev, hvis man bruger el som nu, op på 3 møller, hvis man desuden dækker halvdelen af varmekonsumet med varmepumper, skal man op på 4 møller og hvis man har det store forbrug på 1.000.000 kWh/år så skal man helt op på 5 møller for at kun 60% af produktionen går til eget forbrug (se figur 7,8 og 9).

Hvis man ikke ønsker straks at opføre så mange møller, kan man forsøge at forhandle med elforsyningsselskabet om en ordning, hvor man f.eks. betaler for det net man benytter.

Om der i Herslevs tilfælde gælder regler som ved Siø, har jeg ikke undersøgt.

Ved Siø var der også et krav om at der ikke måtte være mere end 3 km fra mølle til forbrugere (der blev dog i dette tilfælde givet dispensation, da afstanden var 3,4 km). Et sådan krav vil ikke give problemer ved Herslev, da man skal helt op i det fjerneste af det fredede Bognæs for at finde mulige vindmølleplaceringer, som ligger over 3 km fra Herslev.

MORALE

Ønsker man at forsyne Herslev med vedvarende energikilder er vindmøller et udmærket sted at starte; her er en vedvarende energikilde til en konkurrencedygtig pris.

Alle problemer er bestemt ikke rydet af vejen. I første omgang presser en undersøgelse - eventuelt forhandling - af elforsyningsselskabets regler for fælles møller sig på. Dernæst en detailprojektering af møllerne og udpegelse af en placering af den første mølle - idet der tages hensyn til at man senere sikkert vil have flere møller placeret.

Det vil være et første skridt på vejen til Herslev som en landsby forsynet med vedvarende energikilder.

REFERENCER

- (1) Vindmøller
Udgivet af Kreditforeningen Danmark i samarbejde med Prøvestationen for mindre vindmøller på Risø.
- (2) Vindatlas for Danmark
Lundtang Petersen, Erik, Troen, Ib og Frandsen, Sten
Risø
August 1980
- (3) Om mulighederne for at placere mange store vindmøller i Danmark. Et studieprojekt udført for Energiministeriet og elværkernes vindkraftprogram, bind 1 og 2.
Planstyrelsen
1981
- (4) Rapport vedr. studiekredsen Energiforsyningen i landsbyen Herslev
Vinteren 1980/81
- (5) En vindmølles privatøkonomi
Peter Hjuler Jensen
Prøvestationen for mindre vindmøller
Forrapport
Forsøgsanlæg Risø
November 1981
- (6) Vedvarende Energi 35
Organisationen for vedvarende energi

APPENDIKS

VINDATLASMETODEN

Metoden bygger på antagelsen om at Danmark er lille meteorologisk set. Går man 1 km op over landet vil vindens fordeling over en årrække være den samme ligemeget hvor man befinder sig. Vinden vil være weibull-fordelt med skalaparameter A og formfaktor C.

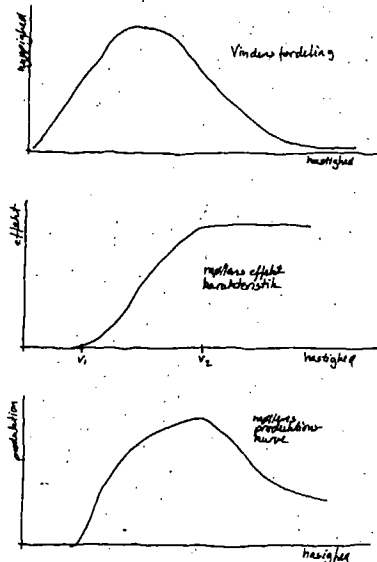
Vindatlas metoden går ud på, at bestemme A og C for et givent terræn. Så ved man hvordan af vinden er. Ganger man vindens fordeling med møllens effekt-karakteristik får man møllens produktionskurve, hvor ud fra man kan beregne blandt andet års-middelfproduktionen.

Atlasset er så snildt indrettet at man blot skal udregne A og C, samt kende starthastigheden, hvor møllen begynder at køre, den hastighed ved hvilken møllen opnår sin maksimale effekt, samt denne effekt, så kan middelfproduktionen bestemmes med 5% påstås det. Vindatlasset har intet med et klassisk atlas at gøre, det er blot en arbejdstittel der er blevet hængende.

I skemaet på næste side er de relevante tal slået op i atlasset, idet man deler "hele vejen rundt" op i otte sektioner og tildeler hver sektion en ruhedsparemeter.

Der står på næste side tit to tal lige over hinanden det er for 18 og 22 meters tårn, 18 meter øverst.

Iøvrigt henvises til vindatlas ref (2).



Vindatlas metoden: tårnhøjde: $\frac{18m}{22m}$; Vesta 55kW

Sektion/ rughedsklasse	A	C	f	M	V ²	fM	fV ²
N 1	5,3	1,765	0,065	4,717	29,887	0,307	1,943
	5,5	1,78		4,895	32,035	0,318	2,082
NØ 2	5,0	1,86	0,092	4,44	25,800	0,408	2,328
	5,2	1,895		4,607	27,662	0,424	2,545
Ø 2	5,55	2,15	0,127	4,912	29,990	0,629	3,802
	5,8	2,195		5,139	32,463	0,653	4,123
SØ 1	6,6	2,1	0,122	5,848	43,473	0,713	5,309
	6,9	2,035		6,113	47,277	0,746	5,768
S 1	7,4	1,89	0,153	6,556	56,184	1,003	8,596
	7,6	1,91		6,741	59,973	1,031	9,023
SV 2	6,8	1,99	0,120	6,025	46,332	1,084	8,340
	7,0	2,01		6,202	48,402	1,116	8,802
V 2	6,9	1,91	0,181	6,120	48,610	1,108	8,798
	7,1	1,93		6,291	51,212	1,139	9,270
NV 1	5,55	1,825	0,080	4,962	34,432	0,392	2,755
	5,75	1,84		5,146	36,832	0,412	2,942
Udfyldning af skemaet se vindatlas side 34.			1,000			5,645	41,916
						51,839	44,560
						0,760	
						0,765	

$C = \frac{1,846}{1,874} \quad A = \frac{6,356}{6,575}$

$P = P_{max} \left(\frac{1}{\beta - \alpha} (G_c(\beta) - G_c(\alpha)) \right) \quad \alpha = \frac{v_1}{A}, \beta = \frac{v_2}{A}$
 $v_1 = 4 \text{ m/s} \quad v_2 = 12,5 \text{ m/s} \quad P_{max} = 55 \text{ kW}$

$\alpha = \frac{0,629}{0,608}, \beta = \frac{1,967}{1,901}; \beta - \alpha = \frac{1,337}{1,293}; \frac{1}{\beta - \alpha} = \frac{0,748}{0,774}$

$G_c(\alpha) = \frac{0,557}{0,530}, G_c(\beta) = \frac{0,877}{0,877}$

$P = 55 \cdot \frac{0,748}{0,774} \cdot \left(\frac{0,877}{0,877} - \frac{0,557}{0,530} \right) = \frac{13,3}{14,8} \text{ kW}$

$E = P \cdot 8766 \frac{\text{kWh}}{\text{år}} = \frac{116,945}{129,490} \text{ kWh/år} \quad \text{forshel på } 10\%$

Før man begynder

VINDMØLLER PÅ DET DANSKE MARKED PR. 1. APRIL 1981

Fabrikat	Vindhøjdemeter i meter	Generatoreffekt i kW	Tårnhøjde i meter	Luftbremse indbygget?	Er møllen i produktion?	Har fabrikanten leveret produktionsvarslingsk-ring?	Garanti-perioden på møllen i år	Pris ekskl. moms i 1000 kr.	Er møllen typobekendt som tilskudsretteligt?	Bemærkninger
Kurlant (07)49 16 66	10	11	18	Ja	Ja	Ja	-	109	Ja	Prisen inkl. fundament. Kan leveres kondensatorstyret og kører uafhængigt af nettet. Garanti-periode 60.000 kWh. Højere mast kan leveres.
	10	15/4	18	Ja	Ja	Ja	-	114	Ja	
Dansk Vindkraft (02)18 34 39	9	15	12	Ja	Ja	Ja	1		Ja	Møllen er en gyromølle. Ikke prisfastsat.
Erini (07)12 34 43	13,6	22	18	Ja	Ja	Ja	1	122,5	Ja	
	15,5	30	18	Ja	Ja	Ja	1	134,5	Ja	
Vestas (07)34 11 88	10	22/3	18	Ja	Ja	Ja	1	156,5	Ja	Serviceordning inkl. i prisen. Højere tårn kan leveres. 2 års gratis service.
	10	30/5	18	Ja	Ja	Ja	1	160	Ja	
	15	45/5	18	Ja	Ja	Ja	1	236	Ja	
	15	55/7	18	Ja	Ja	Ja	1	240	Ja	
Jysk Vindkraft (05)67 89 28	8,4	15	10	Ja	Ja	Ja	1	130	Ja	Højere tårn kan leveres.
Wind Matic (MM) (07)12 77 00	8	11	12	Ja	Ja	Ja	1	80	Ja	Højere tårn og vinger kan leveres. Pris på 11 kW møllen er uden styring.
	10	22	18	Ja	Ja	Ja	1	155	Ja	
	10	30	18	Ja	Ja	Ja	1	185	Ja	
	12	45	18	Ja	Ja	Ja	1	215	Ja	
	14	55	18	Ja	Ja	Ja	1	230	Ja	
Ulrik Poulsen (03)52 33 25	11	3/15	18	Ja	Ja	Ja	1	97	Ja	
	13	5,5/30	12	Ja	Ja	Ja	1	131	Ja	
SJ Wind Power (08)43 00 33	5,7	10	14		Ja	Ja	1	44,6	Ja	Møllen er en ikke-nettilsluttet vindrose.
Kongsted Møllen (03)56 02 13	10	22	18	Ja	Ja	Ja	1	153	Ja	4 gratis eftersyn inkl. i prisen.
Sonebjerg (05)52 27 99	10	22	12	Ja	Ja	Ja	1	116	Ja	Højere tårn kan leveres.
	10	30	12	Ja	Ja	Ja	1	125	Ja	
	12	45	12	Ja	Ja	Ja	1	154	Ja	
	14	55	12	Ja	Ja	Ja	1	185	Ja	
O.R. Vindmøller (08)55 52 22	12	30/5,5	18	Ja	Ja	Ja	1	164	Ja	Serviceordning inkl. i prisen.
Risagermøllen (08)23 60 05	14	55	18	Ja	Ja	Ja	1	220	Ja	
	18	55/11	18	Ja	Ja	Ja	1	235	Ja	
Vendelbo-møllen (08)99 62 44	5,5	10	10	Ja	Ja	nej	1	51	Ja	Højere tårn kan leveres. 5-vinget ikke-nettilsluttet mølle.
	7	15	12	Ja	nej	nej	1	81	nej	
Nordtank (06)33 72 00	8	7,5	17	Ja	Ja	Ja	2	70	Ja	Inkl. gratis service. 7,5 kW møllen er varmeproducerende, 10 kW møllen kan leveres som varmeproducerende for 75.000 kr.
	8	10	17	Ja	Ja	Ja	2	80	Ja	
	11	22/7,5	20,5	Ja	Ja	Ja	2	165	Ja	
	11	30/7,5	20,5	Ja	Ja	Ja	2	175	Ja	
	15	45/10	20,5	Ja	Ja	Ja	2	225	Ja	
Smedemester-møllen (08)63 15 22	10	22	12	Ja	Ja	Ja	1	143	Ja	Højere tårn kan leveres. Møllen produceres af smedestre landet over. Prisen er uden kran til montering.
Vind-Møllen (05)92 60 73	5,4	4	15	Ja	Ja	nej	1	39	nej	Nettilsluttet 2-vinget hurtigløber
Pademo (03)89 42 67	17	75/11	18	Ja	Ja	Ja	1	360	nej	Garanti-perioden agtes udvidet til 2 år. Typogodkendelse forventes i april 81. Højere tårn kan leveres.

Oplysningerne i denne rubrik stammer fra Prøvestationen for mindre vindmøller på Risø og de enkelte fabrikater. Redaktionen sluttet 16. marts 1981.

SOLVARME

Indholdsfortegnelse

Indledning.....	34
Principper i solopvarmning.....	35
Systembeskrivelser.....	37
Resultater af simuleringen.....	43
Opsummering af resultater.....	61
Individuelle solanlæg.....	62
Økonomisk vurdering.....	64
Erfaringer fra eksisterende fælles solanlæg.....	72
Referenceliste.....	74
Bilag.....	75

1. Indledning

I forbindelse med en undersøgelse af mulighederne for at forsyne landsbyen Herslev, der ligger ved Roskilde Fjord, med vedvarende energi, har vi undersøgt mulighederne for at anvende solenergi til opvarmning.

Herslev består af 95 enfamiliehuse med ca. 250 indbyggere. Der er ingen industri, og må karakteriseres som en typisk dansk landsby.

Vores undersøgelse har i hovedsagen været en analyse af et kollektivt system, dvs. med et fælles lager og et fjernvarmesystem. Derimod tillader vi solfangerne at være placeret centralt i forbindelse med lageret eller decentralt på de enkelte huse.

Vores analyse bygger på en datasimulering af systemet under forskellige betingelser, så som forskellige solfanger- og lagerstørrelser, incl./excl. varmepumpe mv. Datasimuleringen er ikke så detaljeret, at vi får en fuldstændig beskrivelse af et kollektivt solvarmesystem, men ideen er at finde nogle kvalitative størrelser for et optimalt system.

For at kunne sammenligne et kollektivt anlæg og individuelle anlæg er et individuelt anlæg analyseret ved hjælp af f-chart-metoden.

Analysen rundes af med en økonomisk vurdering af systemerne, og der kommer et forslag til en strategi for en eventuel indførelse af et kollektivt solvarmeanlæg.

2. Principper i solopvarmning

Når man skal anvende solenergi til opvarmning, er der visse forhold man må gøre sig klart og indrette sit system efter disse. Vi har i opbygningen af vores system fulgt disse principper.

Først og fremmest er der den kendsgerning, at opvarmningsbehovet og varmeproduktionen fra solenergi falder storset henholdsvis vinter og sommer. Desuden er solproduktionen ujævn, solen skinner ikke hver dag. Disse forhold gør, at det er nødvendigt med en form for varmelager. Hvis man ikke overdimensionerer solfangerarealet, dvs. lader ikke for stor en del af solfangerproduktionen gå til spilde, vil man få følgende dækningsgrader (ref. 2.1):

- ingen lager: ca. 2% dækningsgrad
- korttidslager: 10-15% dækningsgrad
- sæsonlager: op til 100% dækningsgrad

Se også fig. 2.1.(ref. 2.1)

For lageret gælder, at varmekapaciteten er proportional med volumet, og varmetabet er proportional med overfladen. Derfor vil det relative tab falde som $1/R$, når R er dimensionen af lageret, hvilket gør det fordelagtigt med stort fælles lager i modsætning til mange små individuelle lagre.

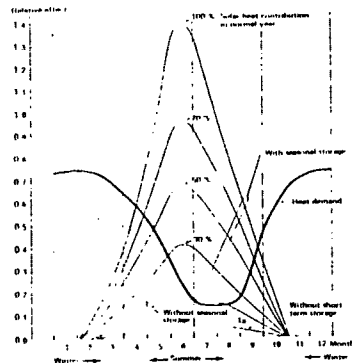


Fig 2.1 Solvarmebidraget

En anden vigtig ting ved solopvarmning er solfangerens karakteristisk, der udtrykker solfangerens produktion som funktion af indløbstemperatur, udetemperatur og solstrålingens intensitet. I figur 2.2 er vist nogle typiske solfanger-karakteristikker. Det ses, at alt andet lige fås større produktion ved lavere indløbstemperatur. Desuden vil solfangeren starte produktion ved en lavere intensitet, når man kører med en lav indløbstemperatur. I vores system opnås en lav indløbstemperatur ved at benytte en lav fremløbstemperatur i fjernvarmesystemet eller ved at lade solfangerkredsen være tilsluttet en varmepumpes kolde side.

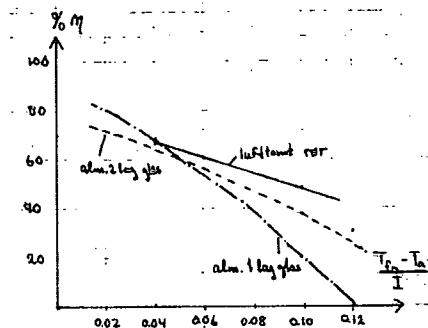


Fig 2.2. Typiske solfangerkarakteristikker. Hvor η er nyttevirkningen, T_{FM} er indløbstemperaturen til solfangeren, T_a er udetemperaturen og I er solintensiteten.

Valg af solfanger afgøres af solfangerprisen og hvilke temperaturer man arbejder med i sit solanlæg.

3. Systembeskrivelse

Ved vores EDB simuleringer har vi benyttet en model baseret på følgende opbygning af varmforsyningen:

Et fælles anlæg bestående af en lagertank, en varmekilde (det kan være et oliefyr, halmfyr, en varmepumpe der pumper varme fra fjorden eller andet). Oven på lagertanken er der eventuelt anbragt et solfangerpanel, som er i varmekontakt med lagertankens vand. I forbindelse med lagertanken er der en shuntledning, så returvandet kan ledes uden om lagertanken, når dette er fordelagtigt, herom mere i næste afsnit.

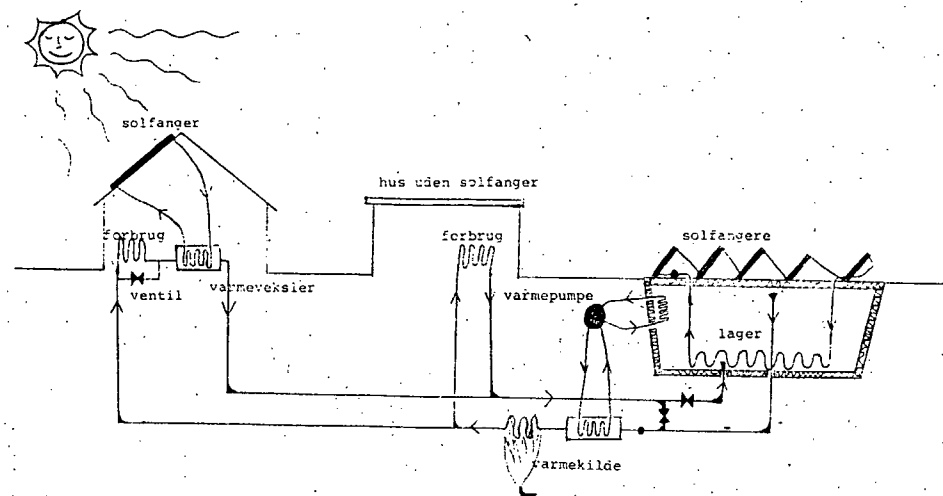
Fremløbsvandet fordeles via et traditionelt, velisoleret fjernvarmenet til de enkelte huse.

Nogle huse har ingen solfanger, dette kan skyldes miljøhensyn (stråtag for eksempel), dårlig placering, ejerens modvilje eller andre forhold. Disse huse har et traditionelt varmesystem (varmtvandsbeholder og radiatorer).

De fleste huse har dog solfangere på tagene, og ellers et almindeligt centralvarmesystem. Det varme fremløbsvand ledes til varmtvandsstanken, derpå radiatorerne, og returvandet herfra sendes til solfangerens varmeveksler og herfra retur til fjernvarmenettet. Dog kan man ved større solfangerer (over 5-10 m²) når solfangerens produktion er høj, lede vand direkte fra varmenettets varme rør til solfangerens varmeveksler. Derved kan varmeproduktionen bortledes uden en urimelig temperaturstigning i solfangeren. Hvis dette sker i større omfang, skal der tages hensyn hertil ved dimensioneringen af fjernvarmerørene. Varmeveksleren kan dog være kombineret med et mindre lager, så overskudsproduktionen kan sendes ud i nettet fordelt over hele døgnet. Den omtalte shuntledning kan principielt undværes, og i stedet kunne man øge vandstrømmen gennem husets varmeanlæg, men dette vil medføre urimelig høje trykfald over radiatorer, ventiler mm., hvilket resulterer i unødigt støj og højt energiforbrug til vandpumpning.

Det centrale anlæg kan endvidere udstyres med en varmepumpe, der kan pumpe varme fra lagertanken til fremløbsvandet når dette er fordelagtigt. Vi har antaget, at der er tale om en eldrevet varmepumpe. Varmepumpen varmer, hvis lageret ikke er for koldt, fremløbsvandet op til den ønskede temperatur. Hvis dette ikke er mu-

ligt, træder den supplerende varmekilde til. Ved tilstrækkelig store solfangerarealer og lagre, kan man helt undvære supplerende varmekilder.



Figur 3.1 Varmesystemet

Systemets styring

Varmekilden tilfører den nødvendige varmemængde, for at fremløbstemperaturen holdes konstant på den ønskede værdi, for eks. 50° eller 60°. Temperaturen kan dog godt blive højere, hvis lagertanken bliver varmere end denne temperatur, og solfangerne producerer mere varme end der forbruges.

Af varmekilden kræves, at den kan reguleres rimelig hurtigt, helst på under en time. Er dette ikke muligt, som for eksempel for et halmfyr, må der være et stødpude-varmelager på nogle hundrede kubikmeter.

I forbindelse med shuntledningen ved lagertanken kræves også en del styring. Fremløbstemperaturen før varmekilden skal være så nær den ønskede temperatur som muligt. Styringen af vandstrømmen i shuntledningen skal ske på følgende måde:

RETURVAND OG VAND FRA LAGER BLANDES TIL ØNSKET TEMPERATUR:

- 1) Lageret for koldt (vinter/forår), og returvandet for varmt (solskin): Blanding til den ønskede fremløbstemperatur, varmetilførsel unødvendig.
- 2) Lageret for varmt (sommer/efterår), og returvandet koldt (gråvejrs eller nat): Blanding som ovenfor.

RETURVANDET LEDES HELT UDEN OM LAGERET:

- 3) Returvandet for varmt, og lageret endnu varmere: Lagervandet og varmekilden benyttes ikke, fremløbstemperaturen bliver for høj.
- 4) Returvandet for koldt og lageret endnu koldere: Returvandet føres til varmekilden, lageret benyttes ikke. (svarer til et almindeligt fjernvarmeanlæg)

SHUNTEN FØRER IKKE VAND NÅR:

- 5) Lageret for koldt og returvandet endnu koldere: Returvand til lager og lagervand til varmekilden.
- 6) Lageret varmt og returvandet endnu varmere: Returvand til lager og lagervand til nettet (ingen tilført varme, fremløbstemperaturen bliver for høj).

Alt dette er vist på fig. 3.2 nedenfor:

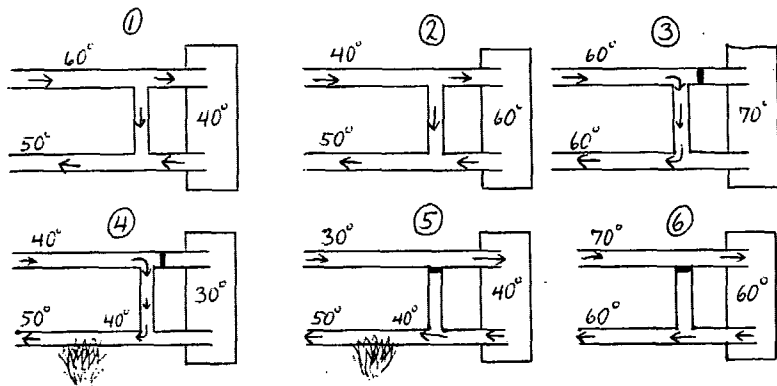


Fig. 3.2 Styringen af vandstrømmen omkring fælleslageret.

Husene uden solfanger kræver ingen styring ud over den sædvanlige, som en shuntventil og radiatortermostater.

Husene med solfanger kræver en ventil i shuntledningen, som sørger for at vandstrømmen gennem solfangeren er proportional med produktionen. En termostatstyret ventil, som åbner når solfanger-temperaturen bliver over en forudindstillet værdi, for eks. 65°, vil dog som regel være tilstrækkelig, især hvis solfanger/varmevekslersystemet har en rimelig stor varmekapacitet.

Hvis systemet indeholder en varmepumpe, skal den kun køre, når der er behov for at tilføre varme. For at undgå urentabel drift, stoppes varmepumpen når lagertemperaturen når under en på forhånd givet værdi, vi har brugt 10° C. Da en varmepumpe normalt ikke kan reguleres kontinuert, er der brug for et mindre stødpudelager af størrelsesorden 10-20 m³, afhængig af hvor hyppigt varmepumpen skal starte og stoppe.

Modellens forudsætninger

På grund af varmetabet fra rørene til den omgivende jord, vil de forskellige huse få vand ved forskellige temperaturer; det drejer sig dog kun om et par graders forskel, så vi antager at alle huse får vand ved samme temperatur, nemlig gennemsnitstemperaturen. Vi ser bort fra varmekapaciteten i rørenes vand, bortset fra når vi diskuterer muligheden for nedlukning af systemet om sommeren. Desuden ser vi bort fra den tid det tager for vandet at løbe rundt i nettet, dels fordi den er relativ kort (cirka en time), og dels fordi vi som regel har konstant fremløbstemperatur. Vi antager at rørene er tætte og isoleringen i orden; endelig ser vi bort fra cirkulationspumpernes varmeafgivelse og elforbrug.

Størrelsen, opbygningen og isoleringen af fælleslageret kommer vi nærmere ind på i et senere afsnit, her vil vi blot forudsætte at lageret er stort nok til at udligne korttidsvariationer i vejret, så kun sæsonsvingninger har virkelig betydning for lagertemperaturen. Dette forudsætter et lager på minimum ca. 0,5 m³ pr. m² solfangerareal, ud over de første ca. 1000 m². Ved mindre arealer kan fælleslageret altså helt undværes, idet solfangerproduktionen da kan oplagres i de varmekapaciteter der er i systemet i forvejen (varmtvandsbeholdere, varmevekslere, rørnettet og eventuelle stødpudelagre)

I de tilfælde hvor der er anbragt solfangere på fælleslageret, har

vi sat vandets indløbstemperatur lig med lagertemperaturen. Hvis systemet inkluderer en varmepumpe, sætter vi varmepumpens kolde side til lagertemperaturen, og den varme til den ønskede fremløbstemperatur.

Vi antager at alle huse (antallet er sat til 95) har det samme varmeforbrug, nemlig ca. 16000 kWh årligt, og samme døgn- og årsvariation. Dette lave varmeforbrug forudsætter en kraftig efterisolering. En dårligere isoleringsstandard kan naturligvis også accepteres, hvis man så sparer på anden vis, hvilket jo idag er yderst udbredt (at lukke for varmen i ubrugte rum, for eks.)

Husenes varmeanlæg (især radiatorerne) går vi ud fra er så vel-dimensionerede, at varmeforbruget kan dækkes ved den aktuelle fremløbstemperatur, og derved er uafhængigt af variationer i denne.

Solfangerarealet skal være jævnt fordelt på de 75 % af husene, vi antager har solfangere, og indløbstemperaturen er sat lig med den temperatur fjernvarmevandet har, når det fra varmeveksleren løber retur til nettet. Dette er en diskutabel forudsætning, men herom senere.

Som solfangere benytter vi en type med to lag glas, og med almindelig sort absorber, og som haren produktion på årsbasis på 359 kWh pr. m², ved en indløbstemperatur på 50°C og en vandstrøm i solfangeren på 1 liter pr. minut pr. m², samt referenceårets vejrdata; solfangerens hældning er 45°, og den er rettet mod syd. Afhængigheden af indløbstemperaturen er antaget lineær, ud fra hældningen ved 50°C (vi benyttede kurverne i ref. 3.1). Denne metode giver en produktion på 0 ved temperaturen 77°C i november og ved 100°C i forårs- og sommermånederne (marts - juli)

Til årsfordelingen af varmeforbruget har vi benyttet resultatet af en simulering i ref. 3.2, s.532ff., som er vist på fig. 3.3.

På samme figur er årsvariationen af solfangerproduktionen ved 50°C indtegnet. Disse årsvariationer har vi multipliceret med en døgnvariationsfaktor, som er vist på fig. 3.4. Længden af dette døgn har vi af regnetekniske grunde sat til en halv måned.

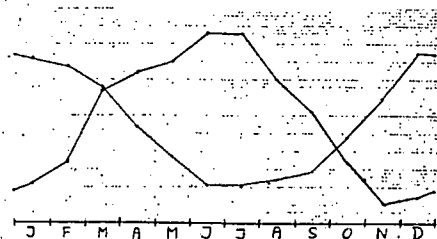


Fig. 3.3 Årsvariationer

Dette har dog ingen væsentlig betydning, blot lageret er tilpas stort - det betyder dog at vores metode giver kvantitativt dårlige resultater ved helt små lagre. Til gengæld simulerer dette lange døgn til en vis grad det skiftende vejr.

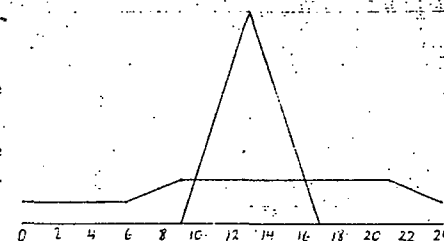


Fig. 3.4 Døgnvariationer

Varmepumpen antager vi har en COP (forholdet mellem den varmemængde varmepumpen afgiver på den varme side, og den forbrugte elektricitetsmængde, en størrelse som bør være størst mulig) der afhænger lineært af temperaturerne på den kolde og varme side, nemlig som:

$$COP = 8 - \frac{T_h - T_l}{10^\circ C} + 0,0075(T_h - 20^\circ C)^{-1}$$

Fremløbstemperaturen er antaget til at være 50°C, desuden har vi regnet noget på ændringerne ved at øge denne til 60°C.

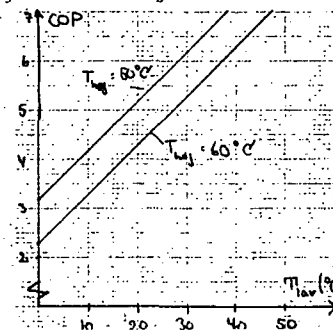


Fig. 3.5 COP(T_h, T_l)

Vi har regnet med to isoleringstykkelser på fælleslageret, svarende til et varmetab på henholdsvis 0,025 W/m² °C og 0,1 W/m² °C (svarende til ca. 2m henholdsvis 0,5 m mineraluld)

Varmetabet fra fjernvarmenettet er sat til 1200 w pr. °C forskel mellem vandets gennemsnitstemperatur i rørene, og jorden hvis temperatur er sat til 10°C året rundt. Denne størrelse kan faktisk vælges som man har lyst - det er et spørgsmål om økonomisk optimering. Vi tvivler dog på at den bør reduceres væsentligt, idet tykkelsen af isoleringen da vil vokse meget væsentligt - ved den angivne værdi fylder et 8 cm rør med isolering 20 cm.

*) Fremkommer ved lineær approximation til kurverne i ref. 3.2 s 461.

4.1 Resultater af simuleringen, systemer uden varmepumpe

Simulationen foretog vi med EDB med tidsskridt metoden, vi antog et sæt af temperaturer rundt omkring i modellen, fandt forbrug og produktion svarende til disse, og endelig de forskellige vandstrømme og den nødvendige tilførte energi. Flere detaljer kan fås i bilagene.

Hvis der på de enkelte huse findes solfangere uden tilstrækkelig lagerkapacitet til at de kan udnyttes rimeligt (ca. 100 liter lokal-lager pr. m² for mindre solfangere), bør der være en central lagertank der kan fungere som korttidslager, og - ved større solfangerarealer - som sæsonlager. Hvilken størrelse denne fælles lagertank skal have, er det svært at vurdere, i sidste ende er det et spørgsmål om økonomisk optimering. Vi har antaget at en rimelig størrelse er nået, når lagertankens temperatur ikke overstiger 70°C. Ved yderligere forøgelse af centrallagerets rumfang opnås kun ringe energibesparelse, især hvis lagertanken ikke er perfekt isoleret.

"Standard lagerstørrelsen", afhængig af det samlede solfangerareal, er vist grafisk på fig. 4.1.1 til højre.

Der er altså tale om en lagerstørrelse på op til 2 - 3 m³ lager pr. m² solfanger. Den del af solfangerens årsproduktion der lagres maksimalt, er vist på fig. 4.1.2, s. 14.

Kurvebladene de næste to sider viser den energimængde, det er nødvendigt at supplere op med, som den afhænger af solfangerarealet og størrelsen af fælleslageret. Den første kurveside viser den tilførte energi når solfangerne er placeret på tagene af de enkelte huse, den anden gælder for solfangere anbragt i forbindelse med den centrale lagertank. Der er to sæt kurver, en fuldt optrukket som gælder for en lagerisolering på 0,025 W/(m²·K) svarende

Fig. 4.1.1:

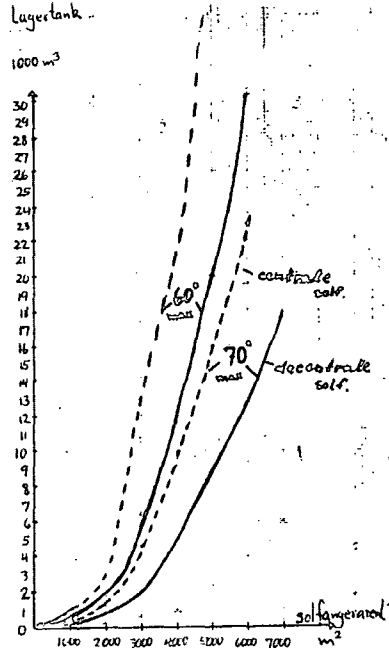
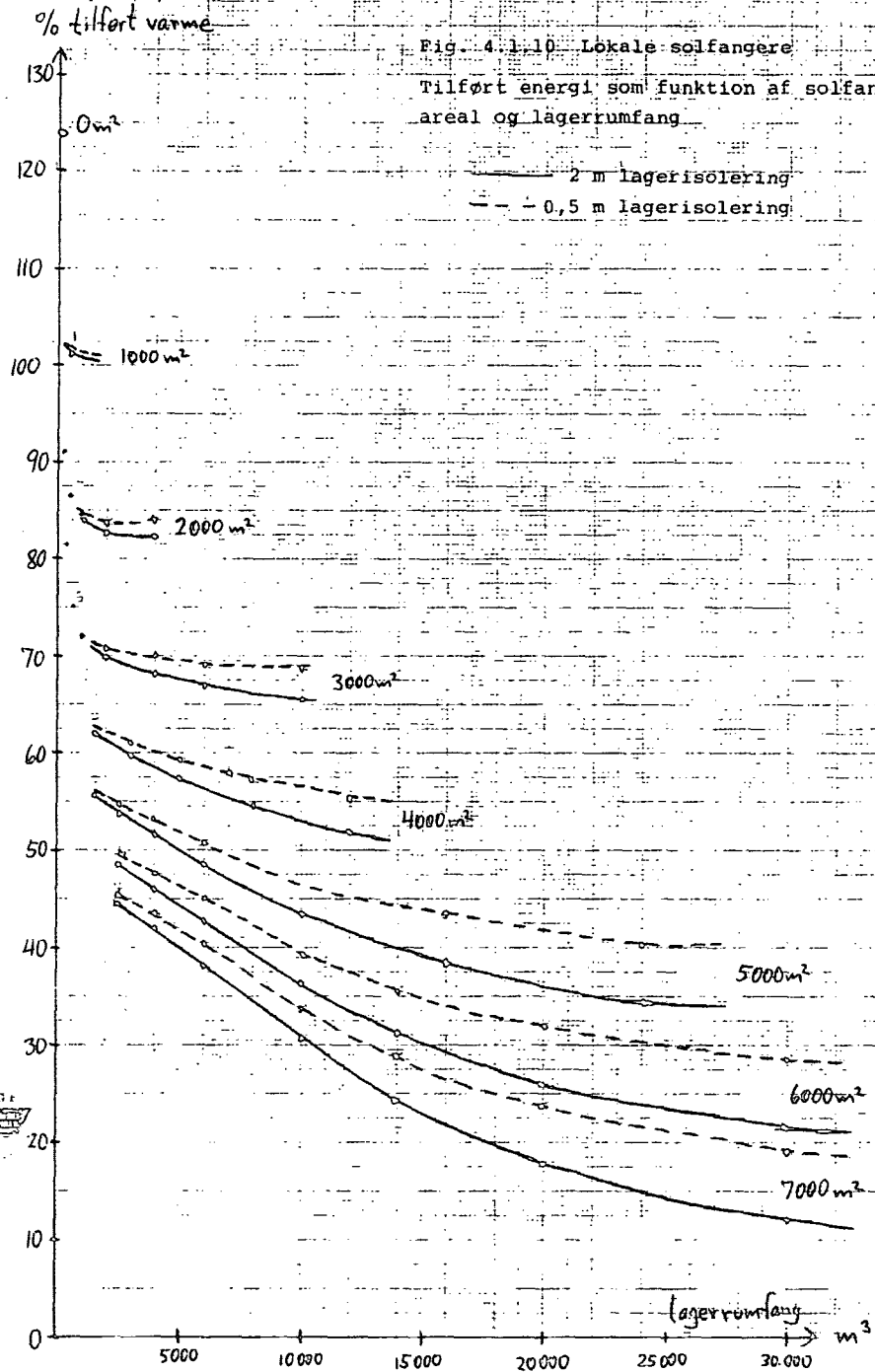


Fig. 4.1.10: Lokale solfangere
Tilført energi som funktion af solfangerareal og lagerrumfang



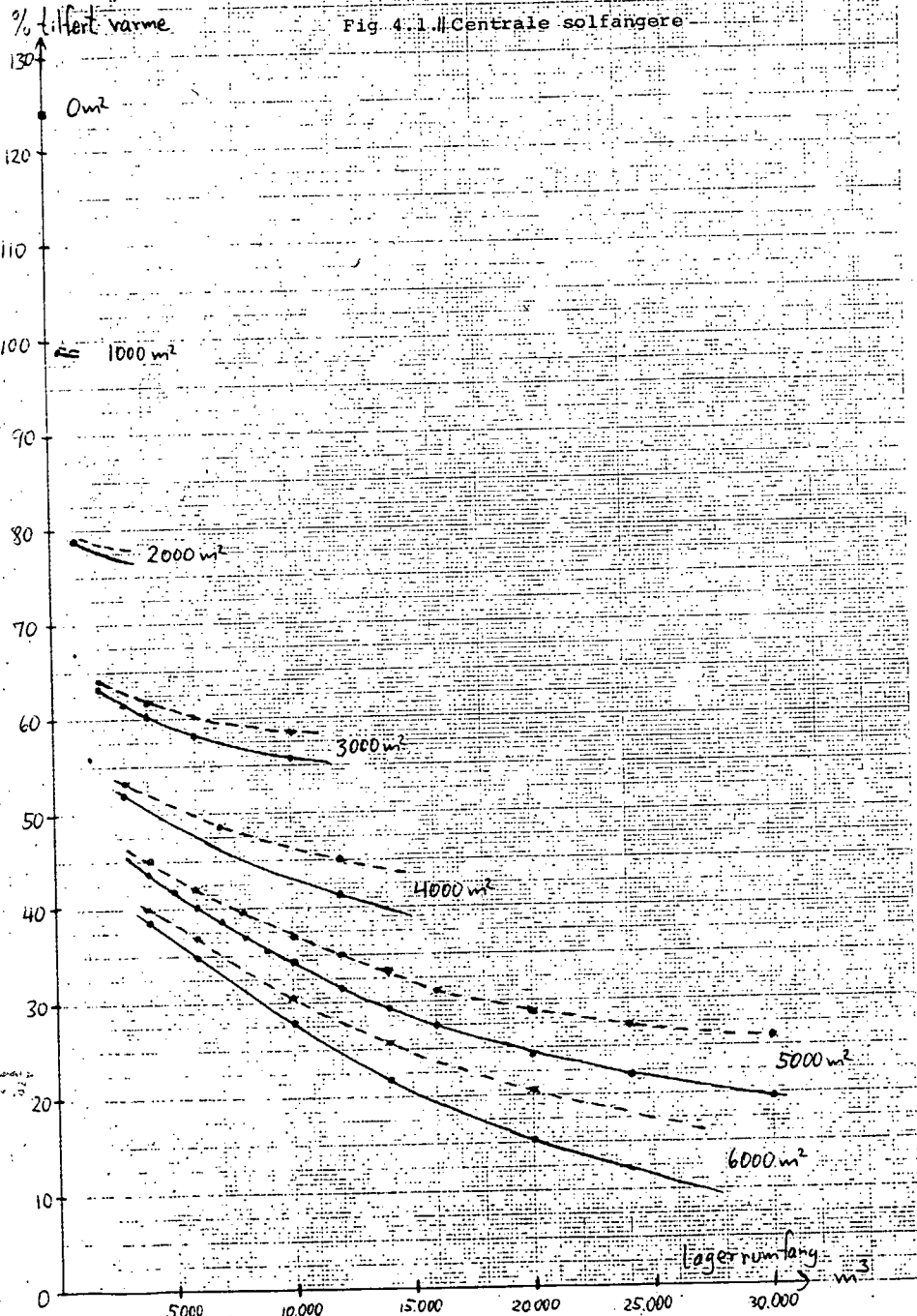


Fig. 4.1.1. Centrale solfangere

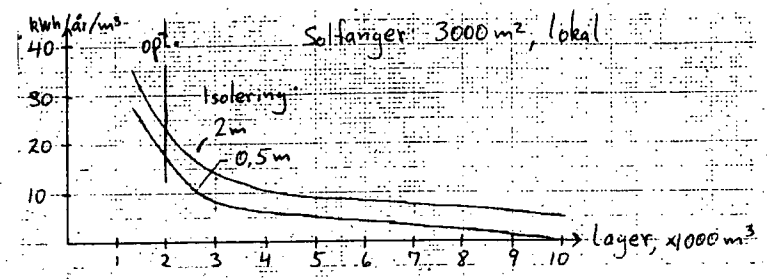


Fig. 4.1.4 Marginal besparelse ved forøgelse af lager-rumfang, ved 3000 m solfanger

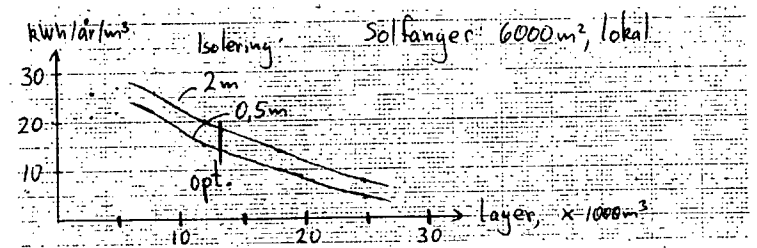


Fig. 4.1.5 Marginal besparelse ved forøgelse af lager-rumfang, ved 6000 m solfanger

peraturen øges fra 50° til 60°. Alt dette afhænger dog af lagerrets størrelse, graferne fig. 4.1.4 og 4.1.5 forudsætter at lagerstørrelsen er "standard". Sammenhængen mellem tilført energi og lagerrumfang er for et velisoleret lager og større solfangerarealer inden for visse grænser en næsten lineær funktion, som det fremgår af fig. 4.1.10 (s 12) og fig. 4.1.11 (s 13).

Hvis isoleringstykkelsen nedsættes til 0,5 m (stiplede linjer) er besparelsen mindre, og den optimale lagerstørrelse mindre; dette har vi dog ikke regnet med.

Vi taler helt bevidst om besparelser i tilført energi, og ikke om solfangernes produktion. Ved øget solfangerareal sker der nemlig det, at den nødvendige og optimale lagerstørrelse vokser, hvorved tabet også vokser. Desuden bliver returvandet varmere, så varmetabet fra returledningerne øges. Resultatet af dette bliver, at besparelsen er noget mindre end produktionen, ca. 3 - 5 %, voksende ved større solfanger. Ved kun 0,5 meter isolering er denne forskel noget større, ca. 8 - 15 %. Dette tal er en del mindre end forøgelsen af lagertabet, idet tabet modsvares af en forholdsvis øget solfangerproduktion, som kan opveje op mod halvdelen af det forøgede lagertab.

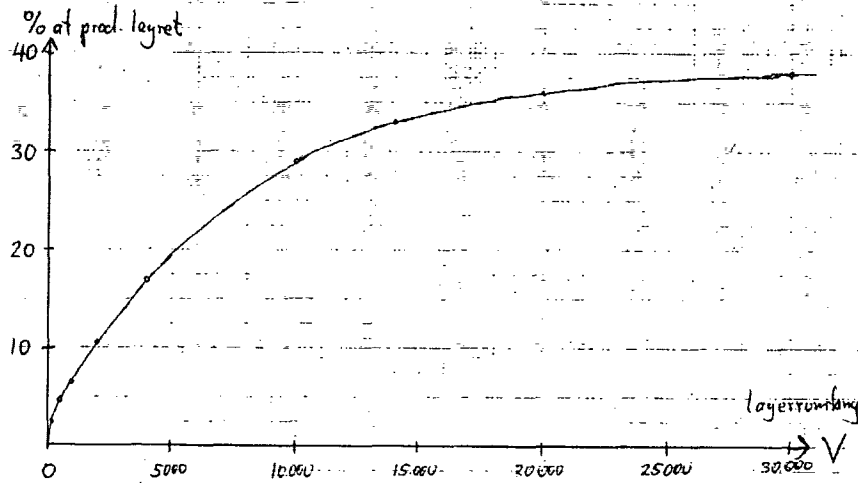


Fig. 4.1.2 Hvor stor en del af solfangernes årsproduktion, der gemmes i fælleslageret, som funktion af fælleslagerets størrelse (uafhængigt af solfangerearealet inden for vide grænser)

til 2 meter mineraluld, og en stiplet linje svarende til $0,1 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$, hvilket opnås med ca. 0,5 meter mineraluld.

Af kurverne fremgår, at den største energibesparelse opnås ved de første 1000 m^2 solfangere, derpå falder besparelsen efterhånden, dog ikke nær så meget som ved individuelle anlæg, forudsat lageret er tilstrækkeligt stort. Årsagen til dette er følgende: For det første er det muligt med et fælleslager at få et godt sæsonlager med forholdsvis ringe tab.

For det andet er der store varmetab fra fjernvarmenettet året rundt, hvilket gør forbruget mere jævnt fordelt over året.

Besparelsen i tilført energi falder fra 300 - 400 kWh pr. år til knap 200 kWh pr. år for den sidste m^2 solfanger, når det samlede solfangerareal vokser fra 0 til 6000 m^2 . Se fig. 4.1.3 Tallet er lidt højere for centralt placerede solfangere, og noget mindre hvis fremløbstem-

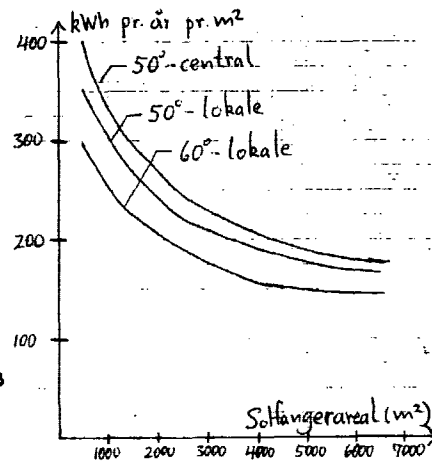


Fig. 4.1.3 Marginal solfangerprod.

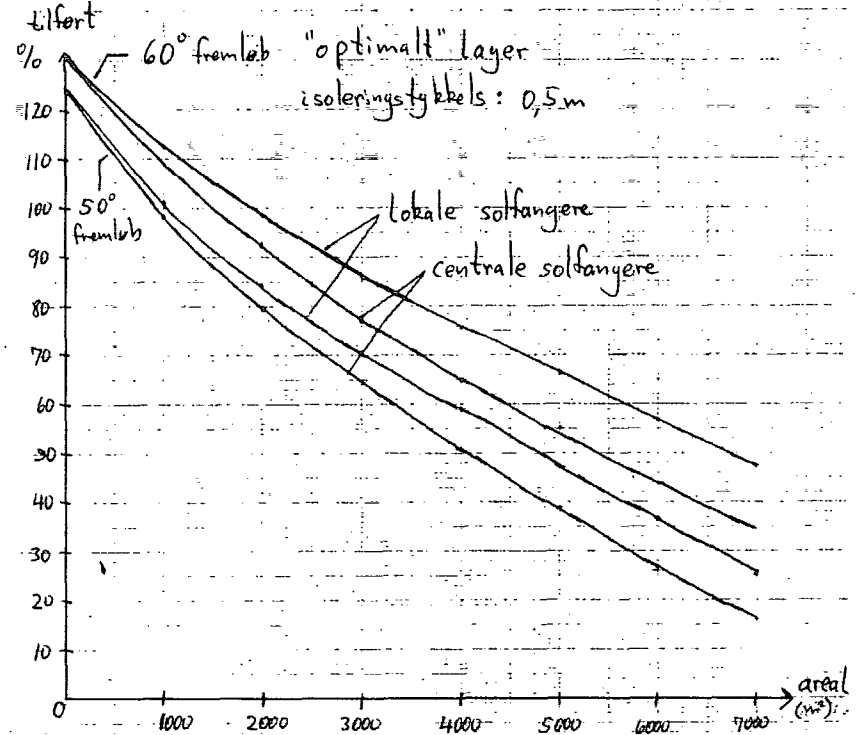


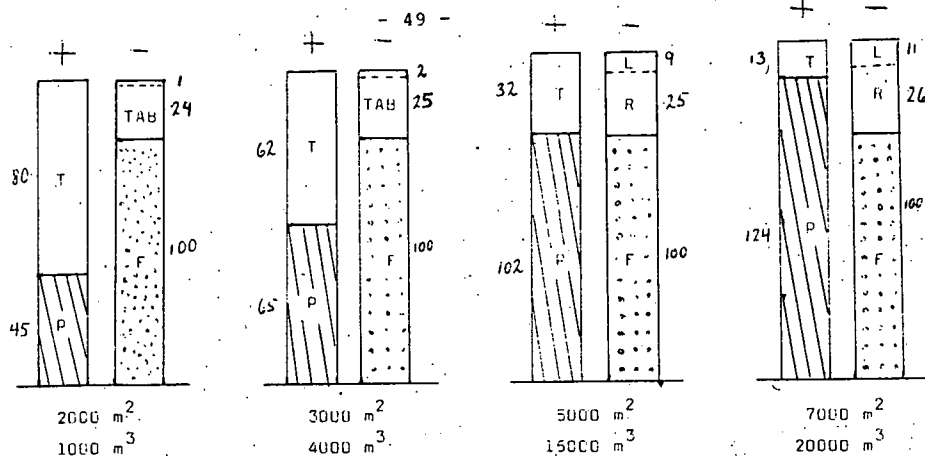
Fig. 4.1.6 Tilført energi afhængig af solfangerareal, ved "standard" lagerstørrelse

Ved at placere solfangere direkte oven på eller ved siden af varmelageret opnår man følgende fordele:

- 1) Større produktion, idet man om vinteren kan udnytte det kolde vand i lageret til at få en høj produktion i solfangerne, vandet skulle jo opvarmes inden det ville blive sendt ud i nettet til de lokale solfangere.
- 2) Billigere fjernvarmenet, da vandstrømmen gennem solfangeren ikke belaster det.
- 3) Billigere installation, idet der kun er ét system.

Besparelsen er ca. 10 % højere end ved individuelle solfangere, man kan derfor i næsten alle tilfælde sætte 10 m^2 central solfanger lig med 11 m^2 individuelle solfangere og benytte de tilsvarende resultater og omvendt.

Normalt vil der dog både være tale om individuelle og fælles solfangere. Ved disse kombinationer udnytter man faktisk det kolde



FORKLARING: T = tilført varme F = solfangernes produktion
 TAB = samlet tab, heraf L = lagertab og R = rørtab
 F = nettoforbruget af varme

Fig. 4.1.7 Energibalace for systemer med fælles solfangere og 0,5 m isolering på lager, forskellige solfangerarealer med "standardlager" (cirka)

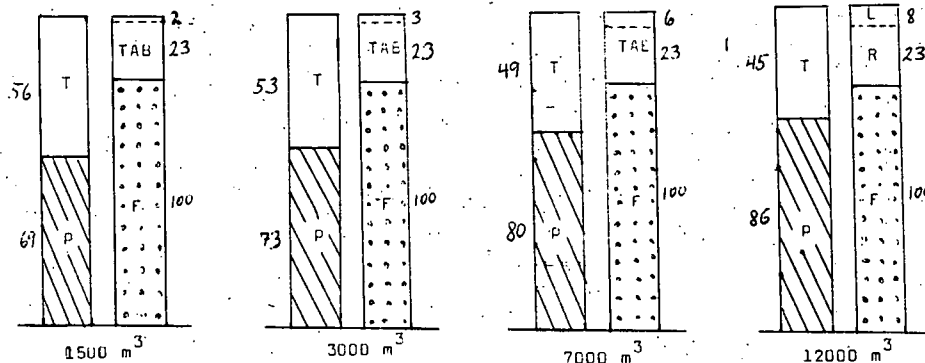


Fig. 4.1.8 Energibalace for system med 4000 m² central solfanger og forskellige størrelser lager. Isol.: 0,5 m

returvand og lagervand mere optimalt end ved fælles og individuelle solfangere hver for sig, således at for eksempel 4000 m² central solfanger + 1000 m² lokale solfangere giver større besparelse end både 5000 m² lokale og centrale solfangere hver for sig, selv om forskellen til de 5000 m² central solfanger er ret lille, omkring 1 % af besparelsen. Se i øvrigt fig. 4.1.9.

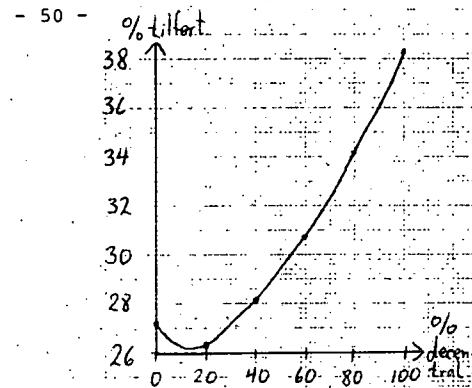


Fig. 4.1.9 Tilført energi afhængig af fordeling af solfangere centralt/lokalt, 5000 m²/16000 m³, 50°C rørdiameter

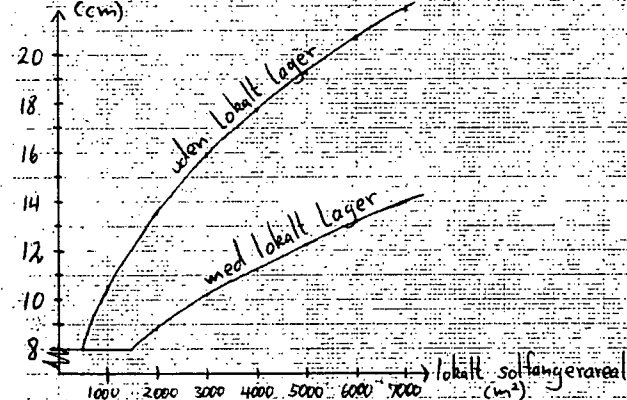


Fig. 4.1.12 Rørdimension ved trykfald 100 Pa/m max, afhængig af solfangerareal lokalt

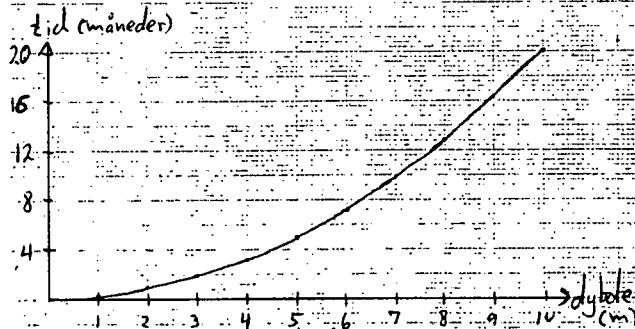


Fig. 4.1.15 Tid for halvering af temperaturgradient i lager, som funktion af lagerdybde

Hvis fremløbstemperaturen sættes op fra 50°C til 60°C, vil også temperaturen i solfangeren stige, og produktionen falder samtidig med at tabet øges. Totalforbruget vokser cirka 5 %, og solfangerproduktionen falder 10 - 18 %, mest ved kombinationer af små solfangerarealer og store lagertanke.

Det er derfor af stor vigtighed, at fremløbstemperaturen holdes så lav som muligt. Den nedre grænse sættes af krav om varmt vand til bad og opvask. Bad og lignende kræver ca. 40° varmt vand, opvask 45 - 50°C som minimum, alt efter temperament. Ifølge ref. 4.1 skulle det være acceptabelt med 43°C til opvask! Da der altid vil være et temperaturfald over en varmeveksler, med mindre den er usandsynlig stor, kræves en fremløbstemperatur der er ca. 3° større, det vil sige 48 - 53°C. For efterisolerede huse med veldimensionerede radiatorsystemer dækker denne fremløbstemperatur sandsynligvis varmebehovet undtagen på yderst kolde dage. For nye huse, hvor radiatorerne er dimensionerede efter et lave forbrug, kan der blive problemer i vintermånederne. Disse kan løses ved at sætte temperaturen op i kolde perioder. Disse ligger dog normalt om vinteren, hvor produktionen fra solfangerne i forvejen er ringe, og derfor dårligt kan reduceres yderligere.

En total lukning af fjernvarmenettet i sommermånederne er en mulighed, hvis man har placeret solfanger på de enkelte huse. Derved opnår man at undgå de relativt store rørtab der er om sommeren. Der er dog visse problemer: Husene uden solfanger skal have varmt vand på anden måde, og hvis det samlede solfangerareal er temmelig stort, så produktionen overstiger forbrug + tab er det usmart at lukke systemet, da der i dette tilfælde er mulighed for oplagring af varme. Endelig skal man huske på, at nedlukningen skal være rimelig langvarig, da det tager et par døgn før vandet i rørene er kølet af.

Centrallagerets funktion er at gemme varme fra sommer til vinter. Men lageret øger derved ikke blot energibesparelsen, det ændrer også hele årsvariationen af solfangerproduktionen, energitilførslen og lagertemperaturen, dette er illustreret på fig. 4.1.13 og 4.1.14. Ved små lagre er solfangerens produktion høj i forårs-månederne, hvorefter lageret er "fyldt op" og solfangerne stort set kun producerer til at opveje forbrug og tab. Supplerende energitilførsel bliver nødvendig tidligt på efteråret og skal dække stort set hele varmeforbruget, undtagen ved helt store solfangerarealer.

Ved store lagre følger produktionen solindstrålingen, og lageret er over de 50°C langt ud på efteråret. Lageret bliver endvidere aldrig så koldt at det bliver nødvendigt at tilføre hele varmeforbruget eksternt. Derved kan man spare på den supplerende varmekilde, da der ikke er så store spidsbelastninger.

Vi forestiller os centrallageret som en stor beholder, nedgravet i jorden, evt. med top over jordoverfladen. Sider og bund skal om nødvendigt isoleres med trykmodstandsdygtige materialer, dog virker jorden ved store lagertanke i ikke-vandførende lag som en udmærket, evt. tilstrækkelig isolering, især ved store lagre. Da kravet om at der ingen vandgennemstrømning er nok er urealistisk, kræver dette punkt en nærmere analyse.

Ud fra et isoleringsmæssigt synspunkt er den ideelle form kugleformen, da denne har mindst overflade i forhold til rumfanget. For store lagre kræver dette dog urimelig dybe udgravninger, for en 10000 m³ lagertank 27 meter + isolering! Vi har i stedet regnet med et lager med overflade på 7×rumfanget^{2/3}, hvilket er 45 % ringere end kuglen, men svarer til en cylinder med en diameter på 4 gange højden. Det samme rumfang som før kræver nu kun 9,3 meter + isolering. Ved meget store tanke vil det nok være økonomisk fordelagtigt at øge forholdet mellem diameteren og højden, og til gengæld øge isoleringstykkelsen lidt.

Når der ledes vand med forskellig temperatur ind i lageret, vil der være en tendens til lagdeling af varmen i lageret med varmt vand for oven og koldt vand for neden. Hvis man da har udtag i flere højder, kan følgende opnås: Når lageret er koldt, kan vi ved at tage det øverste vandlag få varmere vand ud end lagerets gennemsnitstemperatur, derved behøves mindre tilført energi. Når lageret er varmt, kan man tage det køligste vand i bunden, hvorved solfangerens effektivitet stiger.

Betingelserne for at en sådan lagdeling er, at cirkulation i lageret undgås. Det kræver en vis dybde i lageret, for at varmeledning ikke skal udligne temperaturforskellen for hurtigt - helst skal denne udligning tage et par måneder. Dette kræver en dybde på over ca. 5 meter, se fig. 4.1.15. Vi har ikke regnet på denne lagdeling, men virkningen kan sammenlignes med brug af en varmepumpe.

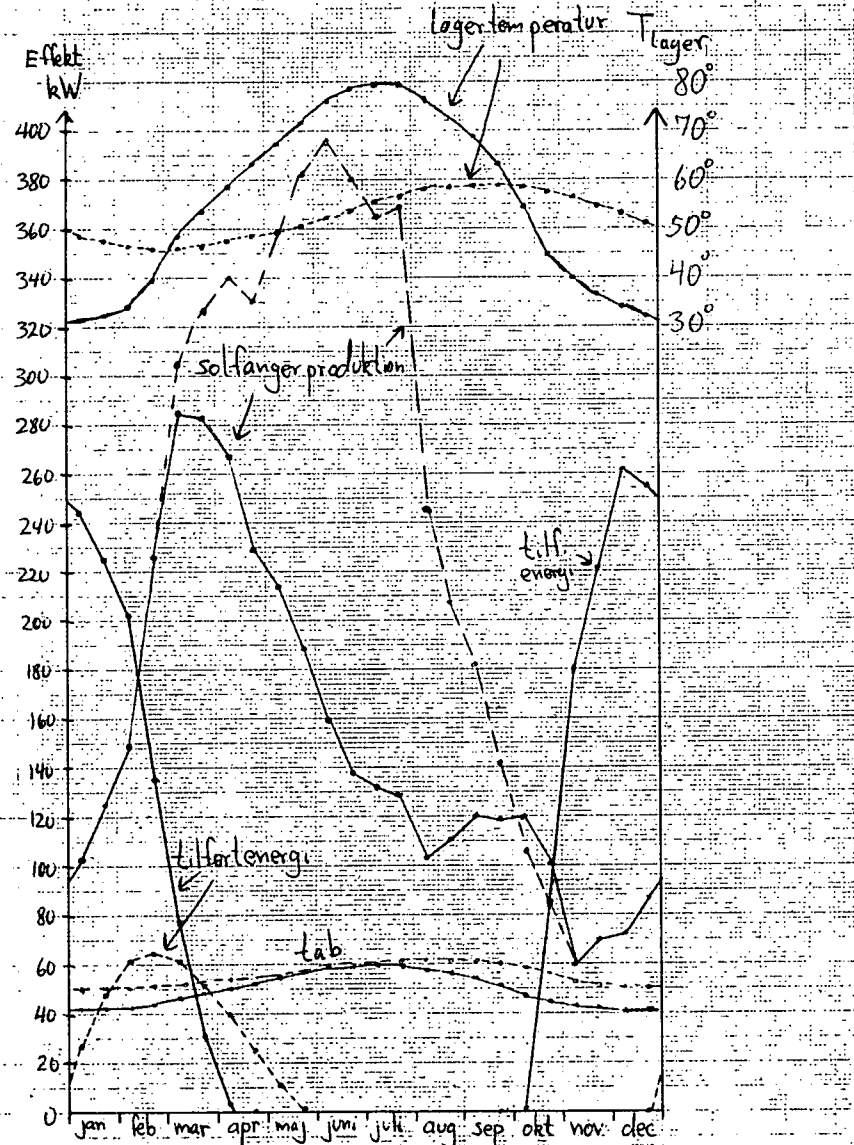


Fig 4.1.13 7000 m² lokal solfanger, 2500 m³ og 50.000 m³ lager.

2500 m³ ———
50.000 m³ - - - -

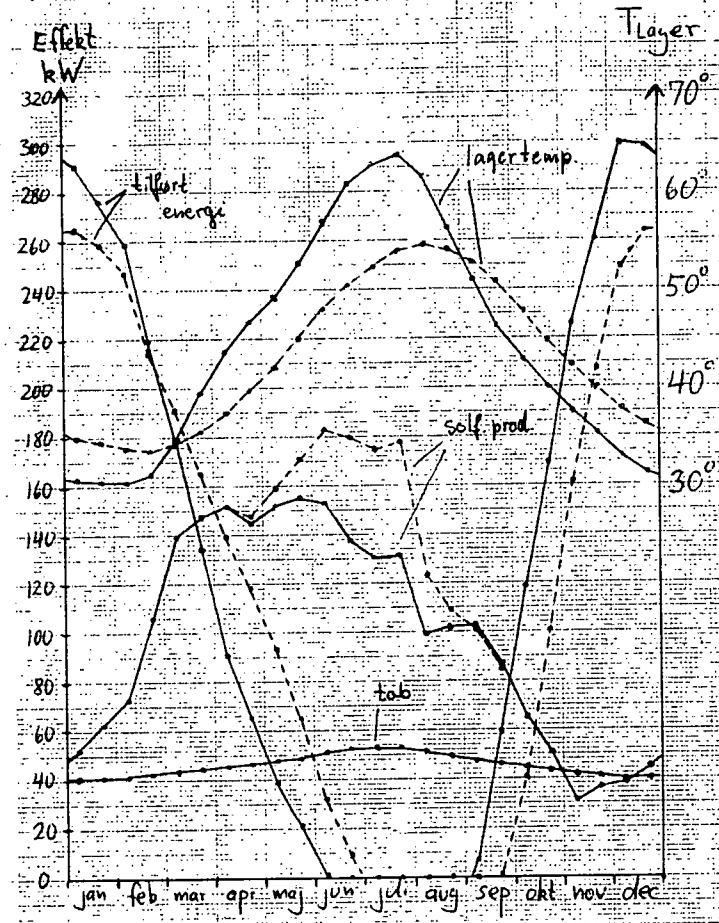


Fig 4.1.14 3000 m² lokal solfanger, 2000 m³ og 10.000 m³ lager

2000 m³ - - - -
10.000 m³ ———



4.2 Resultater ved anvendelse af varmepumpe.

Ved vurdering af varmepumpens anvendelighed bestemmes dens effektfaktor, der er defineret ved

$$\xi = (Q_{u.vp.} - Q_{m.vp.}) / W_{el}$$

hvor $Q_{u.vp.}$ og $Q_{m.vp.}$ er tilført varme uden henholdsvis med varmepumpe i systemet, og W_{el} er varmepumpens energiforbrug, der her tænkes i form af elektrisk energi. ξ er udtryk for sparet varme per tilført el-energi.

Hvor stor ξ skal være for at være acceptabel afhænger af, hvordan det øvrige energisystem er opbygget, og hvilket brændsel der erstattes. Noget der har indflydelse på økonomien og forsyningssikkerheden. Det er dog vigtigt at bemærke, at Q er lavkvalitets energi og W er højkvalitetsenergi.

Vi har i vores model benyttet en el-varmepumpe, men man kunne også have tænkt sig andre muligheder, f.eks. en dieseldreven varmepumpe. Her ville man dog få en varmeproduktion i forbindelse med varmepumpens drift, hvilket ville ændre situationen noget.

Varmepumpens effektfaktor er bestemt under forskellige systemkombinationer. Afhængigheden af flg. kombinationer er undersøgt:

- i) fjernvarmesystemets fremløbstemperatur (50°C, 60°C)
- ii) placering af solfangerne i systemet (decentral/centralt)
- iii) forskellige solfangerarealer og lagervolumener

Desuden er undersøgt hvilke systemkombinationer, som sætter varmetilførelsen til nul, og gør dermed varmepumpen til eneste ekssterne energikilde, og man sparer da investering i et fyr.

Den mest merkante forskel i varmepumpens effektfaktor fremkommer ved om man vælger en central eller decentral placering af solfangerne. Ikke overraskende, da den centrale solfanger udnytter den lave temperatur i lageret, der er fremkommet ved varmepumpens brug. De decentrale solfangeres produktion er derimod begrænset af fjernvarmesystemets fremløbstemperatur.

I nedenstående tabeller er angivet den fundne effektfaktor ved forskellige kombinationer af solfangerareal og lagervolumen ved fremløbstemperatur på både 50°C og 60°C, hvor solfangerne er placeret centralt.

Tabel 4.2.1

$T_f = 50^\circ\text{C}$		lagervolumen/solf.-areal (m^3/m^2)			
		0.5	1.0	2.0	3.0
solf.-	3000	3.1	2.9	3.1	3.2
areal	4000	3.1	3.0	3.2	3.4
(m^2)	5000	3.1	3.2	3.5	3.4
	6000	2.9	3.4	3.5	3.5

Tabel 4.2.2

$T_f = 60^\circ\text{C}$		lagervolumen/solf.-areal (m^3/m^2)			
		0.5	1.0	2.0	3.0
solf.-	3000	3.5	3.1	-	-
areal	4000	3.1	3.2	3.3	-
(m^2)	5000	3.2	3.3	3.6	3.6
	6000	-	3.4	3.6	-

En yderlig analyse af effektfaktorens afhængighed af lagerstørrelse for givet solfangerareal ses i fig. 4.2.1.

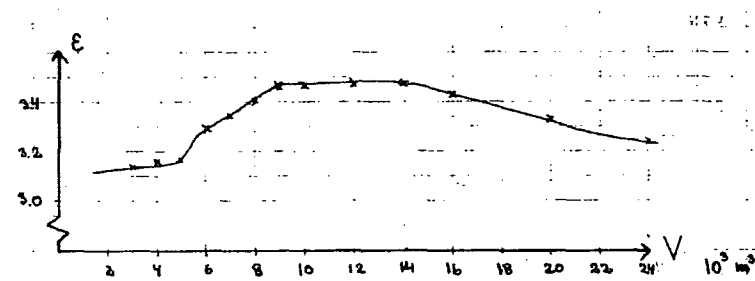


Fig. 4.2.1. Effektfaktoren som funktion af lagerstørrelse med 5000 m^2 solfanger centralt placeret og $T_f = 50^\circ\text{C}$.

Som man ser er der ikke de store variationer i varmepumpens effektfaktor. Der er en vis tendens til, at der hvor systemet uden varmepumpe er optimal, vil varmepumpen have maks effektfaktor. Det kan forklares ved, at det optimale system ligger

lagerets gennemsnitstemperatur højt. Det betyder at varmepumpen ikke flytter den optimale kombination af solfangerareal og lagervolumen.

Temperaturvariationerne i lageret i løbet af året ses i fig. 4.2.2. Det bemærkes, at når varmepumpen anvendes udnyttes en større temperaturforskel i lageret end uden varmepumpe i systemet. Man opnår altså et større varmelager for en given lagerstørrelse. Dette er dog ikke en gevinst, da varmepumpen kræver det tilsvarende større varmelager.

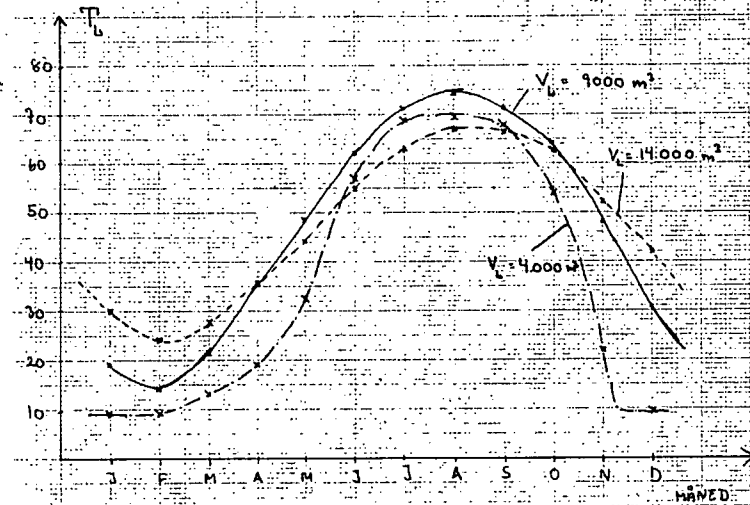


Fig. 4.2.2. Lagertemperaturen i årets løb. Solfangerarealet er 5000 m² og T_f = 50°C.

I fig. 4.2.3 er indtegnet områderne, hvor varmepumpen er eneste eksterne energikilde, dvs. varmetilførelsen er lig nul.

Det er en øget energiproduktion i solfangerne, der sørger for, at effektiviteten bliver større end én. Der bliver også et mindre tab fra lager og fjernvarmerør, men det er mindre end 1/4%. Se tabel 4.2.3.

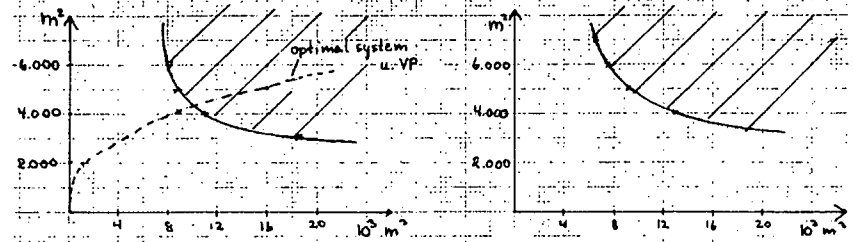


Fig. 4.2.3. Områderne hvor varmepumpen er eneste eksterne energikilde for både T_f = 50°C og T_f = 60°C.

Tabel 4.2.3: Den øgede produktion i solfangerne pga. varmepumpens brug.

solf.-areal (m ²)	lagervolumen (m ³)	energi prod. i cent. solf. (%)	varme tilf. (%)	el. tilf. (%)	tab (%)	varmepumpe
5000	4000	80.7	43.7	-	24.3	÷
5000	4000	98.7	16.9	8.4	24.1	+
5000	14000	94.4	29.3	-	25.7	÷
5000	14000	117.7	-	8.6	25.3	+
5000	9000	89.7	35.5	-	25.1	÷
5000	9000	114.5	-	10.3	24.7	+

Ved en decentral placering af solfangerne begrænses effektiviteten betydeligt af grunde nævnt tidligere.

Effektiviteten afhænger meget af fjernvarmesystemets fremløbstemperatur og systemstørrelse (solfangerareal, lagervolumen), som det fremgår af tabellerne 4.2.4 og 4.2.5.

Tabel 4.2.4

T _f = 50°C		lagervolumen/solf.-areal (m ³ /m ²)			
		0.5	1.0	2.0	3.0
solf.-areal (m ²)	3000	2.2	2.4	-	-
	4000	2.2	2.6	2.3	-
	5000	2.5	3.0	2.9	2.1
	6000	2.8	3.2	3.5	2.7

Tabel 4.2.5

$T_f = 60^\circ\text{C}$		lagervolumen/solf.-areal (m^3/m^2)			
		0.5	1.0	2.0	3.0
solf.-	3000	1.5	1.4	1.3	-
areal	4000	1.9	-	1.5	-
(m^2)	5000	2.5	2.1	1.7	1.5
	6000	-	2.9	1.9	-

Lagertemperaturen i løbet af året fremgår af fig. 4.2.4. Ved store lagre vil lageret kun virke som den kolde side af varmepumpen og ikke levere varme direkte til fjernvarmenettet.

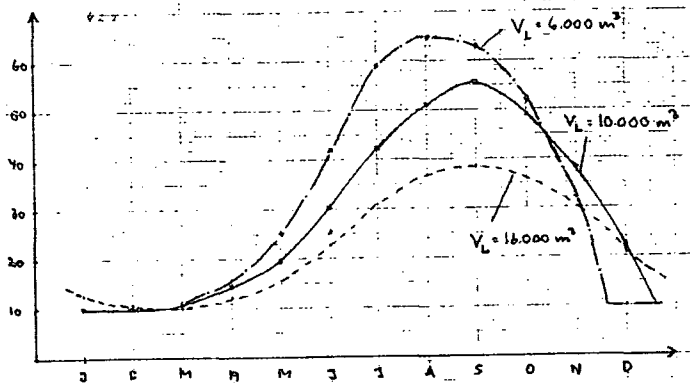


Fig 4.2.4 Lagertemperaturen i årets løb, hvor der er en decentral placering af solfangerne. Solfangerarealet er 5000 m^2 og $T_f = 50^\circ\text{C}$.

Området, hvor varmepumpen er eneste eksterne kilde, ligger til dels udenfor de systemstørrelser, vi har undersøgt, nemlig solfangerarealer mindre end 7000 m^2 . Det eneste grænsepunkt vi har er:

6000 m^2 solf.-areal, 13000 m^3 lagervolumen og $T_f = 50^\circ\text{C}$.

Til sidst er undersøgt tilfældet, hvor man har en kombination af central solfanger og decentrale solfangere. Vi har undersøgt tilfældet med et samlet solfangerareal på 6000 m^2 og et lagervolumen på 16000 m^3 . På fig. 4.2.5 er indtegnet effektfaktoren som funktion af andelen af solfangerne, der er placeret decentralt. På fig. 4.2.6 er indtegnet den tilførte el-energi (varmetilførelsen er lig nul) igen som funktion af andelen af sol-

fangere placeret decentralt. Man ser, at en decentral placering af op til halvdelen af solfangerarealet ikke forringer systemets effektivitet.

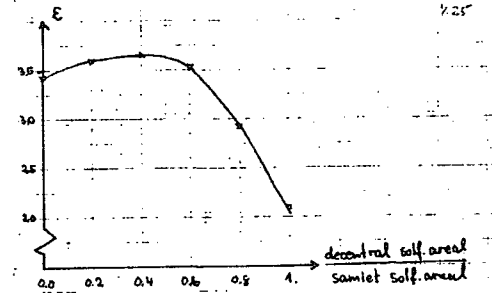


Fig 4.2.5. Effektfaktoren som funktion af andelen af solfangerne placeret decentralt. Det samlede solfangerareal er 6000 m^2 og lagervolumet er 16.000 m^3 med $T_f = 50^\circ\text{C}$.

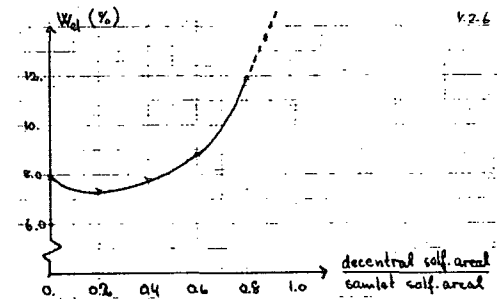


Fig 4.2.6. Tilført el-energi som funktion af andelen af solfangerne placeret decentralt. Der er ingen varmetilførelse. Ellers samme data som i fig 4.2.5.

5. Opsummering af resultater

Fjernvarmesystemet med fælles lagertank har gjort det muligt at dække meget store dele af varmekonsumet med solvarme uden den voldsomme nedsættelse af varmeproduktionen pr. kvadratmeter solfangere, som man kender fra de individuelle anlæg (se afsnit 6). Fællesanlægget gør det til gengæld sværere at nå den høje produktivitet som kendes fra de helt små brugsvandsanlæg; en vis forbedring kunne vi dog opnå med en anden systemudformning (forvarmning af brugsvand) for de små solfangerarealer.

Et andet væsentligt resultat af vores analyse er, at solfangere placeret centralt udnyttes klart bedre end individuelle solfangere, koblet til det fælles varmesystem. Dog kan indtil ca. 30 % af solfangerarealet være placeret lokalt uden at produktionen bliver neværdigt mindre end hvis hele solfangerarealet var placeret centralt. Dette resultat skyldes til en vis grad vores forudsætninger, hvor vi antog at lokale varmevekslere er dårligere end varmeveksleren ved fælleslageret. Med bedre varmevekslere kunne man vinde nogle procent; til gengæld kunne man også for centralt placerede solfangere øge produktionen nogle procent ved at udnytte temperaturlagdelingen i fælleslageret, således at forskellen nok stadig passer nogenlunde.

Da vi - trods alle bestræbelser på det modsatte - arbejder med relativt høje temperaturer i solfangerpanelerne, er det vigtigt at vælge typer der er mindst muligt temperaturafhængige, altså typer med dobbelt glaslag (som vi har regnet med) eller selektiv absorber, og nye typer vil antageligvis være bedre end den vi har regnet med.

Ved anvendelse af varmepumpe ved lageret fandt vi en stor forskel på anlæg med kun lokale solfangere, og anlæg med central solfanger. Effektfaktoren, dvs. forholdet mellem sparet varme og tilført elektricitet, er op mod en halv gang større med centrale solfangere.

Som for systemet uden varmepumpe er det fordelagtigt med en stor del af solfangerarealet placeret lokalt, op til 50 % giver samme produktion som centrale solfangere alene.

Hvis man med centralt placerede solfangere ønsker at varmepumpen skal være den eneste varmekilde, er det nødvendigt med et solfangerareal på 5000 m², mindre solfangerarealer kræver urimelig store centrallagre.

6. Individuelle solanlæg

Selvom hovedsigtet med vores analyse har været at undersøge fælles solanlæg i forbindelse med fjernvarmenet, har vi også undersøgt individuelle anlæg, for

- i) generelt at kunne opveje de to systemer mod hinanden
- ii) at undersøge en udbygning af solanlæg før bygning af et fjernvarmenet.

Disse overvejelser kan så eventuel danne grundlag for en strategi for indførelse af solvarmeanlæg.

Formålet har ikke været at lave egne analyser af individuelle anlæg, men benytte allerede opnåede resultater.

Til analysen af de individuelle anlæg er benyttet f-chart-metoden udviklet af Duffie og Beckmann (ref. 6.1, 6.2). f-chart-metoden er udviklet ud fra EDB-simulering af solanlæg sammenlignet med empiriske data. Metoden kan anvendes både til rumopvarmningsanlæg og brugsvandsanlæg.

Ud fra kendskab til den månedlige solindfald, det månedlige energiforbrug og solfangerens karakteristika opdelt i et termisk og optisk tab, bestemmes den månedlige dækningsgrad, der så opsummeres til en årlig dækningsgrad. En yderlig beskrivelse findes i bilag nr. 2.

F-chart-metoden er anvendt på huse med et samlet varmekonsum på 16.350 kWh og 25.000 kWh. Det svarer til forbruget efter henholdsvis før efterisolering af husene. Grunden til at begge tilfælde er undersøgt, er at det individuelle anlæg allerede nu eventuelt kan være rentabel. Der er anvendt de samme solfangere som ved fællesanlægget. Som lagervolumen er anvendt 0,1 m³ pr. m² solfangerareal.

Metoden er kun anvendelig ved ikke for store dækningsgrader. Derfor, hvis man kommer over dækningsgrader på ca. 50%, begynder metoden at blive unøjagtig. Det skyldes at sæsonlagringen da har betydning, og i den situation skal lagervolumet øges.

Se fig 6.1 og fig 6.2.

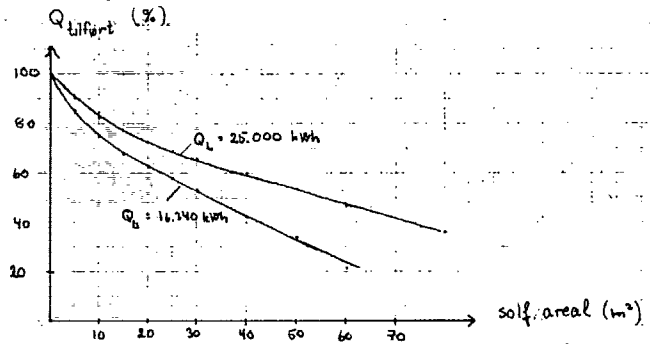


Fig 6.1. Den tilførte varme (i % af det årlige varmeforbrug) som funktion af solfangerarealet.

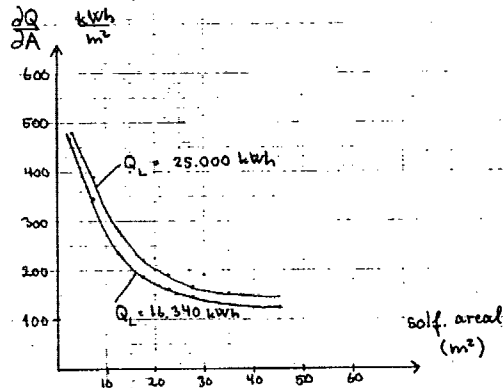


Fig 6.2. Den marginale solfangerproduktion som funktion af solfangerarealet. Det bemærkes at ved små solfangerarealer kan man opnå en stor energiproduktion i solfangerne, men som falder stærkt, når man øger arealet og dermed dækningsgraden. Sammenlign med fig. 4.1.3.

7. Økonomisk vurdering

I dette afsnit laves der nogle økonomiske beregninger for et fælles solvarmeanlæg og for et individuel solvarmeanlæg. Beregningerne skal kun tages som et skøn, der viser hvordan økonomiske hensyn påvirker valg og dimensionering af et anlæg.

De priser vi har benyttet er 1981-priser, og vi har ikke set på hvordan en eventuel udvikling af disse vil påvirke resultatet.

Først analyseres fællesanlægget.

Her har vi brugt følgende prisforudsætninger: (+: excl. moms)

Solfangerprisen (incl. montering) 2000 kr/m² (ref. 7.1)

Fjernvarmesystemet

hovedledning pr. meter: 555 kr + 9.61 kr/mm tykkelse⁺

installation pr. hus incl. stikledning: 10.000 kr +

115 · (l - 17) kr⁺, hvor l er stikledningens længde

det giver for vores system med en hovedledning på 1600 m og en tykkelse på 80 mm og med en samlet stikledningslængde på 1400 m en samlet pris på 2.118.000 kr.⁺ (ref 7.2)

Fælleslagerprisen med 0.5 m isolering:

56 V kr + 3800 · V^{2/3} kr⁺, hvor V er lagervolumet i m³. (ref 7.3)

Varmepumper (til dækning af den maksimale varmeeffekt):

3 stk á 375.000 = 1.125.000 kr⁺

Brændselspriser:

gasolie 3,20 kr/l

el-pris 0,70 kr/kWh

naturgas 90% af gasolieprisen

Oliefyrenes effektiviteter:

individuelle oliefyr 70% (ref 7.4)

centralt oliefyr 88% (ref 7.2)

Centrale oliefyrs pris: 220 kr/kW.⁺ Dette er et oliefyr som bruger gasolie. Det kan ikke betale sig for vores anlæg at have et oliefyr, som kan bruge fuelolie.

Diverse (pumper, styring mv.) 100.000 kr.⁺

Økonomisk valg af systemtype

Systemerne med en central placering af solfangerne giver den største energiproduktion for et givet solfangerareal. Dog med den modifikation at op til 30% af solfangerne placeret decentralt vil ikke gøre systemet dårligere.

Desuden vil en placering af solfangerne på de enkelte hustage betyde nogle ekstra omkostninger. Det drejer sig om varmevekslere og eventuelt ved store solfangerarealer enten øget rørdimensionering eller installering af lokale døgnlagre.

Alt i alt gør dette at systemer med centralt placeret solfanger er mest fordelagtigt. Og det er denne løsning vi vil arbejde videre med. Fremløbstemperaturen i fjernvarmesystemet vælges til 50°C.

Grunden til at et system med decentralt placeret solfanger på de enkelte hustage alligevel kan være interessant er, hvis man har haft en udbygning af individuelle anlæg før et fjernvarmenet er indført. Her vil der så allerede være installeret lokale lagre. En yderligere udbygning med solvarme inkluderende fælleslager vil man vælge skulle ske med central placeret solfanger.

Valg af lagerstørrelse

Jo større lageret er, jo lavere bliver lagerets sommertemperatur og dermed bliver solfangernes produktion højere. Fra tidligere har vi at den marginale besparelse ved øget lagerstørrelse falder, ved store lagre bliver den endda negativ.

Den økonomisk optimale lagerstørrelse er givet ved, at det koster det samme at spare yderligere energi, uanset om det sker ved at øge solfangerarealet eller lagerstørrelsen. Vi definerer:

- T = tilført energi
- P = anlæggets pris
- A = solfangerarealet
- V = lagerets rumfang

T og P afhænger af både A og V, og vi definerer den marginale afhængighed, dvs. hvor meget T og P ændres ved øgning af solfangerarealet med 1 m² og forøgelse af lagerstørrelsen med 1 m³:

$\frac{\partial T}{\partial A}$ = ændring af tilført energi pr. m² ekstra solfanger, ved fastholdt lager (negativ)

$\frac{\partial T}{\partial V}$ = ændring af tilført energi pr. m³ ekstra lager, ved fastholdt solfangerareal (negativ)

$\frac{\partial P}{\partial A}$ = pris pr. kvadratmeter solfanger (fast)

$\frac{\partial P}{\partial V}$ = prisen for at øge lageret 1 m³ (falder med voksende lagerstørrelse)

Prisen for en sparet energienhed ved alene at øge solfangerarealet bliver:

$$-\left(\frac{\partial P}{\partial T}\right)_V = -\frac{\partial P}{\partial A} / \frac{\partial T}{\partial A}$$

og ved øgning af lagerstørrelsen:

$$-\left(\frac{\partial P}{\partial T}\right)_A = -\frac{\partial P}{\partial V} / \frac{\partial T}{\partial V}$$

Ved optimal lagerstørrelse må gælde, at disse to størrelser er lige store:

$$\begin{aligned} \Downarrow \\ \left(\frac{\partial P}{\partial T}\right)_V &= \left(\frac{\partial P}{\partial T}\right)_A \\ \frac{\partial P}{\partial V} &= \frac{\partial T}{\partial V} \\ \frac{\partial P}{\partial A} &= \frac{\partial T}{\partial A} \end{aligned}$$

Størrelsen på venstre side kan findes som funktion af V ud fra de økonomiske forudsætninger, og niveaukurverne er de vandrette, stiplede linjer på fig. 7.1. Størrelsen på højre side afhænger kun af systemets energimæssige opførsel, og niveaukurverne er tegnet ud fra vores simuleringsresultater (fuldt optrukne linjer).

Den økonomisk optimale lagerstørrelse er nu givet ved at to niveaukurver svarende til samme talværdi skærer hinanden. Da kurverne kun skærer hinanden i ét punkt, en løsningen entydig. De der ved fundne lagerstørrelser er afbildet på fig. 7.2. Her er desuden indtegnet to andre kurver, som gælder hvis prisforholdet mellem solfanger og lagre fordobles henholdsvis halveres.

Alt i alt må vi dog konkludere at lagerstørrelsen ikke er så

kritisk, den bør vælges også efter praktiske vilkår (pladsmæssige for eks.), dog er det bedst med større lagre da temperaturen derved bliver mere konstant året rundt, og forsyningen mest stabil.

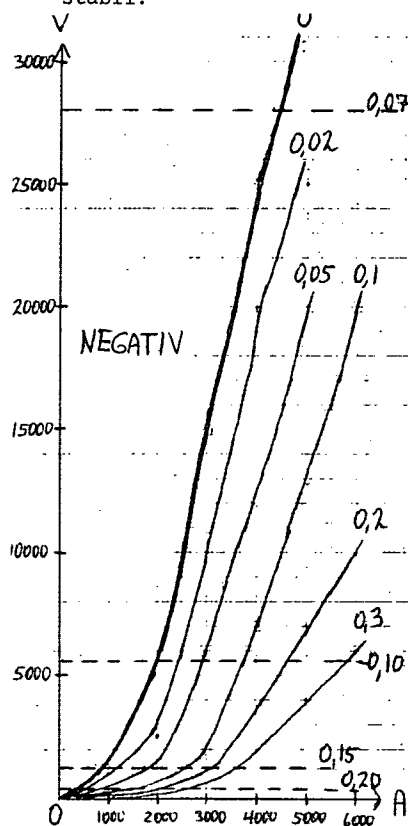


Fig. 7.1

Økonomien i anlægget

Prisen for fjernvarmenettet har vi beregnet som: (excl. moms)

1600 m dobbelt hovedledning á 1324 kr	2.118.000 kr
Installation og stikledninger	917.000 kr
Pumper mm.	100.000 kr
Grundpris	<u>3.135.000 kr</u>

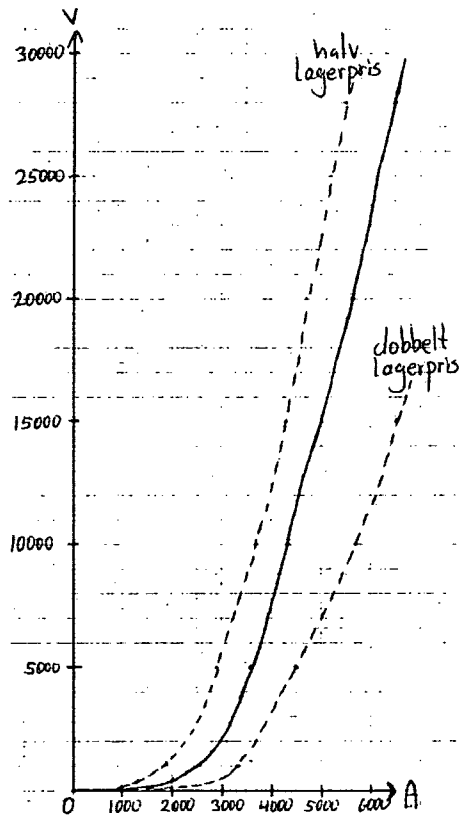


Fig. 7.2 økon. optimalt lager

Vi ser nu på økonomien i følgende systemer, alle med centrale solfangere og 50° fremløbstemperatur:

- 1) Helt uden solfangere, samt 700 kW fyr
- 2) 1000 m² solfangere og 500 m³ lager, 650 kW fyr
- 3) 2000 m² og 1000 m³, 600 kW
- 4) 3000 m² og 2000 m³, 550 kW
- 5) 4000 m² og 7000 m³, 500 kW
- 6) 5000 m² og 15000 m³, 400 kW
- 7) 6000 m² og 24000 m³, 300 kW
- 8) 3000 m² og 2000 m³, en varmepumpe og 600 kW fyr
- 9) 4000 m² og 7000 m³, en varmepumpe og 550 kW fyr
- 10) 5000 m² og 10000 m³, 3 varmepumper og intet fyr

Resultaterne af vores behandlinger kan ses i tabel 7.1 på næste side.

Som altid for vedvarende energianlæg er der tale om store investeringer, som resulterer i mindre løbende udgifter på grund af brændselsbesparelser i en lang periode fremover, så længe anlægget holder, dvs. måske 20 - 30 år. Tilbagebetalingstiden er defineret ved, at investeringen divideres med brændselsbesparelsen pr. år. Hvis denne tid er kortere end anlæggets levetid, kan man med rimelighed sige at anlægget er rentabelt (forudsat energipriserne følger pristallet). Derimod vil udgifterne i starten være en del højere end uden anlægget, mod til gengæld at være lavere hen mod slutningen af levetiden. Dette skyldes lånesystemet med amortisering med fast ydelse, den høje rente og inflationen. Med rente på 2 9%, marginalsat på 60 % (og rentefradrag) samt inflation 10 % årligt, er det dog ligefrem "fordelagtigt" at låne penge.

Vi har beregnet to tilbagebetalingstider, én for hele systemet, og én for solfangere og varmepumper alene, dvs. forudsat fjernvarmenettet.

For hele anlægget får vi en tilbagebetalingstid ned til knap 29 år, for ca. 3000 m² solfanger. Den er dog ret uafhængig af solfangerarealet og ligger på 29 - 32 år for arealer mellem 2000 m² og 6000 m². Når de helt små arealer er urentable; skyldes det at fjernvarmesystemet alene er urentabelt. Hvis fyret i stedet for gasolie kører på naturgas, bliver det ca. 100 år for fjernvarmeanlægget i sig selv. For solfangerne i sig selv er tilbagebetalingstiden 17 - 25 år, stigende med arealet.

AREAL/RUMFANG (m ² /m ³)	INVEST. (mio.kr)	DÆKNING	ÅRLIG UDGIFT lån olie/el	STIGNING 1. ÅR	TILBAGEBETALINGSTIDER hele syst. solf. alene
0/0	3,210	0 %	0,259 0,711	44 %	-
1000/500	5,061	20 %	0,408 0,571	46 %	18 år
2000/1000	6,814	36 %	0,550 0,456	50 %	32 år
3000/2000	8,676	48 %	0,700 0,368	59 %	29 år
4000/7000	11,307	61 %	0,912 0,279	77 %	29 år
5000/15000	14,221	73 %	1,147 0,189	99 %	29 år
6000/24000	17,122	85 %	1,381 0,103	121 %	30 år
3000/2000, VP	9,099	62 %	0,734 0,314	56 %	25 år
4000/7000, VP	11,729	82 %	0,946 0,186	68 %	24 år
5000/10000, VP	14,563	92 %	1,175 0,108	91 %	26 år

Tablet 7.1 Økonomi for systemerne

Tilbagebetalingstiderne er "simple", og uden hensyn til vedligeholdelsesudgifter. Investeringsbeløbene er fratrukket 20 % statstilskud, undtagen varmepumper der er fratrukket 10 %. Den årlige udgift til lånene er beregnet på 15 års annuitetslån, 9 % halvårlig rente, og er fratrukket 60 % marginalsat af renten.

Dækningsprocenten er beregnet af det samlede forbrug incl. rørtab

Med varmepumpe er økonomien bedre, for hele anlægget bliver tilbagebetalingstiden ca. 25 år, for solfangere og varmepumper alene ca. 18 år.

Sorteper er som tidligere nævnt startydelsen, som for de nævnte anlæg ligger 40 - 120 % over olieudgifterne efter kraftig isolering (sat til 672.000 kr årligt, eller 7100 kr pr. hus) En anden låneform, f.eks. indekslån kan - afhængig af vilkårene - gøre dette forhold mere rimeligt.

Et individuelt anlæg

For et individuelt solvarmeanlæg uden fjernvarme vil dette erstatte et oliefyr med følgende parametre

oliefyrets effektivitet: 0,70

brændselspris (gasolie): 3,20 kr/l

hvilket giver en varmepris på 0,46 kr/kWh.

Anlægsprisen for solanlægget er sat til 2500 kr/m² solf.-areal incl. lagertank og andre installationer (ref 7.4). Her er forudsat, at der er plads til lagertanken, så der ikke skal laves konstruktive ændringer ved huset. Anlægsprisen gælder kun for solfangerarealer over ca. 6 m², da der er nogle faste udgifter som er uafhængig af solfangerarealet. Der regnes ikke med vedligeholdelsesudgifter.

Der bliver følgende tilbagebetalingstider:

solf.-areal (m ²)	5	10	15	20	25	30	40
dækningsgrad(%)	14	25	32	37	42	47	58
tilb.-tider (år)	9	10	12	14	15	16	18

(dette er incl. statstilskud).

Hvis man vil op på højere dækningsgrad kræver det store lagre, som så forudsætter konstruktive ændringer ved huset, hvilket fordyrer anlægget betydelig.

Samlet vurdering

Ud fra de økonomiske analyser vi har lavet, vil et kollektivt solvarmeanlæg næppe være privatøkonomisk rentabelt i dag. Dette skyldes først og fremmest udgiften til fjernvarmenettet, der jo er en forudsætning for det centrale anlæg. Solvarmen alene kan ikke begrunde opbygningen af et fjernvarmesystem. Indførelse af billigere varmekilder, f.eks. et halmfyr, vil gøre fjernvarmenettet mere rentabelt, men til gengæld gøre supplement med solfangere mere problematisk.

Derimod er der en rimelig økonomi i små solvarmeanlæg på de enkelte huse uden fællessystem, til dækning af forbruget af varmt brugsvand med ca. 50 %, hvilket kræver et solfangerareal på hvert hus på ca. 10 m². Store dækningsgrader med individuelle solfangere uden kobling til et fælles lager er sikkert meget dyre, vores metode duede dog ikke i dette område.

Planlægger man på langt sigt, kan man opnå nogle fordele ved et fjernvarmesystem. Her tænker vi på, at anlægget af fjernvarmenettet kan ske i forbindelse med udskiftning af oliefyr og kedler i husene.

8. Erfaringer fra eksisterende fælles solanlæg

I dette afsnit gøres der rede for nogle af de erfaringer man har ved eksisterende fælles-solvarmeanlæg.

Det drejer sig om to svenske projekter i henholdsvis Lambohov og Ingelstad. De ligger begge i Sydsverige, så de klimatiske forhold er sammenlignige. De to projekter har kun kørt i 1-2 år, så det er begrænsede data man har opsamlet, og man er endnu ikke kommet over begyndelsevanskelighederne.

Systemernes tekniske specifikationer er anført på fig. 8.1 og fig. 8.2. På figurene er også indtegnet de forventede energiflow i systemerne.

Anlægget i Lambohov (incl. varmepumpe) er dimensioneret til at dække varmebehovet 100%, medens anlægget i Ingelstad er dimensioneret til at dække behovet med 50%, og hvor så et oliefyr dækker resten.

I Ingelstad har man parabolske solfangere placeret på lageret, og som følger solen. Det giver en produktion, der er 1.5-2 gange større end for fastsiddende solfangere. I Lambohov er solfangerne placeret på de enkelte huse men dog forbundet direkte til lagertanken.

I Lambohov er systemet opbygget uden varmevekslere for at undgå temperaturfaldet over disse. Det betyder at det er det samme vand, der cirkulerer i hele systemet, og man tapper solfangerne for vand når der er frostfare. Denne systemopbygning har givet anledning til problemer, da vandet optager ilt ved tøm-

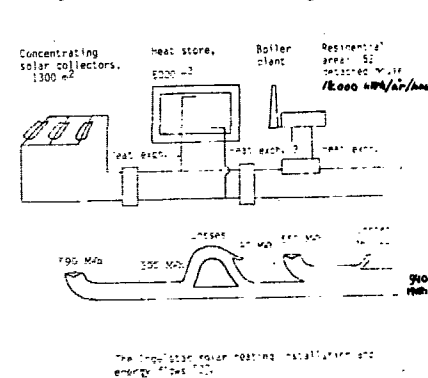


Fig 8.1 Ingelstad-projektet

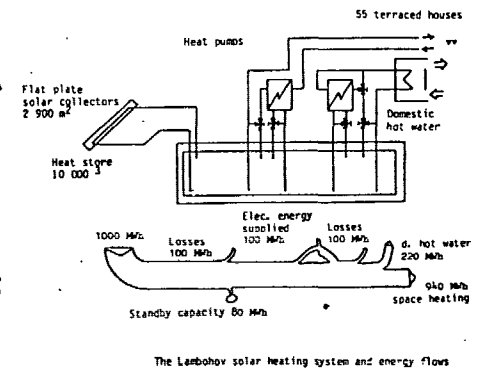


Fig 8.2 Lambohov-projektet

ningen af solfangerne. Man får da korrosion-problemer og bakterievækst, der giver anledning til forstoppelser og sætter styringssystemet (temperaturfølere, pumper mv.) ud af funktion. Også andre urenheder i vandet har givet forstoppelser. I Ingelstad har man derimod varmevekslere, og varmelageret, solfangerkredsen og opvarmningskredsen er separate kredsløb, og man har ikke haft nogle problemer.

Begge steder har man også haft problem med indtrængning af regn- og grundvand og udsivning af vand fra lageret, hvilket betyder at man får et ekstra energitab.

Ud fra de foreløbige erfaringer foreslår de svenske forskere, der er tilknyttet projekterne, at man har lukkede kredsløb forbundet med varmevekslere og simplificere systemet for at hæve driftsikkerheden.

Man kan konkludere, at de problemer der forekommer i de to projekter, kan løses med kendt teknik, men krav til systemets "perfektionisme" er økonomisk fordyrende.

Referenceliste

- 2.1: Peter Margen: Economics of solar district heating, Sunworld/Vol 4/Nr 4/1980
- 2.2: Solvarme, Teknologisk Institut, 1980
- 3.1: C. Herforth: Solenergi-Vindkraft, Inf.forl., 1978
- 3.2: B. Sørensen: Renewable energy, Acad. Press, 1979
- 4.1: N. Rosbäck: Low-temperature district heating, DIA
- 6.1: Duffie og Beckmann: Solar Energy Thermal Processes, Wiley Int., 1980
- 6.2: Samme som 2.2
- 7.1: Vedvarende energi 35, 1981
- 7.2: Kaare Sandholt: Elementer af lokal energiplanlægning, DTH, 1981
- 7.3: P. Margen: Building seasonal thermal storage, Swed. Coun. for Build. Research, 1981
- 7.4: Samme som 2.2
- 8.1: Three swedish group solar heating plants with seasonal storage, Swed. Conc. for Build. Res., 1981:5

Bilag 1: Forklaring til EDB-programmet anvendt ved simuleringen.

Linje nr.

640-660 Indlæsning af årsvariationen af forbrug og produktion, samt produktionens temperaturafhængighed

750 Indlæsning af andelen af huse der har solfanger (alfa), lagerisoleringens reciprokke tykkelse (tyk2), varmetabskoefficienten for rørnettet (ul), den samlede standardvandsstrøm (qcirk)

Følgende gennemføres for hver simulation:

890 Indlæsning af solfangerarealer, lokalt (areal) og centralt (arealc), rumfang af lagertank (v2), fremløbstemperatur (tv), om der er varmepumpe (pump & pumpex)

930 varmetabskoefficient for lageret beregnes

1000 beregning af tidsskridt

1520-1810 indsættelse af startværdier for temperaturerne

Følgende gennemføres én gang pr. år, min. to gange:

1870-1990 nulstilling af summationsvariable

Følgende gennemføres 24 gange pr. år (vores "døgn"):

2050-2330 døgnsummationsvariable nulstilles

Følgende gennemføres for hvert tidsskridt:

2350-2690 produktion og forbrug beregnes

2760-2790 vandstrømmene beregnes for husenes systemer

2820-2870 beregning af temperaturer

2890-3200 beregning af vandstrømme omkring lageret

3230-3750 beregning af lagertab, tilført energi og varmepumpeeffekt, samt fremløbstemperatur

3840-4100 temperaturer mm. summeres op til senere beregning af middelværdi

Følgende udføres kun én gang pr. døgn:

4320-4360 udskrift af "døgn"middelværdier

4480 Test om lagertemperaturen er den samme som for et år siden

4500-4830 udskrift af årsresultatet

```

IL, SINE, SIMDELE
10/14, 81-23: 00
100. LOGICAL TEST, PUMP, RETURV, PUMPEX, KORT
110. FULGED TIL OTID
120. DIMENSION OF (25), PS(25), TPRMAX(25), TLAGER(30)
130.
140. CODE(TH0J, TLAV)=(40.-(TH0J-TLAV))/10.+4.+(TH0J-20)*.15/20.
150.
160.
170.
180.
190.
200.
210.
220.
230.
240.
250.
260.
270.
280.
290.
300.
310.
320.
330.
340.
350.
360.
370.
380.
390.
400.
410.
420.
430.
440.
450.
460.
470.
480.
490.
500.
510.
520.
530.
540.
550.
560.
570.
580.
590.
600.
610.
620.
630.
640.
650.
660.
670.
680.
690.
700.

```

DITTE PROGRAM SIMULERER ANVENDELSEN AF SOLFANGERE
 I ET FJERNVARMESYSTEM.

01 VANDSTROEMMEN GJENNEM HUSE MED SOLFANGER
 02 VANDSTROEMMEN GJENNEM HUSE UDEN SOLFANGER
 03 VANDSTROEMMEN FRA NET TIL SOLFANGER
 04 VANDSTROEMMEN FRA SOLFANGER TIL NET
 05 VANDSTROEMMEN FRA CENTRALLAGER
 06 VANDSTROEMMEN I SHUNTLEDNINGEN

T1 SOLFANGERNES TEMPERATUR
 T2 CENTRALLAGERETS TEMPERATUR
 T3 FREMLØBSTEMPERATUREN VED HUSENE
 T4 RETURTEMPERATUR VED CENTRALLAGER
 T5 RETURTEMPERATUR FRA HUSE TIL SOLFANGER
 T6 RETURTEMPERATUR FRA HUSE UDEN SOLFANGER
 T7 TEMPERATUREN AF FØDEVANGET TIL SOLFANGERE
 T8 FREMLØBSTEMPERATUR VED CENTRALLAGER
 T9 TEMPERATUREN AF VANDET TIL HUSE MED SOLFANGER
 T10 TEMPERATUR I LAGERETEMPERATUR (VARMEPUMPE)

DV STROEMMEN AF FORBRUGT VARMEVAND
 ALFA ANDELEN AF HUSE MED SOLFANGER
 OTID TIDSSKRIDT PER "TIME"
 TID ANTAL TIDSSKRIDT

TYK2 ISOLERINGSTYKKELSE PAA CENTRALTANK
 TYK3 ISOLERINGSTYKKELSE PAA LOKALTANKER

H1 VARMETAB FRA FJERNVARMENET (W/K)
 H2 VARMETAB FRA CENTRALTANK (W/K)
 H3 VARMETAB FRA LOKALTANKER (W/K)

**H DØGNVARIABLENDE VARIABLE
 **S SUMMATIONS VARIABLE TIL TIDSSKRIDT AF DØGNMIDDEL

PUMP ANGIVER, AT DER PUMPES TIL LAGER
 PUMPEX ANGIVER, AT DER PUMPES FRA LAGER TIL NET

V1 RUMFANGET AF HVER LOKALTANK (M3)
 V2 RUMFANGET AF CENTRALTANKEN (M3)

READ*, (PS(I), I=1, 25)
 READ*, (PS(I), I=1, 25)
 READ*, (TPRMAX(I), I=1, 25)

DO I = 1, 25
 PS(I) = PS(I) * 25. / 18.


```

1340.
1350.
1360.
1370.
1380.
1390.
1400.
1410.
1420.
1430.
1440.
1450.
1460.
1470.
1480.
1490.
1500.
1510.
1520.
1530.
1540.
1550.
1560.
1570.
1580.
1590.
1600.
1610.
1620.
1630.
1640.
1650.
1660.
1670.
1680.
1690.
1700.
1710.
1720.
1730.
1740.
1750.
1760.
1770.
1780.
1790.
1800.
1810.
1820.
1830.
1840.
1850.
1860.
1870.
1880.
1890.
1900.
1910.
1920.
1930.
1940.
1950.
1960.
1970.
1980.
1990.
2000.

```

DF(I)=DF(I)*25./18.*95.
 CONTINUE
 READ*,ALFA, TYK2, TYK3, H1, PV, TEST, OCIRK, KORT
 PRINT*, 'ISOLETNINGSTYKKELEST. PAA CENTRALLAGER:', TYK2, 'METER',
 'OG PAA LOKALTANKER', TYK3, 'METER',
 PRINT*, 'EFFEKTFORBRUG TIL VARMVAEND:', PV, 'WATT PR. HUS'
 IF(KORT) THEN
 PRINT*, ' RV VPTL VPFL SOLA SOLAC LAGER TV ALFA PRODD',
 ' PRODC TILF ELTILF TAB THIN IMAX IMIDDEL'
 ENDIF
 20 READ*, AREAL, AREALC, V1, V2, TV, TLOW, DTID, RETURV, PUMP, PUMPEX
 IF(DTID.EQ.0) STOP
 U2=V2**(.2./3.)*7.0*0.05*TYK2
 U3=V1**(.2./3.)*7.0*0.05*TYK3*95*ALFA
 IMAX=24
 TKOLD=8.
 TJORD=10.
 C=4.186E6
 DT=365.25*24.*3600./IMAX/24/DTID
 DTAB3=A.
 QV=PV*25./18./C/(47.-TKOLD)*95.
 QHUS1=OCIRK*ALFA
 QHUS2=OCIRK*(T.0-ALFA)
 Q2=QHUS2
 Q11=QHUS1
 IF(.NOT.KORT) THEN
 IF(TEST) THEN
 PRINT*, '*****'
 ELSE
 PRINT 110
 ENDIF
 IF(RETURV) THEN
 PRINT*, 'OPVARMNING AF RETURVAEND'
 ENDIF
 C
 IF(PUMP.AND.PUMPEX) THEN
 PRINT*, 'VI BENYTTET VARMEPUMPE BEGGE VEJE'
 ELSE IF(PUMP) THEN
 PRINT*, 'VI BENYTTET VARMEPUMPE TIL OPVARMNING AF LAGER'
 ELSE IF(PUMPEX) THEN
 PRINT*, 'VI BENYTTET VARMEPUMPE PAA LAGER TIL NET'

```

1340.
1350.
1360.
1370.
1380.
1390.
1400.
1410.
1420.
1430.
1440.
1450.
1460.
1470.
1480.
1490.
1500.
1510.
1520.
1530.
1540.
1550.
1560.
1570.
1580.
1590.
1600.
1610.
1620.
1630.
1640.
1650.
1660.
1670.
1680.
1690.
1700.
1710.
1720.
1730.
1740.
1750.
1760.
1770.
1780.
1790.
1800.
1810.
1820.
1830.
1840.
1850.
1860.
1870.
1880.
1890.
1900.
1910.
1920.
1930.
1940.
1950.
1960.

```

ENDIF
 PRINT*, 'CENTRALTANKEN ER PAA', V2, 'M3, LOKALTANKENE HVER',
 ' V1 M3'
 PRINT*, 'ANTAL HUSE MED SOLFANGER:', INT(95*ALFA), ' MED',
 ' TALT SOLFANGERAREALET', AREAL, 'M2',
 ' SART CENTRALT', AREALC, 'M2'
 PRINT*, 'TIDSSKRIDTET ER PAA', DT/3600., 'TIMER'
 PRINT*, 'FREMLOEBSTEMPERATUR:', TV
 ENDIF
 C1=V1*C
 C2=V2*C
 C
 HEP INDSAETTES STARTVAERDIER:
 T5=40
 T6=40
 T9=50
 T1=40.
 IF(PUMPEX) THEN
 T2=TLOW
 ELSE
 T2=45.
 ENDIF
 T3=TV
 T4=49
 T7=30.
 IF(.NOT.KORT) THEN
 PRINT*, ' T1 Q2 T2 Q1IND T3 T4 T5 T6 QSOLE Q1',
 ' PRODC TILF FORBRUG TAB PUMPET'
 ENDIF
 C
 SAA GAAR VI I GANG MED TIDSSKRIDTENE:
 IFR0V=1
 TLAFF=T2
 30 CONTINUE
 TLAFF=T2
 TLAFF=0.
 FORR=0.
 TAB1=0.
 TAB2=0.
 TAB3=0.
 TAB4=0.
 QHUSK=0.
 QHUSKC=0.
 QHUSPF=0.

```

1070.
1080.
1090.
1100.
1110.
1120.
1130.
1140.
1150.
1160.
1170.
1180.
1190.
1200.
1210.
1220.
1230.
1240.
1250.
1260.
1270.
1280.
1290.
1300.
1310.
1320.
1330.
1340.
1350.
1360.
1370.
1380.
1390.
1400.
1410.
1420.
1430.
1440.
1450.
1460.
1470.
1480.
1490.
1500.
1510.
1520.
1530.
1540.
1550.
1560.
1570.
1580.
1590.
1600.
1610.
1620.
1630.
1640.
1650.
1660.
1670.
1680.
1690.
1700.
1710.
1720.
1730.
1740.
1750.
1760.
1770.
1780.
1790.
1800.
1810.
1820.
1830.
1840.
1850.
1860.
1870.
1880.
1890.
1900.
1910.
1920.
1930.
1940.
1950.
1960.
1970.
1980.
1990.
2000.

```

TMIN=100.
TMAX=0.
TID=0.
DO 20 I=1,TMAX
FORST INTERPOLATION AF PRODUCTION OG FOREBRUG:
FFVVF=0.5
FFVSP=0.5
GTT=0.
GFFR=0.
GPPR=0.
GPPRUC=0.
GTAR1=0.
GTAR2=0.
GTAR3=0.
GTAR4=0.
GPPUPE=0.
Q01=0.
Q02=0.
Q03=0.
Q04=0.
Q05=0.
Q06=0.
Q07=0.
Q08=0.
Q09=0.
Q10=0.
Q11=0.
Q12=0.
Q13=0.
Q14=0.
Q15=0.
Q16=0.
Q17=0.
Q18=0.
Q19=0.
Q20=0.
Q21=0.
Q22=0.
Q23=0.
Q24=0.
Q25=0.
Q26=0.
Q27=0.
Q28=0.
Q29=0.
Q30=0.
Q31=0.
Q32=0.
Q33=0.
Q34=0.
Q35=0.
Q36=0.
Q37=0.
Q38=0.
Q39=0.
Q40=0.
Q41=0.
Q42=0.
Q43=0.
Q44=0.
Q45=0.
Q46=0.
Q47=0.
Q48=0.
Q49=0.
Q50=0.
Q51=0.
Q52=0.
Q53=0.
Q54=0.
Q55=0.
Q56=0.
Q57=0.
Q58=0.
Q59=0.
Q60=0.
Q61=0.
Q62=0.
Q63=0.
Q64=0.
Q65=0.
Q66=0.
Q67=0.
Q68=0.
Q69=0.
Q70=0.
Q71=0.
Q72=0.
Q73=0.
Q74=0.
Q75=0.
Q76=0.
Q77=0.
Q78=0.
Q79=0.
Q80=0.
Q81=0.
Q82=0.
Q83=0.
Q84=0.
Q85=0.
Q86=0.
Q87=0.
Q88=0.
Q89=0.
Q90=0.
Q91=0.
Q92=0.
Q93=0.
Q94=0.
Q95=0.
Q96=0.
Q97=0.
Q98=0.
Q99=0.
Q100=0.

50
RSH=DF(I)*24/10.5*FFVVF
RSH=RS(I)*24/4*FFVSP
TPRMAH=TPRMAX(I)
TID=TID+1
IF (TID.LT.6*DTID) THEN
FFVVF=0.6
ELSE IF (TID.GE.6*DTID.AND.TID.LT.9*DTID) THEN
FFVVF=FFVVF+1./3./DTID/2.
ELSE IF (TID.GE.9*DTID.AND.TID.LT.12*DTID) THEN
FFVVF=1.0
IF (TID.LT.13*DTID) THEN
FFVSP=FFVSP+1./4./DTID
ELSE IF (TID.GE.13*DTID.AND.TID.LT.17*DTID) THEN
FFVSP=FFVSP-1./4./DTID
ENDIF
ELSE
FFVVF=FFVVF-1./3./DTID/2.
ENDIF
T3=2*T3-T3F

```

2600.
2610.
2620.
2630.
2640.
2650.
2660.
2670.
2680.
2690.
2700.
2710.
2720.
2730.
2740.
2750.
2760.
2770.
2780.
2790.
2800.
2810.
2820.
2830.
2840.
2850.
2860.
2870.
2880.
2890.
2900.
2910.
2920.
2930.
2940.
2950.
2960.
2970.
2980.
2990.
3000.
3010.
3020.
3030.
3040.
3050.
3060.
3070.
3080.
3090.
3100.
3110.
3120.
3130.
3140.
3150.
3160.
3170.
3180.
3190.
3200.
3210.
3220.
3230.
3240.
3250.
3260.
3270.
3280.
3290.
3300.
3310.
3320.
3330.
3340.
3350.
3360.
3370.
3380.
3390.
3400.
3410.
3420.
3430.
3440.
3450.
3460.
3470.
3480.
3490.
3500.
3510.
3520.
3530.
3540.
3550.
3560.
3570.
3580.
3590.
3600.
3610.
3620.
3630.
3640.
3650.
3660.
3670.
3680.
3690.
3700.
3710.
3720.
3730.
3740.
3750.
3760.
3770.
3780.
3790.
3800.
3810.
3820.
3830.
3840.
3850.
3860.
3870.
3880.
3890.
3900.
3910.
3920.
3930.
3940.
3950.
3960.
3970.
3980.
3990.
4000.

```

PROD=PSH*AREAL*(TPRMAH-T1)/(TPRMAH-50.)
PRODC=PSH*AREALC*(TPRMAH-T2)/(TPRMAH-50.)
IF (EFFSP.LE.0.001) THEN
PROD=0.
PRODC=0.
ENDIF
Z=QV*C*(47.-TRQLD)*ALFA
X=ALFA*PCII
Y=PROD-U3*(T1-18)
Q1=0.
Q2=Y/C/10.-Q11
Q3=AMAX1(0.,Q3)
Q4=Q11+Q3
TIND=T3
T2=T3-X/C/Q11
T1=(Q3+T3+Q11)*T5/(Q3+Q11)
T1=17+V/(Q3+Q11)/6
T6=T3-(1.-ALFA)*PCII/C/QHUS2
T4=(Q2+T6+(Q3+Q11-Q4)*T5+Q4*T1-PTAR1/C)/(Q2+Q3+Q11)
IF (T4.GT.TV.AND.TV.GT.T2.OR.T2.GT.TV.AND.TV.GT.T4) THEN
Q5=(Q2+Q3+Q11)*(TV-T4)/(T2-T4)
Q6=AMIN1(Q2+Q3+Q11,Q5)
Q8=Q2+Q3+Q11-Q5
ELSE IF (T4.LT.T2.AND.T2.LT.TV) THEN
Q5=Q2+Q3+Q11
Q8=0.
ELSE IF (T2.LT.T4.AND.T4.LT.TV) THEN
Q8=Q2+Q3+Q11
Q5=0.
ELSE IF (TV.LT.T4.AND.T4.LT.T2) THEN
Q8=Q2+Q3+Q11
Q5=0.
ELSE IF (TV.LT.T2.AND.T2.LT.T4) THEN
Q5=Q2+Q3+Q11
Q8=0.
ELSE
Q5=Q2+Q3+Q11
Q8=0.
ENDIF

3320.
3340.
3360.
3380.
3400.
3420.
3440.
3460.
3480.
3500.
3520.
3540.
3560.
3580.
3600.
3620.
3640.
3660.
3680.
3700.
3720.
3740.
3760.
3780.
3800.
3820.
3840.
3860.
3880.
3900.
3920.
3940.
3960.
3980.
4000.
4020.
4040.
4060.
4080.
4100.
4120.
4140.
4160.
4180.
4200.
4220.
4240.
4260.
4280.
4300.
4320.
4340.
4360.
4380.
4400.
4420.
4440.
4460.
4480.
4500.
4520.
4540.
4560.

```

DTAB2=(T2-TJORD)*U2
TOP=T0
TQ=(Q5+T4+Q5*T2)/(Q5+Q5)
DEL=0
DPUMP=0.
IF (T9.GT.TV.AND.PUMP.AND.T2.LT.95.AND.T2.LT.T2) THEN
  DPUMP=C*(Q5+Q5)*(T0-TV)
  COP=COPE(T2,TV)
  DEL=DPUMP/(COP-1)
  TQ=TV
ENDIF
IF (T9.LT.TV.AND.PUMPEX.AND.T2.GT.TLOW) THEN
  DPUMP=C*(Q5+Q5)*(T0-TV)
  COP=COPE(T0,T2)
  DEL=DPUMP/COP
  TQ=TV
ENDIF
IF (PUMP.OR.PUMPEX) THEN
  IF (DPUMP.GT.0.) THEN
    DQ2=C*Q5*(T4-T2)-DTAB2+DPUMP/(1-1/COP)+PRODC
  ELSE
    DQ2=C*Q5*(T4-T2)-DTAB2+DPUMP*(1-1/COP)+PRODC
  ENDIF
ELSE
  DQ2=C*Q5*(T4-T2)-DTAB2+PRODC
ENDIF
T2=T2+DQ2*DT/C2
DT1F=C*(Q5+Q5)*(TV-T0)
DT1F=AMAX1(DT1F,0)
T0=T0+DT1F/C/(Q5+Q5)
DTAB1=(T0-TJORD)*U1/2.
T3=T0
T3=T0-DTAB1/C/(Q2+Q3+Q11)
T2=T2+DT/C2*(Q5+Q5)*(T3-T3F)+C
DTAB1=U1*(T4-TJORD)/2.
DTAB1=DTAB1+DTAB1
INAX=AMAX1(INAX,INAX,T2)
TMIN=AMIN1(TMIN,T2)
TMIN=TMIN+2
G01=G01+01
G03=G03+03

```

3960.
3970.
3980.
3990.
4000.
4010.
4020.
4030.
4040.
4050.
4060.
4070.
4080.
4090.
4100.
4110.
4120.
4130.
4140.
4150.
4160.
4170.
4180.
4190.
4200.
4210.
4220.
4230.
4240.
4250.
4260.
4270.
4280.
4290.
4300.
4310.
4320.
4330.
4340.
4350.
4360.
4370.
4380.
4390.
4400.
4410.
4420.
4430.
4440.
4450.
4460.
4470.
4480.

20

```

G04=G04+04
G05=G05+05
G06=G06+06
G011=G011+011
GT1=GT1+T1
GT2=GT2+T2
GT3=GT3+T3
GT4=GT4+T4
GT5=GT5+T5
GT6=GT6+T6
GT7=GT7+T7
GT8=GT8+T8
GTIND=GTIND+TIME
DT1F=DT1F+DT1F
GPRPB=GPRPB+PFB
GPRPB=GPRPB+PROD
GPRPB=GPRPB+PROD
DTAB1=DTAB1+DTAB1
DTAB2=DTAB2+DTAB2
DTAB3=DTAB3+DTAB3
GPRPE=GPRPE+PEL
IT1F=IT1F+DT1F+DT
CORB=PRB*DT+CORB
PRODUK=PRODUK+PROD*DT
PRODUK=PRODUK+PROD*DT
TAB1=TAB1+DTAB1*DT
TAB2=TAB2+DTAB2*DT
TAB3=TAB3+DTAB3*DT
IF (T2.LT.TV) THEN
  TAB4=TAB4+AMAX1(U2*(T9-T2)*DT,0.)
ENDIF
PUMPEX=PUMPEX+PEL*DT
IF (TID.LT.24*DTID) GOTO 50
GT=DTID*24
IF (.NOT.KORT) THEN
  IF (IPROV.GE.2.GR.TEST) PRINT 100,GT1/GT,GT2/GT,GTIND/GT,
  * GT3/GT,GT4/GT,GT5/GT,GT6/GT,GT7/GT,
  * (G01+G04)/GT,G01/GT,(GPRPB+GPRPB)/GT,G02/GT,G03/GT,
  * G05/GT,G011/GT,(GPRPB+GPRPB)/GT,DT1F/GT,
  * GPRPE/GT,(GTAB1+GTAB2+GTAB3)/GT,GPRPE/GT
ELSE
  J=J+1
  TLACR(J)=T2
ENDIF
IF (T1.LT.0.OR.T2.LT.0.OR.T1.GT.999.OR.T2.GT.999.) GOTO 99
CONTINUE
TLACR=TLACR+1
IF (TLACR-TLACR.GT.1..AND.IPROV.LT.10.OR.IPROV.LE.2) GOTO 30

```

```

1800. IF(.NOT.KORT) THEN
1810. PRINT*,'TALT OG DER FORBRUGT',FORB,'J, ELLER',100,'%'
1820. PRINT*,'TALT OG DER PRODUCERET',PRODUK,'PRODUK',J, ELLER',
1830. PRINT*,'(PRODUK/PRODUK)/FORB*100, %'
1840. PRINT*,'TALT OG DER TILFØRET',TILF,'J, ELLER',TILF/FORB*100, %'
1850. PRINT*,'TALT TILFØRET EL',PUMPEE,'J, ELLER',PUMPEE/FORB*100,
1860. *,'%'
1870. PRINT*,'TAR I NETTET ER TALT',TAB1,'J, ELLER',TAB1/FORB*100, %'
1880. PRINT*,'TAR I CENTRALTANKEN ER',TAB2,'J, ELLER',TAB2/FORB*100, %'
1890. PRINT*,'TAR I LOPALTANKEN ER',TAB3,'J, ELLER',TAB3/FORB*100, %'
1900. PRINT*,'
1910. VED OPMÆRKSOMHED AF CENTRALTANKEN VIL TABET VÆRE',
1920. 'TAR4*100./FORB, %'
1930. *,'STOFFET, OG DER TILFØRTE VARME VIL VÆRE',
1940. '(TILF+TAR4)/FORB*100, %'
1950. PRINT*,'TALT HAD SOLFANGERNE VÆRRE EIDRAGET MED (FRATRUKKET',
1960. 'LØSTRA, TAB), (PRODUK/PRODUK-TAB2-TAB3)/(FORB*TAR1)*100,
1970. % AF RESULTATFORBRUGET'
1980. PRINT 140, TH1, TMAX, TH1D/GT/IMAX
1990. ENDIF
2000. IF(KORT) THEN
2010. PRINT 120, PETHV, PUMH, PUMPEX, INT(AREAL), INT(AREALC), INT(V2),
2020. *,'INT(V), ALFA, PRODUK/FORB*100, FORB/PRODUK*100,
2030. *,'TILF/FORB*100, PUMPEE/FORB*100,
2040. *,'(TAB1+TAB2+TAB3)/FORB*100, TH1D, TMAX, T-ID/GT/IMAX
2050. PRINT 130, (TLAGEP(JJ),JJ=1,23,2)
2060. ENDIF
2070. GOTO 90
2080.
2090. 100. FORMAT(1X,8,(F5.1),8(3F6.2),5(-3F6.1))
2100. 110. FORMAT(1H1,130(16.))
2110. 120. FORMAT(1H,1X,3(L5),2(16),17,14,F5.2,3(F7.2),3X,3(F5.1))
2120. 130. FORMAT(1H,1X,13(F6.1))
2130. 140. FORMAT(1X,1X,3(ENTERFATUREREN I LAGERET VARIERER FRA
2140. *,'F5.1,4H 1L,F5.1,11H MED MIDDEL,F5.1,7H OPADER)
2150.
2160. END
2170.
2180.
2190.
2200.
2210.
2220.
2230.
2240.
2250.
255 IDANK 1301 DEANK

```

BILAG 2

F-chart-metoden

F-chart-metoden anvendes til at finde den årlige dækningsgrad af et solvarmeanlæg til et individuelt hus. Metoden er udviklet af amerikanerne Duffie og Beckmann (ref. 6.1).

Ud fra kendskab til det månedlige varmebehov, det månedlige solindfald og solfangerens termiske og optiske tab bestemmer man den månedlige dækningsgrad, som så summeres op til en årlig dækningsgrad.

Ved hjælp af følgende værdier

- $Q_{L,i}$: det månedlige varmebehov
- H_i : det månedlige solindfald (afh. af solf's orientering)
- $T_{a,i}$: den månedlige gennemsnit udetemperatur
- U_L : solfangerens termiske varmetabskoefficient
- $(\tau\alpha)$: solfangerens transmission-absorptions koefficient
- F_R' : solfangerens effektivitetsfaktor
- T_{ref} : en reference temperatur (sættes lig 100°C)
- A_c : solfangerarealet

bestemmes koefficienterne

$$X_i = \frac{A_c \cdot F_R' \cdot U_L \cdot (T_{ref} - T_{a,i})}{Q_{L,i}}$$

$$Y_i = \frac{A_c \cdot F_R' \cdot (\tau\alpha) \cdot H_i}{Q_{L,i}}$$

for hver måned. X_i og Y_i repræsenterer det termiske henholdsvis det optiske tab af solfangeren.

Ved hjælp af en empirisk formel bestemmes den månedlige dækningsgrad, f_i :

$$f_i = 1.029 \cdot Y_i - 0.065 \cdot X_i - 0.245 \cdot Y_i^2 + 0.0018 \cdot X_i^2 + 0.0215 \cdot Y_i^3$$

Den årlige dækningsgrad findes så ved at summere de enkelte måneders dækningsgrad vægtet med den pågældende måneds varmebehov og dividere med det samlede årlige varmebehov.

$$F = \frac{\sum f_i \cdot Q_{L,i}}{\sum Q_{L,i}}$$

Hvis man ønsker at bruge andre lagre end standardstørrelsen; 75 l/m² solf.-areal, benyttes et korrigeret $X_{c,i}$ givet ved:

$$X_{c,i} = X_i \cdot \left(\frac{V_a}{V_s} \right)^{-0.25}$$

FJORDVARME

Indholdsfortegnelse

Forord	86
Behovsanalyse	87
Fælles antagelser og forudsætninger	89
Anlæg med lukket brinekredsløb	94
Anlæg med åbent brinekredsløb og lager	102
Anlæg med åbent brinekredsløb og boringer	108
Anlæg med åbent brinekredsløb og rør til grav	110
Financiering og økonomi	114
Konklusion	116
Appendix A: Fjordvandets temperatur	121
Appendix B: Funktionerne $T_u(t)$ og $G(t)$	123
Appendix C: Udregning af proportionalitetskonstanten i G ..	125
Appendix D: Pumpeeffektforbruget	126
Appendix E: Varmeoptaget	128
Referencer	131

FORORD

På grund af den stigende interesse for andre energimaskiner end oliefyret har vi undersøgt mulighederne for ved hjælp af varmpumper at udnytte den solenergi, der oplagres i form af varme i vore fjorde og i grundvandet.

Varmpumpen omdanner energi i form af varme fra et reservoir med lav temperatur - fjord- eller grundvand - til varme med en højere temperatur. Effektiviteten ligger mellem 3 og 5 dvs varmpumpen leverer en energimængde, der er 3 - 5 gange større end den energi, den selv forbruger.

Anlægget består foruden af selve varmpumpen af et fordelingsnet (fjernvarmenet), som leverer varmen med den høje temperatur (50 - 60 °C), samt af et varmeoptagerkredsløb, der forsynervarmpumpen med vand ved lave temperaturer (0 - 20 °C).

I rapporten undersøges 4 forskellige anlæg, som alle antages at skulle kunne dække landsbyen Herslev ved Roskilde Fjord med varme og varmt brugsvand. For hvert af anlæggene udregnes års-effektiviteten. Desuden er angivet prisen og økonomien for anlæggene, som dog må tages med et vist forbehold, idet priserne ikke er indhentede tilbud.

KAPITEL 1

BEHOVSANALYSE

Behovsanalysen tager sit udgangspunkt i rapport vedrørende studiekredsen "Energiforsyningen i Landsbyen Herslev". Iflg. denne er der

250 indbyggere
93 ejendomme á 110 m²

I rapporten regner man med 75% af det nuværende forbrug på 25000 kWh pr år (3500 l olie) til varme pr. ejendom, dvs 18750 kWh. Til sammenligning regner Energistyrelsen med ca. 13900 kWh/100 m² til opvarmning af nye huse, der opfylder BR-77 normerne. En ejendom på 110 m² vil da iflg. Energistyrelsen kræve 15300 kWh. Heraf sætter vi varmtvandsforbruget til 5700 kWh.

Energistyrelsen regner tillige med 6 kW pr. 100 m² bygning ved en udetemperatur på -12 °C. En ejendom på 110 m² svarer da til 6,6 kW. Hvis der regnes med Herslevrapportens 18750 kWh i stedet for Energistyrelsens 15300 kWh, vil de 6,6 kW blive til 8,1 kW.

Arligt forbrug

	opvarmning	varmt vand	i alt
iflg Herslevrapporten	93 á 18,75 MWh		1745 MWh
iflg Energistyrelsen	93 á 10 MWh	93 á 5,3 MWh	1425 MWh

Max. effekt

	opvarmning	varmt vand	i alt
iflg Herslevrapporten	93 á 8,1 kW		755 kW
iflg Energistyrelsen	93 á 6,6 kW		615 kW

Forskellen mellem Herslevrapportens og Energistyrelsens tal er på ca. 22%. Da den største energibesparelse pr. investeret krone i dag opnås ved at efterisolere, finder vi, at det er mest rimelig at tage et udgangspunkt, hvor husene i Herslev er blevet efterisoleret til en standard næsten svarende til, hvad Energistyrelsen forudsætter. I vore beregninger vil vi derfor bruge følgende

	opvarmning	varmt vand	i alt	
Arligt forbrug	995 MWh	495 MWh	1490 MWh	(1.1)
Max. effekt	595 kW	55 kW	650 kW	

KAPITEL 2

FÆLLES ANTAGELSER OG FORUDSÆTNINGER

I kapitel 3 og de følgende kapitler vil der blive gennemgået 4 anlæg med de samme varmepumper, men med forskellige former for varmeoptag - ét med indirekte varmeoptag via rør i fjorden og 3 med direkte varmeoptag, dels fra fjorden med et i jord udbygget lager, dels fra grundvandsboringer samt fra et område i fjorden med konstant temperatur.

De fælles antagelser og forudsætninger, som er gjort for de 4 anlæg, vil blive gennemgået i dette kapitel, medens antagelser og forudsætninger, som er specielle for det enkelte anlæg, vil blive omtalt ved gennemgangen af disse.

Fælles antagelser:

1. Anlæggene vil blive gennemregnet både med en fremløbstemperatur (kondensatortemperatur) - i det følgende betegnet T_k - på 50 °C og én på 60 °C. 60 °C vil være en realistisk temperatur, men 50 °C vil være tilstrækkelig i godt isolede huse, men næppe nok til varmt brugsvand (opvask eller lignende). Evt. kan eftervarmer opsættes.
2. Varmepumpens COP-faktor antages at være en kontinuert funktion (og differentiabel) af kondensatortemperaturen T_k og fordampertemperaturen T_e givet ved kurverne på fig. 2.1. Kurverne for T_k henholdsvis 50 °C og 60 °C tilnærmes til 2. orden i T_e ved

$$COP(T_k=50^{\circ}C) = 7,29 - 0,0835(50 - T_e) + 0,00025(50 - T_e)^2 \quad (2.2)$$

$$COP(T_k=60^{\circ}C) = 11,04 - 0,21(60 - T_e) + 0,0013(60 - T_e)^2 \quad (2.3)$$

Idet fordampertemperaturen er den temperatur, som vandet har, når det kommer ud af fordamperen, kan T_e omskrives til $T_e = T_m - \Delta T$, hvor T_m er den temperatur, som fordamperen fødes med, og ΔT er temperaturfaldet over fordamperen. (2.2) og (2.3) bliver hermed til

$$COP_{50} = 7,29 - 0,0835(50 - T_m + \Delta T) + 0,00025(50 - T_m + \Delta T)^2 \quad (2.4)$$

$$COP_{60} = 11,04 - 0,21(60 - T_m + \Delta T) + 0,0013(60 - T_m + \Delta T)^2 \quad (2.5)$$

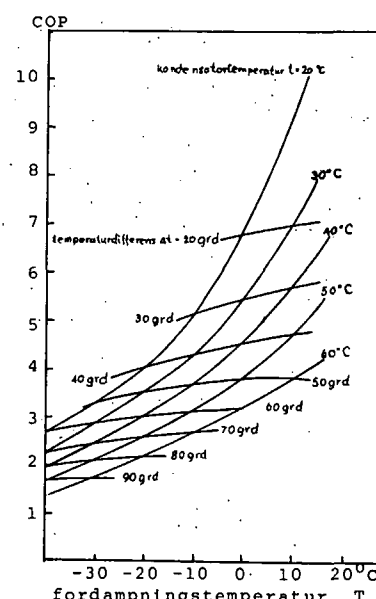


Fig. 2.1 - COP-effektfactorer for anlæg med semihermetisk stempelkompressor. (Rolf Jacobsen)

Varmepumpens middeleffekt-factor er givet ved

$$COP_l = \frac{\int_{\text{lår}} Y(t) dt}{\int_{\text{lår}} W_k(t) dt} \quad (2.6)$$

hvor $Y(t)$ er varmepumpens ydelse til tid t , $W_k(t)$ er kompressorens effekt også til tid t . Effektfaktoren er altså forholdet mellem varmepumpens ydelse og forbrug. Betragter vi hele anlægget (bortset fra fjernvarmenettet) bliver der også et cirkulationspumpeforbrug, og en anden middeleffektfactor kan derfor defi-

neres som

$$\text{COP}_2 = \frac{\int_{\text{l\AA r}} Y(t) dt}{\int_{\text{l\AA r}} (W_k + W_{\text{cirk}}) dt} \quad (2.7)$$

3. Den samlede kompressoreffekt - i det følgende betegnet W_k - antages at være en kontinuert funktion i tiden. I realiteten bliver W_k en stepfunktion, idet flere kompressorer af forskellig størrelse tænkes at dække behovet. Som eksempel kan en varmepumpe med 4 kompressorer på hhv. 2, 3, 4 og 8 kW hver for sig eller 2 eller flere sat sammen give en samlet kompressoreffekt på hhv. 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15 og 17 kW.

4. Som følge af punkterne 2. og 3. bliver også anlæggets ydelse $Y = \text{COP} \cdot W_k$ en kontinuert funktion i tiden.

5. Fjordens temperatur T_F og udetemperaturen T_u (luftens temperatur) antages at være trigonometriske funktioner i tiden givet ved

$$T_F(t) = 8,05 + 10,65 \sin\left(\frac{2\pi}{360} t + 4,267\right) \quad (2.8)$$

$$T_u(t) = 7,95 - 8,17 \cos\left(\frac{2\pi}{360}(t - 20)\right) \quad (2.9)$$

Forklaringer og udregninger til disse funktioner findes i appendix A og appendix B.

6. Idet indetemperaturen sættes til 20 °C, bliver boligens varmetab proportionalt med $20 - T_u(t)$. Varmeforbruget som funktion af tiden er derfor sat til:

$$Q(t) = \begin{cases} K(20 - T_u(t)) - G(t) + Q_w, & t \in A \\ Q_w, & t \notin A \end{cases} \quad (2.10)$$

hvor t er tiden i døgn

$G(t)$ er gratisvarmen

Q_w er varmtvandsforbruget

K er en proportionalitetskonstant

$A = [1;139] \cup [260;360]$, som er fyringssæsonen og 1 år er sat til 360 dage.

Gratisvarmen er den varme, som kommer fra solindfald, elektriske installationer, mennesker o.a. I $G(t)$ er også inkluderet ventilationen. $G(t)$ er udregnet i appendix B. Proportionalitetskonstanten K er udregnet i appendix C. Det antages yderligere at varmtvandsforbruget Q_w er konstant året rundt:

$$Q_w = 495000/360 \text{ kWh/dag} = 1370 \text{ kWh/dag} \quad (2.11)$$

7. Der antages et tab i fjernvarmenettet (fordelingsnettet) på 18% af forbruget, således at varmepumpernes ydelse bliver $Y(t) = 1,18Q(t)$.

8. Elprisen er sat til 70 øre pr kWh.

9. Kompressoreffekten udnyttes 100%, dvs at vi forudsætter, at varmen fra kompressoren nyttiggøres via et kølesystem.

10. De anvendte rørs tykkelse t er proportionale med radius R $t = rR$. Proportionalitetskonstanten r er fundet ud fra Lu-

bonyls katalog over plastrør. $r = 0,0492$.

11. Cirkulationspumpeeffekten antages at være en kontinuert funktion af forbruget. Den er udregnet i appendix D.

— 0 —

KAPITEL 3

ANLÆG MED LUKKET BRINEKREDSLØB

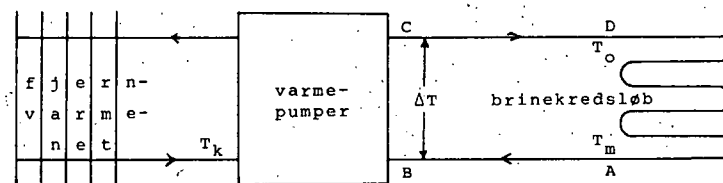


Fig 3.1 - Anlæg med lukket brinekredsløb ved hjælp af slanger ude i fjorden og med relevante temperaturbetegnelser.

Anlægget er skitseret på fig 3.1. Det lukkede brinekredsløb består af slanger lagt ud i fjorden til varmeoptaget. Dette kredsløb skal dimensioneres, hvilket kan gøres på flere måder. Den dimensionering, vi vil vælge, er optimeret til det økonomiske billigste kredsløb den 20. januar, hvor forbruget (iflg 2.9) er størst. Vedr. frostsikring, se kap. 8.

Betegnes renter og afdrag pr. dag pr. meter rør for P , længden af slangerne for L og cirkulationspumpeeffekten i kWh/dag pr. meter rør for W_{cirk} , bliver de samlede udgifter, der benævnes F_{total} for anlægget (idet der her ses bort fra vedligeholdelsesudgifter)

$$F_{\text{total}} = PL + UW_{\text{cirk}}L + UW_k + P_v + P_T \quad (3.1)$$

Her er P_v renter og afdrag samt driftsomkostninger på selve

varmepumperne. P_T er det tilsvarende for fjernvarmenettet og UW_k er eludgifterne til kompressorerne, hvor U er eltariffen og W_k er kompressoreffekten.

Til at dække varmeforbruget vælger vi 3 faste varmepumper, hver med flere kompressorer, således at dimensioneringen af brinekredsløbet bliver uafhængig af P_v . Desuden er det rimeligt at antage, at fjernvarmenettet kan vælges økonomisk optimeret uafhængig af brinekredsløbet, idet dimensioneringen af det kun afhænger af selve forbruget samt af kondensatortemperaturen T_k . vi nøjes derfor med at kigge på funktionen

$$F = PL + UW_{\text{cirk}}L + UW_k \quad (3.2)$$

som er de daglige udgifter til 1) renter og afdrag af slangerne i brinekredsløbet 2) pumpeeffekten til brinekredsløbet samt 3) kompressoreffekten.

Som slanger bruger vi PEH-rør, hvis varmeledningstal benævnes λ og densiteten ρ_R . Prisen i kroner pr. kg betegnes P_{kg} . Rørtykkelsen t kan med god tilnærmelse skrives som rR_y , hvor R_y er rørets ydre radius og r er en proportionalitetskonstant. Prisen P_m pr. meter rør bliver derfor $P_m = P_{kg}\rho_R V$, hvor V er materialerumfanget pr. meter rør, og P_{kg} er kiloprisen på rør, som opgivet fra Lubonyl. Benævnes den indre radius R_i , bliver

$$V = \pi(R_y^2 - R_i^2) = \pi(R_y + R_i)(R_y - R_i) \quad \text{og}$$

da $t=rR_y$ fås at

$$V = \pi(2R_y - rR_y)rR_y = \pi R_y^2(2 - r)r, \quad \text{og } P_m \text{ bliver til}$$

$$P_m = P_{kg}\rho_R\pi r R^2(2 - r) \quad (3.3)$$

hvor vi har sat $R_y = R$.

Regnes der med en afskrivningsperiode på 15 år og halvårlig rentefod på 8½%, bliver den halvårlige ydelse $0,0930506 P_m$. Da P (renter og afdrag pr. meter rør) regnes i kr pr. dag pr meter rør, bliver

$$P = \frac{0,0930506}{180} P_m = \frac{0,0930506}{180} P_{kg}\rho_R\pi r R^2(2 - r) \quad (3.4)$$

Længden l af rørene, som er lagt ud i fjorden er udregnet i appendix E:

$$l = \frac{Q_{op}}{2\pi Rk\Delta T} \ln\left(\frac{T_F - T_O}{T_F - T_m}\right) \quad (3.5)$$

hvor Q_{op} er varmeoptaget givet ved

$$Q_{op} = Q + \Delta Q - W_k,$$

Q er varmeforbruget

ΔQ er varmetabet i fjernvarmenettet

W_k er kompressoreffekten

k er rørvæggens k -værdi

Temperaturerne T_F , T_O , T_m og T fremgår af fig 3.1. Idet $T_O = T_m - \Delta T$ (der ses bort fra varmeoptag/-tab på strækningerne AB og CD) og $k = \lambda/t = \lambda/rR$ (λ er rørenes varmeledningstal), bliver (3.5) til

$$l = \frac{r Q_{op}}{2\pi\lambda\Delta T} \ln\left(\frac{T_F - T_m + \Delta T}{T_F - T_m}\right) \quad (3.6)$$

$$\text{og } L = 2000 + l \quad (3.7)$$

idet der er 1000 meter fra fjorden op til byen, og vi antager, at varmepumperne er anbragt i nærheden af byen. W_{cirk} er udregnet i appendix D:

$$W_{\text{cirk}} = \left(0,0028 + 0,25 \left(\frac{\pi \eta c \Delta T R}{2 Q_{\text{op}}} \right)^{0,32} \right) \frac{1}{2\pi^2} \frac{Q_{\text{op}}^3}{\rho^2 c^3 \Delta T^3 R^5} \frac{2}{0,7} \quad (3.8)$$

hvor η er brinevæskens viskositet
 c er brinevæskens varmekapacitet
 ρ er brinevæskens vægtfylde

og hvor vi har regnet med en pumpevirkningsgrad på 0,7 og med et effekttab i varmeveksler, ventiler, bøjninger o.l., som vi har sat til en faktor 2.

Varmepumpens COP-faktor er defineret som $\text{COP} = Y/W_k$, hvor Y er varmepumpens ydelse - her lig med varmekonsum + tab dvs $Y = Q + \Delta Q = 1,18Q$, hvor Q er varmekonsumet den 20. januar. Kompressoreffekten W_k bliver da

$$W_k = Y \cdot \text{COP}^{-1} = 1,18Q \cdot \text{COP}^{-1} \quad (3.9)$$

Q_{op} kan ligeledes omskrives til

$$Q_{\text{op}} = 1,18Q - W_k = 1,18Q(1 - \text{COP}^{-1}) \quad (3.10)$$

Herved bliver de samlede udgifter F , som vi ønsker at minimere, en funktion i R , ΔT og T_m . (3.4), (3.6), (3.7), (3.8), (3.9) og (3.10) indsat i (3.2) giver

$$F = \left(\frac{2U}{0,7} \left(0,0028 + 0,25 \left(\frac{\pi \eta c \Delta T R}{2 Q_{\text{op}}} \right)^{0,32} \right) \right) \frac{1}{2\pi^2} \frac{(1,18Q)^3 (1 - \text{COP}^{-1})^3}{\rho^2 c^3 \Delta T^3 R^5} + \frac{0,0930506}{180} P_{\text{kg}} \rho_R \pi r (2 - r) R^2 \times \left(2000 + \frac{r \cdot 1,18Q (1 - \text{COP}^{-1})}{2\pi \lambda \Delta T} \ln \left(\frac{T_F - T_m + \Delta T}{T_F - T_m} \right) \right) + U \cdot 1,18Q \text{COP}^{-1} \quad (3.11)$$

Vi antager nu at R , ΔT og T_m er uafhængige variable. For at

finde F 's minimum kunne vi differentiere F m.h.t. R , ΔT og T_m og finde nulpunkter for de afledede. Men da de afledede bliver uoverskuelige og uhåndterlige funktioner i de 3 variable med store muligheder for regnefejl, har vi valgt at lade en Texas 59 programmerbar regnemaskine fitte sig ind på et minimum. Det er gjort ved at betragte F som funktion af én variable, fundet den værdi af variabelen, som gav minimum, sat denne værdi ind i F og betragtet F som funktion af en ny variabel osv. Det har vi fortsat med indtil ændringerne i R , ΔT og T_m var mindre end hhv 0,05 m, 0,1 °C og 0,1 °C. I funktionen F har vi benyttet følgende værdier:

- $P_{\text{kg}} = 15$ kr/kg (prisen på PEH-rør)
- $\rho_R = 950$ kg/m³ (PEH-rørs densitet)
- $\lambda = 0,43$ W/m C (PEH-rørs varmeledningstal)
- $r = 0,0492$ (proportionalitetskonstant)
- $U = 0,70$ kr/kWh = 0,0168 kr/Wdag (eltariffen)
- $\eta = 0,0014$ kg/msek (vands viskositet)[†]
- $c = 4184$ J/kg C (vands varmekapacitet)
- $\rho = 1000$ kg/m³ (vands massefylde)
- $T_F = -2,55$ °C (fjordvandets temperatur den 20. januar)
- $Q = 340$ kW (forbruget den 20. januar)

Her har vi fundet et minimum for F både for $T_k = 50$ °C og for $T_k = 60$ °C. De fundne værdier for variablene giver dimensioneringen af kredsløbet, som vist i tabel 3.1.

Udregninger af Q , W_k og W_{cirk} og deres årsintegraler er udført med Texas 59 lommeregneren. De ligninger, som er brugt er

[†] η varierer med temperaturen. Vi har valgt et fast $\eta = 0,0014$ kg/msek (ved 7,5 °C) som en slags middelværdi mellem 0,00196 og 0,00105 kg/msek, som er værdierne ved hhv -2,55 °C og 18 °C.

T_k [°C]	R [m]	ΔT [°C]	L [m]
50	0,100	4,3	4025
60	0,095	4,5	3910

(3.12)

Tabel 3.1 - Dimensioneringsværdierne for det lukkede brinekredsløb.

(2.10), (3.8) og (3.9):

$$Q(t) = \begin{cases} K(20 - T_u(t)) - G(t) + Q_w & , t \in A \\ Q_w & , t \notin A \end{cases} \quad (2.10)$$

$$W_k(t) = 1,18Q(t) \text{ COP}(t)^{-1} \quad (3.9)$$

$$W_{\text{cirk}}(t) = \left(0,0028 + 0,25 \left(\frac{\pi \eta c \Delta T R}{2Q_{\text{op}}(t)} \right)^{0,32} \right) \frac{1}{2\pi^2} \frac{Q_{\text{op}}(t)^3}{\rho^2 c^3 \Delta T^3 R^5} \frac{2}{0,7} \quad (3.8)$$

hvor $A = [1; 139] \cup [261; 360]$ (fyringssæsonen)

$$K = 14 \text{ kW/}^\circ\text{C} \quad (C3)$$

$$T_u(t) = 7,95 - 8,17 \cos\left(\frac{2\pi}{360}(t - 20)\right) \quad (B.3)$$

$$G(t) = 5,31K(1 - \cos\left(\frac{2\pi}{360}(t - 20)\right)) \quad (B6)$$

$$Q_w = 1370 \text{ kWh/dag} \quad (2.11)$$

$$\text{COP} = \begin{cases} 7,29 - 0,0835(50 - T_m + \Delta T) + 0,00025(50 - T_m + \Delta T)^2 \\ 11,04 - 0,21(60 - T_m + \Delta T) + 0,0013(60 - T_m + \Delta T)^2 \end{cases} \quad (2.5)$$

$$Q_{\text{op}}(t) = 1,18Q(t) - W_k(t) \quad (3.10)$$

$$\Delta T = \begin{cases} 4,3 \text{ }^\circ\text{C} & , T_k = 50 \text{ }^\circ\text{C} \\ 4,5 \text{ }^\circ\text{C} & , T_k = 60 \text{ }^\circ\text{C} \end{cases} \quad (3.12)$$

$$R = \begin{cases} 0,100 \text{ m} & , T_k = 50 \text{ }^\circ\text{C} \\ 0,095 \text{ m} & , T_k = 60 \text{ }^\circ\text{C} \end{cases} \quad (3.12)$$

η , c og ρ er givet på side 12. T_m er varmepumpens fødetemperatur og kan findes ud fra ligning (3.6), som omskrives til

$$T_m(t) = T_F(t) - \Delta T \left(\exp\left(\frac{2\pi\lambda\Delta T l}{rQ_{\text{op}}(t)}\right) - 1 \right)^{-1} \quad (3.13)$$

hvor $T_F(t) = 8,05 + 10,65 \sin\left(\frac{2\pi}{360}t + 4,267\right) \quad (A3)$

$$l = \begin{cases} 4025 \text{ m} - 2000 \text{ m} & , T_k = 50 \text{ }^\circ\text{C} \\ 3910 \text{ m} - 2000 \text{ m} & , T_k = 60 \text{ }^\circ\text{C} \end{cases} \quad (3.12)$$

og λ og r er givet på side 12.

I de indrammede ligninger på side 13 har vi antaget at ΔT er konstant året rundt. Q , W_k og W_{cirk} er beregnet for hver dag på året og integreret op over et år. Resultatet er vist i tabel 3.2.

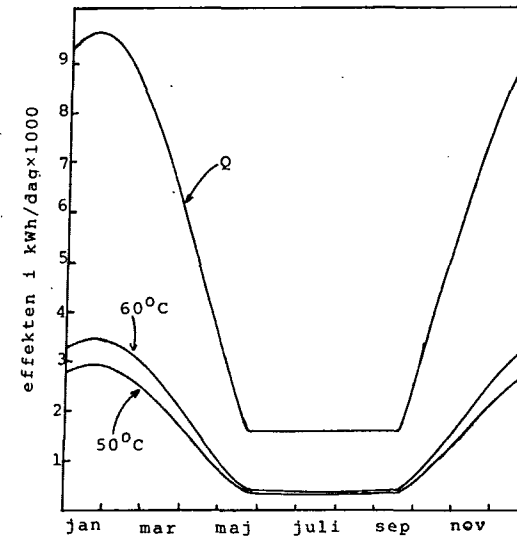


Fig 3.2 - Graferne for forbruget Q og kompressoreffekten W_k for anlæg med lukket brinekredsløb.

$T_k [^{\circ}\text{C}]$	$\int aQ dt [\text{kWh}]$	$\int W_k dt [\text{kWh}]$	$L \int W_{\text{cirk}} dt [\text{kWh}]$	COP_1	COP_2
50	1490000	483300	6000	3,64	3,59
60	1490000	574700	5200	3,06	3,03

Angående definitioner af COP_1 og COP_2 se side 4 og side 5.

Q og W_k som funktioner af tiden er vist i fig 3.2 (side 14).

— 0 —

KAPITEL 4

ANLÆG MED ÅBENT BRINEKREDSLØB OG LAGER

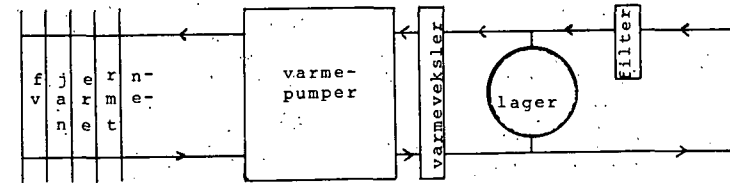


Fig 4.1 - Anlæg med åbent brinekredsløb og ekstra filter og varmeveksler samt et lager.

Dette og de efterfølgende anlæg er med åbne kredsløb, dvs. fjordvandet pumpes direkte gennem et filter op til en varmeveksler og tilbage til fjorden. Varmeveksleren er indsat for at undgå alger mm. i selve varmepumpen. Varmeveksleren antages at have en effektivitet på 100%, dvs. varmepumpens fødetemperatur sættes til fjordtemperaturen T_F . Lageret er taget med for at kunne oplagre varmt fjordvand fra sommeren til brug om vinteren. Herved bliver varmepumpens COP-faktor større.

Dimensioneringen af det åbne brinekredsløb foregår på samme måde som dimensioneringen af det lukkede brinekredsløb fra foregående kapitel med de ændringer, som det åbne kredsløb medfører: slangelængden L er nu fast 2000 meter uafhængig af dimensioneringen, nemlig afstanden frem og tilbage fra fjorden

og op til byen, samt varmepumpens fødetemperatur T_m er nu blevet fjordens temperatur T_F om sommeren og lagerets temperatur T_L om vinteren.

Dimensioneres kredsløbet til det økonomisk billigste den 20. januar som i det foregående kapitel, bliver varmepumpens fødetemperatur lig med lagerets temperatur T_L den pågældende dag. Vi sætter den til 8°C .^{†)} Der bliver således kun 2 uafhængige variable tilbage, nemlig R og ΔT . Ligningen, vi bruger, er den samme som før, nemlig (3.11), men hvor slangerne til varmeoptaget ude i fjorden ikke er der, dvs leddet

$$l = \frac{r \cdot l \cdot 180(1 - \text{COP}^{-1})}{2\pi\lambda\Delta T} \ln\left(\frac{T_F - T_m + \Delta T}{T_F - T_m}\right)$$

nu er nul. Optimeringen giver følgende dimensioneringsværdier:

$T_k [^\circ\text{C}]$	$R [\text{m}]$	$\Delta T [^\circ\text{C}]$	$L [\text{m}]$
50	0,115	3,1	2000
60	0,125	2,4	2000

(4.1)

Lageret dimensioneres til at kunne klare forbruget i en nærmere specificeret lagerperiode omkring den koldeste dag, hvor fjorden evt er tilfrossen. Idet vi sætter temperaturfaldet over fordampere ΔT fast til $3,1^\circ\text{C}$ for $T_k = 50^\circ\text{C}$ og $2,4^\circ\text{C}$ for $T_k = 60^\circ\text{C}$, vælger vi det tidsrum, hvor fjordtemperaturen er under 4°C , til at være vores lagerperiode, således at fordampere (hhv varmevekslerens) tilbageløbstemperatur ikke kom-

†) De 8°C er valgt, fordi det er grundvandet's temperatur, som går igen i optimeringen i næste kapitel, således at dimensioneringerne bliver ens for de 2 anlæg. Senere udregninger giver $T_l = 10,7^\circ\text{C}$ den 20. januar.

mer under 0°C . Perioden bliver fra den 18. november (318.dag) til den 3. april (93.dag). Lageret skal dimensioneres til at kunne klare forbruget i denne periode, dvs det skal fyldt kunne rumme lige så mange kWh, som forbruget og diverse tab kræver, og således at lagertemperaturen T_L den sidste dag af lagerperioden er ca 4°C . Vi ønsker derfor at finde lagertemperaturen T_L som funktion af tiden.

Vi antager at lageret er en cylinder med højden 10 m og radius R_L . Vi antager yderligere, at lageret fyldes den 25. juli (205. dag) med fjordvand ved en temperatur $T_F = T_L(\text{start}) = 18,7^\circ\text{C}$ (den dag fjordvandet er varmest iflg (A3) i appendix A).

Fra den 25. juli til den 18. november sker et varmetab fra lageret. I et tidsrum dt sker et varmetab dQ

$$dQ = \frac{\lambda_L}{d} O_L (T_L - T_j) dt \quad (4.2)$$

hvor λ_L er lagervæggens varmeledningstal
 d er lagervæggens tykkelse
 T_L er lagertemperaturen
 T_j er den omkringliggende jords temperatur
 O_L er lagerets overfladeareal

Vi har antaget at varmetabet fra lagerets loft er den samme som varmetabet fra lagerets bund og sider.^{†)} I lagerperioden fra den 18. november til den 3. april sker der foruden et varmetab^{††)} fra lageret også et varmeoptag til forbruget.^{†††)} Det

†) Varmetabet fra et ikke isoleret lagere's loft er givet ved $dQ = \lambda/d C_d (T_L - T_u)$, C_d = loftsoverflade, T_u = udetemperaturen.

††) I denne periode bliver varmetabet negativ - dvs et varmetilskud til lageret, når lagertemperaturen bliver mindre end fjordens temperatur.

†††) Varmepumpens returvand pumpes tilbage i lageret.

samlede varmesvind i lageret bliver derfor i et tidsrum dt:

$$dQ = \begin{cases} \lambda_L/d \cdot O_L (T_L - T_j) dt & , t \in B \\ \lambda_L/d \cdot O_L (T_L - T_j) dt + Q_{op} dt & , t \in C \end{cases} \quad (4.3)$$

hvor Q_{op} er varmeoptaget fra lageret

$$B =]205; 318[$$

$$C = [318; 360] \cup [1; 93]$$

$$\lambda_L/d = 0,2 \text{ W/m}^2 \cdot ^\circ\text{C}$$

dQ kan skrives som $\rho V_L c dT_L$,

hvor ρ er lagervandets densitet

c er lagervandets varmekapacitet

V_L er lagerets volumen

Herved bliver (4.3) til en differentiaalligning i T_L :

$$\frac{dT_L}{dt} = \begin{cases} \frac{\lambda_L O_L}{\rho c V_L} (T_L - T_j) & , t \in B \\ \frac{\lambda_L O_L}{\rho c V_L} (T_L - T_j) + \frac{Q_{op}}{\rho c V_L} & , t \in C \end{cases} \quad (4.4)$$

Ligning (4.4) har vi brugt til at fitte os ind på den lagerstørrelse (lagerradius R_L), som gav en lagertemperatur på 4°C den 3. april. Det gav

$$R_L = 42,5 \text{ m} \quad \text{for} \quad T_k = 50^\circ\text{C}$$

$$R_L = 41,4 \text{ m} \quad \text{for} \quad T_k = 60^\circ\text{C}$$

Lagertemperaturen T_L som funktion af tiden i perioden fra den 25. juli (lageret fyldes) til den 3. april (der gås igen over til fjordvandet) er vist på fig 4.2.

Ved beregning af lagertemperaturen er det antaget, at T_L til

til ethvert tidspunkt er den samme over hele lageret uden nogen form for stratificering (lagdeling).

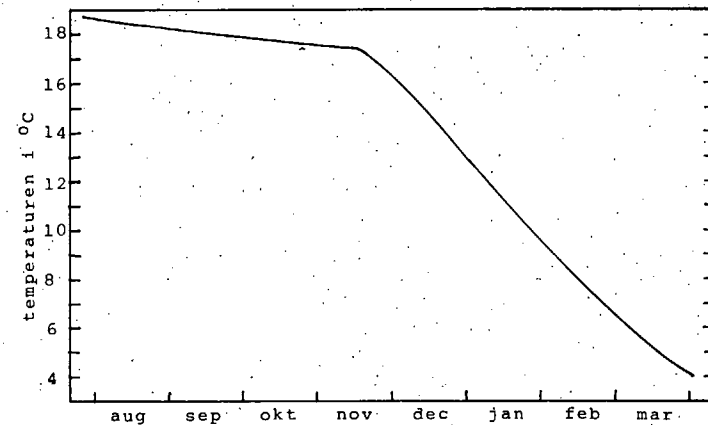


Fig 4.2 - Lagertemperaturen som funktion af tiden i perioden fra den 25. juli til den 3. april.

Ved udregning af Q , W_k og W_{cirk} samt deres årsintegraler er brugt ligningerne (2.9), (3.7) og (3.8) som gjort under afsnittet om anlægget med brinekredsløbet. Den eneste forskel er, at varmepumpens fødetemperatur T_m nu er

$$T_m = \begin{cases} T_L & , t \in C \\ T_F & , t \in C \end{cases} \quad (4.5)$$

hvor $C = [318; 360] \cup [1; 93]$ (lagerperioden)

T_F er fjordens temperatur

T_L er lagerets temperatur

samt at rørlængden er fast 2000 meter.

Ligningerne er løst og resultaterne integreret på tilsvarende måde, som ved det lukkede brinekredsløb. Resultaterne er indsat i nedennævnte skema:

T_k °C	$\int dQ dt$ kWh	$\int W_k dt$ kWh	$\int W_{cirk} dt$ kWh	COP_1	COP_2
50	1490000	419300	4600	4,19	4,15
60	1490000	481300	5500	3,65	3,61

Q og W_k er vist som funktioner af tiden i fig 4.3.

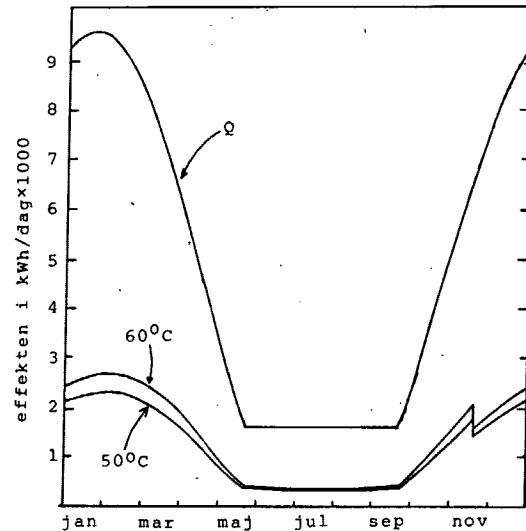


Fig 4.3 - Graferne for forbruget Q og kompressor-effekten W_k for anlæg med åbent brinekredsløb og lager.

KAPITEL 5

ANLÆG MED ÅBENT BRINEKREDSLØB OG BØRINGER

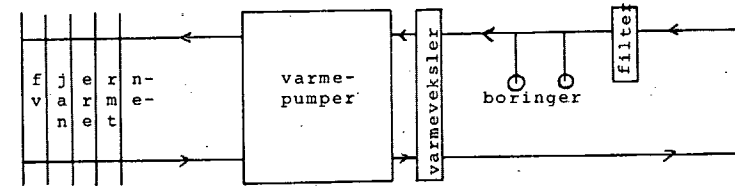


Fig 5.1 - Anlæg med åbent brinekredsløb og ekstra filter og varmeveksler samt 2 grundvandsboringer.

I dette anlæg er lageret fra det foregående anlæg erstattet af 2 grundvandsboringer, men er ellers det samme anlæg med den samme dimensionering, dvs med rørradius $R = 0,115$ m og temperaturfald over fordampere $\Delta T = 3,1$ °C for $T_k = 50$ °C eller $R = 0,125$ m og $\Delta T = 2,4$ °C for $T_k = 60$ °C. Grundvandet antages at være 8 °C året rundt, hvorfor overgang til boringerne sker, når fjordtemperaturen falder under de 8 °C, hvilket giver en periode fra den 26. oktober (296. dag) til den 25. april (115. dag).

Ved udregning af Q, W_k og W_{cirk} og deres integraler, bliver ligningerne (2.9), (3.7) og (3.8) endnu simplere, idet varmepumpens fødetemperatur T_m nu er

$$T_m = \begin{cases} 8 \text{ } ^\circ\text{C} & , t \in D \\ T_F & , t \notin D \end{cases}$$

hvor $D = [1;115] \cup [296;360]$

Resultaterne bliver

$T_k [^\circ\text{C}]$	$\int dQ dt [\text{kWh}]$	$\int W_k dt [\text{kWh}]$	$\int W_{\text{cirk}} dt [\text{kWh}]$	COP_1	COP_2
50	1490000	427400	4500	4,11	4,07
60	1490000	494400	5200	3,56	3,52

og Q , W_k og W_{cirk} som funktioner af tiden i fig 4.2:

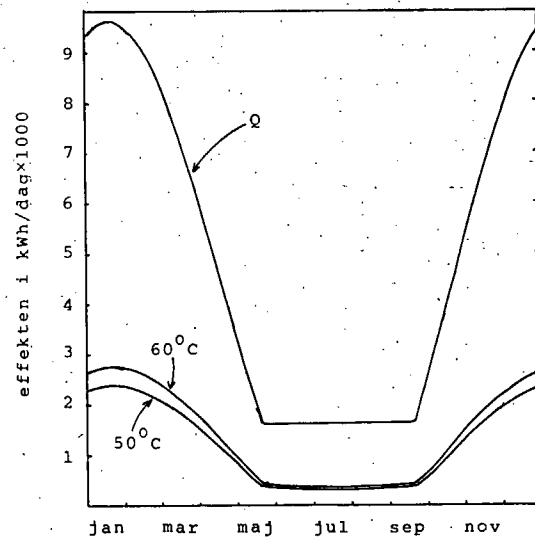


Fig 4.2 - Graferne for forbruget Q og kompressor-effekten W_k for anlæg med åbent brinekredsløb og 2 grundvandsboringer.

KAPITEL 6

ANLÆG MED ÅBENT BRINEKREDSLØB OG RØR TIL GRAV

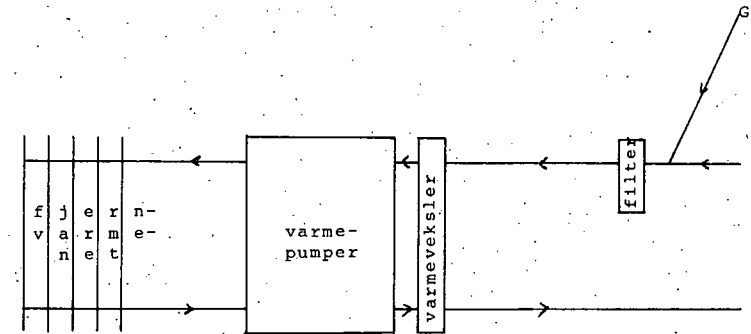


Fig 6.1 - Anlæg med åbent brinekredsløb og ekstra filter og varmeveksler samt ekstra 1 km rør ud til graven. Graven er angivet med et "G".

Af fig 6.2 fremgår det, at der findes et område ude i fjorden med vanddybder ned til ca. 30 meter - i det følgende kaldet graveh. På fig A1 i appendix A ses, at temperaturen i graven synes at være konstant $2 \text{ } ^\circ\text{C}$ året rundt. Det antager vi derfor og lægger en sideledning ud i graven som erstatning for de to boringer i foregående anlæg. Varmepumpen skal da forsynes med vand fra graven i den periode, hvor fjordtemperaturen ligger under de $2 \text{ } ^\circ\text{C}$, hvilket giver fra den 30. november (330. dag) til den 21. marts (81. dag). For at være sikker på at undgå isdannelse^{†)} i kredsløbet sættes temperaturfaldet over for-

†) Det $2 \text{ } ^\circ\text{C}$ varme vand i graven er formodentlig fersk grundvand, dvs med et frysepunkt på $0 \text{ } ^\circ\text{C}$.

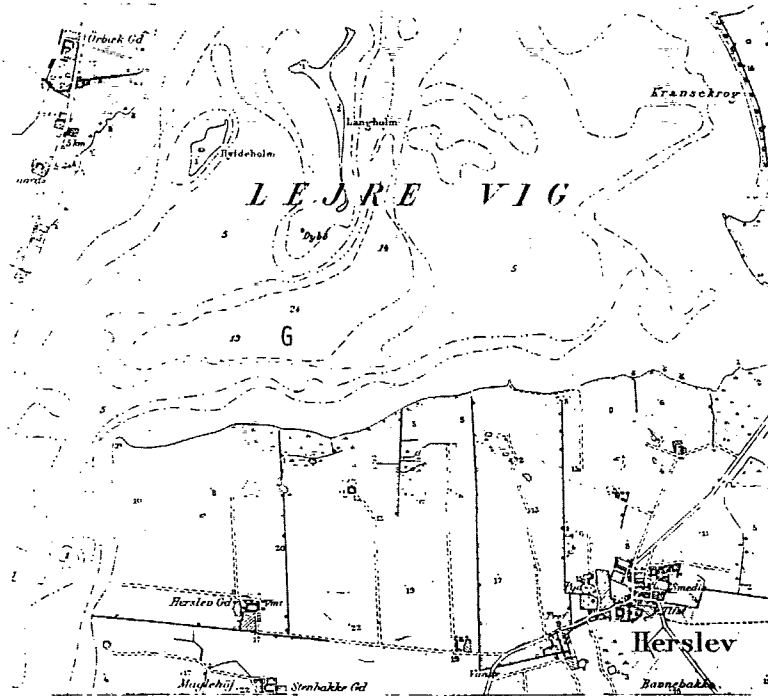


Fig 6.2 - Kort over fjordområdet ved Herslev. Graven er angivet med et "G".

damperen ΔT fast på 1°C .

Optimering af brinekredsløbet til den 20. januar bliver i dette eksempel særlig simpel. Varmepumpens fødetemperatur T_m er uafhængig af dimensioneringen og givet ved

$$T_m = \begin{cases} 2^\circ\text{C} & , t \in E \\ T_F & , t \notin E \end{cases}$$

hvor $E = [1; 81] \cup [330; 360]$, og hvor rørlængden L er fast

$$L = \begin{cases} 3 \text{ km} & , t \in E \\ 2 \text{ km} & , t \notin E \end{cases}$$

og ΔT er fastsat til 1°C .

Optimeringsligningen (3.11) bliver herved en funktion i kun én variabel R . Vi finder derfor minimum på sædvanlig analytisk vis ved differentiation af F (3.11) med efterfølgende søgning af nulpunkter. Resultatet blev et minimum på $R = 0,180$ meter ($T_k = 50^\circ\text{C}$) og $R = 0,175$ meter ($T_k = 60^\circ\text{C}$).

Udregning af Q , W_k og W_{cirk} og deres integraler samt tegning af deres grafer er foretaget på samme måde som i de foregående kapitler.

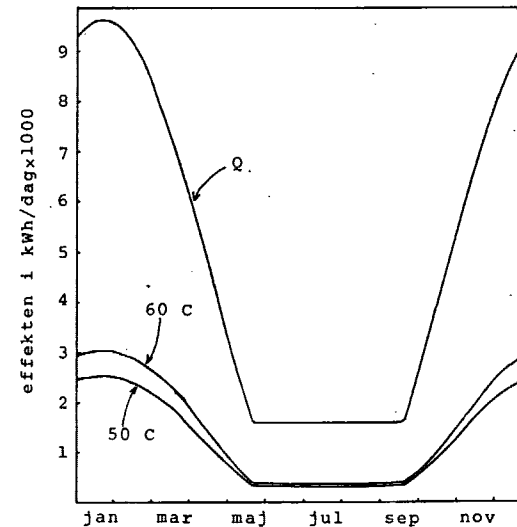


Fig 6.3 - Graferne for forbruget Q og kompressor-effekten W_k for anlæg med åbent brinekredsløb og grav.

$T_k [^{\circ}\text{C}]$	$\int dq_{dt} [\text{kWh}]$	$\int w_k dt [\text{kWh}]$	$\int w_{\text{cirk}} dt [\text{kWh}]$	COP_1	COP_2
50	1490000	441700	16200	3,98	3,84
60	1490000	521600	15200	3,37	3,28

— 0 —

KAPITEL 7

FINANCIERING & ØKONOMI

Dette kapitel er taget med for at give et lille overblik over størrelsesforholdene af etableringsudgifterne og de månedlige bruttoudgifter for de 4 anlæg. Priserne er ikke fra indhentede tilbud, men er taget fra et lignende anlæg og omregnet til Hørslevs forhold.

I etableringsudgifterne er fjernvarmenettet ikke medregnet, ligesom det heller ikke indgår i beskrivelser og udregninger af det enkelte anlæg. Ej heller er medregnet forskellige former for tilskud eller eventuelle skattefradrag, og alle priser er eksklusiv moms.

Renten er, som før nævnt, sat til 8½% halvårligt og afdragstiden til 15 år. I driftsomkostningerne indgår kun de beløb, der skal betales for elektricitet til kompressorerne og cirkulationspumperne (til brinekredsløbet), dvs tilsynet med anlægget er ikke medregnet.

Alle beregninger er udført under antagelse af, at elforbruget aftages fra offentlig elværk. Blicher en vindmølle integreret i anlægget, vil elprisen være under det halve (jvf. afsnittet om vindmøller). Derved bliver driftsudgifterne også halveret i de tidsrum, hvor vindmøllerne kan levere strømmen. Varmepumperne kan også drives af diesel- eller gasmotorer. Om dette bliver billigere har vi ikke undersøgt, men såfremt gas kan fås billigt - evt. biogas - vil det sandsynligvis være økonomisk fordelagtigt at bruge gasdrevne kompressorer.

De forskellige beløb fremgår af tabellerne på næste side.

$T_k = 50 [^{\circ}\text{C}]$	BRINE	LAGER	BORINGER	GRAV
ETABLERINGS- UDGIFTER				
varmepumper	1.125.000	1.125.000	1.125.000	1.125.000
rør	173.000	114.000	114.000	418.000
tilslutning, ned- gravning, udlægning	500.000	400.000	400.000	450.000
elinstallationer, automatik	175.000	175.000	175.000	175.000
lager		4.140.000		
filter, varmeveks- ler, bygværk		175.000	175.000	175.000
boringer			125.000	
ETABLERINGS- UDGIFTER I ALT	1.973.000	6.129.000	2.114.000	2.343.000
MÅNEDLIGE BRUTTOUDGIFTER				
renter og afdrag	30.600	95.000	32.800	36.300
driftomkostninger	28.500	24.700	25.200	26.700
vedligeholdelse	8.200	25.500	8.800	9.800
MÅNEDLIGE BRUTTO- UDGIFTER I ALT	67.300	145.200	66.800	72.800
PRIS PR. kWh	0,54	1,17	0,54	0,59
$T_k = 60 [^{\circ}\text{C}]$	BRINE	LAGER	BORINGER	GRAV
ETABLERINGS- UDGIFTER				
varmepumper	1.125.000	1.125.000	1.125.000	1.125.000
rør	152.000	134.000	134.000	395.000
tilslutning, udlæg- ning, nedgravning	500.000	400.000	400.000	450.000
elinstallationer, automatik	175.000	175.000	175.000	175.000
lager		3.890.000		
filter, varmeveks- ler, bygværk		175.000	175.000	175.000
boringer			125.000	
ETABLERINGS- UDGIFTER I ALT	1.952.000	5.899.000	2.134.000	2.320.000
MÅNEDLIGE BRUTTOUDGIFTER				
renter og afdrag	30.300	91.500	33.100	36.000
driftomkostninger	33.800	28.400	29.100	31.300
vedligeholdelse	8.100	24.600	8.900	9.700
MÅNEDLIGE BRUTTO- UDGIFTER I ALT	72.200	144.500	71.100	77.000
PRIS PR. kWh	0,58	1,16	0,57	0,62

KAPITEL 8

KONKLUSION

I vore beregninger af effekttab i rørkredsløbene, har vi antaget at tab i enkeltmodstande - bøjninger, ventiler, varmevekslere - er af samme størrelsesorden som effekttabet i de lige rør. Det bevirker at cirkulationspumperne ved den koldeste middeltemperatur ($-0,2 [^{\circ}\text{C}]$), afhængig af anlæg skal yde en effekt på 1-5 kW. I et allerede udført anlæg, som kan sammenlignes med de her gennemgåede, bruges 5-10 gange større effekt. Denne forskel kan skyldes at vi har været for optimistiske med hensyn til tab i enkeltmodstande, men forskellen skyldes mest vort valg af rørdiameter, idet ovennævnte anlæg har en halv så stor diameter på deres rør. Effekttabene i rørene er som det fremgår af ligning (3.8) omvendt proportional med radius i en potens af størrelsesordenen 5, så den halve diameter giver en ca. 32 gange så stor cirkulationspumpeeffekt.

Dimensioneringen af anlægget er foretaget ved en optimering udfra den koldeste middeltidetemperatur (det største middelforbrug). En bedre optimering fås ved at minimere udgifterne over et år. Vi har ikke benyttet denne metode p.g.a. den længere beregningstid.

I ovennævnte kommentarer vedrørende dimensioneringen er der ikke taget hensyn til temperaturer under $-0,2 [^{\circ}\text{C}]$. På fig 8.1 ses graferne for W_{cirk} og W_k som funktioner af temperaturen ned til $-15 [^{\circ}\text{C}]$. Varmeanlæggene i almindelige huse dimensioneres normalt

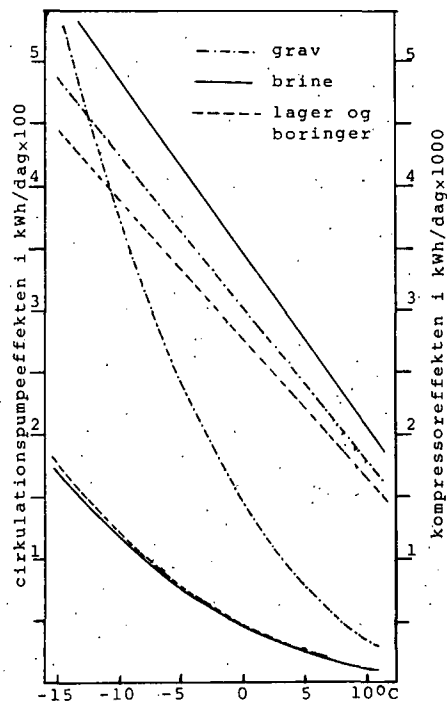


Fig 8.1 - Kompressoreffekten (linjear) og cirkulationspumpeeffekten som funktioner af udetemperaturen den 20. januar med en fast fjordtemperatur.

fordoblet bliver W_{cirk} ca 8-dobbelt, hvilket også fremgår af kurverne. Men selv ved $-12\text{ }^{\circ}\text{C}$ er W_{cirk} ikke urimeligt stort: Den udgør højst 12% af W_k (for anlægget med extra rør ud til grav), mens tallet er 5% for $T_u = 0\text{ }^{\circ}\text{C}$. For de andre anlæg bliver tallene 3% ($T_u = -12\text{ }^{\circ}\text{C}$) hhv 1,5% ($T_u = 0\text{ }^{\circ}\text{C}$).

Med henblik på en sammenligning af de forskellige anlægs COP-

til at kunne opretholde en indendørstemperatur på $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ ved en udetemperatur på $-12\text{ }^{\circ}\text{C}$.

For en fast COP-faktor som her (fjordtemperaturen konstant uanset udetemperaturen T_u) er W_k proportional med forbruget, som igen er proportional med T_u , så W_k bliver lineær. Derimod vokser W_{cirk} som en potensfunktion med faldende T_u , idet W_{cirk} iflg. (D4) i appendix D er en sum af 2 potensled:

$$W_{cirk} = aQ_{op}^{2,68} + bQ_{op}^3$$

hvor $Q_{op} = 1,18Q - W_k$ er proportional med forbruget eller W_k . Dvs når W_k bliver

faktorer har vi samlet dem i nedenstående skemaer sammen med prisen pr. kWh.

$T_k = 50\text{ }^{\circ}\text{C}$	BRINE	LAGER	BORINGER	GRAV
COP ₁	3,64	4,19	4,11	3,98
COP ₂	3,59	4,15	4,07	3,84
PRIS PR kWh	0,54	1,17	0,54	0,59

$T_k = 60\text{ }^{\circ}\text{C}$	BRINE	LAGER	BORINGER	GRAV
COP ₁	3,06	3,65	3,56	3,37
COP ₂	3,03	3,61	3,52	3,28
PRIS PR kWh	0,58	1,16	0,57	0,62

Det ses, at anlægget med lageret giver den bedste COP-faktor (både for $T_k = 50\text{ }^{\circ}\text{C}$ og $60\text{ }^{\circ}\text{C}$) som ventet, men også anlægget med boringerne giver en høj effektfaktor, hvilket skyldes den om vinteren relative høje grundvandstemperatur. Anlægget med det lukkede brinekredsløb giver den mindste COP-faktor, p.g.a. at varmeoptaget sker ude i fjorden året rundt, hvilket giver en til varmepumperne meget lav fødetemperatur om vinteren. At anlægget med lageret giver en meget dårlig økonomi skyldes udelukkende det dyre lager (se tabellerne side 29). Til sammenligning kan nævnes, at dersom man havde det samme anlæg, men med et naturligt lager (salthorst) med de samme egenskaber, ville prisen pr kWh blive 0,51 kr ($T_k = 50\text{ }^{\circ}\text{C}$) eller 0,55 kr ($T_k = 60\text{ }^{\circ}\text{C}$) og dermed det billigste.

Antagelsen, at der ikke sker et varmeoptag gennem rørene på strækningerne AB og CD (se fig 3.1), er om vinteren ret dårlig, specielt for det lukkede brinekredsløb og til dels også for det åbne brinekredsløb med rør ud til graven, idet varmepumpernes fødetemperatur T_m her er ret lave hhv mindre end 0°C og lig 2°C . Da rørene ligger i jord (ler), bliver temperaturforskellen mellem jordens temperatur T_j og T_m af størrelsesordenen $6-10^\circ\text{C}$, og det er blandt andet denne temperaturforskel, som er bestemmende for varmeoptaget. Ligningerne til bestemmelse af varmeoptaget er dog noget mere komplicerede end de tilsvarende for varmeoptaget ude i fjorden, idet der i jorden vil opstå en temperaturgradient, som bliver funktion af tiden, og for det lukkede brinekredsløbs vedkommende vil der forekomme isdannelser omkring rørene om vinteren.

Ud fra de ligninger, som gælder (Svensson, m.fl. - 1980) for varmeoptag i et delvist isolerende medium, har vi skønnet os til et varmeoptag svarende til en temperaturstigning på ca. $\frac{1}{2}^\circ\text{C}$ på AB og lidt mere på CD for det lukkede brinekredsløb, og for det åbne brinekredsløb en temperaturstigning på ca. $0,05^\circ\text{C}$ for både AB og CD. At det her bliver så lidt, skyldes først og fremmest, at væskegennemstrømningen er ca. 4 gange større p.g.a. det ca. 4 gange mindre temperaturfald ΔT over fordampningen, men også lidt den mindre temperaturforskel mellem jorden og brinevæsken.

For det lukkede brinekredsløb svarer den ene grads temperaturstigning (skønnet for den koldeste dag) på strækningerne AB og CD til, at man kunne spare ca. 500 meter rør ude i fjorden. En reduktion af rørlængden på 500 meter har ingen betydning for

COP-faktoren, og den økonomiske betydning svarer til små 200 kr på de månedlige bruttoudgifter, hvilket ikke slår igennem på prisen pr. kWh.

Antages cirkulationspumperne at blive kølet med brinevæsken, giver også det en temperaturstigning, som vi har udregnet til ca. $0,02^\circ\text{C}$, hvilket ikke har den store betydning.

I alle vore beregninger har vi brugt en densitet og en varmeyfylde for brinevæsken på hhv. 1000 kg/m^3 og $4184\text{ J/}^\circ\text{C kg}$, hvilket svarer til fersk vand. Anlæggene med åbne brinekredsløb bruger fjordvandet som brinevæske, hvis densitet og varmeyfylde ikke afviger væsentlig fra det ferske vands. Derimod vil den lave temperatur (ned til $-7,8^\circ\text{C}$ den 20. januar) i brinevæsken for anlægget med det lukkede brinekredsløb kræve en brinevæske tilsat et frysepunktssænkende middel (salt, alkohol, glykol), hvilket ændrer både densiteten og varmeyfylden. Da en utæthed i rørene kan give en forurening, hvis der bruges alkohol eller glykol, er saltet nok det mest sandsynlige middel, og som eksempel giver vand med 12% salt (1 gram pr. 100 gram) en frysepunktssænkning til ca. -8°C , en densitet på $1,080\text{ kg/m}^3$ og en lidt mindre varmekapacitet. Densiteten og varmekapaciteten indgår i udtrykket for de samlede udgifter (3.11) i leddet for cirkulationspumpeeffekten og vil bevirke en stigning i dette led på ca. 15%. Samtidig bliver også viskositeten større, så den samlede stigning i leddet bliver på ca. 20%. Derudover kommer udgifterne til saltet og den større korrosionsrisiko, som saltet medfører. Alt i alt giver det sig udslag i en pris pr. kWh, som er af størrelsesordenen 1 øre større.

APPENDIX A

FJORDVANDETS TEMPERATUR

Fjordvandets temperatur T_F er målt af Roskilde Amtskommune. Disse måleresultater er indsat i et koordinatsystem (se fig A1). Det ses, at T_F varierer periodisk i dybder ned til ca 12 meter, mens for dybder større end 14 meter synes T_F at være tilnærmelsesvis konstant 2°C året rundt. Måleresultaterne er dog kun for årene 1978, 1979 og 1980, hvorfor de 2°C året rundt for dybder større end 14 meter må tages med et vist forbehold, idet det er kendt fra de fleste større delvist lukkede fjorde (og Østersøen), at der med mellemrum foregår en pludselig udskiftning eller opblanding af vandet i de større dybder. Derimod antager vi, at T_F i de øverste 10 meter vil variere ens fra år til år. Vi antager, at T_F som funktion af tiden er en sinuskurve, og vil derfor fitte funktionen $T_F(t) = A + B\sin(2\pi/360 + \phi)$ til måleresultaterne. (Vi antager for nemheds skyld, at året består af 360 dage).

A bliver herved fjordvandets middeltemperatur.

t er tiden i dage

ϕ er en faseforskydning

Fra måleresultaterne finder vi:

$$T_{\max} = \frac{1}{3}(T_{\max}(1978) + T_{\max}(1979) + T_{\max}(1980)) = 18,7^\circ\text{C}$$

$$T_F(22/4) = \frac{1}{3}(T_F(26/4-1978) + T_F(18/4-1979) + T_F(23/4-1980)) = 7,4^\circ\text{C} \quad (\text{A1})$$

$$T_F(10/10) = \frac{1}{3}(T_F(11/10-1978) + T_F(10/10-1979) + T_F(8/10-1980)) = 10,9^\circ\text{C}$$

hvor $T_{\max}(1978)$ er maksimumstemperaturen i 1978 og $T_F(10/10)$ er middeltemperaturen d. 10/10.

For at finde $T_F(t)$ bruger vi derfor:

$$T_{\max} = A + B = 18,7^\circ\text{C}$$

$$T_F(22/4) = A + B\sin\left(\frac{2\pi}{360} 112 + \phi\right) = 7,4^\circ\text{C} \quad (\text{A2})$$

$$T_F(10/10) = A + B\sin\left(\frac{2\pi}{360} 280 + \phi\right) = 10,9^\circ\text{C}$$

hvor 22/4 er den 280. dag på året. Ligningssystemet giver da:

$$T_F(t) = 8,05 + 10,65 \sin\left(\frac{2\pi}{360} t + 4,267\right) \quad (\text{A3})$$

Grafen for $T_F(t)$ er indtegnet på fig. A1.

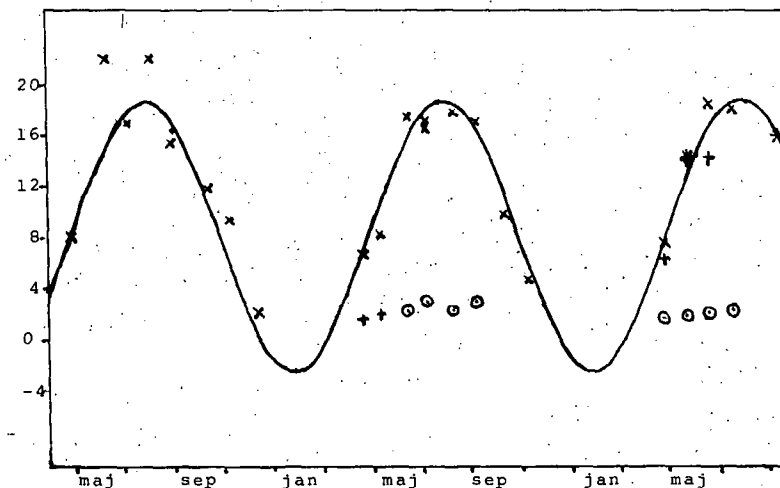


Fig A1 - Fjordtemperaturen T_F i Roskilde Fjord som funktion af tiden gennem årene 1978, 1979 og 1980 (fuldt optrukne kurve) samt måleresultater fra Roskilde Amtskommune. X for dybder ned til 7 meter, + for dybder mellem 7 og 14 meter og o for dybder over 14 meter.

APPENDIX B

FUNKTIONERNE $T_u(t)$ (UDETEMPERATUREN)
og $G(t)$ (GRATISVARMEN)

Udetemperaturen antages at være en cosinusfunktion med minimum den 20. januar og maximum den 20. juli. Året antages at have 360 dage.

$$T_u(t) = A + B \cos\left(\frac{2\pi}{360}(t - 20)\right) \quad (B1)$$

Funktionen $T_u(t)$ skal opfylde:

$$\frac{1}{30} \int_{\text{januar}} T_u(t) dt = -0,1 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (B2)$$

$$\frac{1}{30} \int_{\text{juli}} T_u(t) dt = 16,0 \text{ } ^\circ\text{C}$$

De 16 °C er middeltemperaturen i juli, medens de -0,1 °C er middeltemperaturen i februar, men som her er sat til middeltemperaturen i januar af symmetri Grunde (den faktiske middeltemperatur i januar er 0,0 °C). Løses (B2) findes konstanterne A og B, og funktionen T_u bliver:

$$T_u(t) = 7,95 - 8,17 \cdot \cos\left(\frac{2\pi}{360}(t - 20)\right) \quad (B3)$$

Gratisvarmen vil vi ligeledes antage at være en cosinusfunktion:

$$G(t) = C + D \cdot \cos\left(\frac{2\pi}{360}(t - 20)\right) \quad (B4)$$

med betingelserne

$$\begin{aligned} G(20) &= 0 \\ G(140) &= G(260) = K(20 - T_u(140)) = K(20 - T_u(260)) \end{aligned} \quad (B5)$$

Dvs gratisvarmen sættes lig 0 den 20. januar, hvilket svarer til, at ventilationen netop ophæver solindfald og varme fra elektriske installationer og mennesker. Den anden betingelse siger blot, at gratisvarmen den dag fyringssæsonen standser (eller den dag fyringssæsonen starter) netop er varmebehovet. Ligning (B4) med betingelserne (B5) giver

$$G(t) = 5,31 \cdot K \left(1 - \cos\left(\frac{2\pi}{360}(t - 20)\right)\right) \quad (B6)$$

_____ 0 _____

APPENDIX C

UDREGNING AF PROPORTIONALITETSKONSTANTEN I G(t)

Varmeforbruget er givet ved

$$Q(t) = \begin{cases} K(20 - T_u(t)) - G(t) + Q_w & , t \in A \\ Q_w & , t \notin A \end{cases} \quad (C1)$$

med betingelsen

$$\int_{\text{lår}} Q(t) dt = 1490 \text{ MWh (årsforbruget)}$$

hvor $T_u(t) = 7,95 - 8,17 \cdot \cos(\frac{2\pi}{360}(t - 20))$

$G(t) = 5,31 \cdot K(1 - \cos(\frac{2\pi}{360}(t - 20)))$

$Q_w = 495 \text{ MWh/år}$

$A = [1; 139] \cup [261; 360]$, som er fyringsæsonen. A svarer til $[-99; 139]$.

Vi har

$$\int_{\text{lår}} Q(t) dt = \int_{\text{lår}} Q_w dt + \int_A (Q(t) - Q_w) dt \quad (C2)$$

hvor

$$\int_{\text{lår}} Q_w dt = 495 \text{ MWh}$$

$$\int_A (Q - Q_w) dt = \int_{-99}^{139} \{K(20 - T_u(t)) - G(t)\} dt = 2955 \cdot K$$

Ligning (C2) er da ensbetydende med

$$1490 \text{ MWh} = 495 \text{ MWh} + 2955 K$$

$$K = 0,337 \text{ MWh/}^\circ\text{C/dag} = 14 \text{ kW/}^\circ\text{C} \quad (C3)$$

APPENDIX D

PUMPEEFFEKTFORBRUGET

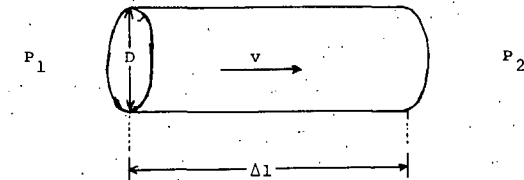


Fig. D1. Rørstykke af længde Δl og diameter D med væsk hastighed v og trykkene P_1 og P_2 i hver sin ende af røret.

Iflg. F.E. Hoare er der turbulent strømmende vand i de rør-føringer, som har interesse her, og for disse gælder:

$$\Delta P = P_2 - P_1 = (0,0028 + \frac{0,25}{R_e^{0,32}}) \frac{\rho v^2 \Delta l}{D} \quad (D1)$$

hvor $R_e = \rho v D / \eta$ (Reynolds tal)

η = væskens viskositet

ρ = væskens massetæthed

v = væskens hastighed

D = rørets diameter

Δl = rørets længde

Pumpeeffektforbruget pr. meter rør er

$$\frac{\Delta W}{\Delta l} = \frac{\Delta P}{\Delta l} \cdot v A = \frac{\Delta P}{\Delta l} \cdot \pi R^2 v \quad (D2)$$

hvor A er rørets tværsnitsareal.

Varmeoptaget Q_{op} på rørstykket Δl er

$$Q_{op} = Q + \Delta Q - W_k = \rho v A c \Delta T \quad (\text{se appendix E})$$

hvilket omskrives til

$$v = \frac{Q_{op}}{\rho A c \Delta T}$$

som sammen med (D1) indsættes i (D2):

$$\frac{\Delta W}{\Delta l} = (0,0028 + 0,25 \left(\frac{\eta}{\rho v D}\right)^{0,32}) \rho_D^2 v \pi R^2 \quad (D3)$$

eller

$$\frac{\Delta W}{\Delta l} = (0,0028 + 0,25 \left(\frac{\pi \eta c \Delta T R}{2 Q_{op}}\right)^{0,32}) \frac{1}{2 \pi^2} \frac{Q_{op}^3}{\rho^2 c^3 \Delta T^3 R^5} \quad (D4)$$

— 0 —

APPENDIX E

VARMEOPTAGET (BRINEKREDSEN)

Det antages, at slangerne ligger i strømmende vand, så temperaturen omkring slangerne kan anses at være fjordvandets temperatur T_F , dvs en temperatur, som er uafhængig af temperaturen $T(x)$ inde i slangerne. Dersom varmeforbruget er Q , og varmetabet i fjernvarmenettet m.m. er ΔQ , må varmeoptaget Q_{op} være $Q + \Delta Q - W_k$, hvor W_k er kompressoreffekten. Denne varmemængde skal kunne optages af fordampere, dvs

$$Q_{op} = Q + \Delta Q - W_k = \rho v A c \Delta T \quad (E1)$$

hvor ρ er varmemedierens densitet
 v er strømmen af varmemedieret (i m/sek)
 c er varmemedierens varmekapacitet
 ΔT er temperaturfaldet over fordampere
 A er rørets tværsnitsareal

Varmeoptaget q pr. længdeenhed gennem slangens væg bestemmes af slangens k -værdi, slangens omkreds og temperaturfaldet over slangevæggen. For en tyndvægget slange fås varmeoptaget pr tidsenhed på stykket dx

$$q dx = 2 \pi R k (T_F - T(x)) dx \quad (E2)$$

hvor R er slangens radius
 k er slangevæggenes k -værdi
 $T(x)$ er varmemedierens temperatur på stedet x

T_F er fjordvandets temperatur

På stedet $x + dx$ er varmebærerens temperatur tilsvarende steget til $T(x + dx) = T(x) + dT$ p.g.a. varmeoptaget. Dette svarer til en varmemængde på $\rho v A c dT$, som så er lig med varmeoptaget, dvs

$$\rho v A c dT = 2\pi R k (T_F - T(x)) dx \quad (E3)$$

Ligning (E3) er en differentialligning, som løses med hensyn til $T_F - T(x)$. Dette giver

$$T_F - T(x) = (T_F - T_0) \exp\left(-\frac{2\pi R k}{\rho c v A} x\right) \quad (E4)$$

(E4) omskrives sammen med (E1) til

$$T_F - T(x) = (T_F - T_0) \exp\left(-\frac{2\pi R k \Delta T}{Q_{op}} x\right) \quad (E5)$$

hvor T_0 er varmebærerens temperatur på stedet $x = 0$ (se fig E1).

Til udregning af slangelængden l indsættes $x = l$ i ligning (E5), som derefter omskrives til

$$l = \frac{Q_{op}}{2\pi R k \Delta T} \ln\left(\frac{T_F - T_0}{T_F - T_{max}}\right) \quad (E6)$$

hvor T_{max} er varmebærerens temperatur på stedet $x = l$. (se fig E1).

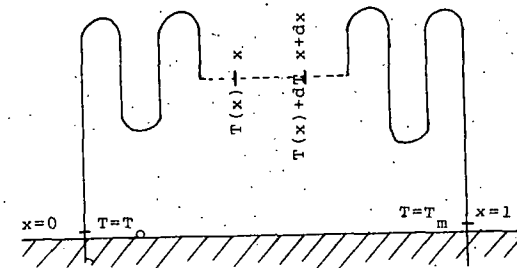


Fig.E1. Den del af brinekredsløbet, der er anbragt ude i fjorden med angivelser af relevante steder og de tilhørende varmebærertemperaturer.

— 0 —

REFERENCER

- Balstrup, T.: "Varmepumpeanlæg - Varmeovergangsforhold i jord"
Teknologisk Instituts Forlag, 1977.
- Bygningsteknisk Studiearkiv: "Klimatologi for Byggeri og Plan-
lægning", BSA, 1978.
- Crank, J.: "The Mathematics of Diffusion", Clarendon Press, Ox-
ford, England, 1975.
- Hoare, F. E., L. C. Jackson, N. Kurti: "Experimental Cryophy-
sics", Butterworth's forlag.
- Jacobsen, Steen Rolf: "Varmepumper", Teknologisk Instituts For-
lag, Hellerup, 1974.
- Schmidt-Jørgensen, Finn og Kaj Ovesen: "Vandinstallationer",
SBI-anvisning 118, 1979.
- Steensen, P., Erik V.: "Underjordiske Varmeledningsnet", Tekno-
logisk Instituts Forlag, 1977.
- Svensson, Torbjörn, Erik Degermann, Bo Jansson, Staffan West-
erlund: "Energiutvinning ur Sjö- och Havssedi-
ment", Byggeforskningsrådet, Stockholm, 1980.
- Sørensen, Bent: "Renewable Energy", AP, 1979.

BIOENERGI

Indholdsfortegnelse

Lidt om processer.....	134
Biogasanlæg.....	136
Herslev og biogas.....	139
Bemærkning.....	155
Halmfyr.....	156
Økonomi.....	158
Afslutning.....	159
Referenceliste.....	160

Lidt om processen.

Biogas er betegnelsen for den gas, der udvikles ved bakteologisk nedbrydning af organisk materiale i et iltfrit miljø. Dens værdi som energikilde skyldes dens indhold af kulbrinten metan (CH₄) (50-70% vol).

Nedbrydningsprocessen kan deles i to faser: væskefasen og gasfasen. I hver fase indgår et betydeligt antal bakterier. I væskefasen bliver det organiske materiale omdannet til organiske syrer (navnlig eddikesyre). Efter væskefasen følger gasfasen, hvor de organiske syrer bliver omdannet til metan (CH₄) og kuldioxid (CO₂).

Bakterierne i gasfasen ("metandannerne") er strengt anaerobe og tåler derfor ikke det mindste spor af ilt. De er i modsætning til bakterierne i væskefasen også stærkt følsomme overfor miljøændringer. Det gælder især ændringer i pH og temperatur. Metanbakterierne har desuden betydelig lavere reproduktionsevne end bakterierne i væskefasen. Dette kan medføre at processen "løber sur", hvorved metanbakterierne hæmmes og gasproduktionen aftager eller standser muligvis helt. Den rette pH-værdi ligger mellem 7 og 8.

Processen forløber hurtigst hvis temperaturen ligger mellem 35 og 38 °C. Dog kan et endnu hurtigere forløb opnås ved temperaturer mellem 47 og 56 °C, men det høje energiforbrug til opretholdelse af disse temperaturer, gør at der i praksis ses bort fra dette temperaturinterval. Metanbakterierne, der er virksomme i dette interval, er desuden mere følsomme overfor miljøændringer end bakterierne, der er virksomme ved 35-38 °C.

For at opnå den mest effektive nedbrydning af det organiske materiale, og den optimale gasproduktion, skal forholdet mellem dets indhold af kulstof (C) og kvælstof (N) ligge mellem 15/1 og 30/1, og bedst mellem 25/1 og 30/1. Er C/N-forholdet større, kan metanbakterierne ikke omsætte al det kulstof, de har til rådighed, til metan, og er det mindre, vil ikke al kvælstoffet blive opbrugt.

Bakterierne kræver et fugtigt og mørkt miljø. Processen forløber hurtigst, hvis tørstofindholdet (TS) er mellem 7 og 9% (vægt). Højere TS-indhold kan bruges. I nogle portionsanlæg benyttes et TS-indhold på omkring 25%, men blandinger med mere end 10% TS vil det nok i praksis ikke være mulig at pumpe med.

De anbefalede værdier ses i tabel 1.

C/N	TS (%)	pH	temp. (°C)
15-30	7-9	7-8	35-38

tabel 1

En hel del stoffer virker bremssende på processen. De fleste tungmetaller har denne virkning, hvis de forekommer i for stor koncentration. Kobber, som ofte indgår i svinefoder, forgifter processen ved koncentrationer over 200 mg/l (18). Kvalstofindholdet skal ligeledes holdes under 3000 mg/l (6) for ikke at virke forgiftende. Også antibiotika forgifter processen.

Det afgassede materiale kan benyttes som gødningsmiddel. Halmens gødningsværdi går således ikke tabt ved at anvende det i et biogasanlæg, og der er ingen lugtgener ved at benytte det afgassede materiale. Organisk affald indeholder desuden kvælstof, fosfor og kalium, som giver det afgassede materiale en god gødningsværdi. En hel del æg fra indvoldsorme og andre parasitter omkommer ved opholdet i reaktortanken, så en biogasproduktion virker tillige sygdomsbekæmpende (17,18).

Biogasanlæg.

Biogasanlæg opdeles normalt i portionsanlæg og gennemstrømningsanlæg.

I portionsanlæg fyldes reaktortanken med organisk affald, hvorefter tanken lukkes. Efter 2-3 dage begynder gasudviklingen, som herefter får et forløb som vist på fig. 1. Når gasudviklingen er aftaget tømmes tanken, og nyt affald fyldes på. En del af det afgassede



fig. 1. Gasproduktionens forløb i et portionsanlæg. (efter (2)).

materiale forbliver i tanken til podning af det friske materiale. For denne type anlæg er opholdstiden, dvs. den tid affaldet tilbringer i reaktortanken, på 60 dage eller mere. Tørstofindholdet (TS) kan være ret højt, op til omkring 25% (6). Et så højt TS-indhold kan forhindre dannelsen af et svømmelag. Gasproduktionen er ret ujævn, men kan gøres næsten konstant ved brug af 3-4 reaktortanke (fig. 2). Portionsanlæg kræver meget arbejde ved tømmning og fyldning, især hvis TS-indholdet er højt. En god opblanding før start

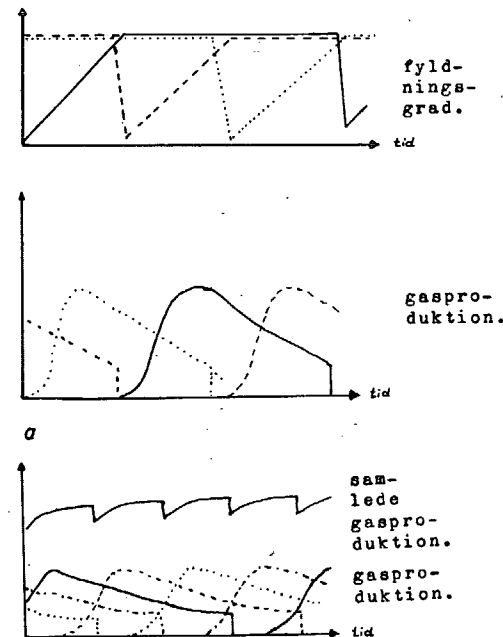


fig. 2. Gasproduktionen og fyldningsgraden som funktion af tiden ved portionsanlæg med 3 reaktorer (a). Gasproduktionen og den samlede gasproduktion som funktion af tiden ved portionsanlæg med 4 reaktorer. (efter (15) og (2)).

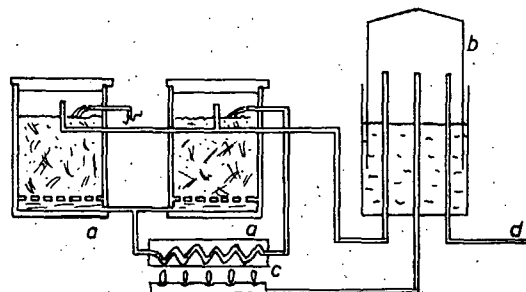


fig 3. Et eksempel på et portionsanlæg. a) rådnetank (reaktor). b) gasbeholder. c) varmeveksler. d) gasafgang. (efter (18)).

giver en hurtigere gasproduktion. Et portionsanlæg med to reaktortanke er skitseret på fig. 3. Her dannes på grund af reaktortankens udformning (gitter) et tyndtflydende bundfald, som opvarmes og pumpes til toppen af reaktortanken. Dette

er med til at forhindre svømmelagsdannelse.

I gennemstrømningsanlæg fyldes en mindre mængde nyt affald i reaktortanken med korte intervaller (hver time, daglig, osv.). Samtidig tømnes en tilsvarende mængde afgasset materiale af tanken. Den tilførte mængde affald er lille i forhold til reaktorvolumen, hvorved gasproduktionen bliver jævn. Opholdstiden er normalt 10-30 dage. TS-indholdet er på 4-10% (6,17,18), hvilket bevirker, at der som regel dannes et svømmelag øverst i reaktortanken, især hvis råmaterialet indeholder meget halm o.lign. Svømmelaget kan forhindres, hvis reaktorindholdet ofte bliver opblandet, og skal forhindres, da det standser gasproduktionen. En gennemstrømningsreaktor, som den kan se ud i kommunale rensningsanlæg ses på fig. 4, mens et eksempel på et "privat" anlæg ses på fig. 5. I fortanken varmes råmaterialet op til processtemperaturen, og væskefasen

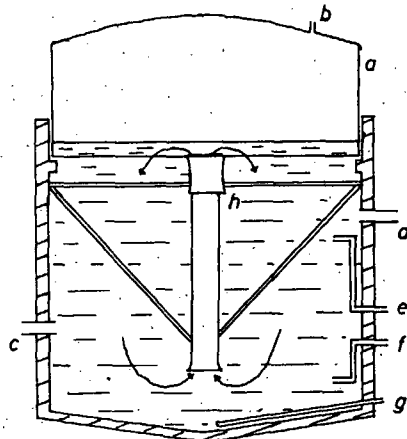


fig. 4. Et eksempel på et rensningsanlæg. a) gasklokke. b) gasafgang. c) indføring af spildevand. d) udføring af afgasset spildevand. e) og f) rørforbindelser til varmeveksler. g) fjernelse af bundfald. h) pumpe til recirkulering af reaktorindhold. (efter (17)).

indledes her.

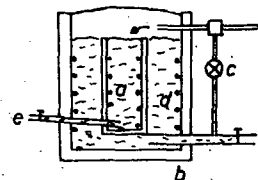


fig. 5. Et eksempel på et gennemstrømningsanlæg. a) fortank. b) rådnetank. c) cirkulationspumpe. d) varmerør. e) indføring af råmateriale. f) udføring af afgasset materiale. (efter (14)).

Herslev og biogas.

Herslevområdet har en stor produktion af overskudshalm. Betragtes det som affald, kan det indgå som råmateriale i en biogasproduktion. Det kan dog ikke anvendes som eneste råmateriale, da halm ikke opfylder de i første afsnit givne betingelser. Dette fremgår af tabel 2, der viser halms C/N-forhold og kvælstofindhold (1,6,7,9).

	rug	hvede	byg	havre
C/N	80-150	87-150	ca. 46	ca. 48
N (% (tørstof))	ca. 0,46	0,50-0,53	ca. 0,67	ca. 1,1

tabel 2

Halms tørstofindhold er normalt på 80-90 %, hvilket dog let kan ned-sættes ved tilsætning af vand. Halmen skal blandes med mere kvælstofholdigt materiale, forat det samlede affald skal kunne opnå det optimale C/N-forhold på 25-30. Et nærliggende og ofte benyttet materiale er gødning fra en animalsk produktion. F.eks. er C/N-forholdet for kogødning 25, for svinegødning 20 og for svinegylle 6. Da Herslevområdet ingen animalsk produktion har, foreligger denne løsning ikke umiddelbart.

Jeg undersøger tre tilfælde: 1) Hvor meget brugbar energi kan tilvejebringes, hvis byen Herslev benyttede halm i forbindelse med et eget lokalt spildevands rensningsanlæg? Eller med andre ord: hvor meget halm kan benyttes i eksisterende rensningsanlægs energiproduktion? 2) Hvilken energiproduktion fås, hvis byen anlægger en fælles svinefarm? og 3) Hvilken energiproduktion fås hvis halmen blandes med lucerne (C/N-forhold = 2)?

Et voksent menneskes ekskrementproduktion er daglig på omkring 1,10-1,25 kg, fordelt på ca. 20% fæcis og ca. 80% urin. Tørstofindholdet er på 9-11%. C/N-forholdet og kvælstofindholdet fremgår af tabel 3 (1,3,6,10).

	fæcis + urin
C/N	6-10
N (% (tørstof))	6-13

tabel 3

Iblandes heri byghalm og benyttes værdierne 6 for C/N-forholdet og 10% for kvælstofindholdet, bliver det daglige halmforbrug pr. person på 3,078 kg TS ved et samlet C/N-forhold på 30. Hvis også organisk husholdningsaffald (der ses bort fra industriaffald) benyttes som råmateriale ned-sættes forbruget af halm. Den daglige produktion af sådant organisk materiale er pr. person omkring 0,282 kg (10), navnlig papir og pap. Sættes C/N-forholdet til 400 og kvælstofindholdet til 0,1% (værdierne for træ), bliver halmforbruget nu 2,103 kg TS om dagen pr. person.

Den maksimale og en mere "realistisk" gasproduktion for de indgående materialer ved 100% afgasning fremgår af tabel 4 (2,4,7,9). Den maksimale gasproduktion fremkommer ved en vurdering af, hvor meget kulstof og kvælstof de indgående materialer indeholder, og som antages omsat til biogas under optimale betingelser. Ved den "realistiske" gasproduktion tages bl.a. hensyn til, at ikke al kulstof umiddelbart kan omsættes til biogas (lignin m.m.). Desuden til at de optimale betingelser kun sjældent vil være til stede.

	maksimal gasproduktion	realistisk gasproduktion
	m ³ /kg TS	m ³ /kg TS
ekskremitter	1,05	0,5
byghalm	0,39	0,2
husholdnings- affald	0,83	0,5

tabel 4

Disse værdier giver følgende gasproduktion:

	eksklusiv husholdnings- affald	inklusive husholdnings- affald
maksimal gasproduktion (m ³ /person x dag)	1,344	1,199
realistisk gasproduktion (m ³ /person x dag)	0,685	0,630
halmforbrug (kg TS/person x dag)	3,078	2,103

tabel 5

Gødningsproduktionen for et svin ligger på ca. 2,3 kg om dagen. Tørstofindholdet er på 14-18%. C/N-forholdet og kvælstofindholdet fremgår af tabel 6 (1,4,9,14,15,16).

svinegødning	
C/N	6-20
N (% (tørstof))	3,8

tabel 6

Sættes C/N-forholdet til 6 (værdien for gylle) bliver det daglige halmforbrug 4,764 kg TS pr. svin ved et samlet C/N-forhold på 30.

En vurdering af gasproduktionen for de indgående materialer ved 100% afgasning fremgår af tabel 7 (8,14,15).

	maksimal gasproduktion	realistisk gasproduktion
	m ³ /kg TS	m ³ /kg TS
svinegødning	0,45	0,4
byghalm	0,39	0,2

tabel 7

Dette giver følgende gasproduktion:

maksimal gasproduktion (m ³ /svin x dag)	2,044
realistisk gasproduktion (m ³ /svin x dag)	1,118
halmforbrug (kg TS/svin x dag)	4,764

tabel 8

Sluttelig ses på tilfældet, hvor halm og lucerne indgår som hovedbestandelene i råmaterialet til en biogasproduktion. Lucerne har et TS-indhold på 80-85%. C/N-forholdet og kvælstofindholdet fremgår af tabel 9 (15,16).

lucerne	
C/N	2
N (% (tørstof))	24

tabel 9

I dette tilfælde bliver det daglige halmforbrug 53,284 kg TS pr. kg lucerne ved et samlet C/N-forhold på 30. Gasproduktionen for lucerne sættes lig gasproduktionen for græs i tabel 10 (2,9,14).

	maksimal gasproduktion	realistisk gasproduktion
	m ³ /kg TS	m ³ /kg TS
lucerne	0,56	0,5
byghalm	0,39	0,2

tabel 10

Dette giver følgende gasproduktion:

maksimal gasproduktion (m ³ /kg lucerne x dag)	21,257
realistisk gasproduktion (m ³ /kg lucerne x dag)	11,116
halmforbrug (kg TS/kg lucerne x dag)	53,284

tabel 11

De ovenstående gasmængder, er gasmængder udviklet ved total afgasning af de indgående materialer. Hvor lang den totale afgasningstid er, varierer meget fra materiale til materiale. Den afgivne gasmængde som funktion af afgasningstiden er vist på fig. 6. Det fremgår af denne, at skal råmaterialets halmindhold nedsettes betydeligt, kræves en lang afgasningstid, 30-70 dage. En lang afgasningstid kræver et stort reaktorvolumen. For et simpelt gennemstrømningsanlæg gælder, at

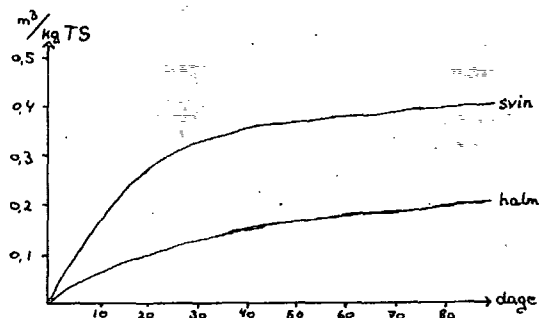


fig. 6. Den afgivne gasmængde som funktion af afgangstiden.

f.eks. 4 reaktorer gælder, at afgangstiden pr. reaktor er 3/4 af tiden for en cyklus. Det samlede volumen for et portionsanlæg med 4 reaktorer bliver således 4/3 af det tilsvarende volumen for et gennemstrømningsanlæg.

Biogassens brændværdi er på ca. 23.000 kJ/m³ - 6,39 kWh/m³ ved et metanindhold på 60% (volumen) (8). Den kan benyttes til ren varmeproduktion eller til kombineret el-varmeproduktion. Fordelingen af gassens energiindhold fremgår af fig. 7 og 8.

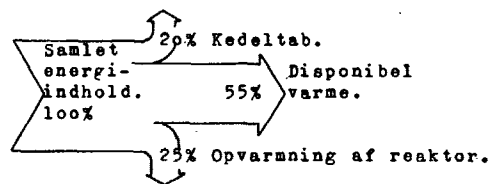


fig. 7. Energiomsætning ved varmeføring (efter (15)).

50,0 kg/m³ (TS), for menneske ekskrementer til 892,9 kg/m³, for husholdningsaffald til 60,0 kg/m³, for svinegylle til 920,0 kg/m³ og for lucerne til 50,0 kg/m³. For hver afgangstid er både

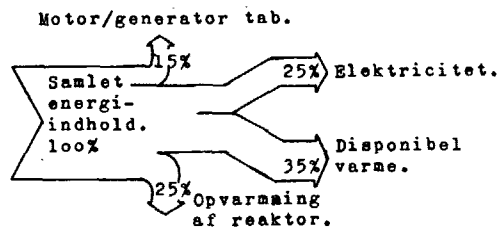


fig. 8. Energiomsætning ved kraftvarmeføring (efter (15)).

opholdstiden T er givet ved reaktorvolumen V divideret med "hastigheden" af råmaterialet F, dvs. antal m³ råmateriale indført pr. døgn: $T=V/F$. For portionsanlæg med

den maksimale og den "realistiske" gasproduktion angivet. For reaktorvolumen er antaget, at den nødvendige mængde vand til at bringe tørstofindholdet TS ned til 9%, kan absorberes af halmens hulrum m.m. Der er således ikke taget hensyn til dette vands volumen. For varmedækningsgraden er antaget et varmetab i fjernvarmesystemet på 18%. For elektricitetsdækningsgraden er ikke antaget noget tab. Der skal dog beregnes et merforbrug af elektricitet til pumper, hakkeskine (3 cm strå) m.m. Der er angivet to værdier for det årlige nettoforbrug af varme pr. husstand. En på 25000 kWh, der svarer til det nuværende forbrug, og en på 16000 kWh, der svarer til forbruget efter en gennemgribende isolering af husstanden. De 5000 kWh er det nuværende årlige nettoforbrug af elektricitet pr. husstand. For en svineproduktion er regnet med besætningsstørrelser på 50, 100, 300 og 500 svin, og for gasproduktion med lucerne med en årlig produktion af overskudshalm på 500, 1000 og 1500 tons. På fig. 9 og 10 er dækningsgraden for de givne anlæg sammenlignet grafisk. Der er benyttet værdierne for en afgangstid på 60 dage og en realistisk gasproduktion.

En vurdering af den producerede gasmængde, den producerede energimængde, samlet reaktorvolumen og "dækningsgrad" som funktion af afgangstiden er givet i de følgende tabeller. Massefylden for halm er sat til

Halm + ekskrementer.

afgasnings-tid	volumen (m ³)		gasproduktion (m ³ /dag)	energiindhold		varmedrift	kraft-varmedrift		dækningsgrad (%) (18% tab) ved et årligt nettoforbrug (10 ³ kWh) pr. husstand				
	dage	gennem-strømnings anlæg		portions anlæg 4 tanke	maksimal realistisk		kJ (10 ³)	kWh	disponibel varme kWh	elektri-citet kWh	disponibel varme kWh	varmedrift varme	
									25	16	5	25	16
15	250	320	136	3129	869	478	217	304	6,1	9,6	17,1	3,9	6,1
			67	1535	426	235	107	149	3,0	4,7	8,4	1,9	3,0
30	480	630	206	4735	1315	723	329	460	9,3	14,6	25,8	5,9	9,3
			107	2454	682	375	170	239	4,8	7,5	13,4	3,1	4,8
60	950	1260	284	6543	1817	1000	454	636	12,9	20,1	35,7	8,2	12,8
			145	3339	928	510	232	325	6,5	10,3	18,2	4,2	6,5
80	1260	1680	317	7282	2023	1113	506	708	14,3	22,4	39,7	9,1	14,2
			159	3662	1017	559	254	356	7,2	11,3	20,0	4,6	7,2
100	1580	2100	329	7556	2099	1154	525	735	14,9	23,2	41,2	9,5	14,8
			167	3847	1068	588	267	374	7,6	11,8	21,0	4,8	7,5
115	1810	2420	332	7644	2123	1168	531	743	15,0	23,5	41,7	9,6	14,9
			169	3882	1078	593	270	377	7,6	11,9	21,2	4,9	7,6

tabel 12

Halm + 50 svin.

afgasnings-tid	volumen (m ³)		gasproduktion (m ³ /dag)	energiindhold		varmedrift	kraft-varmedrift		dækningsgrad (%) (18% tab) ved et årligt nettoforbrug (10 ³ kWh) pr. husstand				
	dage	gennem-strømnings anlæg		portions anlæg 4 tanke	maksimal realistisk		kJ (10 ³)	kWh	disponibel varme kWh	elektri-citet kWh	disponibel varme kWh	varmedrift varme	
									25	16	5	25	16
15	80	100	41	946	263	144	66	92	1,9	2,9	5,2	1,2	1,8
			22	513	143	78	36	50	1,0	1,6	2,8	0,6	1,0
30	150	200	62	1429	397	218	99	139	2,8	4,4	7,8	1,8	2,8
			35	810	225	124	56	79	1,6	2,5	4,4	1,0	1,6
60	300	400	86	1976	549	302	137	192	3,9	6,1	10,8	2,5	3,9
			48	1095	304	167	76	106	2,2	3,4	6,0	1,4	2,1
80	400	530	96	2204	612	337	153	214	4,3	6,8	12,0	2,8	4,3
			52	1197	332	183	83	116	2,4	3,7	6,5	1,5	2,3
100	490	660	100	2294	637	350	159	223	4,5	7,0	12,5	2,9	4,5
			55	1257	349	192	87	122	2,5	3,9	6,9	1,6	2,5
115	570	750	101	2324	645	355	161	226	4,6	7,1	12,7	2,9	4,5
			55	1270	353	194	88	123	2,5	3,9	6,9	1,6	2,5

tabel 13

Halm + 100 svin.

afgasnings-tid	volumen (m ³)		gasproduktion (m ³ /dag)	energiindhold		varmedrift	kraft-varmedrift		dækningsgrad (%) (18% tab) ved et årligt nettoforbrug (10 ³ kWh) pr. husstand				
	dage	gennem-strømnings anlæg		portions anlæg 4 tanke	maksimal realistisk		kJ (10 ³)	kWh	disponibel varme kWh	elektri-citet kWh	disponibel varme kWh	varmedrift varme	
									25	16	5	25	16
15	150	200	82	1891	525	289	131	184	3,7	5,8	10,3	2,4	3,7
			45	1027	285	157	71	100	2,0	3,2	5,6	1,3	2,0
30	300	400	124	2858	794	437	198	278	5,6	8,8	15,6	3,6	5,6
			70	1620	450	247	112	157	3,2	5,0	8,8	2,0	3,2
60	590	790	172	3951	1098	604	274	384	7,8	12,1	21,5	4,9	7,7
			95	2191	609	335	152	213	4,3	6,7	11,9	2,7	4,3
80	790	1050	192	4409	1225	674	306	429	8,7	13,5	24,0	5,5	8,6
			104	2394	665	366	166	233	4,7	7,4	13,0	3,0	4,7
100	1000	1310	199	4587	1274	701	319	446	9,0	14,1	25,0	5,7	9,0
			109	2514	698	384	175	244	4,9	7,7	13,7	3,1	4,9
115	1130	1500	202	4647	1291	710	323	452	9,1	14,3	25,3	5,8	9,1
			110	2539	705	388	176	247	5,0	7,8	13,8	3,2	5,0

tabel 14

Halm + 300 svin.

afgasnings-tid	volumen (m ³)		gasproduktion (m ³ /dag)	energiindhold		varmedrift	kraft-varmedrift		dækningsgrad (%) (18% tab) ved et årligt nettoforbrug (10 ³ kWh) pr. husstand				
	dage	gennem-strømnings anlæg		portions anlæg 4 tanke	maksimal realistisk		kJ (10 ³)	kWh	disponibel varme kWh	elektri-citet kWh	disponibel varme kWh	varmedrift varme	
									25	16	5	25	16
15	440	590	166	3821	1061	584	265	371	7,5	11,7	20,8	4,8	7,5
			134	3081	856	471	214	300	6,1	9,5	16,8	3,9	6,0
30	880	1180	373	8575	2382	1310	595	834	16,9	26,4	46,7	10,7	16,8
			211	4859	1350	742	337	472	9,6	14,9	26,5	6,1	9,5
60	1760	2350	515	11854	3293	1811	823	1153	23,3	36,4	64,6	14,8	23,2
			286	6572	1826	1004	456	638	12,9	20,2	35,8	8,2	12,9
80	2350	3130	575	13226	3674	2021	919	1286	26,0	40,6	72,1	16,6	25,9
			312	7388	2052	1129	513	718	14,5	22,7	40,3	9,2	14,4
100	2940	3920	598	13762	3823	2103	956	1338	27,1	42,3	75,0	17,2	26,9
			328	7541	2095	1152	524	733	14,8	23,2	41,1	9,4	14,7
115	3380	4500	606	13941	3873	2130	968	1355	27,4	42,8	76,0	17,4	27,3
			331	7618	2116	1164	529	741	15,0	23,4	41,5	9,5	14,9

tabel 15

Halm + 500 svin.

afgasnings-tid	volumen (m ³)		gasproduktion	energiindhold		varmedrift	kraft-varmedrift		dækningsgrad (%) (18% tab) ved et årligt nettoforbrug (10 ³ kWh) pr. husstand				
	dage	gennem-strømnings anlæg		portions anlæg 4 tanke	maksimal realistisk		kJ (10 ³)	kWh	disponibel varme kWh	elektri-citet kWh	disponibel varme kWh	varmedrift varme	
									25	16	5	25	16
15	740	980	411	9456	2627	1445	657	919	18,6	29,1	51,5	11,8	18,5
			223	5135	1426	785	357	499	10,1	15,8	28,0	6,4	10,0
30	1470	1960	621	14291	3970	2183	992	1389	28,1	43,9	77,9	17,9	27,9
			352	8098	2249	1237	562	787	15,9	24,9	44,1	10,1	15,8
60	2940	3920	859	19757	5488	3019	1372	1921	38,9	60,7	107,7	24,7	38,6
			476	10954	3043	1673	761	1065	21,5	33,7	59,7	13,7	21,4
80	3920	5220	958	22044	6123	3368	1531	2143	43,4	67,7	120,2	27,6	43,1
			520	11968	3325	1829	831	1164	23,5	36,8	65,2	15,0	23,4
100	4890	6520	997	22937	6371	3504	1593	2230	45,1	70,5	125,0	28,7	44,9
			546	12569	3491	1920	873	1222	24,7	38,6	68,5	15,7	24,6
115	5630	7500	1010	23235	6454	3550	1614	2259	45,7	71,4	126,7	29,1	45,4
			552	12697	3527	1940	882	1234	25,0	39,0	69,2	15,9	24,8

tabel 16

Halm (500 tons) + lucerne

afgasnings-tid	volumen (m ³)		gasproduktion (m ³ /dag)	energiindhold		varmedrift	kraft-varmedrift		dækningsgrad (%) (18% tab) ved et årligt nettoforbrug (10 ³ kWh) pr. husstand				
	dage	gennem-strømnings anlæg		portions anlæg 4 tanke	maksimal realistisk		kJ (10 ³)	kWh	disponibel varme kWh	elektri-citet kWh	disponibel varme kWh	varmedrift varme	
									25	16	5	25	16
15	420	560	211	4850	1347	741	337	472	9,5	14,9	26,4	6,1	9,5
			106	2444	679	373	170	238	4,8	7,5	13,3	3,1	4,8
30	840	1120	326	7495	2082	1145	520	729	14,7	23,0	40,9	9,4	14,7
			172	3955	1099	604	275	385	7,8	12,2	21,6	5,0	7,7
60	1680	2240	458	10527	2924	1008	731	1023	20,7	32,3	57,4	13,2	20,6
			240	5513	1531	842	383	536	10,8	16,9	30,1	6,9	10,8
80	2240	2980	514	11819	3283	1806	821	1149	23,2	36,3	64,4	14,8	23,1
			265	6104	1695	933	424	593	12,0	18,8	33,3	7,6	11,9
100	2800	3730	535	12298	3416	1879	854	1196	24,2	37,8	67,0	15,4	24,0
			280	6431	1786	982	447	625	12,6	19,8	35,1	8,0	12,6
115	3210	4280	542	12459	3461	1903	865	1211	24,5	38,3	67,9	15,6	24,4
			283	6498	1805	993	451	632	12,8	20,0	35,4	8,1	12,7

tabel 17

Halm (1000 tons) + lucerne.

afgasnings-tid	volumen (m ³)		gasproduktion (m ³ /dag)	energiindhold		varmedrift	kraft-varmedrift		dækningsgrad (%) (18% tab) ved et årligt nettoforbrug (10 ³ kWh) pr. husstand				
	gennem-strømnings anlæg	portions anlæg 4 tanke		maksimal realistisk	kJ (10 ³)		kWh	elektri-citet kWh	disponibel varme kWh	varmedrift varme	kraft-varmedrift varme	25	16
15	840	1120	422	9700	2695	1482	674	943	19,1	29,8	52,9	12,1	19,0
			213	4888	1358	747	339	475	9,6	15,0	26,7	6,1	9,6
30	1680	2240	652	14990	4164	2290	1041	1457	29,5	46,1	81,7	18,8	29,3
			344	7911	2197	1209	549	769	15,6	24,3	43,1	9,9	15,5
60	3350	4470	915	21053	5848	3216	1462	2047	41,4	64,7	114,8	26,3	41,2
			479	11025	3063	1685	766	1072	21,7	33,9	60,1	13,8	21,6
80	4470	5960	1028	23639	6566	3611	1642	2298	46,5	72,6	128,9	29,6	46,2
			531	12207	3391	1895	848	1187	24,0	37,5	66,5	15,3	23,9
100	5590	7450	1069	24596	6832	3758	1708	2391	48,4	75,6	134,1	30,8	48,1
			559	12861	3573	1965	893	1250	25,3	39,5	70,1	16,1	25,2
115	6420	8560	1083	24918	6922	3807	1730	2423	49,0	76,6	135,8	31,2	48,7
			565	12996	3610	1985	902	1263	25,6	39,9	70,8	16,3	25,4

tabel 18

-151-

Halm (1500 tons) + lucerne.

afgasnings-tid	volumen (m ³)		gasproduktion (m ³ /dag)	energiindhold		varmedrift	kraft-varmedrift		dækningsgrad (%) (18% tab) ved et årligt nettoforbrug (10 ³ kWh) pr. husstand				
	gennem-strømnings anlæg	portions anlæg 4 tanke		maksimal realistisk	kJ (10 ³)		kWh	elektri-citet kWh	disponibel varme kWh	varmedrift varme	kraft-varmedrift varme	25	16
15	1260	1680	633	14551	4042	2223	1010	1415	28,6	44,7	79,3	18,2	28,5
			319	7332	2037	1120	509	713	14,4	22,5	40,0	9,2	14,3
30	2520	3350	978	22485	6246	3435	1561	2186	44,2	69,1	122,6	28,1	44,0
			516	11866	3296	1813	824	1154	23,3	36,5	64,7	14,9	23,2
60	5030	6700	1373	31580	8772	4825	2193	3070	62,1	97,0	172,1	39,5	61,8
			719	16539	4594	2527	1149	1608	32,5	50,8	90,2	20,7	32,3
80	6700	8940	1542	35458	9849	5417	2462	3447	69,7	109,0	193,3	44,4	69,3
			796	18311	5086	2798	1272	1780	36,0	56,3	99,8	22,9	35,8
100	8380	11170	1604	36893	10248	5636	2562	3587	72,6	113,4	201,1	46,2	72,1
			838	19275	5354	2945	1339	1874	37,9	59,2	105,1	24,1	37,7
115	9630	12840	1625	37377	10382	5710	2596	3634	73,5	114,9	203,7	46,8	73,1
			848	19493	5415	2978	1354	1895	38,3	59,9	106,3	24,4	38,1

tabel 19

-152-

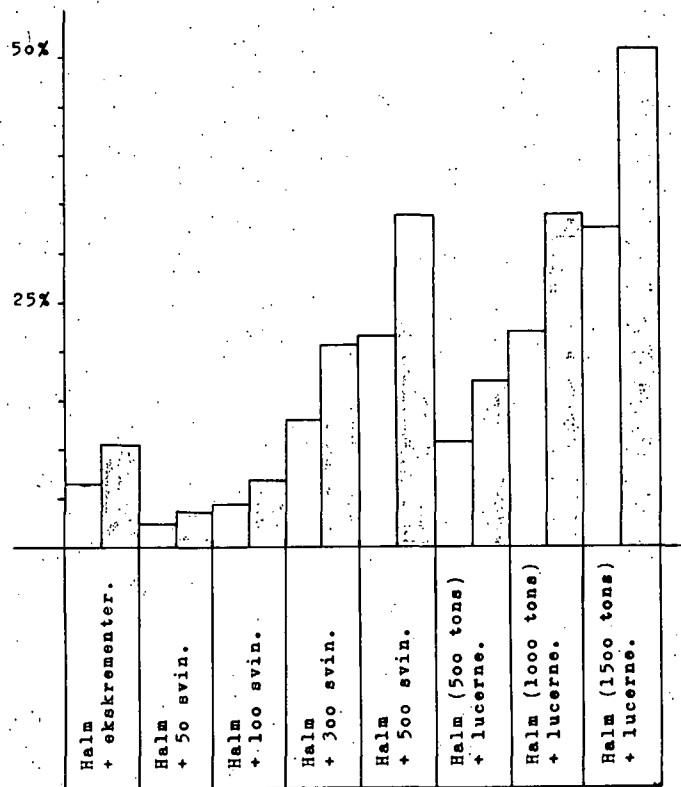


fig. 9. Dækningsgraden i % ved varmedrift. Tallene for en realistisk gasproduktion og en afgasningstid på 60 dage er benyttet. Søjlerne til venstre (□) er for et årligt nettoforbrug af varme på 25000 kWh pr. husstand, søjlerne til højre (▨) for et årligt nettoforbrug af varme på 16000 kWh.

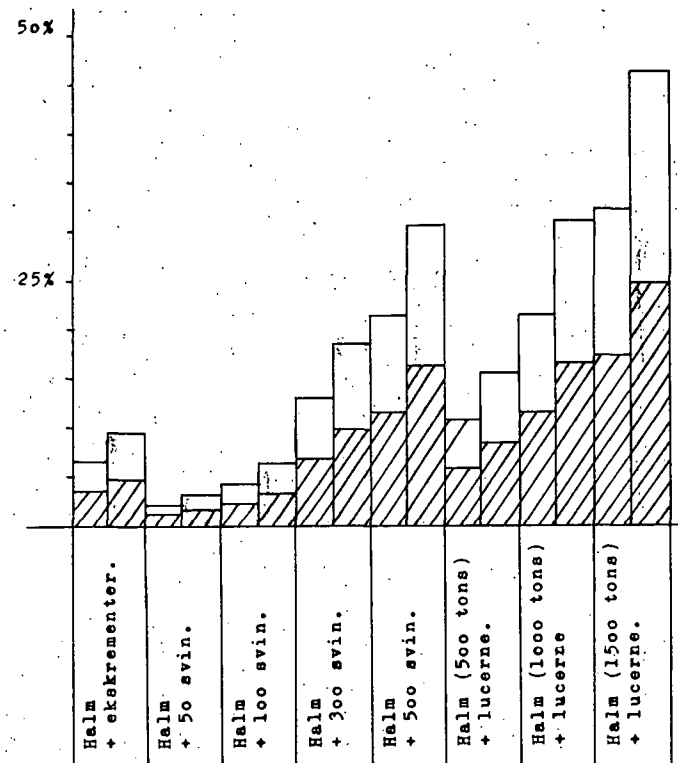


fig. 10. Dækningsgraden i % ved kraft-varmedrift. Tallene for en realistisk gasproduktion og en afgasningstid på 60 dage er benyttet. □ er dækningsgraden for elektricitet og ▨ er dækningsgraden for varme. Søjlerne til venstre (□) er for et årligt nettoforbrug af varme på 25000 kWh pr. husstand, søjlerne til højre (▨) for et årligt nettoforbrug af varme på 16000 kWh.

Bemærkning.

En biogasfremstilling ved hjælp af halm og svinegylle eller lucerne kan ikke umiddelbart iværksættes. Det skyldes, at de nødvendige bakterier ikke findes i halm, svinegylle og lucerne. Til opstart af et biogasanlæg baseret på disse materialer kræves et podningsmateriale fra et igangværende anlæg. Efter opstart opretholdes en bakteriekultur ved i portionsanlæg at gemme noget af det afgassede materiale til podning af det friske, og ved i gennemstrømningsanlæg at gøre opholdstiden så lang, at bakterierne kan nå at formere sig i takt med udskiftningen af materiale, dvs. ved at forhindre udvaskning. Dette sidste er dog en betingelse for alle gennemstrømningsanlæg.

Halmfyr.

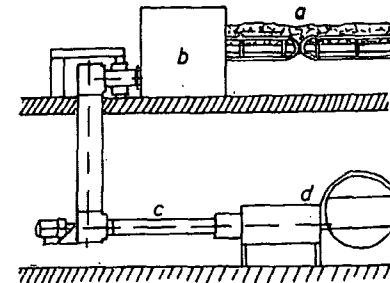


fig. 11. Principskitse for automatisk fyring med opriver og stoker. a) halmbane. b) halmribe. c) stokersnegl. d) kedel. (efter (15)).

Halmens energitindhold kan også udnyttes i specielle halmfyr. Halmens brændværdi er omkring 15,2 MJ - 4,2 kWh pr. kg, når det antages, at vandindholdet er 15%. Virkningsgraden for et magasin-fyr (fig. 12) er ca. 55% (11,12, 13), og den nyttiggjorte energi bliver da 8,36 MJ ~ 2,32 kWh pr. kg. I et biogasanlæg fås til sammenligning ca. 2,25 MJ ~ 0,60 kWh pr. kg; altså omkring en tredjedel. Til gengæld mistes gødningsværdien, når halmen brændes af.

For at dække 93 ejendommers varmebehov skal anvendes omkring 1000 tons halm om året ved en virkningsgrad på 55%. Denne virkningsgrad afhænger bl.a. af kedeltype, belastning og ikke mindst af vandindholdet. Hver procents øgning af vandindholdet resulterer i 202 kJ ~ 0,056 kWh's tab i brændværdi pr. kg (11). De 55% er den maksimale virkningsgrad for magasin-fyr, mens den for stoker-fyr (fig. 11), er på ca. 60% (12). Virkningsgraden afhænger tillige af kedelstørrelse og reguleringsgraden. En stor kedel og en konstant be-

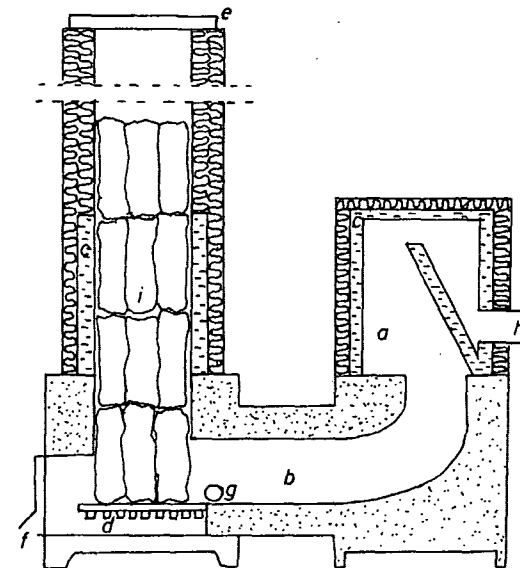


fig. 12. Principskitse for magasin-kedel. a) kedel. b) forbrændingskanal. c) vandkappe. d) rist. e) tætssluttede låge. f) primær luft. g) sekundær luft. h) aftræk. i) halmballer i den lukkede indførseskakt. (efter (15)).

lastning giver den bedste virkningsgrad. Den mest egnede måde, at benytte halm som brændsel er således som grundlast i fjernvarmesystemer (13).

Halmfyr er arbejdskrævende. Der skal ofte føres friskt halm til kedlen, og der vil daglig være en del aske at fjerne (12). Halmfyr kræver lagerplads, hvor halmen kan opbevares tørt.

Økonomi.

Det er overordentlig svært, at sætte priser på biogasanlæg. Navnlig når det gælder så store anlæg, som der her er tale om. Det skyldes, at der ikke eksisterer så store anlæg, og at prisen for de mindre eksisterende anlæg svinger meget.

Benyttes tallene fra (2) hhv. (8) som grundlag fås en anlægspris for f.eks. gennemstrømningsanlægget med 300 svin på 2430000 kr hhv. 939000 kr. For det tilsvarende portionsanlæg fås 3318000 kr hhv. 1137000 kr. For 50 svin bliver prisen for et gennemstrømningsanlæg på grundlag af (8) 292000 kr.

Det er ligeledes svært, at sætte tal på store halmfyringsanlæg. Store anlæg findes heller ikke i dette tilfælde. Anlægsudgifterne anslås til omkring 1000000 kr incl. halmlager (ca. 630000 kr for selve fyringsanlægget.)

Afslutning.

Det må konkluderes, at halm kan anvendes til fremstilling af biogas, men set ud fra et energimæssigt (og privatøkonomisk?) synspunkt kan det imidlertid bedre betale sig at anvende halmen i et halmfyr, da det giver omkring tre gange så meget energi. Til gengæld spares en lille del af udgifterne til kunstgødning, når halmen og svinegylle anvendes i et biogasanlæg, da det afgassede materiale indeholder en del planteneringsstoffer. Benyttes halm sammen med spildevand og andet organisk affald, spares udgifterne til anden behandling af det organiske affald (10). Anvendelse af biogasanlæg er også miljøforbedrende, da det afgassede materiale er lugtfrit. Eksisterende halmfyringsanlæg forurener en del, og det er et spørgsmål, om det er miljømæssigt forsvarligt at anvende meget store anlæg uden røgrensningsanlæg m.m. Disse vil øge anlægspriserne betydeligt.

Hvilken anvendelse af halm som energikilde, der på længere sigt er den mest fordelagtige er svært at bedømme, og om halm overhovedet skal anvendes som energikilde, kan der også sættes et spørgsmålstejn ved. Halm kan anvendes som råmateriale i mange andre sammenhænge så som foder, bygge- og isoleringsmateriale m.m.

Referenceliste.

1. Producing your own power.
Ved Carol Hipping Stoner.
Rodale Press, Inc.
1975.
2. Meta Andersen.
Biogas i Danmark. 2. udgave.
Brandbjerg Højskole.
1980.
3. Biogas Fertilizer System.
Technical report on a training seminar in China.
United Nations Environment Programme.
1981.
4. C. Jensen-Holm.
Landbrugets energiproblemer 1.
De teknisk-økonomiske muligheder for produktion af gødningsgas.
Danmarks Ingeniørakademi, Kemiafdeling.
Intern-rapport 1974/2.
1974.
5. Anaerob forgæring af kulhydrater til metan.
6. Peter-John Meynell.
Methane: planning a digester.
Prism Press.
1976.
7. J. P. Mikkelsen, H. Skotte og T. Vincents Nissen.
Fremstilling af metangas fra halm.
1184. beretning fra Statens Forsøgsvirksomhed i Plantekultur.
1974.
8. Biogas - alternativ energi?
Ved Carl Bro Gruppen.
1977.
9. Wolfgang Baader, Erich Dohne, Michael Brenndörfer.
Biogas in Theorie und Praxis.
Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V.
1978.

10. Biogas fra affaldsprodukter på land og i by.
Resumé og bilag til foredrag ved mødet den 15. november 1977 i
Ingeniørhuset, København.
Dansk Ingeniørforening, Hygiejneteknisk Faggruppe.
1977.
11. Energispørgsmål i landbruget.
Slutrapport.
NBCs Arbejdsgrupp för Landbruget og Energi.
1980.
12. Hans Jørgen Olsen.
Varmegenvinding i Landbruget.
Den Kgl. Veterinær- og Landbohøjskole. Jordbrugsteknisk institut.
Meddelelse nr. 24.
1975.
13. Vedvarende energi, elvarme m.v. i varmforsyningsplanlægningen
+ bilag hertil.
Energiministeriet. Varmeplanudvalget.
Tredie delbetænkning fra Energiministeriets Varmeplanudvalg.
1980.
14. Energihåndbogen.
Ved Judith Winther m. fl. OVE.
1981.
15. Energi på gården.
Landbrugets informationskontor.
1980.
16. Biogas, dansk energi?
Af Flemming Alleslev m. fl.
S. T. Restrup Højskole.
1977.
17. P. N. Hobson, S. Bousfield og R. Summers.
Methane Production from Agricultural and Domestic Wastes.
Applied Science Publishers Ltd.
1981.
18. David A. Stafford, Dennis L. Hawkes og Rex Horton.
Methane Production from Waste Organic Matter.
CRC Press, Inc.
1981.

EFTERSKRIFT

En økonomisk sammenligning

Der er i de fire opgaver benyttet forskellige økonomiske forudsætninger, hvorfor vi i dette efterskrift har forsøgt at standardisere vores forudsætninger, således at anlæggene kan sammenlignes.

De forudsætninger der her er benyttet er:

En årlig inflation på 12% og en årlig energiprisstigning på enten 12% eller 15%. Vi regner med at investeringen finansieres med lån til 9% i halvårlig rente og løbetid på 15 år.

Her er ikke foretaget en følsomhedsanalyse, men må være klar over at resultaterne kan ændre udseende med ændrede forudsætninger. De skal derfor tolkes med varsomhed.

Ud fra forudsætningerne har vi tegnet det summerede overskud op som funktion af tiden. Hver gang med de to forudsætninger om energiprisstigningen. Desuden er der i søjlediagrammer angivet for 1., 5., 10. og 15. år hvad vi finder udgiften til opvarmning og elektricitet vil være og hvor meget det vil koste med forskellige anlæg, igen udregnet med de to energiprisstigningsforudsætninger.

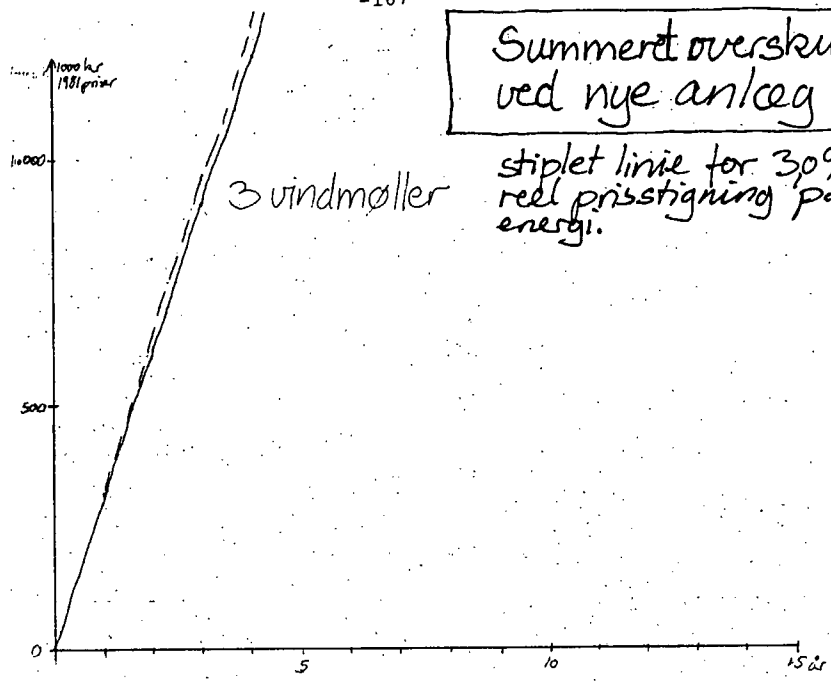
Konklusionen af sammenligningen er at det i første omgang ser ud til at det er vind og halm der er interessantest ud fra en drift økonomisk synsvinkel. Fjordvarmen kan også betale sig, tyder vores beregninger på, men det varer et stykke tid inden overskudet kommer.

En af de ting der gør det svært for opvarmningssystemerne at klare sig økonomisk er udgiften på 3,8 mill. kr. til fjernvarmesystemet. De priser der indgår i vores beregninger står i tabellen på næste side. De vil være forklaret under de enkelte opgaver, og man bør være opmærksom på at nogen af dem kun er et slag på tasken.

Anlæg:	3 vindmøller [†]	Fjordvarme [†]	Solvarme (4000 m ²) [†]	Sol med varmepumpe [†]	Biomasse [†]	Halmfyr [†]
Kapital	1.307.000kr	6.404.000kr [#]	14.132.000kr [#]	14.590.000kr [#]	2.430.000kr	4.800.000kr
Vedligeholdelsesudgifter i % af kapitalen pr. år	1,4%	1,5%	1%	1,1%	5%	2%
Driftudgifter pr. år	211.000kr	333.000kr	279.000kr	205.000kr	180.000kr	280.000kr
Brønsefortrængning pr. år	385.000kr	672.000kr	672.000kr	672.000kr	201.000kr	672.000kr
Driftudgifter ved oliefyfyr	0kr	112.000kr	112.000kr	112.000kr	14.000 kr	112.000kr
Statstilskud i % kapitalen	20%	10%	20%	18%	20%	20%

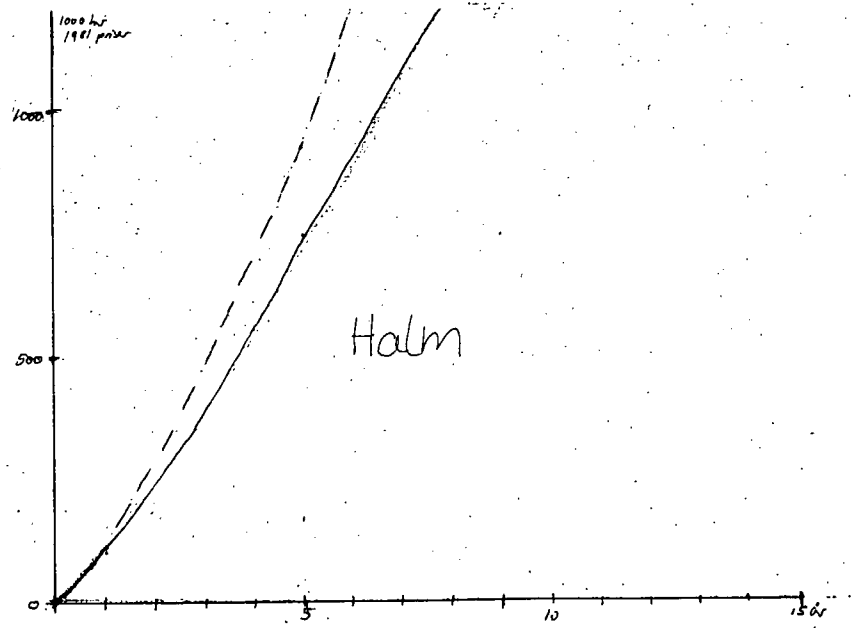
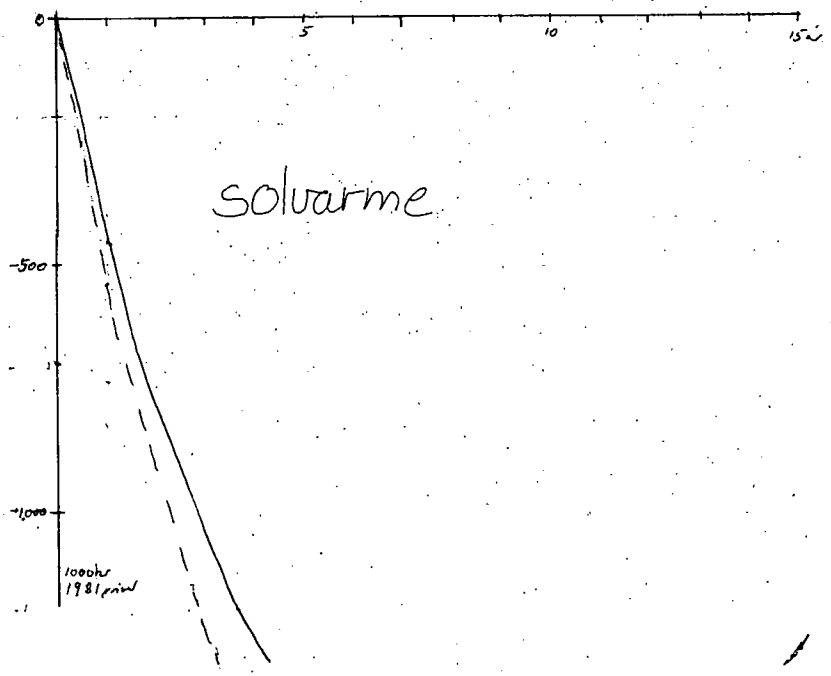
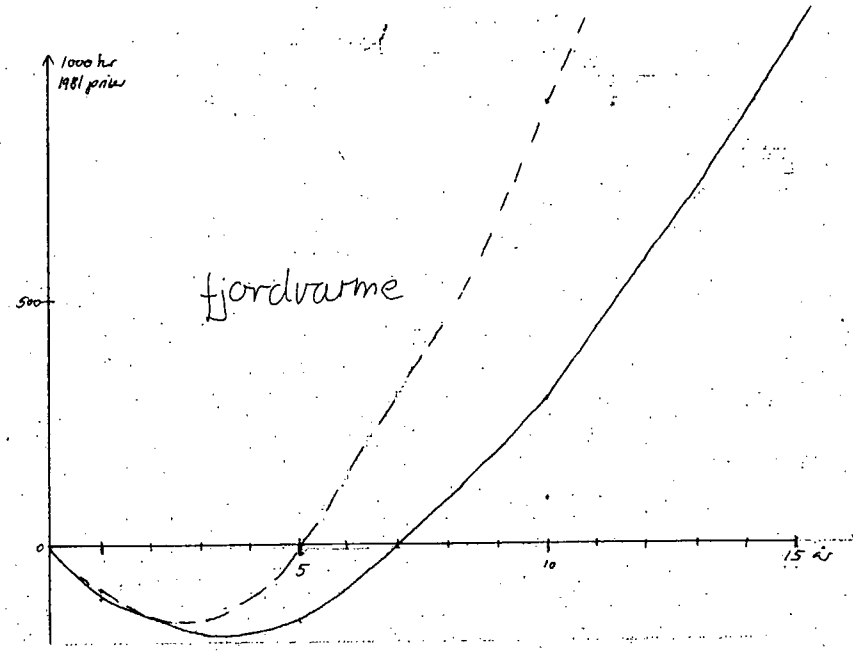
[#] incl. fjernvarmeanlæg

[†] Er optegnet på de næste sider.



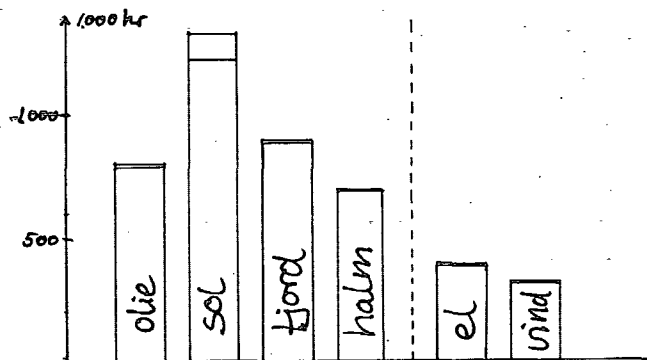
Summeret overskud
ved nye anlæg

stiplet linie for 30%
real prisstigning på
energi.

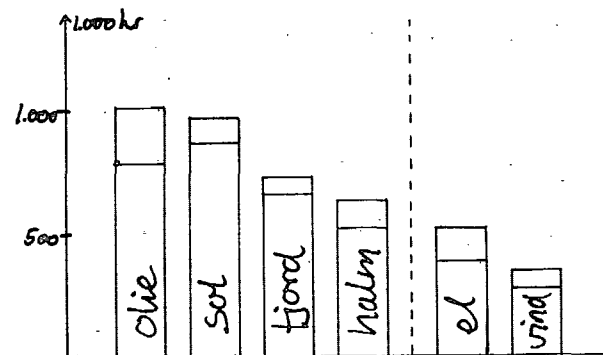


Udgifternes størrelse forskellige år ved forskellige energi kilder
Alle priser i 1981 niveau. Den højeste søjle for reel energiprisstigning.

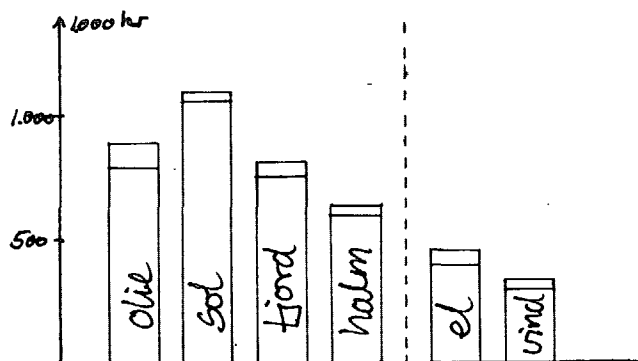
1. år



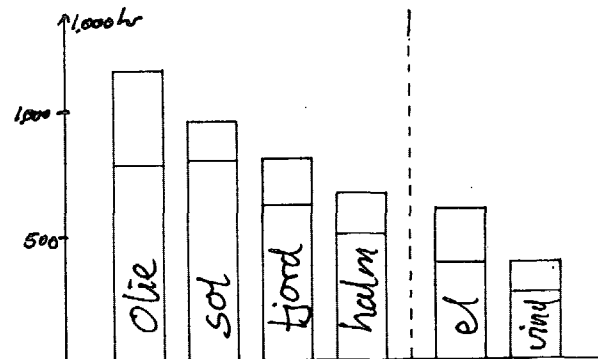
10. år



5. år



15. år



- 1/78 "TANKER OM EN PRAKSIS" - et matematikprojekt.
Projektrapport af Anne Jensen, Lena Lindenskov, Marianne Kesselhahn og Nicolai Lomholt.
Vejleder: Anders Madsen.
- 2/78 "OPTIMERING" - Menneskets forøgede beherskelsesmuligheder af natur og samfund. Nr. 2 er p.t. udgået.
Projektrapport af Tom J. Andersen, Tommy R. Andersen, Gert Kreinøe og Peter H. Lassen.
Vejleder: Bernhelm Booss.
- 3/78 "OPGAVESAMLING", breddekursus i fysik.
Lasse Rasmussen, Aage Bonde Kræmmer, Jens Højgaard Jensen.
- 4/78 "TRE ESSAYS" - om matematikundervisning, matematiklæreruddannelsen og videnskabsrindalismen. Nr. 4 er p.t. udgået.
Mogens Niss.
- 5/78 "BIBLIOGRAFISK VEJLEDNING til studiet af DEN MODERNE FYSIKS HISTORIE".
Helge Kragh.
- 6/78 "NOGLE ARTIKLER OG DEBATINDLÆG OM - læreruddannelse og undervisning i fysik, og - de naturvidenskabelige fags situation efter studenteroprøret".
Karin Beyer, Jens Højgaard Jensen og Bent C. Jørgensen.
- 7/78 "MATEMATIKKENS FORHOLD TIL SAMFUNDSØKONOMIEN". Nr. 7 er udgået.
B.V. Gnedenko.
- 8/78 "DYNAMIK OG DIAGRAMMER". Introduktion til energy-bound-graph formalismen. Nr. 8 er udgået.
Peder Voetmann Christiansen.
- 9/78 "OM PRAKSIS' INDFLYDELSE PÅ MATEMATIKKENS UDVIKLING". - Motiver til Kepler's: "Nova Stereometria Doliorum Vinarioum". Nr. 9 er p.t. udgået.
Projektrapport af Lasse Rasmussen.
Vejleder: Anders Madsen.
-
- 10/79 "TERMODYNAMIK I GYMNASIET".
Projektrapport af Jan Christensen og Jeanne Mortensen.
Vejledere: Karin Beyer og Peder Voetmann Christiansen.
- 11/79 "STATISTISKE MATERIALER"
red. Jørgen Larsen
- 12/79 "LINEÆRE DIFFERENTIALLIGNINGER OG DIFFERENTIALLIGNINGSSYSTEMER". Nr. 12 er p.t. udgået.
Mogens Brun Heefelt
- 13/79 "CAVENDISH'S FORSØG I GYMNASIET".
Projektrapport af Gert Kreinøe.
Vejleder: Albert Chr. Paulsen

14/79 "BOOKS ABOUT MATHEMATICS: History, Philosophy, Education, Models, System Theory, and Works of Reference etc. A Bibliography".
Else Høyrup.

Nr. 14 er p.t. udgået.

15/79 "STRUKTUREL STABILITET OG KATASTROFER i systemer i og udenfor termodynamisk ligevægt".
Specialeopgave af Leif S. Striegler.
Vejleder: Peder Voetmann Christiansen.

16/79 "STATISTIK I KRÆFTFORSKNINGEN".
Projektrapport af Michael Olsen og Jørn Jensen.
Vejleder: Jørgen Larsen.

17/79 "AT SPØRGE OG AT SVARE i fysikundervisningen".
Albert Christian Paulsen.

18/79 "MATHEMATICS AND THE REAL WORLD", Proceedings of an International Workshop, Roskilde University Centre, Denmark, 1978. Preprint.
Bernhelm Booss & Mogens Niss (eds.).

Nr. 18 er udgået.

Bogudgivet på "Birkhäuser Verlag", 1979.

19/79 "GEOMETRI, SKOLE OG VIRKELIGHED".
Projektrapport af Tom J. Andersen, Tommy R. Andersen og Per H.H. Larsen.
Vejleder: Mogens Niss.

20/79 "STATISTISKE MODELLER TIL BESTEMMELSE AF SIKRE DOSER FOR CARCINOGENE STOFFER".
Projektrapport af Michael Olsen og Jørn Jensen.
Vejleder: Jørgen Larsen.

21/79 "KONTROL I GYMNASIET - FORMAL OG KONSEKVENSER".
Projektrapport af Crilles Bacher, Per S. Jensen, Preben Jensen og Torben Nysteen.

22/79 "SEMIOTIK OG SYSTEMEGENSKABER (1)".
1-port lineært response og støj i fysikken.
Peder Voetmann Christiansen.

23/79 "ON THE HISTORY OF EARLY WAVE MECHANICS - with special emphasis on the role of reality".

24/80 "MATEMATIKOPFATTELSE hos 2.G'ERE".
a+b 1. En analyse. 2. Interviewmateriale.
Projektrapport af Jan Christensen og Knud Lindhardt Rasmussen.
Vejleder: Mogens Niss.

Nr. 24 a+b er p.t. udgået.

25/80 "EKSAMENSOPGAVER", Dybdemodulet/fysik 1974-79.

26/80 "OM MATEMATISKE MODELLER".
En projektrapport og to artikler.
Jens Højgaard Jensen m.fl.

Nr. 26 er p.t. udgået.

27/80 "METHODOLOGY AND PHILOSOPHY OF SCIENCE IN PAUL DIRAC'S PHYSICS".
Helge Kragh.

28/80 "DIELEKTRISK RELAXATION - et forslag til en ny model bygget på væskernes viscoelastiske egenskaber".
Projektrapport, speciale i fysik, af Gert Kreinøe.
Vejleder: Niels Boye Olsen.

- 29/80 "ODIN - undervisningsmateriale til et kursus i differentialligningsmodeller".
Projektrapport af Tommy R. Andersen, Per H.H. Larsen og Peter H. Lassen.
Vejleder: Mogens Brun Heefelt
- Nr. 29 er p.t. udgået.
- 30/80 "FUSIONSENERGIEN - - - ATOMSAMFUNDETS ENDESTATION".
Oluf Danielsen.
- Nr. 30 er udgået.
Udkommer medio 1982 på Fysik-, Matematik- og Kemilærernes forlag.
- 31/80 "VIDENSKABSTEORETISKE PROBLEMER VED UNDERVISNINGSSYSTEMER BASERET PÅ MENGDELÆRE".
Projektrapport af Troels Lange og Jørgen Karrebæk.
Vejleder: Stig Andur Pedersen.
- 32/80 "POLYMERE STOFFERS VISCOELASTISKE EGENSKABER - BELYST VED HJÆLP AF MEKANISKE IMPEDANSMALINGER OG MOSSBAUER-EFFEKTMALINGER".
Projektrapport, speciale i fysik, af Crilles Bacher og Preben Jensen.
Vejledere: Niels Boye Olsen og Peder Voetmann Christiansen.
- 33/80 "KONSTITUERING AF FAG INDEN FOR TEKNISK-NATURVIDENSKABELIGE UDDANNELSER. I-II".
Arne Jakobsen.
- 34/80 "ENVIRONMENTAL IMPACT OF WIND ENERGY UTILIZATION".
ENERGY SERIES NO.1.
Bent Sørensen.
- Nr. 34 er udgået.
Publ. i "Renewable Sources of Energy and the Environment", Tycooli International Press, Dublin, 1981.
- 35/80 "HISTORISKE STUDIER I DEN NYERE ATOMFYSIKS UDVIKLING".
Helge Kragh.
- 36/80 "HVAD ER MENINGEN MED MATEMATIKUNDERVISNINGEN ?".
Fire artikler.
Mogens Niss.
- 37/80 "RENEWABLE ENERGY AND ENERGY STORAGE".
ENERGY SERIES NO.2.
Bent Sørensen.
-
- 38/81 "TIL EN HISTORIETEORI OM NATURERKENDELSE, TEKNOLOGI OG SAMFUND".
Projektrapport af Erik Gade, Hans Hedal, Henrik Lau og Finn Physant.
Vejledere: Stig Andur Pedersen, Helge Kragh og Ib Thiersen.
- 39/81 "TIL KRITIKKEN AF VÆKSTØKONOMIEN".
Jens Højgaard Jensen.
- 40/81 "TELEKOMMUNIKATION I DANMARK - oplæg til en teknologivurdering".
Projektrapport af Arne Jørgensen, Bruno Petersen og Jan Vedde.
Vejleder: Per Nørgaard.
- 41/81 "PLANNING AND POLICY CONSIDERATIONS RELATED TO THE INTRODUCTION OF RENEWABLE ENERGY SOURCES INTO ENERGY SUPPLY SYSTEMS".
ENERGY SERIES NO.3.
Bent Sørensen.

- 42/81 "VIDENSKAB TEORI SAMFUND - En introduktion til materialistiske videnskabsopfattelser".
Helge Kragh og Stig Andur Pedersen.
- 43/81 1. "COMPARATIVE RISK ASSESSMENT OF TOTAL ENERGY SYSTEMS".
2. "ADVANTAGES AND DISADVANTAGES OF DECENTRALIZATION".
ENERGY SERIES NO.4.
Bent Sørensen.
- 44/81 "HISTORISK UNDERSØGELSE AF DE EKSPERIMENTELLE FORUDSÆTNINGER FOR RUTHERFORDS ATOMMODEL".
Projektrapport af Niels Thor Nielsen.
Vejleder: Bent C. Jørgensen.
-

45/82

- 46/82 "EKSEMPLARISK UNDERVISNING OG FYSISK ERKENDELSE - I+II ILLUSTRERET VED TO EKSEMPLER".
Projektrapport af Torben O. Olsen, Lasse Rasmussen og Niels Dreyer Sørensen.
Vejleder: Bent C. Jørgensen.
- 47/82 "BARSEBACK OG DET VÆRST OFFICIELT-TÆNKELIGE UHELD".
ENERGY SERIES NO.5.
Bent Sørensen.
- 48/82 "EN UNDERSØGELSE AF MATEMATIKUNDERVISNINGEN PÅ ADGANGSKURSUS TIL KØBENHAVNS TEKNIKUM".
Projektrapport af Lis Eilertzen, Jørgen Karrebæk, Troels Lange, Preben Nørregaard, Lissi Pedersen, Laust Rishøj, Lill Røn, Isac Showiki.
Vejleder: Mogens Niss.
- 49/82 "ANALYSE AF MULTISPEKTRALE SATELLITBILLEDER".
Projektrapport af Preben Nørregaard.
Vejledere: Jørgen Larsen & Rasmus Ole Rasmussen.
- 50/82 "HERSLEV - MULIGHEDER FOR VEDVARENDE ENERGI I EN LANDSBY". ENERGY SERIES NO.6.
Rapport af Bent Christensen, Bent Hove Jensen, Dennis B. Møller, Bjarne Laursen, Bjarne Lillethorup og Jacob Mørch Pedersen.
Vejleder: Bent Sørensen.

ISSN 0106-6242