



Det här verket har digitaliserats vid Göteborgs universitetsbibliotek och är fritt att använda. Alla tryckta texter är OCR-tolkade till maskinläsbar text. Det betyder att du kan söka och kopiera texten från dokumentet. Vissa äldre dokument med dåligt tryck kan vara svåra att OCR-tolka korrekt vilket medför att den OCR-tolkade texten kan innehålla fel och därför bör man visuellt jämföra med verkets bilder för att avgöra vad som är riktigt.

This work has been digitized at Gothenburg University Library and is free to use. All printed texts have been OCR-processed and converted to machine readable text. This means that you can search and copy text from the document. Some early printed books are hard to OCR-process correctly and the text may contain errors, so one should always visually compare it with the images to determine what is correct.



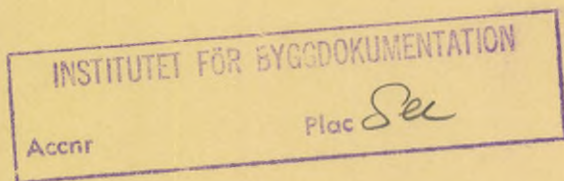
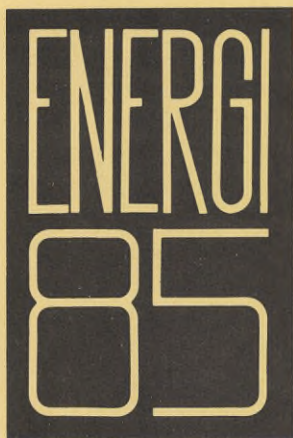
Rapport

R149:1984

Gruppcentraler — nuläge och utvecklingsmöjligheter

Kjell Larsson m fl

R
Arb



Byggforskningsrådet

R149:1984

GRUPPCENTRALER - NULÄGE OCH UTVECKLINGSMÖJLIGHETER

Kjell Larsson
Åke Edbom
Lars Wester
Bernt Gustafsson
Tor Leif Andersson

Denna rapport hänför sig till forskningsanslag 821257-7
från Statens råd för byggnadsforskning till Energiteknisk
Utveckling AB, Stockholm

I Byggforskningsrådets rapportserie redovisar forskaren sitt
anslagsprojekt. Publiceringen innebär inte att rådet tagit
ställning till åsikter, slutsatser och resultat

R149:1984

ISBN 91-540-4218-6

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Liber Tryck Stockholm 1984

Byggforskningsrådets förord.

Målet för forsknings- och utvecklingsinsatserna inom solvärmeområdet var enligt proposition 1978/79:115 och proposition 1980/81:90 att de från i huvudsak mitten av 1980-talet skulle kunna ge underlag i tekniskt och ekonomiskt hänseende för skilda beslut rörande införande av solvärme i olika systemlösningar och systemkombinationer. Inriktningen av eventuella fortsatta forsknings- och utvecklingsinsatser inom området samt möjligheterna att på sikt ersätta olja med solenergi - direkt eller indirekt (naturvärme) - ingick också i målsättningen. Metoder för värmelagring över långa tidsperioder är av stor betydelse för möjligheterna att utnyttja solvärme för byggnadsuppvärmning. Värmepumpar och olika typer av värmeavgivningssystem som är anpassade till låga temperaturer ingår i många systemlösningar. Oljeersättningsdelegationens arbetsgrupp för solvärme bedömde (Ds I 1980:10) att ett införande av solvärme, värmepumpar och energilager om 10 TWh netto år 1990 och 30-35 TWh netto år 2000 skulle kunna uppnås.

Industridepartementet har uppdragit åt statens råd för byggnadsforskning att göra en samlad utvärdering av insatserna inom solvärmeområdet. Arbetet med utvärderingen av den nya energitekniken har letts av en styrgrupp bestående av:

Ingrid Munro, föreståndare, BFR, ordförande; Leif Bernegård, avdelningsdirektör, statens naturvårdsverk; Ingvar Ö Andersson, avdelningsdirektör, statens energiverk (från 84-01-01); Enno Abel, professor, installationsteknik, CTH; Stefan Sandesten, avdelningsdirektör, Byggnadsstyrelsen; Lars Bern, VD, ÅF Energikonsult AB; Kirtland Mead, Ph.D., MAC Management Analysis Center; Ola Nyqvist, jur. Dr, BFRs vetenskapliga nämnd (adjungerad). Därutöver har professorerna Thore Berntsson, CTH, Bernt Bäckström, CTH, samt Lennart Thörnqvist, LTH, deltagit i styrgruppens arbete.

Denna rapport utgör en expertrapport som bildar underlag till huvudrapporten Energi 85 - Energianvändning i bebyggelse (G26:84).

Stockholm i augusti 1984

Byggforskningsrådet.

FÖRORD

Det projekt, vars resultat redovisas i föreliggande rapport, har haft som syfte att kartlägga tekniska och ekonomiska förutsättningar för olika typer av gruppcentraler, d v s värme-centraler med en effekt mellan 500 kW och 25 MW. Såväl produktionskostnader som kostnader för distribution och abonnentinstallationer har undersökts. De ekonomiska bedömningarna grundas på kostnadsuppgifter från leverantörer och utredningar samt på erfarenheter från uppförda anläggningar. Gällande bränslepriser i november 1982 har använts.

Under hösten 1983 har de ekonomiska kalkylerna i rapporten kompletterats med effekten av beslutade och föreslagna energiskatter på olja, kol och el. Dessutom redovisas effekten av de energilånebestämmelser som gäller från 2 maj 1983.

Projektet har genomförts av ETU Energiteknisk Utveckling AB med Kjell Larsson, Energiplanerarna HB som projektledare och Åke Edbom, ETU som biträdande projektledare.

Ansvar för de olika avsnitten fördelar sig enligt följande:

Kapitel

SAMMANFATTNING OCH SLUTSATSER	Kjell Larsson och Åke Edbom
1. MARKNAD	Kjell Larsson
2. ENERGIPRISER	Tor Leif Andersson
3. FASTBRÄNSLEELDADE GRUPPCENTRALER	Lars Wester och Bernt Gustafsson
3.A FLUIDISERAD BÄDD	Karin Segerud, Energiplanerarna HB
4. GRUPPCENTRALER MED VÄRMEPUMPAR	Tor Leif Andersson och Kjell Larsson
4.A SOLFANGARE	Heimo Zinko, Studsvik Energiteknik AB

5. DISTRIBUTIONSTEKNIK OCH ABONNENTINSTALLATIONER Åke Edbom (med bidrag från H-M Larsen AS och Fjärrvärmebyrån AB)
6. GRUPPCENTRALERS EKONOMI Kjell Larsson
- 6.A FINANSIELLA STÖDFORMER FÖR ENERGIINVESTERINGAR Tor Leif Andersson

Projektgruppen noterar också med tacksamhet de kommentarer och bidrag som tillförts genom diskussioner med personer inom projektets referensgrupp:

Evert Olsson	Göteborgs Stads Bostads AB
Enno Abel	Chalmers Tekniska Högskola
Bernt Bäckström	Chalmers Tekniska Högskola
Tore Berntsson	Chalmers Tekniska Högskola
Hans Nilsson	Stockholms Energiverk
Hans Sabel	Svenska Värmeverksföreningen
Roland Andersson	Stockholms Universitet

Dessutom har bidrag lämnats av Pål Carlqvist, Malmö Energiverk.

INNEHALLSFÖRTECKNING

FÖRORD		5
SAMMANFATTNING OCH SLUTSATSER		11
ALLMÄNT		11
Värmeproduktion i gruppcentraler		11
Distributionsnät och abonnentinstallationer		12
EKONOMI		14
Bränslepriser		15
Kostnader för värmeproduktion		17
Kostnader för värmedistribution och abonnentinstallationer		22
Totalkostnad för värme levererad från gruppcentralsystem vid nyanslutning av befintlig bebyggelse		24
UTVECKLINGSBEHOV		26
1	MARKNAD	29
1.1	ALLMÄNT	29
1.2	MARKNADSSEGMENT	30
1.2.1	Ombyggnad av befintliga oljeeldade gruppcentraler	30
1.2.2	Befintliga bebyggelseområden med individuell oljeeldning	32
1.2.3	Tillkommande (nya) bebyggelseområden	32
1.2.4	Sammanfattning	33
1.3	REFERENSER	34
2	ENERGIPRISER	35
2.1	ENERGIPRISER NOVEMBER 1982	36
2.1.1	Eldningsolja	36
2.1.2	Kol	36
2.1.3	Naturgas	37
2.1.4	Flis	37
2.1.5	Pellets	38
2.1.6	Briketter	38
2.1.7	Träpulver	38
2.1.8	Torv	39
2.1.9	Fraktkostnad för fastbränslen	39
2.1.10	Sammanfattningstabell över bränslepriser nov 1982	40
2.1.11	Elektrisk energi	42

2.2	ENERGIPRISUTVECKLING	44
2.2.1	Framtida energibesättning	45
2.2.2	Framtida eltariffer	46
2.3	REFERENSER	48
3	FASTBRÄNSLELDADE GRUPPCENTRALER - TEKNIK, EKONOMI OCH MILJÖ	51
3.1	ALLMÄNT	51
3.1.1	Flis	51
3.1.2	Torv	52
3.1.3	Kol	53
3.1.4	Övriga bränslen	55
3.2	TEKNIK	56
3.2.1	Allmänt	56
3.2.2	Hanteringsutrustning	56
3.2.3	Eldningsutrustning	59
3.2.4	Rökgasrening	61
3.3	INVESTERINGS- OCH DRIFTKOSTNADER	63
3.3.1	Allmänt	63
3.3.2	Flis	66
3.3.3	Torv	69
3.3.4	Kol	72
3.3.5	Oljeeldad gruppcentral	74
3.4	FÖRDELNING AV PRODUKTIONSKAPACITETEN I EN CENTRAL	76
3.4.1	Allmänt	76
3.4.2	Dimensioneringsfilosofi	79
3.4.3	Optimeringsmetod	79
3.4.4	Känslighetsanalys	81
3.5	PRODUKTIONSKOSTNADER FÖR VÄRME - EXEMPEL	82
3.5.1	Inledning	82
3.5.2	12 MW-central (flis)	83
3.5.3	30 MW-central (flis)	88
3.5.4	3,6 MW-central (flis)	90
3.5.5	1200 kW-central (flis)	92
3.6	REFERENSER	94
3:A	FLUIDISERAD BÄDD	95
3:A.1	ALLMÄNT	95
3:A.2	TEKNIK	95
3:A.3	INVESTERINGSKOSTNADER	98
3:A.4	REFERENSER	99

4	VÄRMEPUMPAR I GRUPPCENTRALER	101
4.1	ALLMÄNT	101
4.2	TEKNIK	103
4.2.1	Värmekällor	103
4.2.2	Värmelagring	109
4.2.3	Värmepumpaggregat	110
4.2.4	Anpassning av uppvärmningssystem	116
4.3	INVESTERINGS- OCH DRIFTKOSTNADER	118
4.3.1	Allmänt	118
4.3.2	Avloppsvatten	123
4.3.3	Grundvatten	126
4.3.4	Sjövärme	129
4.3.5	Uteluft	131
4.3.6	Mark- och bergvärme	131
4.3.7	Solvärme	133
4.3.8	Säsongvärmelager	133
4.3.9	Förbränningsmotordrivna värmepumpar	133
4.3.10	Absorptionsvärmepumpar	135
4.4	OPTIMAL ANDEL VÄRMEPUMPEFFEKT I EN CENTRAL	136
4.4.1	Allmänt	136
4.4.2	Dimensioneringsfilosofi	136
4.5	VÄRMEPRODUKTIONSKOSTNADER FÖR KOMPLETT CENTRAL MED VÄRMEPUMP - EXEMPEL	140
4.6	REFERENSER	143
4:A	SOLFANGARE FÖR GRUPPCENTRALER	144
4:A.1	ENERGIPRODUKTION I SOLFANGARE	144
4:A.2	ANLÄGGNINGSKOSTNADER	144
4:A.3	REFERENSER	144
5	DISTRIBUTIONSTEKNIK OCH ABONNENTINSTALLATIONER	145
5.1	BAKGRUND, DEFINITIONER OCH FÖRUTSÄTTNINGAR	145
5.1.1	Bakgrund	145
5.1.2	Definitioner	145
5.1.3	Förutsättningar	145
5.2	ÖVERSIKT	146
5.2.1	Befintliga oljeeldade gruppcentraler	146
5.2.2	Framtida gruppcentraler	146
5.3	DISTRIBUTIONSLEDNINGAR	148
5.3.1	Distributionsledningar i anslutning till befintliga oljeeldade gruppcentraler	148
5.3.2	Nyinstallation av distributionssystem i befintlig bebyggelse	148
5.3.3	Nyinstallation av distributionssystem i ny bebyggelse	152

5.4	ABONNENTINSTALLATIONER	156
5.4.1	Abonmentcentraler anslutna till befintliga oljeeldade gruppcentraler	156
5.4.2	Nyinstallation av abonmentcentraler i befintlig bebyggelse	159
5.4.3	Nyinstallation av abonmentcentraler i ny bebyggelse	162
5.5	REFERENSER	164
6	GRUPPCENTRALERS EKONOMI	165
6.1	ALLMÄNT	165
6.2	KALKYLFÖRUTSÄTTNINGAR	167
6.3	VÄRMEPRODUKTIONSKOSTNADER	168
6.3.1	Bränslepriser	168
6.3.2	Värmeproduktion i fliseldad gruppcentral	168
6.3.3	Värmeproduktion i torveldad gruppcentral	174
6.3.4	Värmeproduktion i koleldad gruppcentral	178
6.3.5	Värmeproduktion i oljeeldad gruppcentral	181
6.3.6	Värmeproduktion i gruppcentral med eldriven värmepump och sjövattnen som värmekälla	182
6.3.7	Värmeproduktion i gruppcentral med eldriven värmepump och uteluft som värmekälla	187
6.3.8	Värmeproduktion i gruppcentral med eldriven värmepump och mark som värmekälla	192
6.4	KOSTNADER FÖR VÄRMEDISTRIBUTION OCH ABONNENTINSTALLATIONER	193
6.4.1	Värmedistribution	193
6.4.2	Abonmentinstallationer	195
6.4.3	Energilån för anslutning till gruppcentral	198
6:A	FINANSIELLA STÖDFORMER FÖR ENERGIINVESTERINGAR	199
6:A.1	ALLMÄNT	199
6:A.2	OLJEERSÄTTNINGSFONDEN	199
6:A.3	BOSTADSSTYRELSEN	200
6:A.4	REFERENSER	203
BILAGA A	Faktorprisindex	204

SAMMANFATTNING OCH SLUTSATSER

ALLMÄNT

En betydande del av värmebehovet i bostäder och lokaler täcks idag med oljeeldade värmecentraler i storlek 500 kW - 25 MW. Även i individuella panncentraler utnyttjas fortfarande i stor utsträckning olja.

Utredningen visar att det ur ekonomisk synpunkt vore motiverat att i många fall övergå från olja till eldning med fasta bränslen (kol, skogsbränsle eller torv) eller till att utnyttja någon lågvärdig värmekälla, exempelvis sjövatten, i kombination med en värmepump. Detta kan ske genom att en befintlig värmecentral byggs om eller dess pannor konverteras alternativt att en ny gruppcentral uppföres.

Utredningen behandlar gruppcentraler i vilka fastbränsleeldade pannor, alternativt en värmepump svarar för baslasten och oljeeldade pannor för topplast och reserv. Kostnadskalkylerna avser nyinstallerade pannor och för anläggningar över 3 MW är pannbyggnad inkluderad. Utredningen behandlar inte konvertering av befintliga oljeeldade pannor till förädlade fasta bränslen, där de lokala förutsättningarna som pannans ålder, tillgång och pris på bränslet m m blir avgörande för ekonomin.

Skall fastigheter med individuella panncentraler anslutas till en gruppcentral behövs såväl ett distributionsnät som installation av abonnentcentraler. I rapporten diskuteras framför allt anslutning av befintlig bebyggelse till ett nytt gruppcentralsystem.

Värmeproduktion i gruppcentraler

Utredningen behandlar anläggningar där fastbränsle (flis, torv, kol) eller värmepumpar svarar för baslasten. I bägge fallen antas olja användas för spetslasten under den kallaste delen av vintern och som reserv.

För fastbränslepannorna antages konventionell eldningsteknik med rost och stoftrening så att nuvarande normer uppfylls. Anläggningarna dimensioneras med två fastbränslepannor för att kunna svara upp mot kraven på reglerbarhet (last sommartid). Anläggningarna är likartat utformade för flis, torv och kol men skiljer sig i viss mån vad avser stoftrening. Kostnadsbilden blir dock likartad.

Den nya förbränningsteknik som är under utveckling på fastbränslesidan är framför allt fluidbäddar och användning av förädlade bränslen, typ renat kolpulver, träpulver, briketter m m.

Utvecklingen av fluidbäddar siktar framför allt mot effekter över 20 MW och för närvarande synes de inte kostnadsmässigt kunna konkurrera med konventionell eldningsteknik vid lägre effekter.

De förädlade bränslena är betydligt dyrare än icke förädlade bränslen men kan vara av intresse vid konvertering av befintliga oljeeldade pannor.

Värmepumpanläggningar antas innehålla en värmepumpenhet samt oljepannor för spetslast och reserv. De värmekällor som framför allt diskuteras i utredningen är sjövattnen, uteluft och mark, d v s de naturliga. Normalt kan man räkna med bättre ekonomi om exempelvis spillvärme, avloppsvatten eller grundvatten finns tillgängligt men antalet tillämpningar blir då också mer begränsat.

Den relation som finns råder mellan el och olja/gas medför att eldrivna värmepumpar ger en betydligt bättre ekonomi än övriga typer (förbränningsmotordrivna eller absorptionsvärmepumpar).

Den naturliga värmekälla som i kombination med en eldriven värmepump synes ge den bästa ekonomin är sjövattnen som också får avsevärda kostnads fördelar vid uppskalning jämfört med övriga värmekällor. Uteluftvärmepumpar uppvisar något högre anläggningskostnader och lägre värmefaktorer. Mark som värmekälla är framför allt intressant för mindre anläggningar.

System baserade på solvärme uppvisar för närvarande avsevärt sämre ekonomi än övriga studerade system. Förbränningsmotordrivna värmepumpar och absorptionsvärmepumpar kan ha sitt intresse i en utveckling för att utnyttja fasta bränslen.

Distributionsnät och abonnentinstallationer

Kostnaden för distributionsnät hänger framför allt samman med områdets värmtäthet och storleken hos de enskilda abonnenterna. En stor del av nätkostnaden består av anläggnings- och markarbeten och en reduktion av enbart materialdelen torde inte nämnvärt förändra konkurrensförhållandet.

Förutsättningarna för att bygga ut gruppcentraler i befintliga bostadsområden som nu har individuell uppvärmning beror således framför allt på områdets värmtäthet och abonnentstorleken. Generellt kan sägas att kostnaden för distributionsnät som i ett typiskt flerbostadshus är mellan 1 och 5 öre/kWh stiger drastiskt med minskande värmtäthet. Förutsättningarna att ansluta enbart småhus till en gruppcentral får bedömas som mindre gynnsamma, speciellt med hänsyn till nya hus med långt reducerat värmebehov.

Någon teknisk gränsdragning mellan traditionell fjärrvärme och gruppcentraler kan inte göras. Skillnaden är mer av administrativ karaktär, i det att gruppcentraler vanligen byggts för ett i förväg fastställt antal abonnenter. En storskalig produktion som i fjärrvärmefallet torde generellt medföra en lägre produktionskostnad och mindre känslighet för exempelvis personalkostnader.

Abbonentcentraler med värmväxling mellan distributionsnät och fastighetens interna uppvärmningssystem dominerar i fjärrvärmnät medan gruppcentraler i högre grad har använt direktanslutning. Kostnaden för abonnentcentralen blir mer betungande för en mindre abonnent (typ småhus) än för ett större (flerbostadshus och kontorshus). De uppgifter som erhållits avseende direktan-

slutning av småhus tyder på att kostnaden för en abonnentinstallation därmed ungefär skulle kunna halveras i jämförelse med en konventionell abonnentcentral. I dagsläget torde detta inte vara tillräckligt för att man med god ekonomi skall kunna ansluta småhusområden. Kan kulvertkostnaden samtidigt sänkas i exempelvis ett lågtemperatursystem förbättras dock ekonomin ytterligare.

EKONOMI

Kostnaden för värme levererad från ett gruppcentralsystem till konsumenter inom ett område sammansätts av kostnader för värmeproduktion, distributionsnät och abonnentinstallationer. Dessutom måste kostnaden för värmeförluster i nätet beaktas.

Att generellt bedöma ett gruppcentralsystems ekonomi jämfört med alternativen individuell uppvärmning av fastigheter eller anslutning till ett existerande fjärrvärmenät är inte möjligt. Detta beror på att de lokala förutsättningarna i fråga om exempelvis bränsleförsörjningssituation, storlek och värmtäthet i det tillänkta området, markförhållanden, marginalkostnad för att utsträcka ett befintligt fjärrvärmenät etc i så hög grad påverkar kostnadsbilden.

I rapporten görs kostnadsjämförelser mellan olika produktionsalternativ för några olika storlekar på gruppcentraler. Det kostnadsunderlag som ingår i rapporten för distributionsnät och abonnentinstallationer medger dessutom, då förhållandena för ett givet bebyggelseområde specificerats, en bedömning av totalkostnaden för värme levererad till en grupp konsumenter från ett gruppcentralsystem.

Nedan diskuteras (1) kostnaden för värme producerad i gruppcentraler av olika storlekar med olika bränslen alternativt med värmepump och (2) inom vilka gränser kostnaderna för värme-

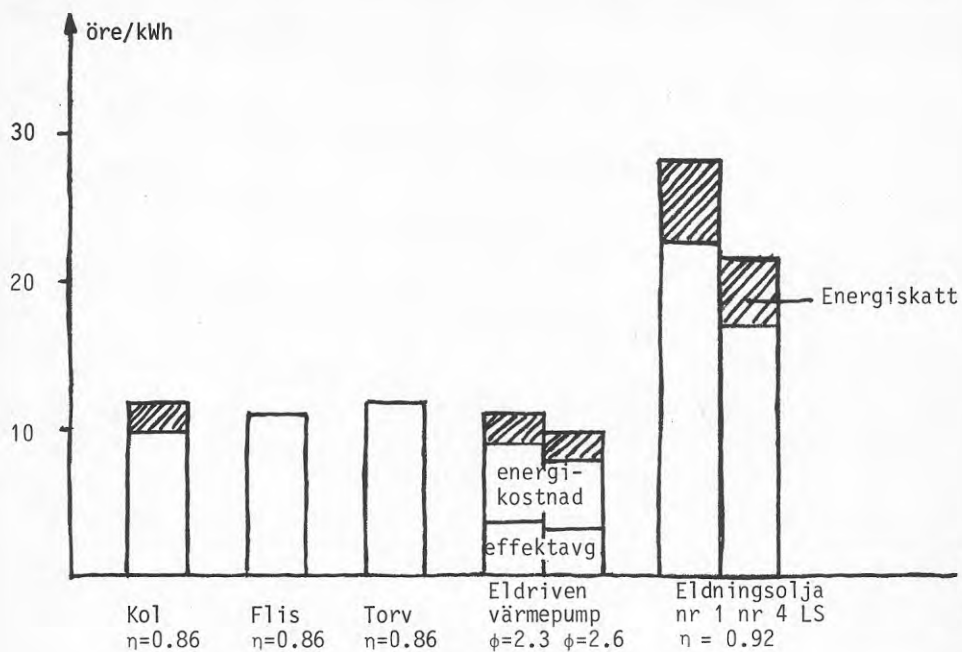
distributionsnät, värmeförluster och abonnentinstallationer normalt ligger. Kostnaderna avser nyuppförda anläggningar med anslutning av befintliga bebyggelseområden.

De ekonomiska kalkylerna har genomförts i fast penningvärde (hösten 1982) och med den reala räntefoten 6%. Huvudmännen för de anläggningar som studerats har förutsatts vara fastighetsbolag etc. Anläggningskostnaderna har därför belastats med mervärdesskatt, vilken antas utgå med 12.87% (60-regeln) på produktionsanläggningar och abonnentinstallationer och med 3.95% (20-regeln) på distributionsledningar. För varje anläggning har optimal fördelning av produktionskapacitet (baslast, ett respektive två aggregat, och topplast) bestämts. Denna optimering har genomförts utan hänsyn till energiskatter. Det under 1983 föreslagna och delvis genomförda energiskatteförslaget har medtagits som ytterligare information.

En faktor av väsentlig ekonomisk betydelse är de bidrag som kan erhållas exempelvis i form av gynnsamma energilån (gäller värmepumpar, mindre fliseldade anläggningar och anslutning till gruppcentral). Utredningen redovisar effekten av de energilåneregler som gäller från maj 1983.

Bränslepriser

Befintliga gruppcentraler utnyttjar främst i huvudsak olja. Figur 1 illustrerar inverkan av de i utredningen antagna bränsle och elpriserna på värmeproduktionskostnaden. Eftersom bränslekostnaden normalt utgör merparten av värmeproduktionskostnaden ger sammanställningen en indikation om de olika anläggningstypernas inbördes konkurenskraft.



Figur 1 Antagna bränsle- och elpriser för gruppcentraler omräknade per enhet värme producerad.

De i figur 1 redovisade bränslekostnaderna för producerad värme baseras på följande antaganden om bränslepriser (hösten 1982):

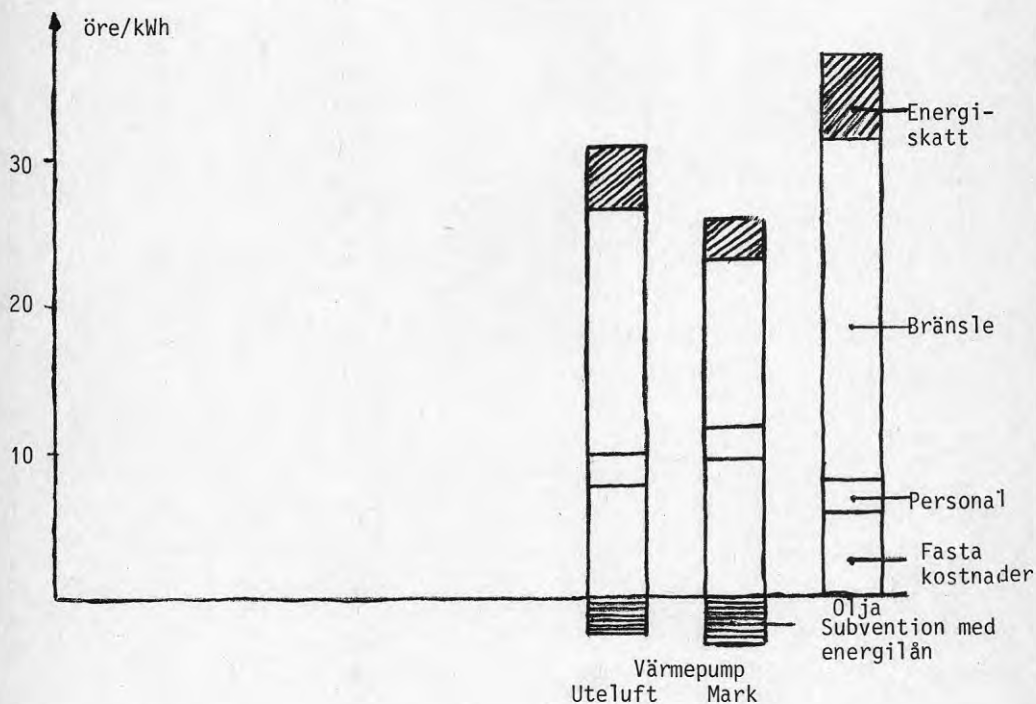
Bränsle	Pris exklusive energiskatt	Energiskatt (förslag)
Kol (stycke)	630 kr/ton	141 kr/ton
Flis	70 kr/m ³ s	-
Torv (maskin)	345 kr/ton	-
El (för värmepumpdrift)	345 kr/kW + 135 kr/MWh	52 kr/MWh
Eldningsolja		
nr 1	2 089 kr/m ³	519 kr/m ³
nr 4 LS	1 633 kr/m ³	519 kr/m ³

Kostnad för värmeproduktion

Gruppcentral inbyggd i befintligt pannrum, 500 kW

För denna storlek på gruppcentralen redovisas endast mark- och uteluftvärmepump. Värmeproduktionskostnader för fastbränsleanläggningar ger på grund av höga specifika anläggningskostnader och höga personalkostnader här en något sämre ekonomi. För sjövärmepumpen med direktintag blir anläggningskostnaden relativt sett hög. Sjövärmeslinga torde vara jämförbar med markvärme. Möjligheten att utnyttja sjövärmeslinga beror givetvis på de lokala förutsättningarna.

Markvärmepump ger här en bättre ekonomi än uteluftvärmepump, men båda alternativen är konkurrenskraftiga gentemot olja. Samtliga värmepumpsalternativ avser R12 som köldmedium.



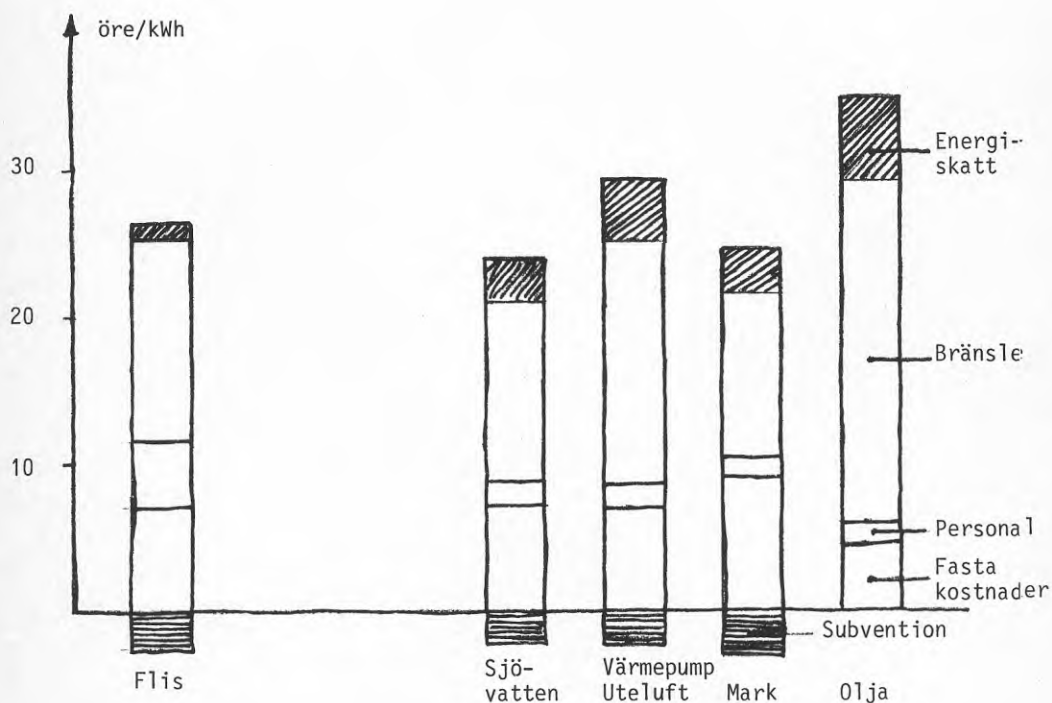
Figur 2 Värmeproduktionskostnad för gruppcentral inbyggd i befintligt pannrum, total effekt 500 kW.

Gruppcentral inbyggd i befintligt pannrum, 1 MW

Det fastbränslealternativ som framför allt är intressant för gruppcentraler i denna storlek är flis. Trots subvention är lönsamheten dock något sämre än för värmepumpalternativen. Detta kan till stor del hänföras till kostnaden för personal. Stoftrening medelst cyclon har förutsatts.

Av värmepumpanläggningarna uppvisar redan vid denna storlek sjövärmepumpen den något bättre lönsamheten, som dock är marginell jämfört med markvärmepumpen. Förutsättningarna för markvärmepumpar större än 1 MW kan bedömas som sämre.

Samtliga alternativ är konkurrenskraftiga gentemot olja.

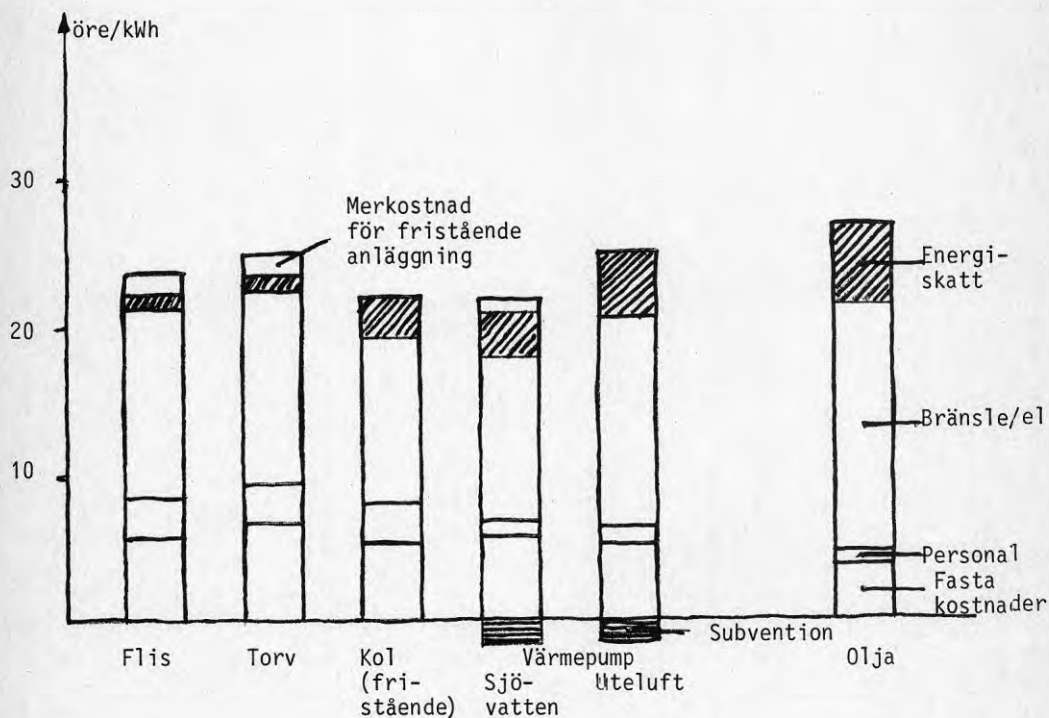


Figur 3 Värmeproduktionskostnad för gruppcentral inbyggd i befintligt pannrum, total effekt 1 MW

Gruppcentral, 3 MW

I jämförelsen av gruppcentraler i storlek 3 MW är samtliga fasta bränslen medtagna. För torv och flis har antagits stoftrening medelst cyklon, medan för kol antagits elektrofilter. Skillnader i värmeproduktionskostnad mellan alternativen om energiskatten beaktas får bedömas som marginella. Av de fasta bränslena ger kol den lägsta kostnaden om man bortser från energiskatt. Anläggningen har förutsatts utförd med rökrörspannor. Specifika anläggningskostnader för dessa pannor, vilka baseras på danska uppgifter, är lägre än för vattenrörspannor. Pannornas användningsområde är begränsat uppåt i storlek och bedömningen av underhållskostnader och livslängd osäkrare.

Samtliga alternativ är konkurrenskraftiga mot olja.



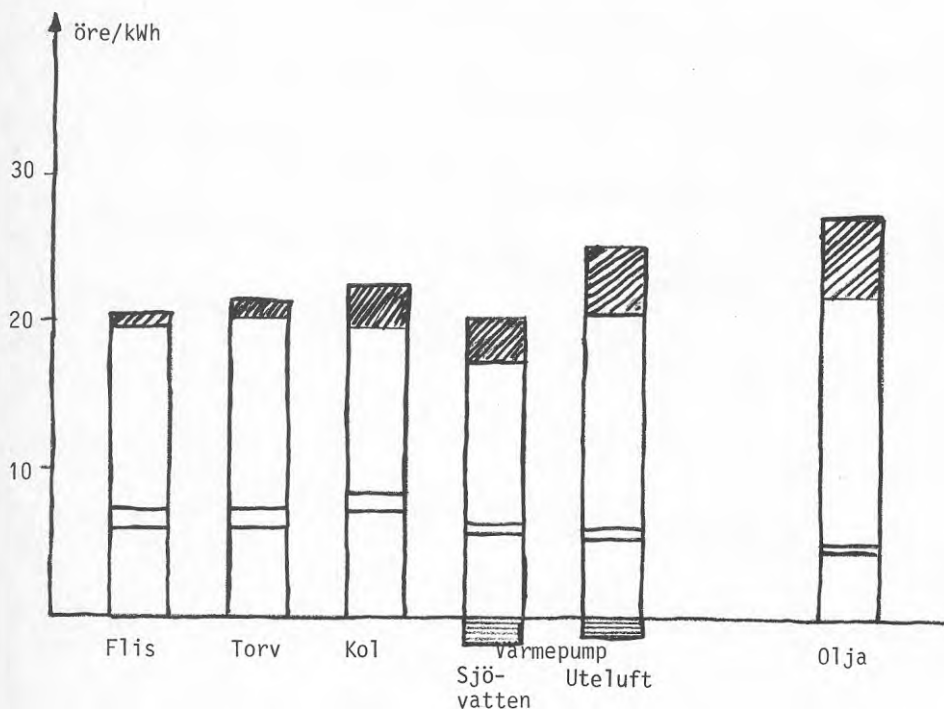
Figur 4 Värmeproduktionskostnad för gruppcentral med total effekt 3 MW. Kostnader redovisas för såväl inbyggda som fristående centraler.

Fristående gruppcentraler 10 MW och 25 MW

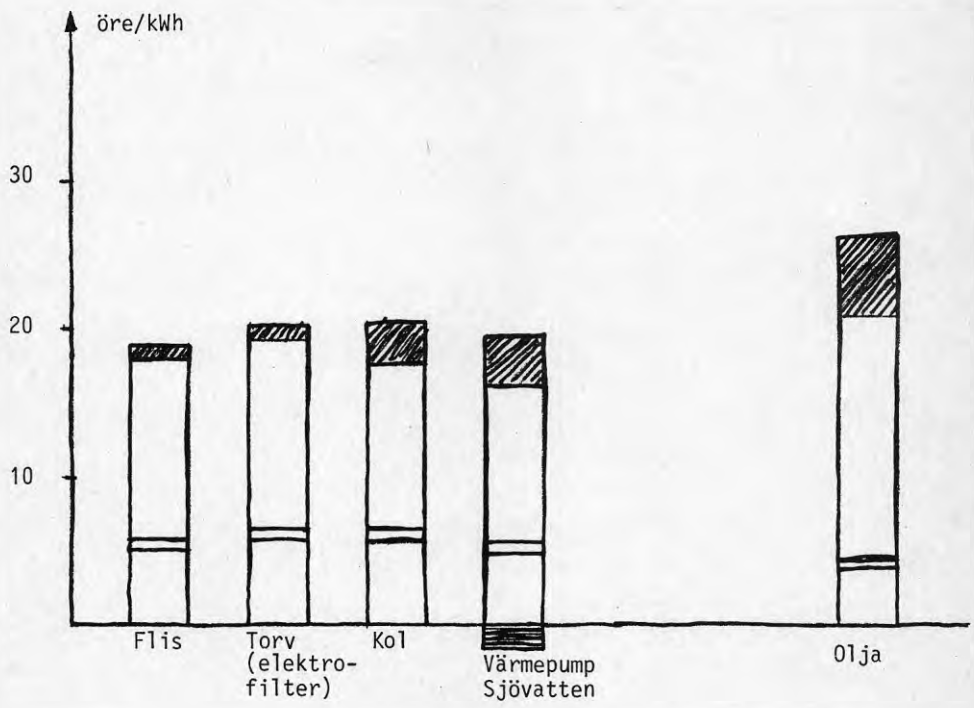
Dessa gruppcentralstorlekar motsvarar vad som är vanligt även i mindre fjärrvärmenät. Skillnader i värmeproduktionskostnad mellan alternativen är marginell, bortsett från uteluftvärmepump, som uppvisar en sämre lönsamhet. Bortsett från energiskatter ger sjövärmepumpen en bättre lönsamhet än andra alternativ, men då har också energilån med räntebidrag förutsatts.

Den föreslagna kolskatten gör att kolets position bland de fasta bränslena försämras. Observera dock att styckeol förutsatts även för dessa större anläggningar, och att bränslekostnaden bör kunna reduceras genom användning av stybbkol.

För den torveldade anläggningen, liksom för de koleldade anläggningarna har elektrofilter förutsatts.



Figur 5 Värmeproduktionskostnad för fristående gruppcentral, 10 MW total effekt.



Figur 6 Värmeproduktionskostnad för fristående gruppcentral, 25 MW total effekt.

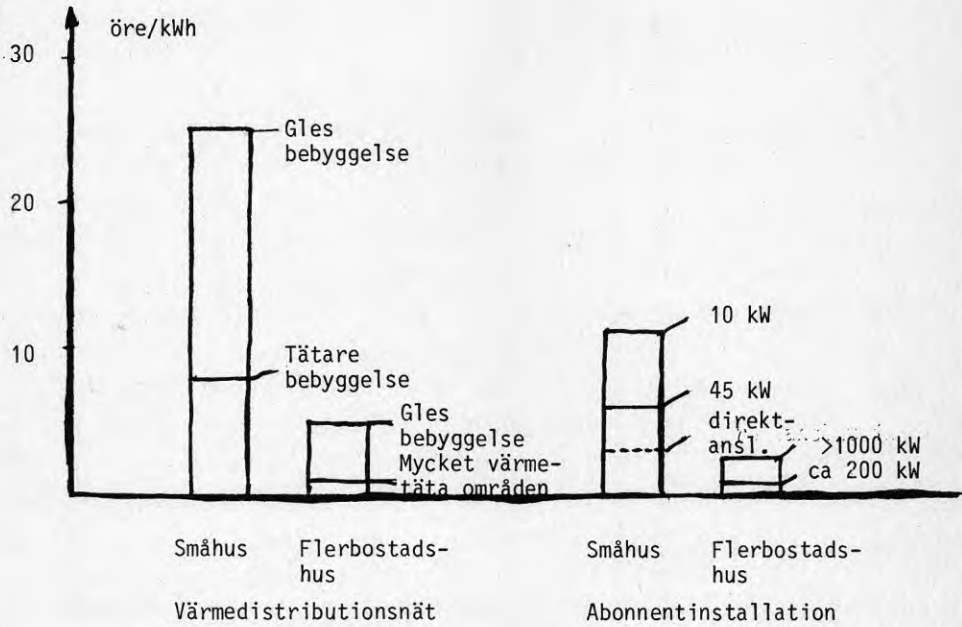
Kostnader för värmedistribution och abonnentinstallationer

Från gruppcentralen distribueras värmen i ett distributionsnät till enskilda fastigheter. Värmeförlusterna under transporten kan variera avsevärt beroende på isoleringsstandard och läggningssätt men framför allt på områdets värmetetthet och storleken på förbrukningen i de enskilda fastigheterna. För de nylagda nät i befintlig bebyggelse som huvudsakligen avses i denna utredning har antagits att värmeförlusterna uppgår till följande värden (energi):

Småhusområden	12%
Områden med flerbostadshus	8%

Kostnaden för distributionsnät och abonnentinstallationer avser konventionell teknik som bl a används i våra fjärrvärmenät. Den innebär för rörledningarna stål- eller kopparrör i prefabricerad plastkulvert (skyddsmantel) och med polyuretan eller mineralullsisolering. Konventionella abonnentinstallationer avser värmeväxlare mellan distributionsnät och husens interna värmesystem. Dessutom har angetts för småhus kostnader enligt danska källor för direktkopplade abonnentinstallationer i småhus. Konkurrenskraften för fjärrvärme och gruppcentralen i småhusområden är beroende av att kostnaderna för såväl distributionsnät som abonnentinstallationer kan reduceras markant.

I figur 7 redovisas gränser som normalt kan antas gälla för kostnaderna för värmedistribution och abonnentinstallationer.



Figur 7 Kostnad för värmedistribution och abonnentinstallation i befintlig bebyggelse (exklusive kostnader för värmeförluster och exklusive subvention).

Energilån utgår för anslutning till fjärrvärmenät eller gemensam panncentral (gruppcentral), varvid kostnaden reduceras med följande belopp:

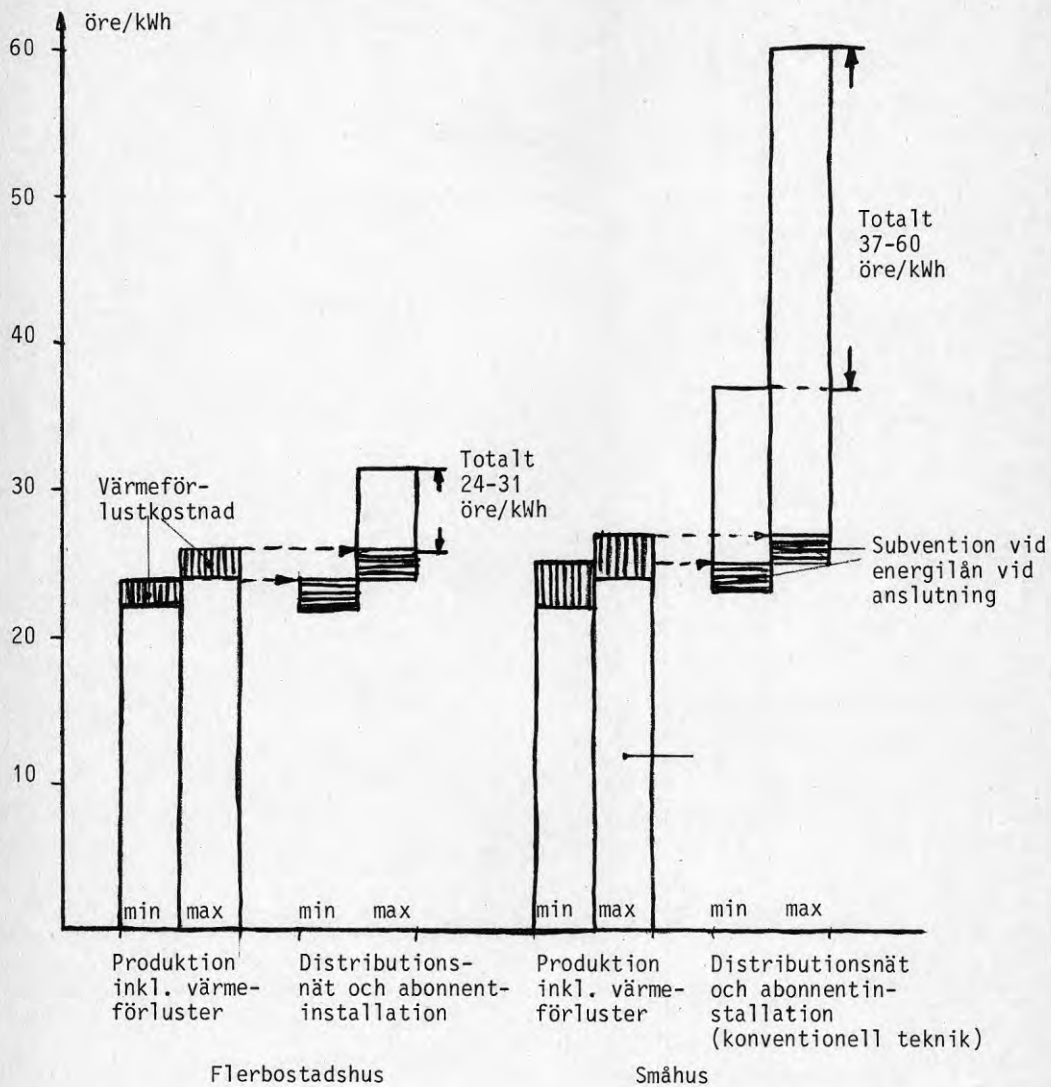
Småhus	1.9 öre/kWh
Flerbostadshus	2.1 öre/kWh

Totalkostnad för värme levererad från gruppcentralsystem vid nyanslutning av befintlig bebyggelse

Som ett exempel redovisas i figur 8 kostnadsgränser för värme levererad från ett gruppcentralsystem till slutlig konsument. Storleken på systemet är 3 MW. Min- och maxalternativen för värmeproduktionskostnaden avser fliseldad värmecentral och uteluftvärmepump, vilka representerar lägsta respektive högsta produktionskostnad av alternativen till olja. Min- och maxalternativen på distributions- och abonnentcentralsidan avser områden med olika värmtäthet.

Av figuren framgår att den totala uppvärmningskostnaden för flerbostadshus blir mellan 24 och 31 öre/kWh, vilket torde innebära god konkurrenskraft gentemot individuell uppvärmning. Konkurrenskraften gentemot fjärrvärmeanslutning får avgöras från fall till fall. Notera att enbart subventionen på grund av energilån med räntebidrag vid anslutning till gruppcentral täcker hela anslutningskostnaden för flerbostadshus i min-alternativet.

För småhus blir den totala uppvärmningskostnaden mellan 37 och 60 öre/kWh, vilket är för högt för att lönsamheten skall anses acceptabel. Direktanslutning, med kostnader enligt danska uppgifter skulle minska totalkostnaden med ca 3-5 öre/kWh. För att uppnå god lönsamhet för småhus torde även distributionsnätskostnaden behöva minska på motsvarande sätt.



Figur 8 Totalkostnad för värme levererad till slutlig konsument för flerbostadsområde respektive småhusområde, total effekt 3 MW, inkl. energiskatter och subventioner.

UTVECKLINGSBEHOV

Den specifika investeringskostnaden för fastbränsleanläggningar ökar med minskande enhetsstorlek och försämrar konkurrenskraften för dessa anläggningar. Tänkbara åtgärder som kunde förbättra ekonomin består dels av en ökad standardisering (fabriksbygge) och dels en mer höggradig automatisering av anläggningarna för att reducera personalbehoven.

En fortsatt utveckling av värmepumpstekniken som i viss mån är mindre väl beprövad än utnyttjandet av fasta bränslen kan förutses. Ur gruppcentralsynpunkt är framför allt en utveckling mot en förbättrad teknik att utnyttja naturliga värmekällor intressant och då främst sådan teknik som lämpar sig för uppskalning. Dessutom bör anpassningen av byggnaders interna uppvärmningssystem till för värmepumpen lämpliga temperaturnivåer ägnas uppmärksamhet.

På distributionsnät och abonnentinstallationssidan kan konstateras att möjligheten att i framtiden ansluta glesare områden (med stor andel småhus) är beroende av att kostnaderna kan reduceras. Detta kan ske på distributionssidan om utvecklingen av kulvertteknik blir framgångsrik. En förutsättning är att inte enbart materialsidan förbilligas utan även hela lägningsförfarandet. På abonnentsidan visar erhållna uppgifter på möjligheten att i småhus väsentligt sänka installationskostnaden om direktanslutning tillämpas i stället för den mer vanliga indirekta anslutningen.

Det bör uppmärksammas att låga vattentemperaturer och låga tryck på framledningen kan underlätta såväl införandet av ny kulvertteknik som direkt anslutning. Vid direkt anslutning bör också returtemperaturerna kunna sänkas. De lägre temperaturerna på såväl framledning som returledning bidrar också till en förbättrad ekonomi för värmepumpsystem. Direktanslutning kräver att det interna värmesystemet i byggnaden säkras mot nätets tryck. Detta kan lättare ske i ett mindre distributionsnät med lägre driftryck, anslutet till en gruppcentral, än i ett redan utbyggt större fjärrvärmenät.

Följande lista anger några enligt utredarnas bedömning angelägna utvecklingsinsatser:

- (1) Automatisering av driften i mindre fastbränsleeldade anläggningar så att dessa uppfyller krav på periodisk tillsyn och får en acceptabel drifttillgänglighet.
- (2) Följa upp drifterfarenheter från ny förbränningsteknik (snabb fluidbädd, förädlade bränslen) för att bättre kunna bedöma deras framtida möjligheter i gruppcentraler.
- (3) Demonstrera direktanslutning av småhus till gruppcentral, företrädesvis med utnyttjande av värmepump och lågtemperatursystem.
- (4) Studera den ekonomiska betydelsen av lågtemperatursystem vid värmepumpcentraler där R22 kan utnyttjas som köldmedium i värmepumpen samt tekniska lösningar och kostnader för att anpassa byggnadernas interna uppvärmningssystem till denna temperaturnivå.
- (5) Undersöka möjligheten att öka utnyttjandet av naturliga värmekällor för värmepumpar genom exempelvis förbättrad teknik för uteluftförångare (reducera kostnaden) och utveckling av ny teknik (isbildningsförångare).

1 MARKNAD

1.1 ALLMÄNT

Med gruppcentral menas en värmeproduktionsanläggning som försörjer mer än en fastighet och som har en årlig bränsleförbrukning motsvarande 100-5000 m³ eldningsolja. I utredningen har anläggningar i effektintervallet 500 kW - 25 MW studerats. Gruppcentralen är normalt dimensionerad för ett bestämt antal fastigheter (i motsats till fjärrvärmeanläggningar) och ägd av fastighetsbolag, bostadsstiftelse etc. Tekniskt sett finns dock ingen principiell skillnad mellan en gruppcentral och en värmecentral i ett fjärrvärmenät.

Den teknik som behandlas av utredningen avser följande marknadssegment:

(1) ombyggnad av befintliga oljeeldade gruppcentraler varvid befintliga oljepannor antages ersättas med nya fastbränsleeldade pannor (alternativt en värmepump) som skall svara för baslasten

(2) nyuppförda gruppcentraler i befintliga bebyggelseområden där ingen gruppcentral funnits tidigare

(3) nyuppförda gruppcentraler i tillkommande (nya) bebyggelseområden.

Utredningen behandlar ej konvertering av befintliga oljeeldade pannor.

Marknadspotentialen är givetvis störst för segmenten (1) och (2) och mer begränsad för (3). De olika segmenten behandlas separat nedan.

1.2 MARKNADSSEGMENT

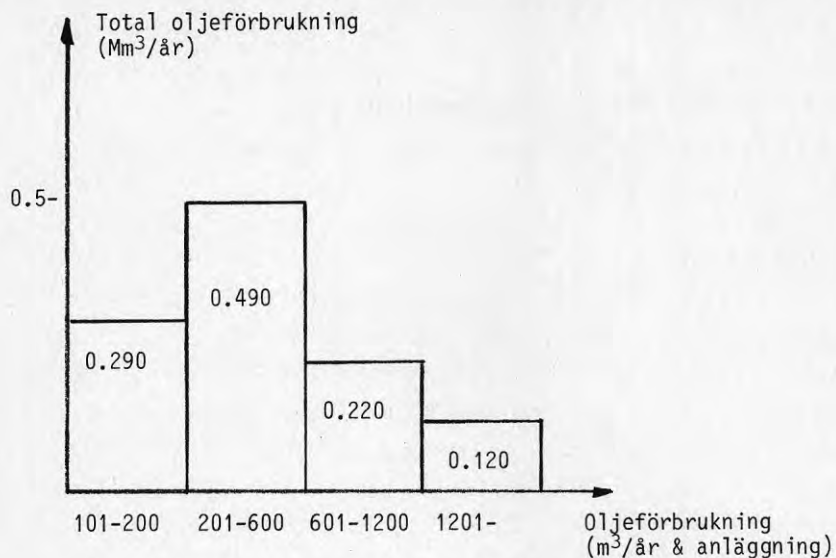
1.2.1 Ombyggnad av befintliga oljeeldade gruppcentraler

Marknadspotentialen för ombyggnad av befintliga gruppcentraler har redovisats i (1-1). Uppskattat antal befintliga gruppcentraler är i bostadssektorn ca 3 500, handel och offentliga byggnader ca 2 000 - 2 500 och inom industrin ca 3 500 - 4 000. De redovisade siffrorna är något osäkra beroende på att det ur befintlig statistik ej har gått att särskilja panncentraler som försörjer endast en byggnad från gruppcentraler som försörjer flera byggnader. Dessutom finns en viss risk för att pannor redovisats dubbelt. Exklusive industrisektorn uppskattas oljeförbrukningen i befintliga gruppcentraler till 2 miljoner m³ olja årligen.

Marknadspotentialen enligt ovan har uppskattats ur följande register:

- a) Flerfamiljshus (HSB, Riksbyggen, SCB)
- b) Industripannor (SA)
- c) Sjukhus m m (SPRI)

En uppdelning av befintliga oljeeldade gruppcentralers oljeförbrukning på olika storlekar redovisas i figur 1-1. (Obs endast bostadssektorn).



Figur 1-1 Oljeförbrukning i befintliga gruppcentraler inom bostadssektorn (3 500 st) Totalt ca 1.1 Mm³/år.

Den nu pågående fjärrvärmeutbyggnaden omfattar även områden med befintliga gruppcentraler. Därmed minskar givetvis potentialen att bygga om befintliga gruppcentraler. Samma referens (1-1) uppskattar att ca 50% av befintliga oljeeldade gruppcentraler utanför industrisektorn kan komma att anslutas till fjärrvärme under 80-talet.

De tekniska begränsningar som måste beaktas vid ombyggnad av befintliga oljeeldade gruppcentraler är framför allt

- utrymme för bränslelager etc i anslutning till gruppcentraler samt transportmöjligheter till gruppcentralen (fastbränsle)
- avstånd till lämplig värmekälla, exempelvis sjövattnet, markförhållanden etc (värmepumpar).

Utrymmesbehovet för alternativ teknik kan innebära att befintligt pannrum/byggnad ej räcker till. Oljeeldade pannor måste finnas kvar för spetslast och reserv. Tillbyggnad måste då kunna ske. I utredningen har antagits att större gruppcentraler med fastbränsle eller värmepump normalt kräver en ny byggnad.

Befintliga distributionsnät för värme i gruppcentralområden uppvisar i många fall höga värmeförluster. Även nätens ålder och förväntade livslängd kan påverka möjligheten att utnyttja dem i nya gruppcentralsystem. Dessutom kan abonnentcentraler alternativt värmeväxlare för tappvarmvattenberedning vara dimensionerade för höga framledningstemperaturer $\geq 90^{\circ}\text{C}$, vilket måste beaktas vid en värmepumpinstallation.

1.2.2 Befintliga bebyggelseområden med individuell oljeeldning

Enligt (1-1) fanns 1980 ca 720 000 enfamiljsbostäder och 480 000 bostäder i flerfamiljshus med individuell oljeeldning. Deras energiförbrukning motsvarar ca 20% respektive 15% av uppvärmningsbehovet för bostäder. En större del av flerfamiljshusen kan förväntas anslutas till fjärrvärmesystem. För småhusen kommer framför allt kostnaden för distributionsnät och abonnentinstallationer i förhållande till framtida elpriser att bli avgörande för om de med acceptabel lönsamhet kan anslutas till fjärrvärme- eller gruppcentralsystem. Energisparåtgärder som medför lägre specifik energiförbrukning påverkar lönsamheten i riktning mot mindre kapitalintensiva lösningar (typ elvärme).

Potentialen för nya gruppcentralsystem i befintliga bebyggelseområden undersöks i ett BFR-projekt (1-2). Några resultat från denna studie föreligger ännu ej.

1.2.3 Tillkommande (nya) bebyggelseområden

Friheten att utforma nya system vad avser temperaturnivåer, distributionsteknik, abonnentinstallationer etc gör att detta mark-

nadssegment är intressant för gruppcentralteknik. Mot centraliserade system talar dock de starkt minskade energiförbrukningsnivåerna i ny bebyggelse.

Gruppanslutning av småhus diskuteras i kapitel 5.

Med hänsyn till att detta marknadssegment till storleken givetvis är betydligt mindre än tidigare beskrivna har dessa system i utredningen givits begränsat utrymme.

1.2.4 Sammanfattning

Marknadspotentialen för ny gruppcentralteknik (inkl ombyggnad av befintliga oljeeldade gruppcentraler) kan sammanfattas i följande tabell:

	Befintliga oljeeldade gruppcentraler (ref 1-1)	Befintlig bebyggelse med individuell uppvärmning	Tillkommande bebyggelse
Bostäder (småhus)	500 st x 200 m ³ = = 0.1 Mm ³ olja	Potentialen för gruppcentraler utreds för närvarande i ett BFR-projekt (ref 1-2)	Ej uppskattad
Bostäder (flerfamiljshus)	3000 st x 330 m ³ = = 1.0 Mm ³ olja		Ej uppskattad
Handel, offentliga byggnader, sjukhus etc.	2000-2500 st x 280 -1000 m ³ = = 1.0 Mm ³ olja		Ej uppskattad
Industri	3500-4000 st x 2500 m ³ = = 9 Mm ³ olja		Ej uppskattad
	Totalt ca 11 Mm ³ olja		

1.3 REFERENSER

- 1-1 Potential for using alternative energy technologies in group central heating systems in Sweden.
- 1-2 Bebyggelsestruktur och värmeförsörjning. Potentialen för systemlösningar med lokala energikällor. BFR-projekt 811017-3, VBB-Göteborg.

För att kunna göra helt rättvisande jämförelser av ekonomin hos olika uppvärmningssystem krävs kunskap om hur prisutvecklingen kommer att bli för de olika energibärare som används under systemets hela avskrivningstid. Sådan kunskap finns som bekant ej att tillgå. Investeringskostnaden måste därför tas under viss osäkerhet. Man känner relationerna mellan dagens priser på olika energibärare och gör därtill vissa antaganden om hur denna prisbild kan förändras i framtiden. Förskjutningar i prisbilden kan ha olika orsaker. Tillgång-efterfrågerelationen är givetvis en viktig mekanism på energiområdet liksom på alla andra områden. Därtill kommer en rad viktiga styrmedel i form av skatter, subventioner etc. som kan gälla speciellt för Sverige och som dessutom kan förväntas ändras flera gånger under en tidsrymd av ca 20 år, vilket är en typisk avskrivningstid för anläggningar i gruppcentraler.

För en studie som denna måste man alltså acceptera att man har ytterst ofullständigt kalkylunderlag särskilt vad gäller framtida bränslepriser. Försök till energiprisscenarier för perioden fram till sekelskiftet och närmast därefter har på senare år gjorts bl a av Energikommissionen och av Konsekvensutredningen. Dessa prisscenarier har dock snabbt överspelats av verkligheten, framför allt i vad avser oljeprisutvecklingen.

I detta avsnitt ges en sammanställning av de energipriser som är aktuella i början av november 1982, vid köp av kvantiteter typiska i gruppcentralsammanhang.

Därtill ges en kvalitativ beskrivning av de speciella energipolitiska åtgärder som nu diskuteras eller föreslås och som kommer att påverka de olika energiprisernas nivå såväl absolut som relativt varandra.

2.1 ENERGIPRISER NOVEMBER 1982

2.1.1 Eldningsolja

	GJ/m ³	Riktpris kr/m ³	Avrundat för kalkyländamål kr/m ³	kr/GJ
Eo1	35.7	2459	2460	68.90
3NS	38.5	2008	2010	52.20
3LS	38.5	2067	2070	53.80
4NS	38.5	1921	1920	49.90
4LS	38.5	2004	2000	52.00
5NS	38.5	1833	1830	47.50
5LS	38.5	1916	1920	49.90

Priserna i tabellen ovan inkluderar skatter och avgifter enligt följande:

energiskatt	särskild avgift	totalt
291 kr/m ³	80 kr/m ³	371 kr/m ³

De olika huvudmän som svarar för driften av gruppcentraler kan skilja sig högst avsevärt från varandra vad gäller kundrelationer gentemot oljeleverantören, vilket medför att viss variation kan förväntas vad gäller rabatter.

För kalkyländamål kan man utgå ifrån att den minsta typen av köpare, t ex en enskild bostadsrättsförening med 100 m³ årlig oljeförbrukning, betalar enligt riktpislistan ovan. Stora köpare typ fastighetsbolag (privata eller kommunalt ägda) kommuner, landsting etc torde kunna utverka rabatter på upp till ca 10% av riktpisets.

2.1.2 Kol

Kol som köps för användning i gruppcentraler kan antas levereras från kolgård vid importhamn antingen med lastbil eller med järnväg till eget stickspår. Anläggningar i den aktuella storleken antas ej ha kolimport med fartyg till egen kaj.

För mindre pannanläggningar har här förutsatts sorterat kol (s k stokerkol) där fraktionen < 10 mm sorterats bort. För mindre stokers används vanligen 10-35 eller 10-45 mm. Vid köp av ca 500 ton stokerkol per år är aktuell prisnivå 630 kr/ton + 12 kr energiskatt fritt lastat vid leverantörens kolgård.

För större anläggningar som t ex eldar kol på wanderrost kan kol innehållande stybb accepteras. Vid en årlig förbrukning om ca 10 000 ton kan man räkna med ett pris av ca 485 kr/ton + 6 kr energiskatt fritt tippat i ficka hos köparen vid transportavstånd upp till några mil från kolgården.

2.1.3 Naturgas

Någon naturgasmarknad finns ännu ej i Sverige och därför heller inga aktuella priser på naturgas för leverans till gruppcentraler. När ett pris skall sättas år 1985, då de första leveranserna via ett svenskt distributionsnät sker, kommer detta att kopplas till en serie oljeprisnoteringar. Sannolikt kommer prisnivån att sättas så låg i introduktionsskedet att anslutning av befintliga gruppcentraler till gasnätet blir klart lönsam.

2.1.4 Flis

Handeln med flis sker f n efter flera olika faktureringsprinciper. Vid större fastbränsleeldade anläggningar mäter man ofta hur mycket nyttig energi som levereras ut från pannan samt pannverkningsgraden. Härur kan man räkna fram energiinnehållet i flisen vilket sedan utgör debiteringsunderlag. Alternativt mäter man fukthalten i flisen vid leveransen för att på så sätt bestämma dess energiinnehåll. Typiska priser på flis vid leverans av ca 100 m³ åt gången är ca 60-80 kr/m³s vid ca 50% fukthalt och ca 75-90 kr/m³s vid ca 30% fukthalt. (Exklusive moms och frakt).

2.1.5 Pellets

En aktuell prisnivå för bränslepellets av torv- och vedråvara är 680 kr per ton. Ca 2.2 ton pellets innehåller samma energimängd som 1 m³ Eo1. Priset för 2.2 ton pellets blir alltså ca 1 500 kr. För närvarande tillkommer 21.51% moms på detta pris. Pellets fritt fabrik 680 kr/ton eller ca 40 kr/GJ, (exkl moms).

2.1.6 Briketter

Importerade brunkolsbriketter (torvbriketter) från Östtyskland kostar fritt en större förbrukare i mellansverige 360 kr/ton + 6 kr energiskatt.

4 800 kcal/kg = 20 MJ/kg = 20 GJ/ton.

Densitet ca 700 kg/m³ (fast mått).

Prisuppgiften avser leverans av minst en hel järnvägsvagnslast direkt från Östtyskland till en köpare i Norra Götaland. Vid import av större mängder med båt torde ovan angivna pris kunna pressas.

Svensktillverkade briketter av snickeriavfall m m kostar vid leverans inom max 15 mil från fabrik ca 625 kr/ton, vid leverans av minst 20 ton.

2.1.7 Träpulver

För mindre brännare måste pulvret siktas en extra gång för att ta bort partiklar > 600 µ. För större brännare accepteras ända upp till 800 µ. Detta faktum i kombination med att mindre inkösvolymer är aktuella i det förra fallet gör att prisbilden blir ungefär följande.

Små anläggningar: Träpulver < 600 μ . 300 ton/år.
 Pris 900 kr/ton = 164 kr/MWh = 45 kr/GJ (exkl moms).

Stora anläggningar: Träpulver < 800 μ . 10 000 ton/år.
 Pris 750 kr/ton = 136 kr/MWh = 38 kr/GJ (exkl moms).

2.1.8 Torv

För mindre pannor har antagits användning av maskintorv (35-40% fukt).

Pris 100 kr/MWh = 28 kr/GJ = ca 345 kr/ton + moms 21.51%.

För större pannor har antagits användning av frästörv (40-50% fukt). Pris 80 kr/MWh = 22 kr/GJ = ca 215 kr/ton (exkl moms).

2.1.9 Fraktkostnad för fastbränslen

I detta sammanhang räknar vi endast med kompletta ekipage med dragbil och släp. Fraktkostnaden blir då ca 50 kr per mil för hela lasten, räknat på sträckan t o r. Med 30 tons last blir alltså fraktkostnaden vid 10 mils avstånd från leverantör till eldningsanläggning ungefär 33 kr/ton.

För kol, briketter, pellets etc som har relativt hög volymvikt (650-850 kg/m³) kan vanliga lastbilsekipages lastförmåga utnyttjas rationellt. Vid längre flistransporter med lastbil bör särskilda ekipage användas som kan ta åtminstone 100 m³ per resa. Sådana fordon kräver en lossningsplats som rymmer ett 24 m långt fordon och har en 12 m lång tippficka som kan ta emot en hel sådan last.

2.1.10 Sammanfattningstabell över bränslepriser nov 1982
(för referenser se avsnitt 2.3)

	kr/m ³ (avrundat)	kr/GJ			
OLJA					
Eo1	2460	68.90			I dessa priser ingår energiskatt = 291 kr/m ³ särskild avgift = 80 kr/m ³ totalt = 371 kr/m ³
3 NS	2010	52.20			
3 LS	2070	53.80			
4 NS	1920	49.90			
4 LS	2000	52.00			
5 NS	1830	47.50			
5 LS	1920	49.90			
max ca 10% rabatt för stora köpare					
KOL	kr/ton	kr/GJ	tillkommer energi- skatt		
Stokerkol 10-40 mm	630	23.80	12 kr/ton	räknat efter köp av 500 ton/år fritt leverantörens kolgård (lastat)	
Kol inkl. stybb 0-40 mm	485	18.30	6 kr/ton	räknat efter köp av 10 000 ton/år fritt tippat i köparens ficka.	
FLIS	kr/m ³ s	kr/GJ	tillkommer moms	totalt kr/m ³	
Container- lev. 100 m ³ 50%	70	26.50	21.51%	85	} fritt levererat inom ca 10 mil
Dito 30 m ³	75	28.40	21.51%	91	
Container 100 m ³ 30%	85	27.60	21.51%	103	
Dito 30 m ³	90	29.20	21.51%	109	
ALT. Debi- terings- form Värmeenergi efter pannan	kr/MWh				
	115	31.90 (netto)	21.51%	140	

	kr/ton	kr/GJ	tillkommer moms	pris inkl moms kr/ton	
PELLETS	680	40.40	21.51%	826	+ frakt Vid 30 tons last ca 3.50 kr/ton, mil
BRIKETTER Svenska	625	37.10	21.51%	759	Fraktfritt inom max 15 mil, vid minst 20 ton
BRIKETTER Öststats (brunkol)	360	18.00	nej men energi- skatt 6 kr/ton	366	Fritt förbrukare i mellansverige. Lev. med järnväg direkt från Östtyskland
TORV				kr/MWh inkl moms	+ frakt
Maskin- torv 35-40%	kr/MWh före eldn. 100	28	21.51%	122	
Frästorv 40-50%	80	22	21.51%	97	+ frakt
TRÄPULVER	kr/ton			kr/ton inkl moms	
< 600 µ	900	45	21.51%	1094	Anv. i små anlägg. Priset räknat efter 300 ton/år. Inkl. transport max 8 mil
< 800 µ	750	38	21.51%	911	Större anlägg. Räknat efter 10 000 ton/år. Inkl. trans- port.

2.1.11 Elektrisk energi

Vissa smärre variationer kan förekomma i eltarifferna inom olika eldistributionsområden. Nedan ges exempel på typiska tariffer för år 1982 som kan användas för kalkyländamål.

Energiskatten är 3 öre/kWh el för

- industrier med förbrukning > 40 MWh/år
- förbrukare i samtliga kommuner i AC, BD och Z län
- förbrukare i Ljusdal, Torsby, Sollefteå, Ange, Örnsköldsvik, Malung, Orsa och Älvdalen.

För alla övriga abonnenter är skatten på elkraft 4 öre/kWh.

Eltarifferna är uppdelade i tariffblock med hänsyn till vid vilken spänning leveransen sker. Nedan ges en översikt över de tariffprinciper som kan vara aktuella för drift av elpannor och värmepumpar i gruppcentraler.

Vid effektbehov < ca 500 kW levereras elkraften som regel som lågspänning 380/220V till abonnenten. Elleverantören har rätt att bestämma leveransspänningen. Om det gäller en abonnent med mycket elsvetsarbeten, stora startströmmar för motorer etc, kan distributören välja att leverera kraften som högspänning (t ex 6 kV) och låta abonnenten själv sköta nedtransformeringen, även om effektbehovet är < ca 500 kW. Vid effektbehov > ca 500 kW sker leveransen som regel som högspänning.

Säkringstariffer

För mindre gruppcentraler kan säkringstariff vara lämplig att tillämpa (år 1982).

Tariff	Energipris* öre/kWh	Säkringsavgift kr/år			
		100A	125A	160A	200A
Enkel	20.5	3000	3800	4950	6200
Mellan	16.2	6900	9100	12400	15500
Dubbel**	21.5/12.0	3200	4000	5150	6400

* Till energipriset tillkommer energiskatt, f n vanligen 4 öre/kWh.

** 21.5 öre under dagtid t ex 07-21; 12.0 öre under natten kl 21-07.

Ovanstående tariff torde endast komma ifråga för värmepumpar med ansluten motoreffekt på upp till ca 100 kW.

Effekttariffer

Typiska effekttariffer för tillämpning i gruppcentraler kan se ut som följer (år 1982).

Tariffblock	3			4		
	6 - 10 kV			380 V		
Leveransspänning						
Tariffbeteckning	N3	D3	E3	N4	D4	E4
Fast avgift kr/år	4000	4000	3800	3400	3400	3400
Abonnemangsavgift kr/kW ₁	35	35	35	45	45	45
Högbelastningsavgift kr/kW ₆	215	-	-	260	-	-
Energiavgift öre/KWh *						
okt-april, kl 07-21	11.0	23.8	21.2	11.6	27.1	24.0
okt-april, kl 21-07	11.0	11.0	21.2	11.6	11.6	24.0
maj-juni	7.9	9.0	9.0	8.4	9.6	9.6
juli	5.9	9.0	9.0	6.4	9.6	9.6
aug	7.9	9.0	9.0	8.4	9.6	9.6
sept	9.0	9.0	9.0	9.6	9.6	9.6
Indextillägg %	0.12 (K-540) = 12.0 år 1982					
Energipristillägg öre/kWh	0.43					

* Till energipriset tillkommer energiskatt, f n vanligen 4 öre/kWh.

Abonnemangsavgift erläggs för medelvärdet av de två högsta månadsvärdena under året för uttagen medeleffekt per timme (kW_1), dock för lägst 85% av abonnerad effekt.

Högbelastningsavgift erläggs normalt för en effekt bestämd som medelvärdet av de fyra högsta månadsvärdena under året (dock högst ett månadsvärde från perioden maj-aug) för uttagen medeleffekt per period om 6 timmar (kW_6), dock för lägst 25% av abonnerad effekt.

Indextillägg erhålls ur uttrycket 0.12 (K-540) där K är medelvärdet av konsumentprisindex året före leveransen (år 1949 är basår i den serien). För året 1981 var K=640, varför indextillägget i 1982 års tariffer blir 12.0%. Indextillägg utgår på samtliga avgifter i tabellen ovan.

Energitillägget beräknas ur ett uttryck av formen

$$0.13 (C-3.0) + 0.40 (U-3.5)$$

Koefficienterna kan variera något i olika regioner.

C = det med två decimaler angivna medelpriset i öre/kWh för de större elproducenternas sammanlagda oljeinköp under året före leveransåret enligt SCB:s redovisning.

U = den av SCB med två decimaler redovisade medelkostnaden i öre/kWh för kärnbränsle under året före leveransåret.

Engångsavgift vid nyanslutning eller utökning av abonnemang kan förekomma vid säkringstariffer och i speciella fall högspänningsabonnemang.

2.2 ENERGIPRISUTVECKLING

Några försök att bedöma den framtida prisutvecklingen på bränslen görs ej här. Dock skall kort redogöras för den ändrade beskattning av energi och energiråvaror som föreslagits och som till vissa delar trätt i kraft under 1983. Den innebär i korthet att energiskatterna bibehålls i sin nuvarande form men att beloppen ändras för att ge en önskad energipolitisk styrning. Mervärdesskatten på inhemska bränslen avskattas.

Vidare ges i detta avsnitt en beskrivning på den utveckling som kan väntas vad gäller differentierade elpriser.

2.2.1 Framtida energibeskattnig

Den nya energiskatt på olja som införs 1983-11-01 medför följande förändring av oljepriserna:

	Eo1	Eo4 NS	Eo4 LS	Eo5 NS	Eo5 LS
Utgångspris	2088	1550	1633	1462	1545
+ Särskild avgift	108	108	108	108	108
+ Ny energiskatt	411	411	411	411	411
= Nytt pris	2607	2069	2152	1981	2064

För fasta bränslen har följande skattesatser föreslagits.

Kol, koks, kolbriketter	141 kr/ton fr o m 1985-01-01.
Torv, träbränslen	ingen energiskatt, moms slopas.

Följande tabell ger energipriser för fasta bränslen (prisinivå 1982) med pålagor enligt förslaget (hösten 1983). Refererande till tidigare tabell (avsnitt 2.1.10) över aktuella energipriser, beträffande transportavstånd, kvantiteter etc.

	Utgångspris + energiskatt = nytt pris
Stokerkol	630 kr/ton + 141 = 771 kr/ton
Stybbkol	485 kr/ton + 141 = 626 kr/ton
Flis	70-90 kr/m ³ s + 0 = 70-90 kr/m ³ s
Pellets	680 kr/ton + 0 = 680 kr/ton
Briketter (svenska)	625 kr/ton + 0 = 625 kr/ton
Briketter (import)	360 kr/ton + 141 = 501 kr/ton
Maskintorv	345 kr/ton + 0 = 345 kr/ton
Frästorv	215 kr/ton + 0 = 215 kr/ton
Träpulver < 600 µ	900 kr/ton + 0 = 900 kr/ton
Träpulver < 800 µ	750 kr/ton + 0 = 750 kr/ton

För inhemska fasta bränslen utgår f n moms. Om emellertid bränsleleverantören även äger pannanläggningen och fakturerar den levererade värmeenergin så utgår i praktiken ingen moms eftersom värmeenergin ej är momsbelagd. Enligt mervärdesskattelagens formuleringar föreligger ej momsplikt för värmeleveranser. Det bör dessutom noteras att den som yrkesmässigt tillhandahåller värme, exempelvis kommunalt värmeverk, betecknas som tekniskt skattskyldig, vilket innebär rätt till avdrag för ingående moms. En fastighetsägare eller bostadsbolag som inte yrkesmässigt tillhandahåller värme saknar denna möjlighet. En fastighetsägare som hyr ut till mervärdesskattskyldiga hyresgäster (företag etc) har dock möjlighet att frivilligt inträda i mervärdesskattesystemet.

I och med att moms avskaffas för inhemska bränslen minskar betydelsen av ägarskapet. Fortfarande finns dock en skillnad vad avser inköp av anläggningen och andra momsbelagda varor och tjänster.

Det förslag till ny energibeskattning som redovisats innebär även att elskatten höjs fr o m 1983-07-01 från 4 öre/kWh till 5.2 öre/kWh för normala förbrukare (ej industrin).

2.2.2 Framtida eltariffer

Redan inom några år kan man vänta sig att en omläggning av säkringstarifferna kommer att ske och en övergång till effekttariffer blir aktuell för alla sk kvalificerade förbrukare (d v s för alla utom lägenheter, fritidshus samt villor utan elvärme). Mellantariffen, som på grund av det låga elenergi pris som tillämpas hela året är den intressantaste för en energianvändare, kommer troligen då att försvinna.

En sådan omläggning kräver att ett mycket stort antal abonnenter utrustas med en ny typ av elmätare som är under utveckling. Denna mätare förses med årsur, som styr omkopplingen mellan 8 olika register.

En framtida tariff med differentierade energipriser för kvalificerade förbrukare av lågspänd elkraft skulle t ex kunna se ut som följer. Observera att angivna priser endast är exempel.

Vinter vardag 07-21	35 öre/kWh
Vinter övrig tid	20 öre/kWh
Höst-vår vardag 07-21	20 öre/kWh
Höst-vår övrig tid	15 öre/kWh
Sommar	10 öre/kWh

Tack vare årsuret kan hänsyn även tas till "udda" helgdagar. Med vinter avses nov-mars. Höst-vår avser sept, okt, apr och maj. Till energipriserna enligt ovan kommer en fast avgift om 150-200 kr/år samt avgift för kostnader i det lokala nätet om 35-50 kr/kWh samt energiskatt.

För högspänningsabbonenter finns som framgår av tidigare avsnitt redan motsvarande tariffstrukturer tillgängliga.

Vid kalkylering av framtida uppvärmningskostnader för system som förbrukar elenergi i gruppcentraler bör man alltså inte utgå ifrån att en taxa av typ mellantariff kommer att finnas tillgänglig. Även för mindre effektbehov kommer ett differentierat elenergipris att tillämpas med ett relativt högt pris under den kallaste delen av året och då särskilt under dagtid.

2.3 REFERENSER

Litteratur

- 2-1. Skatt på energi, Betänkande av energiskattekommittén
SOU 1982:16, Liber förlag
- 2-2. Pris på energi. Ett betänkande om principerna för taxe- och prissättning inom energiområdet
SOU 1981:69, Liber förlag
- 2-3. Vattenfalls eltariffer av år 1982
Folder, Statens Vattenfallsverk
- 2-4. Eltariffer för detaljdistribution
Rapport från Arbetsgrupp C inom Marknadsområdet
Stencil, Svenska Elverksföreningen, 1981
- 2-5. Kravspecifikation för elmätaretilsats, avsedd för tidsdifferentierade tariffer
Svenska Elverksföreningen Marknadsråd, feb 1982
- 2-6. Kol är ekonomi
Informationspärm från Salén Coal AB
- 2-7. Tidskriften Bioenergi Nr 7 och 8 1982
- 2-8. VVS-tidskriften Nr 10, 1982
- 2-9. Mora Pellets Nr 1, 1982
- 2-10. Prislista 82-10-14, Svenska Shell AB

Intervjuade personer

<u>Namn</u>	<u>Företag</u>	<u>Beträffande</u>
Lars Wikman	Nyköpings Elverk 0155/48000	Framtida eltariffer
Lars-Erik Dahllöf	Salén Coal AB 031/42 82 90	Kol Importerade brunkols- briketter frakttariffer
Sture Johansson	Södra Skogsenergi 0457/12925	Flis

Bernt Bengtsson	SABI 0470/45500	Flis
Nils Albertsson	NyDo Energi 08/24 35 80	Flis
Sune Jörnlind	Svenska Torv AB 023/18180	Torv
Sten Gabriellii	EBE Energibränsle AB 033/10 01 35	Träpulver
Birgitta Nordström	Mora Värmeverk AB 0250/26000	Pellets
Kenneth Engvall	Bio Pell Strängnäs 0152/14914	Pellets
Göran Gustafsson	Brikett Energi 036/14 20 30	Briketter

3 FASTBRÄNSLEELDADE GRUPPCENTRALER

3.1 ALLMÄNT

3.1.1 Flis

Flis från skogsavfall, gallringsvirke och visst lövöverskott är det bränsle som snabbast kan införas i hetvattenpannor i storleksintervallet 1-15 MW. Ett flertal anläggningar har byggts eller projekterats de senaste åren. Ofta kan det dock vara svårt att dra några entydiga slutsatser ur de kostnadsuppgifter som finns tillgängliga. Lokala förutsättningar, t ex grundläggningsförhållanden, och speciella önskemål från beställaren såsom t ex förberedelser för framtida utbyggnad, lagerstorlek, ev oljeeldad reservkapacitet m m, kan försvåra en jämförelse med andra anläggningar om man inte har tillgång till utförliga tekniska och ekonomiska specifikationer av de ingående systemen.

Den flis som är tillgänglig idag beräknas ha en fukthalt varierande mellan 40 och 55%. Olika fukthalter ger olika stora bränsle- och rökgasflöden och påverkar på så sätt kostnaderna för bränslelager och transportsystem samt pannan och rökgasreningsutrustningen. Något underlag som medger en exakt förutsägelse om hur kostnaderna varierar med fukthalten existerar inte idag.

Bränsleflödet (volym) blir ca 12 ggr större än vid oljeeldning vilket ställer stora krav på både transportsystem och lagringskapacitet. Som exempel kan nämnas att en panna med 3 MW hetvatteneffekt får bränsle-flis-flödet $4.3 \text{ m}^3/\text{s}$ per timme och en panna med 10 MW effekt $14.5 \text{ m}^3/\text{s}$. Vid denna uppskattning har följande värden använts; bränslets fukthalt 45%, torrsubstansvikt $180 \text{ kg}/\text{m}^3$ och pannans medelverkningsgrad 82%. För att klara ett normalt veckoslut (64 h) utan bränsletillförsel måste anläggningarna ha lager om minst 275 respektive 920 m^3 .

Flis eller skogsbränslebaserade pannanläggningar har använts under många år inom industrin. På senare år har en ökande användning för bostadsuppvärmning kommit till stånd. Ca 230 MW pann-effekt fördelat på ca 20 pannor finns installerad i värmeverk tillhörande värmeverksföreningen.

Drifterfarenheterna från dessa anläggningar är i stort sett positiva även om anläggningarna i många fall har fordrat ett omfattande justeringsarbete under igångkörningsperioden som således blivit lång. De största problemen har återfunnits på bränslehanteringsidan beroende på för stora bränslestycken, orenheter som jord, sten och snö m m. I många fall har detta lett till att bränslet fastnat i transportörer och bränslesilos m m. I många fall har motorer och transportörer varit underdimensionerade.

Hög grad av föroreningar hos bränslet har också givit problem med slag och askhantering, problem som ofta varit svåra att åtgärda i efterhand.

En framtida panna måste konstrueras utgående från att använda skogsflis dvs ett fuktigt krossat bränsle med relativt hög halt föroreningar och stor vikt måste läggas vid konstruktion av bränsle-, slaggnings- och askhanteringssystem.

3.1.2 Torv

Torv är jämfört med flis ett besvärligare bränsle främst på grund av högre halter aska och flyktiga beståndsdelar. Den torv som i första hand är aktuell i anläggningar under ca 15 MW storlek är stycketorv (även kallad maskintorv). Pulverförbränning bedöms vara olönsam på grund av ökade investeringskostnader för malning och hantering. Frästorv är svår att elda på sned eller planrost utan inblandning av bark eller flis för att hålla ihop bränslebädden och förhindra genomblåsning. Frästorv är också besvärliga att transportera på grund av dammbildningen. Frästorv håller normalt

en fukthalt på mellan 50 och 60 % medan flera både svenska och finska utredningar anger fukthalten 35 % för maskintorv. Enligt finska uppgifter har man dock i realiteten ofta fått stycketorv med fukthalter upp till 50 % i pannanläggningarna.

Skrymdensiteten hos maskintorv är ca 395 kg/m³ vid 45 % fukthalt då värmevärdet är ca 11 MJ/kg. Torvbehovet blir då ca 200 m³ per helg för 3 MW och 650 m³ för 10 MW. Om en viss leveransreserv byggs in kan lager, transportanordningar m m dimensioneras som för flis.

Någon erfarenhet av eldning med torv i större skala finns inte i Sverige. I Finland finns dock en omfattande erfarenhet. Speciellt stycketorv är storleksmässigt enhetligare än skogsflis, varför det också är lättare att transportera. Transportanordningarna måste dock utföras för att klara finfraktionen då bränslet kan krossas vid hantering.

Den höga askhalten och stycketorvens form gör att en mekanisk rost underlättar en effektiv utbränning av bränslet och utaskningen.

Den höga halten flyktiga beståndsdelar gör att risken för eldstadspuffar (mindre eldstadsexplosioner) är påtaglig och pannan måste konstrueras med tanke på detta.

3.1.3 Kol

Tidigare genomförda utredningar har ofta som minsta anläggningsstorlek haft 10 MW för fastbränsleeldade anläggningar. Medan t ex SOU 1980:9 /3.1/ har kol som bästa alternativ för alla storlekar från och med 19 MW, anger DFE 21-22 /3.2/ att kol är konkurrenskraftigt med t ex torv först vid en hetvattencentral med 80 MW effekt. Båda ovanstående utredningar framhåller dels att anläggningskostnaderna är höga eller t o m mycket höga för koleldade anläggningar, vilket gör att finansieringsfrågan får en

avgörande betydelse, dels att miljöproblemen förväntas vara betydligt svårare att lösa än vid t ex flis- eller torveldade anläggningar.

Kol innehåller stora mängder aska och ibland även höga svavelhalter.

Askan avskiljs med i stort sett samma metoder som vid torv.

Tillåtna svaveloxidutsläpp begränsas av svavellogen. Svavelutsläppet får maximalt vara 0.24 g S/MJ bränsle. Om effektiva värmevärdet för kol förutsätts vara 27.2 MJ/kg, och om enligt Naturvårdsverkets anvisningar 20 % av det i bränslet ingående svavlet antas bindas i askan samt om pannverkningsgraden antas vara 85 %, innebär detta att kol med högst 0.8 % svavel får användas, såvida inte svavelrening tillgrips. I det här aktuella effektintervallet kan i praktiken svavel endast avskiljas genom förbränning med kalktillsats i fluidiserad bädd (FB).

I de tidigare utredningarna görs bedömningen att kol förmodligen inte kommer att introduceras i intervallet 1 - 15 MW värmeeffekt utan omfattande ekonomiska stödåtgärder.

Då det finns ett mycket stort antal pannor i effektområdet 1 - 15 MW i både hetvattencentraler i fjärrvärmesystem (ca 600 enheter inom Värmeverksföreningen) och i industrin, är detta ett mycket intressant område för att finna ersättningsbränslen till olja, speciellt i kustregioner där flis och torv kan medföra höga transportkostnader.

Erfarenheterna av koleldning i moderna anläggningar i det aktuella effektintervallet är begränsade. En wanderrostpanna på 20 MW finns sedan väl ett år i drift i Heby med relativt god erfarenhet. Vissa problem har förelegat beträffande bränsle och asktransportsystem. Övervakning av bränsletransportutrustning och eldningsutrustning kräver ständig bemanning. Det bränsle som används, stybbskol, har ofta en stor andel

finfraktion, vilket försvårar lufttillförseln till bränslebädden och luftfördelningen måste finregleras manuellt.

Ett flertal mindre koleldade anläggningar har uppförts i trädgårdsanläggningar i södra Sverige. Anläggningarna är ofta enkelt byggda och fordrar stora manuella insatser vid drift.

3.1.4 Övriga bränslen

Det finns även mer "förädlade" bränsleformer som pellets, briketter, finmalt träpulver och blandningar mellan kol och en vätska (olja eller vatten) samt kolpulver (distribuerat som pulver). De styckformade bränslena kan eldas på rost medan de pulverformiga och flytande bränslena eldas i brännare.

Någon egentlig erfarenhet av dessa bränslen i kommersiell skala finns inte idag. Vid proveldning har det i många fall varit svårt att få bränslet fullständigt utbränt. De pulverformiga och flytande bränslena medför normalt en effektreduktion vid konvertering av en befintlig panna jämfört med tidigare oljeeldning.

De flesta av dessa "förädlade" bränslen är relativt dyra, utom möjligen brunkolsbriketter från Östtyskland och Polen, och då de kommer att kräva en relativt avancerad förbränningsutrustning kommer ekonomin att bli tveksam åtminstone i större skala.

Dessa bränslen kommer då i första hand ifråga för mindre anläggningar (pellets och briketter) och vid en konvertering av oljeeldade pannor under en övergångsperiod. Nationellt kommer dessa bränslen knappast att få någon stor betydelse när det gäller att ersätta olja i gruppcentraler.

3.2 TEKNIK

3.2.1 Allmänt

Nedan beskrivs kortfattat den teknik som kan komma till användning för hantering och förbränning av flis (skogsflis), torv och kol i pannheter upp till ca 10 - 15 MW effekt. En uppdelning har gjorts efter hanteringsutrustning, eldningsutrustning (inklusive automatisk utaskning) och rökgasrening.

3.2.2 Hanteringsutrustning

3.2.2.1 Flis

Ett flertal olika system som medger automatisk flishantering finns idag att tillgå på marknaden. Flisen tippas normalt i en mottagningsficka som vid de minsta anläggningarna även kan utgöra flislagret. Mottagningsfickan bör med en viss marginal rymma den största transportvolym som kan vara aktuell.

De största ekipagen idag rymmer 100 - 120 m³, varför en mottagningsficka för sådana ekipage bör vara 150 - 200 m³.

Vid större anläggningar finns dessutom ett mellanlager och ibland även ett mindre lager i samband med inmatningsutrustningen till pannan.

Efter mottagningsfickan bör något sållarrangemang - skivsåll eller liknande - finnas, för att större bränslestycken eller föroreningar inte ska kunna fastna senare i transportkedjan eller i pannan. Kan garantier erhållas från bränsleleverantören beträffande bränslets renhet kan sållet uteslutas.

Mellanlager bör dimensioneras för några dagars drift. Används skogsflis bör långa lagringstider undvikas, då bränslets vedsubstans p g a den höga vattenhalten bryts ned ganska snabbt med mögelbildning som följd.

Vid lång lagringstid sammanpressas bränslet och bottenutmatning omöjliggörs.

Utmatning från mottagningsfickor och mellanlager sker bäst med vandrande (öppna) skruvar eller stokermatare.

För transport inom anläggningen används bandtransportörer eller skraptransportörer. Slutna skruvar är mycket känsliga för föroreningar och stickor och medför långa driftavbrott när något fastnar i skruven.

Vid konstruktion av lager och transportörer bör frysningsrisk och damningsrisken beaktas och åtgärdas efter behov med värmeslingor och inbyggda transportörer.

Motorer till transportörer och såll ska dimensioneras med marginal för att undvika de idag vanliga problemen med bränslehantering.

Större anläggningar för fliselddning bör förses med automatisk utaskning. Visserligen har flis från helved relativt låg askhalt, men flisbränsle kommer med stor sannolikhet att bestå av skogsflis, d v s hyggesvirke, gallringsvirke m m med relativt hög föroreningsgrad och därmed hög askhalt. Utaskning sker med (kyld) skruv eller skraptransportör. Aska samlas med avskilt stoft i en sluten container.

3.2.2.2 Torv

I stort sett gäller samma sak som för flis. Skruvtransportörer har en tendens att mala sönder stycketorv. Damningsrisken är större vid alla typer av torv jämfört med skogsflis.

Torv har normalt högre askhalter än flis med större krav på askhanteringsystemet. För att undvika slaggbildning eldas ofta torv på mekaniska roster som har ett betydligt större rostgenomfall än fasta roster. Innehåller rostgenomfallet brännbara beståndsdelar finns risk för bränder i askfickor. För att eliminera denna risk kan askan samlas upp i ett vattenbad under rosten och transporteras till en container med en skraptransportör. Vattenbadet tjänar också som ett vattenlås, vilket dämpar tryckstegringar till följd av eldstadspuffar, som är vanligare vid torv på grund av den högre andelen flyktiga beståndsdelar i bränslet.

3.2.2.3 Kol

Speciell hanteringsutrustning krävs för att tillföra kol och bortföra aska. Utrustningen bör fungera automatiskt då anläggningarna annars skulle kräva kontinuerlig bemanning, d v s minimum 14 man om anläggningen måste bemannas med 2 man per skift av arbetarskyddsskäl, vilket skulle göra att anläggningar inom den lägre delen av effektområdet skulle bli mycket dyra att driva.

Både kolet och askan kan hanteras med idag kommersiellt etablerad teknik- I Sverige har man ännu inte använt tekniken för detta ändamål, men den finns tillämpad i t ex gruv- och cementindustrin.

All hantering kan ske med slutna transportörer, vilket gör att bränsle- och askhanteringen knappast utgör någon olägenhet ur arbetsmiljö- eller omgivningshygienisk synvinkel.

I England och på kontinenten, t ex Polen, sker sedan många år automatisk hantering av kolet från lagerbunker till pannans påfyllningsanordningar. De system som finns använder de vanliga transportanordningarna för bulkmaterial, d v s skruvar, elevatorer, band med eller utan medbringare, pneumatiska transport-system - vid kol med liten styckestorlek - etc.

Askan transporteras ut ur pannan genom att den samlas i askfickor eller asktråg efter rosterna och därifrån transporteras till ett uppsamlingskärl (container).

För asktransport till container används skruvar, skrapor eller våta system (askan slammas upp i vatten). Systemen görs för helautomatisk drift även om man under ca 1 MW kan använda halvautomatiska system som kräver manuella insatser vid utaskningen ur pannan. Med de bestämmelser om periodisk tillsyn som finns idag, kan pannan lämnas utan tillsyn i upp till 12 h, d v s utaskning kan då ske två gånger per dygn.

3.2.3 Eldningsutrustning

3.2.3.1 Flis

Flis eldas på någon typ av rost, antingen i förugn eller direkt i pannan. I det senare fallet krävs att flisen är torr eller att partierna runt rosten utformas så att flisen får tillfälle att torka innan den når den egentliga förbränningszonen. Utformningen av eldningsutrustningen påverkar förbränningsresultatet och pannans verkningsgrad. En mekanisk (rörlig) rost ger t ex ett bättre förbränningsresultat än en fast, speciellt vid varierande bränslekvalitet. Den betingar också ett betydligt högre pris. På samma sätt kan utbränningsgraden förbättras genom att oförbrända stoftpartiklar återföres från en första stoftavskiljare till rosten.

Beträffande dessa detaljer gäller, som i så många andra sammanhang, att det finns en koppling mellan å ena sidan driftsäkerhet och underhålls krav och å andra sidan investeringskostnaden. Skillnaden mellan en billig och en dyr eldningsutrustning (inkl panna) kan vara större än en miljon kronor för en 10 MW anläggning. Ofta är dock några procents verkningsgradsförbättring tillräcklig för att betala den ökade kostnaden.

En mekanisk rost är betydligt okänsligare för varierande bränsle-kvalitet, speciellt askhalt och föroreningsgrad, än fasta roster och bör rekommenderas i de fall skogsflis kan antas bli ett do-minerande bränsle i framtiden.

3.2.3.2 Torv

Finska erfarenheter visar att stycketorv bör eldas på mekanisk rost för uppnående av god förbränningsverkningsgrad och före-byggande av slaggproblem.

På grund av den höga halten flyktiga beståndsdelar bör pannan göras "mjuk" i någon sektion för att kunna dämpa inverkan av eldstadspuffar, t ex genom att utaskning sker via ett vattenlås.

Genom detta förfarande elimineras den brandrisk som alltid före-ligger när oförbrända bränslepartiklar faller genom och samlas under en mekanisk rost.

För att kunna hantera bränslen med olika fukthalt är det en fördel om förbränningsluften till rosten (primärluften) kan regleras både med avseende på mängd och temperatur separat för olika zoner på rosten.

3.2.3.3 Kol

För automatisk eldning av kol i intervallet upp till ca 15 MW blir det aktuellt att utnyttja undermatade roster, sneda trapp-roster eller kedjeroaster. Förbränning kan ske även i fluidiserad bädd (FB)

Alla de nämnda eldningsmetoderna kan göras helautomatiska. De största undermatningsrosterorna kan förses med automatisk utask-nings medan de mindre av kostnadsskäl bör slaggas manuellt. Vid övriga eldningsmetoder är det ingen svårighet att erhålla auto-matisk utaskning.

Från regleringssynpunkt är en rosteldad kolpanna trögare än en oljeeldad panna på grund av den stora mängden bränsle på rosten. I värmesystem ställs det dock sällan så stora krav på snabba belastningsändringar som i t ex processindustrins pannor.

Eventuellt kan viss andel av svavlet i bränslet bindas om kalk doseras med bränslet på rosten samtidigt som förbränningstemperaturen hålls låg.

Eldas kol på kedjerost kan askan vid mindre anläggningar samlas direkt i ett kärl under rostens slutända.

Vid större anläggningar transporteras askan till en centralt belägen container tillsammans med i stoftavskiljaren avskilt stoft. Transporten kan ske mekaniskt (skruvar, skrapor), pneumatiskt (tryckluft) eller hydrauliskt (pumpning av aska uppslammad i vatten).

3.2.4 Rökgasrening

3.2.4.1 Flis

Naturvårdsverket har i bl a /3.3/ publicerat riktlinjer för utsläpp från flisbränsleeldade anläggningar. Även om riktlinjerna formellt endast gäller för fastbränsleeldade anläggningar enligt miljöskyddslagen kan de ses som rekommenderade värden.

För flis gäller 55 mg stoft per MJ bränsleenergi för anläggningar större än 10 MW tillförd effekt (motsvarar ca 100 mg/m³n torr gas vid 10 % CO₂). Vid anläggningar mindre än 10 MW tillförd effekt är motsvarande värden 200 mg/MJ (350 mg/m³ vid 10 % CO₂).

En stoftavskiljare krävs således för de flesta träbränsleeldade anläggningar. Hittills har man för fliseidning endast använt cyklonavskiljare men Naturvårdsverkets nya rekommendationer kan medföra att man måste övergå till mer avancerade stoftavskiljare som elektrofilter eller spärrfilter. På fabrikanthåll är man idag obenägen att lämna garantier om max 200 mg stoft per MJ vid t ex

fliseldad anläggning med 3 MW effekt. Man tror att kravet kan hållas med ett småcyklonaggregat, men man vill avvakta prov vid nya anläggningar innan man är beredd att lämna garantin. För anläggningar över 10 MW innebär Naturvårdsverkets rekommendationer ett största utsläpp av 100 mg/nm^3 , vilket skulle kräva ett elektrofilter. Från fabrikanthåll är tveksamheten mycket stor till att installera spärffilter vid flis och torveldade utrustningar på grund av brandrisken. Möjligen kan detta gå i samband med en grovavskiljare av cyklontyp.

3.2.4.2 Torv

Samma bestämmelser gäller som vid flis. Stoftavskiljaren måste vara effektivare med tanke på den högre askhalten vid torv och den ofta mer pulverformiga bränslestrukturen.

3.2.4.3 Kol

Kol är normalt det bränsle som innehåller största andelen aska, mellan 10 - 15 %. Av de alternativa bränslen som är aktuella är det endast torv som per energienhet innehåller samma askmängder.

Alla koleldade anläggningar måste förses med stoftavskiljare, ofta högeffektiva avskiljare av typ elektrofilter eller spärffilter. Enligt SNVs rekommendationer /3.3/ tillåts ett utsläpp av max 15 mg stoft/MJ (35 mg/m^3 vid 13 % CO_2), vilket medför att elektrofilter eller spärffilter måste användas. I gynnsamma fall kan det vid eldning av kol på rost räcka med effektiva cykloner. Kolets partikeldensitet är högre än t ex torvens och om rostbelastningarna inte drivs till extrema värden skulle det eventuellt kunna räcka med cykloner, som är avsevärt billigare.

Det förtjänar åter att påpekas att erfarenheten av kolanvändning i Sverige är mycket begränsad. I England, där man förvisso har en annan syn på rökgasrening, används pannorna ofta utan stoftrening och utrustas endast i speciella fall med enkla cykloner. Vissa krav ställs dock på fullständig (rökfri) förbränning och skorstenshöjd.

3.3 INVESTERINGS- OCH DRIFTKOSTNADER

3.3.1 Allmänt

Produktionskostnaderna i en fastbränsleeldad central sammansätts av årligen fasta kostnader och driftkostnader. De fasta kostnaderna består till största delen av räntor och amorteringar på investerat kapital, skatt, försäkringar, underhåll och personalkostnader. De två sista posterna är delvis beroende av utnyttjningstiden men vid normalt utnyttjande måste personal och underhållsorganisation finnas oberoende av anläggningens slutliga utnyttjningstid.

Driftkostnaderna utgörs till absolut största delen av bränslekostnader (som i sin tur beror på bränslepris och pannans verkningsgrad), elkostnader för drift av hjälpmaskiner m m. Givetvis är en del av underhållskostnaderna beroende av den egentliga drifttiden, men för enkelhetens skull räknas den som fast här.

Investeringskostnader exklusive mervärdesskatt redovisas för olika bränsletyper och anläggningsstorlekar i de följande avsnitten. Kostnaderna är i huvudsak baserade på leverantörsuppgifter. De redovisade anläggningskostnaderna är uppdelade enligt tabell 3.0.

Tabell 3.0 Anläggningsspecifikation

- A Panna
Inklusive eldningsutrustning, luftfläktar, eventuell luftförvärmare och utskningsanordning
- B Rökgassystem
Stoftavskiljare, rökgasfläkt, kanaler, skorsten och eventuell stoftåterföring
- C Instrument och reglering
Utrustning för automatisk drift med periodisk övervakning
- D Elinstallation
Inklusive belysning och eventuell transformator
- E Rörsystem
Indirekt koppling till värmesystem. Inklusive värmeväxlare, pumpar, tryckhållningssystem, vattenbehandlingssystem samt VVS
- F Bränsletransportsystem
Utrustning för bränslemottagning, transport och lagring (exklusive byggnader). Lagringskapacitet motsvarande 64 h drift
- G Byggnader
Pannhus samt överbyggnader för lager. Kostnader för fundament sätts till ett fixt belopp för samtliga betraktade anläggningar. T ex 150 000 kr för 3 MW och 400 000 kr för 10 MW
- H Komponentkostnader
Summa A - G enligt ovan
- I Markarbeten
Inklusive tomtplanering och vägar. T ex 150 000 kr för 3 MW och 400 000 kr för 10 MW
- J Projektering
Inklusive kontroll och igångkörning, 6 % av H
- K Diverse
Montage, oförutsett, 8 % av H
- L Räntor
Räntekostnader under byggnadstid. T ex 4 % av H för 3 MW och 8 % av H för 10 MW
- M Summa
Kostnad för nyckelfärdig driftklar anläggning (exkl anskaffningskostnad för tomt).

I de fasta årskostnaderna ingår förutom ränta och avskrivningar även skatt, försäkringar, underhåll och personal. Följande antaganden har gjorts:

Kapitalårskostn: Utgående från den givna investeringskostnaden kan kapitaldelen (räntor och amorteringar) av de fasta årskostnaderna beräknas med skilda kalkylmetoder och ränteantaganden. Se exempelvis avsnitt 3.5, där kapitalårskostnader beräknas som annuiteter med 6 % ränta.

Avskrivningstid: 20 år

Underhåll: Räknat som 3 % av anläggningskostnaden

Vid en noggrannare kalkyl bör man ta hänsyn till varierande livslängd (avskrivningstid) och underhållsbehov för olika komponenter.

Skatt: Räknd som 2 % av 75 % av anläggningskostnaden. Således 1,5 % av anläggningskostnaden.

Försäkringar: Räknade som 0,05 % av anläggningskostnaden.

Personal: Redovisas separat för varje anläggningstyp i de följande avsnitten.

Separat för varje anläggningstyp redovisas därefter i de följande avsnitten dessutom kostnader för bränsle samt hjälpkraft.

Alla i det följande redovisade kostnader är hänfödda till hösten 1982. I de fall omräkningar till denna tidpunkt erfordrats, har detta skett med "Faktorprisindex för material, maskiner, transporter och elkraft". Förändringen under senare år av detta index (liksom en jämförelse med konsumentprisindex) framgår av bilaga A.

En gruppcentral består normalt alltid av flera pannenheter. Anläggningskostnader och driftkostnader för pannor/panncentraler för olika bränslen anges i avsnitten 3.3.2 - 3.3.4 för flis, torv och kol samt i 3.3.5 för olja. Principen för hur en optimal fördelning av produktionskapaciteten i en central på olika pannenheter (fastbränsle för baslast, olja för topplast och reserv) kan bestämmas redovisas i avsnitt 3.4. Exempel på beräkning av slutliga värmeproduktionskostnader för en komplett central framgår av avsnitt 3.5.

3.3.2 Flis

3.3.2.1 Investeringskostnader

I fig 3.1 anges specifika anläggningskostnader för fliseldade centraler enligt tidigare utredningar uppräknade till kostnadsnivån hösten 1982.

För anläggningar över 2 MW effekt avses i regel kompletta jämförbara anläggningar inklusive byggnader, fundament, maskiner, lager för minst 64 h drift samt projektering, oförutsett och räntor enligt tabell 3.0.

Utgående från föreliggande värden har en medelkostnad antagits för storlekar under resp över 3 MW. Medelkostnaden är markerad genom linjen i fig 3.1.

Som exempel på hur medelkostnaden kan brytas ned i komponentkostnader för storlekarna 3 och 10 MW har tabell 3.1 ställts upp utgående från leverantörsuppgifter. Kostnaderna avser här en pannanläggning med fast rost och cyklonavskiljare. Behövs mekanisk rost för att skogsflis ska kunna eldas med gott resultat fås samma kostnader som för den torveldade anläggningen. Den torveldade medelanläggningen enligt avsnitt 3.3.3.1 är också utrustad med elektrofilter.

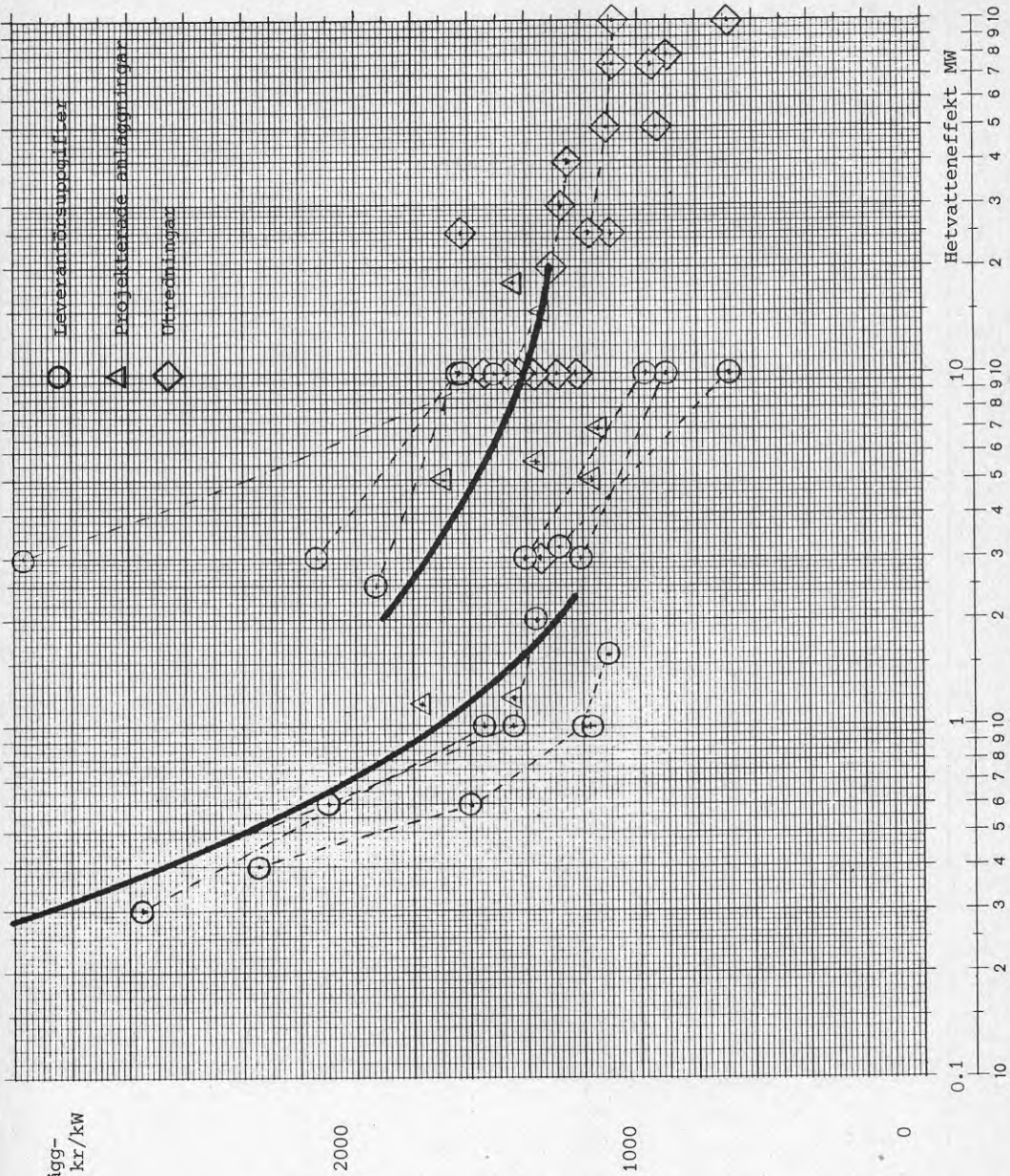


Fig 3.1

Fliseldad hetvattencentral med en panna

Specifik anläggningskostnad som funktion av anläggningens storlek. Kostnadsnivå hösten 1982.

För anläggningar större än 2 MW avses komplett fristående anläggning. För anläggningar mindre än 2 MW ingår ej pannrumsbyggnad.

Specifik anläggningskostnad kr/kW

2000

1000

0

0.1

10

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

Hetvatteneffekt MW

Tabell 3.1 Kostnader för antagna fliseldade anläggningar hösten 1982. (Kostnader i 1000 kronor)

	3 MW	10 MW
A Panna	1 000	2 600
B Rökssystem (cyklonavskiljare)	450	900
C Instrument och reglering	250	400
D Elinstallation	170	550
E Rörssystem	450	1 400
F Bränsletransportsystem	600	1 500
G Byggnader	1 400	2 800
H Summa komponenter	<u>4 320</u>	<u>11 150</u>
I Markarbeten	150	400
J Projektering	260	670
K Diverse	350	890
L Räntor	<u>170</u>	<u>890</u>
TOTALT	5 250	14 000
Specifik anläggningskostnad kr/kW	1 750	1 400

3.3.2.2 Personalkostnader

Här antas att anläggningarna alltid är konstruerade och utrustade för periodisk övervakning, d v s de kan lämnas utan tillsyn i upp till 12 h. Under nätter och helger finns en jourberedskap så att två man kan inställa sig inom 30 min från larm. Personal förutsätts här kunna sammanvändas med annan verksamhet.

De mindre centralerna behöver ej bemannas under hel dagtid. Följande personalkostnader används, tabell 3.2. För beräkningen har en heltidstjänst antagits kosta 125 000 kr per år.

Tabell 3.2 Personalkostnader för fliseldade panncentraler

Installerad fastbränsleeffekt	250 kW	1 MW	3 MW	5 MW	10 MW
Personalkostn kkr/år	100	200	300	350	450

3.3.2.3 Bränslekostnader

Bränslepriset har antagits till 26.50 kr/GJ utan skatter (ca 70 kr/m³s vid 50 % fukthalt)

Som medelverkningsgrad antas 82 % för 250 kW, 84 % för 1 MW, 86 % för 3 MW och 88 % för 10 MW.

Omräknat till bränslekostnad per nyttiggjord kWh fås 0.116, 0.114, 0.111 resp 0.108 kr/kWh.

3.3.2.4 Elkostnader

Fliseldade anläggningar antas förbruka 16 kWh elenergi per producerad MWh värme. Som elpris används här medelvärdet 200 kr/MWh.

3.3.3 Torv

3.3.3.1 Investeringskostnader

Anläggningskostnader enligt olika leverantörsuppgifter och utredningar anges i fig 3.2 och kostnaderna för en tänkt medelanläggning åskådliggörs i tabell 3.7. Torvanläggningarna är utrustade med mekanisk roster och elektrofilter över 10 MW effekt. Under 10 MW kan utsläppsnormerna innehållas med cyklonavskiljare. I gynnsamma fall med låg rostbelastning kan möjligen cyklonavskiljare vara tillräckliga även för 10 MW (se tabell 3.1)

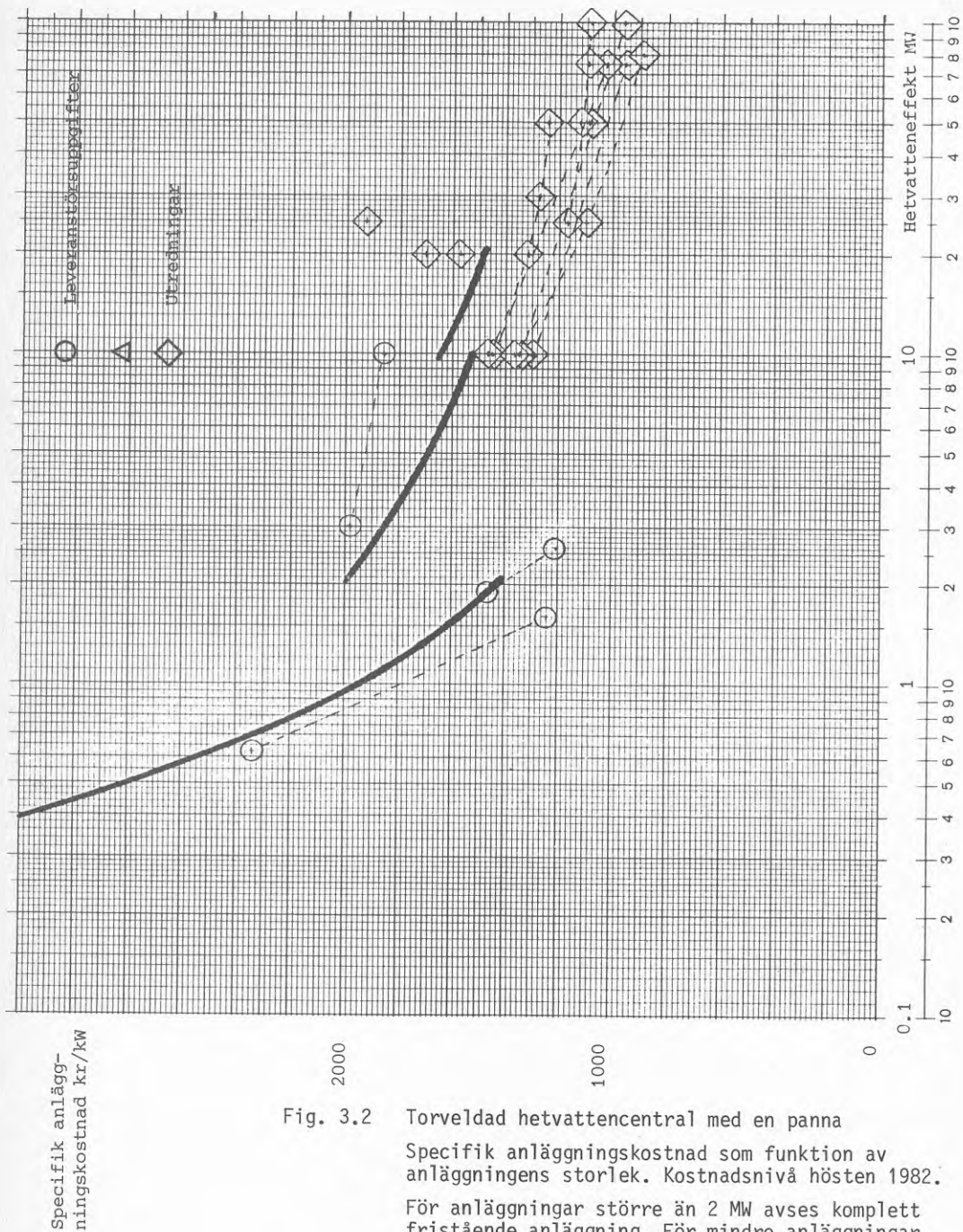


Fig. 3.2 Torveldad hetvattencentral med en panna

Specifik anläggningens kostnad som funktion av anläggningens storlek. Kostnadsnivå hösten 1982.

För anläggningar större än 2 MW avses komplett fristående anläggning. För mindre anläggningar än 2 MW ingår ej pannbyggnad.

Tabell 3.3 Kostnader för antagna torveldade typanläggningar hösten 1982. (Kostnader i 1000 kronor)

	3 MW	10 MW
A Panna (mekanisk rost)	1 250	3 200
B Rökgassystem (cyklonavskiljare resp elektrofilter)	460	2 200
C Instrument och reglering	250	500
D Elinstallation	170	600
E Rörsystem	450	1 400
F Bränsletransportsystem	600	1 500
G Byggnader	1 400	3 800
H Summa komponenter	<u>4 580</u>	<u>13 200</u>
I Markarbeten	150	400
J Projektering	270	800
K Diverse	370	1 050
L Räntor	180	1 050
TOTALT	5 550	16 500
Specifik anläggn-kostn kr/kW	1 850	1 650

3.3.3.2 Personalkostnader

Som för fliseldade anläggningar enligt avsnitt 3.3.2.2.

3.3.3.3 Bränslekostnader

I det aktuella effektområdet antas stycketorv användas med ett bränslepris av 28 kr/GJ utan skatter. Verkningsgraderna antas vara desamma som för en flispanna, vilket ger kostnaderna per nyttig energienhet enligt:

Installerad fastbränsleeffekt	250 kW	1 MW	3 MW	10 MW
Bränslekostnad kr/kWh	0.123	0.120	0.117	0.115

3.3.3.4 Elkostnader

En anläggning utrustad med elfilter förbrukar ca 19 kWh elenergi per producerad MWh värme. Är anläggningen utrustad med cyklonaggregat fås samma kostnad som för flis eller $11 \text{ kWh}_{el}/\text{MWh}_v$ ä 200 kr/MWh_{et}.

3.3.4 Kol

3.3.4.1 Investeringskostnader

Anläggningskostnader enligt olika källor anges i fig 3.3. Kostnadsuppgifterna för de mindre anläggningarna är baserade på danska anläggningar (ref 3-5), kompletterade med spärrfilter för att motsvara stoftemissionsgränsen 15 mg/MJ enligt avsnitt 3.2.4.3.

Kostnaden för en tänkt typisk koleldad anläggning återges i tabell 3.4.

Tabell 3.4 Kostnader för en antagen koleldad typanläggning hösten 1982 (Kostnader i 1000 kr)

	10 MW
A Panna (vanderrost)	3 500
B Rök-gassystem (elektrofilter)	2 500
C Instrument och reglering	500
D Elinstallation	600
E Rörsystem	1 400
F Bränsletransportsystem	1 200
G Byggnader	3 500
H Summa komponenter	<u>13 200</u>
I Markarbeten	400
J Projektering	800
K Diverse	1 050
L Räntor	1 050
TOTALT	16 500
Specifik anläggn-kostn kr/kW	1 650

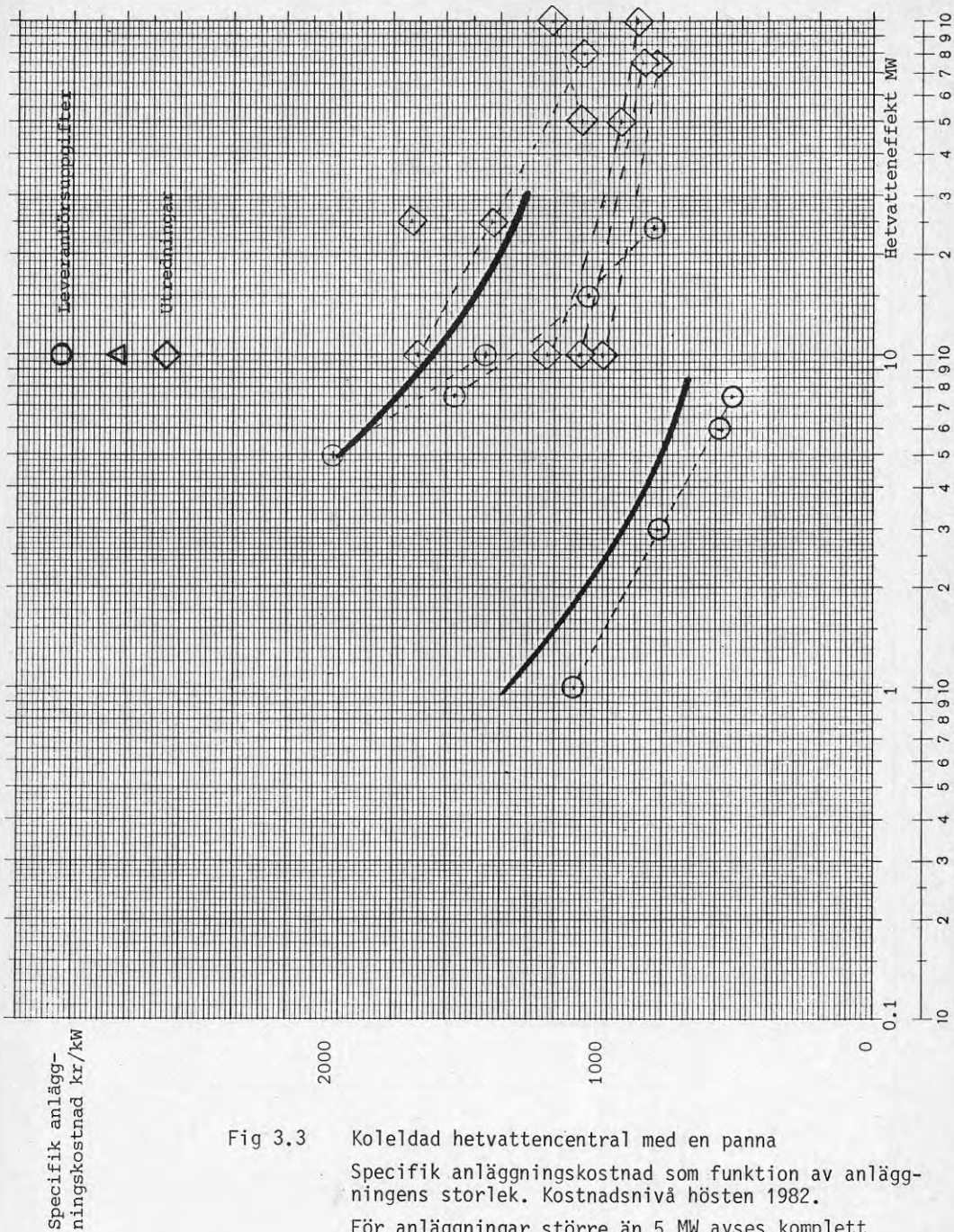


Fig 3.3 Koleldad hetvattencentral med en panna
Specifik anläggningskostnad som funktion av anläggningens storlek. Kostnadsnivå hösten 1982.

För anläggningar större än 5 MW avses komplett fristående anläggning med vattenrörspanna.

För anläggningar mindre än 5 MW avses komplett fristående anläggning med rökrörspanna.

3.3.4.2 Personalkostnader

Som för fliseldad anläggning enl avsnitt 3.3.2.2.

3.3.4.3 Bränslekostnader

Kolpriset fritt anläggningen antas vara 23 kr/GJ, Medelverkningsgraden sätts under de förhållandevis gynnsamma driftförhållanden som förutsätts råda till 86 %.

Kostnaden per nyttig energienhet blir då 0.096 kr/kWh.

3.3.4.4 Elkostnad

Som för torvelddad anläggning med elektrofilter.

3.3.5 Oljeeldad gruppcentral

3.3.5.1 Investeringskostnader

Kostnaden för oljeeldade gruppcentraler har tagits med som jämförelse, se fig 3.5. Totalkostnad omfattande nyckelfärdiga anläggningar har angivits för fristående centraler (över ca 2 MW) och för inbyggda centraler (under 2 MW). I samma figur anges också kostnaden för maskinutrustning m m för oljepannor när de installeras i en fastbränsleeldad central. Denna kostnad ska täcka den extra kostnad som fås för oljeandelen i en fastbränslecentral och innefattar maskinutrustning, cistern, skorsten och en något utökad byggnad.

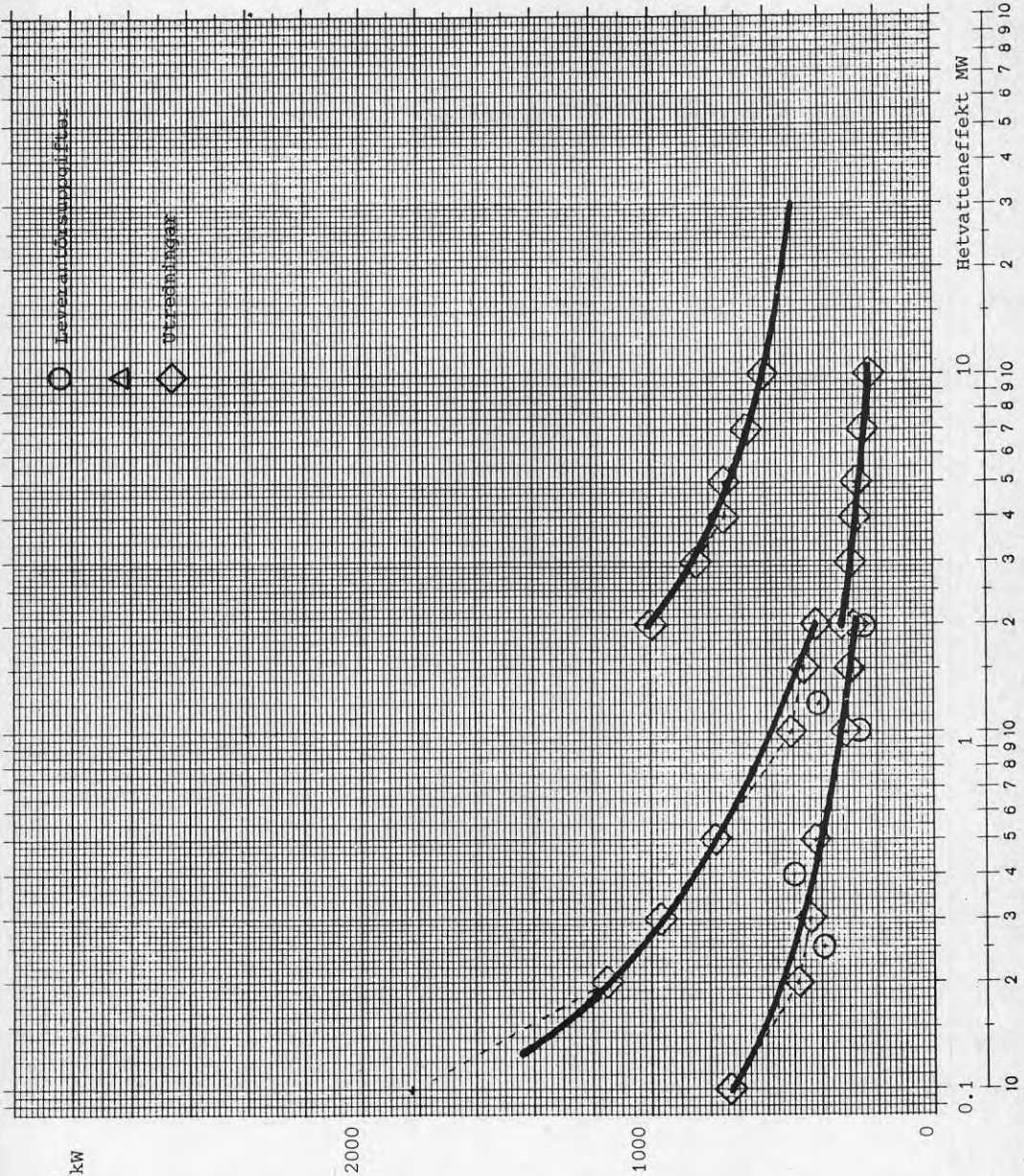


Fig 3.5 Oljeeldad hetvattencentral med en panna

Specifik anläggningskostnad som funktion av anläggningens storlek. Kostnadsnivå hösten 1982.

För effekter större än 2 MW avses friliggande anläggning medan för effekter mindre än 2 MW avses anläggningar inbyggda i t ex bostadshus.

Den högre kostnadsnivån gäller för komplett oljeeldad anläggning medan den lägre kostnadsnivån avser merkostnad för en oljeeldad panna vid uppförande av en fastbränsleanläggning.

Specifik anläggningskostnad kr/kW

3.3.5.2 Personal

Ingen extra personal utöver den som åtgår för fastbränsleanläggningens drift åtgår för oljepannorna.

3.3.5.3 Bränsle

Oljepannor över ca 1 MW eldas med tjock eldningsolja med priset 44 kr/GJ (exklusive skatter). Pannor under 1 MW effekt eldas med lättolja med priset 59 kr/GJ. Pannverkningsgraderna sätts till 85 % som medelvärde under driftperioden med tanke på att pannan under största delen av drifttiden kommer att gå på låga dellaster.

3.3.5.4 Elkostnader

En oljeeldad panna antas förbruka $12 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{MWh}_{\text{värme}}$ med elkostnaden $200 \text{ kr}/\text{MWh}_{\text{el}}$.

3.4 FÖRDELNING AV PRODUKTIONSKAPACITETEN I EN CENTRAL

3.4.1 Allmänt

Belastningsförhållandena för olika centraler varierar inom vida gränser mellan olika årstider och mellan olika tider på dygnet. Högsta belastningen i ett nät är ofta 15 - 20 gånger så stor som lägsta belastningen varför en gruppcentral eller pannanläggning alltid måste bestå av flera pannenheter. Flera pannenheter ger också en större leveranssäkerhet. Detta betyder också att en panncentral bör innehålla olika slags pannor där fastbränslepannor - som är dyra att anlägga men har låga bränslekostnader - svarar för baslast medan oljeeldade pannor - som är billiga att bygga men har en hög bränslekostnad - svarar för toppbelastningen.

Hur stor andel av totala produktionskapaciteten som ska täckas med fastbränsle beror på belastningskurvans utseende samt de fasta och rörliga kostnaderna för respektive bränsleslag.

I fig 3.6 visas ett exempel på en belastningskurva från /3.4/. Belastningskurvan är typisk för värmenät i Mellansverige. Kurvan är normerad så att 100 % motsvarar maximal värmelast vid produktionsanläggningen vid D.U.T (dimensionerande utetemperatur). Man bör observera att den maximala värmelasten på grund av sammanlagring endast utgör 75 - 85 % av summan av abonnerade effekter. Belastningen överstiger 50 % av max-värdet endast under ca 1 300 timmar per år. Om baslastenheternas kapacitet utgör 50 % av den maximala belastningen kan 95 % av systemets energi produceras med dem.

I det följande beskrivs mer detaljerat en metod för att bestämma den optimalt installerade fastbränsleeffekten i ett värmenät. Metoden baseras på rapporten "Oljebesparing i större uppvärmningssystem" /3.4/.

VÄRMELAST/MAX
VÄRMELAST VID D.U.T.
(%)

ANDELEN ENERGI I
BOTTENSKIKTET (%)

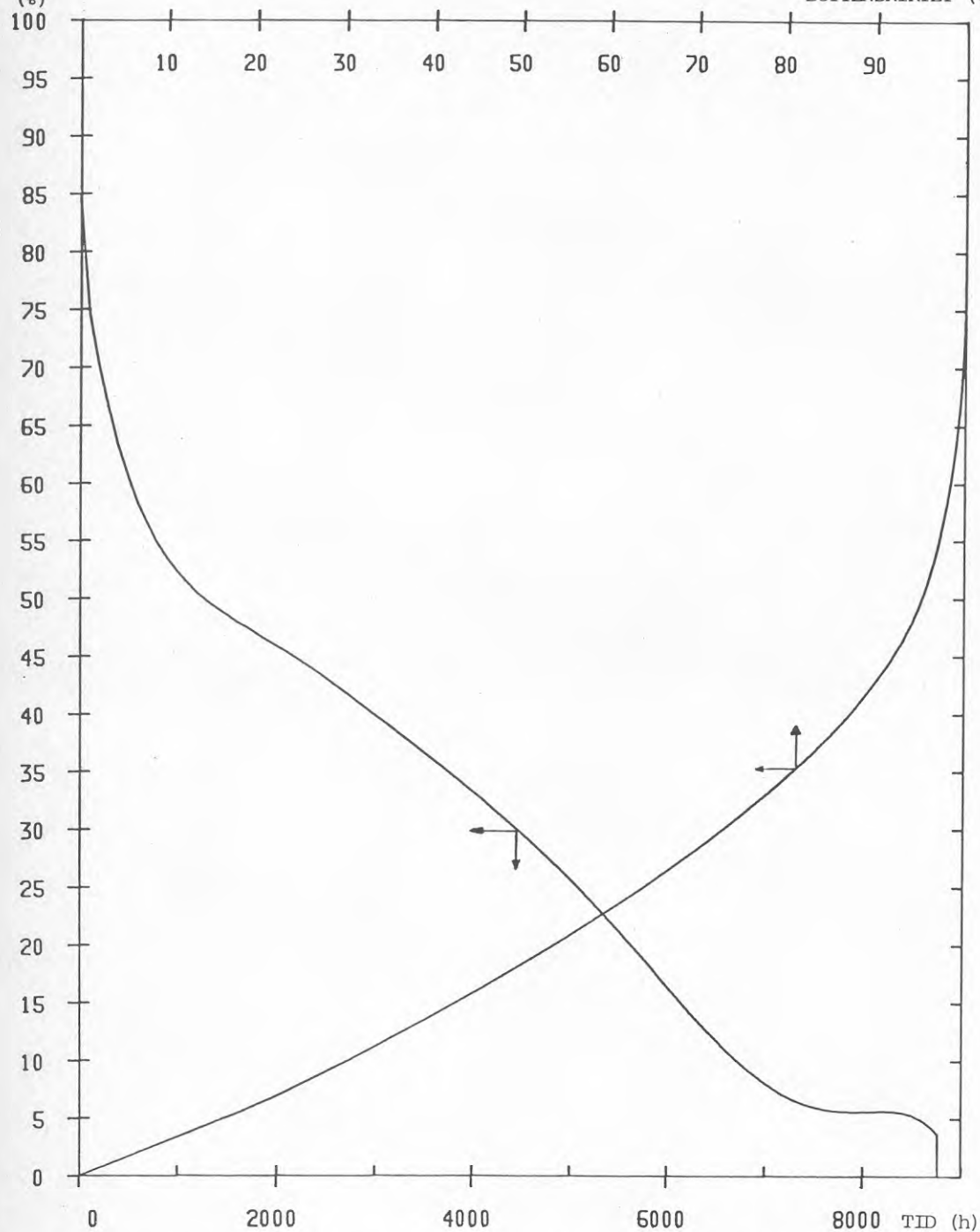


Fig 3.6 Konsekutiv belastningskurva för ett typiskt värmenät och andelen av totala energin som kan produceras med en viss effekt (antagen).

3.4.2 Dimensioneringsfilosofi

I nät över 3 MW ansluten effekt ska reserveffekt finnas för den största enheten. Reserveffekten utgörs av oljeeldade pannor och påverkar inte fördelningen mellan de olika bränsleslagen. Vid mindre nät ska reserv finnas så att så att 75 % av max värme-last kan uppnås med en pannenhet ur drift.

I alla centraler kommer det att finnas både fastbränsleeldade och oljeeldade pannor.

Då de flesta fastbränsleeldade pannor inte kan nedregleras till lägre effekt än 30 % kan två fastbränsleeldade pannor installeras i centralen (så länge den totalt installerade fastbränsleeffekten överstiger ca 35 % av den anslutna effekten).

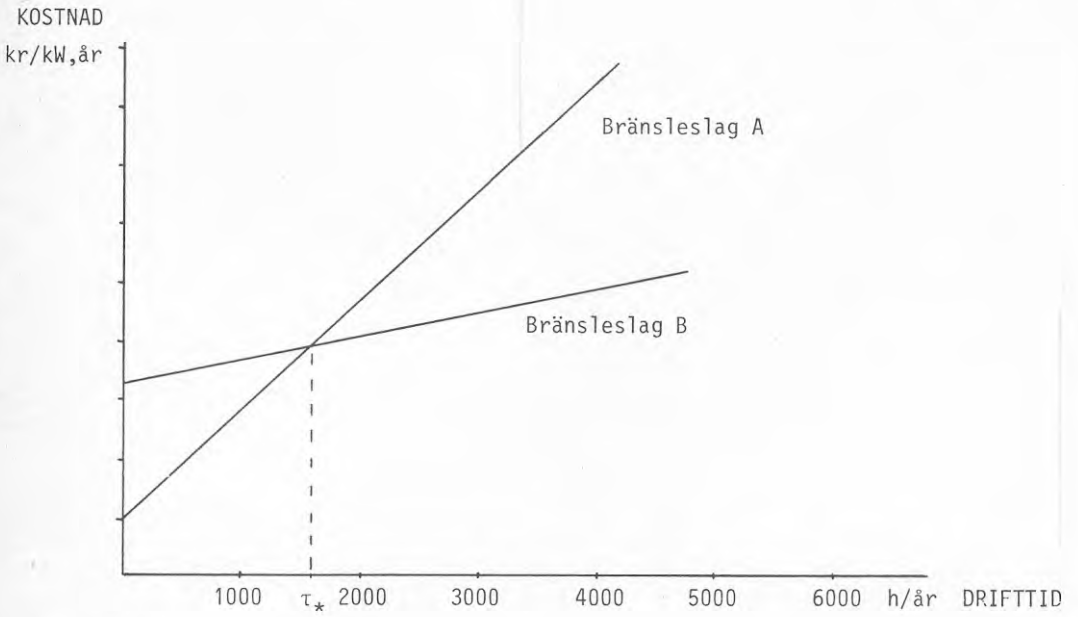
Vid denna jämförelse belastas inte oljepannorna med några personal-kostnader utan dessa kan skötas av den personal som åtgår för de fastbränsleeldade pannorna.

Kostnaderna för oljepannorna är marginalkostnader för maskinutrustning och utökad byggnad, d v s betydligt lägre kostnader än vad som gäller för en komplett oljeeldad gruppcentral.

3.4.3 Optimeringsmetod

Andelen installerad fastbränslekapacitet bestäms enligt Jung-metoden (professor emeritus Ingvar Jung vid KTH). Denna går i korthet ut på att den drifttid vid vilken de båda bränsleslagen ger samma kostnad uttryckt i kr/kW, är beräknas, fig 3.7.

Kostnaderna sammansätts av fasta kostnader uträknade enligt avsnitt 3.3 (avsätts i diagrammet vid drifttiden 0) och rörliga kostnader (som påverkar linjens lutning). Optimal fördelning mellan de båda bränsleslagen fås ur diagrammet vid tiden τ_* , som med hjälp av belastningskurvan i fig 3.6 kan översättas till en effekt. Bränsleslaget B ska användas i botten och bränsleslaget A ska användas som topeffekt.



EFFEKTBEHOV

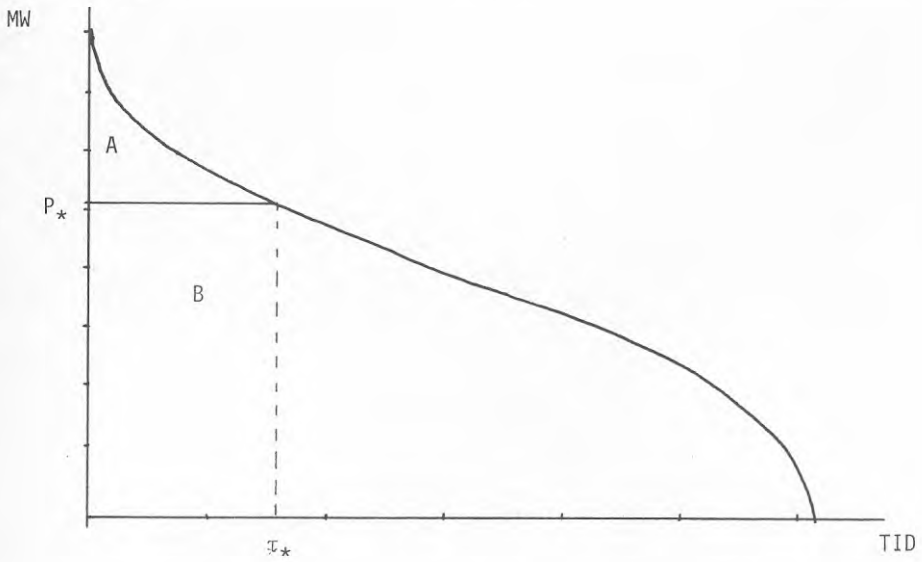


Fig 3.7 Optimal fördelning av installerad effekt.

Metoden är helt korrekt endast då den specifika anläggningskostnaden (kr/kW) är konstant för resp bränsleslag. Baseras kalkylen i stället på en jämförelse av de marginella anläggningskostnaderna kan man förvänta sig ett τ^* ungefär $0.7 \cdot \tau^*$ enligt Jungmetoden. Skillnaden har dock en obetydlig inverkan på de totala produktionskostnaderna och kan därmed bortses ifrån.

Ska två fastbränsleeldade pannor användas i nätet ska den inbördes fördelningen mellan de båda fastbränslepannorna väljas så att så stor del som möjligt av energin i bottenskiktet kan produceras med fastbränsle med hänsyn till pannornas regleregenskaper. I regel innebär detta att en panna kan läggas ut för sommar drift. Exempel på uppdelningen visas i avsnitt 3.5.

I praktiken kan pannorna inte täcka hela utrymmet i botten av belastningskurvan på grund av att belastningen varierar under dygnet och under vissa tider på året. Täckning av hela utrymmet skulle innebära att man måste växla mellan de båda fastbränslepannorna varje dygn. Någon större betydelse för resultatet bör detta dock ej ha.

För att få fram medelkostnaden för en anläggning med två fastbränsleeldade pannerheter tas specifika kostnaden för varje pannerhet för medelvärdet av pannerhetens effekt och totala fastbränsleeffekten i centralen enligt figurerna 3.1 - 3.3. I ett utredningsskede är detta tillräckligt noggrant, då övriga kostnadsdata inte är exakta.

3.4.4 Känslighetsanalys

En enkel analys för hur olika kostnader påverkar P_* kan göras genom att de olika kostnaderna varieras en i taget, d v s fasta kostnader för fastbränsle resp olja samt rörliga kostnader för fastbränsle resp olja. Vill man undersöka hur en viss parameter t ex påverkar P_* , får man först räkna ut hur mycket detta ändrar rörliga kostnaden för olja och sedan se hur mycket linjens lutning förändras och därigenom ändras τ_* och P_* . Exempel på en sådan analys visas i avsnitt 3.5.

3.5 PRODUKTIONSKOSTNADER FÖR VÄRME - EXEMPEL

3.5.1 Inledning

För att åskådliggöra de beräkningsmetoder som beskrivs i föregående avsnitt görs en beräkning av fördelning av installerad effekt i fyra olika stora gruppcentraler: 30, 12, 3.6 och 1.2 MW. Alla centralerna förser nät med likformiga belastningskurvor, fig 3.6, med värme, där gruppcentralens effekt (exkl reserv) dimensioneras lika med den maximala värmelasten.

Huvudalternativet för alla centraler är fastbränslepannor för skogsflis och oljepannor. Hur fördelningen skulle bli för andra bränsleslag åskådliggörs i en känslighetsanalys för 12 MW-anläggningen (avsnitt 3.5.2.2).

I kalkylerna i detta avsnitt beräknas kapitalårskostnaderna som konstanta annuiteter med 20 års avskrivningstid och 6 % ränta, vilket är den av EFN rekommenderade reala räntesatsen för en samhällsekonomisk kalkyl. Detta ger en annuitet av 8,72 %.

Den fasta årskostnaden för anläggningarna blir således med antagandena i avsnitt 3.3.1 (underhåll 3 %, skatt 1,5 %, försäkringar 0,05 %) 13,27 % av anläggningskostnaden exklusive personalkostnader.

Bränsle-, el- och anläggningskostnader avser prisnivån november 1982 (exkl energiskatter). Om inga antaganden om förändringar i real prisnivå görs, kommer de framräknade produktionskostnaderna att gälla för anläggningens hela livslängd.

För 12 MW-nätet gör en utförligare beräkning med känslighetsanalys, varför exemplifieringen inleds med beräkningen för denna storlek.

3.5.2 12 MW-central (flis)

3.5.2.1 Kostnadssamband

Ett rimligt antagande är att fastbränslepannorna ska svara mot drygt 40 % av effekten eller 5 MW. Två pannor bör då fördelas med ca 1.5 resp 3.5 MW. Kostnadsuppgifterna i fig 3.1 gäller för kompletta centraler varför specifika anläggningskostnaden för varje panna räknas vid medelvärdet av pannans effekt och centralens totala fastbränsleeffekt, d v s i detta fall

$\frac{1.5 + 5}{2} = 3.25$ MW resp $\frac{3.5 + 5}{2} = 4.25$ MW. Specifika anläggningskostnaden blir då $\frac{(1.5 \times 1720 + 3.5 \times 1620)}{1.5 + 3.5} = 1\ 650$ kr/kW.

Fasta kostnader blir enligt avsnitt 3.5.1 13.27 % av detta.

Är gissningen ovan någorlunda rätt kommer inte personalbehovet att behöva tas med då en mindre ändring i fastbränsleeffekten ej påverkar personalbehovet.

Den rörliga kostnaden för bränslet sätts till 0.111 kr/kWh värme och elkostnaden till 0.003 kr/kWh_{värme}, d v s totalt 0.114 kr/kWh.

Totalkostnaden för fastbränslepannorna blir då

$K_f = 1650 \times 0.1327 + \tau \cdot 0.114$ kr/kW,år, där τ är drifttiden i timmar.

Funktionen är uppritad i fig 3.8.

Motsvarande kostnad för en oljepanna i en fastbränsleeldad central är

$K_o = 270 \times 0.1327 + \tau \cdot 0.189$.

Linjerna skär varandra vid en drifttid som motsvarar 43 % av den maximala belastningen i belastningsdiagrammet eller 5.16 MW.

Detta betyder att de ovan gjorda antagandena är tillräckligt bra och pannorna kan placeras in i belastningsdiagrammet. 1.5 MW motsvarar 12.50 % och 3.66 MW motsvarar 30.50 %.

Med den valda kombinationen av pannor kommer drygt 90 % av energin att produceras med fastbränslepannorna.

Följande kostnadsupställning kan göras:

Anläggningskostnader

Flispanna	3 660 kW	à	1 620 kr	=	5 929 kkr
"	1 500 "	-	1 720 "	=	2 580 "
Oljepanna	6 840 "	-	270 "	=	1 847 "
"	(reserv) 6 840 "	-	270 "	=	<u>1 847 "</u>
Total anläggningskostnad för 12 MW					12 203 kkr

MAX VÄRMELAST
12 MW = 100 %

85

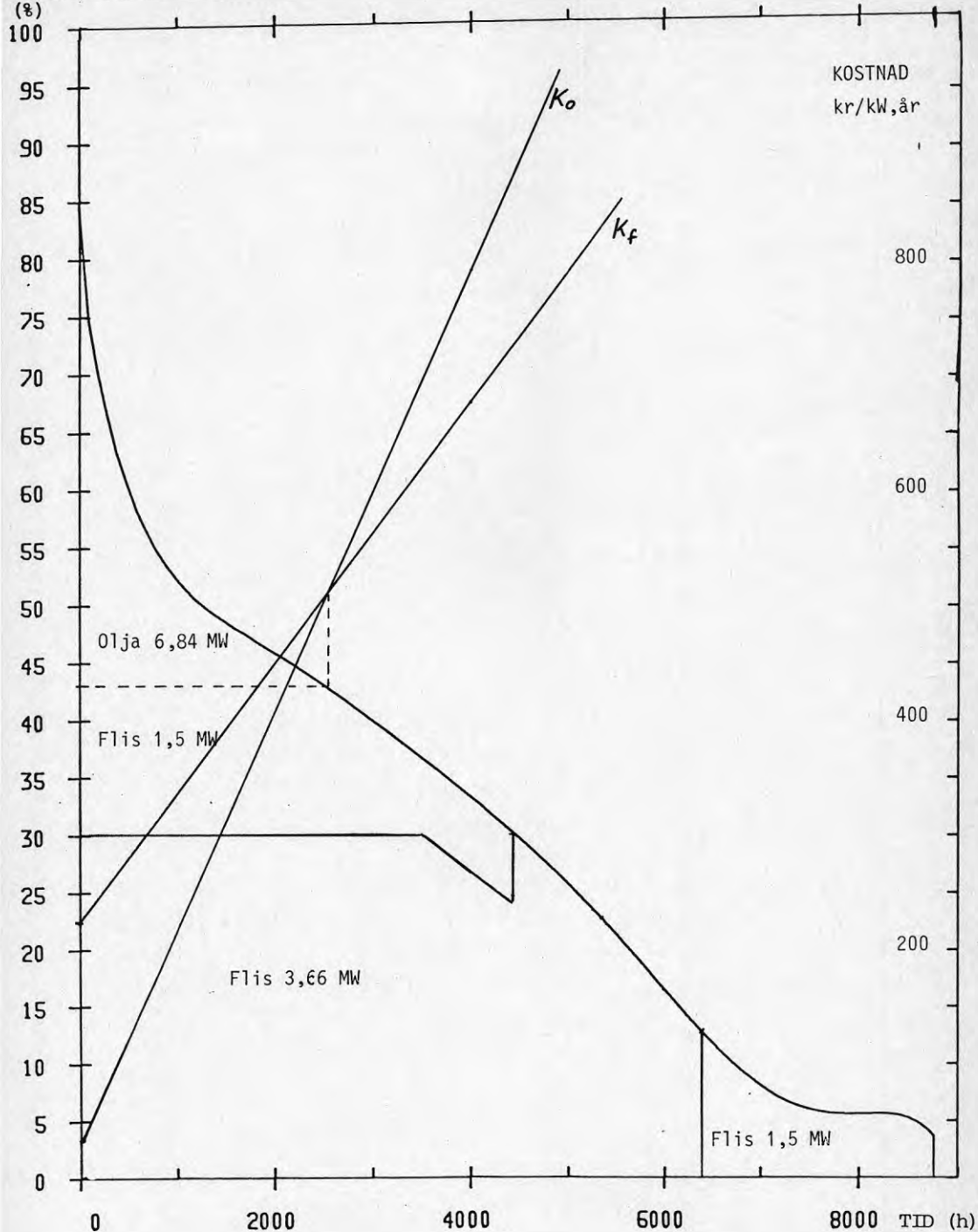


Fig 3.8 Kostnader och fördelning av effekter i en 12 MW central.

Årskostnader

Fasta anläggningskostnader 0.1327 x 12203 kkr	= 1 619 kkr (28.4 %)
Personalkostnad	350 " (6.1 %)
Bränslekostnader*	
Flis: 27 670 MWh à 111 kr	= 3 071 " (53.9 %)
Olja: 2 995 MWh à 189 "	= 566 " (9.9 %)
Elkostnad	
Flis: 27 670 x 0.016 x 200	= 89 " (1.6 %)
Olja: 2 995 x 0.012 x 200	= 7 " (0.1 %)
Total årskostnad	5 702 kkr (100 %)

Produktionskostnad 186 kr/MWh.

I en helt oljeeldad central skulle oljekostnaden uppgå till 5 796 kkr.

* Räknat på MWh producerad värme.

3.5.2.2 Känslighetsanalys

Inverkan av ändrade fasta resp rörliga kostnader för de båda bränsleslagen åskådliggörs i fig 3.9. Varje parameter ändras mellan 75 och 200 % av kostnaden enligt föregående avsnitt. Hur denna ändring sedan påverkar andelen installerad fastbränslekapacitet är plottat i figuren.

Inverkan av en enskild parameter, t ex anläggningskostnaden för fastbränslepannan, måste räknas om till ändring av fast kostnad för fastbränsleanläggningen innan det går att utläsa hur denna ändring påverkar andelen fastbränsleeffekt.

Andel installerad
fastbränsleeffekt

%

50

40

30

20

10

Rörlig kostnad olja

Fast kostnad olja

Fast kostnad flis

Rörlig kostnad flis

75

100

125

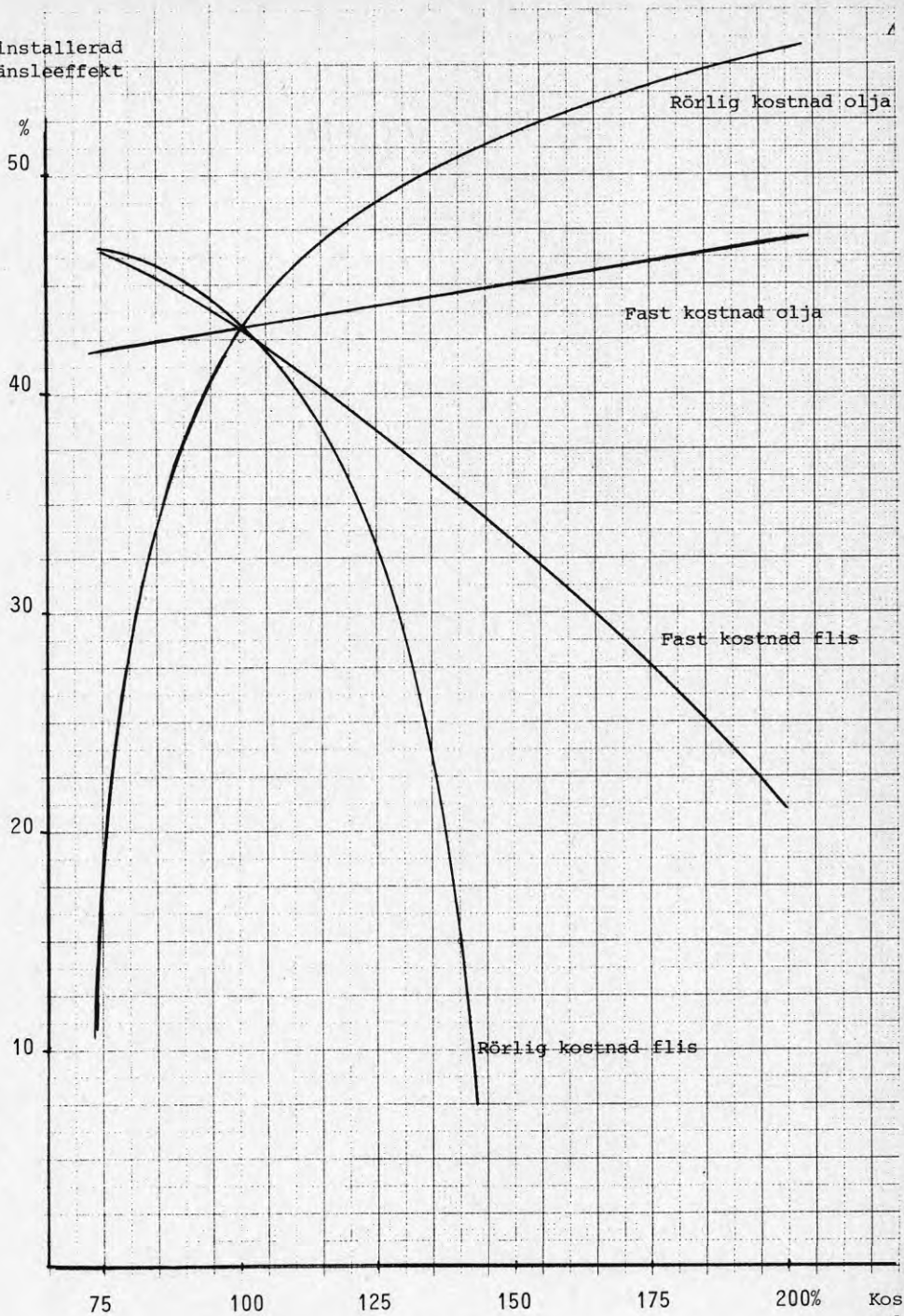
150

175

200%

Kostnad
relativt
huvud-
alternativ

Fig 3.9 Känslighetsanalys för 12 MW-central.



3.5.3 30 MW-central (flis)

Samma beräkningsmetod används som i föregående avsnitt. Mot en antagen pannfördelning om 4 resp 9 MW för flis och 10 MW olja fås kostnadsfunktionerna

$$K_f = 1381 \times 0.1327 + \tau \cdot 0.111$$

$$K_o = 230 \times 0.1327 + \tau \cdot 0.189$$

vilket ger en optimal effektfördelning på 45 %, d v s 13 500 MW flis.

Centralen sammansätts nu av 4 resp 9.5 MW fliseldade pannor och 2 st 16.5 MW oljepannor. Kostnadsfunktioner och pannfördelning visas i fig 3.10.

Årskostnaden blir då

Fasta:

9 500 kW flis	ä	1 380	=	13 110	kk
4 000 "-		1 440	=	5 760	"
16 500 " olja	ä	230	=	3 795	"
16 500 "-		230	=	3 795	"
				<u>26 460</u>	kk
				$\times 0.1327$	= 3 511 kkr

Personal

500 "

Rörliga (bränsle + el)*

Flis: 70 970 MWh	ä	111	kr	=	7 878	"
Olja: 6 120 "-		189	"	=	<u>1 157</u>	"
					13 046	kk

Produktionskostnad: 169 kr/MWh

* Räknat per MWh producerad värme.

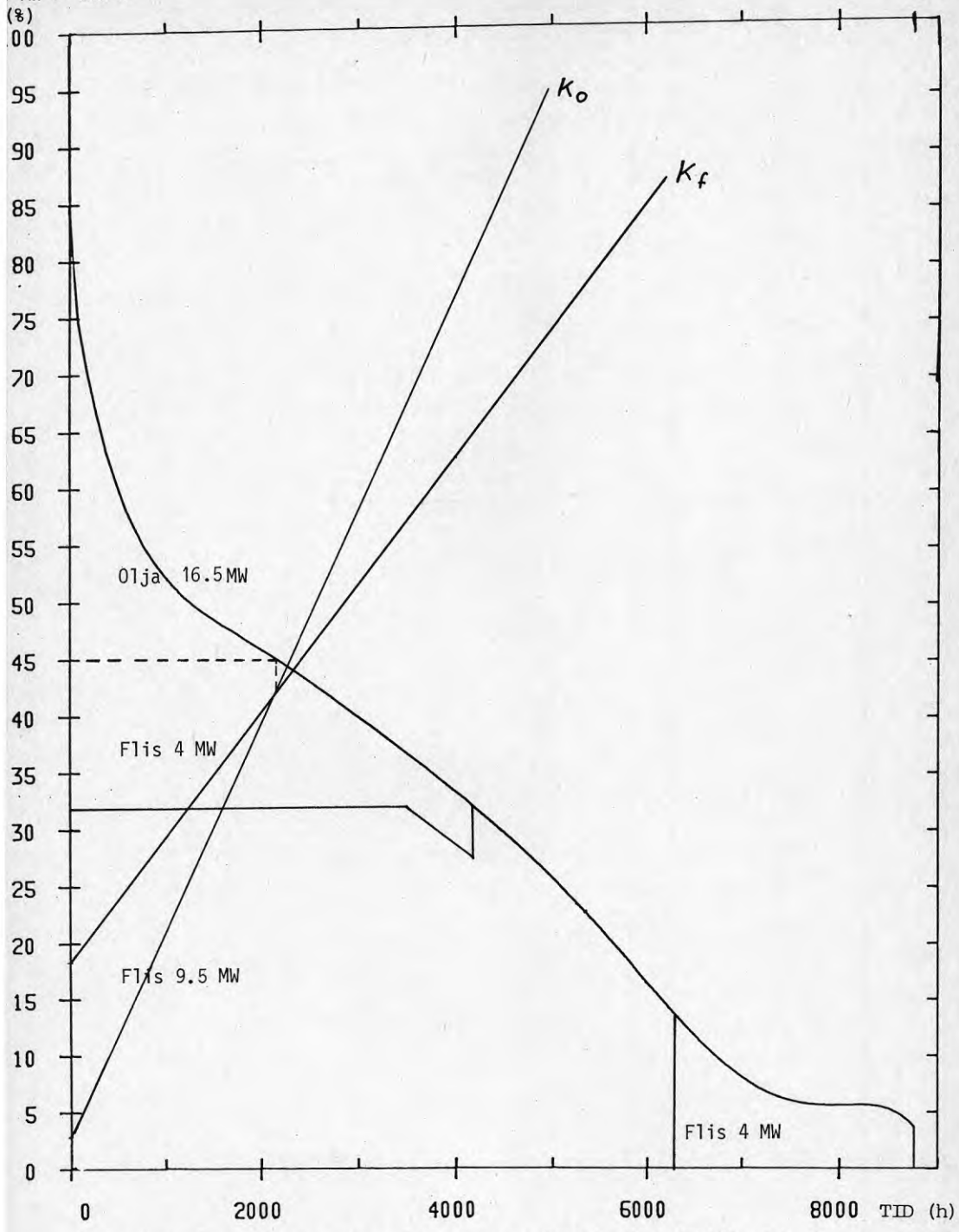


Fig 3.10 Kostnad och fördelning av effekter i en 30 MW central

3.5.4 3.6 MW-central (flis)

Med en antagen pannfördelning av 500 och 1000 kW flis samt 2100 och 1200 kW olja (reserv) fås följande kostnadsfunktioner (för inbyggd central, d v s utan kostnader för pannrumsbyggnad).

$$K_f = 1\,617 \times 0.1327 + \tau \cdot 0.117$$

$$K_o = 270 \times 0.1327 + \tau \cdot 0.189$$

vilket ger en optimal effektfördelning av 41.7 % eller 1 500 kW flis.

Kostnadsfunktioner och effektfördelning visas i fig 3.11

Årskostnaderna blir

Fasta:

1 000 kW flis	ä	1 550 kr	=	1 550 kkr
500 "-		1 700 "	=	850 "
2 100 " olja	ä	270 "	=	567 "
1 200 "-		300 "	=	360 "

$$\underline{3\,327} \text{ kkr} \times 0.1327 = 441 \text{ kkr}$$

Personal

250 "

Rörliga (bränsle + el)*

Flis:	8 310 MWh	ä	117 kr
Olja:	940 "-		189 "

972 "

178 "

1 841 kkr

Produktionskostnad 199 kr/MWh.

* Räknat per MWh producerad värme.

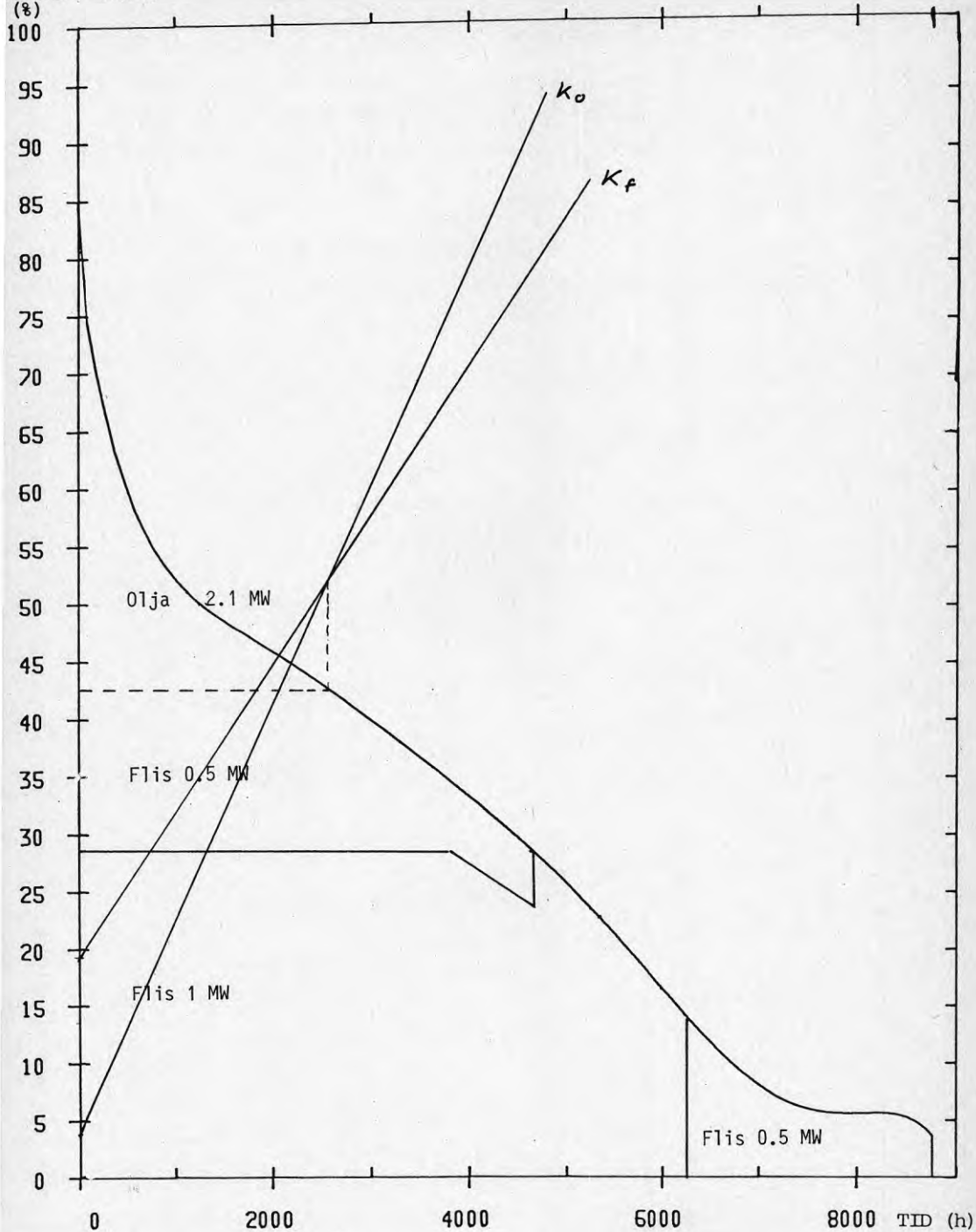


Fig 3.11 Kostnader och fördelning av effekten för inbyggd central med 3.6 MW effekt.

3.5.5 1200 kW-central (flis)

Specifika anläggningskostnaden för fastbränslepannorna stiger mycket raskt vid minskande effekt. Denna ökning kommer dock att kompenseras av att oljepannorna eldas med lättolja (250 kr/MWh värmeenergi).

Utgångsläget är att centralen utrustas med en flispanna om 220 kW och en med 300 kW effekt samt en oljepanna med 680 och en med 380 kW effekt (reserv).

Kostnadsfunktionerna blir

$$K_f = 2\,690 \times 0.1327 + \tau \cdot 0.119$$

$$K_o = 400 \times 0.1327 + \tau \cdot 0.250$$

vilket ger en fastbränsleandel av ca 43,5 % eller 520 kW. Kostnadsfunktionerna finns uppritade i fig 3.12.

Årskostnader

Fasta:

300 kW flis	ä	2 620 kr	=	786 000 kr
220 "-		2 770 "	=	609 400 "
680 " olja	ä	360 "	=	244 800 "
380 "-		430 "	=	163 400 "

$$1\,803\,600 \text{ kr} \times 0.1327 = 239\,340 \text{ kr}$$

Personal 150 000 "

Rörliga (bränsle + el)*

$$\text{Flis: } 2\,825 \text{ MWh} \text{ ä } 119 \text{ kr} = 336\,000 \text{ "}$$

$$\text{Lättolja: } 260 \text{ MWh} \text{ ä } 250 \text{ kr} = 65\,000 \text{ "}$$

$$\underline{\hspace{1cm}} 790\,340 \text{ kr}$$

Produktionskostnad: 256 kr/MWh.

* Räknat per MWh producerad värme.

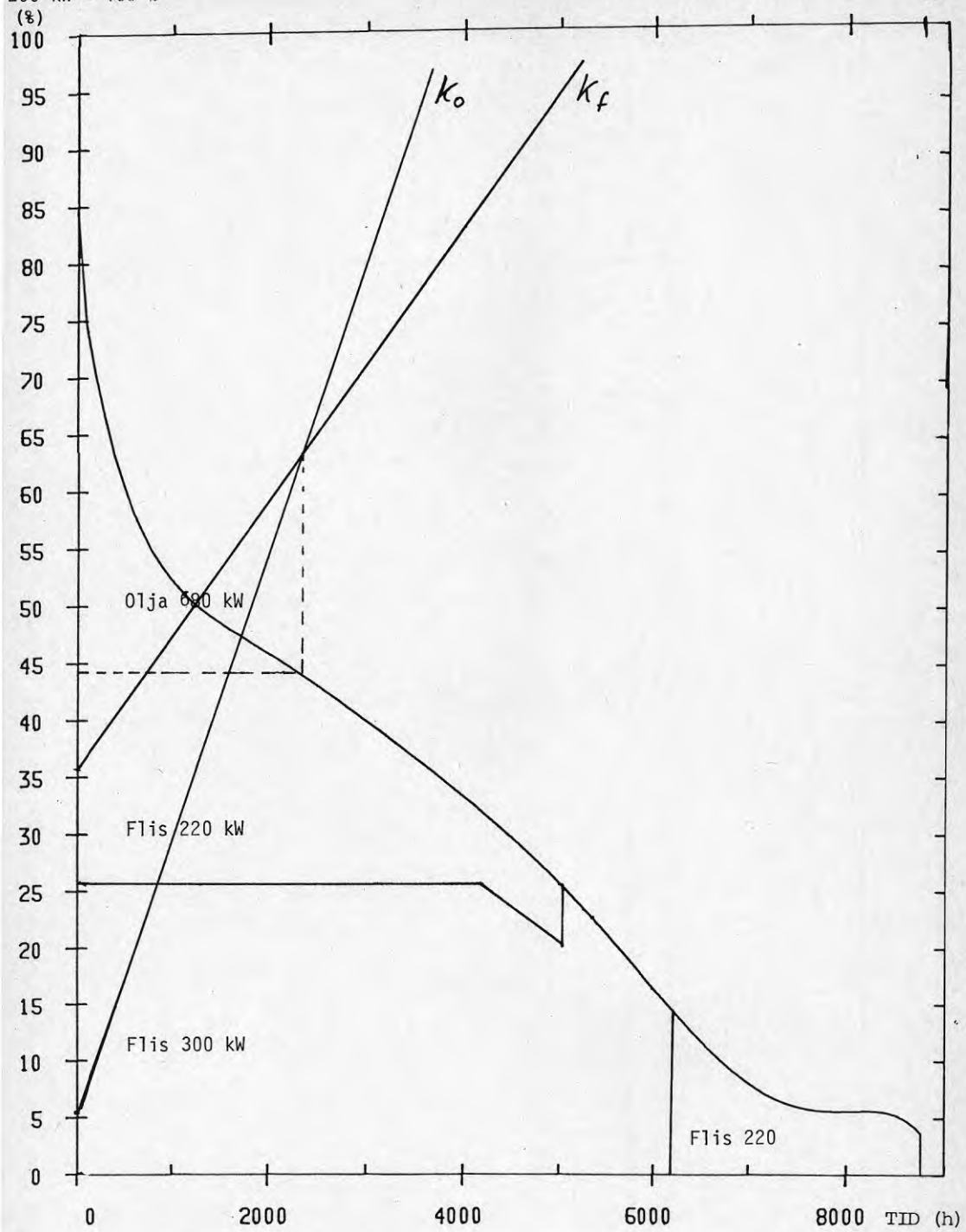


Fig. 3.12 Kostnader och fördelning av effekter i en 1200 kW inbyggd central.

3.6 REFERENSER

- 3-1. Övergång till fasta bränslen
Betänkande av utredningen om omställbara eldnings-
anläggningar.
SOU 1980:9
- 3-2. Förnybara energikällor, en sammanställning av aktuella
bestämmingar.
DFE-rapport nr 21 och nr 22
- 3-3. Riktlinjer för utsläpp av luft- och vattenföroreningar
samt hantering av bränslen och aska vid fastbränsle-
eldade anläggningar större än 10 MW tillförd effekt
samt fastbränsleeldade anläggningar inom förprövnings-
pliktig verksamhet.
Remissutgåva SNV 1982-06-08
- 3-4. Oljebesparing i större uppvärmningssystem.
Institutionen för termisk energiteknologi, KTH, 1982
- 3-5. Kulfyringsanlaeg for industri och fjernvarme.
H Krogholt och Gert Vogel.
Dansk Kedelforening, Maj 1982.

3:A FLUIDISERAD BÄDD

3:A.1 ALLMANT

Fluidiserad bädd är en relativt ny teknik inom förbränningsområdet, men har inom den kemiska industrin utnyttjats sedan ett halvt sekel, bl a i samband med rostning av pyrit. I slutet av 60- och 70-talet studerades framför allt i England och USA möjligheten att förbränna kol i fluidiserad bädd. Intresset var främst möjligheten till samtidig avsvavling genom tillsats av kalksten till bädden. Den teknik som då var aktuell var den så kallade bubblande fluidiserade bädden. Fördelen var förutom en enkel och billig svavelrening möjligheten att förbränna lågvärdiga bränslen samt bränslen med hög askhalt.

Under 1970 talet utvecklades den så kallade CFB-tekniken Cirkulerande Fluidiserad Bädd (även kallad FFB Fast Fluidised Bed - snabb fluidiserad bädd). Intresset för tekniken var främst inriktat på kemiska processer och kolförgasning men även förbränningstillämpningar studerades av bl a Battelle, Lurgi och Ahlströms. Genom CFB-tekniken erhöles ytterligare förbränningstekniska fördelar varav möjligheten att förbränna bränsle med varierande värmeinnehåll "flerbränsle pannan" ur marknadssynpunkt är av störst intresse. Idag har CFB-tekniken fått sitt definitiva genombrott. Av beställda och planerade större fastbränsle-pannor under 1983 dominerar CFB-pannorna på bekostnad av de bubblande FB-pannorna.

3:A.2 TEKNIK

Figur 1 visar schematiskt skillnaden mellan olika typer av fluidbäddar. Begreppet "bubblande" kommer av att gasen går upp i bubblor (B). Förloppet har stora likheter med kokande vatten. Vid våldsammare "kokning" fås så kallad turbulent fluidisering där bubblorna skjuter igenom hela bädden (C). Ökas hastigheten ytterligare blir krafterna på partiklarna så stora att tyngdkraften inte förmår hålla kvar dessa. Utblåsningshastigheten har uppnåtts.

Bädden försvinner dock inte momentant då partiklarna påverkar och hindrar varandra (tröghetskrafterna). På någon minut skulle dock bädden försvinna fullständigt, om man inte samtidigt fångade upp de utblåsta partiklarna i en cyklon och cirkulerade dem tillbaka till bädden (D). Denna typ av bädd benämns cirkulerande fluidiserad bädd (CFB).

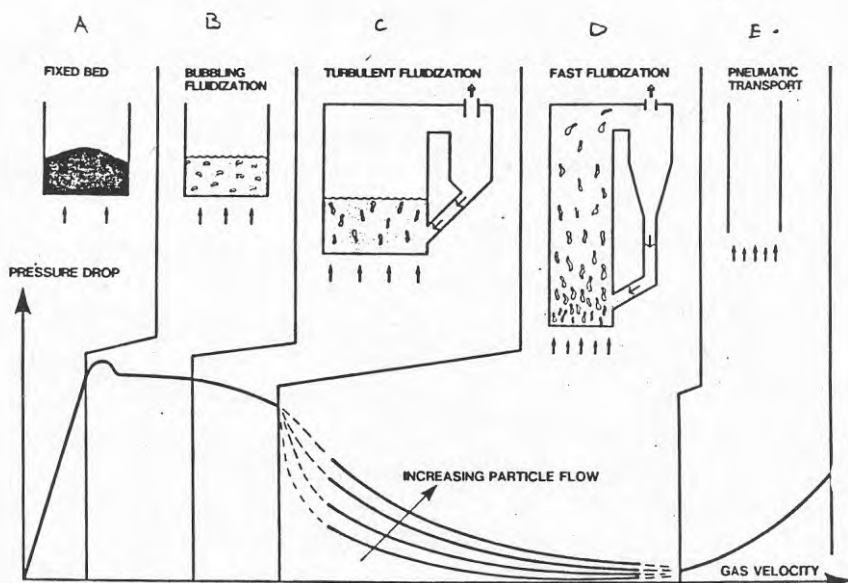


Fig. 1

Figur 2 visar principerna för var värmeupptagningen sker i bubblande respektive cirkulerande fluidiserade pannor. Lämplig förbränningstemperatur i en fluidiserad bädd är ca 850°C med möjlighet till variation 100°C. Undre gräns sätts kravet på god förbränning och övre gräns av sintringsrisk. I den bubblande bädden sker nästan all kylning av bädden av bäddens tuber (eller väggarna, som direkt avgränsar denna). Den cirkulerande bädden består av två zoner; en bottenbädd, som är praktiskt taget okylt och en tunnare toppbädd vars bäddtäthet kan varieras.

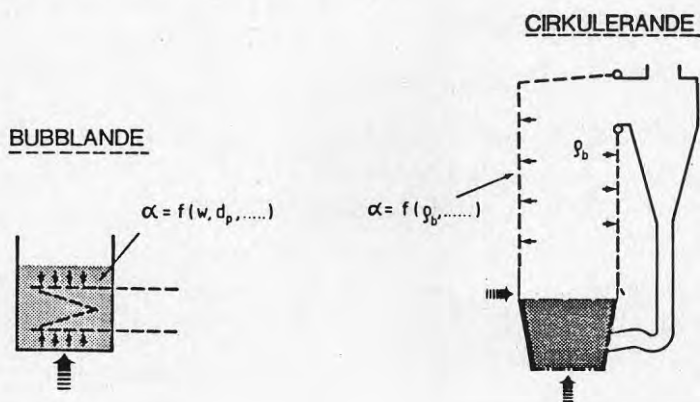


Fig. 2

Värmeöverföringen i en fluidiserad bädd styrs av ekvationen:

$$\dot{Q} = \alpha \cdot A \cdot \Delta T$$

För såväl bubblande som cirkulerande fluidbäddar gäller att temperaturdifferensen (ΔT) är nästan konstant, ca 650°C. Detta gäller även den installerade värmeöverföringsytan (A). Det yttre värmeövergångsmotståndets storlek (α -yttre) är bl a beroende av partikelstorlek, tubdiameter och temperatur. För den bubblande bädden är värmeövergångsmotståndet nära konstant. För den cirkulerande bäddens ovanregion tillkommer en extra påverkbar variabel, nämligen den lokala bäddtätheten, som kraftigt påverkar värmeövergångstalet.

Skillnaden i energinnehåll mellan exempelvis kol och skogsbränsle är stor. Energinnehållet varierar även med bränslets fukthalt. För att klara förbränning av bränslen med olika energinnehåll måste värmeupptagningen kunna varieras. I en bubblande bädd är denna möjlighet begränsad. Om exempelvis pannor är dimensionerade för skogsbränsle med 60% fukthalt måste bädden kylas med extra luft om fukthalten i bränslet sjunker till 50%. Ett ökat luftöverskott leder dock till sämre verkningsgrad. I den cirkulerande bädden kan värmeöverföringen varieras genom att toppbäddens täthet förändras. Genom att variera toppbäddens täthet kan den cirkulerande bädden köras med låga luftöverskott oberoende av variationer i bränslets värmevärde.

Den cirkulerande bädden har god utbränning under gynnsamma förhållanden, endast någon procent oförbränt i askan. Orsaken är den kraftiga turbulensen i bottenzonen kombinerad med att utblåsta oförbrända kolpartiklar matas tillbaka via cyklonen. CFB-pannan medför även en effektivare svavelrening i jämförelse med den bubblande bädden. Vid ett förhållande Ca/S = 1.5-2 erhålls en 90% avsvavling medan den bubblande bädden kräver dubbla kalkstensmängden.

3:A.3 INVESTERINGSKOSTNADER

Marknaden för bubblande och cirkulerande bäddar är framför allt inriktad på anläggningar i storlek 15 - 40 MW. Enligt tillverkare har kostnaden för CFB-pannor sjunkit och är idag jämförbar med kostnaden för en konventionell snedrost- eller wanderrostpanna. Den specifika investeringskostnaden för CFB-pannor under 10 MW är idag hög. Utveckling pågår dock för att ta fram konkurrenskraftiga pannor för anläggningar ned till 5 MW.

En entydig bild av kostnadsnivån och effektberoendet är svår att ange. Figur 3 visar kostnaden för projekterade och upphandlade anläggningar under åren 1981 - 1983. Totala anläggningskostnaden för en kommunal flerbränsleeldad anläggning med CFB-panna är idag i storleksordningen 2 400 kr/kW.

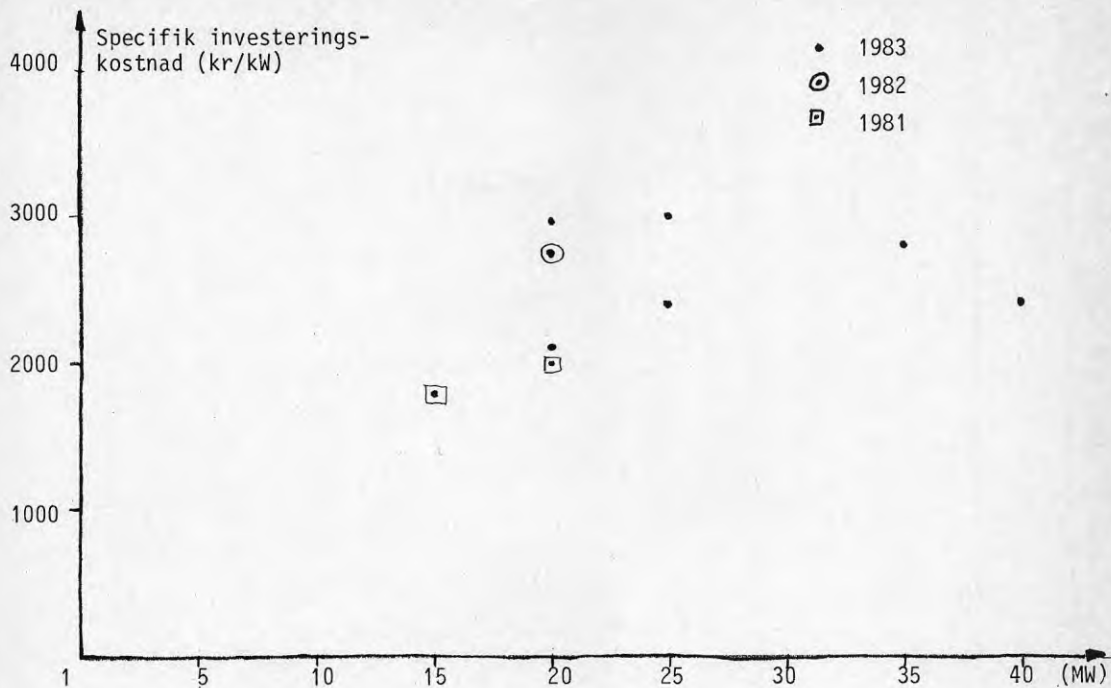


Fig. 3

3:A-4 REFERENSER

3:A-1 Kullendorft Anders
 Götaverken CFB-teknik - En teknik-
 översikt
 Götaverken Ångteknik AB (1983-05-10).

4 VÄRMEPUMPAR I GRUPPCENTRALER

4.1 ALLMÄNT

I gruppcentraler med värmepumpar förutsätts värmepumpar svara för baslasten och oljepannor för topplast och reserv. En installerad värmepumpseffekt på 40-50% av den totala effekten kan normalt leverera 85-90% av värmeenergin från anläggningen. För att ge bästa ekonomi bör systemet arbeta mot ett lågtemperatur-uppvärmningssystem. Befintliga uppvärmningssystem har i många fall så väl tilltagna radiatorytor att man kan acceptera en sänkning av framledningstemperaturen. I vissa fall kan dock kompletteringar krävas. Modifieringar i undercentralerna för att klara tappvarmvattenberedningen är vanligtvis nödvändiga.

Den förutsättning som är mest avgörande för om en värmepump kan komma ifråga är tillgången på en lämplig värmekälla i anslutning till centralen. För att illustrera storlekar på olika typer av värmekällor, redovisas dessa i nedanstående sammanställning för en tänkt anläggning där värmepumpaggregatet dimensionerats för en värmeeffekt av 100 kW (varav motoreffekt ca 40 kW) och med en årlig levererad värmeenergi till uppvärmningssystemet av 400 MWh (varav 250 MWh från värmekällan).

Markbehov för ytjordvärmekollektor	ca 1 ha (10 000 m ²)
Slanglängd för sjökollektor	ca 3 000 m
Grundvatten eller sjövatten (som kyles 5 grader)	ca 10 m ³ /h
Kylslang i brunn	ca 3 000 m
Grundvatten eller åvatten (som fryses till is)	ca 0,6 m ³ /h

Även för en värmepump med den relativt blygsamma effekten 100 kW krävs alltså för de vanliga tillämpningarna, avsevärd tillgång på mark, sjö eller grundvatten. I samtliga dessa fall gäller kravet inte endast kvantitet utan även i viss mån kvalitet: finjord hellre än grus, sjöbotten med lämplig struktur och utan

problem med strömningshastigheter etc resp grundvatten som ej har för höga halter av lösta ämnen. Även med isprocess kan man få problem med ca 15 m^3 is per dygn.

Uteluft som värmekälla finns visserligen tillgänglig överallt men har sina begränsningar vad gäller användbarhet under kallaste vinterperioden. Dessutom stöter man på praktiska svårigheter om man vill använda uteluft som värmekälla för större värmepumpar i tät bebyggelse.

Dessa krav som man har på lämplig värmekälla i någorlunda omedelbar anslutning till värmepumpen i gruppcentralen medför att många gruppcentraler, särskilt större sådana som ligger i tät bebyggelse, inte kommer ifråga för värmepump, åtminstone inte med nu befintlig och beprövad teknik.

Vad gäller själva värmepumpsaggregatet finns idag elmotordrivna kompressorvärmepumpar tillgängliga på marknaden i de storlekar som är aktuella för gruppcentraler. Förbränningsmotordrivna värmepumpar uppvisar med rådande prisrelation olja/el en sämre ekonomi än de eldrivna. Absorptionsvärmepumpar, som ännu inte har demonstrerats i större skala i Sverige, uppvisar även de en sämre ekonomi än de eldrivna. En framtida förändring av prisrelationen el/olja eller en teknisk utveckling där fasta bränslen kan användas kan dock innebära förändringar därvidlag.

Drifterfarenheterna från några års användning av värmepumpar i gruppcentraler och fjärrvärmeanläggningar visar att själva värmepumpaggregaten (inkl värmekollektor) oftast har fungerat bra. De driftstopp som förekommit har som regel haft samband med bristfällig funktion hos reglerutrustningen. Detta gäller speciellt uteluftvärmepumpar, som har att arbeta under mycket skiftande betingelser på kalla sidan, inkl avfrostningsautomatik, och där kraven på den regler tekniska utrustningen är särskilt höga. För grundvattenvärmepumpar har det visat sig att infiltrationsbrunnen ej alltid fungerat tillfredsställande.

De större värmepumparna (10 MW) har enligt uppgift en tillgänglighet som ligger mycket nära 100 %, dvs praktiskt taget inga planerade stopp.

4.2 TEKNIK

Nedan beskrivs kortfattat den teknik som kan komma till användning vid utnyttjande av naturliga värmekällor i kombination med värmepump i gruppcentraler. Industriell spillvärme och avloppsvatten kan utnyttjas med konventionell värmepumpsteknik ofta med god lönsamhet. För den stora delen gruppcentraler kan man dock inte förutsätta att dessa värmekällor normalt är tillgängliga och det har därför inte ansetts nödvändigt att behandla dem i denna rapport.

En uppdelning har gjorts på värmekällor, värmeackumulering, värmepumpprocesser och anpassning av uppvärmningssystem.

4.2.1 Värmekällor

4.2.1.1 Grundvatten

Grundvattnet i djupare brunnar håller en temperatur som är tämligen konstant över året och ungefär lika med ortens årsmedeltemperatur, d v s ca 8-9°C i södra Sverige och 3-4°C i norra Sverige.

I områden med tillgång på grundvatten av god kvalitet kan man använda grundvattenvärme även i mycket tät bebyggelse. Grundvattnet hämtas från en borrarad brunn, kyls i värmepumpens förångare och pumpas därefter till dagvattenavlopp, dike eller infiltrationsbrunn. Begränsande är helt enkelt grundvattentillgången. Brunnen måste uthålligt kunna leverera ca 10 m³ per timme vid en värmepumpeffekt av 100 kW.

En ökad omsättning av grundvattenmagasinet kan leda till att djupare liggande delar av magasinet aktiveras, vilket i sin tur kan ge försämrad kvalitet på det grundvatten som tas ut för förbrukning. Vid användning av grundvatten som värmekälla skall tillstånd ges av kommunens hälsovårdsnämnd. Vid uttag större än 300 m³ per dygn krävs vattendom. Om vattnet hämtas och återlämnas i samma brunn krävs dock inga tillstånd.

Stor omsorg måste ägnas åt att förhindra att köldmedium (som även innehåller viss mängd smörjolja) läcker via förångaren till grundvattnet.

4.2.1.2 Markvärme

Ytjordvärme

En ytjordvärmekollektor består normalt av en markslinga av polyetenslang nedgrävd på ett djup av 1-2 m och med 0,5-2 m avstånd mellan närliggande slangar. Genom slangen pumpas vatten med en tillsats av ca 25% etylenglykol med rostskyddande tillsatser.

Temperaturen på den cirkulerande lösningen varierar mellan -5°C och $+10^{\circ}\text{C}$. Den specifika effekten kan variera mellan 15-40 W/m slang, beroende på marktyp. Erfarenheter finns sedan några år av drift av ytjordvärmekollektorer i storlek motsvarande ca 500 kW värmepumpeffekt.

Slangen läggs som regel utan nedgrävda skarvar. Varje slinga är några hundra meter lång och är med sina båda ändar ansluten till någon form av samlingsledning för ingående resp utgående. Denna anslutning ordnas vanligen i någon kopplingsbrunn eller -hydda i anslutning till kollektorfältet. Varje slinga kan även då försees med separata instrypnings- och avstängningsventiler.

Vid vanligen förekommande dimensioner innehåller slangen ca 1 liter vätska per löpmeter. För en 100 kW värmepump rör det sig om ca 6 000 liter vätska (varav ca 1 500 l glykol) som cirkulerar i värmekollektorn.

Inga tillstånd krävs för att gräva ned en kylslinga som ytjordvärmekollektor i egen mark. Självfallet gäller dock den allmänna lagstiftningen som ålägger var och en att visa omsorg om miljön. Särskilt då man använder kylvätskor som kan skada naturen är det därför viktigt att utforma anläggningen så att risken för läckage blir liten. Kvalitet på slangmaterial och kopplingar, slangdimensioner etc måste alltså väljas med hänsyn till dessa frågor.

Miljöeffekter

Risken för läckage ute i marken är ringa så länge ingen våldsam åverkan (typ oanmäld grävning med maskin e d) äger rum. Genom tryckövervakningsutrustning i kollectorkretsen fås indikering vid ett ev läckage. Läckan kan lokaliseras och flödet stängas av i den aktuella slingan.

Möjlighet finns även att välja en typ av frostskyddsmedel som är mindre giftigt än etylenglykol, t ex propylenglykol, saltlösning etc. Dock innebär som regel val av andra kylvätskor än etylenglykol att vissa tekniska komplikationer måste beaktas. Pumpning av saltlösning kan t ex ställa särskilda krav på en del komponenter i pumpen. Propylenglykol är mer trögflytande än etylenglykol varför pumparbetet ökar och risk för laminär strömning i slangen uppstår. Nya föreningar som har goda värme- och strömningstekniska egenskaper, som är vattenlösliga, biologiskt nedbrytbara och miljövänliga håller på att tas fram och finns redan i viss utsträckning på marknaden.

Bergvärme

Värmekollektorn består av ett antal kylslangbrunnar, dvs borrhål i vilka slangar placerats innehållande glykol-vattenlösning. Kylslangbrunnar används f n huvudsakligen för värmepumpar till småhus, där man av olika skäl ej kan lägga t ex en ytjordvärmekollektor (för liten eller för bergig tomt t ex). Man borrar ett djupt hål (\emptyset 110 mm) ca 150 m rakt ned i marken, i vilket place-ras ca 300 m slang med vatten-glykol-lösning. Tekniken för övrigt blir helt analog med ytjordvärme. Efterhand som man via slangen suger värme ur berggrunden närmast borrhålet, transporteras värme från den omkringliggande zonen mot borrhålet. Denna typ av värmekälla blir dyrare än ytjordvärme eller sjövärme vid normala lägningsförhållanden, framför allt på grund av borrhingskostnaderna.

Vad gäller bergvärme för gruppcentraler i tät bebyggelse finns möjligheten att borra ett flertal kylslangbrunnar i anslutning till gruppcentralen för att försäkra värmepumpen med en tillräckligt effektiv värmekälla.

För större värmepumpsystem är erfarenheterna av kylslangbrunnar begränsade. Tekniken prövas nu i storlek 200-400 kW (20-50 borrhål à 150-200 m). Utvecklingen har gått mycket snabbt under de senaste åren och bergvärmekollektorer för värmepumpar offereras och levereras vanligen med 5 års funktionsgaranti. Även bergvärmebrunnar där alla hålen borrats i en relativt liten markyta (några m²) och vinklats snett utåt (som en "stjärna") har prövats. Ur kostnadssynpunkt är dock en fördelning av hålen över en större tomtyta som regel att föredra.

De experimentella erfarenheterna av hur kyllda borrhål återhämtar sig under den varma årstiden och hur de efterhand närmar sig ett stationärt tillstånd är än så länge begränsade. Samma förhållande gäller närbelägna borrhåls inverkan på varandra. Behov finns av billigare borrhållsteknik och även av enkla och billiga ledningssystem för ihopkoppling av grupper av bergvärmebrunnar vid olika markförhållanden.

4.2.1.3 Sjöar och vattendrag

Tillgång till sjö- eller åvatten finns på många håll men problemet är dess låga temperatur under vintern. Vanligen krävs en vattentemperatur på minst +3°C för att vattnet skall kunna utnyttjas direkt i en värmeväxlare utan risk för frysning. Vintertid ligger ofta vattentemperaturen i sjöar och vattendrag i intervallet 0-2°C, vilket gör det svårare att utnyttja konventionell värmeväxlarteknik med rimligt stora flöden. Utveckling pågår för att ta fram speciella värmeväxlare anpassade för att klara av kallare vatten utan att påfrysning sker.

En annan lösning som är tillämpbar på kallt sjövatten är att placera ut en sjövärmekollektor på sjöbotten. Denna består av slingor av plastslang, förbundna med värmepumpens förångare, genom vilka en frysskyddad lösning cirkuleras. Slangen förankras på botten med tyngder eller med annat arrangemang som hindrar att den flyter upp när det bildas is på den. Bäst är om den då i stället fryser fast vid botten. Effekttuttaget per meter sådan kollektorslang är vanligen något högre än motsvarande för markslingor.

Inga tillstånd krävs för läggning av slang på botten av sjö eller å. Kollektorn är dock vanligen utformad för extra stryktålighet, eftersom den är mer exponerad för åverkan på sjöbotten än när den är nedgrävd i jorden. Utspädning av eventuellt förlorad köldbärare sker dock ofta mycket snabbt i strömmande vatten jämfört med i jord.

Utveckling av isvärmepumpar som använder sig av isproduktion vid förångaren och därmed avsevärt reducerar sitt vattenbehov pågår och befinner sig på demonstrationsstadiet. Stelningsvärmens motsvarar en värmemängd som är ekvivalent med att vattnet kyls ca 80 grader. Med denna typ av värmekälla kan även anläggningar med måttlig tillgång till grundvatten eller med tillgång till å- eller sjövatten, vars temperatur endast är obetydligt över nollstreck under kallaste perioden, få en lämplig värmeförsörjning. Dock tillkommer - åtminstone i grundvattenalternativet - problemet med deponering av den is som produceras.

4.2.1.4 Uteluft

Uteluftens stora fördel som värmekälla är att den är tillgänglig överallt. Nackdelarna är dess stora temperaturvariationer och att den givetvis är som kallast - och alltså därför minst värdefull som värmekälla - när värmebehovet är som störst. Problemen med uteluften yttrar sig i praktiken bl a på följande sätt:

- låg lufttemperatur innebär låg förångartemperatur och följaktligen låg värmefaktor. Detta ökar behovet av t ex oljeeldning för topeffekt
- påfrysning av utkondenserat vatten på värmväxlarbatteriet i uteluften sätter detta ur funktion. Avfrostning måste därför ske, vilket medför energiuppföring.

Av stort intresse vore att utveckla en värmväxlare för uteluft med sådana egenskaper att påfrysning av is undviks. Problemet med minskande värmefaktor vid kallare uteluft kvarstår dock.

Med uteluft som värmekälla uppstår som regel visst mått av ljud vid luftens passage genom värmväxlaren. Ljuddämpande arrangemang måste därför ägnas stor uppmärksamhet, särskilt i större anläggningar som ligger inne i tät bostadsbebyggelse. I sådana fall där påfrysning och avfrostning förekommer kan även den producerade ismängden betraktas som en form av negativ miljöeffekt, eftersom den i de flesta fall ej kan nyttiggöras. Normer finns angivna beträffande vilka ljudnivåer som kan accepteras i olika miljöer inomhus och utomhus i bostadsområden. Installationen skall ordnas så att varaktiga ljud från utrymmen inom byggnaden ej överskrider 30 dB(A) i sovrum och vardagsrum och 35 dB(A) i kök. Dessa frågor behandlas i Svensk byggnorm. Vad gäller störningar från ljudkällor utanför byggnader och deras påverkan på inomhusmiljön i bostaden resp på utomhusmiljön (lekplatser etc) finns information i publikationen "Bostadens grannskap" från Statens Planverk.

4.2.1.5 Solvärme

Direkt solvärme, infångad via en solvärmekollektor, skulle om säsonglagring tillämpades, kunna förse värmepumpen med en värmekälla av hög kvalitet (= hög temperatur). Investeringskostnaderna för såväl solfångare som lagringssystem är dock för närvarande alltför höga för att lönsamhet skall kunna uppnås. Detta redovisas närmare i kostnadsavsnittet och i bilaga 4:A.

4.2.2 Värmelagring

Vad gäller värmelagring i samband med värmepumpar kan man skilja på säsonglagring och korttidslagring. Säsonglagring kan avse lagring av "naturlig värmekälla" såsom sommarvarmt å- eller sjö- vatten eller solfångarvarmt vatten från sommar- till vinterhalvåret. Korttidslagring kan avse vatten som värmts av värmepumpen vid tillfällen då den har överkapacitet med hänsyn till det aktuella effektbehovet.

Säsongslagring

De värmepumpar som är i drift även under kallaste vinterperioden (ex ytjordvärmepumpar) skulle kunna arbeta med en något högre värmefaktor om en varmare värmekälla finnes tillgänglig och ytjordvärmekollektorn skulle kunna göras mindre. Det är dock tveksamt om en värmelagring i kombination med ytjordvärmepumpar kan göras lönsam. Visserligen skulle värmeeffekten kunna höjas något om varmare värmekälla fanns till hands, men någon ökning av värmepumpens gångtid fås ej.

För värmepumpar som måste stängas av under perioder på vintern då värmekällans temperatur är för låg (ex uteluftvärmepumpar) skulle utnyttjandet förbättras om ett värmelager fanns tillgängligt, vilket gjorde det möjligt att fortsätta att köra värmepumpen även under kallaste perioden.

I fråga om bergvärmesystem med kylslangbrunnar kan man se möjligheter till kombination med aktiva lagringssystem. Den utnyttjade bergvolymen kan laddas upp med extra värme under sommarsäsongen genom att man låter en vätska, något uppvärmd i en lågtemperatur-solfångare (svart slang e d), cirkulera i kylslangpaketet. Eftersom det här endast är fråga om att värma berget till ca $\pm 10^{\circ}\text{C}$, kan man utnyttja enkel teknik och ändå få god effektivitet. Denna typ av lösning kan även komma att visa sig lämplig att ta till om en ytjordvärme- eller bergvärmeanläggning skulle visa sig vara underdimensionerad och alltså ej genom de naturliga förloppen nå beräknat tillstånd under sommarhalvåret.

Allmänt gäller att det är svårt att få god ekonomi på system för säsongslagring, eftersom lagret omsätts endast en gång per år. Kapitalkostnaden blir därför som regel så hög att det är billigare att producera motsvarande energimängd via t ex oljeeldning. I speciella fall då tillgång finns exempelvis till gamla gruvhål i omedelbar anslutning till gruppcentralen kan kostnadsbilden bli gynnsam, men sådana fall torde höra till undantagen.

Korttidslagring

Dygnslagringssystem är sannolikt ej särskilt intressanta för värmepumpar i gruppcentraler, eftersom elprisets ev framtida dygnsberoende slår mindre hårt mot värmepumpar än mot t ex elpannor. För den senare typen av uppvärmningssystem, som karakteriseras av en låg kapitalkostnad och en hög energikostnad, skulle billiga dygnsvärmelager vara mycket intressanta, eftersom man då skulle kunna undvika att använda elkraft under vinterdagtid då belastningen på elnätet är hög och elpriset högt.

4.2.3 Värmepumpaggregat

Som tidigare nämnts finns redan nu kommersiellt tillgängliga eldrivna kompressor-värmepumpaggregat i alla för enskilda hus och gruppcentraler erforderliga storlekar, dvs från ca 10 kW upp till flera MW. Den väsentligaste skillnaden mellan värmepumpar av olika storlek är att man använder olika typ av kompressor. Nedanstående lista ger en grov bild av vilken kompressortyp som vanligen används vid olika aggregatstorlekar:

Kolvkompressor	upp till ca 500 kW värmeeffekt
Skruvkompressor	från ca 300 kW upp till ca 6 MW
Turbokompressor	från ca 1 MW och uppåt

Vanligen används i processen halogenkölmedier (R22, R500, R12 etc). Valet av köldmedium beror på vilken temperatur som krävs av uppvärmningssystemet (observera att en gruppcentral har möjlighet till temperaturspetsning i topplastpannan). Ett köld-

medium för högre temperaturer (ex R12 för 70°C) ger förutom en av temperaturen beroende försämrad värmefaktor även en reducerad kapacitet hos värmepumpaggregatet jämfört med ett köldmedium för lägre temperaturer (ex R22 för 50°C).

Miljöeffekter

Halogenköldmedier är giftfria upp till höga koncentrationer. Man bör dock beakta att dessa köldmedier genom att de är tyngre än luft tenderar att ansamlas i lågt belägna utrymmen, där alltså höga halter kan uppnås. Vid upphettning kan de vidare sönderdelas, varvid giftiga föroreningar kan bildas (bl a klorväte och fosgen). Halogenköldmedier är nästan helt luktfria.

Ammoniak som används i vissa värmepumpar är giftig men har en starkt retande effekt som varnar redan vid ofarlig koncentration. Tillsammans med luft bildas en explosiv blandning. Användningen förväntas t v bli liten i gruppcentraler.

Ljudnivån vid drift av värmepump är som regel större än den som erhålls från en oljebrännare och panna av motsvarande storlek vilket måste beaktas när det gäller att placera värmepumpar i befintliga pannrum, särskilt om dessa ligger t ex i källare under bostadshus.

4.2.3.1 Kolvkompressorer

Kolvkompressorer används företrädesvis i mindre anläggningar (upp till 500 kW värmeeffekt). En nackdel med kolvkompressorer relativt skruvkompressorer är den något sämre reglerbarheten vid dellast. En kolvkompressor kan kapacitetsregleras i steg genom att några av cylindrarna avlastas.

4.2.3.2 Skruvkompressor

I skruvkompressorn komprimeras köldmediet genom passage mellan två mot varandra roterande skruvar. Skruvkompressorns kapacitet är i princip kontinuerligt reglerbar genom att inloppsarean för köldmediet varieras vid konstant varvtal. Ytterligare fördelar framför kolvkompressorn är färre antal rörliga delar och lättare och mer kompakt konstruktion. Skruvkompressorn blir dock förhållandevis dyr vid mindre storlekar, men en utvecklingstendens är att man strävar efter att använda skruvkompressorerna både för mindre och för större aggregatstorlekar än som nu är fallet.

Skruvkompressorn klarar också ett jämförelsevis stort temperatursprång, vilket gör att man vid en given temperatur på värmekällan kan få en relativt hög temperatur vid kondensorn. Detta förhållande har även betydelse vid användning av uteluft som värmekälla. Om kravet på tillgänglig utelufttemperatur kan sänkas något, ökas utnyttningstiden och alltså oljeersättnings-effekten för en sådan anläggning.

En utveckling på reglersidan med t ex varvtalsreglering bör kunna ge fördelar i form av bättre effektivitet hos aggregaten vid delbelast.

4.2.3.3 Turbokompressor

I turbokompressorn sker kompressionen med turbinhjul. Den kan regleras via varvtalet eller med ledskenor i inloppet. Turbokompressorn konstrueras normalt för ett visst köldmedium och tillåter endast små variationer i tryck och hastighetsförhållanden. Den har därmed svårare att svara upp mot större temperaturförändringar hos värmekälla och nät än skruvkompressorn. Den används framför allt i värmepumpar med storlek över 1 MW, exempelvis med avloppsvatten som värmekälla. Turbokompressorn saknar rörliga tätningsdelar och kan förväntas få lång livslängd och låg underhållskostnad.

4.2.3.4 Förångare och kondensorer

I nuläget upptar ofta dessa komponenter en större andel av värmepumpaggregatets totalkostnad än motor och kompressor. En utveckling av värmväxlartekniken för att reducera kostnaderna kan förutses. Utvecklingen bör även kunna leda till lösningar som kräver mindre pumparbete i aggregatet. Laminärströmningsvärmväxlare är exempel på en utvecklingsväg som prövas.

4.2.3.5 Reglersystem

Kostnaden för reglersystemen är i nuläget besvärande hög. Den bör kunna sänkas och bidra till en total kostnadssänkning på aggregaten.

Förbättrade komponenter för reglersystemen bör tas fram, som är bättre anpassade till värmepumpens arbetsmiljö. Detta gäller temperaturgivare, pressostater, reglercentraler, div reglerkretsar etc.

Mikrodatorteknik bör med fördel kunna inkluderas i större utsträckning i reglersystemen.

4.2.3.6 Förbränningsmotordrivna värmepumpar

Med rådande prisrelation olja/el och med en total värmefaktor kring 1,7, har marknaden för dieseldrivna värmepumpar i stort sett försvunnit.

För gruppcentralers vidkommande gäller i stora drag att man inte inom överblickbart investeringsperspektiv kan se att förbränningsmotordrivna värmepumpar skulle kunna utgöra ett konkurrenskraftigt alternativ gentemot eldrivna värmepumpar resp naturgas- eller fastbränsleledning.

FoU-insatserna bör dock fortsätta, eftersom det i den aktuella tekniken finns en potential att på lite längre sikt nå fram till lösningar som kan försörjas med alternativa bränslen som naturgas, kolpulver samt inhemska bränslen.

Miljöeffekter

För förbränningsmotordrivna värmepumpar (t ex otto- eller dieselmotor) är buller- och utsläppsproblemen viktiga frågor som måste ägnas stor omsorg i varje enskild installation. Problemen där är i stora drag desamma som man har vid t ex förbränningsmotordrivna kraftverk och kraftvärmeverk. Dessa senare typer av anläggningar har dock mycket korta drifttider resp ingår vanligen i större hetvattencentraler, vilket medför att de ej utgör en lika påtaglig störning av bostadsmiljön som fallet är med förbränningsmotordrivna värmepumpar i gruppcentraler. Motoravgaserna leds lämpligen ut via skorsten men utgör därefter en viss belastning av närmiljön. Det bör dock observeras att en stationär förbränningsmotor som körs med i stort sett konstant varvtal går att trimma så att avsevärt renare avgaser erhålls än vad motsvarande motor skulle ge vid fordonsdrift.

4.2.3.7 Absorptionsvärmepumpar

Användning i gruppcentraler är ännu ett i huvudsak oprövat fält i Sverige. Absorptionsvärmepumpstekniken står inte inför något kommersiellt genombrott för uppvärmningsändamål, men FoU-insatser pågår på många håll. Vad gäller mindre aggregat har ett antal fabrikat funnits på marknaden, men en del fabrikanter har på senare tid dragit sig tillbaka.

Intressanta storlekar för gruppcentraler börjar vid ca 100 kW värmeeffekt och i den storleksklassen och större finns bl a följande tillverkare:

<u>Typ</u>	<u>Värmeeffekt</u>
Sanyo LiBr/H ₂ O	100 kW - 2 MW
Linde H ₂ O/NH ₃	400 kW - 2 MW
Borsig "	2 MW

Det bör noteras att absorptionsvärmepumpar som utnyttjar $\text{LiBr}/\text{H}_2\text{O}$ -processen är billiga i utförande men är begränsade nedåt i förångartemperatur till 0°C p g a frysrisker för vatten. Värmekällan måste då hålla en temperatur en bit över 0°C och tillämpningarna blir därmed begränsade.

Den avgörande faktorn som begränsar introduktionen av absorptionsvärmepumpar i gruppcentraler är framför allt att

- oljeersättningsgraden blir relativt liten om oljeeldade absorptionsvärmepumpar skall ersätta oljepannor, eftersom årsvärmefaktorn endast är ca 1.2 för sådana system, vilket i kombination med hög kapitalkostnad ger en dålig lönsamhet. Samma slutsats gäller för naturgas som bränsle.

De positiva drag som absorptionsvärmepumpstekniken uppvisar och som är av intresse för framtida användning i gruppcentraler är bl a

- Absorptionsvärmepumpen kan i princip drivas med alla bränslen. F n finns utvecklade varianter som eldas med olja eller naturgas. För Sveriges del är möjligheten att ta fram absorptionsvärmepumpar som drivs med inhemska bränslen starkt tilltalande. Marknaden för sådana aggregat blir dock på grund av konkurrensen från eldrivna värmepumpar givetvis starkt beroende av framtida tillgång och priser på elenergi. Absorptionsvärmepumpen måste också kunna konkurrera med direkt eldnings av motsvarande bränsle.
- Den förväntas ge mindre buller och ha lägre krav på underhåll och service än kompressorvärmepumpar.

Miljöeffekter

Vid en gas- eller oljeeldad absorptionsvärmepump får man ett rökgasutsläpp i anslutning till gaslågan. Detta utsläpp är mindre till sin omfattning än om uppvärmningen hade skett via en normal panna.

Även för ev framtida fastbränsleeldade absorptionsvärmepumpar gäller detta förhållande att eldningens omfattning minskar jämfört med en konventionell eldningsanläggning. Dock kan kostnaderna för rökgasrening komma att bli betydande, särskilt vid små anläggningar.

För absorptionsvärmepumpar kan ammoniak-vatten-system komma i fråga. Det kan därmed innebära vissa miljörisker att ha en sådan anläggning i en gruppcentral, allrahelst om denna även innehåller pannor för eldning och är belägen i bostadshus.

4.2.4 Anpassning av uppvärmningssystem

Ett utmärkande drag hos värmepumpstekniken är att både tekniska och ekonomiska utfallet i hög grad är avhängigt av vilka temperaturkrav som ställs på den producerade värmen. Låga temperaturer är av betydelse både för värmefaktorn och för maximalt uttagen effekt i ett givet aggregat. Vanligen begränsas temperaturen på värmets som levereras av värmepumpen till ca 70°C.

I befintlig bebyggelse med uppvärmningssystem dimensionerade för framledningstemperaturer på 80° eller mer samt med tappvarmvattenberedning som kräver tillgång till hett primärvatten, kan det vara motiverat att lägga ned vissa kostnader för omställning till lägre temperatur i samband med anslutning till en gruppcentral med värmepump.

För att kunna utnyttja befintliga värmeväxlare för tappvarmvattenproduktion vid lägre primärtemperaturer kan exempelvis en komplettering göras med ackumulator och separat eftervärmning.

Installationer i befintliga undercentraler som tillämpar reglering med shuntventil på så sätt att överskott av primärt vatten blandas med returvatten från radiatorerna ger höga returtemperaturer och är olämpliga vid värmepumpdrift.

Som en del av problematiken kan man betrakta det befintliga beståndet av dubbelmantlade tappvarmvattenberedare, som kräver ca 80°C på det inkommande uppvärmningsvattnet. Om dessa beredare skall fortsätta att användas även när en värmepump svarar för baslasten av värmeproduktionen, måste temperaturen på systemet höjas med hjälp av spetslast på pannan även när det totala värmebehovet skulle kunna klaras med värmepumpen, vilket ökar produktionskostnaden.

Analogt gäller ibland att exempelvis diskmaskiner i storkök och liknande arbetar direkt med tappvarmvattnet (utan extra uppvärmning) och därför kräver hög varmvattentemperatur medan övriga förbrukare av varmvatten skulle kunna acceptera lägre temperatur.

I samband med nybyggnation utformas värmesystemen för lägre temperaturer, vilket bl a underlättar introduktionen av värmepumpar.

Det bör även observeras att med lägre krav på temperaturen på den producerade värmen ökar möjligheterna att använda uteluft som värmekälla.

4.3 INVESTERINGS- OCH DRIFTKOSTNADER

4.3.1 Allmänt

Produktionskostnaderna i en gruppcentral med värmepump sammanställs på samma sätt som för en fastbränsleeldad central av fasta kostnader och driftkostnader. De fasta kostnaderna består till största delen av räntor och amorteringar på investerat kapital, till vilket kommer skatt, försäkringar, underhåll och personalkostnader.

Driftkostnaderna utgörs till största delen av drivenergi för värmepumpens kompressor samt olja för topplastproduktion. Till detta kommer kostnader för hjälpkraft (pumpar etc). Kostnader för avisning av förångaren i fallet uteluftvärmepump är en för denna värmepumpstyp tillkommande post som kräver uppoffring av energi som ej kommer konsumenten tillgodo. Verkningsgraden för en värmepump i en gruppcentral anges därför med systemets årsvärmefaktor, vilken definieras som kvoten mellan årlig producerad värmeenergi och totalt under året förbrukad driv- och hjälpenergi. Den tar således hänsyn till såväl behovet av hjälpkraft som variationer i driftförhållanden över året. Kostnaden för topplastproduktion (i oljepanna) är ej inkluderad i den ovan angivna värmefaktorn.

En uppdelning av värmepumpanläggningens investeringskostnader på olika kostnadsposter har exemplifierats i några av avsnitten enligt tabell 4.1. Det bör noteras att kostnaden för kulvert för anslutning till värmenätet, som kan uppgå till betydande belopp, särskilt för avloppsvärmepumpar, samt kostnader för extra ledningsdragnings om värmekällan är belägen längre bort än vad som anges som grundalternativ och för eventuell anpassning av undercentralerna hos anslutna värmeförbrukare till lägre temperatur normalt ej inräknats i kostnaderna.

Leveransbestämmelser med betalningsvillkor etc följer ofta KYL 77 och AB 72 eller andra motsvarande standardbestämmelser.

Typiskt betalningsmönster är:

- 30% vid order
- 30% då huvuddelen av utrustningen levereras
- 30% vid färdig entreprenad
- 10% vid överlämnandet.

I de fasta årskostnaderna ingår förutom räntor och avskrivningar på investeringskostnaden även skatt, försäkringar och underhåll. Personalkostnader redovisas separat. Följande antaganden har gjorts:

Kapitalårskostnad: Utgående från en given investeringskostnad kan kapitaldelen (räntor och amorteringar) av de fasta årskostnaderna beräknas för olika finansieringsalternativ och ränteantaganden. Se exempelvis avsnitt 4.5, där kapitalårskostnader beräknas som annuiteter med 6% ränta.

Avskrivningstid: 20 år.

Underhåll: Räknat som 3% av anläggningskostnaden (antaget). Vid en noggrannare kalkyl bör man ta hänsyn till varierande livslängd (avskrivningstid) och underhållsbehov för olika delar av anläggningen.

Skatt: Räknad som 2% av 75% av anläggningskostnaden, d v s 1.5% av anläggningskostnaden.

Försäkringar: Räknade som 0.05% av anläggningskostnaden.

Personal: Gruppcentraler med värmepump och oljeeldade pannor för spetslast och reserv har förutsatts ha samma personalbehov som rena oljeeldade värmecentraler.

TABELL 4.1 Anläggnings-specifikation för värmepump

- A-B Processutrustning i värmepumpanläggningen (förångare, kompressor, kondensator, spolfilter m m.)
- C Reglerutrustning för automatisk drift.
- D Elinstallation, inklusive belysning och eventuell transformator.
- E Rörinstallation, inklusive pumpar, tryckhållningssystem, vattenbehandling samt VVS.
- F Värmekollektorsystem, inklusive markarbeten, installation m m.
- G Byggnadsarbeten (för större värmepumpcentraler förutsätts separat byggnad).
- H Komponentkostnader = Summa A-G enligt ovan.
- I Markarbeten (som ej specificerats under F), inklusive tomtpacering och vägar.
- J Projektering, inklusive byggledning, kontroll och igångkörning.
- K Diverse
Montage, oförutsett, 8% av H.
- L Räntekostnader under byggnadstiden. Byggnadstid 6-12 mån beroende på anläggningsstorlek. 1.5% av H för anläggningar under 1 MW, 3% av H över 1 MW.
- M Totalkostnad (summa H-L) för nyckelfärdig driftklar anläggning (exkl. anskaffningskostnad för tomt).

Driftkostnaden för en värmepumpcentral utgörs till största delen av drivenergi för värmepumpaggregatet. För eldrivna värmepumpar består kostnaden för elleveranser av en effektberoende del (fast avgift + abonnemangsavgift + högbelastningsavgift alternativt endast en säkringsavgift) och en energidel (se avsnitt 2.1.11):

TABELL 4.2 Tariffer för lågspänningsabonnemang (380 V)

Säkringstariff:	** 120 kr/kW,år + 162 kr/MWh
Effekttariff:	3800 kr/år + 342 kr/kW/år* +
	+ 134 kr/MWh (okt-april)
	+ 97 kr/MWh (maj-sept)
	(exklusive energiskatt och engångsavgift ca 140 kr/kW)

* Här har antagits: $kW_1 = kW_6 =$ abonnerad effekt

** Omräknad till effekttariff

För de oljeeldade topplast och reservpannorna har samma antaganden gjorts som i avsnitt 3.3.5 d v s:

TABELL 4.3 Kostnad för oljebaserad tillsatsenergi

Pannstorlek	≤ 1 MW	≥ 1 MW
Bränsle	lätt eldnings- olja	tung eldnings- olja
Bränslepris (kr/MWh) (exkl energiskatt)	212	158
Verkningsgrad (årsmedelvärme)	85%	85%
Pris per producerad energimängd (kr/MWh) (inkl hjälpkraft, exkl energiskatt)	252	188

Anläggningskostnad för oljeeldade hetvattencentraler framgår av figur 3.5.

För att få en aktuell bild av prisnivån vad gäller värmepump-
läggningar för gruppcentraler har bl a kontakter tagits med en
rad värmepumpstillverkare och -leverantörer. Priset på värmepumpar
har angivits i kr/kW. Detta gäller för en given referenspunkt,
vilket bör noteras eftersom värmeeffekten hos ett visst aggregat
i hög grad påverkas av förändrade temperaturförhållanden vid både
förångare och kondensor. Vad gäller priset för värmekällan är det
svårt att ange normalbelopp. Typ av värmekälla samt de lokala
förutsättningarna i varje enskilt fall spelar stor roll. Dessa
förhållanden är orsak till att de prisuppgifter uttryckta i kr/kW
för värmepumpanläggningar som cirkulerar ligger spridda inom ett
mycket stort intervall.

Investeringskostnader exklusive mervärdesskatt redovisas för
värmepumpar med olika värmekällor i de följande avsnitten. De
investeringskostnader som ges avser i en del fall prototypan-
läggningar, vilket kan innebära att merkostnader inkluderats
som skulle bortfalla vid en seriemässig produktion. Alla i det
följande redovisade kostnader är hänförliga till prisnivå hösten
1982. I de fall omräkningar till denna tidpunkt erfordrats, har
detta skett med "faktorprisindex för material, maskiner, trans-
porter och elkraft" (se bilaga A). Det kan noteras att detta
index ökat obetydligt snabbare (0.7%/år) än konsumentprisindex
under perioden 1975-1982.

En gruppcentral består som tidigare nämnts normalt av flera pro-
duktionsenheter. Anläggningskostnader och årsvärmefaktorer för
eldrivna värmepumpsanläggningar med olika värmekällor anges i
avsnitten 4.3.2-4.3.6 för avloppsvärme, grundvatten, markvärme,
sjövärme och uteluft.

Översiktligt diskuteras dessutom i avsnitten 4.3.7-4.3.10 kost-
nadsaspekter för solvärme, säsongsvärmelagring, förbränningsmotor-
drivna värmepumpar och absorptionsvärmepumpar, vilka alternativ
för närvarande ej kan betraktas som kommersiellt konkurrenskraf-
tiga gentemot eldrivna värmepumpar.

Principen för hur optimal andel värmepumpeffekt i en gruppcentral kan bestämmas redovisas i avsnitt 4.4. Exempel på beräkning av totala värmeproduktionskostnader för komplett gruppcentral med värmepump ges i avsnitt 4.5.

4.3.2 Avloppsvatten

4.3.2.1 Allmänt

Ett flertal eldrivna avloppsvärmepumpar har under de senaste åren installerats framför allt som baslastaggregat i fjärrvärmenät. Avloppsvatten håller en temperatur som normalt varierar mellan gränserna 8-10°C vintertid och 15-20°C sommartid efter reningsverket och utgör därmed en lämplig värmekälla för en värmepump. De flesta tillämpningarna avser fjärrvärme och värmepumpen har då dimensionerats för en kondenseringstemperatur på ca 75°C (R12). Anläggningarna har genomgående uppvisat god ekonomi.

4.3.2.2 Investeringskostnader

Den totala investeringen omfattar förutom själva värmepumpanläggningen även ledningsdragning från reningsverket och anslutningsledning till fjärrvärmenätet. Dessa kostnader kan svara för en stor del av den totala investeringen, vilket visas i exempel nedan. I figur 4.1 anges specifika anläggningskostnader för avloppsvärmepumpar, exklusive anslutningsledning. Kostnaderna är baserade på uppgifter avseende ett antal utförda anläggningar som är uppräknade till prisnivå hösten 1982.

Uppgifterna avser i regel kompletta jämförbara anläggningar inklusive byggnad. Anläggningskostnaden är ej alltid entydig, i vissa fall kan även vissa kulvertanslutningar ingå medan projekteringskostnaden och räntor under byggnadstiden är exkluderande.

Utgående från föreliggande värden har en medelkostnad antagits, vilket markeras med en linje i diagrammet.

Som ett exempel på hur medelkostnaden kan brytas ned i komponentkostnader för en mindre anläggning har tabell 4.4 ställts upp utgående från en förprojekterad anläggning.

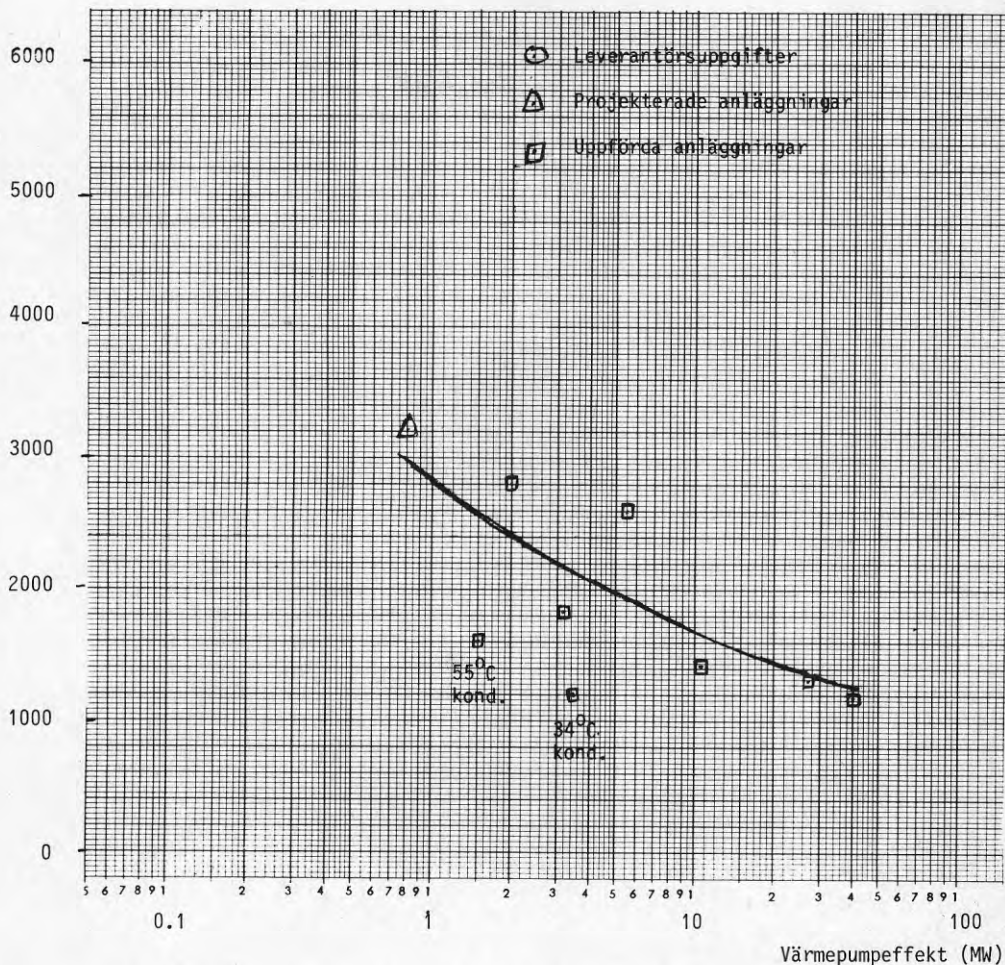
TABELL 4.4 Kostnaden för en antagen värmepumpsanläggning som utnyttjar avloppsvatten. Prisnivå hösten 1982.

	0.8 MW (kk)	(%)
A-B Värmepumpsaggregat	790	30
C Reglerutrustning	(ingår i A-B)	
D Elanläggning	430	17
E Rörinstallation	(ingår i A-B)	
F Pumpkammare	270	10
G Byggnad	<u>300</u>	<u>11</u>
H Summa komponenter	1790	68
I Markarbeten	415	16
J Projektering	250	10
K Diverse	140	5
L Räntor	<u>30</u>	<u>1</u>
M TOTALT	2625	100%

Specifik anläggningskostnad 3280 kr/kW

I det aktuella fallet tillkom kostnader för 450 m kulvert (\emptyset 250 mm) för anslutning till fjärrvärmenätet, 1170 kkr (42% av M) och ändringskostnader för undercentraler 190 kkr (7% av M). Om avståndet från reningsverk till fjärrvärmenät eller gruppcentral är stort kan således avsevärda merkostnader uppstå.

Specifik anläggningskostnad kr/kW



Figur 4.1 Värmepumpanläggning med avloppsvatten som värmekälla, exklusive oljepannor för topplast och reserv. Kondenseringstemperatur 70-85°C (R12). Specifik anläggningskostnad som funktion av anläggningens storlek. Kostnadsnivå hösten 1982. Exklusive mervärdesskatt.

Avser komplett fristående anläggning exklusive anslutningsledningar.

4.3.2.3 Arsvärmefaktor

Förutom el för drift av kompressorn vilket utgör huvudparten krävs även el för avloppsvattenpumpen, m m. (ca 5% av den första posten).

Arsvärmefaktorn för anläggningen, som således innefattar det angivna hjälpebehovet varierar för de i figuren 4.1 redovisade anläggningarna mellan 2.5 och 3.3, där de större anläggningarna i allmänhet uppvisar en något högre värmefaktor än de mindre. Medelvärde, vid lika vikt för varje anläggning är 3.0.

4.3.3 Grundvatten

4.3.3.1 Allmänt

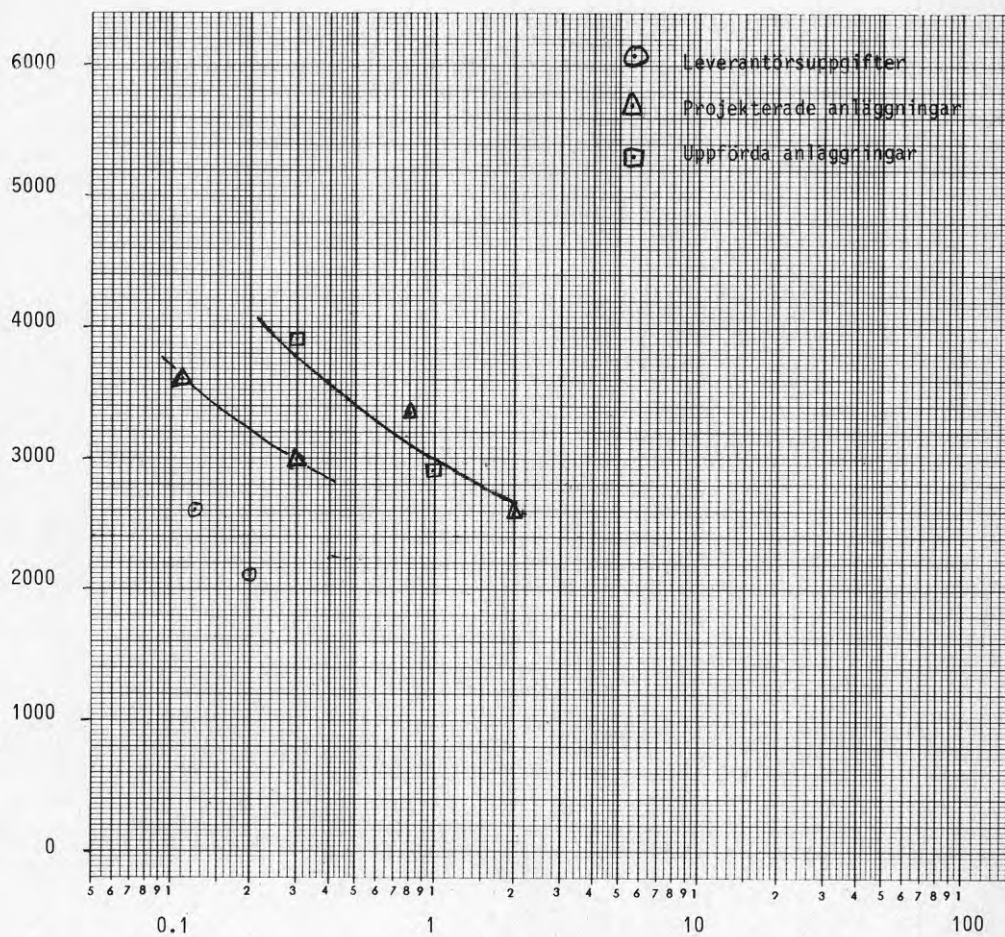
Exempel saknas på större anläggningar som utnyttjar grundvatten. Här redovisat material avser mindre anläggningar, dels sådana där brunn borrats dels sådana som utnyttjar redan befintlig grundvattentäkt.

4.3.3.2 Investeringskostnader

I figur 4.2 redovisas specifika anläggningskostnader för värmepumpanläggningar i intervallet 100-1 000 kW. Kostnadsuppgifterna som avser priset exklusive moms baseras på leverantörsuppgifter, projekterade anläggningar och anläggningar som kommit till utförande.

De kostnadsantaganden som används i utredningen är markerade med heldragna linjer.

Specifik anläggningskostnad (kr/kW)



Figur 4.2 Värmepumpanläggning - grundvatten, exklusive oljepannor för topplast och reserv. Specifik anläggningskostnad som funktion av anläggningens storlek. Kostnadsnivå hösten 1982. Exklusive mervärdesskatt.

Tabell 4.5 redovisar ett exempel på hur anläggningskostnader kan se ut nedbruten i delposter. Kostnaden för anslutningsledning till eventuellt befintligt distributionsnät är ej inkluderat. Aggregaten är av skruvkompressortyp och utnyttjar R12 som köldmedium.

Tabell 4.5 Exempel på procentuell kostnadsuppdelning för värmepumpanläggning som utnyttjar grundvatten. Prisnivå hösten 1982.

	0.8 MW %	2 MW %
A-B Värmepumpaggregat	30	42
C Reglerutrustning	ingår i A-B	ingår i A-B
D Elarbeten	5	6
E Rörinstallation	ingår i A-B	ingår i A-B
F Värmekälla (renvattenledning)	27	21
G Byggkostnad	<u>22</u>	<u>16</u>
H Summa komponenter	84	85
I Markarbeten	3	2
J Projektering	6	6
K Diverse	2	2
L Räntor under byggtiden	<u>5</u>	<u>5</u>
M Totalt	100%	100%
Specifik anläggningskostnad		
kr/kW	3 440	2 500

4.3.3.3 Arsvärmefaktor

Uppgifter om årsvärmefaktorer för anläggningarna inklusive hjälpebehov anges till mellan 2.3 och 2.9. Medelvärde vid lika vikt för varje anläggning är 2.6.

4.3.4 Sjövärme

4.3.4.1 Allmänt

Med sjövärme avses i första hand eldrivna kompressorvärmepumpar som utnyttjar sjö- eller havsvatten vilket leds direkt till förångaren. Intaget för vattnet ligger då på ett sådant djup att det även under vintertiden kan utnyttjas. Hänsyn måste dock tas till eventuell effektreduktion på grund av för kallt vatten vid isläggning och islossning.

Ett flertal anläggningar som utnyttjar sjö- och havsvatten har projekterats och även tagits i drift under senaste året. I storlek har dessa anläggningar gått upp till över 10 MW. Tekniken att utnyttja sjövatten lämpar sig väl att skalas upp eftersom de specifika kostnaderna för vattenintag därmed kan reduceras.

Saknar sjön erforderligt djup kan istället plastslangar (i vilka glykollösning eller brine cirkuleras) läggas ut på botten eller i bottensediment. Denna teknik skiljer sig kostnadsmässigt inte nämnvärt från markvärmearläggningar och behandlas därför inte i detta kapitel. Den lämpar sig också sämre för att skalas upp till större storlek.

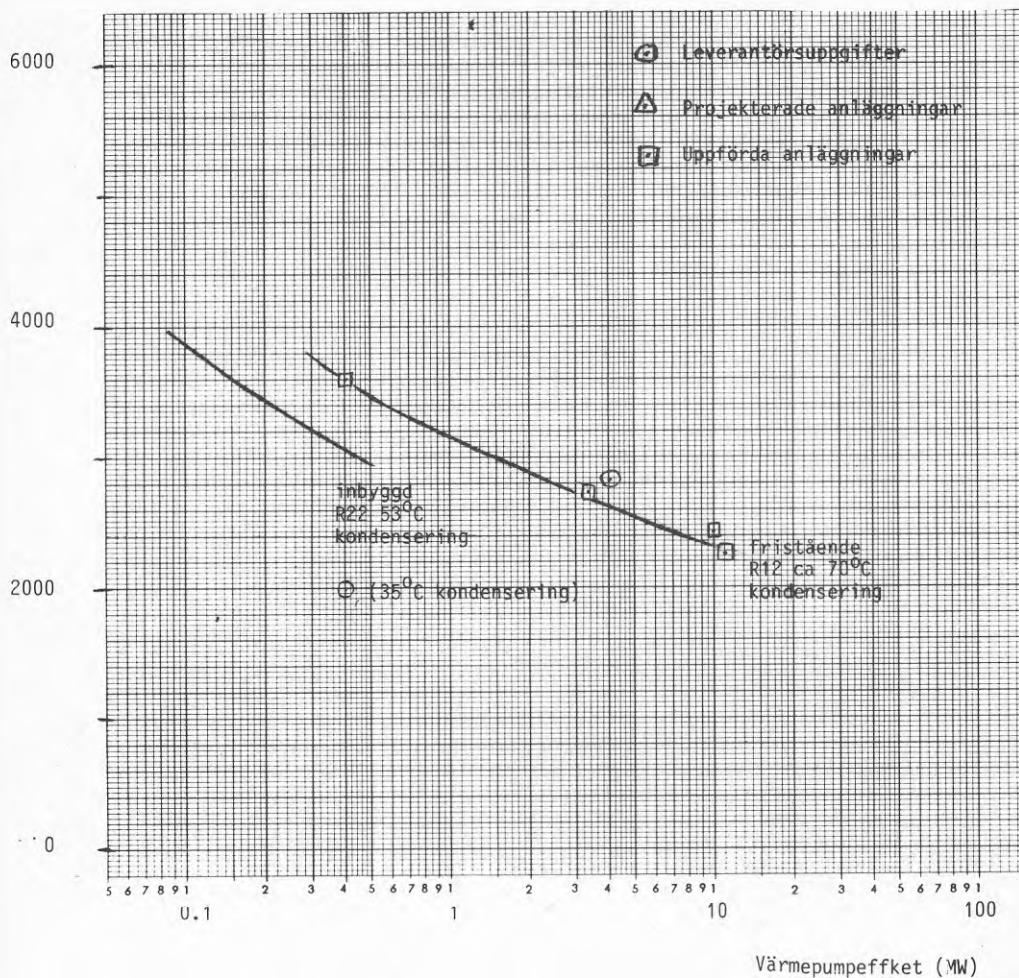
4.3.4.2 Investeringskostnader

I figur 4.3 redovisas specifika anläggningskostnader för värmepumpanläggningar med sjö- eller havsvatten som värmekälla. Materialet baseras i stor utsträckning på kalkyler över anläggningar som kommit till utförande. Utgående från föreliggande värden har en linje angetts i diagrammet för en uppskattad medelkostnad.

4.3.4.3 Årsvärmefaktor

Uppgifter om årsvärmefaktor för de angivna sjövärmepumpanläggningarna varierar mellan 2.2 för de mindre anläggningarna (< 1 MW) 2.6-2.8 för de större anläggningarna (några MW). För de ekonomiska kalkylerna har antagits en årsvärmefaktor av 2.6.

Specifik anläggningskostnad kr/kW



Figur 4.3 Värmepumpinstallation med sjö- eller havsvatten som värmekälla, exklusive oljepannor för topplast och reserv. Specifik anläggningskostnad som funktion av anläggningens storlek. Kostnadsnivå hösten 1982. Exklusive mervärdesskatt.

4.3.5 Uteluft

4.3.5.1 Allmänt

Flera exempel finns på eldrivna luft/vattenvärmepumpar i mindre storlek som tagits i drift. Dessutom har ett antal större anläggningar (ca 1 MW och större) projekterats. Karakteristiskt för luftvärmepumparna är dels behovet av avfrostning (och avställning) vid låga utetemperaturer dels svårigheten på grund av kostnaden för luftbatterier att uppnå några väsentliga kostnadsreduktioner vid uppskalning. Miljöfrågorna (buller, kallluftströmmar) kan även de bli svårbemästrade och kostsamma för större anläggningar.

4.3.5.2 Investeringskostnader

I figur 4.4 redovisas specifika anläggningskostnader för ett antal uppförda och projekterade värmepumpanläggningar med uteluft som värmekälla.

4.3.5.3 Årsvärmefaktor

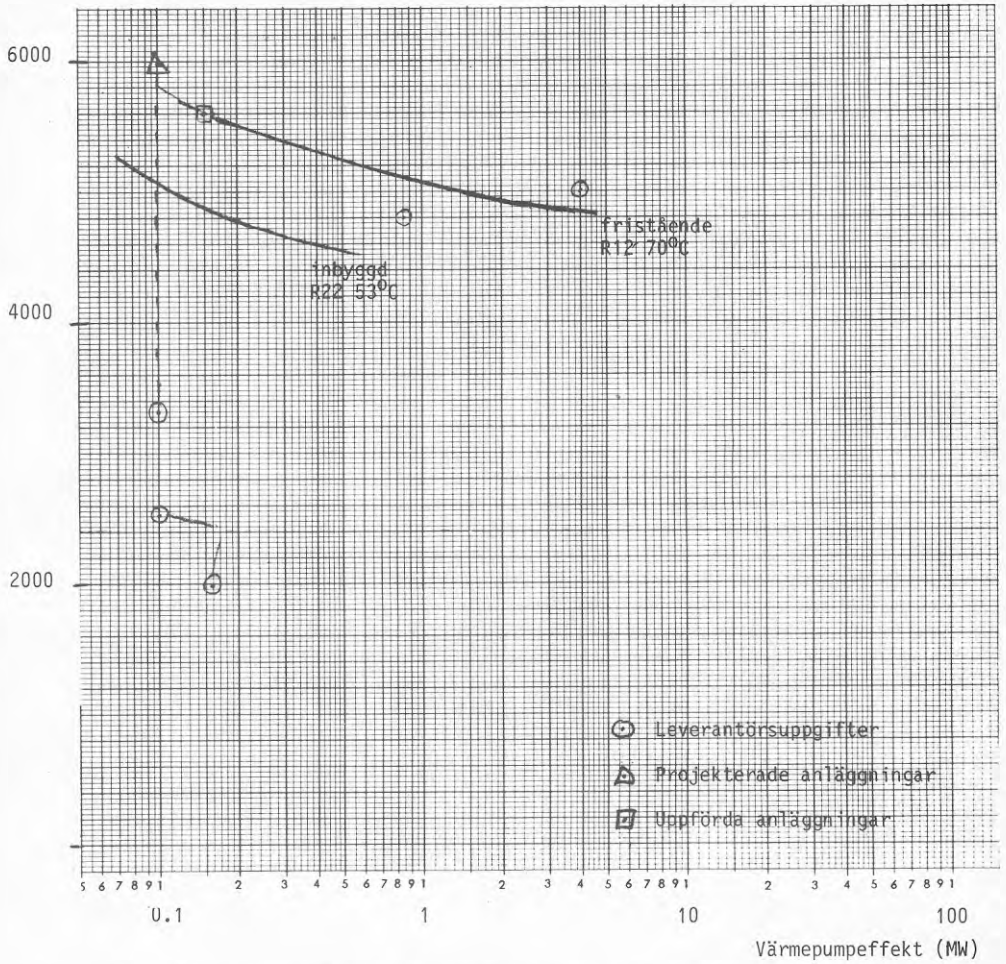
Årsvärmefaktorer för de angivna anläggningarna varierar mellan 2.1 och 2.8 där de högsta värdena avser kalkylerade värmefaktorer för några större anläggningar som nyligen har projekterats (några MW). I de ekonomiska kalkylerna har värdet 2.3 använts.

4.3.6 Mark- och bergvärme

4.3.6.1 Allmänt

Erfarenheter från mark och bergvärmeanläggningar härrör från mindre anläggningar. Några väsentliga kostnadsfördelar vid uppskalning erhålles inte. Erfarenheter kommer dock efter hand fram för allt större anläggningar.

Specifik anläggningskostnad (kr/kW)



Figur 4.4 Värmepumpanläggning - uteluft, exklusive oljepannor för topplast och reserv. Specifik anläggningskostnad som funktion av anläggningens storlek. Kostnadsnivå hösten 1982.

4.3.6.2 Investeringsskostnader

I figur 4.5 anges specifika anläggningskostnaden för några mindre mark- och bergvärmeanläggningar.

4.3.6.3 Årsvärmefaktor

För de studerade anläggningarna anges årsvärmefaktorer mellan 2.4 och 2.6. För de ekonomiska beräkningarna antas ett värde av 2.5.

4.3.7 Solvärme

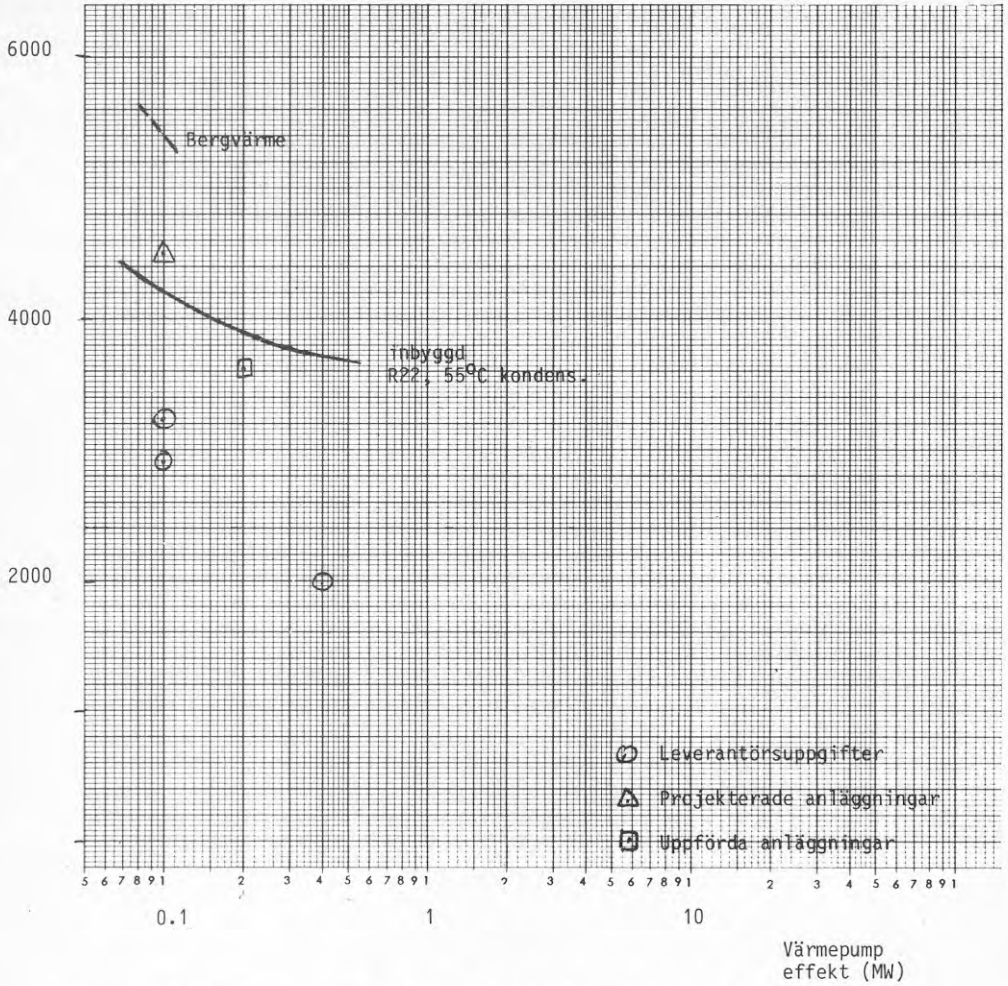
Solvärmeanläggningarnas ekonomi behandlas i appendix 4:A. Den specifika anläggningskostnaden varierar inom ett stort intervall där de lägsta angivna värdena ligger strax över 3 kr/(kWh/år), vilket dock ej är tillräckligt lågt för att göra dessa anläggningar lönsamma med dagens bränsle- och elpriser. Dessa kostnadsuppgifter avser förkalkyler och är således ännu ej verifierade.

4.3.8 Säsongvärmelager

Endast en mindre del av det värmebehov som gruppcentralen skall täcka kan tillgodoses med solvärme om inte säsongslager utnyttjas. Borrhål i berg eller lera, bergrum eller markgropar är lösningar som föreslagits och även demonstrerats. Den specifika anläggningskostnaden för lager i de storlekar som är aktuella i gruppcentral-sammanhang har angetts till ca 1-3 kr/(kWh/år) beroende på utförande. Som tidigare nämnts är ekonomin för solvärme med värmelager ej tillräckligt god för att konkurrera med alternativa lösningar.

4.3.9 Förbränningsmotordrivna värmepumpar

Med en förbränningsmotordriven värmepump torde man i gynnsamma fall kunna uppnå en värmefaktor (producerad värme/tillfört bränsle)



Figur 4.5 Värmepumpanläggning, mark- och bergvärme, exklusive oljepannor för topplast och reserv. Specifik anläggningskostnad som funktion av anläggningens storlek. Kostnadsnivå hösten 1982. Exklusive mervärdesskatt.

av ca 1.7. Denna siffra baseras på antagandet att motorn har en mekanisk verkningsgrad på 0.4 och driver en värmepump med värmefaktor 3.0 samt att värmeåtervinning sker från förbränningsmotorn så att inte mer än 10% av tillförd bränsleenergi bortgår som ej nyttiggjord värme.

Värmefaktorn blir då $0.4 \times 3 + 0.5 = 1.7$.

Även med antagande om samma kapital och underhållskostnader för en förbränningsmotordriven värmepump som för en eldriven värmepump blir den förra lönsam först då

$$\frac{\text{bränslepris}}{1.7} < \frac{\text{elpris}}{3.0}$$

Olja är således f n inte ett ekonomiskt intressant bränsle för förbränningsmotordrivna värmepumpar.

4.3.10 Absorptionsvärmepumpar

Praktiska erfarenheter av absorptionsvärmepumpar för uppvärmning saknas i Sverige. Redovisade aggregatkostnader för absorptionsvärmepumpar (LiBr) är jämförbara med kompressorvärmepumpar:

Tabell 4.6 Specifik investeringskostnad för värmepumpaggregat - absorptionsvärmepumpar

Aggregat- storlek	Specifik aggregatkostnad (kr/kW)	
	LiBr/H ₂ O	NH ₃
100 kW	1 400	-
600 kW	620	ca dubbelt så dyra som motsvarande LiBr/H ₂ O aggregat
1 MW	500	
2 MW	350	

Kostnaden inkluderar ej byggnad, montage m m.

Värmefaktorer för absorptionsvärmepumpar byggda för värmeproduktion i experimentsyfte utomlands har angetts till ca 1.2 - 1.4. Kostnaden för drivenergin blir därmed avgörande för ekonomin jämfört med eldrivna värmepumpar. Med rådande oljepris eller med ett antaget gaspris som ligger mellan priset för lätt och tung eldningsolja synes ekonomin för absorptionsvärmepumpar som utnyttjar dessa bränslen blir tveksam.

4.4 OPTIMAL ANDEL VÄRMEPUMPEFFEKT I EN CENTRAL

4.4.1 Allmänt

En värmecentral som skall innehålla en värmepump bör av samma skäl som gäller för värmecentraler med fastbränslepannor (avsnitt 3.4.1) dimensioneras så att värmepumpen svarar för baslasten medan oljeeldade pannor svarar för toplast och reserv.

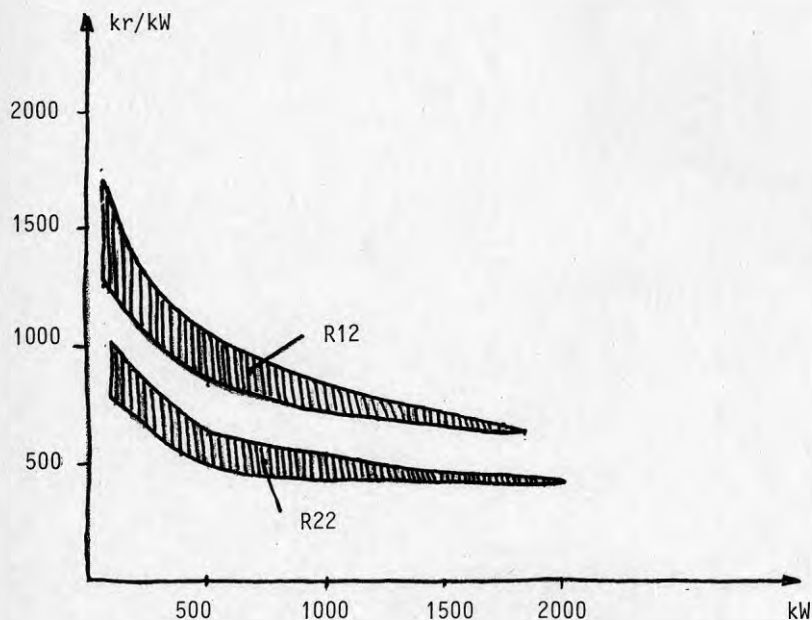
4.4.2 Dimensioneringsfilosofi

I fallet med fastbränsleledning medför pannornas förmåga att köras på dellast att centralen normalt läggs ut för två fastbränslepannor. I fallet med värmepump som baslastaggregat har beräkningarna generellt genomförts för ett värmepumpsaggregat.

Eftersom värmefaktorn som regel är störst när aggregatet går på full kapacitet, kan det i vissa fall med hänsyn till belastningskarakteristiken på gruppcentralen vara lämpligt att fördela den installerade värmepumpeffekten på två mindre aggregat. Väljer man en värmepump med s k "economizer"-koppling (vilken höjer max-kapaciteten med 20 ä 30%) bör man dessutom beakta att economizern endast fungerar vid full last.

Temperaturnivån hos belastningsobjektet har för en värmepump en avgörande betydelse för dimensioneringen, till skillnad från fallet med fastbränslepannor. En låg temperatur förbättrar värme-

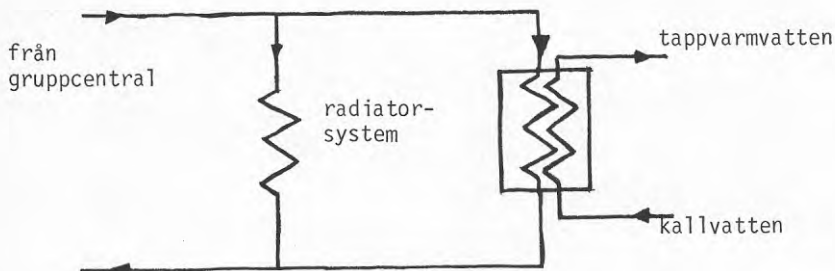
pumpens värmefaktor och kan också medföra att ett köldmedium med lägre krav på kompressorvolym för en given effekt kan väljas (exempelvis R22 i stället för R12). Ett exempel på hur valet av köldmedium inverkar på investeringskostnaden framgår av figur 4.6. Det bör dock noteras att själva värmepumpaggregatet normalt bara utgör kanske ca 30% av den totala investeringen i anläggningen.



Figur 4.6 Samband mellan effekt och kostnad för ett värmepumpaggregat enligt (4-1)

Beräkningen av hur mycket energi som maximalt kan levereras av en värmepump där kondensortemperaturen begränsas till ett givet värde, ungefär 50–60°C för R22 och 70–80°C för R12, fordrar att man känner belastningsobjektet (nätets) behov av framledningstemperaturen vid olika tidpunkter.

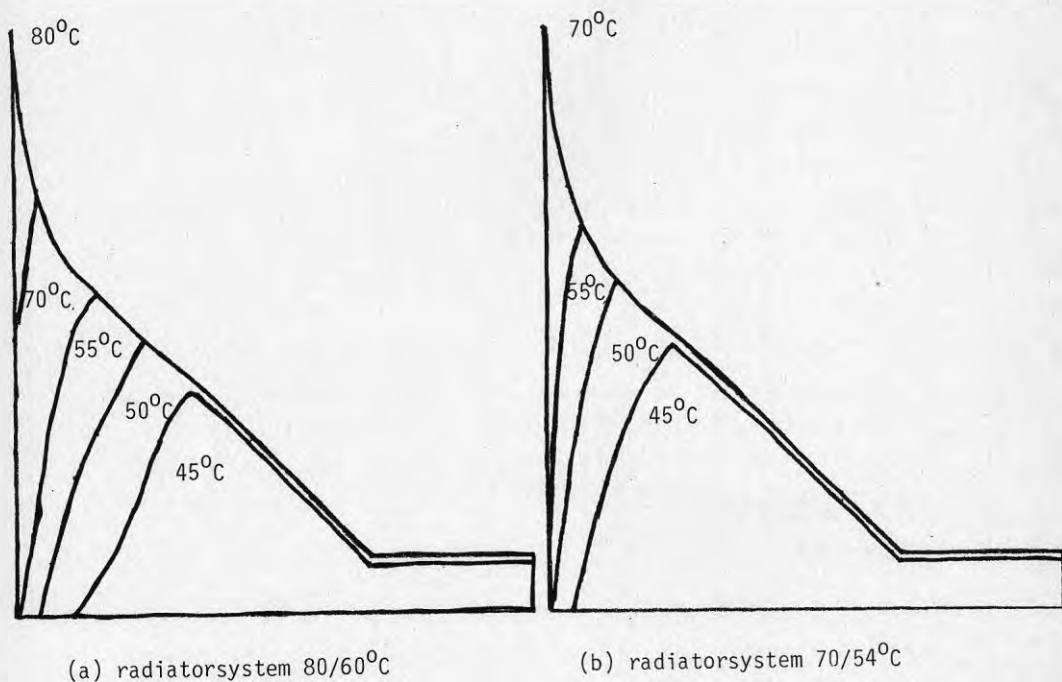
Med hjälp av en teoretisk modell jämförs i det följande en värmepumps möjlighet att leverera värme för dels ett system med konventionella radiatortemperaturer 80/60°C, dels ett system där temperaturen sänkts till 70/54°C. I modellen antas att en värmecentral där värmepumpen utgör baslast är ansluten till de fastigheter som skall försörjas medelst en direkt koppling enligt figur 4.7. Kopplingen innebär att temperaturen spetsas i en oljefylld topplastpanna innan den levereras till nätet.



Figur 4.7 Teoretisk modell för gruppcentral med direktavslutning

Kopplingen har valts där för att den är tillräckligt enkel att analysera och samtidigt representerar ett realistiskt alternativ. Flera andra kopplingstyper förekommer givetvis i det befintliga beståndet av gruppcentraler, bl a sådana där returvattnet från radiatorerna används för att förvärma tappvarmvatten, med syfte att ytterligare reducera temperaturen på det vatten som returneras till gruppcentralen. Kopplingar med hög returvattentemperatur på grund av cirkulation, som är klart olämpliga i värmepump-sammanhang, förekommer också. Dessa aspekter behandlas vidare i kapitel 5.

Beroende på vilka temperaturer radiatorsystemet ursprungligen är utlagt för (vid dimensionerande utomhustemperatur) och graden av överdimensionering hos radiatorsystemet kan den totala belastningskurvas temperaturbehov räknas fram. Varje temperaturlinje i diagrammet anger vilken andel av värmeeffektbehovet som kan täckas med hetvatten av angiven temperatur. Ytan under en linje representerar följaktligen den energi som kan levereras med hetvatten av angiven temperatur. I figur 4.8 åskådliggörs temperaturbehovet för en belastning där tappvarmvattenbehovet (effektmässigt) utgör 10% av max belastning och där i det ena fallet (a) temperaturerna på radiatorsystemet i dimensioneringspunkten är $80^{\circ}/60^{\circ}$ (framledning/retur) och i det andra fallet (b) en överdimensionering föreligger så att radiatorsystemets temperatur kan begränsas till $70^{\circ}/54^{\circ}$.



Figur 4.8 Belastningens temperaturbehov vid radiatorsystem dimensionerat för (a) $80^{\circ}/60^{\circ}$ och (b) $70^{\circ}/54^{\circ}$.

Av figuren framgår att i fallet $70^{\circ}/54^{\circ}$ kan 84 % av energin täckas med hetvatten av 50° temperatur mot endast 68 % i fallet $80^{\circ}/60^{\circ}$.

4.5 VÄRMEPRODUKTIONSKOSTNADER FÖR KOMPLETT CENTRAL MED VÄRMEPUMP - EXEMPEL

För att bestämma den optimala andelen värmepumpeffekt i en anläggning måste således hänsyn tas såväl till belastningens effektbehov som dess temperaturbehov vid olika tidpunkter. Dessutom påverkar begränsningar i värmekällans tillgänglighet den optimala andelen värmepumpeffekt i ett givet fall.

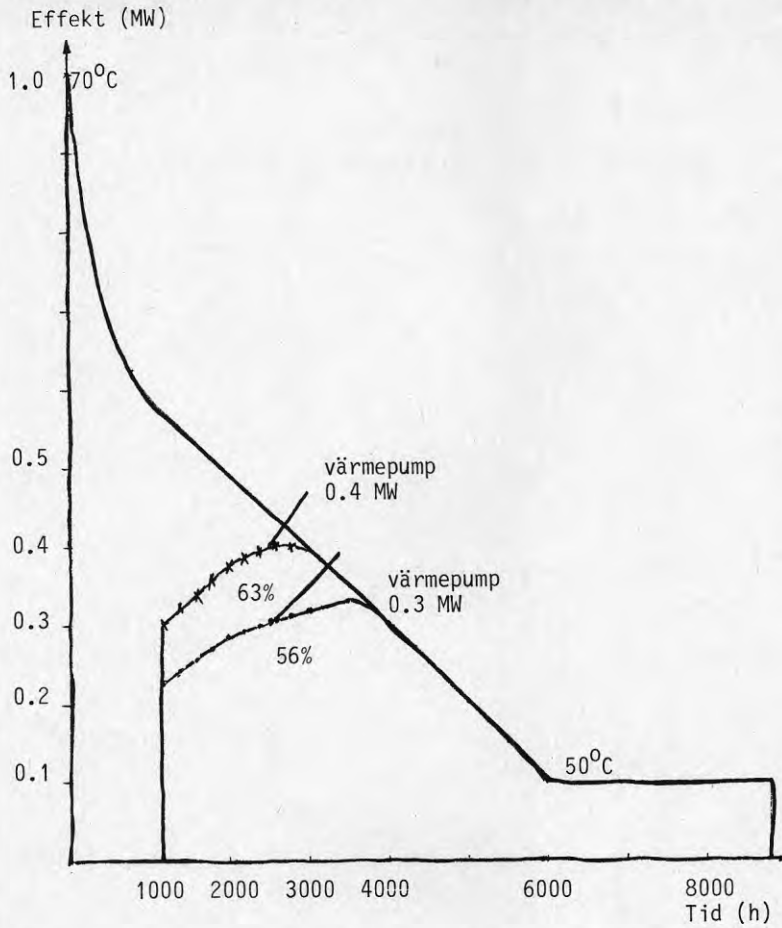
Som exempel på detta har en beräkning genomförts för en 1 MW gruppcentral med uteluftvärmepump. Värmelasten antages kräva en temperatur av 70°C ut från gruppcentralen vid dimensionerande utomhustemperatur och minst 50°C tappvarmvattenproduktion.

Köldmediet för värmepumpen antages vara R22, vilket innebär att temperaturen ut från värmepumpaggregatet är begränsat, i detta fall antages max 50°C . Dessutom förutsätts att driften avbryts då lufttemperaturen utomhus underskrider -5°C . Driften av värmepumpen har simulerats med ett befintligt beräkningsprogram och i figur 4.9 illustreras resultatet för två olika storlekar av värmepumpaggregat (0.3 respektive 0.4 MW).

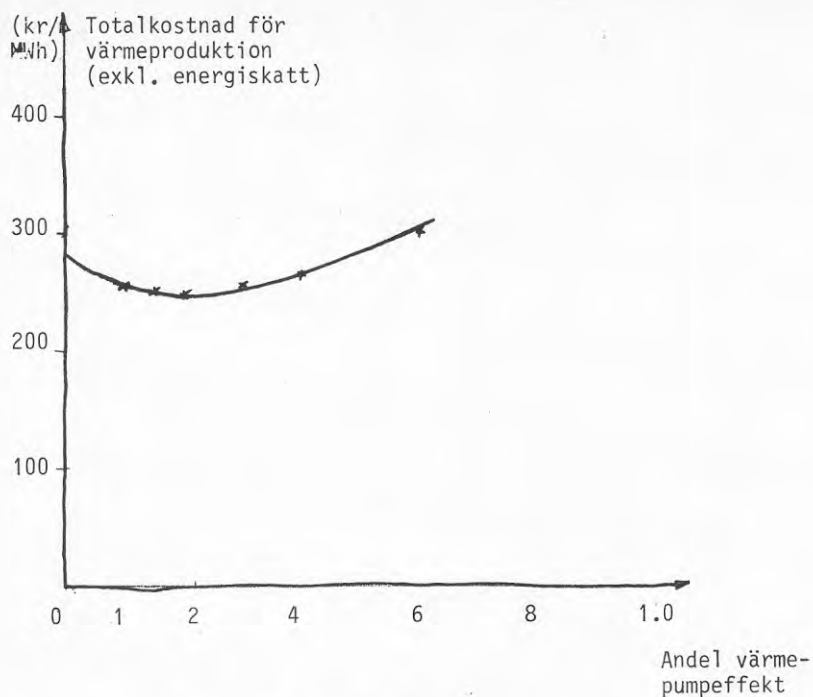
Som framgår av figuren blir den energimängd som produceras med en värmepump på 0.3 MW 56% av total energi, medan en värmepump på 0.4 MW ger 63%. Den marginella ökningen är således liten.

I figur 4.10 illustreras resultatet av en ekonomisk optimering av andel installerad värmepumpeffekt. Kostnaden baseras på tidigare redovisade antaganden. Det framgår att med dessa antaganden blir (1) kostnadsminimum relativt flackt, (2) andelen installerad värmepumpeffekt låg och (3) lönsamheten jämfört med en oljeeldad central blygsam.

Denna beräkning som bygger på en teoretisk modell avser enbart illustrera principen vid dimensionering av en gruppcentral med värmepump. De kostnadskalkyler som redovisas i kapitel 6 har vad avser årsvärmefaktorer i stället baserats på de i tidigare avsnitt i detta kapitel redovisade erfarenhetsvärden och förutsätter R12 som köldmedium.



Figur 4.9 Driftsimulering av uteluftvärmepump (R22) i värmecentral för radiatorsystem max 70/54°C och tappvarmvatten 45°C, två värmepumpstorlekar.



Figur 4.10 Optimering av andel installerad värmepumpeffekt för fallet uteluftvärmepump, 1 MW

4.6 REFERENSER

- 4-1. Byggforskningsrådets rapportserie R: åren 1982, 1983. Svensk Byggtjänst, Box 7853, 103 99 Stockholm.
- 4-2. Informationsmaterial från värmepump-leverantörer.
- 4-3. Information från kraftverksföreningens utvecklingsavdelning, Box 1704, 111 87 Stockholm Nr 8, 9 och 10 från VAST:s värmepumpgrupp.
- 4-4. Berntsson T et al.
The use of the ground as a heat source for heat pumps in urban areas. Swedish Council for Building Research D39:1980.
- 4-5. Bäckström B et al.
Värmepumpar. Underlag för BFR:s programplan 1981-1984. Byggforskningsrådet G33:1980.
- 4-6. Glas Lars-Olof.
Värmepumpboken.
Ingenjörslaget 1980.
- 4-7. Bäckström Matts
Kylteknikern. Del 1 och 2
Reprocentralen KTH, Stockholm 1978.

4:A SOLFÄNGARE FÖR GRUPPCENTRALER

Se Rapport R147:1984, Eric Wahlman m fl.
Sol till fjärrvärme och gruppcentraler

5 DISTRIBUTIONSTEKNIK OCH ABONNENTINSTALLATIONER

5.1 BAKGRUND, DEFINITIONER OCH FÖRUTSÄTTNINGAR

5.1.1 Bakgrund

Värmeproduktion i gruppcentraler är och kan bli aktuellt i vissa områden med tät bebyggelse där fjärrvärmeanslutning av någon anledning bedömts som en mindre optimal lösning. Det kan förutom orter som saknar fjärrvärmesystem även gälla randområden i fjärrvärmeorter.

Väsentliga oljebesparingar i samband med gruppcentraler kan främst erhållas genom dels konvertering av befintliga oljeeldade gruppcentraler till ett alternativt bränsle, dels nybyggnation av gruppcentraler i befintlig bebyggelse.

5.1.2 Definitioner

I samband med den framtida värmeutbyggnaden talas ofta om lågtemperatursystem. Med detta uttryck avser vi i denna rapport följande:

- Vid indirekt kopplade värmedistributionsystem sätts primärnätets dimensionerade temperatur till 95/45⁰C och sekundärnätets till 55/40⁰C. Vid direkt kopplade värmedistributionsystem väljes framledningstemperaturer så lågt som möjligt med hänsyn till kravet på tappvarmvatten enligt SBN 80, d v s tappvarmvattnet skall hålla minst 45⁰C vid tappstället.

5.1.3 Förutsättningar

Samtliga investeringskostnader i kapitel 5 redovisas exklusive moms. För drift och underhåll tillkommer årligen 1% av investeringskostnaden för distributionsledningar respektive 1.5% av investeringskostnaden för abonnentanläggningar.

5.2 ÖVERSIKT

5.2.1 Befintliga oljeeldade gruppcentraler

Äldre gruppcentraler är ofta utformade som s k direkta system, d v s värmen distribueras utan värmeväxlare genom samma vattenkrets direkt från panna till radiator. Driftstycket är ofta 6 bar och max framledningstemperatur ligger i intervallet 80-90°C.

Kulvertsystem som byggdes under 1950-talet och tidigare har generellt sett en dålig isoleringsstandard jämfört med dagens system. Detta har givetvis bl a sin förklaring i de lägre bränslekostnader som då rådde. I en gruppcentral i Göteborg från början av 1950-talet uppmättes förlusterna under sommartid till hela 75% /5-10/.

De kulvertsystem som byggdes under 1960-talet fick generellt sett en bättre isoleringsstandard med hänsyn till såväl tjockare isoleringsskikt som bättre dränering. Kulvertsystemen har sedan successivt förbättrats med de ökade oljepriserna.

5.2.2 Framtida gruppcentraler

Framtida gruppcentraler kan grovt sett indelas i nedanstående fem kategorier (a-e). Ur oljeersättningsynpunkt är det i första hand de två första kategorierna (a-b) som är av intresse:

- a) Befintliga oljeeldade gruppcentraler med anslutna fastigheter byggda före SBN 75 trädde i kraft. Systemen kan kompletteras eller konverteras till alternativt bränsle. Vidare finns möjligheter till lågtemperaturproduktion eftersom fastigheter i denna kategori ofta har överdimensionerade värmesystem.
- b) Gruppanslutning av befintliga fastigheter byggda före SBN 75 trädde i kraft. För basproduktion av värme i en sådan anläggning utnyttjas fast bränsle och/eller någon lågtemperaturkälla. På samma sätt som för gruppcentraler av kategori a) finns ofta möjlighet till låga värmedistributionstemperaturer på grund av överdimensionerade värmesystem i fastigheterna.

- c) Befintliga oljeeldade gruppcentraler med fastigheter byggda efter SBN 75 trädde i kraft. Systemen kan kompletteras eller konverteras till fast bränsle. Ofta måste temperaturnivåerna i värmedistributionsnäten bibehållas eftersom fastigheternas värmesystem är jämförelsevis snävt dimensionerade. Gruppcentraler av denna kategori svarar dock för en relativt liten del av den totala bebyggelsen och är ur oljeersättningssynpunkt därför mindre betydelsefull.
- d) Gruppanslutning av befintlig bebyggelse byggda efter SBN 75 trädde i kraft. Fastbränslepannor utnyttjas för basproduktion av värme som i allmänhet krävs vid en relativt hög temperatur. I praktiken är det dock orealistiskt att gruppansluta dessa fastigheter eftersom de befintliga värmesystemen är nya och förmodas ha dimensionerats på ett någorlunda optimalt sätt. Dessutom utgör denna kategori en relativt liten del av den totala bebyggelsen och är ur oljeersättningssynpunkt därför mindre betydelsefull.
- e) Gruppanslutning av ny bebyggelse. För denna kategori bör alternativet lågtemperatursystem övervägas då detta möjliggör ett effektivare utnyttjande av lågtemperaturvärmekällor såsom spillvärme, solvärme, värmepumpar m m. Nyproduktionen är dock endast ca 2% räknat på hela fastighetsbeståndet varför oljebesparingseffekter inom denna kategori först ger sig till känna på längre sikt.

I de fall då gruppcentraler av kategori a) och b) skall utformas som lågtemperatursystem krävs anpassning av fastigheternas värme- och ventilationssystem. Det blir då fråga om åtgärder såsom injustering av värmesystem för minimering av temperaturdifferenser mellan olika lägenheter, injustering av luftomsättningen till ca 0.5 oms/h, tätning av fönster och tilläggsisolering av vindsbjälklag. Eventuellt kan också insättning av nya 3-glas-fönster samt tilläggsisolering i samband med fasadrenovering vara motiverat.

I de fall då gruppcentraler av kategori c) och d) skall utformas som lågtemperatursystem krävs förutom ovanstående åtgärder på värme- och ventilationssystemen även utökning av fastigheternas radiatorytor. Denna senare åtgärd är dyrbar att genomföra, men kan vara motiverad i de fall då en gruppcentralers fastigheter endast till en mindre del utgörs av denna fastighetskategori och gruppcentralen i övrigt är av kategori a) eller b).

5.3 DISTRIBUTIONSLEDNINGAR

5.3.1 Distributionsledningar i anslutning till befintliga oljeeldade gruppcentraler

Vid övergång till fastbränsleledning i befintliga oljeeldade gruppcentraler kan givetvis befintliga distributionsledningar utnyttjas såsom tidigare. Detta gäller även om en sänkning av framledningstemperaturen är önskvärd med hänsyn till någon tillgänglig lågtemperaturkälla. En sänkning av framledningstemperaturen ger också mindre värmeförluster i distributionsnätet, en förlust som speciellt i litet äldre anläggningar kan vara betydande. Ett problem i sammanhanget kan dock vara att den befintliga abonnentcentralen kräver höga temperaturer, exempelvis 90°C, för beredning av tappvarmvatten (se vidare avsnitt 5.4.1).

5.3.2 Nyinstallation av distributionssystem i befintlig bebyggelse

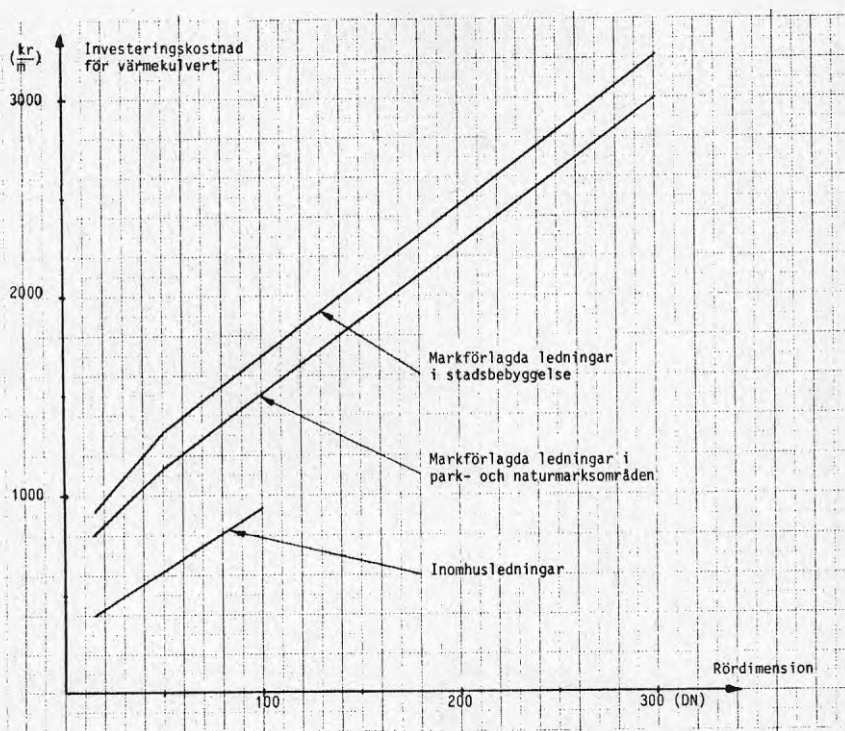
Teknik

I fastigheter med individuell oljeuppvärmning kan anslutning till exempelvis fastbränsleeldad gruppcentral vara önskvärd ur oljeersättningssynpunkt. Tekniken för distribution av värme i nya gruppcentraler överensstämmer i princip med den teknik som idag utnyttjas i de större fjärrvärmenätens sk lokalnät. Den teknik som står till buds för fjärrvärmesystem är således även användbar för gruppcentraler.

Vid nyinstallation av distributionssystem i befintlig bebyggelse är det i första hand individuell anslutning av respektive fastighet som är aktuell. Eventuella fördelar med gruppanslutning kan i praktiken endast fås om anslutningen görs i samband med byggnation av nytt bostadsområde (se vidare avsnitt 5.3.3).

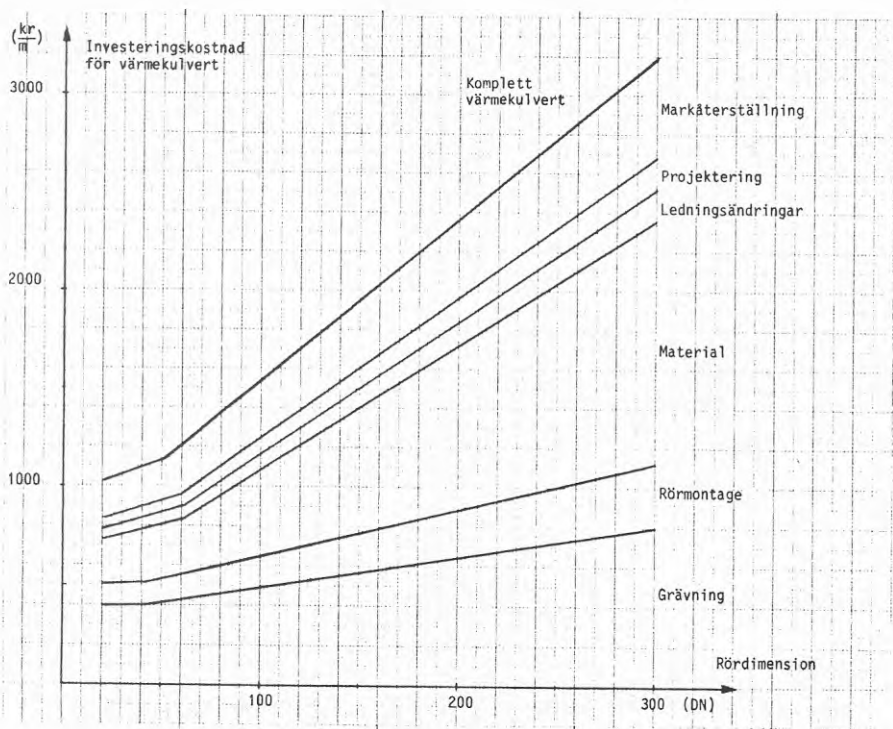
Investeringskostnader

Investeringskostnader för nyanläggning av distributionssystem i befintlig bebyggelse är i första hand beroende av bebyggelsens värmtäthet samt markförhållandena utefter den aktuella ledningssträckningen.



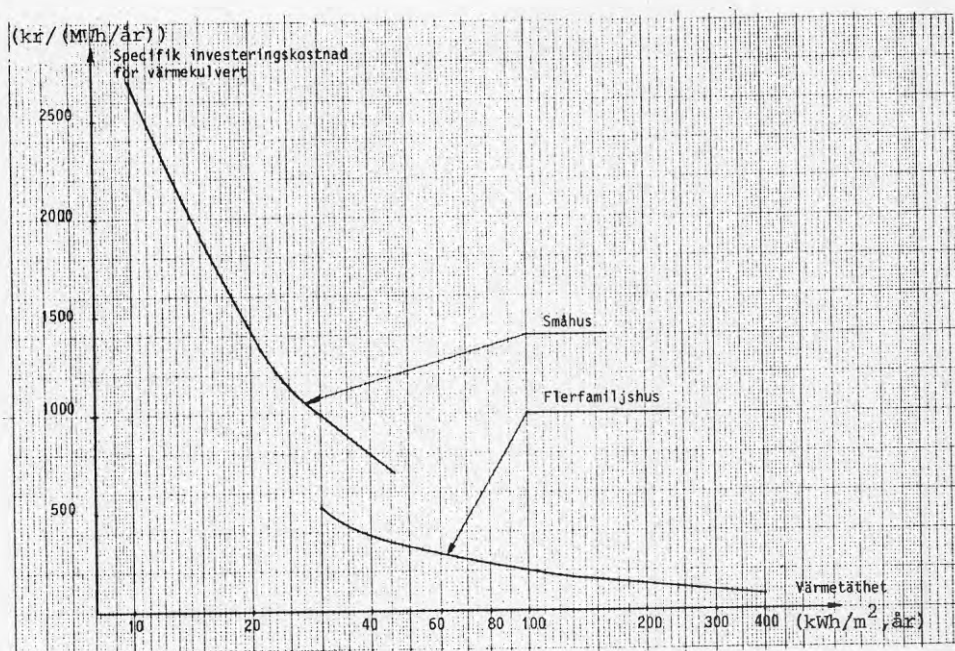
Figur 5.1 Investeringskostnad för värmekulvert som funktion av rördimension vid byggnation i befintlig bebyggelse. Kostnadsnivå november 1982 /5-1/.

Markförhållandenas inflytande på investeringskostnaden framgår av figur 5.1. Figuren visar den totala investeringskostnaden för värmekulvert som funktion av rördimensionen för två kategorier av markförlagda ledningar respektive för inomhusledning. Hur den totala investeringskostnaden kan fördelas på olika arbetsmoment exemplifieras av figur 5.2. Såväl figur 5.1 som 5.2 är baserade på svenska referenser /5-1/ respektive /5-8/. Vid jämförelse med en referens från Danmark /5-7/, framgår att danska värmekulvertar är ca 25% billigare jämfört med svenska. Kostnaderna för material och rörmontage är lika i de båda länderna medan kostnaderna för grävning och markåterställning tycks vara lägre i Danmark.



Figur 5.2 Investeringskostnad för värmekulvert (PEH-kulvert) i asfaltbelagd gatumark 1982. Kostnaden är uppdelad på sex olika arbetsmoment /5-8/.

Värmetätetens inflytande på investeringskostnaden framgår av figur 5.3. Investeringskostnaden, som är relaterad till årligen levererad energimängd, anges här som funktion av värmetätheten för dels individuellt anslutna småhus, dels individuellt anslutna flerfamiljshus. Som framgår ökar kostnaden kraftigt vid värmetätheter under ca 50 kWh/m^2 . Detta gör att sådana områden blir mindre intressanta att ansluta till ett sammanhängande värmedistributionssystem. Vid den svenska utbyggnaden av fjärrvärme har det hittills också visat sig att denna värmetäthet är en praktisk gräns under vilken konkurrerande alternativ såsom individuella oljepannor eller elvärme är fördelaktigare. Vid utbyggnad av sammanhängande värmedistributionssystem i befintlig bebyggelse är det således främst områden med värmetätheten över ca 50 kWh/m^2 , d v s enligt figur 5.3 områden med flerfamiljshus, som är intressanta att ansluta.



Figur 5.3 Specifik investeringskostnad för värmekulvert som funktion av värmetätheten vid individuell anslutning av småhus respektive flerfamiljshus i befintlig bebyggelse. Kostnadsnivå november 1982 /5-1/.

5.3.3 Nyinstallation av distributionssystem i ny bebyggelse

Teknik

Då värmesystem skall dimensioneras för ny bebyggelse är givetvis valfriheten stor vad gäller val av temperaturnivåer, kulvertteknik m m. Uppvärmningssystem utförda med ny teknik och/eller nya dimensioneringsgrunder kan därför förväntas få sin största tillämpning i ny bebyggelse. Fastigheternas interna uppvärmningssystem, d v s abonnentcentraler och radiatorer m m, kan då redan från början dimensioneras för de aktuella driftsförhållandena vilket ger förhållandevis låga kostnader. Det är dock viktigt att i dessa sammanhang alltid beakta frågor såsom leveranssäkerhet och tillse att underhållet blir enkelt att utföra.

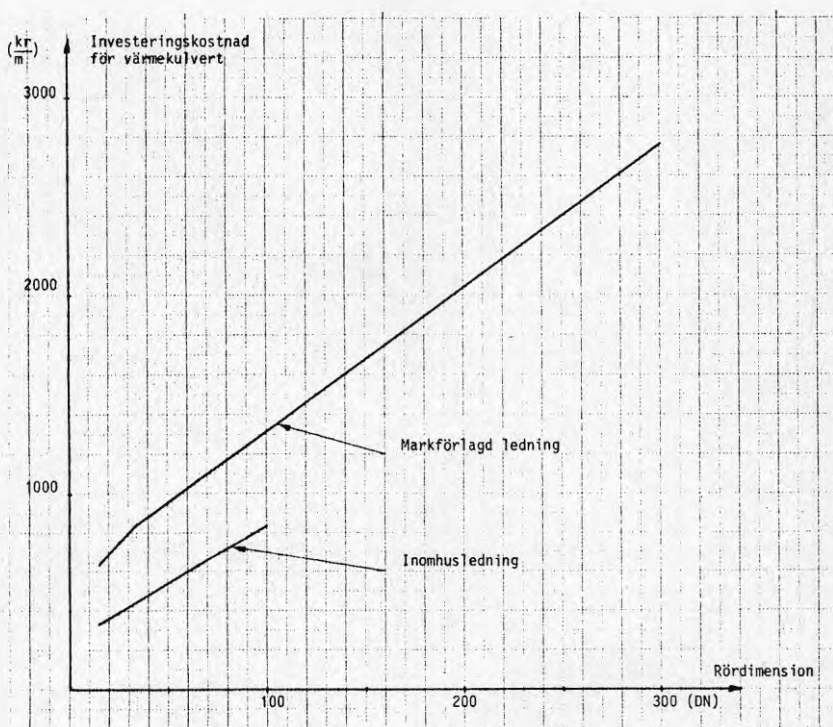
Vid anslutning av större fastigheter till ett centralt värmesystem installeras en abonnentcentral i varje fastighet. För mindre grupper av flerfamiljshus och för småhusområden är det i förekommande fall dock mer vanligt med gruppanslutning, d v s flera fastigheter ansluts till samma abonnentcentral. Från denna abonnentcentral leds då värmen vidare till respektive fastighet genom ett sekundärnät. Ett enkelt och billigt lägningsförfarande kan ofta tillgripas genom att stora delar av distributionsledningarna förläggs i fastigheternas källarutrymmen.

De sekundära distributionsledningarna kan antingen utformas som 4-rörskulvert eller 2-rörskulvert. Vid alternativet 4-rörskulvert sker varmvattenberedningen centralt i abonnentcentralen medan alternativet 2-rörskulvert innebär individuell varmvattenberedning i respektive fastighet. Alternativet 4-rörskulvert var mycket vanligt på 60-talet. På senare tid har emellertid större krav ställts på individuell mätning i småhusen varför 2-rörskulvert nu är det vanligaste alternativet vid gruppanslutning.

Investeringskostnader

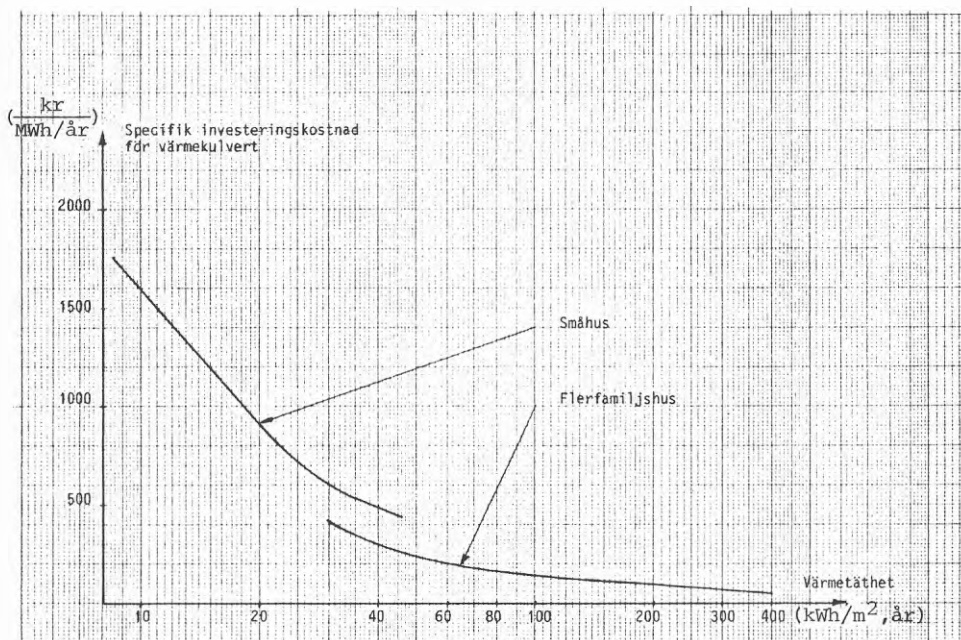
Liksom i befintlig bebyggelse är anläggningskostnaderna för värmedistributionsnät i ny bebyggelse beroende av såväl markförhållanden som värmetetthet. Extremt svåra markförhållanden såsom omfattande gatuarbete med många korsningar av befintliga el- och rörledningssystem erfordras givetvis ej i ny bebyggelse vilket är gynnsamt för kostnaderna.

Den totala investeringskostnaden för värmekulvert i ny bebyggelse anges i figur 5.4 som funktion av rördimensionen. Figuren redovisar kostnaden för dels markförlagd ledning, dels inomhusledning. Jämfört med kulvertförläggning i befintlig bebyggelse enligt figur 5.1 är kostnaden 10-20% lägre. Detta överensstämmer även väl med erfarenheter från Danmark /5-7/.



Figur 5.4 Investeringskostnad för värmekulvert som funktion av rördimension vid byggnation i ny bebyggelse. Kostnadsnivå november 1982 /5-1/.

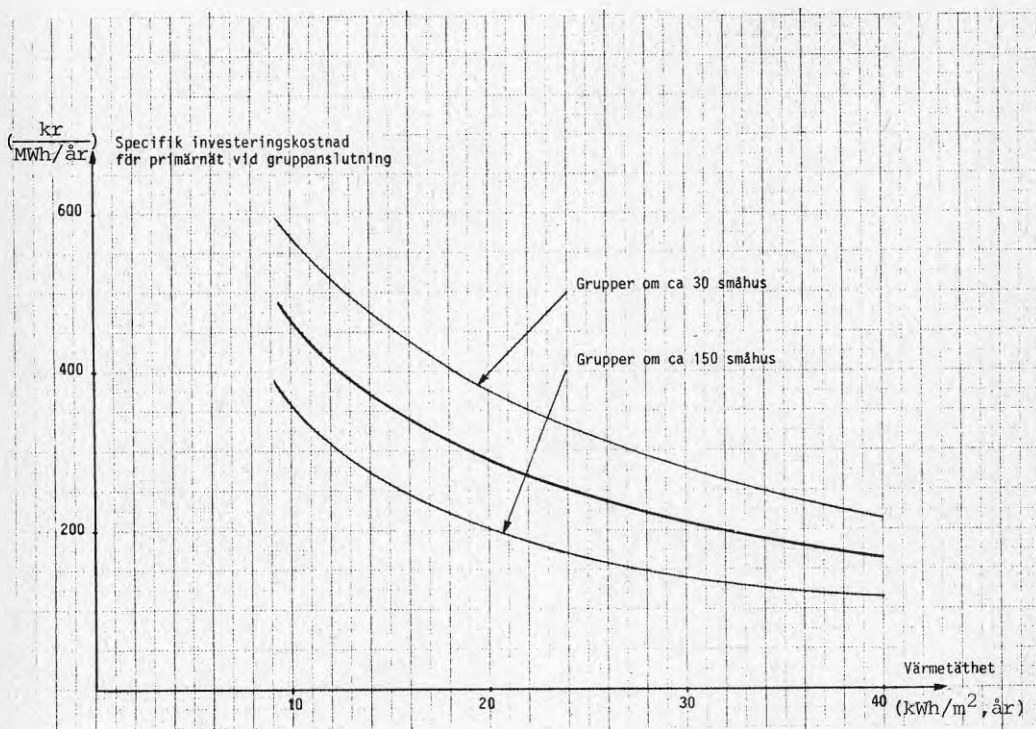
Värmetäthetens inflytande på investeringskostnaden vid individuell anslutning av fastigheter framgår av figur 5.5. På samma sätt som i befintlig bebyggelse enligt figur 5.3 ökar kostnaden relativt kraftigt vid värmetätheten under ca 50 kWh/m^2 . Ökningen är dock mindre vid ny bebyggelse enligt figur 5.5 vilket gör att vissa områden med lägre värmetätheter, exempelvis tätbebyggda småhusområden, kan vara intressanta att ansluta till ett centralt värmesystem. För sådana småhusområden är det vid nybyggnation dock vanligare att gruppansluta fastigheterna i stället för att ansluta dem individuellt.



Figur 5.5 Specifik investeringskostnad för värmekulvert som funktion av värmetätheten vid individuell anslutning av småhus respektive flerfamiljshus i ny bebyggelse. Kostnadsnivå november 1982 /5-17.

Av figur 5.6 framgår den specifika ledningskostnaden för primärnätet vid gruppanslutning av småhus som funktion av värmätätheten. Till denna kostnad skall läggas ca 800-1000 kr/kW, vilket motsvarar ca 400-500 kr/MWh, för sekundärnätet. Totalt sett blir därmed investeringskostnaden för ledningsnätet lägre vid gruppanslutna småhus jämfört med individuellt anslutna småhus.

Förutom investeringskostnaden bör hänsyn även tas till kostnaden för drift av systemen. För områden med låg värmätäthet har det i många fall visat sig att värmeförlusterna i distributionsnätet är höga relaterat till nyttig levererad värmemängd. I /5-4/ och /5-9/ har exempelvis mätningar visat att de årliga värmeförlusterna i fjärrvärmeuppvärmda småhusområden uppgår till ca 20% medan det normalt antas att förlusterna är ca 10% i medelstora fjärrvärmenät.



Figur 5.6 Specifik investeringskostnad för primärnät som funktion av värmätäthet vid gruppanslutning av småhus i ny bebyggelse. Kostnadsnivå november 1982 /5-1/. För sekundärnätet tillkommer en investeringskostnad på 800-1000 kr/kW vilket motsvarar en specifik investeringskostnad på ca 400-500 kr/MWh.

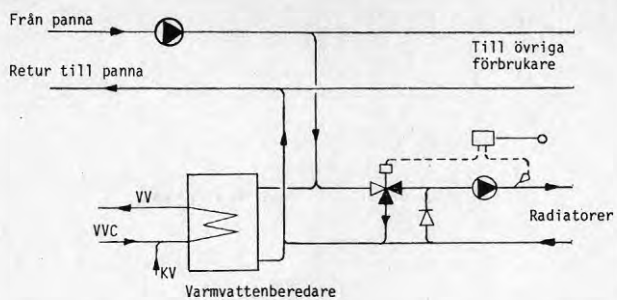
5.4 ABONNENTINSTALLATIONER

5.4.1 Abonmentcentraler anslutna till befintliga oljeeldade gruppcentraler

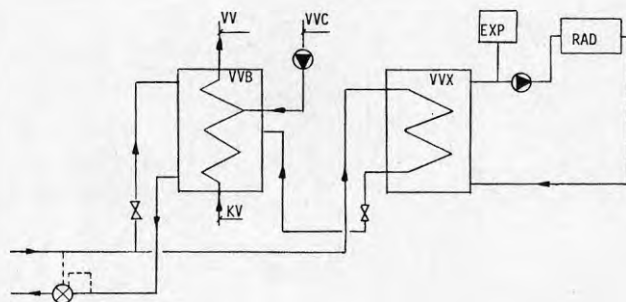
Teknik

Äldre oljeeldade gruppcentraler är ofta utförda som direkta system, dvs radiatorsystemet är direkt kopplat till pannvattnet. Framledningstemperaturen i distributionsnätet är vanligen max 80°C alternativt 90°C . Abonmentanläggningarna utgörs i detta fall endast av en shuntventil och en varmvattenberedare placerade vid respektive abonnent. Shuntventilen reglerar radiatorsystemets framledningstemperatur genom inblandning av lämplig mängd returvatten. Varmvattenberedaren är en värmeväxlare för beredning av tappvarmvatten. Varmvattenberedarna har utvecklats från förrådsberedare med stor ackumuleringsförmåga till mindre små vattenvärmare utan magasin, så kallade genomströmningsberedare. Principkopplingen för en direktkopplad abonnentcentral framgår av figur 5.7.

Vid övergång till fastbränsleeldning kan samma distributions- och abonnentanläggningar användas förutsatt att temperaturnivån i systemet bibehålls. Sänks framledningstemperaturen, vilket kan vara önskvärt för att bättre utnyttja lågtempererade värmekällor, kan problem uppstå i samband med bl a varmvattenberedningen. Speciellt varmvattenberedare utan ackumulering är svåra att anpassa till lägre temperaturnivåer. Problemen kan eventuellt lösas genom att komplettera varje beredare med externt värmetillförsel, exempelvis genom el eller värmepump. Även torkaggregat i äldre bostadsbestånd kan ha förhållandevis höga temperaturkrav.



Figur 5.7 Principkoppling för direktkopplad abonnentcentral.



Figur 5.8 Principkoppling för indirekt 2-stegskopplad abonnentcentral.

Investeringskostnader

I de fall befintliga abonnentcentraler utnyttjas och temperaturnivåerna bibehålls, vid exempelvis övergång till fastbränsleeldning, tillkommer givetvis inga extra kostnader för installationer i abonnentcentralerna. Möjligen kan de dock ändå behövas rustas upp genom t ex bättre reglerutrustning, men detta skulle i så fall även vara befoget vid fortsatt oljeeldning.

I de fall då man vill sänka framledningstemperatur i befintliga gruppcentraler blir som tidigare nämnts åtgärder på abonnentcentralerna ofta nödvändiga. Kostnaderna för dessa åtgärder varierar från fall till fall beroende på anläggningens utförande och allmänna kondition. Som exempel anges dock här i korthet resultatet från en förprojektering för ett bostadsområde i stadsdelen Kyrkbyn på Hisingen i Göteborg /5-10/. Området som har en anslutningseffekt av ca 4.5 MW försörjs idag med värme från oljepannor. Enligt förslaget i förprojekteringen skall panncentralen förses med en central värmepumpsanläggning, framledningstemperaturen sänkas till max 60°C samt mindre värmepumpar för tappvarmvattenproduktion installeras i var och en av de 22 befintliga undercentralerna. Den totala anläggningskostnaden för detta anges till 5 925 tkr. Exkluderas kostnaderna i panncentralen erhålls 2 200 tkr vilket motsvarar ca 490 kr/kW ansluten effekt.

Om en befintlig gruppcentral önskas anslutas till ett större fjärrvärmesystem kan detta göras genom installation av en värmväxlare i panncentralen. Befintligt distributionsnät utnyttjas då som sekundärnät. Undercentralerna kompletteras ofta med extra tappvarmvattenförvärmare som kopplas till radiatorkretsens returledning. Kostnaden för en sådan fjärrvärmeanslutning kan variera betydligt men ligger för anläggningar större än 2 MW på ca 200 kr/kW /5-1/.

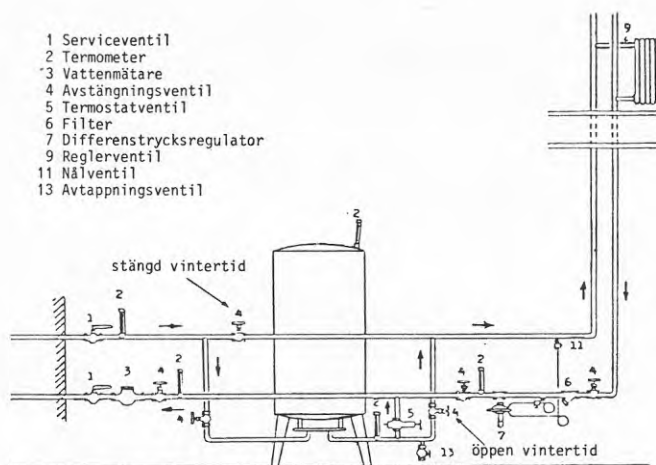
5.4.2 Nyinstallation av abonnentcentraler i befintlig bebyggelse

Teknik

I fastigheter med individuell oljeuppvärmning kan anslutning till exempelvis fastbränsleeldad gruppcentral vara önskvärd ur oljeersättningssynpunkt. I dessa fastigheter får då befintliga pannor rivas ur och ersättas med abonnentcentraler. Abonnentcentralerna kan då göras antingen direkta eller indirekta, d v s värmen från värmecentralen överförs antingen direkt genom att primärvattnet leds ut i radiatorkretsarna eller indirekt genom att primärvattnet först växlar sitt värme till ett sekundärnät.

Indirekt kopplade abonnentcentraler kan utformas enligt någon av alternativen parallellkoppling, 2-stegskoppling eller 3-stegskoppling. I figur 5.8 framgår principen för en 2-stegskopplad central.

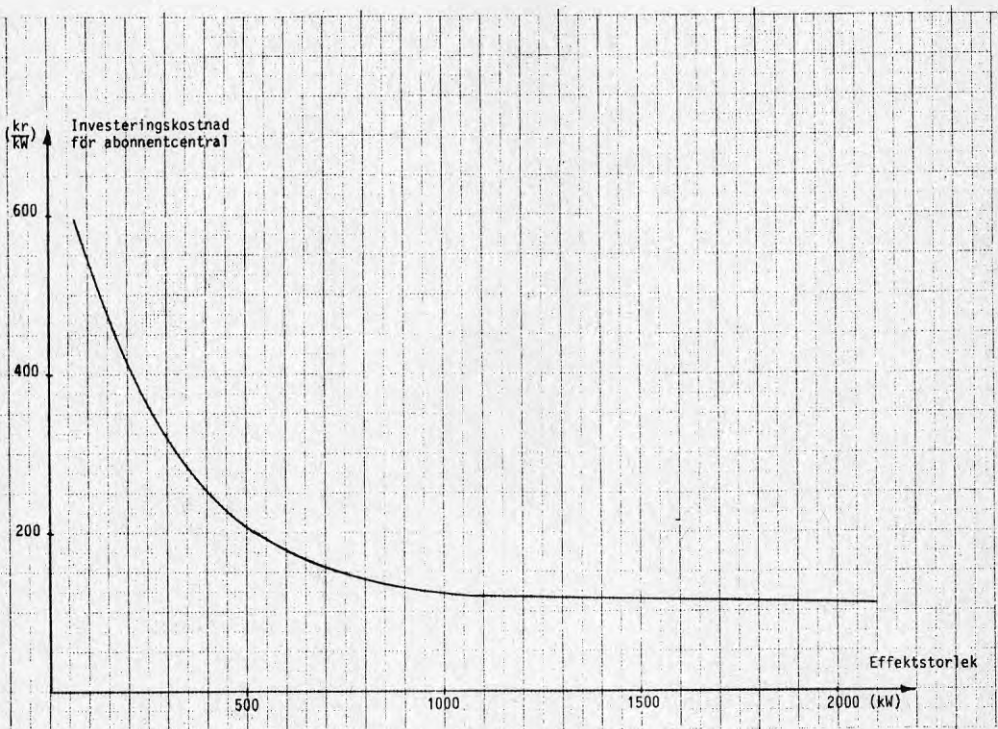
Alternativet till indirekt kopplade abonnentcentraler är direkt kopplade abonnentcentraler enligt den princip som tidigare utnyttjades i Sverige vid uppförande av gruppcentraler. I exempelvis Danmark utnyttjas fortfarande denna anslutningsform även vid fjärrvärmeanslutningar. Exempel på en i Danmark vanlig abonnentcentral för småhus visas i figur 5.9. Fördelen med ett sådant system, förutom låga investeringskostnader, är att möjligheterna finns till mycket låga returtemperaturer. En nackdel vid stora fjärrvärmesystem kan vara risken för uppkomsten av skadliga tryckstötningar i sekundärsystemen.



Figur 5.9 Direktkopplad abonnentcentral för småhus enligt dansk modell.

Investeringskostnader

Vid den svenska utbyggnaden av fjärrvärme används idag uteslutande indirekt kopplade abonnentcentraler. För enfamiljshus med effektbehov mellan 10-45 kW ligger den totala installationskostnaden i befintlig fastighet på mellan 15,5-35 tkr per abonnentcentral. För flerfamiljshus och allmänna byggnader med effektbehov över 50 kW framgår investeringskostnaden av figur 5.10.



Figur 5.10 Investeringskostnad för abonnentcentral som funktion av effektstorlekar vid installation i befintlig bebyggelse. Kostnadsnivå november 1982 /5-1/.

I många fastigheter byggda före SBN 75 trädde i kraft är radiatorsystemen överdimensionerade relaterat till 80°C framledningstemperatur i radiatorkretsen. Abonnentcentralerna bör i dessa fall dimensioneras för lägre temperaturer, exempelvis 55/40°C om så är möjligt, för att möjliggöra införsel av lågtemperaturvärme i systemet. Förutsatt att abonnentcentralen är indirekt kopplad med max 95°C framledningstemperatur på primärsidan medför en sådan dimensionering inga extra kostnader för abonnentcentralen jämfört med en dimensionering på 80/60°C /5-2/.

Direkt kopplade abonnentcentraler enligt dansk modell kostar för småhus ca 8 000 Dkr motsvarande ca 7 000 Skr /5-7/. Dessa abonnentcentraler skulle således vara avsevärt billigare jämfört med svenska indirekt kopplade abonnentcentraler.

5.4.3 Nyinstallation av abonnentcentraler i ny bebyggelse

Teknik

Vid nyinstallation av värmesystem är givetvis valfriheten stor vad gäller dimensioneringsdata. Abonnentcentralerna kan göras direkta eller indirekta samt dimensioneras för "normal" eller lågtemperatursystem. För småhusbebyggelse finns vidare möjligheter till individuell anslutning alternativt gruppanslutning.

När det gäller nyinstallation av abonnentcentraler i ny bebyggelse kan direkta system vara mycket intressanta. Dessa systems lägre temperaturkrav gör dem bättre anpassade till lågtempererade värmekällor. Nackdelar kan givetvis identifieras men dessa torde ej vara lika påtagliga i gruppcentraler som i stora fjärrvärmesystem. Exempelvis kan med fördel trycknivån i gruppcentralen väljas förhållandevis låg vilket reducerar problemen med tryckreduceringsanordningar och stora tryckslag i systemen.

Investeringskostnader

Investeringskostnaderna för abonnentcentralen i ny bebyggelse är ungefärligen lika stora som motsvarande kostnader i befintlig bebyggelse enligt avsnitt 5.4.2. Skillnaden ligger huvudsakligen i att en mindre kostnad för utrivning av befintlig panna ej erfordras. De investeringskostnader som anges i figur 5.10 kan således även anses gälla här.

Vid en jämförelse av nyinstallationskostnaden för abonnentcentraler i "normal-" respektive lågtemperatursystem framgår att kostnaderna är jämförelsevis lika. Extra kostnader krävs dock för större radiatorytor i byggnader med lågtemperatursystem. För kvarteret Cellisten i Gottsunda, Uppsala, har exempelvis en merinvestering i radiatorytor erfordrats med 922 kr per lägenhet vid utnyttjandet av 60/40-radiatorer i stället för 80/60-radiatorer /5-2/.

5.5 REFERENSER

- 5-1. Material vid kontakt med Fjärrvärmebyrån AB, Mars 1983.
- 5-2. Lågtempererad energi i fjärrvärmesystem, Delrapport 1 VVF 1981.
- 5-3. Småhusuppvärmning i Umeå VVF Tekniska möte 29-30 sept. 1981.
- 5-4. Värmeförluster och sammanlagring i fjärrvärmeanslutna småhusområden VVF Tekniska möte 29-30 sept. 1981.
- 5-5. Potential for using alternative energy technologies in group central heating system in Sweden. RPA och K-konsult April 26, 1982.
- 5-6. Bränsleplan 81 Svenska Värmeverksföreningen Nov 1981.
- 5-7. Material vid kontakt med Harry & Mogens Larsen A-S Odense, Danmark, Mars 1983.
- 5-8. Material vid kontakt med Malmö Energiverk Februari 1983.
- 5-9. Värme- och mätförluster vid distribution av fjärrvärme i småhusområden VVF Tekniska möte 22-23 mars 1983.
- 5-10. Ljungqvist Jarl Alternativa värmepumpssystem för stadsdelen Kyrkbyn i Göteborg. BFR-rapport R 13:1983.

6 GRUPPCENTRALERS EKONOMI

6.1 ALLMANT

Kostnaden för värmeförsörjning från ett gruppcentralsystem sammanställs av kostnad för värmeproduktion, kostnad för distribution av värmen och kostnad för abonnentinstallationer.

Gruppcentralens fördel framför individuella uppvärmningssystem är att skalan på värmeproduktionen ökar vilket generellt medför lägre specifika anläggningskostnader och även att lösningar som av praktiska och ekonomiska skäl är svåra att realisera i enskilda fastigheter (fastbränsleeldning) kan utnyttjas. Genom att koppla samman ett antal fastigheter sammanlagras också värmeeffektbehoven, vilket medför att det krävs mindre effekt för att tillgodose ett visst energibehov än vad som skulle krävas vid individuella system.

En gruppcentral dimensioneras alltid med flera pannheter, varvid pannor med höga fasta kostnader och låga bränslekostnader (fastbränsle respektive värmepumpar) får svara för baslasten medan oljepannor som har låga fasta kostnader svarar för spetslast och reserv. Med denna filosofi uppnås lägsta totalkostnad för värmeproduktionen och också en bättre säkerhet mot driftavbrott (även med en panna ur funktion kan i de flesta fall full värmeproduktion upprätthållas).

Den fördel som gruppcentralen uppvisar på produktionssidan motverkas av att en kostnad för att distribuera värmen till de enskilda fastigheterna tillkommer. Framför allt i bostadsområden med låg värmtäthet (småhus) kan denna kostnad uppgå till en stor del av den totala värmekostnaden. Huruvida en gruppcentral ekonomiskt är bättre än individuell uppvärmning beror således till stor del på de lokala förutsättningarna och möjligheten att till rimlig kostnad och med rimliga värmeförluster distribuera värmen till de enskilda fastigheterna.

Ett gruppcentralsystem kan tekniskt beskrivas som ett mindre fjärrvärmesystem och skiljer sig i övrigt inte på några avgörande punkter från detta. Befintliga gruppcentraler arbetar normalt med lägre tryck och lägre maximala temperaturer än fjärrvärmesystemen och ofta saknas värmeväxlare mellan distributionsnätet och fastigheternas interna värmesystem. Därmed kan en enklare distributionsteknik användas. Värmeproduktionen i ett fjärrvärmesystem bör å andra sidan kunna ske till en lägre kostnad genom den större skalan (förutsatt att samma bränsle används).

I de följande avsnitten redovisas ekonomin för gruppcentralsystem, uppdelad på produktion, värmedistribution och abonnentinstallationer. I samtliga fall diskuteras nya produktionsanläggningar, antingen (för de större centralerna) friliggande eller (för de mindre centralerna) inbyggda i befintligt pannrum. Dessa lösningar bedöms vara de som på längre sikt har de bästa ekonomiska förutsättningarna.

Möjligheten att modifiera befintliga oljeeldade anläggningar för att utnyttja förädlade bränslen typ kol eller träpulver, briketter, pellets etc kan givetvis vara ett intressant alternativ för att snabbt minska oljeförbrukning och därmed driftkostnaderna. De högre bränslekostnader som är förknippade med dessa förädlade bränslen jämfört med exempelvis styckekol, skogsbränsle (flis) etc torde dock göra ekonomin tveksam på längre sikt. Kostnaderna att modifiera panna etc är givetvis också starkt beroende av de lokala förutsättningarna. Förädlade bränslen är därför inte medtagna i den ekonomiska jämförelsen.

Totalkostnaden för värme levererad till enskilda fastigheter inom ett område från ett gruppcentralsystem varierar som tidigare nämnts avsevärt beroende på de lokala förutsättningarna för värmedistributionen (d v s områdets värmtäthet och de enskilda abonnenternas storlek). I denna ekonomiska redovisning har uppskattats ett intervall för dessa kostnader. Det är därmed inte meningsfullt att försöka dra några generella slutsatser om ekonomin

för ett gruppcentralsystem jämfört med individuell uppvärmning respektive fjärrvärme. Däremot redovisas som jämförelse kostnaden för värme producerad i en oljeeldad värmecentral.

Det siffermaterial som redovisats i kapitel 5 kan dock tillämpas, om de lokala förutsättningarna för ett specifikt område är kända, för en översiktlig uppskattning av värmedistributionskostnaden, och därmed den totala värmeproduktionskostnaden.

6.2 KALKYLFÖRUTSÄTTNINGAR

De ekonomiska kalkylerna har genomförts i fast penningvärde (hösten 1982) och med en antagen real räntefot av 6%. Kapitalkostnaden beräknas ur anläggningskostnaden som en annuitet (real) med en för anläggningstypen genomsnittlig ekonomisk livslängd.

Specifika anläggningskostnader för olika anläggningstyper är redovisade i diagram i kapitlen 3 (fastbränsle), kapitel 4 (värmepumpar) och kapitel 5 (distributionsnät och abonnentinstallationer). Till de där angivna priserna (som angetts utan mervärdesskatt) har lagts 12.87% mervärdesskatt (för distributionsnät 3.95%), eftersom de huvudmän som här avses normalt är fastighetsbolag etc, vilka inte som exempelvis kommunala värmeverk yrkesmässigt försäljer värme och därmed är befriade från mervärdesskatt (teknisk skattskyldighet).

Vissa av de anläggningar som redovisas är berättigade till lån enligt energilåneförordningen med s k räntebidrag (se appendix 6:A). Detta innebär att kapitalkostnaden blir lägre än vad som gäller om finansieringen måste ske med lån på den öppna kapitalmarknaden. I dessa fall anges även storleken av denna subvention uttryckt i kr/MWh värme. Totalkostnader är beräknade med hänsyn till subventioner.

De antaganden som gjorts avseende bränsle och elpriser är redovisade i kapitel 2. Grundkalkylen avser energipriser utan energiskatter. Dessutom anges inverkan av energiskatter på totala värme-

produktionskostnaden uttryckt i kr/MWh. De energiskatter som beaktats är de som träder i kraft under 1983 samt de som föreslagits träda i kraft på kol från 1 januari 1985. Dessa energiskatter är endast medtagna som extra information och de har ej omräknats till prisnivå hösten 1982. Inga realprisförändringar har antagits för bränslepriserna.

6.3 VÄRMEPRODUKTIONSKOSTNADER

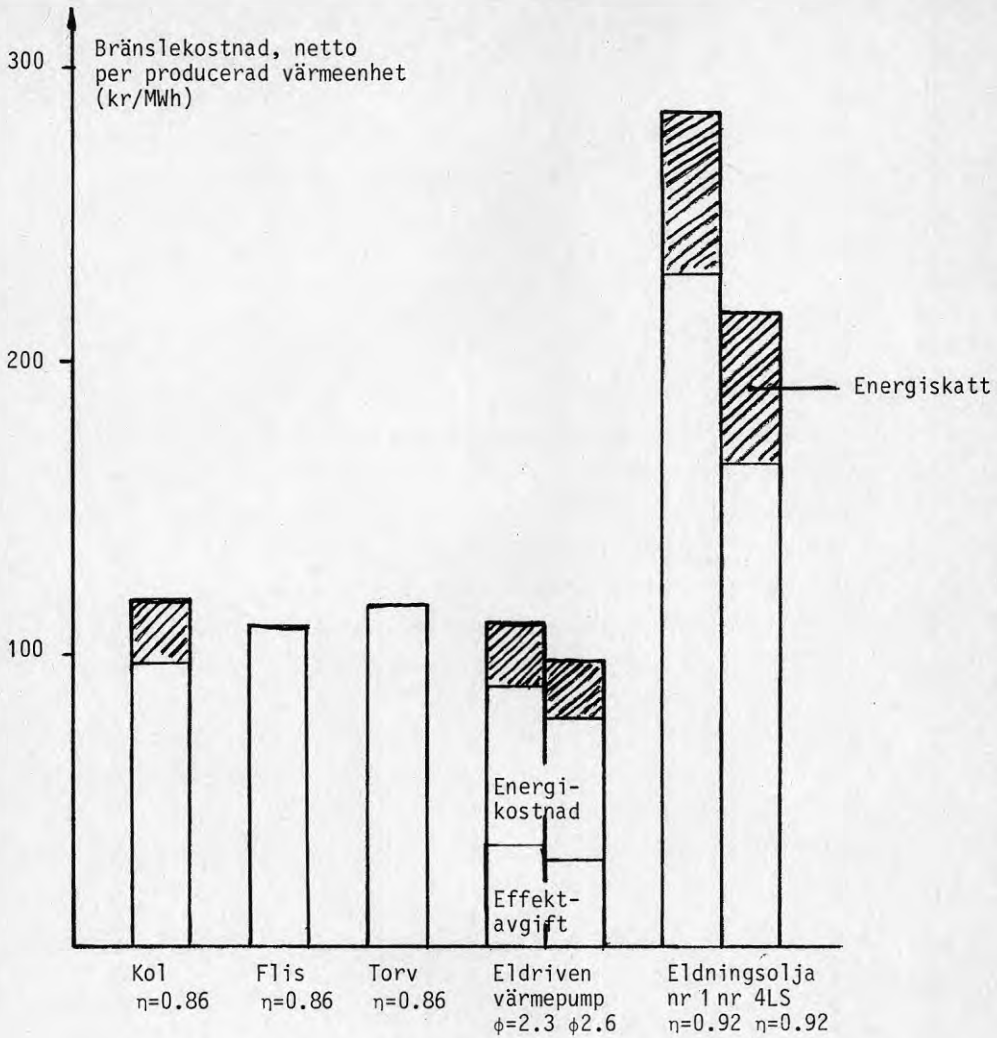
6.3.1 Bränslepriser

För att jämföra bränsleprisernas inverkan på totalkostnaden för värmeproduktion i olika typer av anläggningar redovisas nedan i figur 6.1 bränslekostnader uttryckta i kr/MWh producerad värme, d v s med hänsyn tagen till typiska verkningsgrader (η) respektive värmefaktorer (ϕ) för olika anläggningar.

Av figuren framgår att samtliga fasta bränslen liksom värmepumpen har energikostnader (d v s värmeproduktionskostnader exklusive kapital, underhåll och personalkostnader som är avsevärt lägre än aktuella oljepriser. Den föreslagna kolskatten i kombination med att den tidigare momsens på flis och torv avskaffats innebär att kolets position bland de fasta bränslena försämrats.

6.3.2 Värmeproduktion i fliseldad gruppcentral

Gruppcentralen förutsätts förse ett distributionsnät med värme. Den dimensioneras så att dess totala effekt (exklusive reserv) är lika med den maximala sammanlagrade värmelasten på nätet. Fördelningen av produktionskapacitet i centralen liksom reserv-effektbehovet har beräknats enligt de i avsnitt 3.4 redovisade principerna. Optimal andel fastbränsleeffekt har dock beräknats med hjälp av dator där den grafiska metoden ersatts med en iterativ metod. Optimeringen har skett för grundalternativet, d v s värmeproduktionskostnad exklusive energiskatt.



Figur 6.1 Antagna bränsle- och elpriser för gruppcentraler omräknade per enhet producerad värme.

De fastbränsleeldade baslastpannorna har antagits ha en energitillgänglighet på 95%, d v s 95% av den teoretiskt möjliga värmeproduktionen under året med den givna installerade flis-effekten kan uppnås i praktisk drift. Därmed skiljer sig beräkningsresultaten något från de exempel som redovisades i kaptiel 3. Belastningskurvan förutsätts ha ca 2 700 timmars utnyttjningstid, räknat på max effekt (1 MW värmelasteffekt motsvarar 2.7 GWh värme). Oljeeldade pannor svarar för topplast och reserv. Oljepannor under 1 MW antages eldade med lätt eldningsolja.

De fasta årskostnaderna (V) för värmeproduktion i gruppcentralen har beräknats utgående från de i figurerna 3.1 och 3.5 redovisade specifika anläggningskostnaderna för fliseldade pannanläggningar och merkostnader för oljepannorna. De fasta årskostnaderna utgör i normalfallet (ingen subvention genom energilån) 13.27% av anläggningskostnaden och omfattar kapitalkostnad 8.72% (6% ränta, 20 års ekonomisk livslängd), underhåll 3%, skatt och försäkringar 1.55%. Personalkostnader (Dr) är beräknade enligt tabell 3.2.

Bränslekostnader (B) är beräknade utgående från producerad värmeenergi i baslast-, respektive topplastpannor med antagna verkningegrader enligt avsnitten 3.3.2 och 3.3.5 och bränslepriser enligt kapitel 2. I bränslekostnaden ingår kostnaden för hjälpkraft.

Fliseldad gruppcentral inbyggd i befintligt pannrum. 1-4 MW total effekt

Anläggningen är försedd med rosteldade fastbränslepannor för baslasten och oljepannor för topplast och reserv. Stoftrening sker med cyklon. Lätt eldningsolja för spetslast och reserv.

Anläggningar med en total effekt (exklusive reserv) mindre än 4 MW, d v s fastbränsleeffekt mindre än ca 2 MW, har beräknats exklusive pannrumsbyggnad. För storleken 3 MW har dock även kostnad för eventuell pannrumsbyggnad redovisats.

För anläggningar som avser mindre än ca 300 lägenheter (2.1 MW total effekt) utgår energilån med räntebidrag. Därvid minskar kapitalkostnaden från 8.72% till 4.50% av anläggningskostnaden. Den fasta årskostnaden blir då (inklusive underhåll och försäkringar) 9.05% av anläggningskostnaden.

Tabell 6.1 Värmeproduktionskostnad för inbyggd fliseldad gruppcentral, 1 MW och 3 MW total effekt

	Total effekt			
	1 MW	3 MW		
Sammanlagd effekt, baslastpannor (MW):	.5	1.3		
Specifik anläggningskostnad (kr/KW):	2793.	1637.		
Sammanlagd effekt, oljeeldade spetslast och reservpannor (MW):	.6	2.6		
Specifik anläggningskostnad (kr/kW):	507.	378.		
Värmeproduktion (GWh):	2.7	8.2		
varav baslast (%)	85.	82.		
varav spetslast (%)	15.	18.		
<u>Kostnad</u>	<u>(kr/MWh)</u>	<u>(%)</u>	<u>(kr/MWh)</u>	<u>(%)</u>
Fast årskostnad (V):	68.	27.	58.	27.
Personal (Dr):	48.	19.	26.	12.
Bränsle (B):	138.	54.	128.	60.
Totalt (exklusive energiskatt):	254.	100.	212. ¹⁾	100.
Kapitalkostnaden subventionerad med (kr/MWh):	24:			
Energiskatt tillkommer med (kr/MWh):	10.		11.	

1) Merkostnad för fristående anläggning, 3 MW, 13 kr/MWh.

Den specifika anläggningskostnaden för flispannor liksom personalkostnaden ökar markant vid lägre effekter. Detta gör att kostnaden för värme producerad i en 1 MW anläggning är ca 15% högre än i en 3 MW anläggning, trots att energilån med räntebidrag antas utgå i det förra fallet.

Energiskatt utgår ej på flis, däremot på den olja som förbrukas för spetslast och reserv. Utslaget på hela värmeproduktionen blir denna post blygsam.

Fliseldad gruppcentral, fristående 4-25 MW total effekt

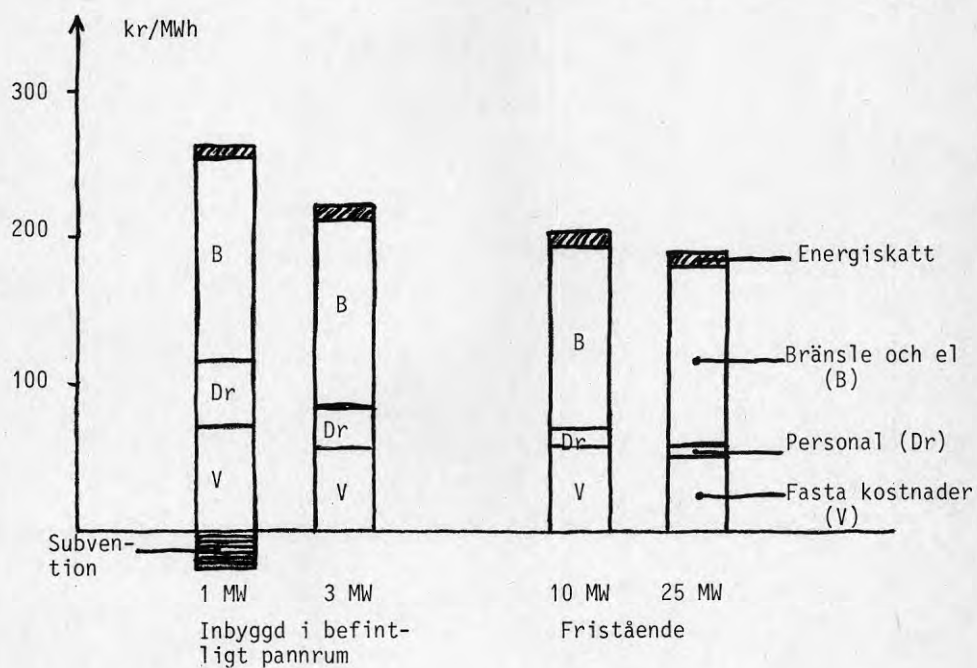
I detta storleksintervall antages komplett anläggning inklusive byggnad. Samma tekniska utrustning som i de mindre centralerna. Spetslast sker med tung eldningsolja.

Tabell 6.2 Värmeproduktionskostnad för fristående fliseldad gruppcentral, 10 MW och 25 MW total effekt

	Total effekt			
	10 MW	25 MW		
Sammanlagd effekt, baslastpannor (MW):	4.7	12.0		
Specifik anläggningskostnad (kr/kW):	1683.	1451.		
Sammanlagd effekt, oljeeldade spetslast och reservpannor (MW):	8.5	21.0		
Specifik anläggningskostnad (kr/kW):	331.	281.		
Värmeproduktion (GWh):	27.4	68.4		
varav baslast (%)	83.	84.		
varav spetslast (%)	17.	16.		
<u>Kostnad</u>	<u>(kr/MWh)</u>	<u>(%)</u>	<u>(kr/MWh)</u>	<u>(%)</u>
Fast årskostnad (V):	58.	30.	51.	28.
Personal (Dr):	12.	6.	7.	4.
Bränsle (B):	124.	64.	122.	68.
Totalt (exklusive energiskatt):	195.	100.	180.	100.
Energiskatt tillkommer med (kr/MWh):	10.		10.	

Trots att den specifika anläggningskostnaden ökar (på grund av att även pannbyggnad inräknas) när anläggningseffekten ökar från 3 MW till 10 MW sjunker värmeproduktionskostnaden. Orsaken till detta ligger som synes i den minskade personalkostnaden (per enhet producerad värme).

I figur 6.2 jämförs i diagramform värmeproduktionskostnader för fliseldade gruppcentraler i olika storlekar.



Figur 6.2 Värmeproduktionskostnader, fliseldad gruppcentral.

6.3.3 Värmeproduktion i torveldad gruppcentral

Beräkningen av fasta årskostnader (V), personalkostnaden (Dr) och bränslekostnader (B) har gjorts på samma sätt som i avsnitt 6.3.2.

Specifika anläggningskostnader för torveldade pannor är redovisade i figur 3.2. Förutom det språng som uppstår då pannrumsbyggnad inräknas finns ett språng i kostnaden vid 10 MW torveffekt. Det senare beror på att de större anläggningarna måste utrustas med dyrare stoftavskiljare i form av elektrofilter medan för effekter under 10 MW, cyklonavskiljare torde vara tillräckligt.

Torveldad gruppcentral inbyggd i befintligt pannrum, 1-4 MW total effekt

Anläggningens tekniska utformning överensstämmer med vad som gäller för fliseldade anläggningar i motsvarande storlek.

Energilån förutsätts ej utgå för mindre torveldade anläggningar.

Bränsle förutsätts vara stycketorv och verkningsgraden samma som för fliseldade anläggningar.

Tabell 6.3 Värmeproduktionskostnad för inbyggd torveldad gruppcentral, 3 MW total effekt

	Total effekt 3 MW	
Sammanlagd effekt, baslastpannor (MW):	1.3	
Specifik anläggningskostnad (kr/kW):	1939.	
Sammanlagd effekt, oljeeldade spetslast och reservpannor (MW):	2.6	
Specifik anläggningskostnad (kr/kW):	380.	
Värmeproduktion (GWh):	8.2	
varav baslast (%)	80.	
varav spetslast (%)	20.	
<u>Kostnad</u>	<u>(kr/MWh) (%)</u>	
Fast årskostnad (V):	64.	28.
Personal (Dr):	26.	12.
Bränsle (B):	134.	60.
Totalt (exklusive energiskatt):	224. ¹⁾	100.
Energiskatt tillkommer med (kr/MWh):	12.	

1) Merkostnad för fristående anläggning, 3 MW, 13 kr/MWh.

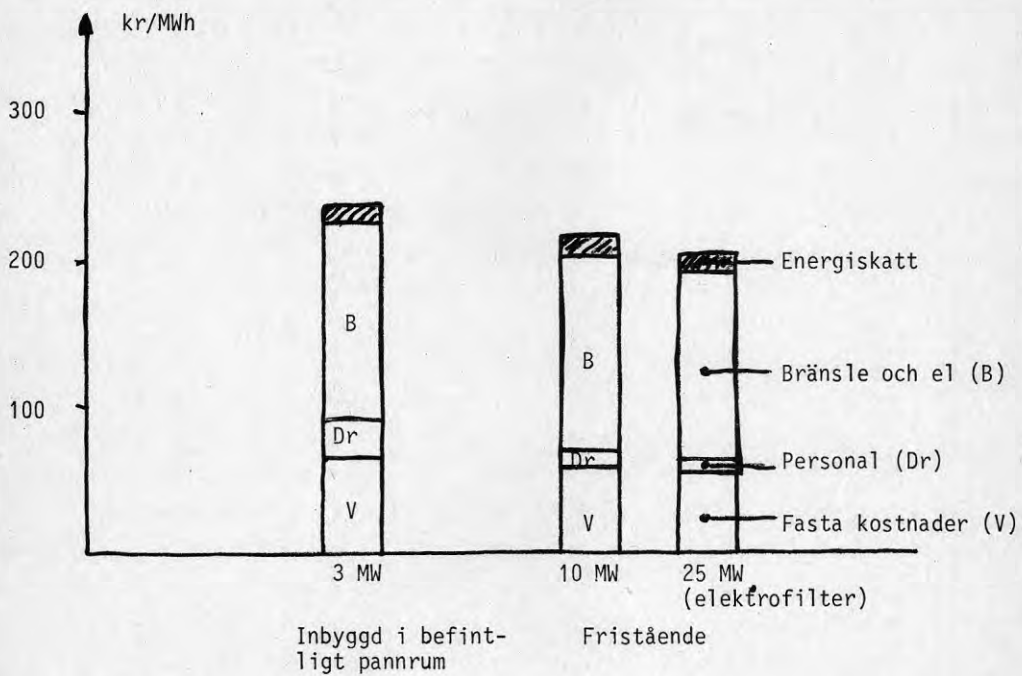
Till följd av högre specifik anläggningskostnad och ett något högre bränslepris blir ekonomin för den torveldade anläggningen sämre än för en fliseldad anläggning i motsvarande storlek. Anläggningsstorlek 1 MW total effekt redovisas ej för torvfallet.

Tabell 6.4 Värmeproduktionskostnad för fristående torveldad gruppcentral, 10 MW och 25 MW total effekt

	Total effekt			
	10 MW	25 MW		
Sammanlagd effekt, baslastpannor (MW):	4.4	11.4		
Specifik anläggningskostnad (kr/kW):	1804.	1723.		
Sammanlagd effekt, oljeeldade spetslast och reservpannor (MW):	8.6	21.2		
Specifik anläggningskostnad (kr/kW):	342.	289.		
Värmeproduktion (GWh):	27.4	68.4		
varav baslast (%)	81.	83.		
varav spetslast (%)	19.	17.		
Kostnad	(kr/MWh)	(%)	(kr/MWh)	(%)
Fast årskostnad (V):	59.	29.	56.	29.
Personal (Dr):	12.	6.	7.	3.
Bränsle (B):	132.	65.	129.	67.
Totalt (exklusive energiskatt):	203.	100.	192.	100.
Energiskatt tillkommer med (kr/MWh):	12.		11.	

Den mindre anläggningen, 10 MW total effekt och 4.7 MW torveffekt antages utförd med cyklonfilter medan den större anläggningen, 25 MW total effekt, 12.4 MW torveffekt antages utförd med det dyrare elektrofiltret. Därmed blir skillnaden i specifik anläggningskostnad och därmed även skillnaden i värmeproduktionskostnad mellan de båda anläggningarna liten.

Med de antaganden om bränslepriser som gjorts blir värmeproduktionskostnaden för torvanläggningarna generellt något högre än för fliseldade anläggningar av samma storlek. En förändring av bränslepriset till torvens förmån med ca 10% räcker dock för alternativen skall vara i stort likvärdiga. Skillnaden kan därmed inte anses vara signifikant, utom möjligen för de minsta anläggningarna, totaleffekt < 1 MW. Lokala förutsättningar kan avgöra vilket alternativ som ställer sig billigast i ett enskilt fall.



Figur 6.3 Värmeproduktionskostnader, torveldad gruppcentral.

6.3.4 Värmeproduktion i koleldad gruppcentral

Beräkningen av fasta årskostnader (V), personalkostnader (Dr) och bränslekostnader (B) har gjorts på samma sätt som i avsnitt 6.3.2.

Specifika anläggningskostnader för koleldade pannor är redovisade i figur 3.3. Den undre gränsen i storlek har satts högre för kol än för flis och torv och anläggningarna antages utförda som fristående anläggningar. En avsevärd skillnad i specifik anläggningskostnad föreligger mellan rökrörspannor och vattenrörspannor.

De billigare rökrörspannorna är enklare i utförandet och kan av tekniska skäl inte byggas större än några MW. I utredningen har antagits att samma avskrivningstid och underhållskostnader skall gälla för båda typerna av pannor, vilket kan diskuteras. Kostnadsuppgifterna avseende rökrörspannor är hämtade från danska utredningar.

De koleldade anläggningarna förutsätts utrustade med spärrfilter för att motsvara de strängare stoftemissionsgränser som gäller för koleldade anläggningar.

Fristående koleldad gruppcentral, 3-25 MW total effekt

Anläggningarna förutsätts utförda för rosteldning.

Energilån utgår ej.

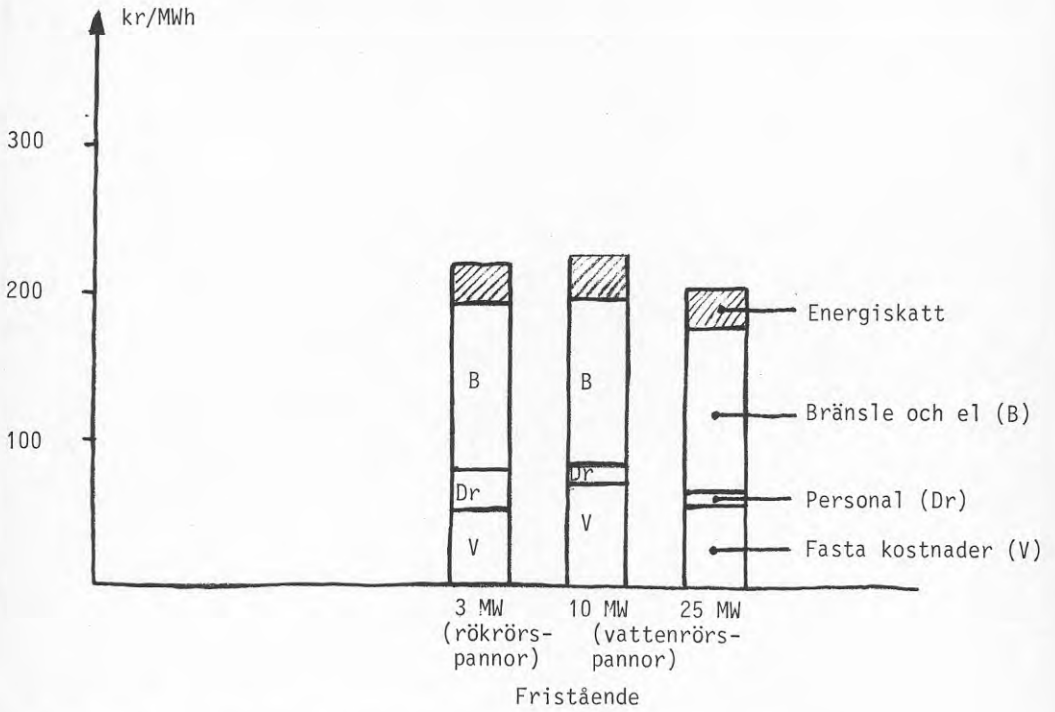
Verkningsgraden 86% antages som genomsnitt för de koleldade pannorna som går i baslast.

Tabell 6.5 Värmeproduktionskostnad för fristående koleldad gruppcentral, 3 MW, 10 MW och 25 MW total effekt

	Total effekt					
	3 MW		10 MW		25 MW	
Sammanlagd effekt, baslastpannor (MW):	1.5		4.7		12.4	
Specifik anläggningskostnad (kr/kW):	1304.		2180.		1639.	
Sammanlagd effekt, oljeeldade spetslast och reservpannor (MW):	2.5		8.4		20.9	
Specifik anläggningskostnad (kr/kW):	373.		330.		277.	
Värmeproduktion (GWh):	8.2		27.4		68.4	
varav baslast (%):	86.		84.		85.	
varav spetslast (%):	14.		16.		15.	
Kostnad	(kr/MWh) (%)		(kr/MWh) (%)		(kr/MWh) (%)	
Fast årskostnad (V):	53.	28.	71.	36.	57.	33.
Personal (Dr):	28.	14.	12.	6.	7.	4.
Bränsle (B):	111.	58.	113.	58.	112.	64.
Totalt (exklusive energiskatt):	192.	100.	197.	100.	176.	100.
Energiskatt tillkommer med (kr/MWh):	28.		29.		28.	

Den kraftiga ökningen i specifik anläggningskostnad mellan rökrörspannor (3 MW) och vattenrörspannor (10 MW och 25 MW) bör noteras. Detta gör att värmeproduktionskostnaden till och med ökar något från 3 MW:s anläggningen till 10 MW:s anläggningen.

Jämför man värmeproduktionskostnader exklusive energiskatter ser man att en koleldad anläggning, utförd som rökrörspanna ger ca 10% lägre kostnad jämfört med en fliseldad anläggning i samma storlek. Denna kostnadsfördel åts dock helt upp av den föreslagna energiskatten på kol (141 kr/ton) som skall gälla från 1 januari 1985. De koleldade anläggningarna drabbas också av en högre kostnad för stoftrening (elektrofilter jämfört med cyklon) på grund av de strängare emissionskraven på kol. För de större anläggningarna medför kolskatten att ekonomin för koleldade anläggningar blir något sämre än för flis och jämförbar med torv.



Figur 6.4 Värmeproduktionskostnader, koleldad gruppcentral.

6.3.5 Värmeproduktion i oljeeldad gruppcentral

För jämförelsens skull har även kostnaden för värme producerad i en konventionell oljeeldad värmecentral beräknats. Beräkningen har gjorts på samma sätt för den oljeeldade centralen som för de övriga anläggningarna.

Specifika anläggningskostnaden för en oljeeldad hetvattencentral är redovisad i figur 3.5. Verkningsgraden då anläggning används även för baslasten antages till 92% (jämfört med 85% för spetslastfallet). Som tidigare antages att pannor under 1 MW eldas med lätt eldningsolja och över 1 MW med tung eldningsolja.

Tabell 6.6 Värmeproduktionskostnad för oljeeldad hetvattencentral, inbyggd i befintligt pannrum, 0.5 MW, 1 MW och 3 MW total effekt

	Total effekt					
	0.5 MW		1 MW		3 MW	
Sammanlagd effekt, baslastpannor (MW):	.2		.4		1.5	
Specifik anläggningskostnad (kr/kW):	927.		696.		499.	
Sammanlagd effekt, oljeeldade spetslast och reservpannor (MW):	.4		.8		3.0	
Specifik anläggningskostnad (kr/kW):	870.		659.		418.	
Värmeproduktion (GWh):	1.4		2.7		8.2	
varav baslast (%)	79.		79.		90.	
varav spetslast (%)	21.		21.		10.	
Kostnad	(kr/MWh)		(kr/MWh)		(kr/MWh)	
	%		%		%	
Fast årskostnad (V):	55.	18.	41.	14.	37.	17.
Personal (Dr):	21.	7.	15.	5.	9.	4.
Bränsle (B):	235.	76.	235.	81.	169.	79.
Totalt (exklusive energiskatt):	311.	100.	291.	100.	214.	100.
Energiskatt tillkommer med (kr/MWh):	58.		58.		54.	

Kostnadsminskningen från 1 MW till 3 MW beror huvudsakligen på övergång från lätt till tung eldningsolja.

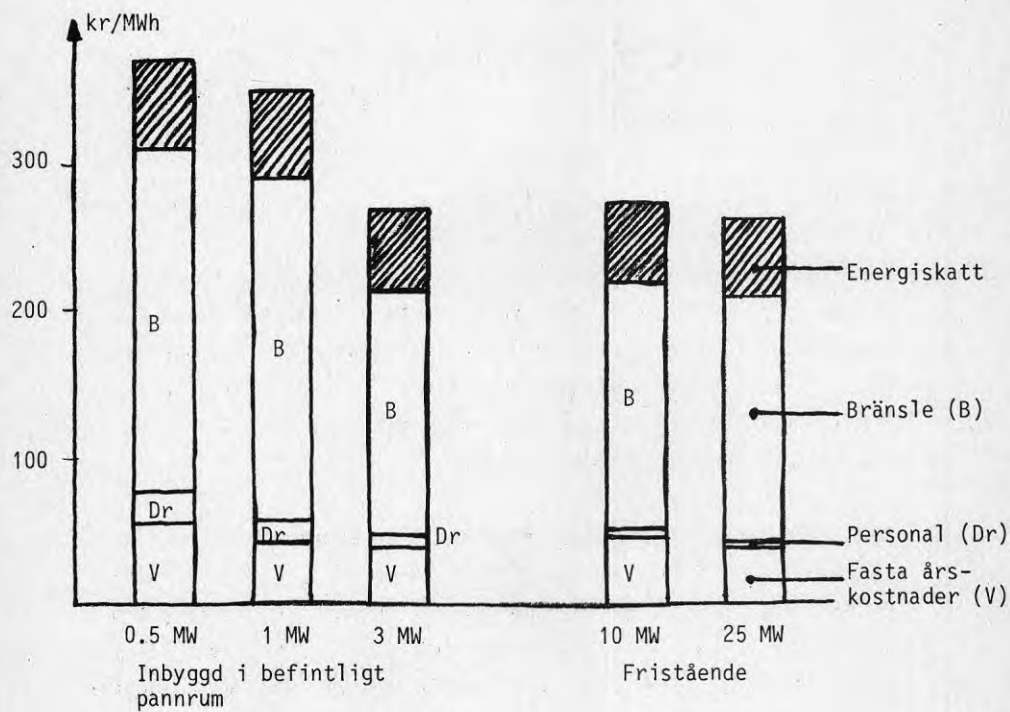
Tabell 6.7 Värmeproduktionskostnad för fristående oljeeldad hetvattencentral, 10 MW och 25 MW total effekt

	Total effekt	
	10 MW	25 MW
Sammanlagd effekt, baslastpannor (MW):	5.0	12.5
Specifik anläggningskostnad (kr/kW):	662.	543.
Sammanlagd effekt, oljeeldade spetslast och reservpannor (MW):	10.0	25.0
Specifik anläggningskostnad (kr/kW):	481.	396.
Värmeproduktion (GWh):	27.4	68.4
varav baslast (%)	90.	90.
varav spetslast (%)	10.	10.
Kostnad	(kr/MWh) (%)	(kr/MWh) (%)
Fast årskostnad (V):	44. 20.	37. 18.
Personal (Dr):	5. 2.	3. 2.
Bränsle (B):	169. 77.	169. 81.
Totalt (exklusive energiskatt):	218. 100.	208. 100.
Energiskatt tillkommer med (kr/MWh):	54.	54.

6.3.6 Värmeproduktion i gruppcentral med eldriven värmepump och sjövattnen som värmekälla

Gruppcentralen utformas med ett värmepumpaggregat som svarar för baslasten samt med oljepannor för spetslast och reserv enligt avsnitt 6.3.2.

Det har redan visat att ekonomin för värmepumpsystem som utnyttjar relativt höggradiga värmekällor (exempelvis avloppsvatten och frånluft) är god. Sådana värmekällor är dock inte generellt tillgängliga för gruppcentralsystem. I denna utredning har därför arbetet koncentrerats till värmepumpar som utnyttjar uteluft, mark eller vatten (d v s naturliga värmekällor). Av dessa system bedöms eldrivna värmepumpar med sjövattnen som värmekällor som de intressantaste för gruppcentraltillämpningar. Såväl specifik anläggningskostnad som värmefaktor är gynnsammare än för andra system. Den specifika kostnaden uppvisar också klart sjunkande tendens vid ökande enhetsstorlek vilket framgår av figur 4.3. Sjövattnet förutsätts utnyttjas direkt i värmepumpens förångare.



Figur 6.5 Värmeproduktionskostnader, oljeeldad gruppcentral.

Liksom fallet var med fastbränsleeldade gruppcentraler dimensioneras anläggningen med baslastenhet (i detta fall en värmepump) och oljeeldade pannor för spetslast och reserv.

Fördelningen av produktionskapacitet i en gruppcentral med värmepump är som framgår av kapitel 4.4 mer komplicerat att beräkna än i fallet fastbränsle.

För det första sätter valet av köldmedium i värmepumpen en gräns för vilka temperaturer som kan levereras ut till fjärrvärmenätet från värmepumpens kondensator. Om den värmeeffekt som tas från värmepumpen begränsas av fjärrvärmenätets krav på hög framledningstemperatur, medför en ökning av värmepumpeffekten inte att någon ytterligare energi kan levereras till nätet. Väljer man R22 som köldmedium, vilket i övrigt är gynnsamt ur kostnadssynpunkt, kan denna effekt bli märkbar.

Den andra faktorn som kommer in vid dimensioneringen är begränsningar i värmekällans tillgänglighet. Under de perioder då sjövattemperaturen sjunker under ca 3°C (normalt vid isläggning och islossning) kan full effekt ej tas ur värmepumpen. Denna typ av begränsning betyder ännu mer för ekonomin och dimensioneringen av luftvärmepumpen, vilket diskuteras i avsnitt 6.3.7.

För sjövattemvärmepumpen antages för den ekonomiska kalkylen att köldmediet är R12, varvid problemet med temperaturbegränsning undviks. Ekonomin skulle dock kunna förbättras något för ett lågtemperatursystem (uppvärmning $70/54^{\circ}\text{C}$) om R22 valdes som köldmedium.

När det gäller begränsningen av sjövärmepumpens kapacitet på grund av värmekällans tillgänglighet har antagits att den energi som värmepumpen teoretiskt skulle kunna levereras över året reduceras med ca 10% (denna siffra varierar något beroende på värmepumpens effektandel).

Energitillgängligheten hos värmepumpen antages för övrigt vara 98% räknad över året för att ta hänsyn till driftavbrott för underhåll. Belastningskurvan förutsätts som i fastbränslefallet ha ca 2 700 timmars utnyttjningstid.

De fasta årskostnaderna (V) för värmeproduktion i gruppcentralen med sjövärmepump har beräknats utgående från de i figurerna 4.3 och 3.5 redovisade specifika anläggningskostnaderna för värmepump respektive merkostnad för oljepannor. För värmepumpinstallationer i gruppcentral utgår normalt energilån, vilket innebär att kapitalkostnaden är subventionerad. Utan subvention beräknas den fasta årskostnaden som 13.27% av anläggningskostnaden, i vilket ingår kapitalkostnad 8.72% (6% ränta, 20 års ekonomisk livslängd), underhåll 3%, skatt och försäkringar 1.55%. Med subvention i form av räntebidrag och energilån sjunker kapitalkostnaden till 4.50% och den fasta årskostnaden blir 9.05% av anläggningskostnaden.

Personalkostnader (Dr) är beräknade enligt avsnitt 4.3.4.

Bränslekostnaden (B), vilken till största delen utgörs av inköpt el till värmepumpaggregatet är beräknad utgående från producerad värmeenergi i värmepumpen respektive topplastpannorna med värmefaktor 2.6 (årsmedelvärde) för värmepumpen och 85% verkningsgrad för oljepannorna enligt avsnitt 3.3.5. Eltariff 345 kr/kWh + 135 kr/MWh (exkl. energiskatt).

Anläggningen är försedd med eldriven kompressorvärmepump och direktintag av sjövattnet till förångaren. Kostnaden för intagsanordning vintertid, som måste läggas på tillräckligt djup, påverkar den undre gräns i storlek där denna typ av värmepump är intressant. Möjligheten att i stället utnyttja en köldslina (glykol, brine) för mindre storlekar finns. Kostnaden för det senare arrangemanget överensstämmer i stort med vad som gäller för en markvärmepump och behandlas därför inte separat.

Tabell 6.8 Värmeproduktionskostnad för gruppcentral med sjö-
vattenvärmepump, inbyggd i befintligt pannrum,
1 MW och 3 MW total effekt

	Total effekt			
	1 MW		3 MW	
Värmepumpens effekt, (baslast) (MW):	.5		1.1	
Specifik anläggningskostnad (kr/kW):	3033.		2687.	
Sammanlagd effekt, oljeeldade spetslast och reservpannor (MW):	.8		3.0	
Specifik anläggningskostnad (kr/kW):	487.		370.	
Värmeproduktion (GWh):	2.7		8.2	
varav baslast (%)	76.		69.	
varav spetslast (%)	24.		31.	
Kostnad	(kr/MWh)	(%)	(kr/MWh)	(%)
Fast årskostnad (V):	71.	34.	57.	32.
Personal (Dr):	15.	7.	9.	5.
Bränsle (B):	124.	59.	112.	63.
Totalt (exklusive energiskatt):	210.	100.	177 ¹⁾	100.
Kapitalkostnaden subventionerad med (kr/MWh):	24.		17.	
Energiskatt tillkommer med (kr/MWh):	30.		32.	

1) Merkostnad för fristående anläggning, 3 MW, 10 kr/MWh

Energiskatten i fallet värmepump består dels av skatt på elenergi
52 kr/MWh dividerat med värmefaktorn dels av energiskatt på olja
för spetslast och reserv.

Tabell 6.9 Värmeproduktionskostnad för gruppcentral med sjö-
vattenvärmepump, fristående, 10 MW och 25 MW effekt

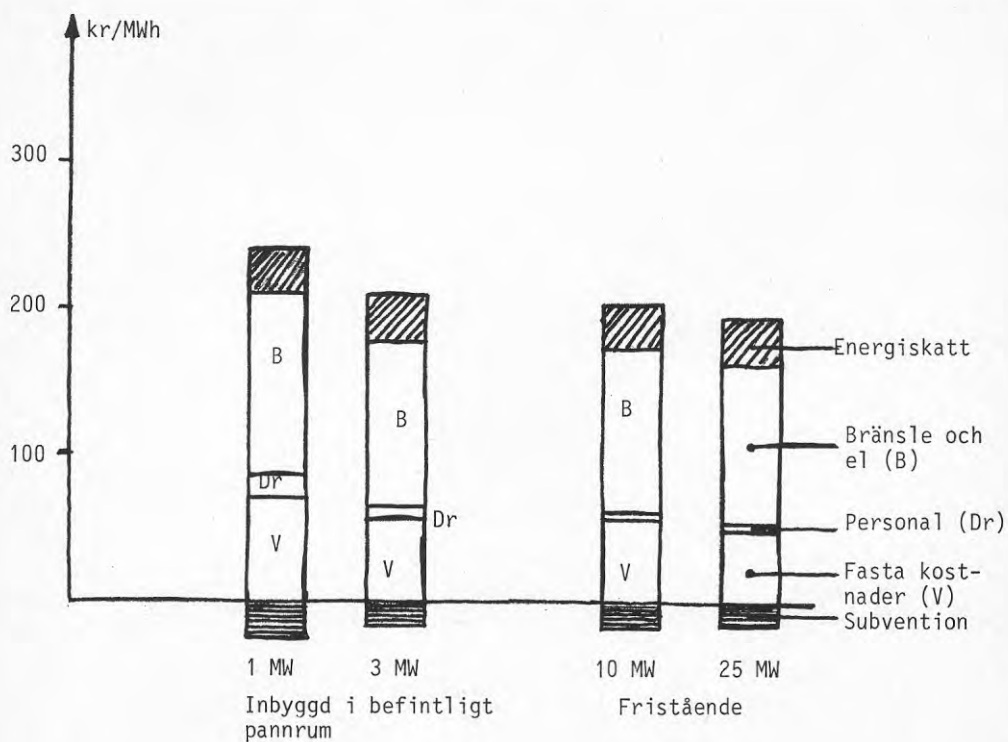
	Total effekt gruppcentral			
	10 MW		25 MW	
Värmepumpens effekt (baslast) (MW):	3.8		9.9	
Specifik anläggningskostnad (kr/kW):	2658.		2303.	
Sammanlagd effekt, oljeeldade spetslast och reservpannor (MW):	10.0		25.0	
Specifik anläggningskostnad (kr/KW):	354.		292.	
Värmeproduktion (GWh):	27.4		68.4	
varav baslast (%)	71.		72.	
varav spetslast (%)	29.		28.	
Kostnad	(kr/MWh) (%)		(kr/MWh) (%)	

Fast årskostnad (V):	57.	33.	50.	31.
Personal (Dr):	5.	3.	3.	2.
Bränsle (B):	111.	64.	110.	67.
Totalt (exklusive energiskatt):	173.	100.	163.	100.

Kapitalkostnaden subventionerad med (kr/MWh):	18.		16.	
Energiskatt tillkommer med (kr/MWh):	31.		31.	

6.3.7 Värmeproduktion i gruppcentral med eldriven värmepump och uteluft som värmekälla

För en värmepump med uteluft som värmekälla blir begränsningen i värmekällans tillgänglighet av större betydelse än i fallet sjö-
vattenvärmepump. På grund av igenfrysning av luftbatterierna med
följd att värme måste tillföras för att smälta isen minskar såväl
värmefaktor som tillgänglighet snabbt vid lägre temperaturer. I
de ekonomiska beräkningar som följer har antagits att värmepumpen
tas ur drift vid temperaturer lägre än -5°C . Därmed begränsas
den möjliga energileveransen för en värmepump med given effekt
till ca 75-85% av vad som teoretiskt vore möjligt att leverera
med denna effekt.



Figur 6.6 Värmeproduktionskostnad, gruppcentral med eldriven värmepump och sjövattnen som värmekälla.

Värmefaktorns årsmedelvärde har antagits till 2.3. I denna är inräknad elbehov i samband med avfrostning.

Som köldmedium har antagits R12. Energitillgängligheten har satts till 98%. Detta är samma antaganden som gäller för sjövattnvärme-pumpen.

Fasta årskostnaden (V) med specifika anläggningskostnader från figur 4.4 och 3.4 och med hänsyn till den subventionerade kapital-kostnaden, personalkostnaden (Dr) och bränslekostnaden (B) har beräknats på samma sätt som i avsnitt 6.3.6. Notera dock den lägre årsvärmefaktorn (2.3) för uteluftvärmepumpen jämfört med sjö-vattnvärme-pumpen.

Tabell 6.10 Värmeproduktionskostnad för gruppcentral med eldriven uteluftvärmepump inbyggd i befintligt pannrum, 0.5 MW, 1 MW och 3 MW total effekt

	Total effekt gruppcentral					
	0.5 MW		1 MW		3 MW	
Värmepumpens effekt (baslast) (MW):	.1		.3		.5	
Specifik anläggningskostnad (kr/kW):	4842.		4639.		4460.	
Sammanlagd effekt, oljeeldade spetslast och reservpannor (MW):	.4		.8		3.7	
Specifik anläggningskostnad (kr/kW):	741.		583.		385.	
Värmeproduktion (GWh):	1.4		2.7		8.2	
varav baslast (%)	52.		53.		39.	
varav spetslast (%)	48.		47.		61.	
Kostnad	(kr/MWh) (%)		(kr/MWh) (%)		(kr/MWh) (%)	
Fast årskostnad (V):	79.	30.	71.	28.	54.	26.
Personal (Dr):	21.	8.	15.	6.	9.	4.
Bränsle (B):	167.	62.	167.	66.	144.	70.
Totalt (exklusive energiskatt):	267.	100.	252.	100.	207.	100.
Kapitalkostnaden subventionerad med (kr/MWh):	23.		22.		13.	
Energiskatt tillkommer med (kr/MWh):	41.		41.		44.	

Den specifika anläggningskostnaden för uteluftvärmepumpen sjunker obetydligt med ökande storlek på värmepumpen. Ekonomin blir därmed förhållandevis sämre vid större storlekar. Vid övergång från lätt eldningsolja för oljepannorna till tung sjunker också andelen installerad värmepumpeffekt markant.

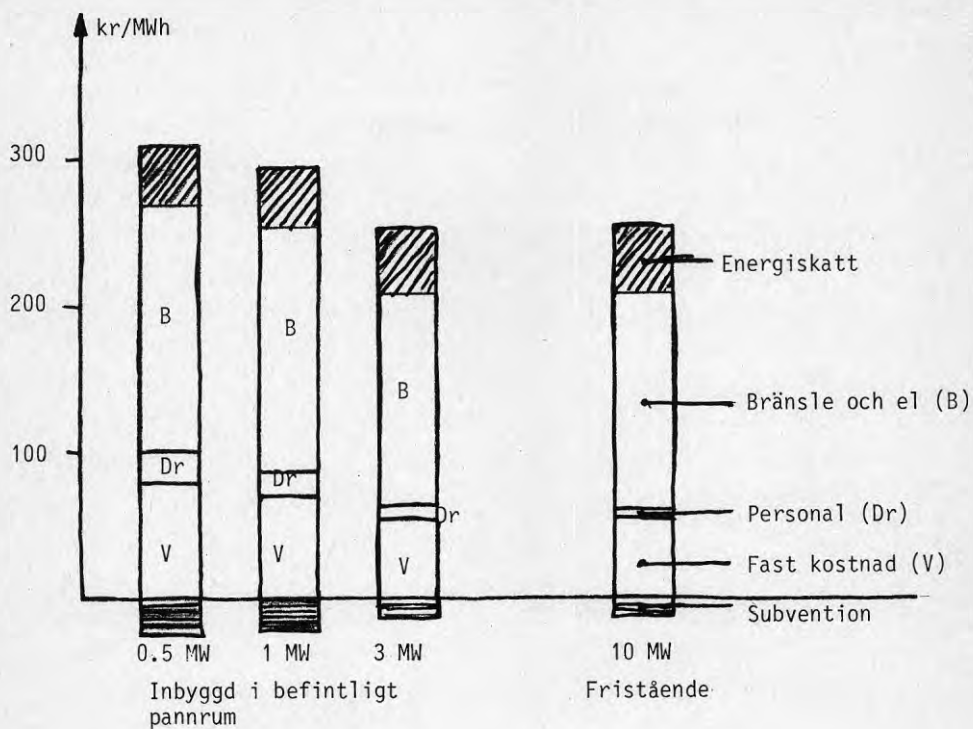
Tabell 6.11 Värmeproduktionskostnad för gruppcentral med eldriven uteluftvärmepump, fristående byggnad, 10 MW total effekt

	Total effekt gruppcentral 10 MW	
Värmepumpens effekt (baslast) (MW):	1.5	
Specifik anläggningskostnad (kr/kW):	4979.	
Sammanlagd effekt, oljeeldade spetslast och reservpannor (MW):	12.8	
Specifik anläggningskostnad (kr/kW):	404.	
Värmeproduktion (GWh):	27.4	
varav baslast (%)	35.	
varav spetslast (%)	65.	
Kostnad	(kr/MWh) (%)	

Fast årskostnad (V):	55.	27.
Personal (Dr):	5.	2.
Bränsle (B):	147.	71.
Totalt (exklusive energiskatt):	207.	100.

Kapitalkostnaden subventionerad med (kr/MWh):	13.	
Energiskatt tillkommer med (kr/MWh):	45.	

Minskningen i värmeproduktionskostnad med ökande storlek är marginell. Optimal andel värmepumpeffekt är så låg som 15%, vilket tyder på att konkurrenskraften för värmepumpen gentemot ren oljeeldning inte är särskilt stor.



Figur 6.7 Värmeproduktionskostnad, gruppcentral med eldriven värmepump och uteluft som värmekälla.

6.3.8 Värmeproduktion i gruppcentral med eldriven värmepump och mark som värmekälla

Eldriven värmepump med marken som värmekälla är intressant, framför allt för mindre storlekar. Skaleffekterna vid övergång till större enhetsstorlek synes bli blygsamma, såväl vid ren markvärme som s k bergvärme (djupborrning). Vid liten enhetsstorlek kan kostnaden för sjövattenledningen göra det alternativet mindre attraktivt. Att utnyttja sjö med hjälp av en kylslinga har i den ekonomiska analysen antagits likvärdigt med markvärme, där detta är aktuellt.

Några begränsningar i effekt för markvärmepumpen såsom de som diskuterats för sjövatten- och uteluftvärmepump har inte antagits. Korrekt dimensioneringen av slingorna (längd, diameter, inbördes avstånd) är givetvis viktig för att detta antagande skall gälla.

Värmefaktorns årsmedelvärme har antagits till 2.5. Som köldmedium har förutsatts R12. Energitillgängligheten har satts till 98% över året.

Fasta årskostnaden (V) med specifika anläggningskostnaden från figur 4.5 har beräknats enligt 6.3.6 liksom personal- och bränsle-kostnader.

Tabell 6.12 Värmeproduktionskostnad för gruppcentral med eldriven värmepump och markslinga, inbyggd i befintligt pannrum, 0.5 och 1 MW total effekt

	Total effekt gruppcentral			
	0.5 MW		1 MW	
Värmepumpens effekt (baslast) (MW):	.2		.4	
Specifik anläggningskostnad (kr/kW):	4442.		4276.	
Sammanlagd effekt, oljeeldade spetslast och reservpannor (MW):	.4		.8	
Specifik anläggningskostnad (kr/kW):	622.		496.	
Värmeproduktion (GWh):	1.4		2.7	
varav baslast (%)	82.		82.	
varav spetslast (%)	18.		18.	
Kostnad	(kr/MWh) (%)		(kr/MWh) (%)	

Fast årskostnad (V):	95.	41.	88.	41.
Personal (Dr):	21.	9.	15.	7.
Bränsle (B):	114.	49.	114.	53.
Totalt (exklusive energiskatt)	230.	100.	216.	100.

Kapitalkostnaden subventionerad med (kr/MWh):	33.		31.	
Energiskatt tillkommer med (kr/MWh):	28.		28.	

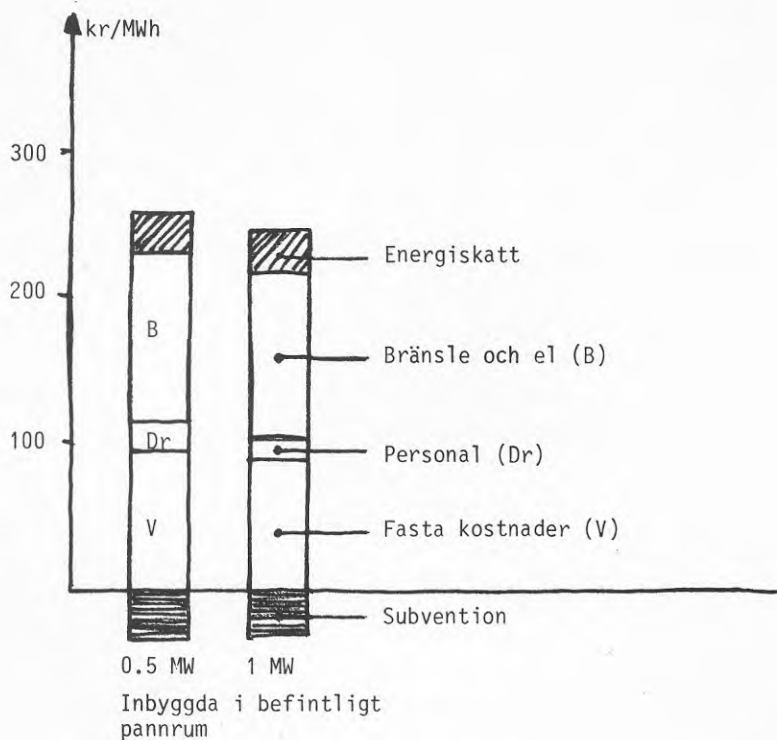
6.4 KOSTNADER FÖR VÄRMEDISTRIBUTION OCH ABONNENTINSTALLATIONER

6.4.1 Värmedistribution

Kostnaden för värmedistribution består dels av en kostnad för värmeförluster, dels kostnaden för distributionsnät och pumpkostnad.

Värmeförlusterna i distributionsnät kan variera avsevärt beroende på nätets värmtäthet, byggnadssätt, lokala förutsättningar och nätens kondition. Undersökningar har visat på förluster mellan 5 och 30% över året, där de högre värdena gäller vissa småhusområden och äldre gruppcentralsystem.

Rimliga värden som kan ansättas för nybyggda distributionsnät är 8% för tätare bebyggelse och 12% för småhusområden.



Figur 6.8 Värmeproduktionskostnad, gruppcentral med eldriven värmepump och mark som värmekälla.

Anläggningskostnaden för att förse ett bostadsområde med distributionsnät för värme beror dels av områdets värmetetthet dels av lokala förutsättningar (markförhållanden, vägar etc). I det första fallet varierar kostnaden på ett systematiskt sätt vilket redovisats i figur 5.3 för befintlig bebyggelse.

För småhusområden varierar den specifika anläggningskostnaden för värmekulvert mellan 2 500 och 800 kr/(MWh/år) och för områden med flerfamiljshus mellan 500 och 100 kr/(MWh/år) (exklusive mervärdesskatt).

Med antagande om 6% ränta och 30 års ekonomisk livslängd blir kapitalkostnaden 7.26% av anläggningskostnaden. Därtill kommer underhåll 1%, samt skatt och försäkringar 1.55%. Den fasta årskostnaden (V) för distributionsnät kan således beräknas till 9.81% av anläggningskostnaden.

Kostnaden för värmedistribution blir, omräknat till kr/MWh levererad energi enligt följande (inklusive mervärdesskatt 3.95%):

Tabell 6.13 Värmedistributionskostnader

Småhus	80 - 250 kr/MWh
Flerfamiljshus	10 - 50 kr/MWh

Kostnaden att ansluta befintliga småhus är således hög och inte ens den lägre siffran (80 kr/MWh) torde det i normalfallet vara lönsamt att ansluta områden med enbart småhus.

Kostnaden för pumpeffekt antages ingå i tidigare redovisade anläggnings- och driftkostnader för gruppcentraler.

6.4.2 Abonnentinstallationer

Svensk praxis inom fjärrvärmeområdet har varit att tillämpa sk indirekt anslutning, vilket innebär att en värmeväxlare skiljer distributionsnätet från husets interna uppvärmnings-(radiator-)

system. Detta medför vissa drift- och säkerhetsmässiga fördelar, speciellt i större distributionsnät men till en högre kostnad och med en resulterande högre temperaturnivå på grund av värmewäxlingen.

Den specifika anläggningskostnaden för en konventionell abonnentcentral i ett flerfamiljshus beror på dess storlek enligt figur 5.10 (exklusive mervärdesskatt). Kostnaden för en abonnentcentral i ett småhus anges till mellan 800 och 1 500 kr/kW. Information som utredningen inhämtat från Danmark, där den direkta anslutningen dominerar, tyder på att kostnaden för abonnentinstallationer i småhus, med direkt installation skulle kunna sänkas till ungefär hälften.

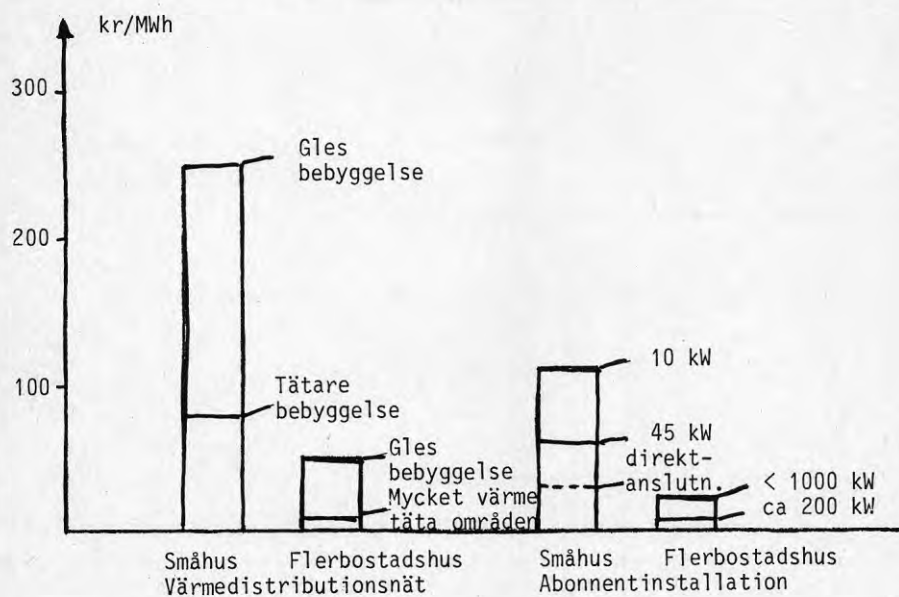
Med antagande om 6% ränta och 20 års ekonomisk livslängd blir kapitalkostnaden 8.72%. Därtill kommer underhåll 1.5% samt skatt och försäkringar 1.55%. Den fasta årskostnaden (V) för abonnentinstallationer kan således beräknas till 11.77% av anläggningskostnaden.

Kostnaden för abonnentinstallationer förutsätts bestå enbart av en fast årskostnad och blir omräknad till kr/MWh levererad energi enligt följande (inklusive mervärdesskatt 12.87% och med antagande om 1 800 timmars utnyttjningstid för småhus och 2 100 timmars utnyttjningstid för flerfamiljshus):

Tabell 6.14 Abonnentinstallationskostnader

Småhus	60 - 110 kr/MWh
Flerfamiljshus	7 - 25 kr/MWh

För småhus uppgår således distributions och abonnentinstallationskostnader sammantaget till minst 140 kr/MWh med konventionell teknik, vilket som tidigare nämnts inte torde ge lönsamhet åt småhusanslutning.



Figur 6.9 Kostnad för värmedistribution och abonnentinstallation i befintlig bebyggelse (exklusive kostnader för värmeförluster och exklusive subvention).

6.4.3 Energilån för anslutning till gruppcentral

Enligt energilåneförordningen utgår energilån för anslutning till befintlig panncentral med högst 100 kr/m² BRA för flerbostadshus och med högst 30 000 kr/hus för småhus. För flerbostadshus utgår räntebidrag.

Antar man att en normallägenhet på 75 m² förbrukar ca 15 MWh/år innebär energilånet en subvention av uppvärmningskostnaden med ca 21 kr/MWh för flerbostadshus.

För ett småhus med en antagen energiförbrukning av 24 MWh/år blir motsvarande siffra 19 kr/MWh för subventionen av uppvärmningskostnaden.

Subventionen har beräknats i förhållande till normal bankränta 14.5%. Den utgör för flerbostadshus skillnaden mellan denna ränta och den garanterade ränta som energilånen med räntebidrag ger. För småhus, där räntebidrag ej utgår, utgör subventionen skillnaden mellan bankränta (14.5%) och energilåneränta (13%).

6:A FINANSIELLA STÖDFORMER FÖR ENERGIINVESTERINGAR

6:A-1 ALLMÄNT

Sedan flera år tillbaka försöker staten stimulera energihushållning och oljeersättning genom olika former av lån och bidrag. Tendensen under senare år har varit att direkta bidrag till investeringar slopats. Sådana utgår numera endast till prototyp- och demonstrationsanläggningar och har alltså mindre betydelse för introduktionen i stor skala. En annan typ av bidrag är räntebidrag, som staten ger för att täcka en del av räntekostnaden för vissa lån inom bostadssektorn. Sådana lån blir alltså i praktiken lågräntelån och i många fall mycket fördelaktiga.

Stödet till energihushållningsåtgärder respektive oljeersättande investeringar administreras via olika organ för olika användarsektorer. Följande lista visar vilka organ som handlägger ärenden beträffande oljeersättande åtgärder i panncentraler i det aktuella storleksområdet, samt vilken form stödet har för närvarande.

6:A-2 OLJEERSÄTTNINGSFONDEN

Oljeersättningsfonden OEF lämnar stöd till i första hand köpare av utrustningar och anläggningar. Stödet kan ges till företag, myndigheter, kommuner och enskilda. I de fall annat än PoD-anläggning eller projekt med stora ekonomiska risker avses utgår stöd på följande villkor

- lån upp till 50% av investeringskostnaden
- ingen särskild säkerhet krävs
- räntan är 4% över diskontot. För närvarande (nov 1982) är räntan alltså 14%
- rak amortering tillämpas
- amorteringstidens längd bestäms med hänsyn till projektets ekonomiska livslängd
- anstånd med amortering och ränta kan medges upp till 5 år. Den upplupna räntan läggs då till lånebeloppet.

Stöd utgår ej om

- oljeersättningseffekten är för liten i förhållande till investeringen
- projektet är så lönsamt att det anses komma till stånd ändå
- projektet är för litet. Minsta stödbelopp är 50 000 kronor
- projektet ändå måste komma till stånd t ex genom att lagen kräver det.

Då det gäller anläggningar för eldning av inhemska fasta bränslen kräver OEF leveransavtal med redovisning av bränsleråvarans typ och ursprung som villkor för utbetalning av stöd.

Beträffande värmepumpar gäller att stöd kan lämnas till större sådana projekt - av storleken 1 MW eller mer. Inom industrisektorn kan dock även mindre värmepumpprojekt få stöd, dock inte sådana som syftar till att använda intern spillvärme för eget bruk. Stöd kan lämnas för åtgärder som syftar till att utnyttja spillvärme från ett företag men inte inom själva företaget.

OEF skall i första hand stödja introduktionen av inhemska fastbränslen. Vad gäller kol bedömer man att många projekt kommer att vara så lönsamma att de kommer till stånd utan stöd från OEF. Stödet inom detta område riktas främst mot åtgärder som syftar till ett förbättrat miljöskydd. Även mindre kolprojekt som ej berörs av lagen om utförande av eldningsanläggningar för fast bränsle kan bli aktuella för stöd.

6:A-3 BOSTADSSTYRELSEN

Bostadsstyrelsen ger via sina regionala länsbostadsnämnder stöd till energihushållnings- och oljeersättningsåtgärder inom bostadssektorn. Reglerna för detta stöd ges i Energilåneförordningen (1981:589). Bestämmelserna ses över fortlöpande och ändringar och kompletteringar införs årligen. Sedan 1 juli 1982 gäller för flerfamiljshus bl a att för nya uppvärmningssystem

såsom pannor för vedeldning, anordningar för fliseldning, värmepumpar, solvärmesystem etc utgår stöd räknat efter en prövad kostnad.

Om kostnaden är högst 100 000 kronor ges hela lånet som energilån. Om kostnaden är högre ges 30% av den som energilån. Resterande 70% skall täckas av lån i kreditinstitut. När det gäller lån i dessa s k bottenlåneinstitut är energilånet jämställt med bottenlån i samband med andra statliga bostadslån.

Amorteringstiden är i allmänhet 20 år. Lånet är annuitetslån. Räntan bestäms varje år av regeringen; år 1983 är den 13%. Räntebidrag som täcker en del av räntekostnaderna ges för energilån till flerfamiljshus. För närvarande blir den maximala ränta man skall erlægga 3% första året och ökar därefter med 0.25 procentenhet per år. Denna ränta räknas på hela investeringsbeloppet. När denna ränta överstiger ränta beräknad med 13% på återstående skuld upphör räntebidraget.

Lånet amorteras med halvårsvisa belopp som motsvarar amorteringarna vid ett annuitetslån med 8% ränta och halvårsvisa betalningar.

För ny uppvärmningsform gäller följande.

Fjärrvärme och gemensam värmecentral

Anslutning skall i första hand göras till ett fjärrvärmenät om detta finns eller planeras bli utbyggt. Lånet omfattar i första hand redovisad kostnad för egen undercentral med värmeväxlare, reglerautomatik, vattenvärmare, kulvertar o d; i andra hand anslutningsavgift.

Introduktionen av naturgas avses ske under 1985. I området som planeras anslutas till naturgasen erbjuds värmeförsörjning under övergångstiden genom stadsgas eller gasol. Anslutning till ett sådant nät som sedemera planeras bli anslutet till ett naturgasnät är berättigad till lån.

Flerfamiljshus högst 3 000 m² BRA (bruksarea)
 abonnentcentral högst 30 000 kr
 + 90 kr/m² BRA
 Flerfamiljshus > 3 000 m² BRA högst 100 kr/BRA
 (Gäller från 2 maj 1983).

Ny eller alternativ uppvärmningsform i flerfamiljshus och värme-
 centraler

Vid installation av ny eller alternativ uppvärmningsform eller kombinationer av sådana i flerfamiljshus eller i gemensam värme-central för grupp av småhus och/eller flerfamiljshus (tillsammans upp till ca 300 lgh) beräknas lånet med ledning av redovisad installationskostnad och energikostnadens förväntade minskning. Begränsningen 300 lgh gäller ej för värmepumpar fr o m hösten 1982.

Beträffande anläggningar för ved- och fliseldning skall plan över bränsleförsörjningen inlämnas och förmedlingsorganet skall inhämta yttrande från skogsvårdsstyrelsen. Lån får ej beviljas om skogsvårdsstyrelsen i länet avstyrker med hänvisning till att bränslebehovet inte kan tillgodoses på ett godtagbart sätt.

Yttrande behöver ej inhämtas från skogsvårdsstyrelsen om anläggningen är avsedd för uppvärmning av högst 50 lgh. Plan över bränsleförsörjningen skall dock i sådant fall sändas till skogsvårdsstyrelsen för kännedom.

Ingen plan över bränsleförsörjningen krävs om anläggningen är avsedd att eldas med andra bränslen än sådana som är baserade på skogsråvara, t ex torv eller halm.

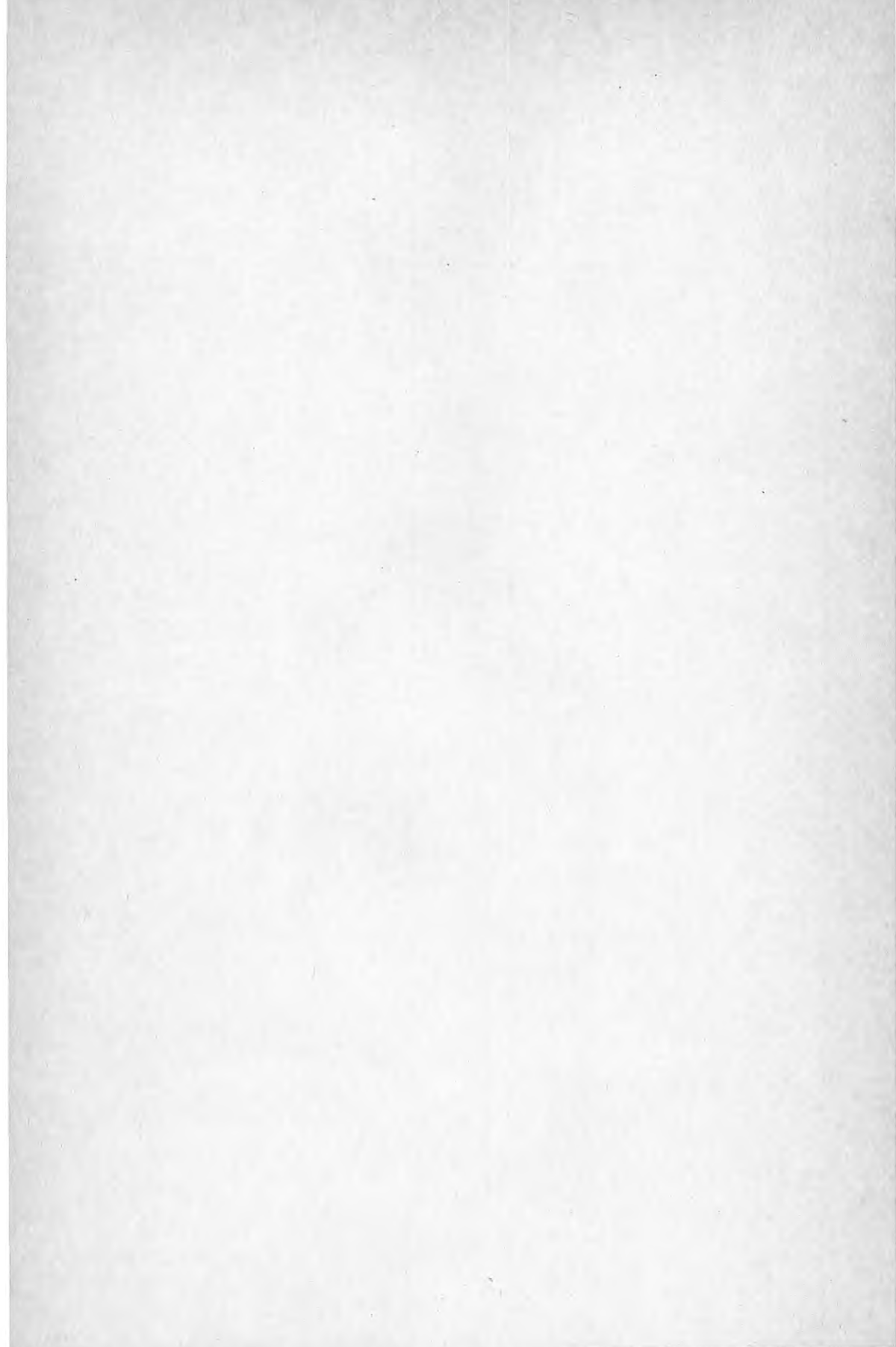
6:A-4 REFERENSER

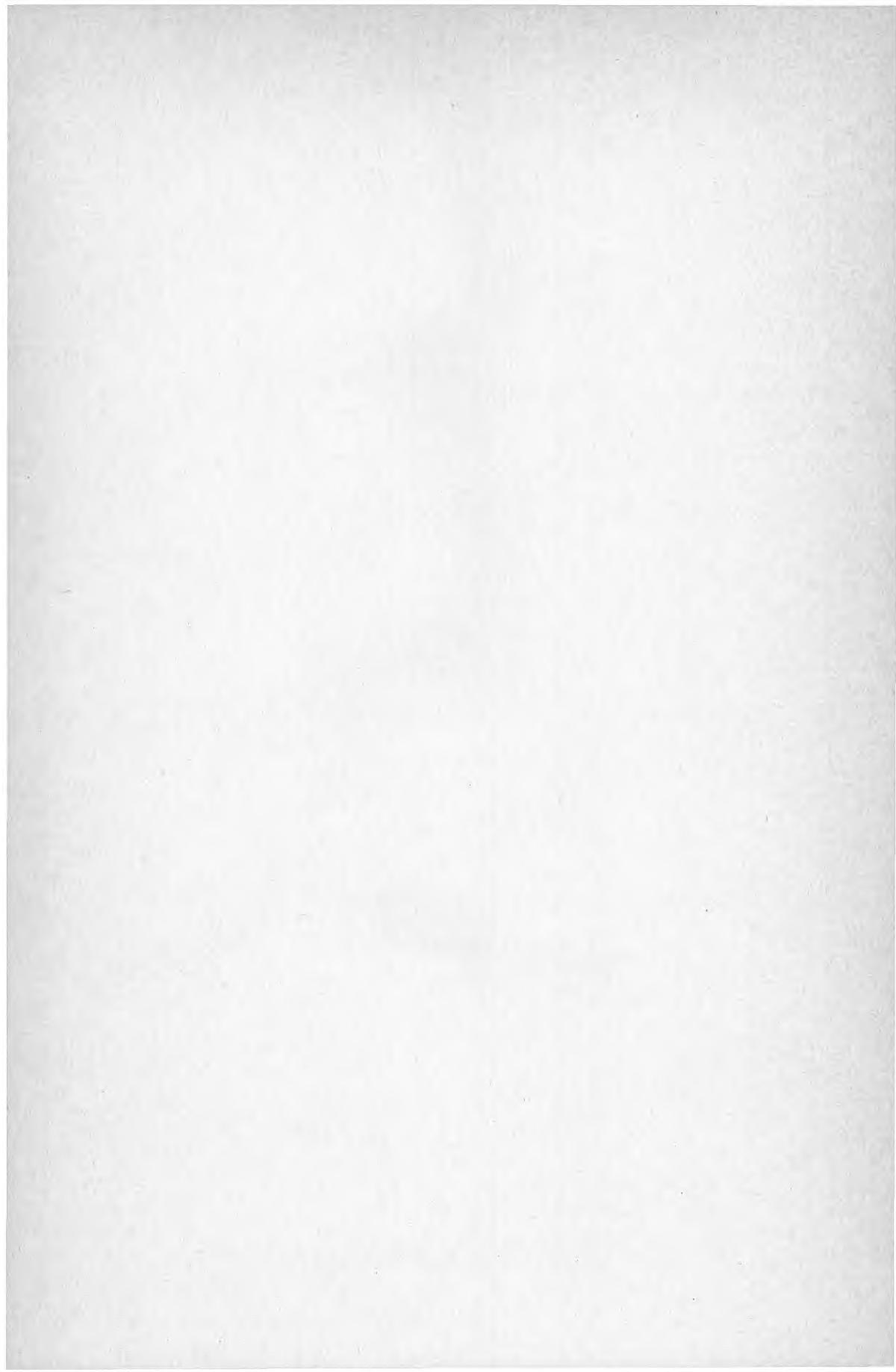
- 6:A-1. Bostadsfinansieringsförordningen
Bostadsstyrelsens författningssamling
BOFS 1981:62.
- 6:A-2. Energilåneförordningen BOFS 1982:43.
- 6:A-3. Statligt stöd till oljeersättande åtgärder
Oljeersättningsfonden 1981.

BILAGA A Faktorprisindex för material, maskiner, transporter och elkraft samt jämförelse med konsumentprisindex.

I utredningen redovisade kostnader är hänförliga till hösten 1982. I de fall omräkningar till denna tidpunkt erfordrats, har detta skett med "Faktorprisindex för material, maskiner, transporter och elkraft". Förändringen under senare år av detta index (liksom en jämförelse med konsumentprisindex) framgår av tabell A-1.

	A	B	
Tidpunkt	Faktorprisindex för material, maskiner, transporter och elkraft	Konsumentprisindex	Jämförelsetal A/B
1975 mars	183.1	336	0.54
sept	188.8	353	0.53
1976 mars	202.0	373	0.54
sept	214.4	386	0.56
1977 mars	227.4	409	0.56
sept	235.4	438	0.54
1978 mars	249.3	462	0.54
sept	254.4	473	0.54
1979 mars	268.7	489	0.55
sept	283.3	510	0.56
1980 mars	310.3	555	0.56
sept	326.1	586	0.56
1981 mars	348.7	627	0.56
sept	357.9	653	0.56
1982 mars	381.7	681	0.56
sept	395.0	702	0.56





Byggeforskningsrådet har av regeringen fått i uppdrag att ta fram underlagsmaterial inför omprövning av gällande riktlinjer för energipolitiken och energisparverksamheten i byggnader.

Resultatet av detta arbete redovisas i Byggeforskningsrådets skrift G26:1984 — ENERGI 85. Energianvändning i bebyggelse. I arbetet har ett antal expertgrupper varit verksamma. Deras resultat, som utgör ett viktigt underlag för ENERGI 85, redovisas i följande rapporter:

- M84:8 Nikolay Tolstoy, Christer Sjöström & Tommy Waller — **Bostäder och lokaler från energisynpunkt** (Utgivet som Meddelande från Statens institut för byggnadsforskning, Gävle)
- R131:84 Lee Schipper — **Internationell jämförelse av bostädernas energiförbrukning**
- R132:84 Lars-Göran Carlsson — **Energianvändningen i bostäder och lokaler 1970—82**
- R133:84 Hans Erik Forsell & Jan Nöid — **Energisparande i statliga myndigheter m fl**
- R134:84 Bostadsstyrelsen — **Bostadsstyrelsens lån- och bidragsgivning till energisparåtgärder i bostäder m m**
- R135:84 Statens planverk — **Utvärdering av bestämmelserna om energihushållning i svensk byggnorm — effekterna på nya byggnader**
- R136:84 Sten-Ivan Bylund & Jan Lindelöf — **Energisparinformation från byggeforskningsrådet, bostadsstyrelsen och planverket 1978—84**
- R137:84 Ulf Lilliengren & Folke Peterson — **Effektiva uppvärmningssystem**
- R138:84 Lennart Thörnqvist & Bo I Olsson — **Energisparande inom fjärrvärmda områden**
- R139:84 Tore Hansson, Anders Nilson & Claes-Göran Stadler — **Energisparteknik i befintlig bebyggelse**
- R140:84 Gunnar Anderlind, Claes Bankvall & Karl Munther — **Energibehov i nya byggnader**
- R141:84 Gunnar Essunger & Håkan Andersson — **Förutsättningar för genomförande av energisparåtgärder i befintlig bebyggelse**
- R142:84 Hans Alfredson — **Kunskap om energisparåtgärder**
- R143:84 Anders Nilson, Lars Bäck, Magnus Fischer & Claes-Göran Stadler — **Energisparmöjligheter i befintlig bebyggelse**
- R144:84 John Gajland — **Energisparande vid alternativa förutsättningar**
- R145:84 Folke Peterson, Stefan Sandsten — **Solvärmt tappvatten**
- R146:84 Per Isakson, Knut-Olof Lagerkvist — **Solsystem för uppvärmning och varmvatten med korttidslager**
- R147:84 Erik Wahlman m fl — **Sol till fjärrvärme och gruppcentraler**
- R148:84 Enno Abel — **Solvärmesystem med årslagring**
- R149:84 Kjell Larsson m fl — **Gruppcentraler — nuläge och utvecklingsmöjligheter**
- R150:84 Carl Mattsson m fl — **Energisystem behandlade i SOL-85 modellen**
- R151:84 Ilja Kordi, Göran Lundgren — **Strategier och scenarios använda i SOL-85 modellen**
- R152:84 Anders Göransson, Peter Wennerhag m fl — **Bebyggelsedata för energiplaneringen — Underlagsrapporter**
- D21:84 Kirtland Mead et al — **SOLAR 85. Simulation modellering**
- D22:84 Anthony Hardacre — **Solar energy research outside Sweden**

Dessa rapporter beställs genom Svensk Byggtjänst, Box 7853, 103 99 Stockholm, tel 08/730 51 00.

Art.nr: 6704149

Abonnemangsgrupp:
W. Installationer

Distribution:
Svensk Byggtjänst, Box 7853
103 99 Stockholm

Cirkapris: 55 kr exkl moms

R149; 1984

ISBN 91-540-4218-6

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm