



STIFTELSEN FÖR VÄRMETEKNISK FORSKNING

Ökad elproduktion genom installation av naturgaseldade gasturbiner före befintliga ångpannor i Ryaverket, Borås

Axel Engshagen

Ökad elproduktion genom installation av naturgaseldade gasturbiner före befintliga ångpannor i Ryaverket, Borås.

Axel Engshagen, ÅF Energikonsult AB

STIFTELSEN FÖR VÄRMETEKNISK FORSKNING

E7-801

Förstudie om ökad elproduktion genom
installation av naturgaseldade
gasturbiner före befintliga ångpannor
i Ryaverket vid Borås Energiverk.

Feasibility study of increased
electricity production by installation
of gas turbines before existing steam-
boilers at Ryaverket, Borås Energiverk

Stockholm 1988-06-06

ÅF-ENERGIKONSULT AB, STOCKHOLM

Axel Engshagen

RAPPORT
1

Uppdragsgivare / Client	Datum / Date	Utgåva / Issue	Order - alt regnr / Order No. Reg No
VÄRMEFORSK	1988-06-06	2	721193
Anläggning / Plant	Sektion / Dept	Handläggare / Prepared by	Telefonnr / Telephone No
RYAVERKET, BORÅS ENERGIVERK	4620	Axel Engshagen	08-57 11 27

Ärende / Subject

Förstudie om ökad elproduktion genom installation av naturgaseldade gasturbiner före befintliga ångpannor.

SAMMANFATTNING

Värmeforsk har givit ÅF-Energikonsult i uppdrag att studera möjligheterna att öka elproduktionen genom installation av gasturbiner och med utnyttjande av befintliga ångpannor och ångturbiner vid Ryaverket i Borås.

Fyra olika alternativ (1a, 1b, 1c och 2) har närmare studerats och beräknats.

Alternativ 2 med bränsletork har uteslutits på grund av dålig lönsamhet. Resultaten av alternativ 1a, 1b och 1c kan sammanfattas i följande tabell:

Alt	Installation av gasturbin	Utnyttjningstid h/år	Ökning av elprod netto, resulterande		Investering MSEK	Prod kostn för el kr/MWh _e 1) vid gaspris kr/MWh		Totalverkningsgrad 2) %	α-värde 2)
			MWh _e	GWh _e /år		100	120		
1a	Som primär- och sekundärluftfläkt	4 300	11,2	48,2	82	300	390	ca 80	0,44
1b	Kökyta från panna men i princip oberoende av pannans last	5 000 (max 5 700)	17,4	87	69	280	350	ca 77	0,50
1c	Som sekundärluftfläkt	5 000	6,9	34,5	54	270	355	ca 80	0,41

Anm 1) Vid annuiteten 7 %.

2) Vid cirka 70 % last på pannorna. (Utan gasturbiner vid samma last är totalverkningsgraden cirka 83 % och α-värdet 0,31.)

Produktionskostnaden för el, som är uppritat i diagram som funktion av pris på naturgas för två annuiteter, 7 och 12 %, skiljer sig inte så mycket för de tre alternativen vid 7 % annuitet och låga gaspriser.

Alternativ 1a kan uteslutas på grund av sin komplicerade uppbyggnad och svårighet med inreglering och drift. Utnyttjningstidens längd påverkar starkt produktionskostnaden för el.

Valet står mellan alternativ 1b och 1c. Den möjliga längre utnyttjningstiden och oberoendet mellan gasturbinens och pannans drift talar till förmån för alternativ 1b.

ÅF-ENERGIKONSULT AB, Stockholm
Sektion för Kraft- och Värmeproduktion



Axel Engshagen

Uppdragsgivare / Client VÄRMFORSK (THE SWEDISH ENGINEERING RESEARCH INSTITUTE)	Datum / Date 1988-06-06	Utgåva / Issue 2	Order - alt regnr / Order No - Reg No 721193
Anläggning / Plant RYAVERKET, BORÅS ENERGIVERK	Sektion / Dept 4620	Handläggare / Prepared by Axel Engshagen	Telefonnr / Telephone No 08-57 11 27

Arende / Subject

Feasibility study of increased electricity production by installation of natural gas fired gasturbines before existing steamboilers.

SUMMARY

ÅF-Energikonsult has on behalf of Värmeforsk performed a feasibility study of the possibility to increase the power production at the combined power and heating plant Ryaverket, Borås Energiverk, by installation of gasturbines before the existing steamboilers.

Four different alternatives (1a, 1b, 1c and 2) have been studied and calculated.

Alternative 2 with fueldryer has been excluded on account of low profitability. The results of alternative 1a, 1b and 1c can be comprehended in the following table:

Alternat - ve	Installation of gasturbine	Utiliza - tion time h/year	Increase of power, net, resulting		Invest - ment MSEK	Production cost of power 1) kr/MWh _e at gasprice kr/MWh		Total effi - ciency %	α -factor 2)
			MW _e	GWh _e /year		100	120		
1a	As primary and secondary air fan	4 300	11,2	48,2	82	300	390	80	0,44
1b	Boiling surface after gasturbine and independent of boiler	5 000 (max 5 700)	17,4	87	69	280	350	77	0,50
1c	As secondary air fan	5 000	6,9	34,5	54	270	355	80	0,41

Note 1) At an annuity of 7 %

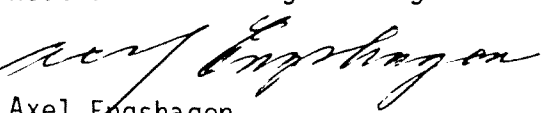
2) At about 70 % boiler load. (Without gasturbines at the same load the total efficiency is 83 % and the α -factor 0,31.)

The production cost of power is shown in diagrams as function of price of natural gas for two values of annuity, 7 and 12 %. The differences are small between the three alternatives at 7 % annuity and low prices of natural gas.

Alternative 1a can be excluded on account of its complicity and difficulty of regulating and operation. The time of utilization has a strong influence on production cost of power.

The choice will be between alternative 1b and 1c. The possible longer time of utilization and the independence of the gasturbine from the boiler load are to the advantage for alternative 1b.

ÅF-ENERGIKONSULT AB, STOCKHOLM
Heat and Power Engineering


Axel Engshagen

INNEHÅLLSFÖRTECKNING

	Sid
1	
SAMMANFATTNING	1
SUMMARY	2
2	
INNEHÅLLSFÖRTECKNING	3
3	
INLEDNING OCH BAKGRUND	4
4	
GENOMFÖRANDE	6
5	
FÖRUTSÄTTNINGAR	7
5.1	
Anläggningsbeskrivning	7
5.2	
Tekniska data och förutsättningar för beräkningar	7
5.2.1	
Kraftvärmepannor	7
5.2.2	
Ångturbiner	10
5.2.3	
Bränslepriser	11
5.2.4	
Naturgas	12
6	
ALTERNATIV FÖR ÖKAD ELPRODUKTION MED GASTURBINER OCH UTNYTTJANDE AV BEFINTLIGA PANNOR	13
6.1	
Principer vid ett fastbränsleeldat kraftvärmeverk	13
6.2	
Principer vid en spreaderstokereldad panna	14
6.3	
Alternativ 1a	15
6.4	
Alternativ 1b	20
6.5	
Alternativ 1c	23
6.6	
Alternativ 2 (Bränsletork)	26
6.7	
Alternativ 3 (Referensalternativ)	36
7	
INVESTERINGSKOSTNAD	37
8	
PRODUKTIONSKOSTNAD FÖR EL	39
9	
REKOMMENDATION	44
10	
BILAGOR	45
APPENDIX	
Jämförelse mellan förstudier om gasturbiner före befintliga fast- bränsleeldade pannor av typ spreaderstokerrost (Borås) och fast vattenkyld snedrost (Wargön)	

3 INLEDNING OCH BAKGRUND

I rapporten från Värmeforsk, nr 293, "Studie över möjligheten till ökad elproduktion i industrier och kraftvärmeverk med utnyttjande av befintliga pannor", har givits exempel på hur gasturbiner eller dieselmotorer kan anslutas till befintliga pannor, så att en ökad elproduktion kan åstadkommas. Arbetet följdes sedan upp med att ta reda på två industriella och två kommunala anläggningar, där förutsättningarna bedömdes goda för att utföra projekt av detta slag. Detta arbete har redovisats i rapporten E4-708 "Potentialbedömning för komplettering med gasturbiner i befintliga ånganläggningar inom industri och kommuner".

I rapporten föreslogs följande fyra anläggningar, två industriella och två kommunala, för vidare förstudier:

- | | | |
|---|-----------------------|----------------------------|
| - | Holmens Bruk, Wargön | Massa- och pappersindustri |
| - | Bäckhammars Bruk | Massa- och pappersindustri |
| - | Borås Energiverk | Kraftvärmeverk |
| - | Örebro Kraftvärmeverk | Kraftvärmeverk |

Grundidén var att öka elproduktionen genom att utnyttja befintliga ångpannor. I denna skulle gasturbin vara huvudalternativet. Dieselmotor skulle endast komma ifråga om den bedömdes vara en uppenbar fördel för projektet, t ex med hänsyn till storleken.

Målsättningen för förstudien skulle vara dels att försöka ta fram det bästa alternativet och dels att försöka dra generella slutsatser som skulle kunna vara till nytta för liknande anläggningar. Resultatet skulle användas för beslut om förprojektering.

För Borås Energiverk skulle minst följande alternativ studeras:

Alternativ 1

Naturgaseldad gasturbin med utnyttjande av avgaserna i befintliga ångpannor på bästa sätt för ökning av elproduktionen.

Alternativ 2

Naturgaseldad gasturbin med utnyttjande av avgaserna i lämplig flistork för sänkning av fukthalten från cirka 50 till cirka 40 % och för ökning av elproduktionen.

Alternativ 3

Naturgaseldad gasturbin av samma storlek som i alternativ 1 med utnyttjande av avgaserna i ny avgaspanna med möjlighet till tillsatseldning med naturgas för ökning av elproduktionen i befintliga ångturbiner (Referensalternativ).

Om det visade sig att flera alternativ vore av intresse, skulle dessa medtagas efter samråd med Värmeforsk.

Projektet gick ut på anbudsförfrågan efter ett av ÅF upprättat program till ett flertal konsultföretag. Efter granskning av inkomna anbud beslöts att endast två anläggningar skulle studeras då nyttan av att studera flera var marginell och resurserna begränsade. Borås och Wargön valdes bland annat därför att de sannolikt kommer att få naturgas tidigare än Örebro och Bäckhammar och därför att de var tillämpningar på fastbränsleeldade pannor av två olika typer, fast kyld snedrost i Wargön och spreaderstokerrost i Borås.

ÅF-Energikonsult i Stockholm fick i uppdrag att utföra förstudien för Borås Energiverk och ÅF-IPK förstudien för Wargön.

4 GENOMFÖRANDE

Projektledare och ansvarig för studien har varit Axel Engshagen, sektion Kraft- och Värmeproduktion vid ÅF-Energikonsult i Stockholm.

Riktlinjerna för projektets genomförande hade fastlagts i ett program med förslag till innehållsförteckning. Där föreskrevs bland annat att pannleverantören ifråga skulle medverka vid diskussioner och beräkningar när det gällde att utnyttja den befintliga pannan. För kraftvärmepannorna i Borås var det Götaverken Energy Systems AB i Kallhäll som hade tillverkat pannorna 1964 och även utfört konverteringen till fastbränsleeldning 1984. Artur Olausson, f d beräkningschef och numera deltidsarbetande pensionär, som även utförde beräkningarna vid konverteringen, har sålunda deltagit i projektet och utfört de panntekniska beräkningarna och framtagit kostnaderna för de ändringsarbeten som måste utföras på pannorna.

För gasturbinerna har ABB STAL i Finspång bidragit med tekniska data och anläggningskostnader.

Alternativ 2 med bränsletork har utretts av Göran Dahlén, sektion Energiplanering vid ÅF-Energikonsult AB i Stockholm.

Som handläggare för Borås Energiverk har deltagit Karin Bäcker, utredningssektionen och biträdd av bland andra Jerry Gustafsson, biträdande produktionschef.

Vid halva projektets genomförande gjordes en lägesrapportering och forskningsgruppen fick tillfälle att påverka det vidare arbetet.

5 FÖRUTSÄTTNINGAR

5.1 Anläggningsbeskrivning

Borås Energiverks kraftvärmeverk Ryaverket togs i drift 1965 och var konstruerat med för den tiden typiska tekniska drift-data för ångkraftvärmeverk, 65 bar(e)/520°C för ångpannorna och 60 och 90°C för in- och utgående fjärrvärmevatten till turbinkondensorn. De två likadana kraftverkspannorna P1 och P2 lades ut för 100 t/h ånga med oljeeldning eftersom oljan då var billig men konstruerades med tanke på att senare kunna konverteras till koleldning dvs med större eldstad och större delning mellan tuberna. P1 och P2 konverterades till fastbränsleeldning 1984.

Turbinerna är två fjärrvärmeturbiner, G1 med eleffekt 20 MW_e ($\cos \varphi = 0,8$) och värmeeffekt 54 MW_v samt G2 med eleffekt 25 MW_e ($\cos \varphi = 0,8$) och värmeeffekt 77 MW_v.

Verket består vidare av en hetvattencentral för spetslast och sommarlast och en sopförbränningsanläggning samt två värmväxlare för direktvärmning med ånga vid 4 och 10 bar(e). En värmepump på 9 MW_v och en elhetvattenpanna på 24 MW_v har tillkommit på senare år. Ett termiskt principschema i bilaga 1 och ett principschema för fjärrvärmesystemet i bilaga 2 visar anläggningens uppbyggnad.

Den geografiska placeringen av de två fastbränsleeldade kraftvärmeblocken framgår av perspektivskissen i bilaga 3 och av situationsplan i bilaga 4.

En planritning över anläggningen i bilaga 5 visar att det finns plats för utbyggnad i pannhus och turbinhall.

5.2 Tekniska data och förutsättningar för beräkningar

5.2.1 Kraftvärmepannor

Kraftvärmepannorna P1 och P2 konverterades till fastbränsleeldning 1984. Bränslena är skogsavfall i form av flis, kol i form av kolstybb och torv i form av krossad sk "ministykke-

torv" ($\emptyset$ 55 mm x 100 à 150 mm med fukthalt cirka 42 %). Som eldningsanordning valdes spreaderstokerrosten med mekaniska spreadrar för kolstybben och pneumatiska spreadrar för flisen och torven. Även en blandning av flis och kolstybb kan eldas, vilket faktiskt är det mest förekommande eldnings sättet.

Tekniska huvuddata för de konverterade pannorna framgår av bilaga 6.

Med enbart flis ger en panna 60 t/h ånga och med enbart kol 90 t/h. Ångproduktion vid kombinationseldning med kol och flis framgår av diagram i bilaga 7. Kurva 1 är enligt kontrakt och Götaverkens beräkning, men vid verklig drift med en mix av 40 % kol och 60 % flis ger varje panna cirka 80 t/h ånga (kurva 2). Förklaringen kan möjligen vara att man använder ett bättre kol och/eller att en större andel av bränslet än beräknat brinner i suspension. En ångproduktion på 90 t/h kan erhållas vid ungefär 50 % kol och 50 % flis. Fukthalten för flis är cirka 50 %. Detta faktum är av stor betydelse för en gasturbin som är inkopplad som luftfläkt till en spreaderstokereldad panna. Som det senare skall framgå, är det svårare att placera de varma avgaserna från gasturbinen som primärluft till rosten beroende på att denna inte tål högre lufttemperaturer än cirka 160 °C. Det är lättare att placera avgaserna som sekundärluft. Flisen kräver cirka 35 % sekundärluft, medan kolet kräver cirka 15 % sekundärluft (beroende på hur gasrika kolen är). Det är därför fördelaktigt för denna gasturbin-tillämpning att flisandelen är så stor som möjligt vid höga laster.

På bilaga 8 visas en sektionsritning av pannan samt en frontvy. Varje panna har en flisficka och två kolfickor. Rökgaserna passerar överhettare II och I, ekonomiser, cirkulationsekonominer, grovavskiljare, elektrofilter, fjärrvärmeekonomiser, rökgasfläkt och skorsten. Flödesschema för bränsle och luft framgår av bilaga 9.

Prognos för bränsleanvändningen under driftåret 1987/88 enligt bilaga 10 ligger till grund för värmebalansen för Ryaverket. Total värmeproduktion till fjärrvärmenätet från Ryaverket och hetvattencentraler inom det stora distributionsnätet är 610 GWh/år till fjärrvärmenätet. Fördelningen på olika bränslen

och månader på året framgår av tabellen på sidan 3. Motsvarande varaktighetsdiagram är uppritat på bilaga 11 med de olika energislagen inlagda.

Värmeunderlaget är nästan helt utbyggt och motsvarar totalt 670 GWh/år, varav 610 GWh/år produceras från Ryaverket och Bäckeskog och från fem andra enheter som ligger inom det stora distributionsnätet, se sid 3 i bilaga 10. Dessutom produceras 60 GWh/år, som avsätts direkt till industriella konsumenter lokaliserade i omedelbar anslutning till het- och ångproducerande centraler. 80 % av flerfamiljbostäderna är anslutna och 20 % av lokaler. Tillkommande abonnenter beräknas bara motsvara de energibesparingar som kan förväntas i framtiden.

I bilaga 12 har värmeproduktionen från P1 och P2 enligt prognosen för 1987/88 lagts in i ett stapeldiagram med sina månadsmedelvärden. De helldragna staplarna motsvarar fjärrvärmeproduktionen och de streckade staplarna ånggenerering för elproduktion. Hela stapeln motsvarar således månadsmedelvärdet av ånggenerering från P1 och P2 för både el- och fjärrvärmeproduktion.

Eldningssäsongen med fastbränsle börjar under september med en panna. Under oktober t o m april är båda pannorna normalt i drift och säsongen avslutas i maj med en panna, som då är den senast startade. Det innebär att vardera pannan är i drift 8 månader per år eller cirka 5 760 h/år. Tillgängligheten på pannorna är 95 % respektive 98 %.

Ett exempel på driftfall är en ångproduktion från P1 och P2 på 2x60 t/h, vilket är en last på cirka 70 % med mix kol/flis och motsvarar en värmeeffekt av 2x47 MW_v eller en månadsproduktion av cirka 68 GWh_v, varav cirka 17 GWh_v går till elproduktion och ger en eleffekt på i medeltal cirka 21,5 MW_e.

Maximal kontinuerlig last på P1 och P2 med mix av kol/flis är cirka 2x80 t/h. Det motsvarar en sammanlagd panneffekt av 126 MW_v och en ånggenerering av 91 GWh_v/mån räknat som månadsmedelvärde och inträffar under en kall vinterdag.

5.2.2 Ångturbiner

Både turbin G1 och G2 är tillverkade av STAL-LAVAL 1964 och är radialturbiner av Ljungströms dubbelrotationstyp. G1 var från början en kondensurbin men har senare byggts om till fjärrvärmeturbin. Turbinerna har följande tekniska huvuddata:

		G1	G2
Driftvarvtal	rpm	3 000	3 000
Ångtryck före pådrag	ata	57	57
Ångtemperatur före pådrag	°C	510	510
Ångflöde	t/h	99	122
Eleffekt	MW _e	20	25
Värmeeffekt	MW _v	54	77
cos ϕ		0,8	0,8
α -värde (utlagt)		0,37	0,33
α -värde (senast uppmätt) *)		0,34	0,32
Fjärrvärmetemperatur före kondensor	°C	60	60
Fjärrvärmetemperatur efter kondensor	°C	90	90

*) Använt värde vid beräkningar.

Ång-effektdiagram för G1 framgår av bilaga 13 och för G2 av bilaga 14.

Elutbytesfaktorn (α -värdet) är här definierad som förhållandet mellan generatoreffekt och erhållen fjärrvärmeeffekt från kondensorn, dvs som ett bruttovärde.

Enligt prognosen för 87/88 har elproduktionen beräknats till 100 GWh_e, se sidan 4 i bilaga 10. Denna beräkning förutsätter att hela värmeunderlaget från P1 och P2 utnyttjas för elproduktionen, dvs 386 GWh_v i tabellen på sidan 3 i bilaga 10.

Den totala verkningsgraden för turboaggregaten är 0,92, vilket är produkten av turbinens mekaniska verkningsgrad och generatorns verkningsgrad.

Ångturbinernas drifttid är normalt från oktober t o m april, dvs 7 månader eller cirka 5 000 h/år, se bilaga 10 sidan 4 och stapeldiagram i bilaga 12. Mera uppgifter om elproduktionen framgår av sidan 4 i bilaga 10. Av tabellen där framgår också medeleffekten per månad. I början och slutet av driftperioden räcker det med att en ångturbin är i drift.

Turbin G2 fick ett haveri på skovelsystemet vid årsskiftet 87/88. Det var ett av de axiella skovelringarna som förstördes med åtföljande skador på kondensorn. ABB STAL har föreslagit att ett helt nytt skovelsystem tillverkas. Kostnaden för ett nytt skovelsystem är 8 Mkr mot 6 Mkr för renovering av det gamla systemet, vilket bekostas av försäkringsbolaget. Med ett nytt skovelsystem är det möjligt att ändra dimensioneringsdata, men ännu är inget bestämt, varför vi för denna förstudie räknat med befintliga skovelsystem.

5.2.3 Bränslepriser

Följande bränslepriser var aktuella vid verk för Borås Energi-
verk under början av 1988:

Flis:	Pris (skattefritt)	kr/MWh	121,6
	Effektivt värmevärde (vid fukthalt 50 %)	kWh/m ³ s	740
	Fukthaltsvariationer under året (Flisleverantören skall garantera	%	54-45 max 55 % fukt)
Kol:	Pris exkl skatt (australiska)	kr/t	276,4
	Skatt	kr/t	315
	Pris inkl skatt	kr/t	591,4
	Effektivt värmevärde	MWh/t	7,22
	Pris inkl skatt	kr/MWh	82
Olja:	Typ		WRD
	Pris exkl skatt	kr/Vm ³	696
	Skatt	kr/Vm ³	778
	Pris inkl skatt	kr/Vm ³	1 474
	Effektivt värmevärde	GJ/Vm ³	37,2
	Pris inkl skatt	kr/MWh	142,6

För pannorna P1 och P2 är bränslesammansättningen som medelvärde under året en mix av cirka 40 % kol och 60 % flis räknat på bränslenas värmevärden. I kostnadskalkylen har därför krediteringen av värmeåtervinningen i ångpannorna värderats till motsvarande 106 kr/MWh.

5.2.4 Naturgas

För naturgas krävs ett minimalt tryck före gasturbinen på 25 bar(a) för Mars-turbinen och på 13 bar(a) för Centaur-turbinen. Tryck i stam- och grenledningar för naturgas är 80 bar(e). Tryck efter reducerstationer är normalt 40, 16 och 4 bar(e). Här skulle 40 eller eventuellt 30 bar(e) respektive 16 bar(e) kunna vara aktuella tryck efter reducerstation. En reducerstation kostar 2-3 Mkr men kan eventuellt bekostas av gasleverantören.

I stället för naturgas kan man också elda gasol i gasturbinen. Gasolen transporteras i flytande tillstånd i tankar på järnväg eller med bil under ett tryck av cirka 6 bar(e) och vid en temperatur av ungefär rumstemperatur. Den kan förvaras i tankar vid ett övertryck av cirka 2 bar. Gasolen måste sedan förångas och komprimeras till erforderligt tryck före förbränningen i gasturbinen.

6 ALTERNATIV FÖR ÖKAD ELPRODUKTION MED GASTURBINER OCH UTNYTTJANDE AV BEFINTLIGA PANNOR

6.1 Principer vid ett fastbränsleeldat kraftvärmeverk

Avgaserna från en industriell gasturbin i den storleksklass det här är fråga om (4-10 MW_e) håller en temperatur av 450-500 °C och har en syrehalt av cirka 15 %, vilket motsvarar en luftfaktor av cirka 3,7. Den höga syrehalten gör det möjligt att använda avgaserna som förbränningsluft i en panna. Det innebär för pannans del att man får en extra barlast i eldstad och rökgasdrag, som motsvarar förbränningsgaserna från gasturbinen och ett motsvarande större rökgasflöde.

När det gäller att använda en gasturbin för att öka elproduktionen och samtidigt utnyttja en befintlig fastbränsleeldad ångpanna såsom här är fallet för att ta tillvara på de varma avgaserna från gasturbiner, finns det i princip följande möjligheter:

- A Att använda avgaserna som förbränningsluft för fastbränsleeldningen, dvs att i princip koppla in gasturbinen som luftfläkt. Detta är det mest effektiva sättet att använda avgaserna på, eftersom man utnyttjar både syreinnehållet och det fysikaliskt bundna värmets i avgaserna i pannans befintliga eller eventuellt om så behövs utökade värmeytor.
- B Att kyla rökgaserna med en kokyta som kopplas in som en separat krets för själv-cirkulation till ångpannans ångdom. Härigenom ökar man ångpannans kapacitet utan att rökgassidan, vilken oftast är flaskhalsen i ångpannans kapacitet, behöver belastas hårdare. Om man såsom i detta fall har fjärrvärmeturbiner efter ångpannorna och ett konstant värmebehov, innebär detta i princip att fastbränslemängden kan minskas i motsvarande grad. Enbart en sådan här kylning av avgaserna utan att använda dem som förbränningsluft är inte lika effektivt som i fallet A.

- C Att kyla rökgaserna med condensat från turbinerna eller i en utbyggd s k fjärrvärmeeekonomiser efter pannan. Enbart en sådan kylning utan att använda avgaserna som förbränningsluft innebär också ett sämre utnyttjande än i fallet A. Dessutom kan det innebära en minskning av elproduktionen i befintliga fjärrvärmeturbiner på grund av minskad avtappningsånga till matarvattenförvärmning och på grund av högre temperatur på returvattnet till turbinkondensorn.

6.2 Principer vid en spreaderstokereldad panna

För en spreaderstokereldad panna är sekundärluftmängden ungefär följande:

- vid flis (fukthalt 50 %) cirka 35 %
- vid stybbkol (fukthalt cirka 10 %) cirka 15 %.

Sekundärluftmängden är beroende på styckestorleken hos bränslena, vilket är avgörande för hur stor andel som förbrinner i suspension och hur stor andel som hamnar på rosten. Andelen flyktiga beståndsdelar har också betydelse, speciellt för kol. För flis har också fukthalten en avgörande inverkan.

Den rörliga rosten tål inte alltför höga temperaturer på primärluften. För pannorna P1 och P2 vid Ryaverket i Borås har man konstaterat att primärluften inte får vara högre än cirka 150 °C.

Den rörliga rosten, som är av samma typ som en s k wanderrost fast med motsatt rörelseriktning, är självrensande från aska och slagg. Detta åstadkommes genom att roststavarna faller ned och hänger på undersidan av rosten. Kravet på ej alltför hög primärlufttemperatur har säkert flera orsaker - kylbehov för roststavarna med hänsyn till materialets livslängd, risk för sintring på rosten som kan försvåra rörligheten av roststavarerna och krav på spel för roststavarnas rörlighet.

Kravet på måttliga temperaturer för primärluften gör det komplicerat att använda avgaserna från gasturbinen som primärluft,

vilken är den större delen av erforderlig luftmängd, cirka 2/3 vid fliseldning på en spreaderstokerrost. Vi har dock försökt göra detta i ett fall, nämligen alternativ 1a, se bilaga 15, men vi måste då använda kondensat från fjärrvärmeturbinerna, som har en temperatur av 90-95 °C, för kylning av avgaserna före rosten.

För att förenkla anläggningen har vi undersökt ett fall, alternativ 1b, se bilaga 16, där vi bara kyler rökgaserna från gasturbinen med dels en kokyta från pannan och dels i en kylare med kondensat. Avgaserna kyles ned till 242 °C.

I ett tredje fall har vi valt en mindre gasturbin, där vi utnyttjar avgaserna huvudsakligen som sekundärluft, alternativ 1c, se bilaga 17.

Att elda flis med en spreaderstoker kräver att flisens fukthalt ej får vara alltför hög. I Borås, som är den första spreaderstokereldade pannan i Sverige, får fukthalten ej överstiga 53 % fukt för att förbränningen ej skall börja bli dålig. En möjlighet att använda de varma rökgaserna från en gasturbin vore för torkning av flisen. Denna möjlighet har studerats i alternativ 2.

Nedan följer en redogörelse för de undersökta alternativen och resultaten.

6.3 Alternativ 1a

Flödesschema framgår av bilaga 15.

I detta alternativ har vi så långt det är möjligt försökt att använda avgaserna till både primärluft och sekundärluft. Dimensionerande fall blir en last som motsvaras av enbart fliseldning med 51 t/h ånga och 9 t/h ånga från extra kokytor, dvs en total last på 60 t/h. Vid högre laster upp till cirka 80 t/h blandas kol in med flisen på vanligt sätt (se bilaga 7). En gasturbin med en nettoeffekt av 7 MW_e kan då anslutas till vardera P1 och P2.

Förutsättningarna för att uppnå ett effektivt utnyttjande av avgaserna efter gasturbinen som förbränningsluft i pannan är för detta fall ej särskilt gynnsamma, beroende på flera faktorer. Förbränningsgaserna efter gasturbinen innehåller luft och förbränningsprodukter i ett förhållande motsvarande cirka 72 % luft och 28 % rökgaser. Avgasernas temperatur är högre än förbränningsluftens vid normal drift utan gasturbin och detta tillsammans med den extra barlasten av förbränningsprodukter från gasturbinen innebär ett ökat rökgasflöde genom pannan. Maximal ångproduktion begränsas således av rökgasflödet genom pannan med hänsyn till gashastigheter och risk för onormal erosion på panntuberna. Rökgastemperaturen före grovavskiljare och elfilter har ökat till 255 °C. Dessutom innebär den ökade rökgasmängden genom elfiltret risk för ökad stoftemission. Genom att eldningen i pannan har minskat från 60 t/h till 51,1 t/h har dock den absoluta stoftmängden minskat, vilket i stort torde ge tillräcklig kompensation mot ökad erosion och stoftemission.

Rökgasflödet genom bakre draget, elfilter och fjärrvärmeekonomiser har ökat från 104 000 Nm³/h till 124 600 Nm³/h och genom rökgasfläkten till 132 600 Nm³/h. Det finns således ett flertal begränsningspunkter som bestämmer hur högt man kan nå i maximal ångproduktion vid kombinationsdrift med en gasturbin.

Vid fliselldning har preliminärt genomräknats ett fall med 51,5 t/h med flis + 9,2 t/h avgasvärme = 60,7 t/h, vilket ger ett troligt tak för maximal ångproduktion.

De viktigaste faktorerna som är bestämmande för maximal ångproduktion:-----

- Primärluft till spreaderstoker

Maximal lufttemperatur vid flis	130-140 °C
Maximal lufttemperatur vid kol	160-170 °C

Avgasflödet från kondensatförvärmaren tempereras med friskluft 30 °C.

- Sekundär- och tertiärluft

Avgaser från gasturbin är 307 °C och högre än motsvarande lufttemperatur utan gasturbindrift. Barlast av förbränningsprodukter medföljer. Det ökade volymflödet medför att ett extra sekundärluftsystem måste inläggas.

- Kokytor direkt efter gasturbinen och ovanför befintlig ekonomiser genererar ånga direkt till pannans ångsystem och begränsar värmeeffekt till överhettaren respektive minskar även kokning i ekonomisern.

- Kondensatförvärmaren

Cirka 44 % av avgasflödet kyles från 307 °C ned till cirka 150 °C och uppvärmer kondensatet från 94 till 133 °C, innan det vidare uppvärms till 150 °C i matarvattentanken. Härför använd 4 bar ånga från sopförbränningspannorna, dvs ej ifrån avtappning på turbinerna.

- Avtappning av avgas efter kondensatförvärmaren till inlopp rökgasfläkt för att avlasta pannans rökgassida.

- Avtappning av avgas till bakre draget för att avlasta överhettarens värmeupptagning. En mindre minskning av överhettarytan kan eventuellt bli aktuell.

- Nödvändig användning av friskluft 30 °C erfordras för bärluft, transportluft och kylluft samt för tempivering av primärluft till rosten. Detta begränsar möjligheten att utnyttja gasturbinens avgaser som förbränningsluft.

- Avgasernas fysikaliska värme utnyttjas till ångproduktion och ger vid 51,1 t ånga/h med fliseldning ett tillskott av 9,2 t ånga/h, tillsammans 60,7 t ånga/h.

- Pannans ordinarie luftförvärmare är nu avställd och rök Gastemperaturen efter ekonomiser blir cirka 255 °C. Detta medför en ökad fjärrvärmeproduktion.
- Fjärrvärmeeconomisern bygges ut för en större effekt och vattenmängden måste ökas från 85 t/h till 191 t/h vid fliseldning.

De viktigaste kompletteringarna:

Följande kompletteringar är i huvudsak nödvändiga:

- Gasturbin med efterföljande avgasvärmeytor, kokyta och kondensatförvärmare.
- Erforderligt avgaskanalsystem enligt schema K-2010, bilaga 15. Tätande spjäll.
- Kompletterande sekundär-tertiärluftsystem.
- Komplettering av fjärrvärmeeconomiser och omkoppling. Större cirkulationspumpar.
- Elkraftinstallation för gasturbiner.
- Ny rökgasfläkt med motor.
- Ny kokyta ovanför ekonomisern i bakre draget.
- Inkoppling av de båda kokyterna till ångdomen med fall- och emulsionsrör.
- Styr- och reglersystem för drift med gasturbinen före pannan.

Resultat av beräknat driftfall:

Nedanstående tabell visar preliminärt fördelningen av el- och värmeproduktion. Jämförelse görs med befintlig anläggning.

Ångmängd	t/h	2x60=120	2x(51,5+9,2)=121,4
Tillfört bränsle	MW	108,6	98,1+47,5 = 145,6
Bränsle		Flis	Flis + naturgas

Elproduktion:

Ångturbiner	MW _e	21,5	21,7
Gasturbiner	MW _e	0	14,0
Summa	MW _e	21,5	35,7

Värmeproduktion:

Kondensorer	MW _v	64,0	64,7
Fjärrvärmeeconomiser	MW _v	4,3	11,4
Summa	MW _v	68,3	76,1
Kondensförvärmare	MW _v		5,0
Fjärrvärmeproduktion	MW _v	68,4	81,1
Fjärrvärmeprod	GWh _v /mån	50	58
α -värde $\frac{MW_e}{MW_v}$		0,31	0,44 ¹⁾
Total verkningsgrad	%	ca 83	ca 80

1) Inklusive kondensatuppvärmning.

Kommentarer:

- Vid 100 % last på gasturbinerna ökas elproduktionen med 14 MW_e från ett värde på 21,5 MW_e vid en fjärrvärme

produktion av 68 MW, eller motsvarande cirka 50 GWh per månad. Av stapeldiagrammet i bilaga 12 framgår att gasturbinen kan gå fullastad under december, januari, februari och mars, men måste gå på dellast under oktober, november och april.

- I beräkningsfallet ökar α -värdet från 0,31 till 0,44, medan totalverkningsgraden minskar från cirka 83 till cirka 80 %.
- Nya gaskanaler från gasturbinen är utrymmeskrävande och det erfordras en noggrann undersökning hur dragningen och anslutningen till befintligt luftsystem skall ske. Det är mycket trångt omkring och mellan pannorna och disponibla utrymmen för framdragnings- och avgaskanaler för anslutning till pannornas luftsystem är små.
- Systemet blir mycket komplicerat och drifttekniskt kan det bli ganska svårmanövrerat.

6.4 Alternativ 1b

Flödesschema framgår av bilaga 16.

I detta alternativ studeras ett förenklat utförande, där avgaserna från gasturbinen ej användes som förbränningsluft i pannan. En del av gasernas värmeinhåll överföres via en kokyta till ångpannans ångdom och ytterligare en del överföres till kondensatet, vars temperatur höjes innan det överföres till matarvattentanken och denna effekt kan överföras till fjärrvärmesidan via 4 bar-ångnätet.

Vi har räknat med en gasturbin på 9 MW_e som går med 100 % last. Ångpannan går oberoende av gasturbinen upp till full last (cirka 85 t/h). Vi har räknat på ett driftfall med 100 % fliseldning motsvarande 60 t/h och 100 % gasturbineffekt. Genom den i kokytan överförda effekten ökas ångmängden i ångpannor med 8,5 t ånga/h vid 100 % last på gasturbinen. Rökgasflödet i pannan

är oförändrat och vid 60 t/h med flis 104 000 Nm³/h. Ångmängden ökar med 14 % och blir 60+8,5 = 68,5 t/h.

Genom att gasturbinen och pannan ej är sammankopplade via luftsystemet förenklas anläggningen i mycket hög grad. Sammankopplingen sker endast via kokytan som är kopplad till ångdomen. Denna värmeeffekt kan uppmätas som en temperaturskillnad i avgasflödet efter gasturbinen och en lastfaktor för gasturbinen.

Genom att ångproduktionen i panna ökar vid oförändrad rökgasmängd kommer ångtemperaturhöjningen i överhettaren att minska och kontrollpunkten kommer att ligga vid en högre last, dvs man kan ej bibehålla full ångtemperatur i samma utsträckning vid fallande last i pannan. Vidare kommer avgastemperaturen efter cirkulationsekonomisern att bli något lägre på grund av ökat matarvattenflöde. Detta innebär således en något förbättrad pannverkningsgrad.

Pannans indirekta luftförvärmare kan nu återanvändas, vilket innebär återgång till en rökgastemperatur som är något under den som normalt råder.

Resultat av beräknat driftfall:

Ångmängd	t/h	2x60=120	2x(60+8,8) = 137,6
Tillfört bränsle	MW	108,6	108,6+60,0 = 168,6
Bränsle		Flis	Flis + naturgas

Elproduktion:

Ångturbiner	MW _e	21,5	25,5
Gasturbiner	MW _e	0	18,0
Summa	MW _e	21,5	43,5

Värmeproduktion:

Kondensorer	MW _V	64,0	77,2
Fjärrvärmeekonomiser	MW _V	4,3	4,3
Summa	MW _V	68,3	81,5
Kondensatförvärmare	MW _V		5,3
Fjärrvärmeproduktion	MW _V	68,3	86,8
Fjärrvärmeprod	GWh _V /mån	50	62
α -värde $\frac{MW_e}{MW_V}$		0,31	0,50 ¹⁾
Totalverkningsgrad	%	ca 83	ca 77

1) Inklusive kondensatuppvärmning.

Kommentar och jämförelser med alternativ 1a:

- Vid 100 % last på gasturbinerna ökas elproduktionen med 18 MW_e från ett värde på 21,5 MW_e vid en fjärrvärmeproduktion av 68 MW_V eller motsvarande cirka 50 GWh_V per månad.
- Gasturbinerna kan gå på fullast under tiden oktober-mars oberoende av pannlasterna och fjärrvärmebehovet.
- I beräkningsfallet ökar α -värdet från 0,31 till 0,50, medan totalverkningsgraden minskar från cirka 83 till cirka 77 %. Jämfört med alternativ 1a blir totalverkningsgraden lägre genom att avgaserna från pannan och gasturbin toalt ökar liksom avgasförlusterna.
- I beräkningsfallet är pannans rökgassida ej längre begränsande och ångmängden vid fliseldning ökar till 60+8,5 = 68,5 t/h.

- Detta alternativ är avsevärt mycket enklare ur driftsynpunkt genom att sammankopplingen på luftsidan ej finns.
- Kostnaderna är avsevärt lägre än för alternativ 1a, då flera ombyggnadsåtgärder i pannan ej längre är nödvändiga.
- Behovet av platsutrymme är mindre än för alternativ 1a.
- Driftautomatiken blir enklare, mindre kompletteringar erfordras.

6.5 Alternativ 1c

Flödesschemat framgår av bilaga 17.

I detta alternativ används gasturbinens avgaser endast som sekundärluft (och tertiärluft) till pannorna. Gasturbinen blir av storleken 4 MW_e för vardera P1 och P2.

En kokyta installeras efter gasturbinerna, som kyler avgaserna från 516 °C till 307 °C. Ett visst överskott av avgaserna förs i en kanal till bakre rökgasdraget, där en extra kokyta installeras ovanför befintlig ekonomiser.

Vi har räknat på ett driftfall med en ångproduktion för pannan på 60 t/h och 100 % last på gasturbinen, dvs 4,0 MW_e netto. Tillsammans ger de båda kokytorna 7 t/h ånga. Med samma motive-ringar som i alternativ 1a törs inte panntillverkaren höja lasten med flis till mer än 53 t/h. Större rökgasfläkt krävs även här.

Pannans indirekta luftförvärmare kan nu åter användas.

Resultat av beräknat driftfall:

Nedanstående tabell visar fördelningen mellan el- och värme-
produktion. Jämförelse görs med befintlig anläggning.

Ångmängd	t/h	2x60 = 120	2x(53+7,3) = 120,6
Tillfört bränsle	MW	108,6	95,9+28,3 = 124,2
Bränsle	MW _e	Flis	Flis + naturgas

Elproduktion:

Ångturbiner	MW _e	21,5	21,6
Gasturbiner	MW _e	0	8,0
Summa	MW _e	21,5	29,6

Värmeproduktion:

Kondensorer	MW _v	64	64
Fjärrvärmeeconomiser	MW _v	4,3	7,6
Fjärrvärmeproduktion	MW _v	68,3	71,6
Fjärrvärmeprod	GWh _v /mån	50	52
α -värde $\frac{MW_e}{MW_v}$		0,31	0,41 ¹⁾
Totalverkningsgrad	%	ca 83	ca 80

1) Inklusive kondensatuppvärmning

Kommentarer och jämförelse med alternativ 1a:

- Vid 100 % last på gasturbinen ökas elproduktionen med 8 MW_e netto från ett värde på 21,5 MW_e vid en fjärrvärme-
produktion av 68 MW_v eller motsvarande cirka 50
GWh_v per månad.

- Gasturbinerna kan gå på fullast under tiden oktober-april oberoende av pannlasterna och fjärrvärmebehovet. Under oktober och april får en relativt större del av avgaserna gå till bakre rökgasdraget.
- I beräkningsfallet ökar α -värdet från 0,31 till 0,41, medan totalverkningsgraden minskar från cirka 83 till cirka 80 %. Det blir ungefär samma totalverkningsgrad som i alternativ 1a beroende på att rökgaserna kan kylas ned till samma temperatur efter fjärrvärmeekonomisern, 137 °C.
- Fjärrvärmeekonomisern behöver utökas en del men inte lika mycket som i alternativ 1a.
- Pannan belastas inte med lika stor barlast i rökgasflödet på grund av gasturbinens förbränningsgaser som i alternativ 1a. Totala rökgasflödet ökar till 107 000 m³(n)/h jämfört med 132 600 m³(n)/h för alternativ 1a.
- Detta alternativ är inte så komplicerat som alternativ 1a och enklare ur driftsynpunkt, eftersom gasturbinen kan gå på fullast hela drifttiden och det är bara sekundärlufttillflödet som behöver påverkas av pannans last.
- Kostnaderna för ombyggnad av pannan blir avsevärt lägre än för alternativ 1a.
- Det blir avsevärt färre kanaler som behöver dras fram till pannan och det blir inte lika besvärligt, men fortfarande gäller att det är trångt kring pannorna.

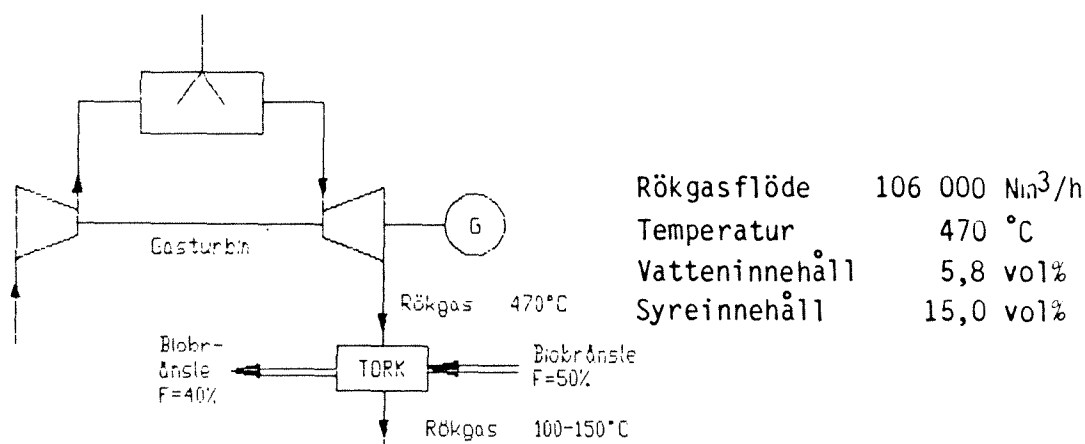
6.6 Alternativ med bränsletork (Alternativ 2)

6.6.1 Inledning - studerade alternativ

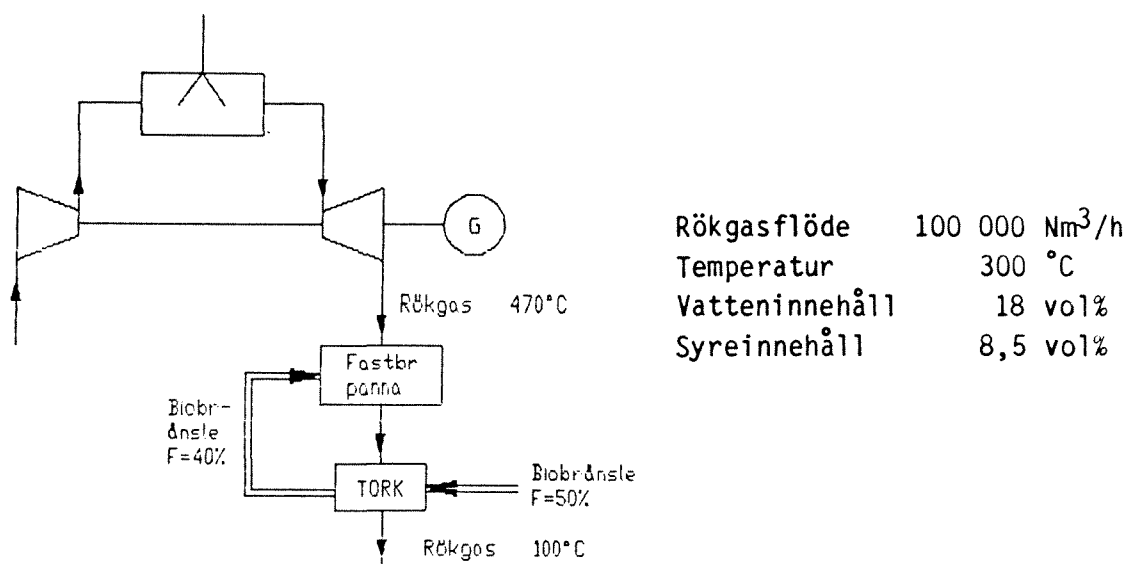
Möjligheterna att installera en gasturbin i värmeverket avgörs som tidigare konstaterats helt av vilka möjligheter som finns att nyttiggöra värmen i rökgaserna efter gasturbinen. I detta sammanhang har det undersökts om en biobränsletork skulle kunna anslutas på något sätt i anläggningen. Motivet för biobränsletorkning är, förutom att i just detta fall få avsättning för avgasvärmen, generellt sett att:

- 1 Biobränslets torrhalt höjs och därmed effektiva värmevärdet
- 2 Pannans verkningsgrad höjs på grund av lägre rökgasförluster.
- 3 Variationer i inkommande bränslets fukthalt kan utjämnas, vilket minskar risken för driftstörningar.

Två tänkbara alternativ för Borås värmeverk har undersökts enligt nedanstående figurer:



Figur 1: Alt 1 Förkastat alternativ - Biobränsletork direkt efter gasturbin.



Figur 2: Alt 2 Biobränsletork efter panna på konventionellt sätt.

Alternativ 1 att använda rökgaser direkt i en bränsletork måste avrådas ifrån. Skälet är att syrehalten i avgaserna är alldeles för hög som en följd av att gasturbinen måste köras med stort luftöverskott. Syrehalten i kombination med temperaturer upp emot 500 °C gör brandrisken mycket stor i en efterföljande tork.

Generellt sett bör inte biobränsletorkar som arbetar med direkt metod drivas med hetgaser med en O₂-halt över 10 vol-%. Det kan nämnas att brandrisk föreligger även i konventionella biobränsletorkar och systemen bör utrustas med automatisk varnings- och släckningssystem, typ Fire Fly. Dessutom kan temperaturer över 400 °C i sig medföra att andra material "svartplåt" måste väljas i torkdelen, då man överskrider skalningstemperaturen. Anläggningen blir då betydligt dyrare än vad som är motiverat för att åstadkomma torrhaltshöjningen.

6.6.2 Förutsättningar för biobränsletorkning

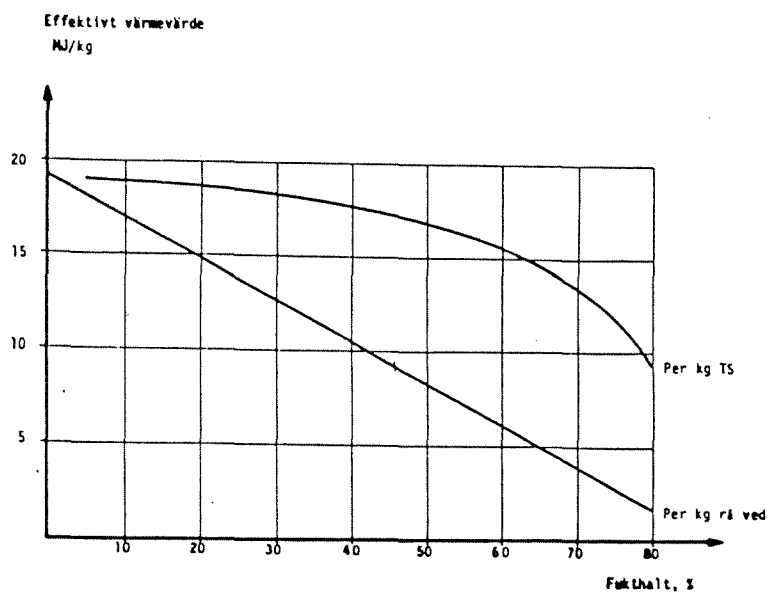
Vid bedömning av alternativet med barktorkning utgår alla beräkningar från de belastningsfall som finns återgivna som

driftsfall i Götaverkens kontrakt med Borås värmeverk - vilka avser pannor som körs med 100 % flis enligt nedan (data gäller en panna).

Inmatad mängd rå flis	25,3 ton/h
Fukthalt genomsnitt	50 %
Inmatad mängd torrs substans	12,65 ton TS/H
motsvarar ca	85 m ³ /h
Levererad mängd ånga	60 ton/h
motsvarar effekten	46,8 MW

Enligt uppgift från Borås värmeverk innehåller det inköpta biobränslet endast 50 % fukt, vilket är ovanligt lågt. Normala värden ligger för naturligt biobränsle från sågverk etc på 55-60 % fukthalt.

Att förutsättningarna för biobränsletorkning är betydligt sämre vid en utgångsfukthalt på 50 % jämfört med 60 % framgår tydligt av nedanstående figur.



Figur: Effektivt värmevärde för skogsbränsle

Räknat per kg TS är det effektiva värmevärdet knappt 10 % högre vid 50 % fukthalt jämfört med 60 %, men bara drygt 5 % högre vid fukthalten 40 % jämfört med 50 %.

De verkligt stora vinsterna med en bibränsletork görs vid fukthalter 60 % och där över samt som nämnts i de fall då bränslet har mycket varierande fukthalt.

När det gäller övriga förutsättningar för torkalternativet ger de tidigare presenterade alternativen av ombyggnader av pannan för anslutning av gasturbin vid handen att utgående rökgas-temperatur som är tillgänglig för en bränsletork kan variera mellan 250 och tidigare angivna 300 °C (t ex 255 °C vid t_g i alternativ 1).

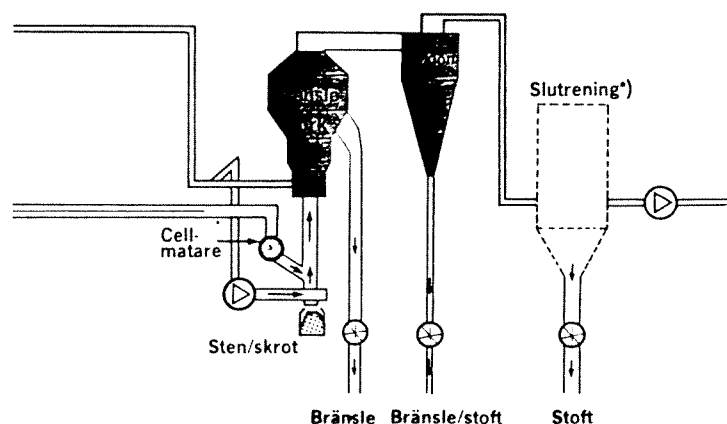
En investering i en bränsletork kan antingen jämföras med intäkterna vid ökad värmeproduktion i pannan eller också möjligheterna att sänka bränslekostnaderna för bibränsle genom att gå ut och handla upp fuktigare bränsle till ett lägre pris per m^3 s för att torka själv. Det sistnämnda verkar idag vara mycket osäkert och krediteras ej biibränsletorkningsalternativet i denna studie. Problemet med varierande fukthalt kan också tänkas lösas genom att biibränslelagret utrustas med möjligheter till effektiv blandning (se förslag separat studie).

Ett problem i Borås är att värmeunderlaget efter befintliga turbiner är utbyggt och det är svårt att på marginalen beräkna en intäkt av ökad ångproduktion. Vi har i denna studie i stället valt att räkna ut en bränslebesparing. Det är i och för sig tänkbart att öka värmeunderlaget efter turbinerna för att samtidigt generera mera el i dessa genom att lägga en indirekt tork efter turbinerna. Detta alternativ är enligt förutsättningarna ej behandlat i denna studie.

6.6.3 Dimensionering av en bränsletork

Enligt tidigare beräkningar läggs bränsletorken ut för 12,65 ton TS/h per panna. Vi har i denna förstudie valt att göra

beräkningar för en skaskadrtork (t ex Bahco) som principiellt arbetar enligt nedanstående figur.



Figur: Uppbyggnad av en kaskadrtork.

Principen bygger på ett torkrum (här angivet som "Bränsle-tork") där det fuktiga bränslet blandas och virvlar med i den heta rökgasströmmen och där de grövre fraktionerna avskiljs i ett första steg och de finare i en efterföljande cyklon. Vi har här antagit att man inte kan använda befintlig grovavskiljare i anläggningen för detta ändamål.

Beroende på vilket anläggningsutförande som väljs när en gasturbin ansluts till befintlig anläggning så blir tillgänglig rök Gastemperatur till tork något olika. Väljer man torkutförandet KTB-10 med en kapacitet på 10-15 ton TS/h så klarar denna att sänka fukthalten i bränslet från 50 % till 40 % vid temperaturer på inkommande rök gas på såväl 300 som 250 °C. Nedan anges kapaciteten vid inkommande temperatur på 250 resp 300 °C och flödet 12,65 ton TS/h. Nödvändigt gasflöde anges av leverantör till 100 000 nm³/h.

Ing temp 300 °C

	sänkning av fukthalten från 65 % till 48 %	
alt "-	60 % "	40 %
alt "-	50 % "	40 % *)

Ing temp 250 °C

	sänkning av fukthalten från 65 % till 54 %	
alt "-	60 % "	45 %
alt "-	50 % "	40 % *)

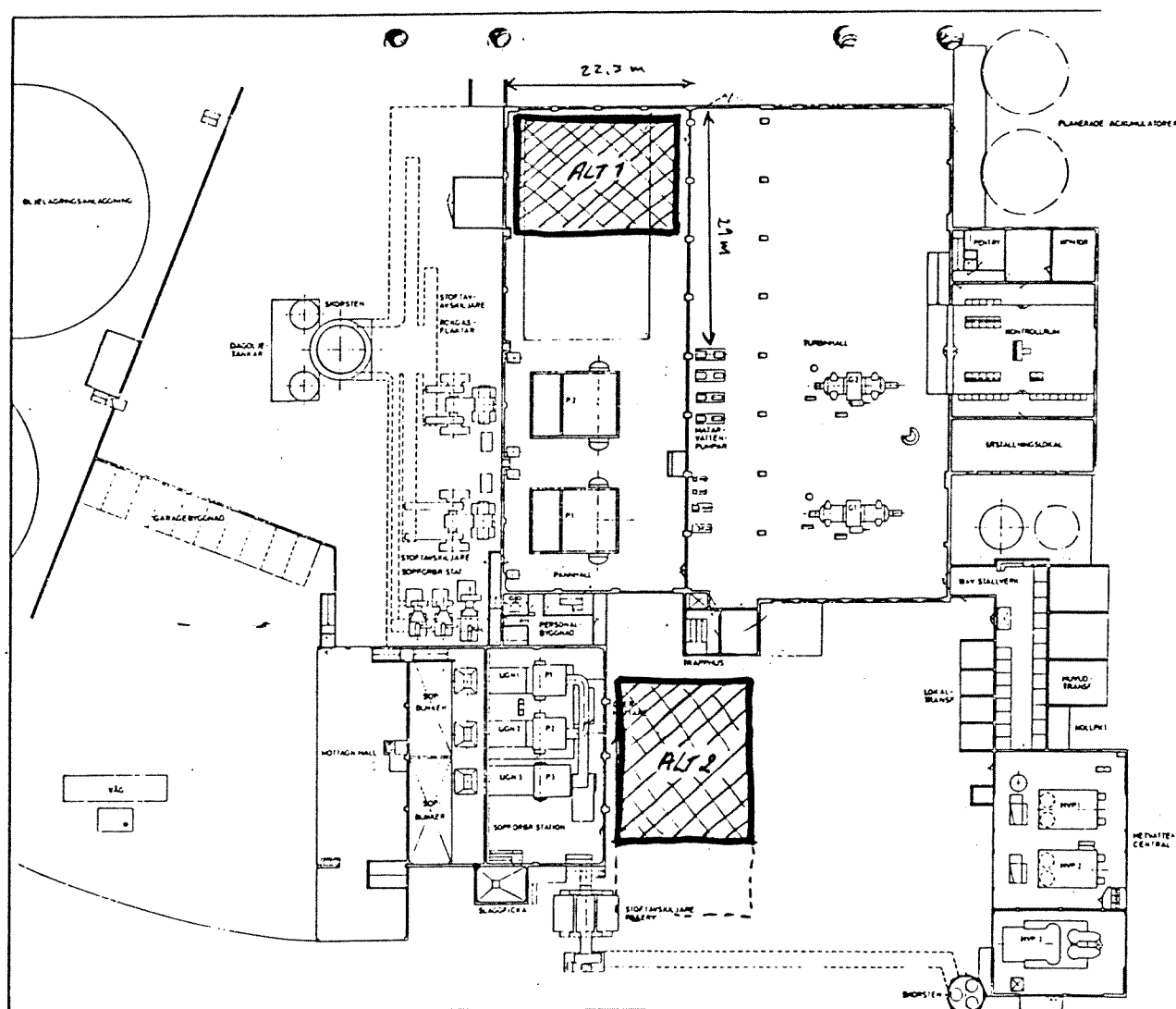
*) Det är i båda fallen möjligt att sänka fukthalten ytterligare men bedöms ej som motiverat då det ger så liten ytterligare höjning av värmeverdet.

Det går ej minska storleken på torken då det är den genomströmmande volymen biobränsle som bestämmer detta (12,65 ton TS/h). Ett alternativ är att installera en mindre tork och sedan ha någon form av blandning, detta alternativ har ej studerats (se vidare separat projektförslag).

6.6.4 Utförande - kostnader

Enligt nedanstående planskiss över anläggningen kan det vara svårt att placera en bränsletork nära pannan. I utrymmet som är förberett för extra pannor har gasturbinerna placerats, vilka behöver halva utrymmet. I den norra delen är det möjligt att placera in en bränsletork, som behöver utrymmet $H \times B \times D = 27 \times 15 \times 20$ m. Bränsletorkens utrymmesbehov finns inritat som alternativ 1 i figuren. En möjlighet (alternativ 2) är att förlägga torken på stativ ovanför askhanteringsutrustningen på gården söder om pannbyggnaden. Där skulle det möjligen också gå att förlägga två torkar (en till vardera pannan) på en beräknad yta som är 50 % större än för en tork (streckat).

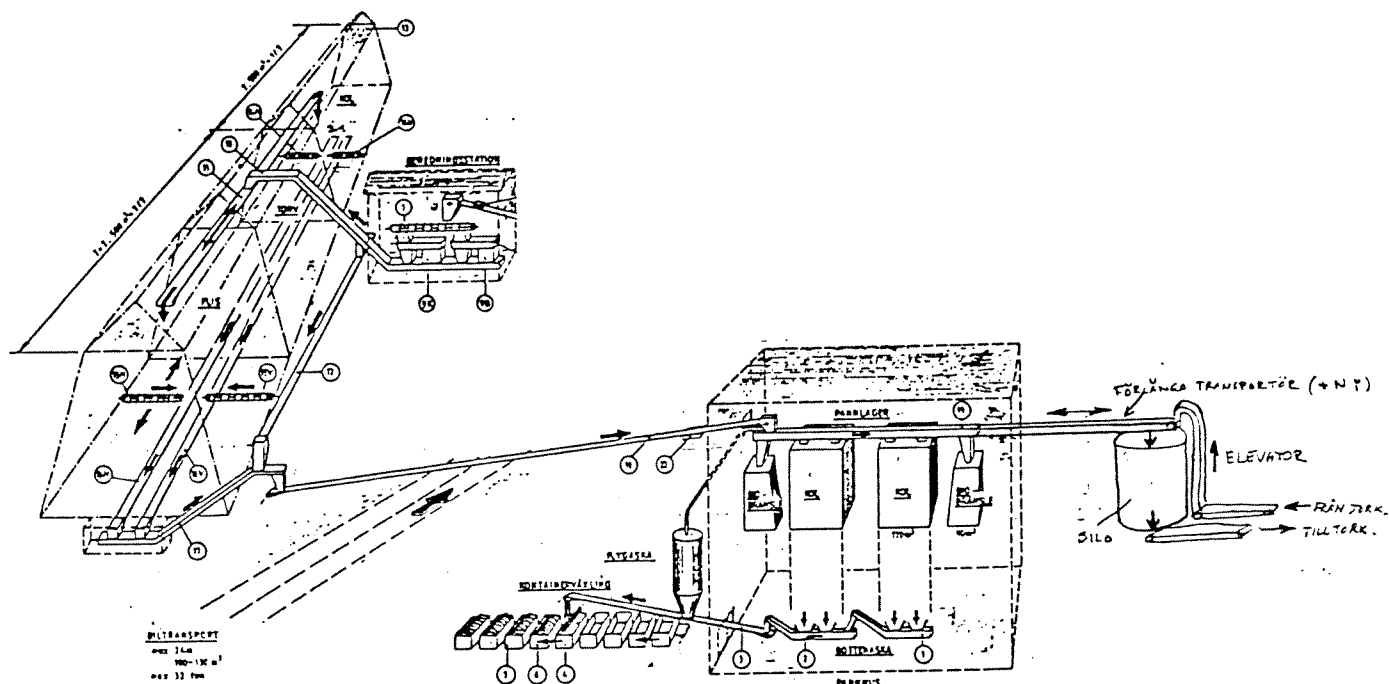
I båda fallen blir transporter av såväl rökgas som bränsle relativt långa.



Figur: Alternativa placeringar av bibränsletork.

Befintlig transportör från bränsleladan upp till pannhuset utnyttjas som tidigare, men den horisontella skraptransportören för fördelning av bränslet till respektive ficka förlängs så att det råa bibränslet kan transporteras vidare förbi de ordinarie bibränslefickorna och till en ny bränslesilo på 300 m^3 i anslutning till bränsletorken, varifrån denna kan matas kontinuerligt. Efter torkning kan bränslet via en eleva-

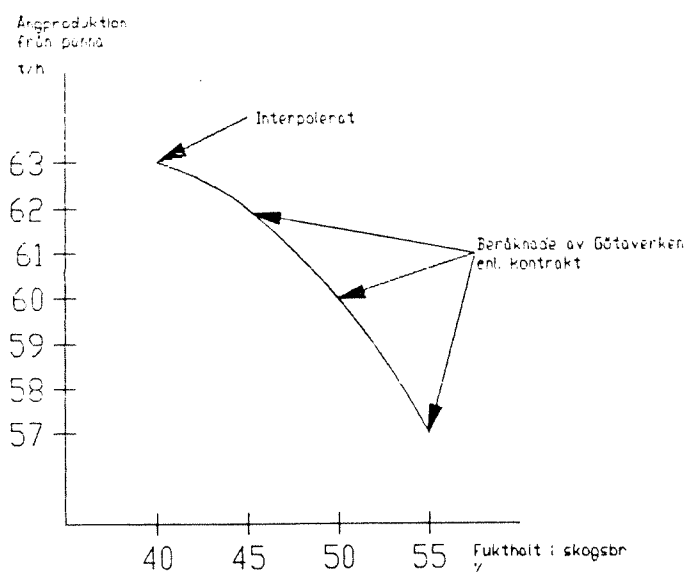
tor lyftas upp till den horisontella skraptransportören igen och i en ny parallell transportör matas till befintliga matningsfickor samt reglering till panna kan användas utan ombyggnader.



Figur: Matning av biobränsle, schematisk skiss.

6.6.5 Ekonomi

Enligt beräkningar av Götaverken är det möjligt att producera följande ångmängder i en panna vid olika fukthalt i skogsbränslet.



Figur: Ångproduktion i panna vid olika fukthalt.

Det är möjligt att producera 5 % mera värme vid 40 % fukthalt jämfört med 50 % vid samma mängd torrsbstans in till pannan. Alternativt kan 5 % bränsle sparas vid konstant ångproduktion.

Nedan presenteras en uppskattning av investeringskostnaderna för biobränsletorkning utgående från preliminär budgetoffert från leverantör när det gäller torken.

1	Biobränsletork	
	Bahco KTB-10, komplett monterad inne	
	- Fläkt	
	- Torkdel	
	- Grovavskiljare	
	- In- och utmatning cellmatare alternativt pluggskruv	
	- Styr- och reglerutrustning	12,5 Mkr
	(Exklusive grovavskiljare	10 Mkr)
2	Tillbyggnad bränslehantering	
	- Bränslesilo	
	- Horisontell transportör	
	- Rökgasledningar, extra fläkt	
	- Elevator	2,5 Mkr
	Summa	15 Mkr

Enligt tidigare beräkningar kan en utnyttjningstid på 4 000 h förutses. Vid ett energipris på biobränslet innebär detta en inbesparad energikostnad över ett år på totalt

$$48 \text{ MW} \times 4\,000 \text{ h} \times 120 \text{ kr/MWh} \times 5 \% = 1,15 \text{ Mkr.}$$

Investeringen beräknas med kalkylräntan 3,5 % och två olika kalkyltider 20 respektive 10 år, vilket ger annuiteten 0,07 respektive 0,12.

Kapitalkostnad	$0,07 \times 15 = 1,05$ Mkr
alternativt	$0,12 \times 15 \times 1,80$ Mkr.

Resultat:

De minskade bränslekostnaderna överskrider nätt och jämt kapitalkostnaden vid 20 års avskrivningstid och vid 10 års avskrivningstid kan investeringen ej motiveras.

Anmärkning:

En känslighetsanalys kan utföras med antagande om att biobränsle med 55 % fukthalt kan inköpas, där priset per kg TS bör ligga cirka 5 % lägre än 50 % fukthalt. Torken klarar fortfarande att torka ned till 40 % fukthalt och inbesparade energikostnader blir då 2,30 Mkr per år och båda kalkylerna ger positivt resultat.

Ett faktum som är viktigt att ha med i bilden är att en tork medför att förutsättningarna för att installera en ny fjärrvärmeeconomiser (den gamla är sönderkorroderad) blir betydligt sämre. Värmeunderlaget för avsättning av värme till fjärrvärmenätet direkt efter turbinerna blir då större och det är tänkbart att öka effekten i pannorna genom det torkade bränslet och på så sätt göra mera el.

6.7 Alternativ 3 (Referensalternativ)

Enligt direktiven skulle jämförelse göras med ett referensalternativ bestående av en naturgaseldad gasturbin av samma storlek som i alternativ 1 med utnyttjande av avgaserna i en ny avgaspanna med möjlighet till tillsatseldning med naturgas för ökning av elproduktionen i befintliga ångturbiner.

Ett sådant alternativ har studerats. För att erhålla överhettad ånga måste tillsatseldning med naturgas tillgripas. Detta innebär en avsevärd försämring av totalverkningsgraden samtidigt som kraftvärmepannorna P1 och/eller P2 då blir ställda åt sidan som reservpannor och inte utnyttjas. Detta ger ett klart sämre resultat.

ABB STAL bekräftar också att man i liknande utredningar som alternativ 1a-1c haft med alternativet med ny ångpanna och funnit dålig lönsamhet. För att höja totalverkningsgraden har man infört två ångdomar i pannan och intappningar på ångturbinen, men detta medför i sin tur ökade anläggningskostnader.

7 INVESTERINGSKOSTNAD

Nedanstående investeringskalkyl omfattar gasturbininstallationer för båda ångpannorna P1 och P2.

Alternativ		1a	1b	1c
Gasturbineffekt, netto vid $\pm 0^\circ\text{C}$ MW_e		2x7	2x9	2x4
<u>Investeringskostnad</u>				
Gasturbiner, 2 st kompletta	MSEK	40	46	25
Byggnadskostnader	MSEK	0,5	0,5	0,5
Kanaler f luft och avgaser ut gm huset	MSEK	1,5	1,5	1,0
Elinstallationer, starkström 10,5 kV	MSEK	2	2	2
Flyttning av instrumentering från gasturbin till kontrollrum	MSEK	1,5	1	1
Provdrift och leveransprov	MSEK	0,5	0,5	0,5
Kompletteringar på ångpannorna P1 och P2	MSEK	28	11,5	19
Ändringar av kondensatsystem	MSEK	1	1	-
Oförutsett	MSEK	1	1	1
Räntor under byggnadstid (4 %, byggtid 1,5 år)	MSEK	2,5	2	1,5
Projektering och kontroll	MSEK	3,5	2	2,5
Summa investering	MSEK	82	69	54
Specifik anläggningskostnad (på eleffekt)	MSEK/ MW_e	5,9	3,8	6,8

Kommentarer till investeringskalkylen:

- För gasturbinerna är det budgetpriser från ABB STAL för komplett, driftklar gasturbin i s k "Pack"-utförande, dvs med all erforderlig utrustning monterad på en ram.

För alternativ 1b är gasturbinen av typ Mars och för alternativ 1c av typ Centaur H. (För 7 MW_e har ABB STAL ingen storlek, utan priset är interpolerat.)
- Byggnadskostnader för gasturbiner inskränker sig till fundament och håltagningar i befintligt pannrum, där gasturbinerna placeras intill pannorna P1 och P2, se bilaga 5.
- Elinstallationer för starkström 10,5 kV omfattar ett nytt dubbelställverk för gasturbinerna med brytare och kablage från turbiner till ställverk på motsatta sidan huset. Anslutningen av tillkommande generatorer till nätet måste kontrolleras bl a med avseende på kortslutningseffekter.
- I gasturbinen ingående mät-, styr- och reglerutrustning bestående av instrumentskåp och PC-dator med bildskärm flyttas till kontrollrum för fjärrmanövrering. Ingående lågspänningsställverk flyttas till lämplig plats.
- Kompletteringar på ångpannor är budgetpriser från Götaverken Energy Systems i Järfälla och omfattar i tillämpade delar enligt flödesschemat kokyta efter gasturbin, kokyta i bakre rökgasdrag, kondensatförvärmare, avgas- och luftkanaler med motormanövrerade spjäll, komplettering av fjärrvärmeeconomiser, ny större rökgasfläkt, mät-, styr- och reglerutrustning för samkörning av gasturbin med ångpanna, eventuell justering av överhettare och insprutningssystem samt provdrift, utbildning, dokumentering och kontroll. Montage av all utrustning ingår.
- Eftersom de stora posterna är budgetpriser, avser oförutsett endast utanför dessa liggande delar.

8 PRODUKTIONSKOSTNAD FÖR EL

Nedanstående kalkyl för produktionskostnaden för el i alternativen 1a, 1b och 1c hänför sig till båda pannorna P1 och P2, dvs med två gasturbiner.

Borås Energiverk räknar för en investering som denna med en realränta av 3,5 % och en avskrivningstid på 20 år. Det motsvarar en annuitet av 7 %. För en jämförelse har vi också kalkylerat med 3,5 % och avskrivningstiden 10 år, vilket ger en annuitet av 12 %.

Alternativ		1a	1b	1c
<u>Gasturbin</u>				
Elproduktion, netto	MW _e	2x7,0=14,0	2x9,0=18	2x4,0=8,0
Drifttid (7 mån)	h/år	5 050	5 050	5 050
Utnyttjningstid	h/år	4 300	5 000	5 000
Bränsleförbrukning vid 100 % last	MW	2x23,73	2x30,00	2x14,15
Elverkningsgrad vid 100 % last	%	29,5	30,0	28,3
Bränsleförbrukning	MWh/år	218 760	300 000	141 500

Alternativ		1a	1b	1c
<u>Ökad värmeproduktion</u>				
Ökad ångproduktion	t/h	2x9,2=18,4	2x8,8=17,6	2x7,3=14,6
Dito	MW	14,5	13,9	11,5
Kondensatuppvärmning	MW	5,0	5,3	0
Ökning i fjärrvärme-ekonomiser	MW	7,0	0	3,3
Summa ökad värmeproduktion	MW	26,5	19,2	14,8
Dito minskad bränsleförbrukning i P1 och P2	MW	30,5	22,0	17,0
Minskad bränsleförbrukning i P1 och P2	MWh/år	131 200	110 400	85 000
<u>Ökad elproduktion</u>				
Elproduktion i gasturbiner, netto	MW _e	14,0	18,0	8,0
Minskning av elprod i ångturbiner pga ökad värmeprod i fjärrvärmeeko	MW _e	2,3	0	1,1
Minskning av elprod i ångturbiner pga kondensatförvärmning	MW _e	0,5	0,6	0
Resultterande ökning av elprod	MW _e	11,2	17,4	6,9
Ökad elproduktion	MWh _e /år	48 200	87 000	34 500
<u>Investerings total</u>	MSEK	82	69	54

Alternativ	Utan gas-turbiner	1a	1b	1c
<u>Prestanda vid ca 2x60 t/h-last</u>				
Totalverkningsgrad ca %	83	80	77	80
Q-värde	0,31	0,44	0,50	0,41

Alternativ		1a		1b		1c	
Annuitet	%	7	12	7	12	7	12
<u>Produktionskostnad för el</u>							
Kapitalkostnad	SEK/MWh _e	119	204	55	95	109	188
Underhåll o reparation	"	15	15	15	15	15	15
Bränslekostnad vid gaspris 130 SEK/MWh	"	590	590	448	448	533	533
Kreditering för ökad värme- produktion å 106 SEK/MWh	"	-289	-289	-134	-134	-261	-261
Produktionskostnad för el vid gaspris 130 SEK/MWh	SEK/MWh _e	435	520	384	424	396	475
Dito kapitalkostnader	"	119	204	55	95	109	188
Dito driftkostnader minus krediterad värmeproduktion	"	316	316	329	329	287	287

Kommentarer

- I alternativen 1b och 1c kan gasturbinerna gå på full last under hela drifttiden, som är 7 månader per år motsvarande 5 050 h/år. Tillgängligheten på dessa gasturbiner är hög. Enligt ABB STAL kan man räkna med 99 % tillgänglighet.

I alternativ 1a går gasturbinerna på reducerad effekt under oktober, november och april och utnyttjningstiden uppgår till 4 300 h/år.

- Ökningen av värmeupptagningen i fjärrvärmeekonomisrarna innebär motsvarande mindre värmeupptagning i turbin-kondensatorerna och minskning av genererad el i ångturbinerna.
- Kondensatuppvärmningen, som utnyttjas för kylning av avgaserna från gasturbinerna, betyder att motsvarande mindre uppvärmning av matarvattnet i matarvattentanken behöver göras. Denna uppvärmning åstadkommes för närvarande med 4-bars ånga från sopförbränningspannorna, men kan alternativt göras med avtappningsånga från turbinerna till 4-barsnätet. Eftersom sopförbränningen kanske försvinner, har vi räknat med avtappningsånga och motsvarande minskning av elproduktionen.
- I bilaga 18 och 19 har produktionskostnaden för el uppritats som funktion av priset på naturgas för annuiteterna 7 respektive 12 %. Det är förvånansvärt små skillnader mellan de olika alternativen i fråga om produktionskostnaden för el, i varje fall vid 7 % annuitet och låga gaspriser. Förklaringarna är flera och framgår när man studerar ovanstående kalkyler.

Man kan beräkna en resulterande elverkningsgrad under året, som är förhållandet mellan ökad elproduktion och bränsleförbrukning och som är förklaringen till de olika lutningarna på elpriskurvorna.

Alternativ	Resulterande elverkningsgrad %	Totalverkningsgrad (vid 70 % pann- belastning %
1a	22	80
1b	29	77
1c	24,5	80

Man skulle ha förväntat sig bättre resultat av alternativ 1a, men det försämras av den lägre utnyttjningstiden, drift på dellaster med lägre elverkningsgrader och en relativt hög kapitalkostnad.

Att 1a och 1c är så lika, kan delvis förklaras av att de har samma totalverkningsgrad, men 1c ger lägre elproduktionskostnad än 1a beroende på högre utnyttjningstid.

Att 1b hävdar sig så bra trots lägre totalverkningsgrad, beror dels på den höga eleffekten som ger låg kapitalkostnadsandel och dels på den relativt högre elverkningsgraden.

- Av diagrammen framgår tydligt hur starkt beroende produktionskostnaden för el är av priset på naturgas.

9 REKOMMENDATION

Nedanstående rekommendationer gäller specifikt för Borås-projektet.

Produktionskostnaden för el ger enligt ovan ingen markerad särskillnad för de tre studerade alternativen, speciellt vid annuiteten 7 % och måttliga gaspriser. Det blir således andra bedömningar som får avgöra valet.

En viktig bedömning är enkelheten ur driftsynpunkt. Här kan man konstatera, att 1a är svårmanövrerat, 1b är särskilt lättmanövrerat, men 1c är också enkel i regleringen. Alternativ 1a kan nästan avfärdas på grund av svårigheterna med omställningar och inregleringar. Installationen för 1a bli också mycket trång. Det är dock viktigt att komma ihåg att alternativ 1a i detta fall har blivit speciellt komplicerat på grund av att spreaderstokerrosten inte tål högre primärlufttemperatur än cirka 160 °C. Om rosten kunde ha tålt 310 °C, hade kondensatkylaren kunnat slopas, likaså den extra luftfläkten och rök-gaskanalen för flödet V_6 . Alternativ 1a hade då blivit något enklare och billigare. Nackdelarna med komplicerad reglering, trång installation och lägre elverkningsgrader vid dellast-drifterna skulle ändå kvarstå.

Valet står således mellan 1b och 1c. En viktig bedömningsgrund är lönsamhetskalkyler. Svårigheterna med dessa är att göra bra prognoser för framtida gaspriser och elpriser och det ligger utanför denna studie.

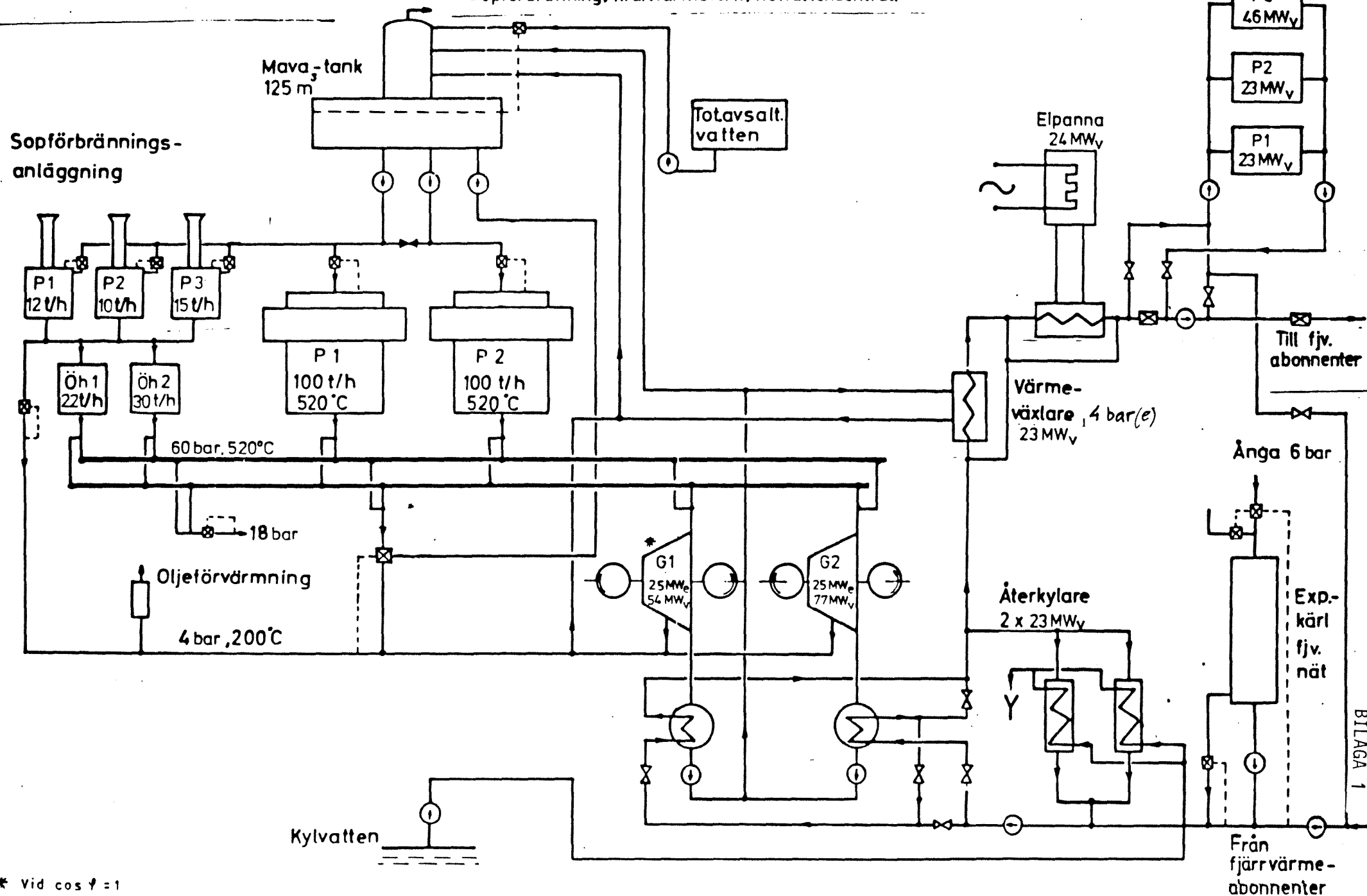
För alternativ 1b är det möjligt att öka utnyttjningstiden till motsvarande 8 månader eller cirka 5 700 h/år räknat på båda anläggningarna. Denna möjliga längre utnyttjningstid och oberoendet mellan gasturbinerna och pannornas drift talar till förmån för alternativ 1b.

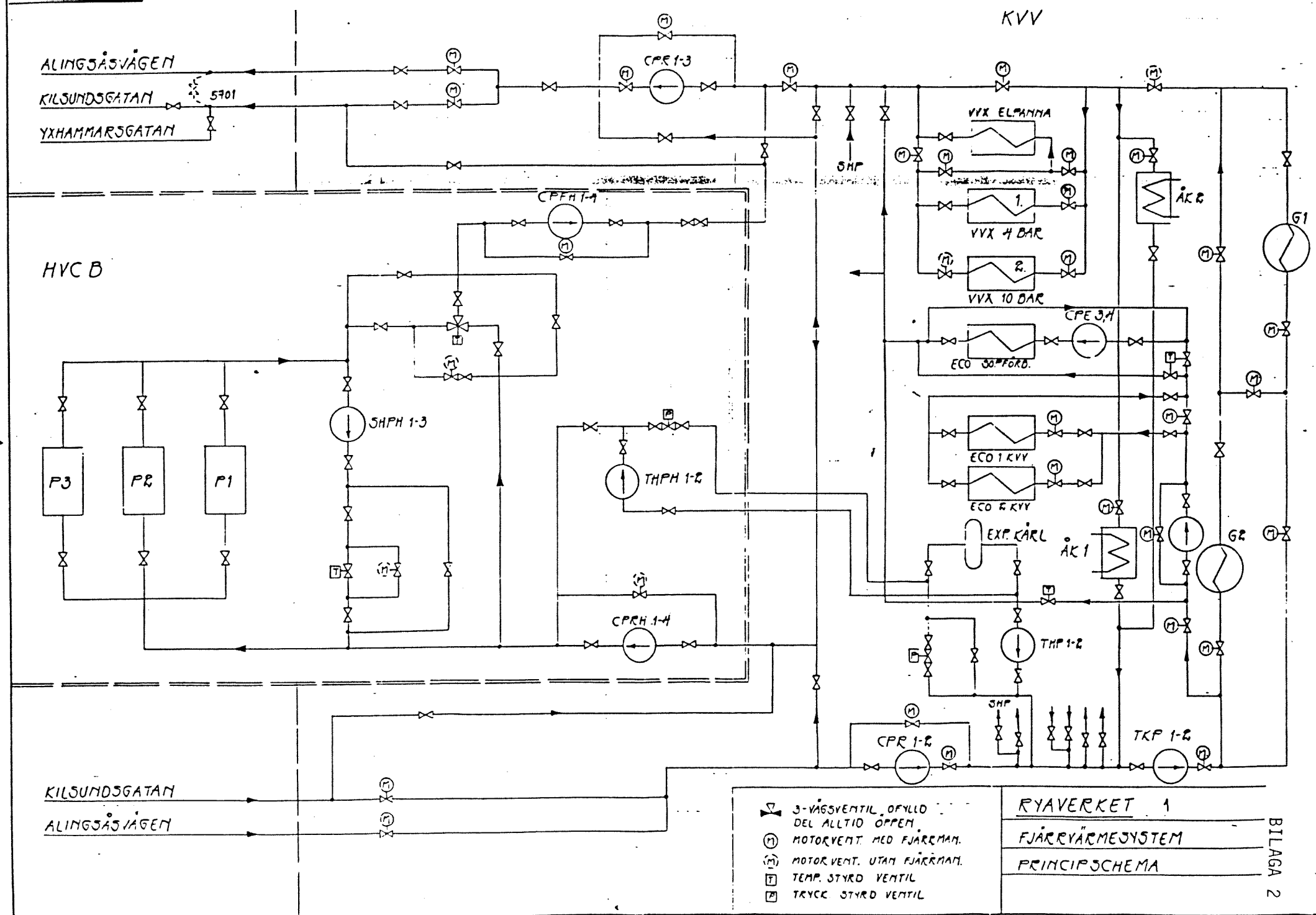
Investeringsens storlek är en viktig fråga och det talar till förmån för alternativ 1c.

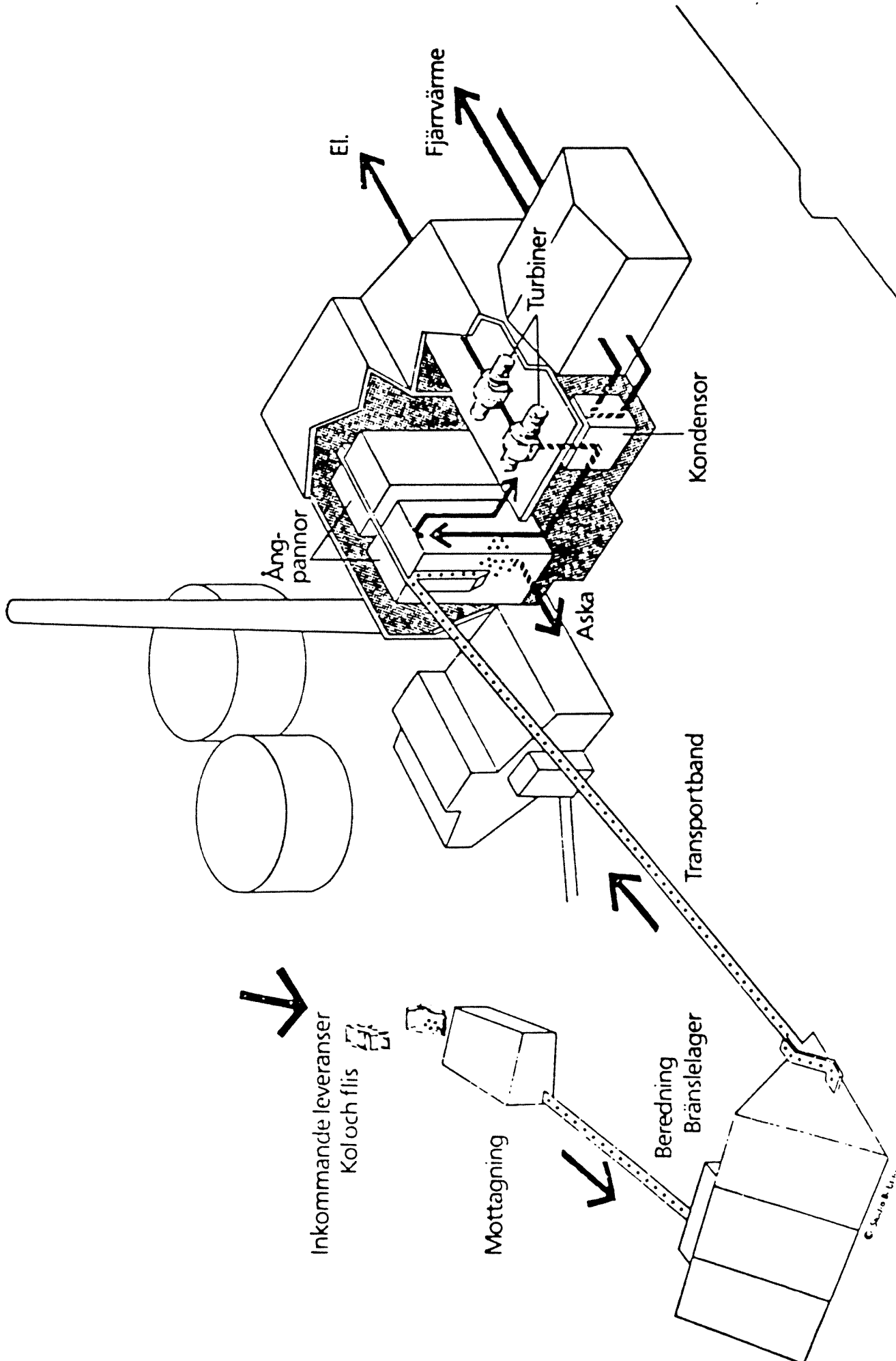
Vill man gå försiktigt fram, kunde man börja med en gasturbin på en panna och då är både alternativ 1c eller alternativ 1b tilltalande. Alternativ 1b kan också utföras med en mindre gasturbin på t ex 4 MW_e.

10 BILAGOR

Bilaga 1	Termiskt principschema
Bilaga 2	Fjärrvärmesystem principschema
Bilaga 3	Perspektivskiss över kraftvärmeblocken
Bilaga 4	Situationsplan för Ryaverket
Bilaga 5	Planritning över kraftvärmeverket
Bilaga 6	Tekniska huvuddata för kraftvärmepannor
Bilaga 7	Kombinationseldning kol/flis
Bilaga 8	Pannritning, sektion och front
Bilaga 9	Flödesschema för bränsle och luft
Bilaga 10	Prognos för bränsleanvändningen under driftåret 1987/88
Bilaga 11	Varaktighetsdiagram för värmeproduktionen
Bilaga 12	Ånggenerering från P1 och P2 för fjärrvärme- och elproduktion
Bilaga 13	Ång-effektdiagram för G1
Bilaga 14	Ång-effektdiagram för G2
Bilaga 15	Alternativ 1a
Bilaga 16	Alternativ 1b
Bilaga 17	Alternativ 1c
Bilaga 18	Produktionskostnad för el vid annuitet 7 %
Bilaga 19	Produktionskostnad för el vid annuitet 12 %









FÖRSLAG TILL
ÄNDRING AV STADSPLANEN
FÖR DEL AV
**LANDALA I CENTRALORTEN
I BORÅS KOMMUN**
ÄLVSBOGERS LÄN
(KV PANTÄNGEN MM-RYAVERKET)

BILAGA:
TERRÄNG- OCH ILLUSTRATIONSKARTA

BORÅS 1980-08-13

Viktor Kinnari
VIKTOR KINNARI
PLANCKEF

Leif Fred
LEIF FRED
PLANARKITEKT

GRUNDKARTA
MÄTLÄSS 1:1000
SKALA 1:1000 BEREK. FÖRMÄNSKAD TILL 1:1000
KOORDINATSYSTEM PLAN BORÅS
KOORDINATSYSTEM HÖJD BORÅS 1973
UPPRÄTTAD 1983-09-13

Leif Gustavsson
LEIF GUSTAVSSON
STADSINGENJÖR

BETECKNINGAR

GRUNDKARTA

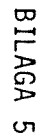
- FASTIGHETSGRÄNS
- FASTIGHETSBETECKNING
- BYGGMÅL FASADLINJER REDOVISADE
- MUNKBYGGMÅL RESP. LUTUS, TAKENS BEGRÄNSNINGSLINJER REDOVISADE
- STIG
- STÄKT
- STADHUS
- SLANT
- STRANDLINJE
- ÄGSKÄGSGRÄNS RESP. KANTSTEN
- LOPSKOD RESP. BÄNNSKOD
- KÄRR
- JÄRNVAGSSPÅR
- SPÅRKLINJE
- RUTINÄTSPUNKT
- BYGGMÅL HÖJD
- PIPELINJE ÖVRIG VARN
- PIPELINJE I MARK

ILLUSTRATIONER

- STADSPLANENS GRÄNS BELÄGEN 3 METER LJUNGP. FASTSTÄLLESGRÄNSLÄGET
- OMRÅDESGRÄNS
- FÖRESLAGEN BYGGMÅL
- ILLUSTRATIONSLINJE
- GATUHÖJD
- RÄCKE 3 VERTIKALHÖJD FÖR GATUHÖJD 1 METER
- FÖRESLAGET INDUSTRIKÄLLA

SKALA 1:1000





BORÅS STADS ELVERK

2 st ÅNGPANNOR - År 1964

PANNORNA UTFÖRDA FÖR OLJEELDNING OCH PLANERADE FÖR FRAMTIDA DRIFT MED KOL OCH TRÄFLIS. KOL PLANERAT FÖR WANDERROST. TRÄFLIS SOM KRISBRÄNSLE PÅ DEN LUTANDE BOTTENFICKAN SOM BILDAR FRONTVÄGG. PANNORNA ÄR AV "BOXTYP". TEKNISKA DATA FÖR URSPRUNGSUTFÖRANDET:

ÅNGMÄNGD MAX KONT	VID OLJA	100	t/h
"	SPETS "	110	"
"	ENBART KOL, FRAMTIDA	ca 80	"
"	ENBART FLIS, FRAMTIDA	ca 50	"

OMBYGGNAD OCH INSTALLATION AV SPREADER-STOKER
PÅ BÅDA PANNORNA - År 1984TEKNISKA DATA:

KONSTRUKTIONSTRYCK	67	atö
DRIFTTRYCK I DOM	65	"
ÅNGMÄNGD MED STENKOL	MAX KONT	90 t/h = 70,3 MW _v
" " TRÄBRÄNSLE, f = 50%	"	60 " = 46,8 MW _v
" " ENBART OLJA	"	67 "
" " OLJA 30 t/h + KOL 70 t/h	"	100 "
ÅNGTEMPERATUR	520	°C
MATARVATTENTEMPERATUR	150	"
MATARVATTENTEMPERATUR FÖRE CIRK.EKO, STENKOL OCH TRÄBRÄNSLE	95	"
MATARVATTENTEMPERATUR FÖRE CIRK.EKO VID OLJA	130	"
VERKNINGSGRAD VID STENKOL 90 t/h (Inkl.Fjv.eko)	88,9	%
" " TRÄBRÄNSLE 60 t/h	87,0	%

DIVERSE UPPGIFTER

ROSTYTÅ, SPREADER-STOKER	38,9	m ²
ROSTBELASTNING VID 90 t/h STENKOL	1976	kW/m ²
VOLYMSVÄRMEBELASTNING VID 90 t/h STENKOL	188	kW/m ³
" " " 60 t/h SKOGSBRÄNSLE	127	kW/m ³
FJÄRRVÄRMEEKO ÄR INSTALLERAD FÖR VARJE PANNA. SÄNKER RÖKGASTEMPERATUREN FRÅN 166 TILL 118 °C VID 90 t/h STENKOL.		

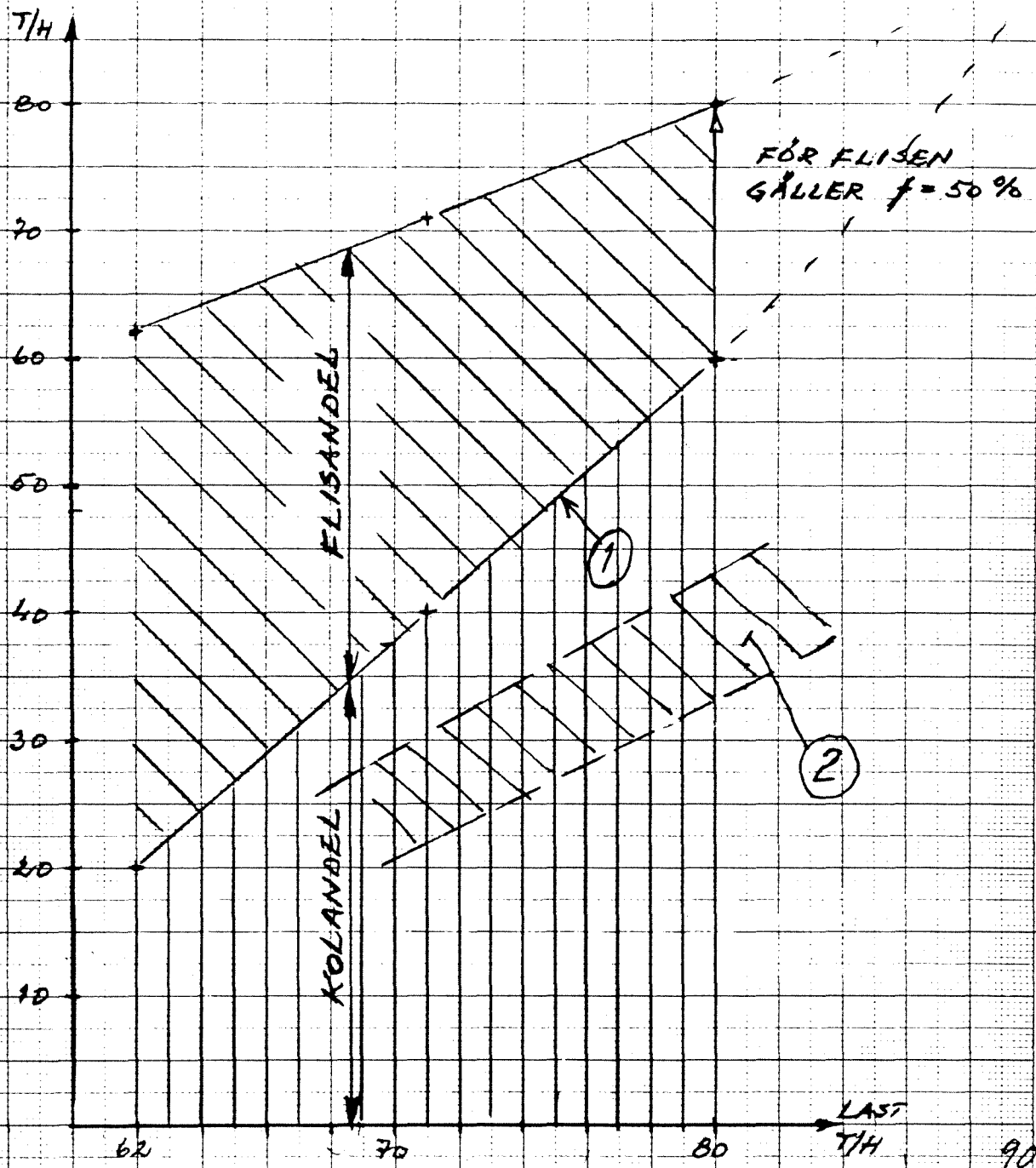
PANNAN UTFÖRD MED TÄTLIGGANDE ELDSTADSTUBER
57 x 3,5, DELNING 60 mm. INRE TÄTANDE PLÅT.

ÅNGKYLARE: SYSTEM DOLEZAL MED KONDENSOR I
DOMEN. INSPRUTNINGSDYSA MELLAN ÖH-DELAR.

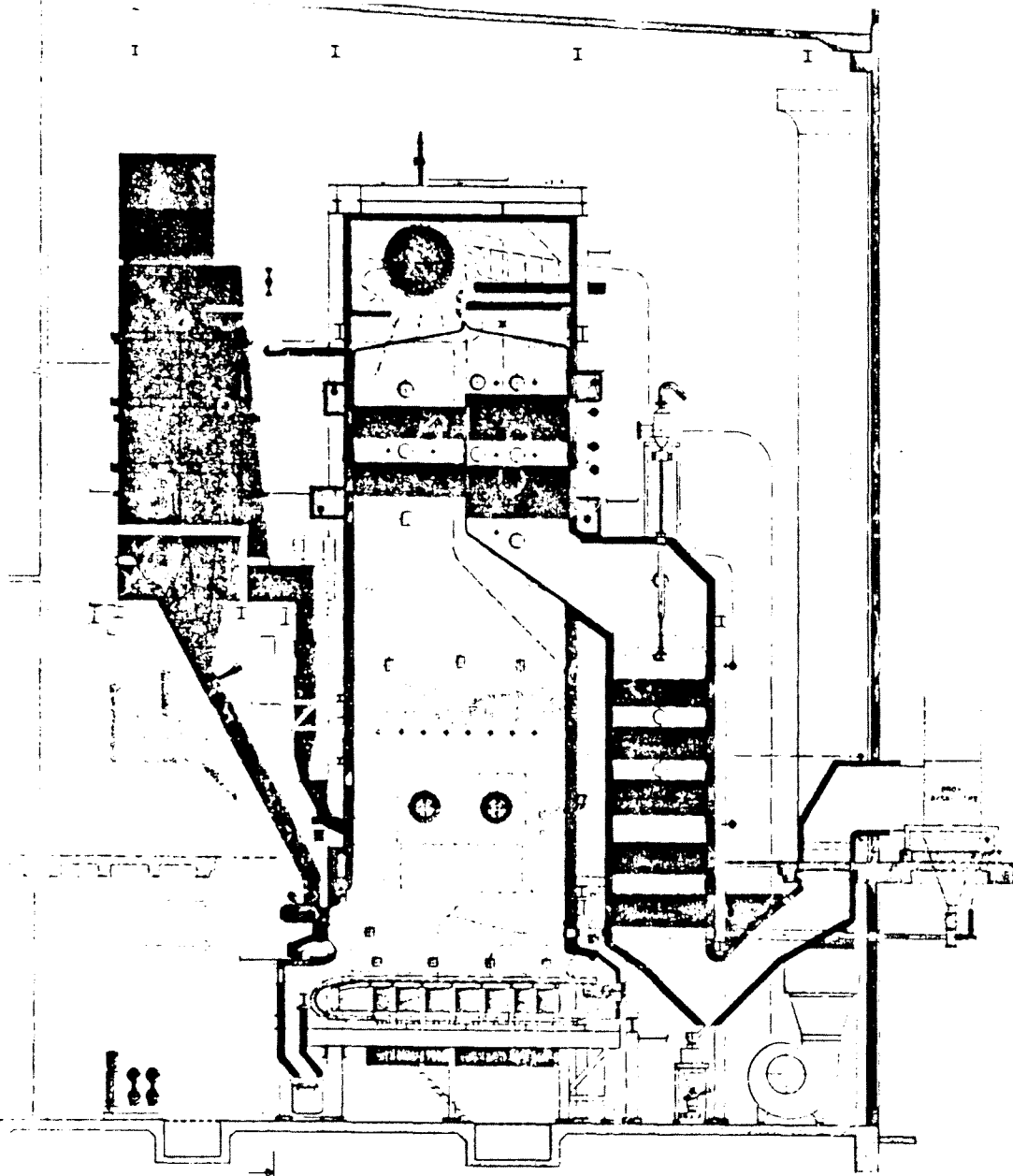
BORÅS - RYAVEKKE
FÖRHÅLLANDE MELLAN FLIS- OCH
KOLANDEL VID KOMBINATIONSELD-
NING. UPPGIFTER ENL. KONTRAKT.

BILAGA 7

85-02-11 *Op*

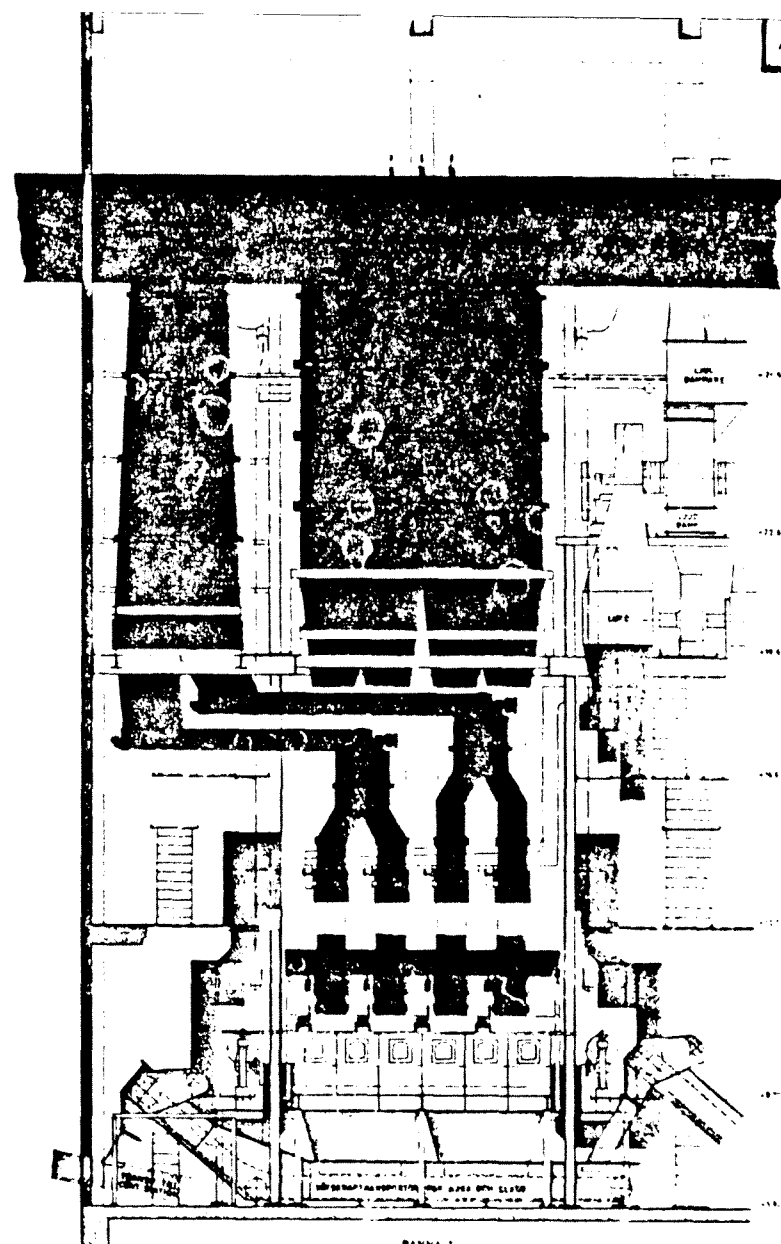


- ① Teoretisk kurva enl. Götaverkens beräkning
- ② Kurva enl. verklig drift (med bättre kol och större andel suspensionseldning)



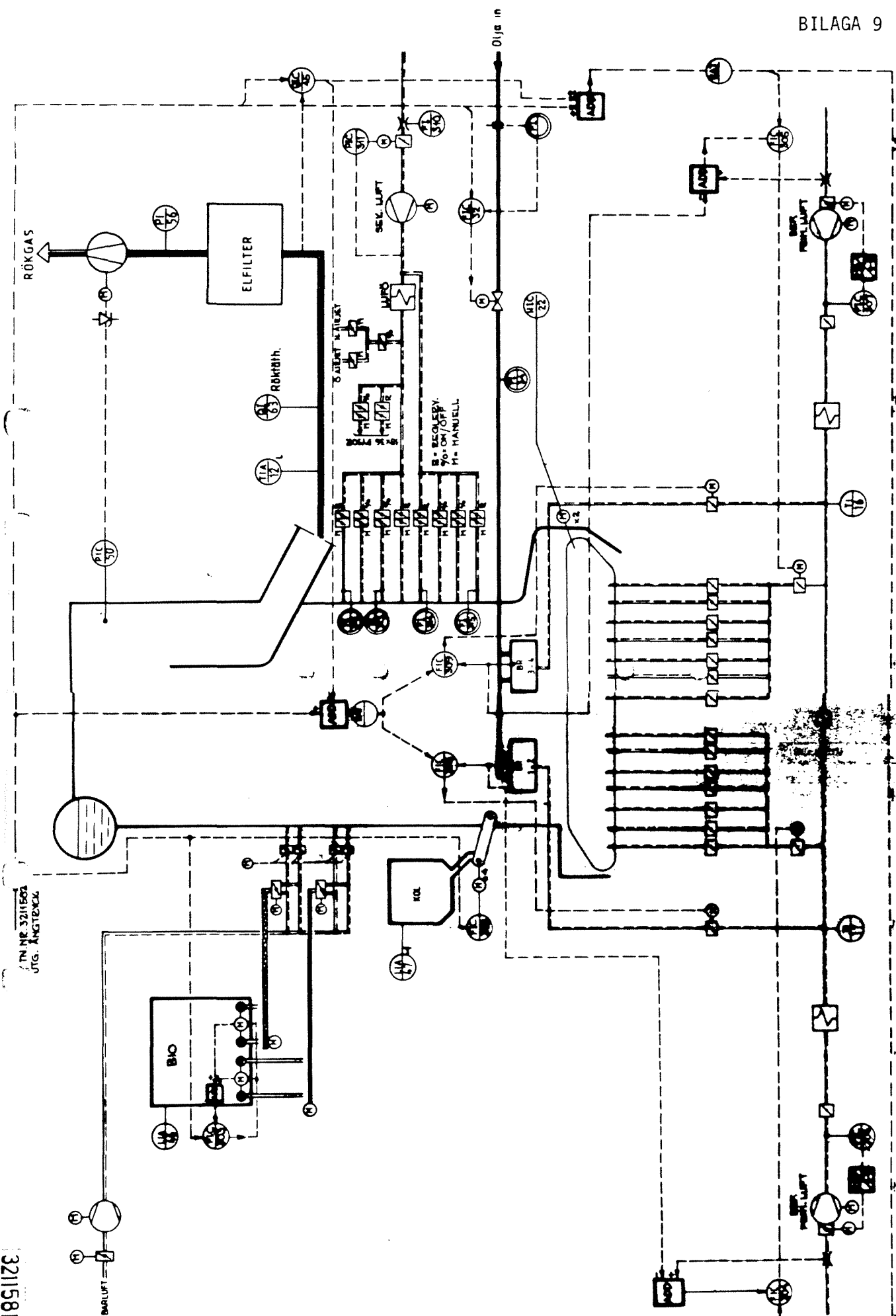
2 ST. FASTBRÄNSLE / OLJE - ILDADE PANNOR
FÖR BORÅS ENERGIVERK, BORÅS

Uppvärmningsyta	67 m²
Uppvärmningsyta för	65 m²
Antennvärmningsyta	520 m²
Antennvärmningsyta för	50 m²
Stenkol	60 m²
Olja	67 m²
Antennvärmningsyta	520 m²



PANNA 1
(PANNA 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100)

GÖTAVERKEN
ENERGY SYSTEMS
DIVISION VÄRME



PLACEMENT | MONTEBELL TAVLA

1. JUST

04	REV.		04-08-04	04-08-04	04-08-04
05	REV.		04-08-04	04-08-04	04-08-04
06	REV.		04-08-04	04-08-04	04-08-04

BORÅS ENERGIVERK
Produktionsavdelningen, Jerry Gustavsson
Projektstaben, Sven Werner

PM DE 87-005

870612

PROGNOS FÖR BRÄNSLEANVÄNDNINGEN UNDER DRIFTÅRET 1987/88

Sammanfattning

För driftåret juli 1987 - juni 1988 uppskattas hela bränslebehovet inom Borås Energiverk till följande:

Sopor	36000 ton	} Fastbränsleeldning i KVV för värme- och elproduktion
Kol	26200 ton	
Flis	404000 m3	
Torv	14100 ton	
Gasol	5800 ton	
Olja	5400 m3	

Övrig energitillförsel till fjärrvärmesystemet blir:

El till värmepump	23 GWh
Avloppsvärme	42 GWh
Avkopplingsbar elkraft	35 GWh

Ovanstående prognos gäller ett normalår med avseende på väderlek. Om driftåret blir kallare eller varmare än normalt kommer behovet av bränsle och annan energitillförsel att bli högre respektive lägre.

Övriga förutsättningar är:

- Total värmeproduktion på 670 GWh värme i alla värmeproduktionsanläggningar
- Till detta tillkommer en elproduktion på 100 GWh, som framställs med fastbränsle. Denna siffra är högre än tidigare år på grund av att det förutsätts att elproduktionen prioriteras i kraftvärmeverket.
- Gasol ersätter olja i hetvattencentralerna Lasarettet och Bäckeskog från och med november 1987.
- Fastbränsle eldas även under september och maj för att uppfylla kontrakt med flisleverantörerna.

Grundförutsättningar

Gasol planeras att användas i hetvattencentralerna Lasarettet och Bäckeskog i enligt med beslut i energiverksstyrelsen (870514, § 54 & 55, Dnr 1987.64 resp 1987.103), kommunstyrelsen (870519, § 291 & 292, Dnr 1987.1986.0586 resp 1987.0289) och kommunfullmäktige (planerat till juni-sammanträdet).

I HVC Lasarettet introduceras gasolen i en nybyggd 16 MW panna. Planerad driftstart är 1 nov 1987. Under de tre första åren tillgodoses lasarettets värmebehov. Därefter utgör centralen en del av effektreserven i fjärrvärmesystemet.

I HVC Bäckeskog byggs panna 3 på 46 MW om till gasoleldning. Planerad driftstart är 1 nov 1987. Egentligen skulle inte gasolen installeras i en så stor panna, för den minsta möjliga lasten ligger på omkring 9 MW. Men de två mindre pannorna i HVC Bäckeskog är så dåliga att det inte är värt att bygga om dem till gasoleldning.

Gasolen är idag faktiskt billigare än Eo5, varför en övergång från olja till gasol bedöms vara lönsam. Det lägre priset på gasol beror att energiskatten är mycket lägre: 15 kr/MWh för gasol jämfört med 73 kr/MWh för Eo5.

Introduktion av gasol medför dels att elproduktionen i kraftvärmeverket kan prioriteras under vintern samt dels att svavelmissionerna från Ryaverket minskar. Idag prioriteras värmeproduktionen, ty spetslastbränslet (olja) i fjärrvärmesystemet är dyrare än inköpt kraft från Vattenfall. Med nuvarande prisnivå är gasol billigare än det rörliga elpriset på vintern, varför ytterligare 10 MW el kan produceras under cirka 2000 timmar. Detta ger en ökning av den årliga elproduktionen från 80 till 100 GWh/år.

Torv kommer att eldas i utökad omfattning jämfört med tidigare år i enlighet med produktionsavdelningens önskemål. Inom ramen för fliskontraktet kommer en torvmängd innehållande 50 GWh att levereras till Ryaverket. Torven förväntas vara ett ur fukthalt mer stabilt bränsle. Uppskattningsvis kommer torven att ersätta 25 GWh flis och 25 GWh kol, men de praktiska drifterfarenheterna efter driftårets slut får utvisa om detta är realistiskt.

Svavelhalten i tung eldningsolja är föremål för utredning i många delar av landet. I Göteborg har beslut tagits (Göteborgs kommunfullmäktige 870327) om att lokalt via den lokala hälsovårdsförordningen föreskriva att tung eldningsolja som förbränns efter 890701 endast får innehålla 0,6 % svavel. Borås Energiverk berörs av detta beslut genom att vi har en gemensam inköpsorganisation (West Oil) med Energiverken i Göteborg. Energiverksstyrelsen har därför givit energiverket i uppdrag (870409, § 47, Dnr 1987.130) att utreda möjligheterna att reducera användningen av tung eldningsolja med 1,0 % svavel. Detta utredningsuppdrag redovisas i denna PM.

Värmeproduktion

Totalt föreligger under driftåret ett värmebehov på 670 GWh i alla värmeproducerande enheter, varav värmebehovet i det stora distributionsnätet är 610 GWh. Mellanskillnaden utgörs av värmebehov som tillfredställs från separata pannanläggningar. Totalt finns det fyra enheter, som ligger utanför det stora värmedistributionsnätet. Dessa är:

<u>Lasarettet</u>	Eldas med olja (Eo5, 3800 m ³ /år) och förser lasarettet med ånga och 110°C hetvatten året om (35 GWh/år). Under det kommande driftåret kommer gasol att införas i den nya panna som byggs, varför oljebehovet reduceras. Inom en treårsperiod kommer lasarettets krav på hetvatten året om att försvinna, varför dess värmebehov kan tillfredställas från det stora distributionsnätet.
<u>Nordskogen</u>	Eldas med olja (Eo5, 1400-1600 m ³ /år) samt avkopplingsbar elkraft (1,6 GWh under 1986) och förser Borås Gummifabrik med ånga (17 GWh/år), men panncentralen är även inkopplad på det stora distributionsnätet som reservlastenhet.
<u>Viared 2</u>	Eldas med olja (Eo5, 800 m ³ /år) och förser Ellos och andra abonnenter i bortre delen av Viareds industriområde med värme (7 GWh/år).
<u>Viared 3</u>	Eldas med olja (Eo3, 200 m ³ /år) och förser enbart Josefssons Postorder med värme (1,2 GWh/år).

För det stora värmedistributionsnätet är det tänkt att värmebehovet ska tillfredställas på följande sätt:

	Månad											
	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J
Värmeproduktion, GWh _v	u	u	e	k	o	e	a	e	a	p	a	u
	l	g	p	t	v	c	n	b	r	r	j	n
Sopförbränning	-	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	66
Värmepump	3	4	6	6	6	6	6	6	6	6	6	65
Fastbränsle-kvv	-	-	11	34	48	57	63	56	58	44	14	- 386
Gasol, Bäckeskog	-	-	-	-	2	7	8	8	5	3	-	8 38
Elpanna	10	5	8	-	-	-	-	-	-	-	8	4 35
Olja	-	-	-	2	2	4	4	4	3	1	-	- 20
Summa	13	15	31	49	64	80	87	80	78	60	35	19 610

Värmeprod. i P1+P2

Elproduktion

Syftet med elproduktionen i Ryaverket är dels att sänka högbelastningsavgiften i vårt abonnemang hos Vattenfall och dels att producera billigare el under perioden oktober - april. Under den övriga delen av året är det billigare att köpa el från Vattenfall än att producera själv. Om behovet av fastbränslevärme är högre än 40 MW under perioden maj - september, måste dock el produceras för att få ut värme via en turbinkondensor.

Idag prioriteras värmeproduktionen ända tills dess att gränsen för hos Vattenfall uttagen 6-timmars eleffekt nås. Denna gräns ligger till grund för högbelastningsavgiften. När gränsen är nådd, så prioriteras elproduktionen i kraftvärmeverket för att pressa ner högbelastningsavgiften. Denna kombination av prioriterad värme- och elproduktion beror på att olja är dyrare än elinköp ifrån Vattenfall samt att oljan innehåller relativt mycket svavel. När gasol införs i hetvattencentralen Bäckeskog försvinner motiven för prioriterad värmeproduktion i kraftvärmeverket, vilket innebär att elproduktionen alltid ska prioriteras.

Prioriterad elproduktion innebär att ingen ånga ska dirigeras till direktväxlaren på 40 MW för 10 bars ånga under tidsperioden oktober - april. En sådan prioritering kräver dock att förbränningen av gasol i hetvattencentralen Bäckeskog är igång och att gasolproducerad värme är billigare än det rörliga elpriset. Prognosen för det kommande driftåret med prioriterad elproduktion framgår av följande tabell:

Jämförelse mellan prognosticerad elproduktion under det kommande driftåret 1987/1988 och utfall under det föregående driftåret 1986/1987.

Månad	3)	2)	1)	Prognos 1987/88 GWh _e /mån	Medel mån. MW _e	Utfall 1986/87 GWh/mån	
Oktober	45	34	11	10	13,9	1,5	G1
November	62	48	14	13	18,0	11,8	G1
December	74,5	57	17,5	16	22,2	11,5	G1+G2
Januari	82,5	63	19,5	18	25	12,8	G1+G2
Februari	73,5	56	17,5	16	22,2	11,8	G1+G2
Mars	75,5	58	17,5	16	22	14,3	G1+G2
April	57	44	13	12	16,7	11,8	G1
Maj			-	-		3,0	
Summa				≈ 100		78,5	

- 1) Värmeeffekt före turbin (med $\eta_{tm} \times \eta_g \approx 0,92$)
- 2) Värmeprod. från P1 och P2 exkl turbindrift
- 3) "- "- "- inkl "-

Bränslebehov i det fastbränsleeldade kraftvärmeverket

Totalt ska alltså kraftvärmeverket producera 386 GWh värme och 100 GWh elkraft. Med pannverkningsgraden 85 % fås behovet 572 GWh bränsle. Målet för driftåret 1987/88 är att följande fördelning kan hållas: 58 % flis, 9 % torv och 33 % kol.

Med befintliga produktionsanläggningar och prognosticerad värme- och elproduktion erhålls då följande fastbränslebehov i kraftvärmeverket vid en normal variation i utetemperaturen:

Fördelning av fastbränslebehov per månad

Månad	Flis m3	Torv ton	Kol ton
September	9000	300	600
Oktober	36000	1400	2400
November	51000	2000	3300
December	61000	2000	3900
Januari	67000	2300	4400
Februari	60000	2000	3900
Mars	62000	2000	4000
April	46000	1700	3000
Maj	12000	400	700
Summa	404000	14100	26200

Ovanstående volymer är beräknade med antagen bränslefördelning, pannverkningsgraden 85 % och de effektiva värmevärdena: 0,82 MWh/m3 för flis, 3,5 MWh/ton för torv och 7,2 MWh/ton för kol.

För att klara flisavtalets minimigräns på 425000 m3s under driftåret 1987/88, så räcker det med följande fördelning mellan bränslena: 52% flis, 9 % torv och 39 % kol.

Det totala bränslebehovet för hela Borås Energiverk blir enligt följande:

Jämförelse mellan prognosticerat bränslebehov under det kommande driftåret 1987/1988 och utfall under det föregående driftåret 1986/1987.

Bränsle	Prognos 1987/88	Utfall 1986/87
Flis, m3	404000	400550
Torv, ton	14100	5380
Kol, ton	26200	31980
Gasol, ton	5800	-
Olja, m3	5400	21320

Förklaring till hög oljeförbrukning under 1986/87.

Oljekvalitet

Den planerade gasolanvändningen på 7100 ton/år i hetvattencentralerna Lasarettet och Bäckeskog innebär att oljebehovet under ett normalår sänks från 12900 m³/år till 4400 m³/år. Den kvarvarande oljeförbrukningen är uppdelad på följande panncentraler:

Nordskogen	1500 m ³ /år
Göta	700 m ³ /år
Viared 1, 2 & 3	1100 m ³ /år
Bäckeskog	1000 m ³ /år
Hulta och Lasarettet	100 m ³ /år

Svavelinnehåll i olja

West Oil

Renodlad spets- och reservlast, vilket innebär att kravet på driftstillgänglighet och låga fasta kostnader ska betonas mer än driftsekonomin. Detta medför att de rena spetslastcentralerna

Viared 1, 2 & 3, Hulta och Göta kan eldas med WRD (1900 m³/år)

Övriga panncentraler (Nordskogen, Bäckeskog och Lasarettet) behålls med Eo5.

Svavelemissioner

Med föreslagen bränsletillförsel under driftåret 1987/88 erhålls svavelemissioner enligt följande:

Jämförelse mellan prognosticerad svavelemission under det kommande driftåret 1987/1988 och utfall under det föregående driftåret 1986/1987. OBS! Ej endast Ryaverket, utan hela Borås Energiverk.

Svavelemission	Prognos	Utfall
Bränsle	1987/88 ton S	1986/87 ton S
Sopor	30	23,4
Flis	0	0
Torv	30	8,8
Kol	140	173,5
Gasol	0	-
Olja, 0,5 % S	10	-
Olja, 1,0 % S	25	206,8
Summa, Borås Energiverk	235	412,5
varav Ryaverket	210	350,2

Ovanstående svavelemissioner utgör mängden tillfört svavel. I Ryaverket binds ca 30 % av kolsvavlet till stoftet genom sameldning med flis. Vid ovanstående skattning av svavelemissioner har följande svavelhalter använts: 0,09 % för sopor, 0,0 % för flis, 0,2 % för torv, 0,54 % för kol, 0,0 % för gasol och 0,5 resp 1,0 % för olja.

BORÅS ENERGIVERK

Varaktighetsdiagram för fjärrvärmeproduktion

i stora fjärrvärmenätet (Ryaverket + Bäckaskog)

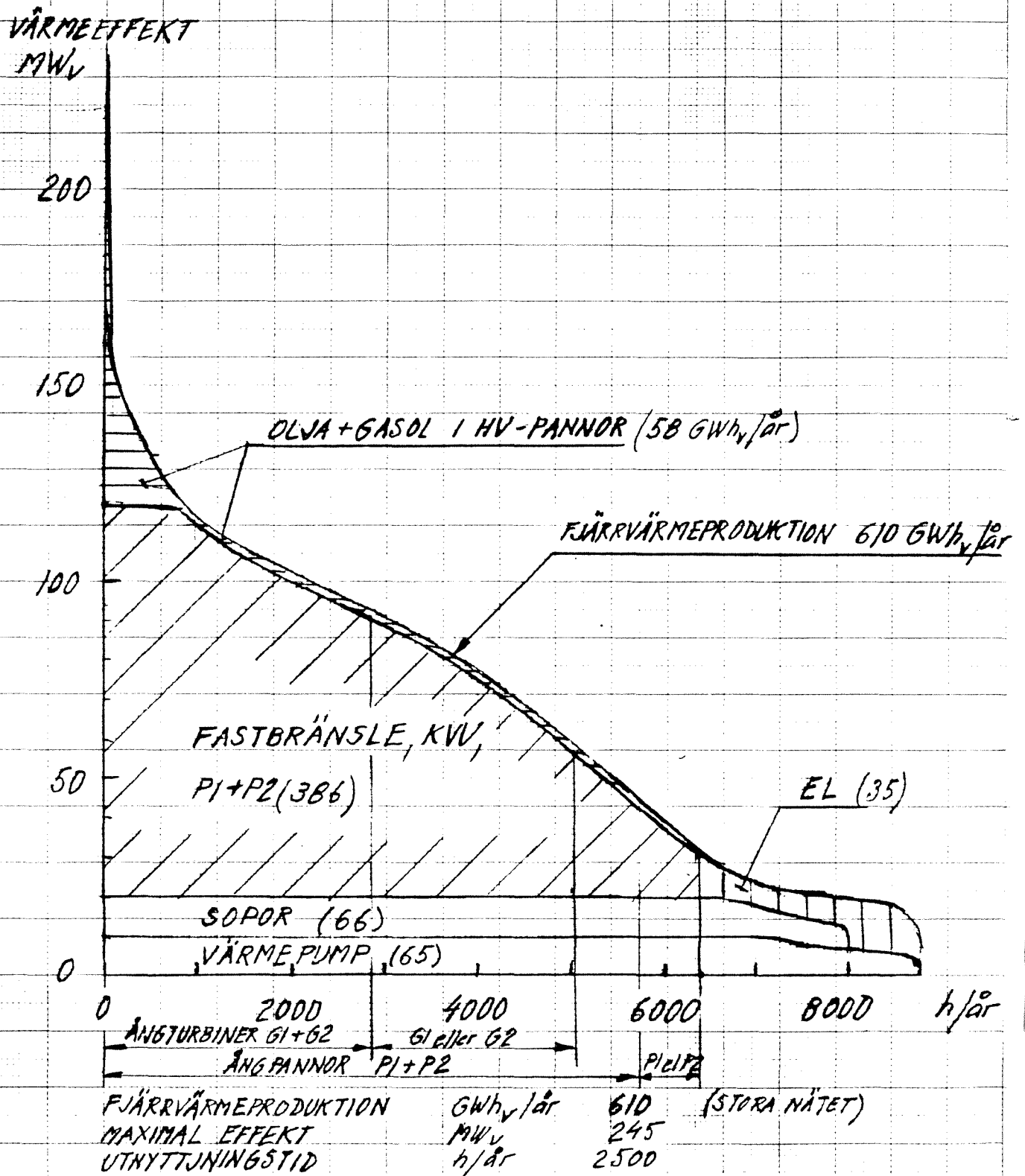
på produktionsenheter o. bränsleslag enl prognos 87/88

Bilaga II

ÅF-E, sthlm

721193

Enq 88-03-15



BORÅS ENERGIVERK
Månadsmedelvärden för ånggenerering
från P1 och P2 enl. prognos för driftåret 1987/88
uppdelat på fjärrvärme- och elproduktion

Bilaga 12
ÅF-E sthlm
721193
Eng 80-03-15

GWh/mån.

90

80

70

60

50

40

30

20

10

0

Elproduktion

Fjärrvärme-
produktion

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 Månad

2,9 -3,0 -0,4 +4,7

Ångpannor P1+P2 P1+P2

Ångturbiner

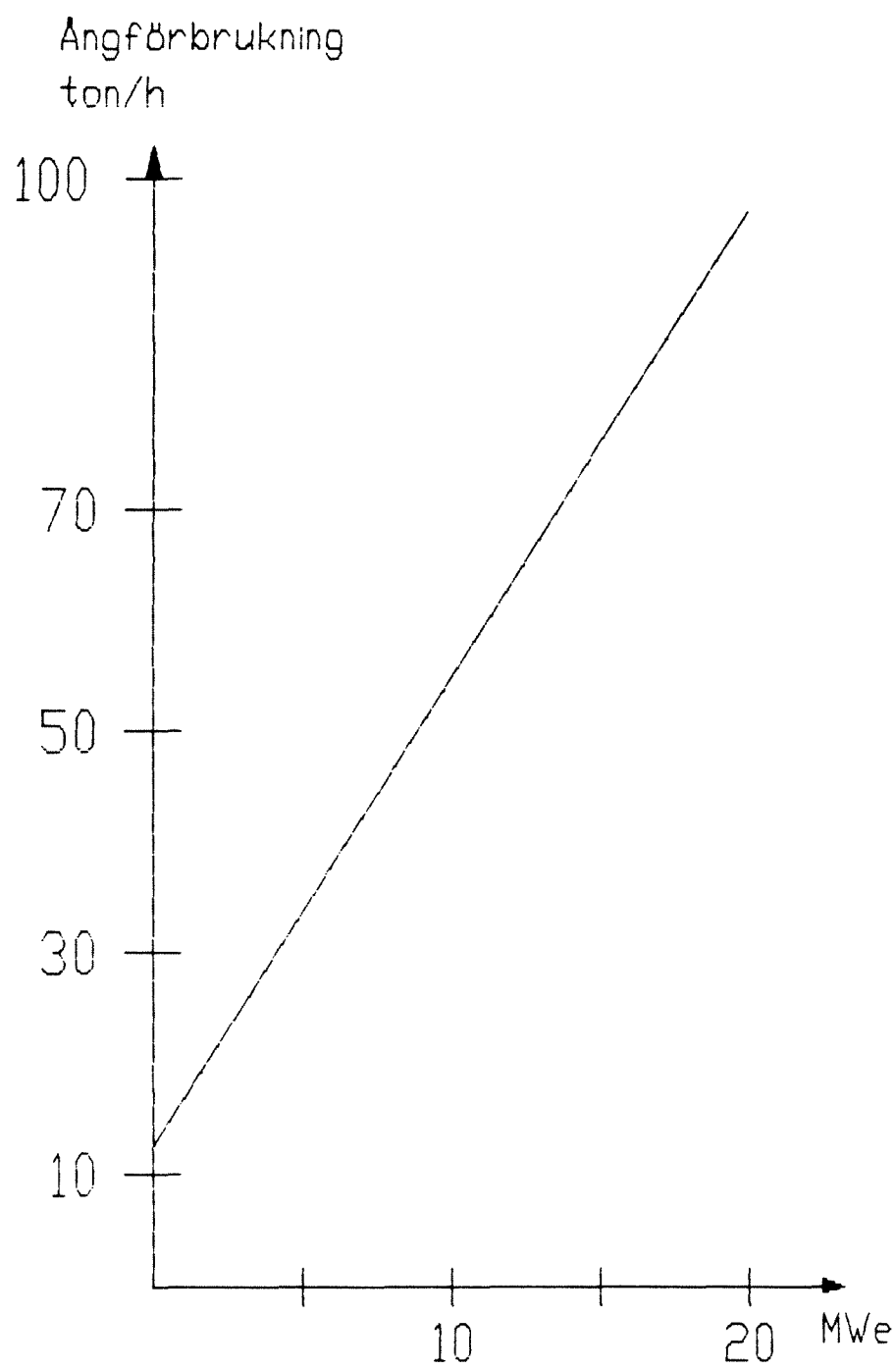
Gasturbiner

+6,7 +2,7 -0,1
P1 eller P2 Ångpannor P1+P2

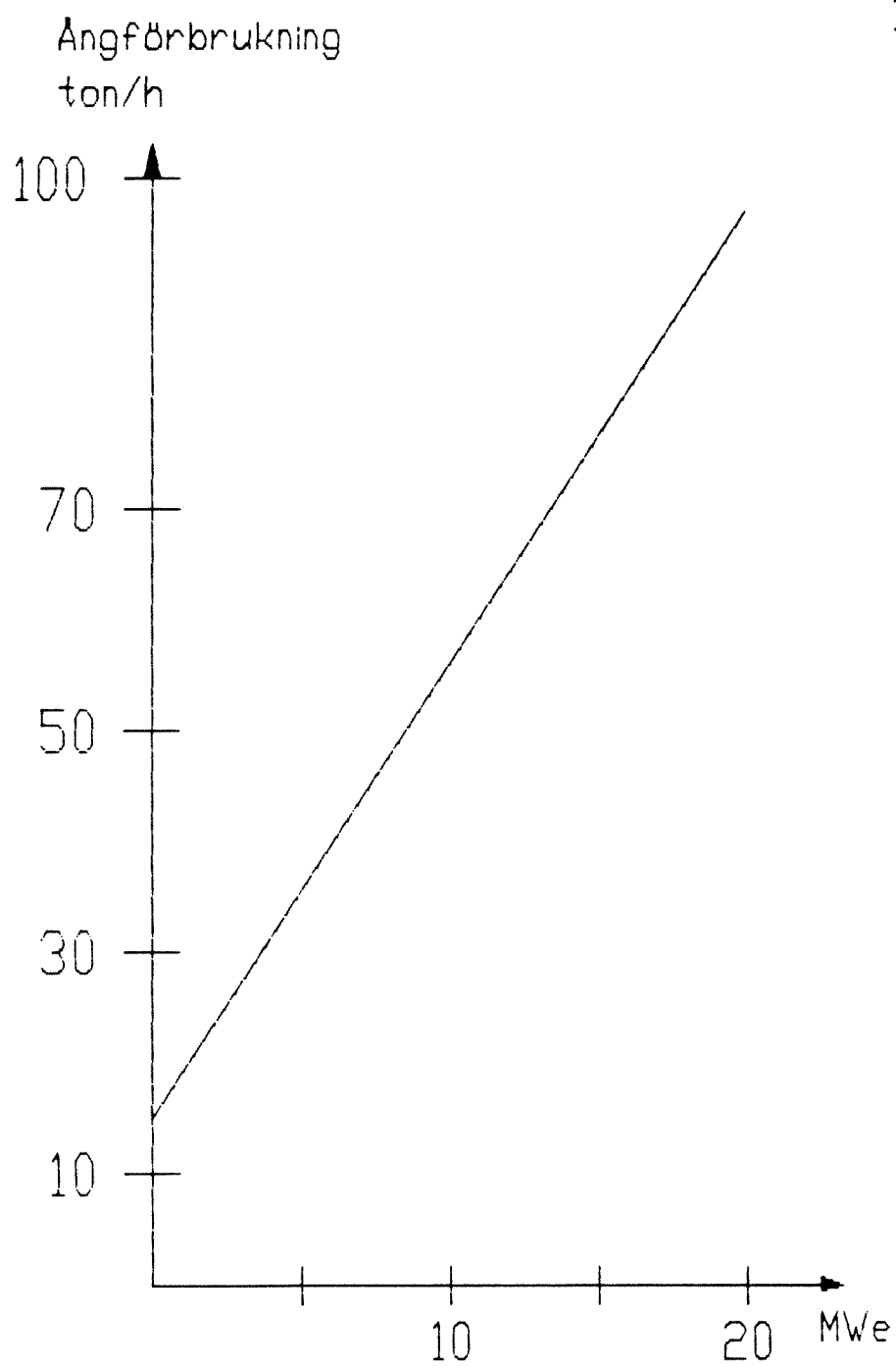
Ångturbiner

Gasturbiner

Norr utetemp. °C,
månadsmedel

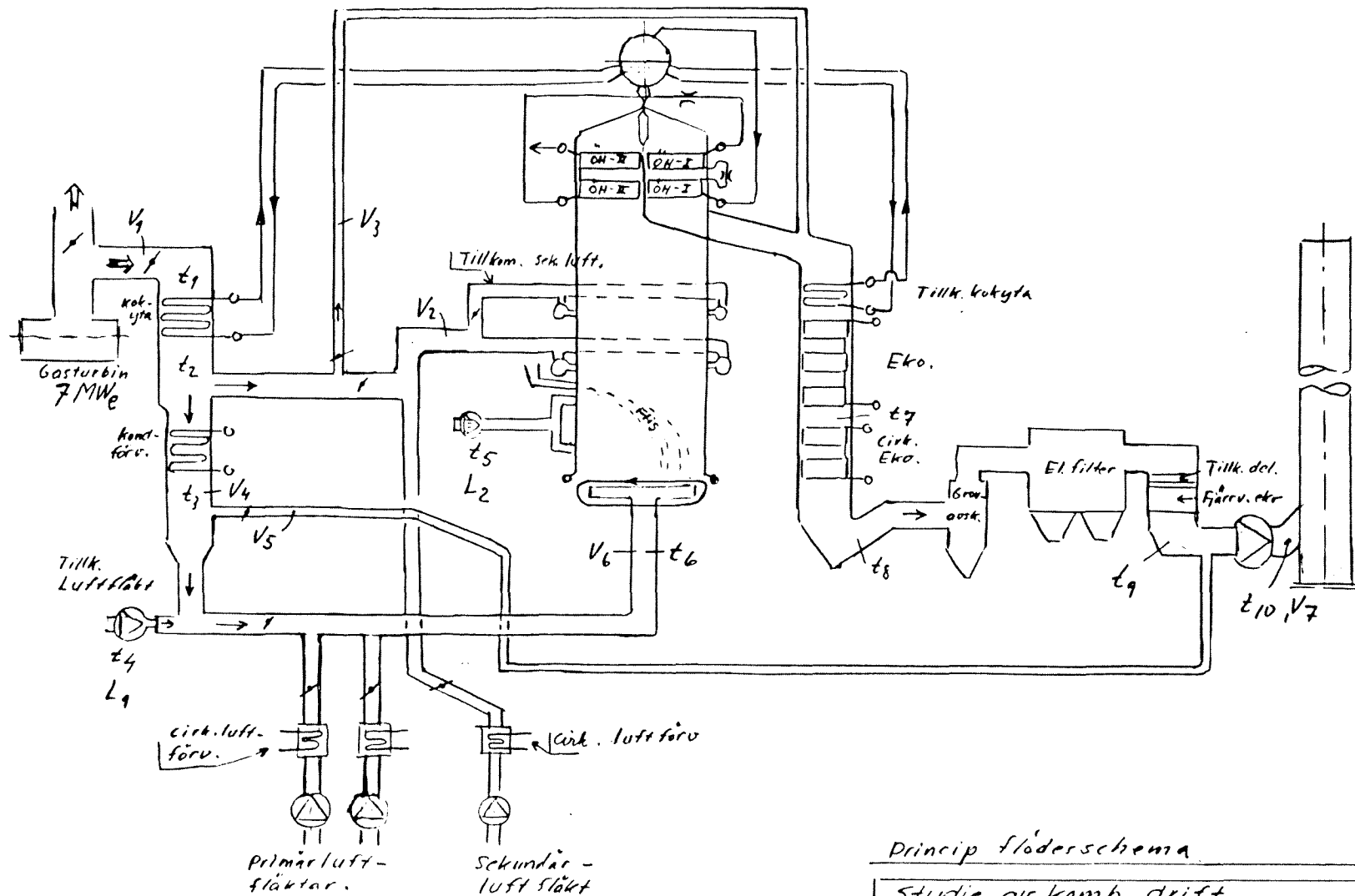


Ång-effektdiagram för G1



Ång-effektdiagram för G2

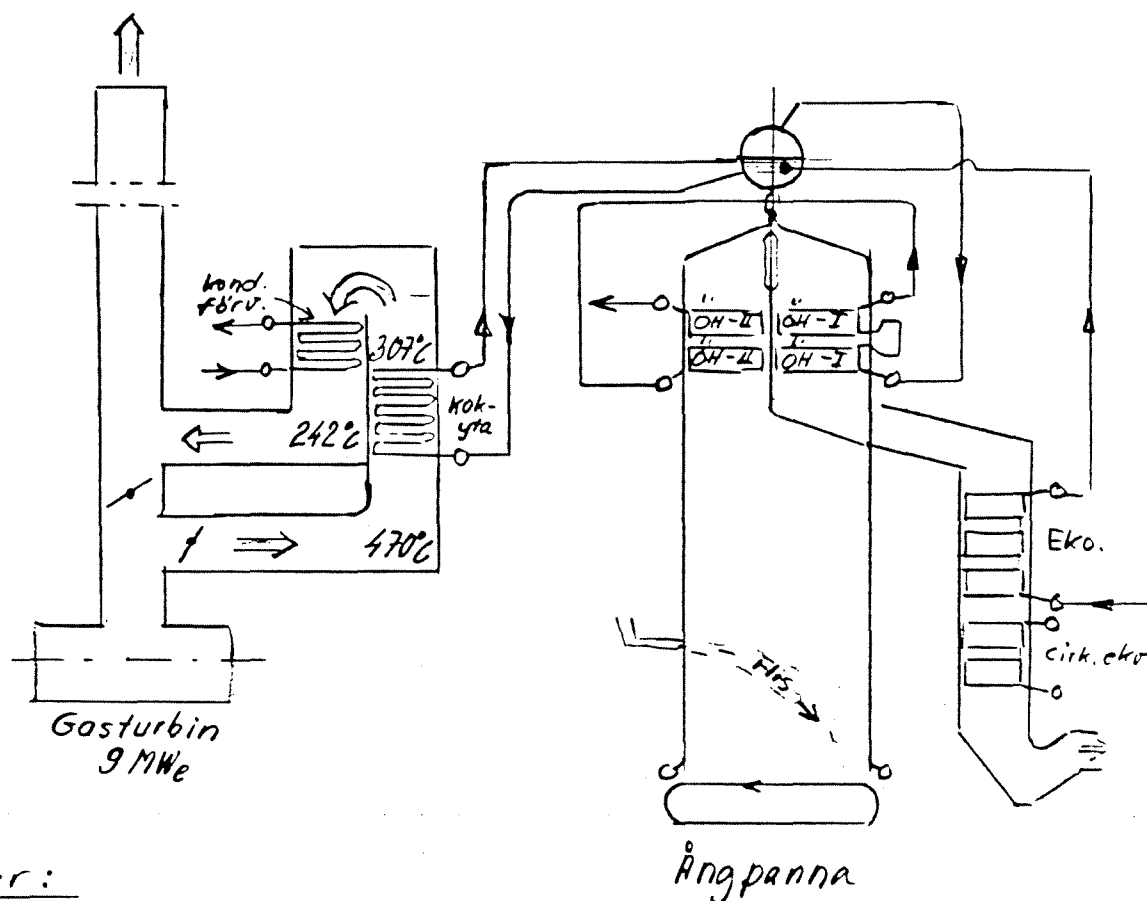
		Fl/s.
Beträktning.		51,5+9,2= =60,7%
Temp. °C	t ₁	455
"	t ₂	307
"	t ₃	150
"	t ₄	30
"	t ₅	30
"	t ₆	125
"	t ₇	255
"	t ₈	255
"	t ₉	137
"	t ₁₀	138
"	t ₁₁	
"	t ₁₂	
Av. gas. Nm ³ /h	V ₁	95900
"	V ₂	41200
"	V ₃	12800
"	V ₄	41900
"	V ₅	8000
"	V ₆	42900
"	V ₇	132600
"	V ₈	
Luft "	L ₁	9000
"	L ₂	10600



Princip flöderschema

Studie av komb. drift
Gasturbin - Ångpanna med spreader-
stoker. Alt. 1a
Boros - Energiwerk 1951-02-15
d. Blomgren

K-2011



Effekter:

Bränsle	Gasturbin
Last	Naturgas
	100%
Effekt ut	8,59 MWe
Rökgasflöde	106000 Nm ³ /h
Gastemp	470 °C
O ₂ -halt	~ 15 %

Ångpanna
Flis
100%
Ångmängd 60+8,5 = 68,5 t/h
Rökgasflöde 104000 Nm ³ /h

Princip flödesschema

Studie av komb. drift
Gasturbin - Ångpanna med
spreader-stoker Alt. 1b.

Borås - Energiverk

1988-02-28
A. Clauson



Uppdragsgivare/Client

Värmeborst

Datum/Date

Utgåva/Issue

Order—all regnr/Order No · Reg No

Anläggning/Plant

Borås Energiverk, Ryaverket

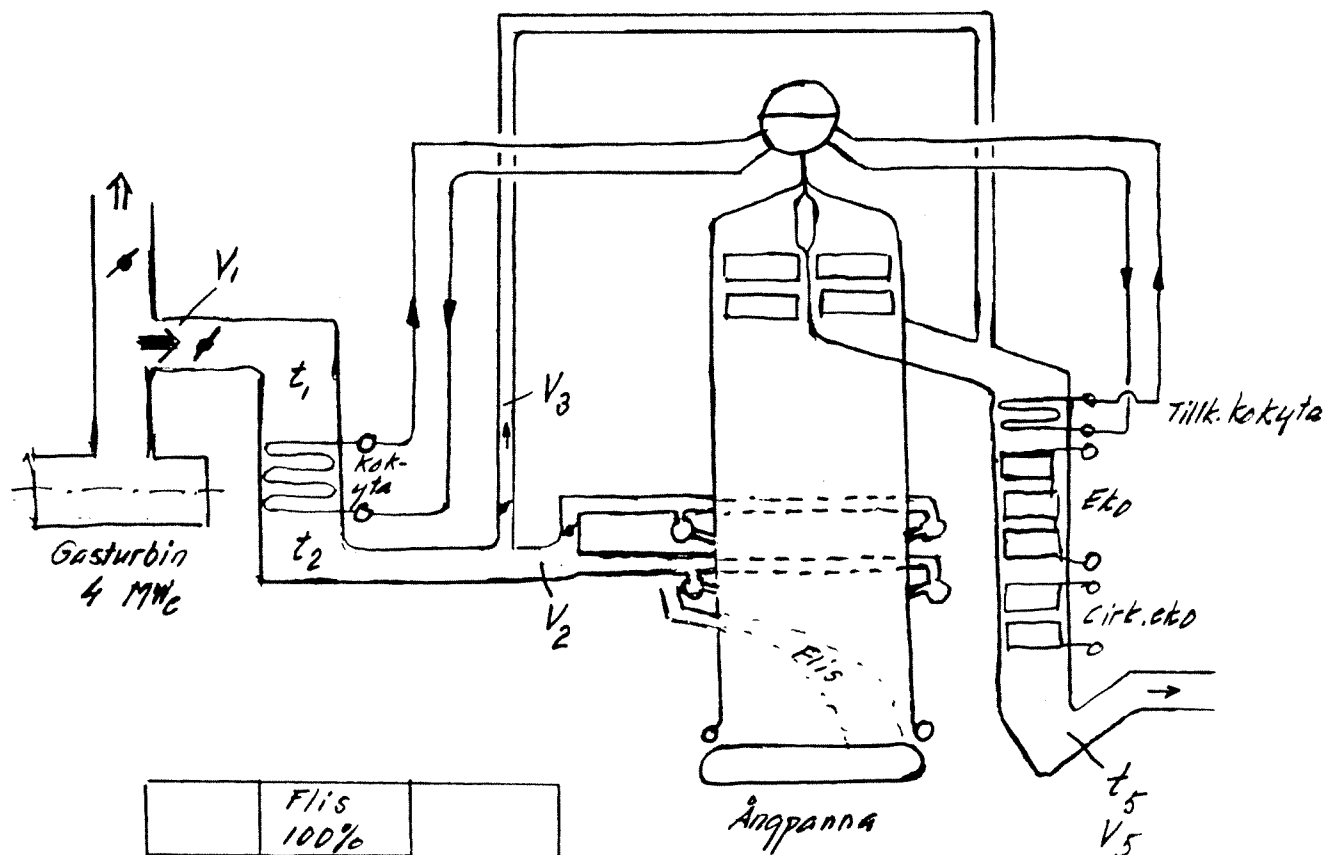
Sektion/Dept

Handlaggare/Prepared by

Telefonnr/Telephone No

Ärende/Subject

Alternativ 1c - Flödeschema



		Flis 100%	
Beteck- ning		53 + 7 = = 60 t/h	
Temp. °C	t ₁	516	
	t ₂	307	
	t ₅	225	
Av- gas.	V ₁	50 000	
	V ₂	40 000	
	V ₃	10 000	
	V ₅	107 000	

VÄRMEFORSK

BORÅS ENERGIVERK
PRODUKTIONSKOSTNAD FÖR EL I NATURGAS-
ELDADE GASTURBINER FÖRE BEFINTLIGA
ÅNGPANNOR

BILAGA 18
ÅF-E STHLM
721193
88-06-06

ELPRIS

ANNUITET 7 %

kr/MWh

600

500

400

300

200

100

0

ALT. 1a

ALT. 1b

ALT. 1c

KAPITALKOSTNAD
ALT. 1b

DRIFTKOSTNAD MINUS
KREDITERAD VÄRMEPROD.
ALT. 1b

80

100

120

140

160

180

GASPRIS kr/MWh (INKL EV SKATTER)

VÄRMEFÖRSK

BORÅS ENERGIVERK
PRODUKTIONSKOSTNAD FÖR EL I NATUR-
GASELDADE GASTURBINER FÖRE
BEFINTLIGA ÅNGPANNOR

BILAGA 19
ÅF-E STHLM
72 11 93
88-06-06

ELPRIS

ANNUITET 12 %

kr/MWh

700

600

500

400

300

200

100

0

ALT. 1a

ALT. 1b

ALT. 1c

KAPITALKOSTNAD
ALT. 1b

DRIFTKOSTNAD MINUS
KREDITERAD VÄRMEPROD.
ALT. 1b

80

100

120

140

160

180

GASPRIS kr/MWh (INKL EV SKATTER)

JÄMFÖRELSE MELLAN FÖRSTUDIER OM NATURGASELDADE GASTURBINER
FÖRE BEFINTLIGA FASTBRÄNSLEELDADE PANNOR AV TYP SPREADER-
STOKERROST OCH FAST VATTENKYLD SNEDROST.

Att ansluta en naturgaseldad gasturbin före en befintlig panna för att öka elproduktionen har studerats för två typer av fastbränsleeldade pannor enligt följande:

Panntyp/bränsle	Anläggning	Värmeforskrapport	Utfört av
SPREADERSTOKER Skogsbränsle och kolstybb	Ryaverket (kraftvärmeverk) Borås Energiverk	E7-801	ÅF-Energikonsult Stockholm
FAST, VATTENKYLD SNEDROST Bark, träavfall	Wargöns Bruk Holmens AB	E7-802	ÅF-IPK Stockholm

Här nedan görs några jämförelser av resultaten av studierna.

Panntypernas lämplighet för förkopplad gasturbin

En rörlig rostmatta av den typ som användes för spreader-stokereldning, som är av samma utförande som för wanderrosteldning bara med den skillnaden att rörelseriktningen är den motsatta, tål normalt inte höga lufttemperaturer. Värden på primärluftens temperatur är normalt cirka 150 °C för kol och för fuktiga bränslen några 10-tal grader högre. Roststavarna måste kylas av luften och de slår sig vid högre temperaturer. Avgaserna från en gasturbin, som har en temperatur av cirka 500 °C, måste då kylas. Är det en ångpanna kan man kyla med en separat kokyta från ångdomen och få ned temperaturen på avgaserna till 310-360 °C beroende på ångtrycket. Krävs ytterligare kylning, kan man som i fallet Borås kyla med kondensat, men detta medför minskning av elproduktion i fjärrvärmeturbinen. Det går också att kyla med inblandning av friskluft, men det

sänker totalverkningsgraden. Det blir också dyra anläggningar med komplicerad inreglering och drift. Det vore bra, om rosten kunde konstrueras för att tåla lufttemperaturer av 350 °C. Det kan således bli problem med att använda de varma avgaserna från en gasturbin till en rörlig rost av typ wanderrost.

Det är betydligt enklare att använda gasturbinen före en fast, vattenkyld snedrost av den typ som finns vid Wargöns Bruk och som är vanlig inom pappers- och cellulosaindustrin för förbränning av främst den egna barken men också för skogsavfall. Här vill man ha cirka 300 °C på primärluften för torkning och bra förbränning av barken, som ofta kan ha en fukthalt av 60 %. Utöver en kylning med en kokyta från ångdomen, som är förhållandevis lätt att arrangera, behövs ingen ytterligare kylning av avgaserna från gasturbinen. Det går således att använda avgaserna i alla tre zonerna, tork-, pyrolys- och slutförbränningszon. I slaggutmatningszonen, som ofta har en rörlig trappstegsrost, kan det möjligen bli problem, men detta kan bemästras med möjlighet till rökgasåterföring i denna zon.

Ekonomisk jämförelse mellan resultaten

På grund av de omfattande ombyggnaderna av pannorna i Borås som skulle krävas för att använda förkopplade gasturbiner för förbränningsluft valdes i Borås att använda en kokyta från pannan som avgaspanna på gasturbinen, dvs alternativ 1b.

En jämförelse av resultaten kan presenteras med följande tabell:

Anläggning Alt	Annuitet %	Elproduktionskostnad kr/MWh _e vid gaspris kr/MWh _v			Utnyttjnings- tid h/år	Ann
		100	120	140		
Borås 1b	7	280	350	420	5 000	
Wargön	8	175	195	220	8 400	

Elproduktionskostnaden är här räknad som medelvärde över året. Orsaken till den stora skillnaden i elproduktionskostnad är dels den betydligt lägre totalverkningsgraden i Borås (77 % mot 90 % i Wargön), dels den betydligt längre utnyttjningstiden i Wargön.

Den betydligt kortare utnyttjningstiden i Borås beror på att värmeunderlaget här är lokalvärme och tappvatten för bostäder medan det i Wargön är en relativt årstidsberoende process-industri.

Priset på köpt el kommer i framtiden att variera kraftigt med årstiden och dygnets timmar. På sommaren kommer elpriset att vara betydligt lägre än på dagtid under vintern.

Eftersom elproduktionen i Borås på grund av värmeunderlaget kommer att ske huvudsakligen vintertid när elen blir dyr att köpa ger ovanstående jämförelse av produktionspriser en något skev bild.

Om man gör antagandet att elpriset på sommaren är så lågt att det inte lönar sig att producera el under tiden maj t o m september i Wargön får man en utnyttjningstid på ungefär 5000 h/år. Produktionskostnadsjämförelsen skulle då se ut som nedan:

Anläggning Alt	Annuitet %	Elproduktionskostnad kr/MWh vid gaspris kr/MWh			Utnyttjnings- tid h/år	Ann
		100	120	140		
Borås 1b	7	280	350	420	5 000	
Wargön	8	225	245	265	5 000	Utnyttjnings- tiden i verklig- heten 8 400 h/år

Orsaken till att Wargön-projektet även vid omräkning till samma utnyttjningstid som Borås-projektet ger lägre elproduktionskostnader är den betydligt lägre totalverkningsgraden i Borås beroende på att man här i princip endast byggt en enkel avgaspanna efter gasturbinen.

En bättre ekonomisk jämförelse av de båda projekten är att utföra en lönsamhetskalkyl med differentierade elpriser på ett par olika kostnadsnivåer, men detta ligger utanför den här studiens omfattning.

Värmeforsk är ett organ för industrisamverkan inom värmeteknisk Forskning och utveckling. Stiftelsens forskningsprogram är tillämpningsinriktat och fokuseras på energi- och processindustriernas behov och problem. Bakom Värmeforsk står följande huvudmän:

- Kraftverksföreningens utvecklingsstiftelse, VAST
- Statens Vattenfallsverk
- Studsvik Energiteknik AB
- Svenska Cellulosa- och Pappersbruksföreningen/Ångpanneföreningen
- Svenska Gasföreningen
- Svenska Värmeverksföreningen
- Tillverkande Industri

Värmeforsk samarbetar med Statens Råd för Byggnadsforskning (BFR), Statens Energiverk och Styrelsen för Teknisk Utveckling.