Studie av rökgaskondensering för bio-bränsleeldade kraftvärmeanläggningar

Study of flue gas condensing for biofuel fired heat and power plants

Fredrik Axby, Jan-Olof Gustafsson,
Johan Nyström och Kent Johansson
Sycon Energikonsult AB

A9-815

VÄRMEFORSK
101 53 STOCKHOLM - TEL 08/677 25 80
November 2000

DISCLAIMER

Portions of this document may be illegible in electronic image products. Images are produced from the best available original document.

Abstract

This report considers question regarding flue gas condensing plants connected to bio-fuelled heat and power plants. The report consists of two parts, one where nine existing plants are described regarding technical issues and regarding the experience from the different plants. Part two is a theoretical study where heat balance calculations are made to show the technical and economical performance in different plant configurations and operating conditions.

Initially the different parts in the flue gas condensing plant are described. Tube, plate and scrubber condensers are described briefly. The different types of humidifiers are also described, rotor, cross-stream plate heat exchanger and scrubber.

Nine flue gas-condensing plants have been visited. The plants where chosen considering it should be bio-fuel fired plant primarily heat and power plants. Furthermore we tried to get a good dissemination considering plant configuration, supplier, geographical position, operating situation and plant size.

The description of the different plants focuses on the flue gas condenser and the belonging components. The fuel, flue gas and condensate composition is described as well as which materials are used in the different parts of the plant. The experience from operating the plants and the reasons of why they decided to chose the actual condenser supplier are reported.

Following plants are described in the report:

Plant	**Boiler (MW)**	**Flue gas condenser**	**Power (MW)**	**Humidifier**	**Year installatio**
P3 at KV 1 Tekniska Verken Linköping	60	Fagersta Energetics	15	Rotating	1992
Johannes Gävle Energi	90	ABB Fläkt	22	Cross stream heat exchanger	1999
Sandvik 1 Växjö Energi	50	ABB Fläkt	6,5-7	----------	1986
Sandvik 2 Växjö Energi	100	ABB Fläkt	25	----------	1996
Igelstaverket Söderenergi	80	Fagersta Energetics	20	Rotating	1994
Västermalmsverket Falu Energi	30	Götaverken Miljö	8,5	Cross stream heat exchanger	1993
Nyslott Suur-Savon Sähkö	40	Tampella (Kvaerner)	5	----------	1994
Hedenverket Karlstad Energi	80	Fagersta Energetics	20	Rotating	1992
Karskär Karskär Energi	70	Pronea Miljöteknik	20	----------	1998

The general opinion among the plant owners is that it is a very good investment to build a flue gas condensing plant. The payback time has been short, 2-4 years. Operation and maintenance costs are considered low. There has not been any need of employing extra personnel for managing the operation of the flue gas condensing plant. The availability has been high, almost 100% in all cases.

It is difficult to give general information about experience from the plants since the plants have had different problems and have different layout and technical solutions. However, some more general experiences are written below:

- When installing a condenser and humidifier, problems might occur in the boiler with the increasing mass flow and the humid air. Booster fans for the combustion air might be needed and the humid air might cause problems as e.g. condensing water in pressure devices and a need for an extra dry air flow for lime dosage into the boiler.
- When designing the air and flue gas channels the possible problem with vibrations in the flue gas fan or the booster fan should be taken into consideration. The fan should not be positioned too close to any channel bends; i.e. there should be some sufficient straight channel before and after the fan.
- When choosing material for the components in the flue gas condensing plant it is important to consider the flexibility. A specification of materials might be sufficient for a specific mixture bio-fuel, but if the composition of the fuel is changed one might need to change the material in certain components.
- When installing a condenser, water droplets might be formed in the top of the chimney, which causes ice problem during the winter.

In the second part of the report process and financial analyses are made for two plant sizes, 20 and 50 MWheat. The performance between three different plant configurations is compared. A basic plant without condenser, a plant with flue gas condenser and a plant with flue gas condenser and humidifier. A parametric study is also undertaken where it is shown how the performance changes when the humidity in the fuel and the return temperature in the district heating water are changed.

Financial analyses are made both on totally new constructed plants with flue gas condenser and on present plants where a flue gas condenser is added. The analyses are made with and without humidifier.

Process calculations:
The calculations show that installing a flue gas condenser has a very small influence on the electric efficiency but enhances the total efficiency a lot. With only the flue gas condenser the condenser gives a heat contribution of 17-18% with a return temperature in the district heating water of 48°C and a water content of 40% in the fuel. With increased humidity of the combustion air the heat contribution from the condenser increases to 24-25%. The heat production in the condenser is equivalent to 13% respectively 20% of the fuel heat value. The over all efficiency increases from 92% to 105% with condenser and 112% with both condenser and humidifier.

By construction of a new plant where the heat basis is constant the plant can be built smaller with a flue gas condenser. The power of the boiler will be 17-19% smaller with a flue gas condenser. With a humidifier added the boiler could be 25% smaller.

In a parametric study, there are shown that the water content of the fuel has a small influence of the electric efficiency (with and without flue gas condenser). The decrease was around 1%-unit when the water content was increased from 40% to 60%. The over all efficiency for the plant without flue gas condensing was decreased when the water content was increased while the over all efficiency was increased for the plant with flue gas condenser. The increase was around 9-10 %-units.

The parametric study over the return temperature show that the temperature has a very small influence of the electric efficiency. At increased temperature, the over all efficiency was unchanged for the plant without flue gas condenser while it was decreased for the plants with flue gas condenser. For the plant with flue gas condenser without humidifier the temperature has the strongest influence and the flue gas condensing will stop at around 60°C. With humidifier, the over all efficiency is less sensitive for the return temperature. The water content in the flue gas increases and the condensation continues even at higher return temperatures. The decrease was around 6%-unit when the return temperature was increased from 40 to 65°C.

The difference in over all efficiency between a plant with flue gas condenser except humidifier and a plant with humidifier will decrease when the return temperature decreases. At a certain temperature, the extra cost for the humidifier will not be covered by the extra heat production. This temperature is dependent the payback time, price of the heat and the operation time. Simple calculations point at temperatures down to 40°C.

Financial analyses:
At new constructed plants with flue gas condenser the heat production cost will be less than for a plant without flue gas condenser as long as the price for electricity stays below 60 öre/kWh. The heat production cost decreases with 13-14% except humidifier and 17-18% with humidifier.

Another interesting aspect is that with constant heat demand, the over all investment cost for the plant will decrease with flue gas condenser. This is caused because the boiler and the steam turbine will be smaller. The cost reduction for the plant except flue gas condenser is higher than the extra cost for the flue gas condenser.

For a plant complimented with flue gas condenser, the economy will be dependent of the operation situation, where the plant is places in the duration diagram, which heat production will be replaced by heat production from the condenser and if there the heat demand is constant or if the plant need more part load operation.

If the plant operate at full load most of the time, the heat demand cover the extra heat production in the condenser and the extra heat production replaces oil, the payback time will be down to one year for the bigger plant and around 1,5 year for the small plant. The payback time became the same with and without humidifier at a district heat return temperature of 48°C. If the return temperature increases the payback time decreases for the plant with humidifier.

If the heat demand is constant the plant operates longer time at part load. During full load operation the heat production replaces other heat production. During part load, the fuel consumption will decrease. At the same time the electric production will decrease. In the calculations, the plant has been assumed to cover 40% of the complete heat systems maximum power demand. The extra heat production is valued against oil. The payback time became 1,5 year for the bigger plant and 2,2 - 2,5 year for the smaller plant. The payback time became the same with and without humidifier. The biggest saving comes from the extra heat production during full load operation. If the plant stands for a higher part of the duration diagram, the part load operation will decrease and a smaller amount of oil that can be replaced. This results in longer payback times. The plants visited in this study mentioned payback times of 2-4 years.

Sammanfattning

Den här rapporten berör rökgaskondensanläggningar kopplade till biobränsleeldade kraftvärmeverk. Rapporten är uppdelad i två delmoment, en del som beskriver befintliga anläggningar och deras erfarenheter samt en del som med värmebalansberäkningar visar på prestanda och ekonomi för olika anläggningskonfigurationer och driftsförhållande.

Inledningsvis beskrivs de olika delarna i en rökgaskondenseringsanläggning. Tub-, lamell- och fyllkroppskondensorn beskrivs kortfattat. Likaså beskrivs de olika typerna av uppfuktare, rotor, korsströmsplattvärmeväxlare och spraytorn.

I första delen redovisas nio anläggningar, besök och intervjuer har utförts på samtliga. Valet av de olika anläggningarna gjordes med hänsyn till att det skulle vara bioeldade anläggningar, i första hand kraftvärme. Vidare försökte vi få en bra spridning med tanke på teknik, leverantör, geografiskt läge, driftsituation och anläggningsstorlek (> 5 MW rgk effekt).

I beskrivningen av de olika anläggningarna läggs tyngdpunkten på rökgaskondensorn och tillhörande komponenter. Vidare beskrivs bränsle-, rökgas- och kondensatsammansättning, materialval, driftserfarenheter och anledningen till att man valde bygga den typ av anläggning man har.

Följande anläggningar beskrivs i rapporten:

Anläggning	Panna (MW)	RGK	Effekt (MW)	Uppfuktare	Inst.år
P3 på KV 1 Tekniska Verken Linköping	60	Fagersta Energetics	15	Roterande	1992
Johannes Gävle Energi	90	ABB Fläkt	22	Korsströms- plattvvx	1999
Sandvik 1 Växjö Energi	50	Fläkt Industri	6,5-7	----------	1986
Sandvik 2 Växjö Energi	100	ABB Fläkt	25	----------	1996
Igelstaverket Söderenergi	80	Fagersta Energetics	20	Roterande	1994
Västermalmsverket Falu Energi	30	Götaverken Miljö	8,5	Korsströms- plattvvx	1993
Nyslott Suur-Savon Sähkö	40	Tampella (Kvaerner)	5	----------	1994
Hedenverket Karlstad Energi	80	Fagersta Energetics	20	Roterande	1992
Karskär Karskär Energi	70	Pronea Miljöteknik	20	----------	1998

Driftserfarenheter och underhåll:
Det allmänna intrycket bland anläggningsägarna är att det är det är en mycket god investering att installera i en rökgaskondensor. Återbetalningstiden på investeringen har varit kort, 2-4 år. Drift- och underhållskostnaden anses också låg. Ingen har behövt utöka personalstyrkan för att

klara av och sköta driften av rökgaskondenseringsanläggningen. Tillgängligheten har varit hög, nära 100% i de flesta fallen.

Generella tips och erfarenheter är svårt att ge eftersom varje anläggning har haft olika problem och olika tekniska lösningar. Nedan sammanfattas dock en del erfarenheter:

- Vid installation av kondensor med uppfuktare kan problem uppstå i pannan beroende på det ökade massflödet och den fuktiga luften. Booster-fläktar för förbränningsluften kan behövas och fukten kan åstadkomma diverse problem, t.ex. vatten i tryckgivare och behov av ett extra torrt lufttillflöde för kalkinmatning.

- Beträffande utformandet av luft- och rökgaskanaler bör man beakta problematiken med vibrationer i rökgasfläkten alternativt boosterfläkten. Fläkten bör inte placeras direkt i anslutning till någon böj utan bör vara placerad så att det finns en viss raksträcka före och efter fläkten.

- Vid val av material till de olika komponenterna i en rökgaskondensanläggning är det viktigt att tänka på flexibiliteten. En materialspecifikation kan vara fullgod för det aktuella bränslet, men om bränslemixen förändras kan detta orsaka problem.

- Vid installation av en rökgaskondensor kan problem med droppbildning ske i skorstenstoppen vilket i sin tur ger problem med isbildning under vintern.

I en andra del genomfördes processanalyser och ekonomiska analyser av två anläggningsstorlekar, 20 MWv och 50 MWv. En prestandajämförelse gjordes mellan ett grundfall utan rökgaskondensering, ett fall med enbart rökgaskondensering och ett fall med rökgaskondensering och uppfuktning. Det genomfördes också en parameterstudie över hur anläggningens prestanda varierar med ändra fukthalt i bränslet samt ändrad returtemperatur på fjärrvärmen.

Ekonomiska analyser gjordes på dels nybyggda anläggningar med rökgaskondensering och dels befintliga anläggningar som kompletterats med rökgaskondensering. Analysen gjordes med och utan uppfuktning av förbränningsluften.

Processberäkningar:
Beräkningarna visar att elverkningsgraden inte påverkas i större grad medan totalverkningsgraden ökar betydligt med rökgaskondensering. Med enbart rökgaskondensering ger rökgaskondensorn ett värmetillskott på 17-18% med en returtemperatur på fjärrvärmen på 48°C och en fukthalt på bränslet på 40%. Med uppfuktning av förbränningsluften ökar värmetillskottet till 24-25%. Värmeproduktionen i rökgaskondensorn motsvarar 13% respektive 20% av bränsleeffekten. Totalverkningsgraden ökar från ca. 92% till ca. 105% med enbart rökgaskondensor och 112% med rökgaskondensor och uppfuktning.

Vid byggande av en ny anläggning vid ett givet värmeunderlag kan anläggningen (bl.a. panna + turbinsystem) byggas mindre. Panneffekten kunde minskas 17-19% med enbart rökgaskondensor och ca. 25% med rökgaskondensor och uppfuktning.

En parametervariationen av fukthalten i bränslet visade att elverkningsgraden minskar något för samtliga processer (med och utan kondensering) då fukthalten ökar. Minskningen låg på ca. 1%-enhet mellan 40% och 60% fukthalt. Vad gäller totalverkningsgraden så sjönk den för

grundfallet (utan kondensering) då fukthalten ökade medan för anläggningarna med rökgaskondensering ökade den betydligt. Ökningen låg på 9-10%-enheter för både anläggningarna med enbart rökgaskondensor och anläggningarna med rökgaskondensor och uppfuktning.

Parametervariationen av returtemperaturen visade att elverkningsgraden påverkas i mindre grad då temperaturen ökar. Totalverkningsgraden var oförändrad för grundfallet (utan kondensering) då returtemperaturen ökade medan för anläggningarna med rökgaskondensering sjunker den. Anläggningen med rökgaskondensor utan uppfuktning påverkas kraftigast och vid ca. 60°C upphör kondenseringen. Med uppfuktning är totalverkningsgraden mindre känslig för returtemperaturen. Fukthalten ökar i rökgaserna och kondenseringen forgår även vid hög returtemperatur. Mellan 40 och 65°C sjönk totalverkningsgraden ca. 6%-enheter för anläggningen med uppfuktning.

Skillnaden i totalverkningsgrad mellan enbart rökgaskondensering och rökgaskondensering med uppfuktning minskar då returtemperaturen minskar. Vid en viss temperatur finns ett break-even där merkostnaden för uppfuktningen inte uppvägs av den ökade värmeproduktionen. Denna temperatur beror bl.a. på önskad återbetalningstid, värmepris och årlig drifttid. Enklare beräkningar visar att denna temperatur bör ligga nedåt 40°C.

Ekonomisk analys:
Vid nybyggnation av ett nytt kraftvärmeverk med rökgaskondensering blir värmeproduktionskostnaden lägre jämfört med en anläggning utan rökgaskondensering så länge elpriset håller sig under ca. 60 öre/kWh. Värmeproduktionskostnaden sjunker ca. 13-14% utan uppfuktning och 17-18% med uppfuktning med de förutsättningar som använts.

En intressant aspekt är att den totala investeringskostnaden sjunker med rökgaskondensering och uppfuktning då värmeunderlaget är konstant. Orsaken är att panna och turbinsystem minskar i storlek. Kostnadsminskningen för själva anläggningen exkl. rökgaskondensering är högre än merkostnaden för kondenseringsutrustningen.

Vid komplettering med rökgaskondensering på en befintlig anläggning avgörs ekonomin bl.a. av driftsituationen, var i varaktighetskurvan anläggningen ligger, vilken typ av värmeproduktion som ersätts och om det finns underlag för den extra värmeproduktionen eller om anläggningen måste köra mera dellast.

Kan anläggningen köras för fullt större delen av drifttiden och det finns underlag för den extra värmeproduktionen samt om den extra värmeproduktionen ersätter olja blir återbetalningstiden för rökgaskondenseringsutrustningen nedåt ett år för den stora anläggningen och drygt 1,5 år för den lilla. Återbetalningstiden blev ungefär densamma med eller utan uppfuktning vid den använda returtemperaturen (48°C). Är returtemperaturen högre blir återbetalningstiden för anläggningen med uppfuktningen lägre än för anläggningen utan uppfuktning.

Är värmeunderlaget konstant måste anläggningen köra mer dellast. Under fullastdrift ersätts annan värmeproduktion och under dellast minskar bränsleförbrukningen samtidigt som elproduktionen också minskar. I beräkningarna har antagits att kraftvärmeverket står för 40% av hela värmesystemets maxlast och att den extra värmeproduktionen värderas mot olja. Då blev återbetalningstiden ca 1,5 år för den stora anläggningen och 2,2-2,5 år för den lilla. Återbetalningstiden blev ungefär densamma med eller utan uppfuktning. Den stora besparingen ligger i den extra värmeproduktionen under fullastdrift. Ligger anläggningen högre i varaktighetsdia-

grammet ökar mängden dellast vilket innebär att mindre olja kan ersättas vilket resulterar i längre återbetalningstider. De besökta anläggningarna uppger återbetalningstider på 2-4 år.

Förord

Syftet med den här rapporten har varit att svara på en del av de vanliga frågor man kan ha vid en första bekantskap med en rökgaskondensor. Rapporten kan ses som ett första hjälpmedel för att bekanta sig med tekniken samt för att få en känsla av hur ett kraftvärmeverks prestanda och ekonomi påverkas om en kondensor och uppfuktare installeras.

Vi vill härmed passa på att tacka alla de personer som vi har haft kontakt med i det här projektet. Ni har alla varit tillmötesgående och mycket hjälpsamma.

Malmö september 2000

Sycon Energikonsult AB
Energi & Process

Fredrik Axby Jan-Olof Gustafsson Kent Johansson Johan Nyström

Innehållsförteckning

1 BAKGRUND 1

2 MÅLSÄTTNING 1

3 METODIK 1

4 TEORI OCH TEKNIK 2

4.1 TEORI FÖR RÖKGASKONDENSERING OCH UPPFUKTNING 2
4.2 RÖKGASKONDENSOR 2
4.2.1 Tubvärmeväxlare 2
4.2.2 Plattvärmeväxlare 3
4.2.3 Skrubber, fyllkroppskondensor 4
4.3 KONDENSATRENINGEN 4
4.4 UPPFUKTARE 5
4.4.1 Varför uppfuktare? 5
4.4.2 Spraytorn 5
4.4.3 Roterande uppfuktare 5
4.4.4 Korsströmsplattvärmeväxlare 6
4.5 RÖKGASFLÄKTEN 7

5 ANLÄGGNINGAR 8

5.1 TEKNISKA VERKEN I LINKÖPING [] 9
5.1.1 Panna 9
5.1.2 Rökgaskondensor och uppfuktare 10
5.1.3 Övrig utrustning och material 11
5.1.4 Driftserfarenheter och underhåll 12
5.1.5 Motiv för val 12
5.2 KARSKÄR ENERGI AB I GÄVLE [] 13
5.2.1 Panna 13
5.2.2 Rökgaskondensor 13
5.2.3 Övrig utrustning och material 13
5.2.4 Driftserfarenheter och underhåll 14
5.2.5 Motiv för val 14
5.3 JOHANNES I GÄVLE [] 15
5.3.1 Panna 15
5.3.2 Rökgaskondensor 15
5.3.3 Övrig utrustning och material 16
5.3.4 Driftserfarenheter och underhåll 18
5.3.5 Motiv för val 18
5.4 SANDVIKSVERKET 1 I VÄXJÖ [] 19
5.4.1 Panna 19
5.4.2 Rökgaskondensor 19
5.4.3 Övrig utrustning och material 20
5.4.4 Driftserfarenheter och underhåll 21
5.4.5 Motiv för val 21
5.5 SANDVIKSVERKET 2 I VÄXJÖ 22
5.5.1 Panna 22
5.5.2 Rökgaskondensor 22
5.5.3 Övrig utrustning och material 22
5.5.4 Driftserfarenheter och underhåll 23
5.5.5 Motiv för val 23
5.6 IGELSTAVERKET I SÖDERTÄLJE [], [] 23
5.6.1 Panna 24
5.6.2 Rökgaskondensor 24
5.6.3 Övrig utrustning och material 26

5.6.4 Driftserfarenheter och underhåll 26
5.6.5 Motiv för val 27
5.7 VÄSTERMALMSVERKET I FALUN [], [] 27
5.7.1 Panna 27
5.7.2 Rökgaskondensor 28
5.7.3 Övrig utrustning och material 29
5.7.4 Driftserfarenheter och underhåll 30
5.7.5 Motiv för val 31
5.8 SUUR-SAVON SÄHKÖ OY I NYSLOTT, FINLAND [], [] 31
5.8.1 Panna 31
5.8.2 Rökgaskondensor 32
5.8.3 Övrig utrustning och material 34
5.8.4 Driftserfarenheter och underhåll 35
5.8.5 Motiv för val 36
5.9 HEDENVERKET I KARLSTAD [], [6] 36
5.9.1 Panna 36
5.9.2 Rökgaskondensor 37
5.9.3 Övrig utrustning och material 38
5.9.4 Driftserfarenheter och underhåll 39
5.9.5 Motiv för val 40

6 SLUTSATSER FRÅN ANLÄGGNINGSBESÖKEN 41

7 PROCESSANALYSER – NYA KRAFTVÄRMEVERK 42

7.1 STORLEK 20 MW VÄRME 42
7.1.1 Beräkningsresultat 20 MW värme 44
7.2 STORLEK 50 MW VÄRME 45
7.2.1 Beräkningsresultat 50 MW värme 47
7.3 PARAMETERVARIATION 47
7.3.1 fukthalt i bränslet 47
7.3.2 Returtemperatur fjärrvärme 49

8 EKONOMIANALYS - KRAFTVÄRMEVERK 54

8.1 NYTT KRAFTVÄRMEVERK 54
8.2 BEFINTLIGT KRAFTVÄRMEVERK 59
8.2.1 Scenario 1 59
8.2.2 Scenario 2 62
8.2.3 Begränsningar i pannans maxeffekt 69

9 SAMMANFATTNING AV PROCESS- OCH EKONOMIANALYSER 70

10 REFERENSER 72

Bilagor

Bilaga 1, Slutrapport KRAN-projektet
Bilaga 2, Beräkningsförutsättningar
Bilaga 3, Varaktighetskurva

Tabellförteckning

TABELL 5.1 ÖVERSIKT ÖVER BESÖKTA ANLÄGGNINGAR 8
TABELL 5.2 DATA FÖR BOOSTERFLÄKTARNA 11
TABELL 5.3 KONDENSATSAMMANSÄTTNING 14
TABELL 5.4 RÖKGASSAMMANSÄTTNING 15
TABELL 5.5 KONDENSATSAMMANSÄTTNING 17
TABELL 5.6 KONDENSATSAMMANSÄTTNING 20
TABELL 5.7 KONDENSATSAMMANSÄTTNING 22
TABELL 5.8 RÖKGASSAMMANSÄTTNINGEN 24
TABELL 5.9 KONDENSATSAMMANSÄTTNING 25
TABELL 5.10 RÖKGASSAMMANSÄTTNING 27
TABELL 5.11 KONDENSATSAMMANSÄTTNING 29
TABELL 5.12 BRÄNSLESAMMANSÄTTNINGEN BASERAT PÅ ENERGIMÄNGD PÅ ÅRSBASIS 31
TABELL 5.13 RETUR- OCH FRAMLEDNINGSTEMPERATUR I FJÄRRVÄRMENÄTET 33
TABELL 5.14 SAMMANSÄTTNINGEN PÅ SLAMMET FRÅN KONDENSORN 34
TABELL 5.15 BRÄNSLESAMMANSÄTTNING 37
TABELL 5.16 RÖKGASSAMMANSÄTTNING 37
TABELL 5.17 KONDENSATSAMMANSÄTTNING 38
TABELL 7.1 PRESTANDA FÖR 20 MWV-PROCESSERNA 44
TABELL 7.2 PRESTANDA FÖR 50 MWV-PROCESSERNA 47
TABELL 8.1 RELEVANTA DATA FÖR EKONOMIANALYSERNA VID 20 MW VÄRME 56
TABELL 8.2 RELEVANTA DATA FÖR EKONOMIANALYSERNA VID 50 MW VÄRME 57
TABELL 8.3 FJÄRRVÄRMETEMPERATURER OCH UTETEMPERATUR FÖR DE 10 INTERVALLEN 61
TABELL 8.4 RESULTAT - KOMPLETTERING BEFINTLIG ANLÄGGNING 20 MWV, SCENARIO 1 61
TABELL 8.5 RESULTAT - KOMPLETTERING BEFINTLIG ANLÄGGNING 50 MWV, SCENARIO 1 61
TABELL 8.6 FJÄRRVÄRMETEMPERATURER OCH UTETEMPERATUR FÖR DE 13 INTERVALLEN 65
TABELL 8.7 ÅRLIG BRÄNSLEFÖRBRUKNING, ELPRODUKTION SAMT VÄRMEPRODUKTION 65
TABELL 8.8 FÖRÄNDRING AV BRÄNSLEFÖRBRUKNING SAMT EL- OCH VÄRMEPRODUKTION VID KOMPLETTERING MED RÖKGASKONDENSERING UTAN UPPFUKTNING, 20 MWVÄRME, SCENARIO 2 66
TABELL 8.9 FÖRÄNDRING AV BRÄNSLEFÖRBRUKNING SAMT EL- OCH VÄRMEPRODUKTION VID KOMPLETTERING MED RÖKGASKONDENSERING UTAN UPPFUKTNING, 50 MWVÄRME, SCENARIO 2 66
TABELL 8.10 FÖRÄNDRING AV BRÄNSLEFÖRBRUKNING SAMT EL- OCH VÄRMEPRODUKTION VID KOMPLETTERING MED RÖKGASKONDENSERING OCH UPPFUKTNING, 20 MWVÄRME, SCENARIO 2 67
TABELL 8.11 FÖRÄNDRING AV BRÄNSLEFÖRBRUKNING SAMT EL- OCH VÄRMEPRODUKTION VID KOMPLETTERING MED RÖKGASKONDENSERING OCH UPPFUKTNING, 50 MWVÄRME, SCENARIO 2 67
TABELL 8.12 RESULTAT - KOMPLETTERING BEFINTLIG ANLÄGGNING 20 MWV, SCENARIO 2 68
TABELL 8.13 RESULTAT - KOMPLETTERING AV BEFINTLIG ANLÄGGNING 50 MWV, SCENARIO 2 68

Figurförteckning

FIGUR 4.1 TUBVÄRMEVÄXLARE (KONDENSOR) FRÅN SIDAN OCH FRÅN OVAN. 3
FIGUR 4.2 PLATTVÄRMEVÄXLARE (KONDENSOR) FRÅN SIDAN OCH FRÅN OVAN 3
FIGUR 4.3 SKRUBBERKONDENSOR 4
FIGUR 4.4 PRINCIPSKISS ÖVER EN ROTERANDE UPPFUKTARE 6
FIGUR 4.5 PRINCIPSKISS ÖVER EN KORSSTRÖMSPLATTVÄRMEVÄXLARE 6
FIGUR 5.1 PROCESSCHEMA FÖR P1 PÅ KV1 I LINKÖPING 10
FIGUR 5.2 PROCESSCHEMA ÖVER RÖKGASKONDENSERINGSANLÄGGNINGEN PÅ JOHANNES. 16
FIGUR 5.3 PROCESSCHEMA ÖVER RÖKGASKONDENSERINGSANLÄGGNINGEN PÅ SANDVIK1 20
FIGUR 5.4 TOPPEN AV RÖKGASKONDENSORN PÅ IGELSTAVERKET 25
FIGUR 5.5 PROCESSCHEMA FÖR RÖKGASKONDENSERINGSANLÄGGNINGEN PÅ VÄSTERMALMSVERKET. 28
FIGUR 5.6 RÖKGASKONDENSORN PÅ SUUR-SAVON SÄHKÖ 32
FIGUR 5.7 SCHEMA ÖVER RÖKGASKONDENSORN I NYSLOTT 33
FIGUR 5.8 LAMELLDROPPFÅNGARNA OCH BELÄGGNINGARNA 35
FIGUR 7.1 KRAFTVÄRMEVERK 20 MW VÄRME UTAN RÖKGASKONDENSERING 43
FIGUR 7.2 KRAFTVÄRMEVERK 20 MW VÄRME MED RÖKGASKONDENSERING 43
FIGUR 7.3 KRAFTVÄRMEVERK 20 MW VÄRME MED RÖKGASKONDENSERING OCH LUFTUPPFUKTNING 44
FIGUR 7.4 KRAFTVÄRMEVERK 50 MW VÄRME UTAN RÖKGASKONDENSERING 45
FIGUR 7.5 KRAFTVÄRMEVERK 50 MW VÄRME MED RÖKGASKONDENSERING 46
FIGUR 7.6 KRAFTVÄRMEVERK 50 MW VÄRME MED RÖKGASKONDENSERING OCH UPPFUKTNING 46
FIGUR 7.7 ELVERKNINGSGRAD VID OLIKA FUKTHALT PÅ BRÄNSLET. 48
FIGUR 7.8 TOTALVERKNINGSGRAD VID OLIKA FUKTHALT PÅ BRÄNSLET. 48
FIGUR 7.9 ALFA-VÄRDET VID OLIKA FUKTHALT PÅ BRÄNSLET. 49
FIGUR 7.10 ELVERKNINGSGRAD VID OLIKA RETURTEMPERATUR PÅ FJÄRRVÄRMEN 50
FIGUR 7.11 TOTALVERKNINGSGRAD VID OLIKA RETURTEMPERATUR PÅ FJÄRRVÄRMEN 51
FIGUR 7.12 ÅTERBETALNINGSTID (RAK PAY-OFF) FÖR MERKOSTNADEN VID UPPFUKTNING 52
FIGUR 7.13 ALFA-VÄRDET VID OLIKA RETURTEMPERATUR PÅ FJÄRRVÄRMEN 53
FIGUR 8.1 VÄRMEPRODUKTIONSKOSTNAD VID 20 MWV. DRIFTTID 4500 H/ÅR. 57
FIGUR 8.2 VÄRMEPRODUKTIONSKOSTNAD VID 50 MWV. DRIFTTID 4500 H/ÅR. 58
FIGUR 8.3 VARAKTIGHETSDIAGRAM FÖR SCENARIO 1 59
FIGUR 8.4 EXEMPEL PÅ FJÄRRVÄRMETEMPERATURER VID OLIKA UTETEMPERATUR 60
FIGUR 8.5 EXEMPEL PÅ VARAKTIGHETSKURVA ÖVER UTETEMPERATUREN 60
FIGUR 8.6 VARAKTIGHETSDIAGRAM FÖR SCENARIO 2 63

Nomenklatur

Alfa-värde	= eleffekt / värmeeffekt
Elverkningsgrad	= eleffekt / bränsleeffekt
GAP	Glasfiberarmerad plast
Grädigkeit	Temperaturskillnaden mellan inkommande fjärrvärmevatten och utgående rökgas för kondensorn.
Pinch point	Temperaturskillnad mellan inkommande rökgaser till uppfuktaren och uppvärmd uppfuktad luft
Total verkningsgrad	= (eleffekt + värmeeffekt) / bränsleeffekt

1 Bakgrund

Under 90-talet har ett antal nya kraftvärmeverk och värmeverk med rökgaskondensering uppförts. Många befintliga biobränsleeldade anläggningar både med och utan kraftproduktion har kompletterat sin produktionskapacitet av värme med en rökgaskondensor. Motivet till att bygga rökgaskondensor trots att man har kraftproduktion är framförallt att elpriset är lågt och värmepriset är förhållandevis högt.

Vid upphandlingen av en rökgaskondensor finns det många olika aspekter att beakta:

- α-värdet, ökade värmeproduktion innebär att andelen el minskar. Dessutom kan det innebära att man får köra mer dellast (konstant värmeunderlag) vilket minskar elproduktionen.
- Vilken systemkoppling är mest ekonomisk fördelaktiga för den aktuella anläggningen?
- Klarar pannan uppfuktning?
- Vilka material i kondensorn ska väljas så att man kan vara bränsleflexibel i framtiden?
- Vilka gränsvärden ska man föreslå för rökgaskondensatet till myndigheterna?
- Ska anläggningen byggas för snabb återbetalningstid, optimeras med avseende på största möjliga effekt eller vara så bränsleflexibel som möjligt?

Då ett kraftvärmeverk eller ett värmeverk byggs ut med ny rökgaskondenseringsanläggning tillkommer nya delprocesser som man inte har arbetat med tidigare på verket. Områden som tillkommer är bland annat kondensering av rökgaser, uppfuktning av förbränningsluft, vattenkemi och lågtemperaturkorrosion. I vissa fall kan man behöva anställa extra personal för den nya anläggningsdelen.

2 Målsättning

Målsättningen med denna studie är att anläggningsägare som har för avsikt att bygga ut sin produktionskapacitet med en rökgaskondensering ska få en översikt. Översikten ska innehålla:

- Vilka typer av rökgaskondenseringsanläggningar som finns.
- Hur anläggningsägarna som redan har rökgaskondensering valde sina anläggningar.
- Driftserfarenheter från anläggningar som har varit i drift några år.
- Processanalys av nya kraftvärmeverk i två olika effektstorlekar med och utan uppfuktning.
- Ekonomi för dels nya anläggningar och dels komplettering av befintliga anläggningar.

3 Metodik

Metodiken har varit att först samla in allmän information om olika rökgaskondenseringsanläggningar och olika systemlösningar. Steg två var att välja ut lämpliga anläggningar för fördjupad studie. Vid val av anläggningar var målet att få med så många olika leverantörers anläggningar som möjligt. Vid val av anläggningarna gjordes också en avgränsning med tanke på storleken, eftersom vi inte ville att det skulle finnas för stora skillnader i förutsättningarna mellan de olika anläggningarna. Den minsta rökgaskondensorn har en effekt på 5 MW och saknar dessutom uppfuktare. Vidare var det förutbestämt att studien endast skulle behandla biobränsleeldade anläggningar och i första hand kraftvärmeverk.

När anläggningarna var utvalda genomfördes intervjuer och platsbesök på anläggningarna. Så långt som möjligt har vi samlat in motsvarande information för de olika anläggningarna.

Processberäkningarna i kapitel 7 har gjorts i värmebalansprogrammet Prosim.

4 Teori och teknik

Nedan följer en kort beskrivning av de olika delarna i en rökgaskondenseringsanläggning.

4.1 Teori för rökgaskondensering och uppfuktning

Syftet med rökgaskondensering är att ta tillvara kondenseringsenergi från rökgaserna genom att låta dessa kondensera. Hur stor mängd energi som kan utvinnas ur rökgasen beror till stor del på hur mycket förångat och vid förbränningen bildad vatten som rökgasen bär med sig till kondensorn. Generellt sett ger ett bränsle med hög fukthalt mer kondenseringsvärme. Genom att befukta förbränningsluften med en uppfuktare ökar mängden vattenånga i rökgasen vilket då medför att större effekt kan utvinnas ur kondensorn.

4.2 Rökgaskondensor

I inloppet till kondensorn sprayas vatten in i rökgasen. Denna del av kondensorn kallas ibland "quencher" eller störtkylare. Vatteninsprutningen har flera olika uppgifter:

- få rökgasen mättad så att kondensorn verkligen fungerar som kondensor
- sänka rökgastemperaturen snabbt så att syradaggpunkter passeras så snabbt som möjligt.
- dessutom sprutas ett överskott av vatten in i kondensorn för att späda ut kondensatet samt säkerställa att alla ytor spolas tillräckligt och på så vis minska risken för korrosion.

I den här delen av kondensorn används ofta höglegerade stål eller polymera material på grund av korrosionsrisken.

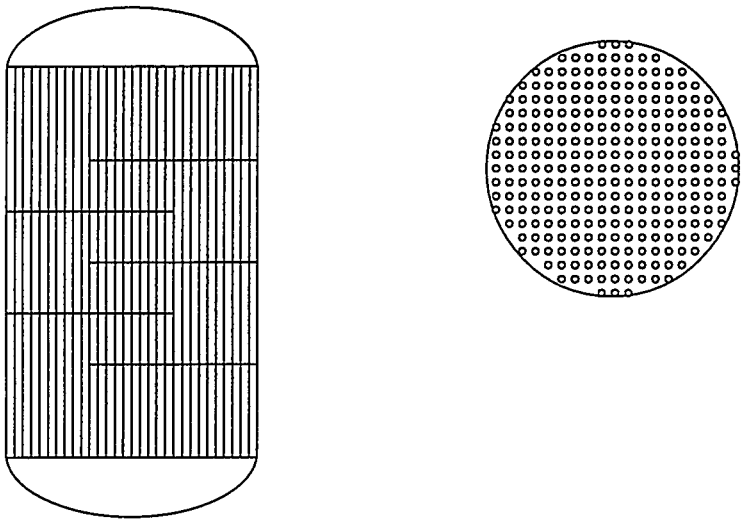
Själva kondensorns värmeväxlaryta kan vara utformad på olika vis. De olika typerna som finns på marknaden idag är i huvudsak följande tre.

1. Tubvärmeväxlare
2. Plattvärmeväxlare
3. Skrubber

I de två första typerna sker kondensering och värmeväxling samtidigt över värmeväxlaren. I den tredje typen sker kondenseringen över fyllkropparna och värmeväxlingen i en separat värmeväxlare utanför kondensorhuset.

4.2.1 Tubvärmeväxlare

Tubkondensorn är tillverkad ungefär på samma sätt som en tubvärmeväxlare. Det värmeupptagande mediet, i de flesta fall fjärrvärmevatten, passerar på utsidan av rören nerifrån och upp. Det värmeavgivande mediet som är kondenserande rökgaser passerar på insidan av rören uppifrån och ner. Den värmeöverförande processen blir på så sett motströms. Likt en konventionell tubvärmeväxlare finns bafflar på utsidan av rören för att få bättre värmeöverföring.

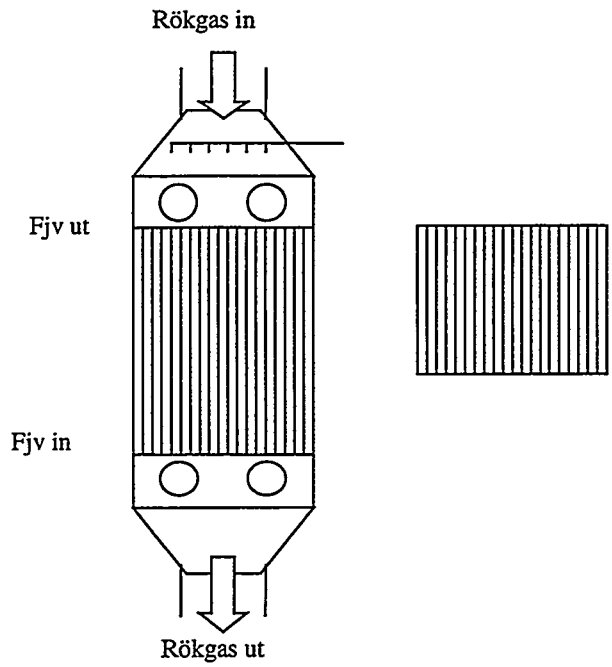


Figur 4.1 Tubvärmeväxlare (kondensor) från sidan och från ovan.

Figure 4.1 Tube heat exchanger (condenser), view from the side and from above

4.2.2 Plattvärmeväxlare

Plattvärmeväxlaren liknar tubvärmeväxlaren med den skillnaden att i stället för tuber skiljs medierna åt av plattor. Plattvärmeväxlaren är lik tubvärmeväxlaren på så vis att den fungerar som en motströmsvärmeväxlare. Fjärrvärmevattenflödet passerar mellan plattorna nerifrån och upp medan rökgaserna passerar på andra sidan plattorna uppifrån och ner. Plattorna tillverkas genom att två plåtar punktsvetsas ihop, sedan svetsas kanterna på plåtarna ihop varefter plattan blåses upp under tryck. Vattnet fördelas in i plattan medan rökgaserna passerar utvändigt.

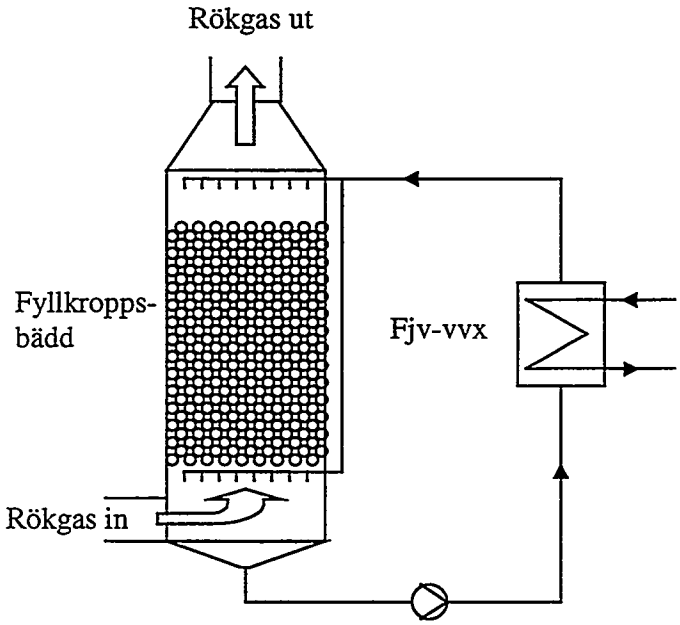


Figur 4.2 Plattvärmeväxlare (kondensor) från sidan och från ovan

Figure 4.2 Plate heat exchanger (condenser), view from the side and fromn above

4.2.3 Skrubber, fyllkroppskondensor

Skrubberkondensorn skiljer sig från de övriga två kondensortyperna på så vis att kondensationssteget och värmeöverföringen till fjärrvärmevattnet sker i två separata steg. Kondenseringen sker i kondensorhuset där kondensatvatten sprayas över en fyllkroppsbädd som utgör värmeväxlaryta mot rökgasen. Bädden består av fyllkroppar. Fyllkropparna ser ut som "cylinderskelett" av plast (polypropylen). I den anläggningen vi besökte var kropparna ca 5 cm i diameter och cirka 5 cm höga. Rökgasen drivs nerifrån och upp genom fyllkroppsbädden medan kondensatvattnet faller ner, motströms rökgasen genom fyllkroppsbädden. När kondensatvattnet passerat fyllkroppsbädden samlas det upp och leds ut från kondensorhuset och sedan via en pump genom en plattvärmeväxlare där kondensatvattnet värmeväxlas mot fjärrvärmevattnet. Därefter sprayas kondensatvattnet återigen in i kondensorhuset.



Figur 4.3 Skrubberkondensor

Figure 4.3 The scrubber

4.3 Kondensatreningen

En del av kondensatvattnet tappas kontinuerligt av för rening för att slutligen släppas till reningsverk eller recipient. Reningsutrustningen kan bestå av en mängd olika steg:

- pH-justering
- Tillsättning av flockningsmedel kan ibland behövas för att göra de suspenderade ämnena lättare att avskilja i sandfilter eller lamellseparator.
- Sandfilter, används för att tvätta kondensatet från stoft och metallpartiklar. Smutsvattnet från sandfiltret leds ofta till en lamellseparator för att ytterligare koncentrera smutsvattnet.
- Sedimenteringstank/slamtank i vilken man låter smutsvattnet sedimentera och bilda slam.
- Vid hårda myndighetskrav på ammoniakutsläpp i kondensatet kan ammoniakavskiljning behövas.

4.4 Uppfuktare

4.4.1 Varför uppfuktare?

För att öka kondenseringseffekten kan förbränningsluften uppfuktas. Detta sker genom att rökgaserna efter kondensorn växlas mot den inkommande förbränningsluften samtidigt som kondensat sprayas in i luften. Kondensatet förångas och förbränningsluften blir uppfuktad. På rökgassidan sker en kylning av rökgaserna vilket innebär att mer fukt kan kondenseras ut.

Uppfuktningen innebär att förångat vatten cirkuleras genom pannan vilket ger en ökad fukthalt i de utgående rökgaserna. Den ökade fukthalten innebär att mer effekt kan tas ut i kondensorn. Pannan fungerar principiellt som en värmepump eftersom man tar ut energi vid en låg rökgastemperatur (under ca 50°C) i uppfuktaren och återvinner den som fjärrvärme med en högre temperatur i kondensorn.

Daggpunkten i rökgaserna utan uppfuktning ligger ofta runt 60-62°C. Med uppfuktning ökar denna temperatur upp till 70-72°C. Detta innebär bland annat att man får kondensering vid en högre returtemperatur på fjärrvärmevattnet.

Uppfuktningen innebär också att temperaturen i pannan sjunker. I CFB och BFB-pannor kan man därför ofta minska rökgasrecirkulationen.

Det finns tre olika typer av uppfuktare, spraytorn, roterande värmeväxlare och korsströmsplattvärmeväxlare.

4.4.2 Spraytorn

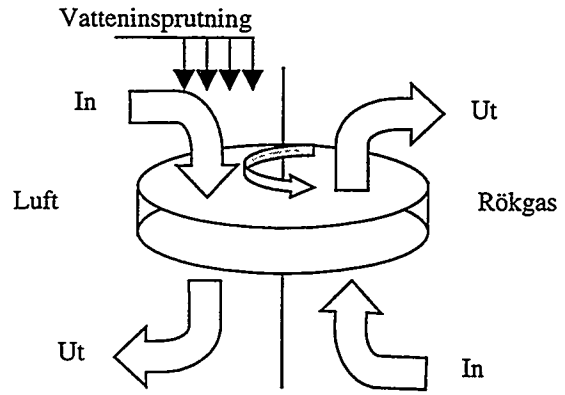
Denna typ av uppfuktare används med fördel tillsammans med en fyllkroppskondensor, se 4.2.3. Vattnet som värmts upp av rökgaserna i kondensorn sprayas in i ett spraytorn i vilket luften uppfuktas genom att det varma vattnet förångas på en fyllkropp.

Fördelen med detta system är lågt tryckfall och att luft- och rökgassidan kan separeras. På detta sätt slipper man långa kanaler. Kondensorn och spraytornet behöver endast förbindas med en kondensatledning till skillnad mot de andra typerna av uppfuktare där luft- och rökgaskanalerna måste passera varandra vilket kan ge utrymmesproblem. Vidare kan tornet köras utan sprayning varför man slipper spjäll och andra by-pass arrangemang. Ytterligare en fördel är att spraytornet är självdränerande vilket gör det möjligt att placera det utomhus utan risk för sönderfrysning. Nackdelen är dåligt reglerområde och sämre prestanda på dellast samt att besparingarna i fläkteffekt på grund av låga tryckfall delvis äts upp av högre effekter för pumpning av vatten. Dessutom kräver dessa anläggningar ofta ett större utrymme.

4.4.3 Roterande uppfuktare

Den roterande uppfuktaren fungerar genom att ett hjul av ett poröst material roterar mellan de utgående rökgaserna och inkommande luften (jfr. Ljungström). Luften värms upp och befuktas av hjulet som i sin tur har blivit uppvärmt av rökgaserna. För att få maximal uppfuktning av luften finns även spoldysor som sprayar vatten över uppfuktaren på luftens inkommande sida, se Figur 4.4.

Detta system ger den högsta verkningsgraden men innebär också högre underhåll då stora krav ställs på tätningen mellan rökgaser och uppfuktad luft i den roterande värmeväxlaren.



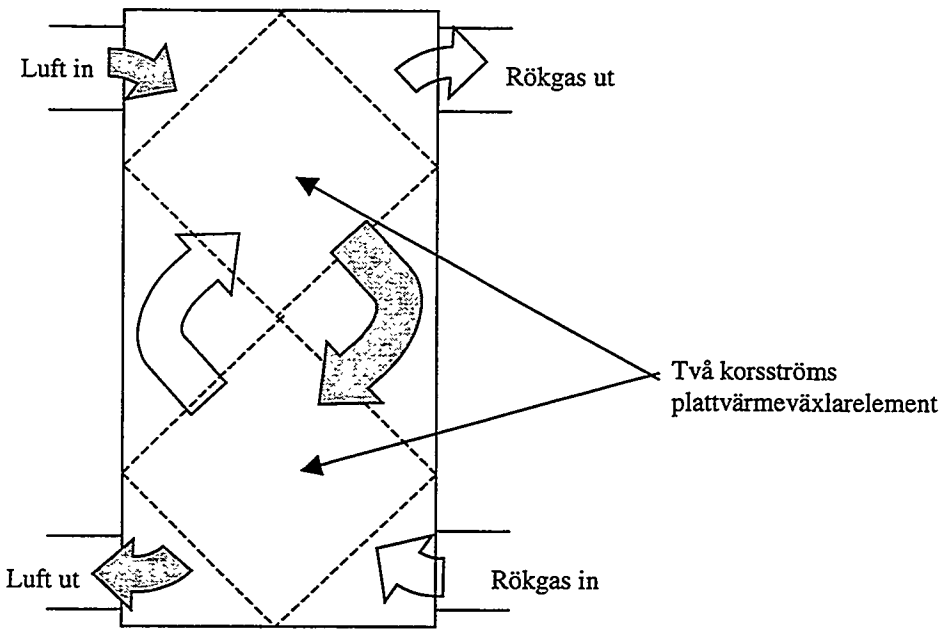
Figur 4.4 Principskiss över en roterande uppfuktare

Figure 4.4 Basic illustration of a rotating humidifier

4.4.4 Korsströmsplattvärmeväxlare

I en korsströmsplattvärmeväxlare leds rökgaserna och luften på vars en sida i en plattvärmeväxlare med korsande flödesriktningar, det vill säga rökgas och luft kommer inte i kontakt. Vatten sprayas in i det inkommande luftflödet för att uppfukta luften.

Detta system har ett högt reglerområde och ger högre prestanda på dellaster. Nackdelen är främst ett högre tryckfall samt att man måste arrangera ett by-pass-system med spjäll vilket ökar underhållskostnaderna.



Figur 4.5 Principskiss över en korsströmsplattvärmeväxlare

Figure 4.5 Basic illustration of a cross stream plate heat exchanger (humidifier)

4.5 Rökgasfläkten

Rökgasfläktens kapacitet behöver oftast ökas vid installation av en rökgaskondensor. Detta kan göras antingen genom att ersätta den befintliga fläkten med en större fläkt eller genom att installera en boosterfläkt. Boosterfläkten placeras antingen före eller efter kondensorn. Varje placering har olika för och nackdelar. Om fläkten placeras före kondensorn, alternativt om man ersätter den befintliga rökgasfläkten med en större, arbetar fläkten i en varm och torr miljö och kan tillverkas av ett billigare, svart material. Tillförd fläktenergi kan dessutom tas tillvara i rökgaskondensorn. En nackdel är att rökgasen har lägre densitet och innehåller mer vattenånga vilket följaktligen kräver större fläkthjul.

Om boosterfläkten placeras efter kondensorn arbetar den i en fuktig, korrosiv miljö vilket ställer högre krav på fläktmaterialet, det kan till och med behöva vara gummerat. Genom att återvärma rökgaserna efter kondensorn men före fläkten kan ett enklare material användas i fläkten.

Eftersom massflödet minskar på grund av det kondenserade vattnet krävs lägre motoreffekt på fläkten, fläkthjulet blir också mindre. En annan fördel är att man får undertryck i kondensorn vilket kan underlätta vid service.

5 Anläggningar

Nedan följer en beskrivning av 9 olika rökgaskondenseringsanläggningar. Uppgifterna härrör från intervjuer med tekniskt ansvarig och kunnig personal på de olika anläggningarna.

Tabell 5.1 Översikt över besökta anläggningar

Table 5.1 Summary over the visited plants

Anläggning	P3 på KV 1	Johannes	Sandvik 1	Sandvik 2
Företag	Tekniska Verken i Linköping	Gävle Energi	Växjö Energi	Växjö Energi
Panna leverantör/typ	Roster von Roll	Kvaener/ Bubblande	Maskinverken med Axom förugn	CFB Foster Wheeler
Panna effekt$_{th}$ [MW]	60	70	50	100
Rökgasflöde panna [Nm^3/h]	125000	145000	100000	168000
Bränsle	Bark, rt-flis	Bark/torrflis/RT-flis	Flis, bark, brun- & gröngrot	Grot, spån ,bark & flis
Fukt bränsle	45-50%	50-55%	50%	50%
Rökgaskondensor leverantör/typ	Tub Fagersta	Lamell ABB	Tub med förskrubber ABB Fläkt	Tub ABB Fläkt
Effekt RGK [MW]	15	22	6,5-7	25
Uppfuktare typ	Roterande	Lamell	----------	----------
År för installation av RGK	1992	1999	1986	1996
Tillgänglighet	99%	100%		100%
Underhållskostnad kr/år	----------	----------	----------	----------
Kontaktperson	Bill Karlsson	Mats Strömberg	Ingvar Övén	Ingvar Övén

Anläggning	Igelstaverket	Väster-malmsverket	Nyslott	Hedenverket	Karskär
Företag	Söderenergi	Falu Energi	Suur-Savon Sähkö	Karlstad Energi	Karskär Energi
Panna leverantör/typ	BFB Maskinverken. Ahlström	BFB Ahlström	Roster Tampella-Carlson	CFB Ahlström	-/roster (kominerad bio och oljepanna)
Panna effekt$_{th}$ [MW]	80	30	40	80	70 bio, 600 totalt
Rökgasflöde panna [Nm^3/h]	160000	41000	79000	106000	110 000
Bränsle	Rt-flis, slipers, maskintorv	Grot, flis, spån, bark	Bark, grot, flis, spån, maldamm	Grot, torrflis, bark, spån	Bark, spån
Fukt bränsle	25-45%	Ca 50%	40-53%	42-52%	43%
Rökgaskondensor leverantör/typ	Tub Fagersta	Lamell Götaverkan	Fyllkropp Kvaerner	Tub Fagersta	Pronea/lamell
Effekt RGK [MW]	20	8,5	5	20 (max 25)	20
Uppfuktare typ	Roterande	Korsströmsplatt-värmeväxlare	---------	Roterande	----------
År för installation av RGK	1994	1993	1994	1992	1998
Tillgänglighet	>98%	100%	>99%	Ca 99%	>99%
Underhållskostnad kr/år	<100000	Ca 40000	Ca 60000	<50000	----------
Kontaktperson	Sven Wallin	Per Andersson	Taisto Padatsu	Mats Preger	Peter Holmström

5.1 Tekniska Verken i Linköping [1]

Den biobränsleeldade pannan P3 på KV1 byggdes 1964 och var ursprungligen utlagd för olja. Pannan byggdes om för biobränsle 1984 genom att installera en von Roll trappstegsroster. 1992 byggdes pannan ut ytterligare med en rökgaskondensor. Övriga två pannor på KV1 eldas med olja respektive kol och gummidäck.

Bränslet som eldas är cirka 50 % bark, 50% RT-flis med någon procents inblandning av salix. Mängden salix bestäms av den mängd som produceras i närområdet. Fukthalten på bränslet varierar något över året men ligger runt 45-50%. Endast undantagsvis ligger fukthalten utanför detta område.

Pannan körs nästan uteslutande på fullast och driftstiden är cirka 5500 timmar per år. I pannan tillsätts urea för NOx-reduktion.

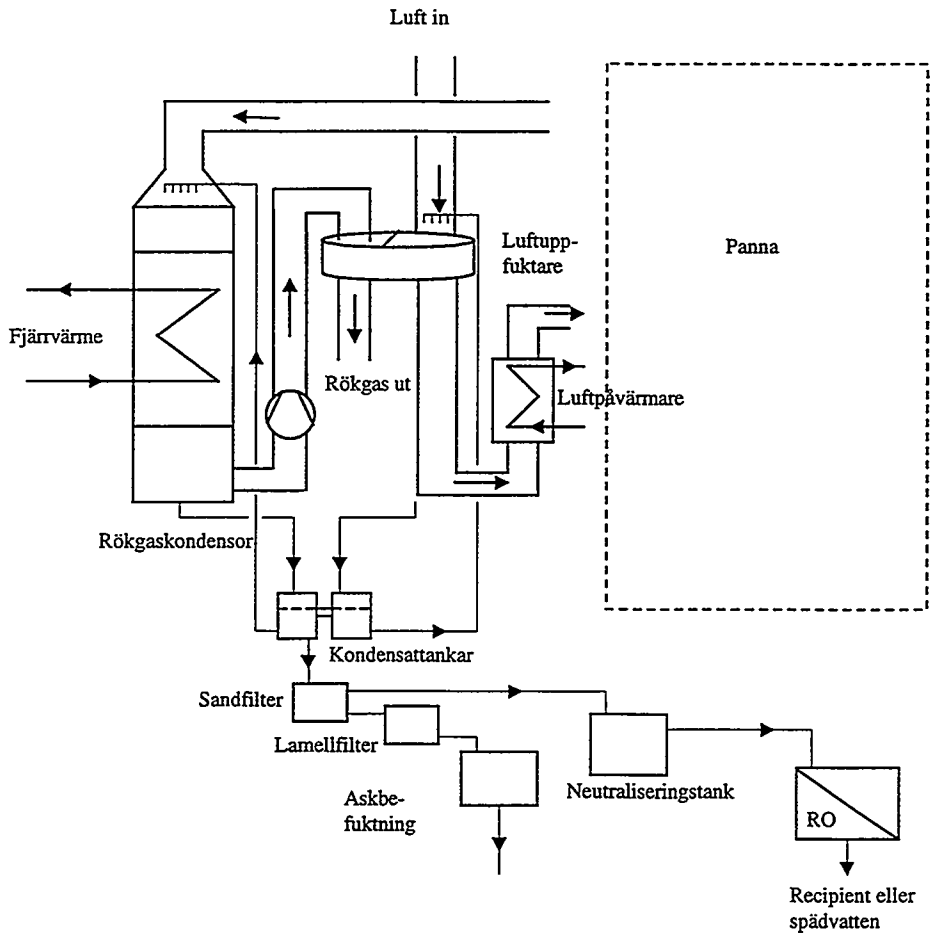
5.1.1 Panna

Pannan är på 60 MW och körs vid 58 bar och 475°C. Rökgastemperaturen 175-180 °C före kondensorn och cirka 50°C efter kondensorn. Rökgasflödet är cirka 125 000 Nm^3/h våt gas.

5.1.2 Rökgaskondensor och uppfuktare

Anläggningen installerade 1992. Leverantören levererade en "turn key" anläggning och i leveransen ingick följande delar:

- kylare
- uppfuktare (rotor)
- boosterfläkt för rökgas
- boosterfläkt för förbränningsluft
- vattenrening
- hus
- insats till skorsten



Figur 5.1 Processchema för P1 på KV1 i Linköping

Figure 5.1 Process description for P1 at KV1 in Linköping

Rökgaskondensorn är på 15 MW och levererades av Fagersta Energetics. Kondensorn är en vertikal tubvärmeväxlare med 3950 rör. Diametern är 2,9 meter och kondensorn är 8 meter lång. Rören har en invändig diameter på 32 mm vilket ger en effektiv yta på 0,8 m^2 per rör eller 3 177 m^2 totalt. Tryckfallet över värmeväxlaren är cirka 140 mm vattenpelare.

Uppfuktaren är av roterande typ och överför värme och fukt från rökgasen till förbränningsluften. Höljet och ramverket är tillverkat av syrafast stål och lamellerna är tillverkade av plast. Den maximala temperaturen för uppfuktaren är 70°C. Uppfuktarens varvtal kan varieras mel-

lan 0-10 varv/min men är normalt 6 varv/min. Grädigkeiten för rotorn anges till 1-2 °C av leverantören.

5.1.3 Övrig utrustning och material

Boosterfläkten för rökgaserna är placerad mellan rökgaskylaren och uppfuktaren vilken innebär att den jobbar i fuktiga rökgaser. Det innebär dessutom att rökgaskylaren körs vid undertryck och att uppfuktaren körs vid övertryck. Man har inte kontinuerlig vibrationsövervakning på fläktarna. Boosterfläktarna har följande data:

Tabell 5.2 Data för boosterfläktarna

Table 5.2 Technical specifikation for the booster fans

	Rökgas	Luft
Typ	Radial	Axial
Tryckuppsättning [mmvp]	550	180
Styrning	Frekvens	Mekanisk skovel
Flöde m^3/h	55,8 (60°C)	41,4 (30°C)
Leverantör	ABB	ABB

Kondensathanteringen består dels av en konventionell vattenrening och dels av en rening för ammoniumavskiljning. Den konventionella reningen består av en förneutralisering till pH 4. Genom att hålla pH-värdet lågt (under 5) minskar mängden absorberad koldioxid vilket medför att lutförbrukningen minskar eftersom koldioxid sänker pH-värdet i kondensatet. Kondensatet slutneutraliseras sedan till cirka pH 7. Efter neutraliseringen går vattnet till ett sandfilter där suspenderade partiklar avskiljs. Innan utbyggnaden med ammoniumavskiljning släpptes vattnet till recipient efter detta steg. Tvättvattnet från sandfiltret som innehåller de suspenderade partiklarna passerar en lamellseparator för att få ett slam. Slammet blandas med flygaska och bottenaska för att sedan deponeras.

Ammoniumavskiljningen är utförligt beskriven av Inge Lindahl vid Tekniska Verken Linköping, se Bilaga 1.

Följande material har använts i rökgaskondensorn:

SIS 1312
Rökgaskanal före och efter spjället innan kondensorn och spjället.

SIS 2343
Kondensorinlopp/quencher, kondensorhus, rökgaskanal efter kondensorn, uppfuktaren (huset), fläkthjulet och skorstenspipan.

SIS 2377 (Avesta 2205)
Tuberna

Plast
Droppfångaren och uppfuktarens rotor

5.1.4 Driftserfarenheter och underhåll

Generellt har det varit mycket få problem med anläggningen. Tillgängligheten har varit runt 99% under årens lopp.

På uppfuktaren sitter en gummitätning som hindrar läckage mellan gas- och luftflödena. Denna gummitätning byts varje år på anläggningen vilket även rekommenderas av leverantören. Man har även bytt lagret i rotorn vilket gjorde att anläggningen fick stå still en vecka.

Man har problem med igensättning av rotorn och man har inte haft något bra sätt att rengöra denna under drift. Under sommaren 2000 installerades en permanent högtrycksspolning som kan användas under drift. Hur väl denna lösning fungerar återstår att se.

Man fick problem med vibrationer i den ursprungliga boosterfläkten och bytte därför det gummerade hjulet till ett av syrafast stål (SIS 2343). Problemen minskade men försvann inte helt vilket torde bero på att man har för korta raksträckor före och efter fläkten. Man tycker att detta är en viktig erfarenhet vid byggandet av nya anläggningar då det är mycket svårt att ändra layouten efter att anläggningen byggts. Sommaren 2000 bygger man om inloppet till fläkten genom att sätta dit styrplåtar i tilloppet på fläkten.

Man har haft problem med igensättningar och korrosion på luftpåvärmaren efter rotorn. Man kommer under sommaren 2000 att byta denna till en påvärmare med större avstånd mellan rören. Påvärmaren ska dock även fortsättningsvis drivas med hetvatten och ge 10-15°C höjning av lufttemperaturen.

I vattenreningen används idag inget flockningsmedel för att få bättre avskiljning av suspenderade partiklar. Man fann att detta inte behövdes för att uppfylla utsläppskraven. I samband med byggandet av ammoniumavskiljningen såg man att man behövde se över stoftavskiljningen då ammoniumavskiljningen är känslig för suspenderade partiklar. Detta löstes genom att trimma in elektrofiltret.

Avskiljningen av ammonium sker med en anläggning för omvänd osmos (RO). I denna kan rökgaskondensatet renas så att den största delen av föroreningarna samlas i ett koncentrat (retentat). Det renade vattnet (permiatet) håller så låga halter av föroreningar att det kan användas som råvatten för en totalavsaltningsanläggning. RO-anläggningen är känslig för organiska ämnen, partiklar och hårdhet. Därför har man installerat avhärdare och kolfilter innan RO-membranen.

5.1.5 Motiv för val

Motivet till att bygga anläggningen var framförallt den goda ekonomin. Man räknade fram att den skulle ge cirka 3 års återbetalningstid trots att elpriserna var betydligt högre 1992 än idag. Man hade inte behov för extra rening av rökgaserna utan såg det endast som extra energiutvinning.

Valet av leverantör byggde man till största del på rena ekonomiska kalkyler. I slutändan föll valet på att den valda leverantören då hade större erfarenheter från andra liknande anläggningar.

5.2 Karskär Energi AB i Gävle [2]

Karskär Energi som ligger på Korsnäs industriområde ägs av Sydkraft till 49,997%, Korsnäs till 41,103 och Birka Värme till 8,9%. Produktionen i pannan består av ångleveranser till Korsnäs, el till ägarna och fjärrvärme till Gävle Energi. I anläggningen kan man elda olja och biobränsle i separata rökgasstråk. I biodelen eldas bark och spån. Fukthalten är i medel 43 % men varierar mellan 39-48% över året.

Anläggningens drifttid är 8400 timmar per år varav biobränsle eldas 8000-8200 timmar. Drifttiden för rökgaskondensorn är cirka 4000-5000 timmar per år. Med hänsyn till körordning ligger rökgaskondensorn efter fjärrvärmeekonomiser, industrivärme och parallellt med Johannes rökgaskondensor samt före värmepumpar.

5.2.1 Panna

Pannan som är en kombinerad olje- och biobränslepanna byggdes 1971 och är en självcirkulerande rosterpanna. Effekten från biodelen är cirka 70 MW och den totala effekten är 600 MW. I pannan används urea för NOx-reduktion. Pannans ångdata är 83 bar och 485 °C.

Rökgasflödet från biodelen av pannan är 110 000 Nm^3 tg/h och temperaturen är 230-240°C. Stofthalten och ammoniakhalten innan rökgaskondensorn är 20 mg/Nm^3 respektive 8 mg/Nm^3.

5.2.2 Rökgaskondensor

Lamellkondensorn installerades 1998 och levererades av Pronea Miljöteknik. Den installerade effekten är 20 MW och från kondensorn fås ett flöde av rökgaskondensat på 20-25 m^3/h.

Rökgastemperaturen in till kondensorn är cirka 140°C och efter kondensorn mellan 44-65 °C. Fjärrvärmetemperaturen varierar mellan 42-60°C för returen och 70-120°C på framledningen. De lägre värdena gäller dock under större delen av året (samma fjärrvärmenät som för Johannes). Fjärrvärmeflödet genom kondensorn är maximalt 1600m^3/h men man effektreglerar med flödet vid begränsat värmebehov.

Man har inte installerat luftuppfuktning då man redan i dag har en del problem med fukten i bränslet.

Leverantören utförde en totalentreprenad av anläggningen.

5.2.3 Övrig utrustning och material

Rökgasfläkten är av märket Flebu och har en effekt på effekt på 502 kW. Fläkten klarar en tryckstegring på 5 kPa och har en verkningsgrad på 82%.

Vattenreningen består av sandfilter och lamellseparator. För att få bra avskiljning av stoft tillsätts polymer. Det avskilda slammet leds till askhanteringen för befuktning. Det renade rökgaskondensatet leds till havet som är närmaste recipient.

Rökgaskondensatet har följande sammansättning efter rening:

Tabell 5.3 Kondensatsammansättning

Table 5.3 Composition of the condensate

Parameter	Värde normal/max/min	Enhet
Suspenderade ämnen	<10	mg/l
pH	6-7	-
Ammonium, NH_4^+	42	mg/l
Kvicksilver, Hg	0,78	µg/l
Kadmium, Cd	2,0	µg/l
Bly, Pb	14,5	µg/l
Koppar, Cu	14,3	µg/l
Krom, Cr	7,87	µg/l
Nickel, Ni	7,12	µg/l
Zink, Zn	789	µg/l

Myndighetskraven på rökgaskondensatet är 10 mg susp/l och ett pH mellan 6 och 7. I övrigt anger man att man har "branschkrav". Man avvaktar en ny miljödom som preliminärt kommer vara färdig under hösten 2000.

Kondensoranläggningen är byggd av följande material:

SIS 1312
Rökgaskanal före kondensor, Spjäll före kondensor och rökgaskanal mellan spjäll och kondensor.

SIS 2343
Kondensorinloppet/quenchern, kondensorhuset, lamellerna, droppfångaren, rökgaskanal efter kondensorn, skorstenspipa, fläkthjul och hus.

5.2.4 Driftserfarenheter och underhåll

Man har inte haft några större dåliga erfarenheter på rökgaskondenseringsanläggningen och tillgängligheten har varit över 99%.

Man redovisar inte underhållskostnaden för rökgaskondensorn separat och därför kan man inte ange dessa. Man anger dock att man inte har något underhåll förutom drifttillsyn. Bemanningen har inte utökats efter installationen.

Man är lite missnöjd med dokumentationen och säger att man skall kräva noggrann dokumentation.

5.2.5 Motiv för val

Valet att bygga rökgaskondensor hade rent ekonomiska grunder.

Utvärdering av leverantör skedde genom en systematisk anbudsutvärdering. Man angav att pris och prestanda var tungt vägande. Det avgörande valet skedde på referenserna. Efter kontraktet har kontakterna varit goda.

5.3 Johannes i Gävle [3]

I slutet av 1999 tog Gävle Energi den biobränsleeldade anläggningen Johannes i drift. Anläggningen är en ångpanna som är förberedd för elproduktion. Man räknar med att anläggningen ska ge cirka 300GWh årligen till Gävle fjärrvärmenät. Övriga värmeproducenter på nätet är Karskär Energi och Korsnäs.

På Johannes eldar man 75% bark och 25% RT-flis eller torrflis. Fukthalten i bränslet ligger mellan 50-55%. På områden har men ett 4 hektar stort bränslelager vilket gör att man kan säsongslagra bränslet.

5.3.1 Panna

Pannan på Johannes är en bubblande bädd från Kvaerner på 70 MW. Pannan är förberedd för elproduktion men har ganska måttliga ångdata. 90 bar 480 °C. Man har valt att bygga två skorstenspipor, en i Corten för bypass-drift och en i GAP efter kondensorn.

Drifttiden på Johannes är tänkt att vara cirka 5000 timmar per år under tiden september till maj.

Rökgasflödet från panna är 40,4 Nm^3/s vid fullast och temperaturen efter panna är 175 °C. I panna tillsätts 25% ammoniak för NOx-reduktion och man har förberett plats för en slipkatalysator .

Tabell 5.4 Rökgassammansättning

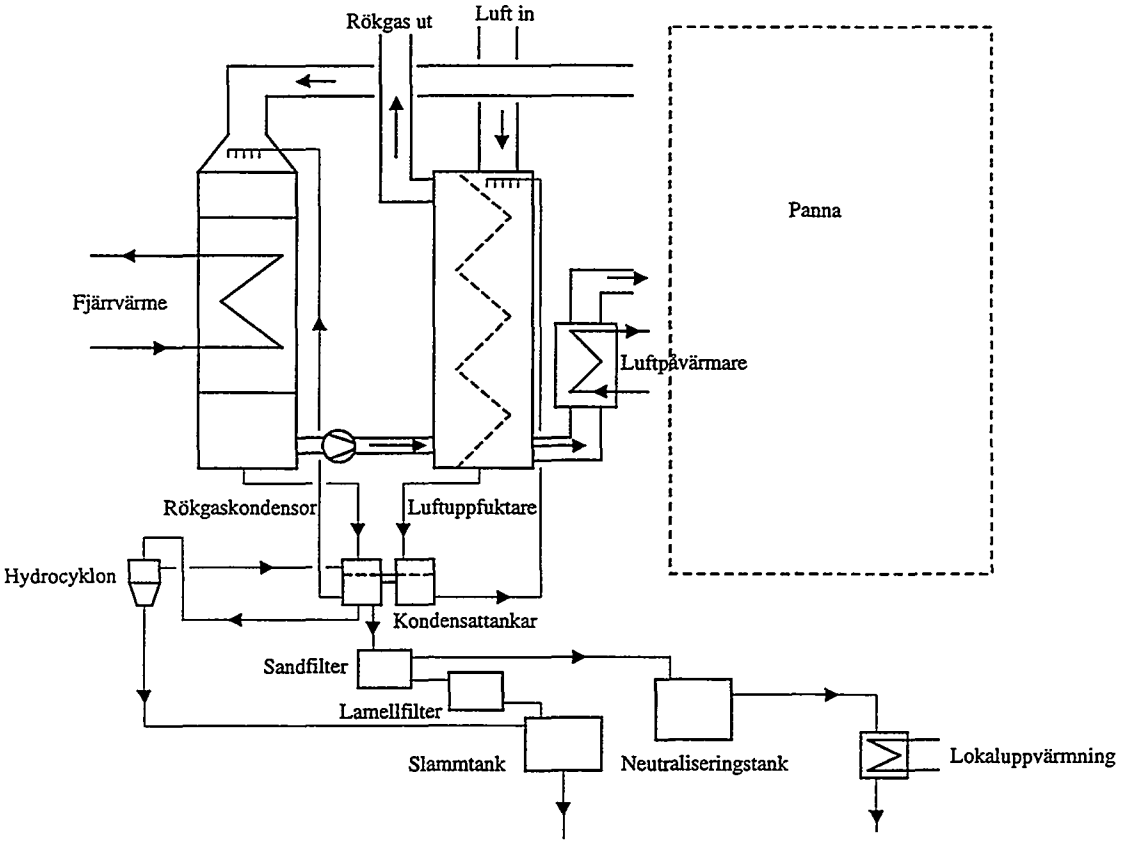
Table 5.4 Composition of the flue gas

Parameter	**Före RGK**	**I skorsten**	**Enhet**
Stoft	6,0	4,5	mg/Nm3
NH_3	7,1	2,0	ppm
H_2O	30	7	%

Fjärrvärmeflödet varierar mellan som minst 90 m^3/h till som mest 2 800 m^3/h. Returtemperaturen är mellan 45-65°C året runt och framledningstemperaturen är 70-115°C.

5.3.2 Rökgaskondensor

Rökgaskondensor och uppfuktare togs i drift 1999 och var huvudkomponenter i totalentreprenaden som genomfördes av ABB Fläkt. Kondensorn är en lamellvärmeväxlare. Kondensoreffekten är maximalt 22 MW. Kondensorn är 1,5 * 7 * 10 m stor med en effektiv överföringsyta på 4 020 m^2. Vid normal drift sjunker rökgastemperaturen i kondensorn från 170 till 60°C och fjärrvärmetemperaturen stiger från 54 till 68 °C. Grädigkeiten är 2°C. Tryckfallet genom kondensorn är cirka 20 mm vattenpelare.



Figur 5.2 Processchema över rökgaskondenseringsanläggningen på Johannes.

Figure 5.2 Process description over the flue gas condensing plant at Johannes.

5.3.3 Övrig utrustning och material

ABB fläkt levererade förutom rökgaskondensor och uppfuktare även; boosterfläktar för rökgas och luft, vattenrening, rökgaskanaler, instrumentering, programmeringsunderlag och skorstenspipa i GAP.

Vattenreningen består av neutraliseringstank, sandfilter, lamellfilter och slamtank. Kondensatflödet ut från vattenreningen är cirka 22 m^3/h. I kondensorn sprayas kontinuerligt 87 m^3/h in för att fukta upp rökgasen samt för att hålla värmeväxlarytorna fuktiga. I uppfuktaren sprayas 35 m^3/h in samtidigt som rökgasen lämnar energi motsvarande en temperatursänkning från 60 till 40 °C.

För att garantera att ingen rökgas kommer in i kondensorn vid underhåll har man installerat dubbelspjäll med spärrluft.

I vattenreningen avskiljs suspenderade partiklar med sandfilter och koncentreringen av tvättvattnet från sandfiltret sker i en lamellseparator. Lut tillsätts för pH-justering. I övrigt används inga kemikalier. Årligen används cirka 24 m^3 45% lut.

Tabell 5.5 Kondensatsammansättning

Table 5.5 Composition of the condensate

Parameter	Värde normal/max/min	Enhet
Suspenderade ämnen	10	mg/l
PH	8,3	-
Sulfat, SO_4^{2-}	27	mg/l
Klorid, Cl^-	15	mg/l
Ammonium, NH_4^+	43	mg/l
Kvicksilver, Hg	3	µg/l
Kadmium, Cd	1,2	µg/l
Bly, Pb	-	µg/l
Koppar, Cu	24	µg/l
Krom, Cr	-	µg/l
Nickel, Ni	-	µg/l
Zink, Zn	2000	µg/l

Miljö och hälsokontoret är tillståndsmyndighet för utsläppsnivåerna och ställer följande krav:

- Suspenderade ämne < 10 mg/l
- pH 6-9
- NH_3 slip i skorsten < 2 mg/MJ som månadsmedelvärde.

Det resterande slammet används för att befukta flygaskan. Rökgaskondensatet släpps till havet via en 6 km lång ledning.

Luftbefuktaren är en veckad korsströmsplattvärmeväxlare. Den består av 24 kassetter och är 2,5 * 8 * 8 m stor. Den totala värmeväxlarytan är 6 500 m^2. Förutom att luften befuktas höjs även lufttemperaturen cirka 5°C. Grädigkeiten på uppfuktaren är cirka 2-3°C. Luftbefuktningen påverkar rökgasåterföringen på så vis att återföringen minskar med ungefär 50 % vid full befuktning.

Materialvalet i rökgaskondenseringsanläggningen på Johannes är enligt nedan:

Corten
Rökgaskanal före spjäll till kondensorn och rökgaskanal mellan spjäll och kondensor. Skorstenen för bypassdrift arbetar i varma gaser och är därför av Corten.

SIS 2343
Spjäll före kondensorn, kondensorinloppet/quenchern, kondensorhuset, lamellerna, rökgaskanalen efter kondensorn, luftbefuktaren och skorstenspipan, fläkt, hjul och hus.

Plast
Droppfångarna och lamellerna i luftbefuktaren.

Då anläggningen byggdes i flera olika entreprenader satte man en fläkt för panna och en boosterfläkt för rökgaskondensorn både på rökgas och luftsidan. Man hade även fördelen att

placera rökgasboosterfläkten efter kondensorn och fick på så sätt undertryck i rökgaskondensorn.

Rökgasfläktens motor har en märkeffekt på 315 kW och är tillverkad av ABB Fläkt. Tryckuppsättningen är 5 kPa och klarar ett flöde på 35 m^3/s. Efter kondensor och befuktare finns ingen påvärmning av rökgasen. Man har istället installerat ett kontrollerat bypass-flöde som höjer temperaturen några grader.

På luftsidan värms luften efter uppfuktaren 30-50°C med ånga för att slippa kondensering.

5.3.4 Driftserfarenheter och underhåll

Gävle Energi har goda erfarenheter från rökgaskondenseringsanläggningen. Man har endast haft den i drift i cirka ett halvår. Tillgängligheten har varit mycket hög, 100%.

Man har redan efter ett halvårs drift ett önskemål om att öka effekten i pannan. För pannan är detta fullt möjligt men fläktarna sätter begränsning. Med den ökade effekten kommer man inte ha någon marginal alls. Man tycker att den minsta marginalen borde vara 15 % på flödet och 30 % på tryckuppsättningen.

Vid ett tillfälle med driftstörningar (cirka 24 h) hade elfiltret kopplats ur av misstag. Detta ledde till att kondensor och andra vattenberörda delar blev igensatta av stoft. Efter 2-3 dagar hade man dock rengjort allt och anläggningen fungerade som tidigare.

Leverantören har garantier på reglerbarheten för luftuppfuktaren. Man är dock inte riktigt nöjd med detta utan säger att en rotor har ett inbyggt sätt att reglera vilket gör denna konstruktion mer tillförlitlig.

Man tycker även att man ska vara mycket noggrann med förutsättningarna vid upphandlingen.

Vid vissa tillfällen har man observerat kondensatregn men man säger sig inte ha några problem med det.

Man har inte kunnat se några skillnader i miljödata med eller utan uppfuktning.

Man tycker att in- och urkoppling av rökgaskondenseringsanläggningen borde vara smidigare.

5.3.5 Motiv för val

Beslutet att bygga rökgaskondensorn i samband med uppförandet av den nya pannan grundade sig på den goda ekonomin. Vid valet av leverantör var det priset på anläggningen och systemlösningen som var de avgörande orsakerna till att det blev ABB Fläkt som fick ordern. Nu efter att installationen är färdig tycker man att ABB Fläkt har gjort ett bra jobb.

Upphandlingen gjordes på totalfunktion vilket bland annat gav leverantören möjlighet att välja tuber eller lameller i kondensorn.

5.4 Sandviksverket 1 i Växjö [4]

Växjö Energi driver två biobränsleeldade anläggningar. Den ena är en äldre ombyggd hetvattenpanna med Axon-ugn och den andra är en CFB från Foster Wheeler. Båda anläggningarna är utrustade med rökgaskondensering varav den första, äldre pannan kommer att behandlas i detta avsnitt. Den nyare pannan behandlas i nästa delkapitel.

5.4.1 Panna

Pannan är en ombyggd hetvattenpanna som levererades av Maskinverken VTB. Pannan som installerades 1976 var från börja oljeeldad och gav då 50 MW. I början av 1980-talet byggdes pannan om och en Axon-förugn installerades. Rökgasreningen efter pannan är ett enkammars elektrofilter med moderat avskiljning av flygaska. Driftstiden för pannan, som mestadels körs sommartid, är cirka 4500 timmar per år.

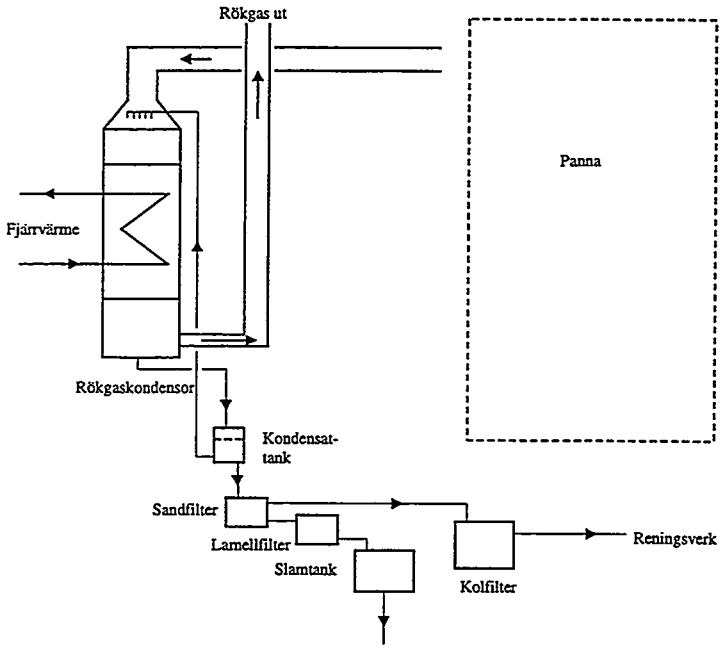
Bränslet som används är en blandning av flis, bark, brungrot och gröngrot. Fukthalten varierar något men ligger runt 50 %. Anläggningen är inte känslig för inblandning av gröngrot.

Rökgasflödet från pannan är 28 m^3/s vid fullast och temperaturen varierar mellan 200°C och 270 °C beroende på beläggningsgraden. Innan rökgaskondensorn är stofthalten i rökgasen mer än 100 mg/Nm^3 och efter cirka 10 mg/Nm^3. Rökgasen innehåller låga halter av svavel, klor och ammoniak och mäts därför inte kontinuerligt. Temperaturen ut från kondensorn håller cirka 50°C och genom ett väl anpassat läckage i bypasspjället höjs temperaturen innan fläkt och skorstenen till cirka 63 °C.

I Växjö har man jobbat hårt för att sänka returtemperaturen på fjärrvärmevattnet. Genom att man har infört en flödesavgift i taxan har man fått ner returtemperaturen till cirka 40°C med ett högsta värde vintertid på 47°C. Framledningstemperaturen ligger på 78 °C ner till 0 °C i utomhustemperatur och stiger till maximalt till 115 °C. Flödet av fjärrvärmevatten är maximalt 900 m^3/h och minskar till 200-300 m^3/h vid minimalt flöde. Den låga returtemperaturen har gjort att man inte kunnat räkna hem en uppfuktare.

5.4.2 Rökgaskondensor

Rökgaskondensorn levererades av Fläkt Industri AB 1986 och var då den andra rökgaskondenseringsanläggning som byggdes i Sverige. Rökgaskondensorn ger 6,5-7 MW värme. Kondensorn är en tubvärmeväxlare med 1574 m^2 aktiv yta. De 1592 tuberna är 10,5 m långa, har en diameter på 32 mm och har ne godstjocklek på 1,5 mm. Grädigkeiten uppges till cirka 1°C.



Figur 5.3 Processchema över rökgaskondenseringsanläggningen på Sandvik1

Figure 5.3 Process description over the flue gas condensing plant at Sandvik1

5.4.3 Övrig utrustning och material

Förutom rökgaskondensorn levererade Fläkt Industri förskrubber, rökgaskanaler, fjärrvärmeledningar, fjärrvärmepump, motor och frekvensomriktare till den befintliga fläkten. Utrustning för vattenrening ingick inte i leveransen utan kom till senare. Reningsutrustningen består av sandfilter ock kolfilter. Man tillsätter inga kemikalier i vattenreningen. Vattenflödet från anläggning är cirka 8-10 m^3/h och man förbrukar cirka 75-100 liter 25% lut /dygn. En större del av rökgaskondensatet leds till reningsverket medan en mindre del går till befuktning av flygaska och spolning av golv. Slammet från vattenreningen leds till en bottenskrapa under pannan.

Tabell 5.6 Kondensatsammansättning

Table 5.6 Composition of condensate

Parameter	Värde normal/max/min	Enhet
Suspenderade ämnen	<5	mg/l
pH	6,5-10	-
Sulfat, SO_4^{2-}	<100	mg/l
Ammonium, NH_4^+	<60	mg/l

Länsstyrelsen är tillståndsmyndighet för utsläppsnivåerna och ställer följande krav:

- Suspenderade ämne < 10 mg/l
- pH 6-9
- NH_3 slip i skorsten < 8 ppm

Följande material har använts i rökgaskondenseringsanläggningen:

SIS 1312
Rökgaskanal före kondensorn, spjäll före kondensorn, fläkthjul och kondensorhuset

SIS 2333
Rökgaskanal mellan spjäll och kondensor.

SIS 2343
Kondensorinloppet/quenchern , kondensorhus, rökgaskanal efter kondensor och fläkthus.

Avesta 223 FAL
Tuber och tubplatta.

Polypropylen
Droppfångaren.

Gummi
Fläkthjul (gummerat)

Corten
Skorstenspipa

5.4.4 Driftserfarenheter och underhåll

Man har ingen påvärmare på rökgasen utan genom ett lagom läckande spjäll i bypass-kanalen erhålls en liten temperaturhöjning på rökgaserna. Denna lösning har visat sig fungera mycket bra. På detta sätt undviker man även risken för korrosion i bypasskanalen.

Kanalen efter kondensorn var ursprungligen tillverkad i svart material som var målat. Man bytte dock till 2343 efter korrosionsproblem.

Kostnaderna för drift och underhåll har varit minimala för rökgaskondenseringsanläggningen under hela driftstiden. Det enda återkommande underhållet är rengörning av spoldysorna till skrubbern.

5.4.5 Motiv för val

Motivet till att bygga rökgaskondensering var i först hand ekonomiskt och i andra hand ville man ha en förbättrad rökgasrening. Man hade tittat en del på en fjärrvärmeekonomiser men med rökgaskondensorn fick man både rökgasreningen och ett ökat energiuttag från rökgaserna.

Vid upphandlingen hade man bestämt att man inte ville ha lamellvärmeväxlare.

Valet av leverantör skedde genom en systematisk anbudsutvärdering där systemlösningen var tungt vägande.

5.5 Sandviksverket 2 i Växjö

5.5.1 Panna

Pannan på Sandvik 2 är en Foster Wheeler CFB som togs i drift 1996. I samband med panninstallationen byggdes även rökgaskondensorn. Pannan är på 100 MW termiskt och körs med 142 bar och 540°C på ångsidan. Pannan går som baslast vintertid vilket ger cirka 4500 timmars driftstid. I pannan används ammoniak för reduktion av NO_x. Man har även en slipkatalysator installerad. I pannan eldas en blandning av grot, spån, bark och flis med cirka 50% hyggesrester på årsbasis. Rökgasflödet från pannan är 46,9 Nm^3/s vid fullast och rökgasen har en temperatur av 135 °C ut från pannan.

5.5.2 Rökgaskondensor

Rökgaskondensorn som levererades av ABB Fläkt ger cirka 25MW. Kondensorn består av två parallella vertikala tubvärmeväxlare med en värmeväxlaryta på 4 480 m^2. Varje rökgaskondensor är 5,5 m hög och har 7500 rör. Tryckfallet över kondensorerna är 1800 Pa.

Temperaturen på fjärrvärmereturen är cirka 40°C större delen av året men stiger under de kallaste dagarna till cirka 47°C. I rökgaskondensorn höjs fjärrvärmetemperaturen till cirka 55°C vid 40°C i returtemperatur. Framledningen ligger normalt på 80°C med en maximal temperatur på 120°C. Fjärrvärmeflödet genom kondensorn är maximalt 1800 m^3/h. Om flödet är större måste överskottet ledas förbi kondensorn. Under vår och höst minskar fjärrvärmeflödet till cirka hälften.

Då returtemperaturen är låg fann man ingen ekonomi i att installera uppfuktare.

Sammansättningen för rökgaskondensat är enligt följande.

Tabell 5.7 Kondensatsammansättning

Table 5.7 Composition of condensate

Parameter	Värde normal/max/min	Enhet
Suspenderade ämnen	<5	mg/l
pH	6,5-10	-
Sulfat, SO_4^{2-}	<150	mg/l
Klorid, Cl^-	<10	mg/l
Ammonium, NH_4^+	<60	mg/l

5.5.3 Övrig utrustning och material

Förutom rökgaskondensor levererade ABB Fläkt elfilter, rökgasfläkt, rökgaskanaler och skorsten.

Eftersom rökgaskondensorn installerades samtidigt som pannan dimensionerades rökgasfläkten för hela systemet och därför behövdes ingen boosterfläkt. Rökgasfläkten sitter efter rökgaskondensorn vilket man valde för att minska effektbehovet samt för att man fick undertryck i kondensorn. Fläkten är en radialfläkt på 800kW (HACP-160-240).

Man har dubbla lager avvattningsgaller av lamelltyp. Gallerna spolas intermittent för att förhindra risken för igensättning.

Efter erfarenheterna av bypasskanalen från Sandvik 1 beslutade man att installera ett kontrollerat läckage till bypasskanalen på 7 % av rökgasflödet.

Materialvalet i kondensorn är enligt följande:

SIS 2343
Kondensorhus, tuber, skorstenspipa, fläkthjul, rökgaskanaler före och efter kondensor.

254 SMO
Quenchern

SIS 2377
Fläkthuset

SIS 1312
Spjäll före kondensorn

Plast
Droppfångaren

5.5.4 Driftserfarenheter och underhåll

Drift- och underhållskostnaderna för anläggningen anges vara minimala.

Då effekten från rökgaskondensorn är så beroende av returtemperaturen har man ännu större incitament till att hålla denna låg.

Man är dock lite missnöjd med layouten "Anläggningens layout kunde varit bättre vad gäller utrymme under kanaler respektive stålstomme". I övrigt säger man att tidsplan och garantier har hållits med råge. Man har haft 100% tillgänglighet på rökgaskondensorn.

Spolningen av avvattningsgallerna skedde från början från båda sidor. Man upptäckte dock att spolningen från skorstenssidan av det andra gallret gav medryckning av vatten vilket gjorde att man nu endast spolar från pannsidan.

5.5.5 Motiv för val

Anledningen till att byggde rökgaskondensor berodde enbart på den ekonomiska vinningen. Valet av leverantör gjorde man genom en systematisk anbudsutvärdering där totalekonomi och referenser var tungt vägande.

5.6 Igelstaverket i Södertälje [5], [6]

1982 byggdes Igelstaverket. Då bestod anläggningen av 3 koleldade pannor. 1994 byggdes en av pannorna om för att eldas med biobränsle. Samtidigt installerade man en rökgaskondenseringsanläggning för att öka värmeutbytet från bränslet.

5.6.1 Panna

Pannan levererades ursprungligen av Maskinverken och var då utlagd en effekt på 120 MW med kol. 1994 byggde Ahlström om pannan till en fluidbädd så att den blev bättre lämpad att elda biobränsle i. Pannan har med biobränsle en effekt på 80 MW. Ångan har ett tryck på 15 bar och är mättad. Det finns ingen kraftproduktion.

Rökgasflödet är vid maxlast 160000 Nm^3/h. När rökgasen lämnar pannan passerar det först ett elektrofilter, sedan en svavelskrubber och sist ett slangfilter innan det når rökgaskondensorn. Rökgastemperaturen varierar enligt följande:

- 165°C efter pannan
- 110°C efter skrubbern, före kondensorn
- 45°C efter kondensorn
- 29°C efter befuktaren

Ammoniak används som Nox-reduktionsmedel.

Tabell 5.8 Rökgassammansättningen

Table 5.8 Composition of the flue gas

Parameter	Före RGK	I skorsten	Enhet
Soft	5	0	mg/Nm^3
SO_2	50	<10	ppm
NH_3	6	<1	ppm
H_2O	20	5 (100%mättad)	%

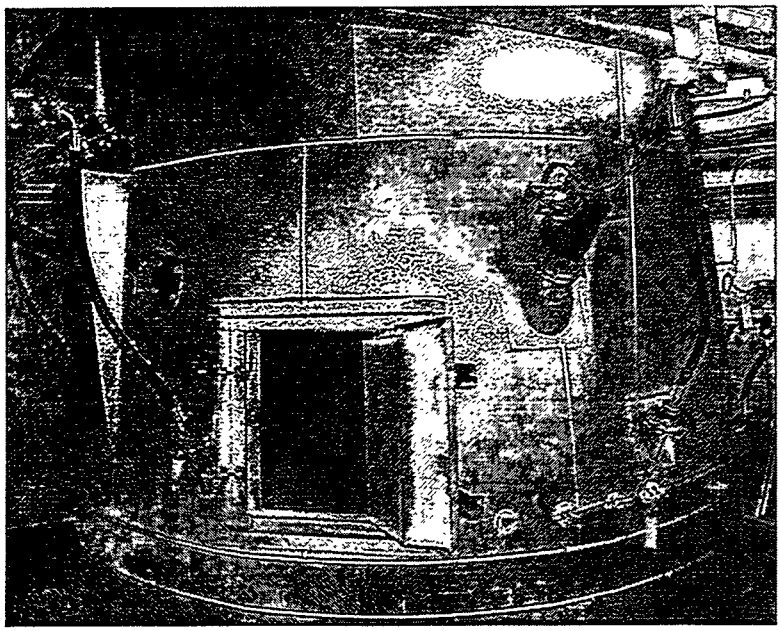
Bränslemixen består av 70% rt-flis, 20% slipers och 10% maskintorv. Fukthalten i bränslet varierar mellan 25 –45% under året. Det är fuktigast på våren och torrast på sensommaren och början av hösten.

Pannan är i drift 6000 h/år varav den går som baslast cirka 50% av tiden och resten som lastföljande.

Fjärrvärmereturen har en temperatur på mellan 45 och 52°C och framledningstemperaturen varierar mellan 77 och 120°C. Rökgaskondensorn ligger som första steg i höjningen av returtemperaturen. Fjärrvärmeflödet är konstant 1500 m^3/h.

5.6.2 Rökgaskondensor

Rökgaskondensorn byggdes samtidigt som pannan byggdes om (1994). Kondensorn levererades av Fagersta Energetics. Kondensorn levererar maximalt 20 MW värme (45% fukt i bränslet). Kondensorn är en tubvärmeväxlare med cirka 4400 tuber som är 9 m långa. Tubernas innerdiametern är 34 mm och väggtjockleken är 1 mm. Ytan är cirka 4500 m^2 och grädigkeiten 2°C. Rökgasens tryckfall genom kondensorn är 50-300 Pa.



Figur 5.4 Toppen av rökgaskondensorn på Igelstaverket

Figure 5.4 The top of the flue gas condenser at Igelstaverket

Rökgaskondensatflödet är ca 24 m^3/h vid maxlast. Kondensatet pH-justeras med lut och passerar ett sandfilter innan det släpps ut i Saltsjön (Östersjön). Lutförbrukningen är cirka 35 ton/år. En ammoniumavskiljningsanläggning är installerad och ska tas i drift till hösten.

- *Tabell 5.9 Kondensatsammansättning*

Table 5.9 Composition of the condensate

Parameter	Värde normal/max/min	Enhet
Suspenderade ämnen	0	mg/l
PH	8	-
Klorid, Cl^-	-	mg/l
Ammonium, NH_4^+	30	mg/l
Kvicksilver, Hg	10	µg/l
Kadmium, Cd	0,26	µg/l
Bly, Pb	<5	µg/l
Koppar, Cu	<2	µg/l
Krom, Cr	<2	µg/l
Nickel, Ni	<2	µg/l
Zink, Zn	60	µg/l
Svavel, S	20	mg/l

Södertälje kommuns Miljöförvaltning är tillståndsmyndighet för utsläppsnivåerna.
Följande krav ställs på kondensatet i form av riktvärden:

Susp < 10 mg/l
NH_4^+ < 30mg/l och 3000 kg/år
Cd < 0,5 µg/l och månad
Zn < 0,5 mg/l och månad

5.6.3 Övrig utrustning och material

Luftbefuktaren är av roterande typ. Ytan är cirka 13000 m^2. Rökgasåterföringen påverkas av uppfuktningen. Vid maximal uppfuktning minskar rökgasåterföringen med 3000-15000 m^3/h beroende på pannans last. I procent motsvarar detta 20-50% minskning av återföringen.

Materialvalet på komponenterna som tillhör rökgaskondensorn varierar beroende på var komponenterna sitter.

SIS 1312
Rökgaskanal före kondensorn, spjäll före kondensorn, rökgaskanal mellan spjäll och kondensor och kondensorhuset

SIS 2377
Kondensorinloppet/quenchern och tuberna.

GAP, glasfiberarmeradplast
Rökgaskanal efter kondensorn, uppfuktaren och skorstenspipa.

Polypropylen
Droppfångaren.

Gummi
Fläkthjul (gummerat)

5.6.4 Driftserfarenheter och underhåll

Rökgaskondenseringsanläggningen har haft en tillgänglighet på >98%. För hela anläggningen är tillgängligheten >90 %. Generellt sett är man nöjda med rökgaskondensorn. Den har orsakat få problem jämfört med övriga anläggningen.

Kondensoranläggningen har inte haft några problem med varken korrosion eller beläggningar.

Problem med tubbrott uppstod i början vilket fått till följd att man fått laga en del tuber och plugga igen cirka tio tuber. Tubbrotten uppstod på grund av för kraftig vibration i tuberna. Varför man fick kritiska vibrationer vet man med säkerhet ej. Genom att begränsa fjärrvärmeflödet igenom värmeväxlaren har man emellertid undvikt ytterligare tubbrott. Troligtvis har det ursprungliga fjärrvärmeflödet tillsammans avståndet mellan tubstagen orsakat någon form av resonans vilket slutat med att tuberna gått sönder.

Rotoraxeln i luftuppfuktaren har haft två lagerhaveri på det undre lagret. Orsaken har varit att vatten runnit ner längs rotoraxeln till lagret. Lagret har sedan fått korrosionsskador och dålig smörjning och slutligen havererat. Problemet har åtgärdats genom att byta lager, smörjfett samt installera en droppavskiljare på axeln. Efter dessa åtgärder har man inte haft fler problem med rotorn.

Vid inkommande luft har man haft problem med läckande hetvattenpåvärmare och igensatt avlopp från droppavskiljaren vilket fått till följd att vattendroppar dragits med i förbränningsluften.

5.6.5 Motiv för val

När beslutet togs att man skulle bygga rökgaskondenseringsanläggningen var det framförallt den ekonomiska vinningen i att producera mer värme från samma mängd bränsle som avgjorde att det blev ett positivt beslut. Genom att bränsleförbrukningen minskar vid produktion av samma volym värme minskar man även miljöbelastningen vilket också sågs som en positiv aspekt.

När man valde leverantör av anläggningen var det framförallt priset, systemlösningen och leverantörsreferenser som avgjorde att det blev Fagersta Energetics som fick leveransen.

Entreprenaden utfördes som en totalentreprenad där Fagersta Energetics stod för allt, även instrumentering, elarbete, byggnad och rörarbete.

5.7 Västermalmsverket i Falun [7], [8]

1993 bestämde Falu Energi att man skulle bygga ett nytt kraftvärmeverk med rökgaskondensering, Västermalmsverket. Västermalmsverket producerar idag (1999) 150 GWh värme och 35 GWh el per år. Anläggningen består av en biobränsleeldad ångpanna, en ångturbin, rökgaskondensering samt fjärrvärmeanslutning.

5.7.1 Panna

Pannan levererades av Ahlström (Foster Wheeler) 1993. Det är en BFB med en effekt på 30 MW. Ångdata är 490°C och 63 bar. Pannan är utlagd för 510°C men på grund av överhettarkorrosion begränsar man temperaturen till 490°C.

Anläggningen går alltid som baslast. Drifttiden är 6500-7000 timmar/år och anläggningen är i drift från början av september till början av juni.

Rökgasflödet från pannan är 41000 Nm^3/h vid fullast. Temperaturen efter pannan varierar mellan 130 - 160°C beroende på hur länge sedan det var man sotade. Normalt sotar man 2-3 gånger i veckan. Man tillför 25% ammoniaklösning i pannan för att minska NOx nivån i rökgaserna. 1999 använde man 127 ton 25% ammoniaklösning. Rökgaserna har följande sammansättning

Tabell 5.10 Rökgassammansättning

Table 5.10 Composition of the flue gas

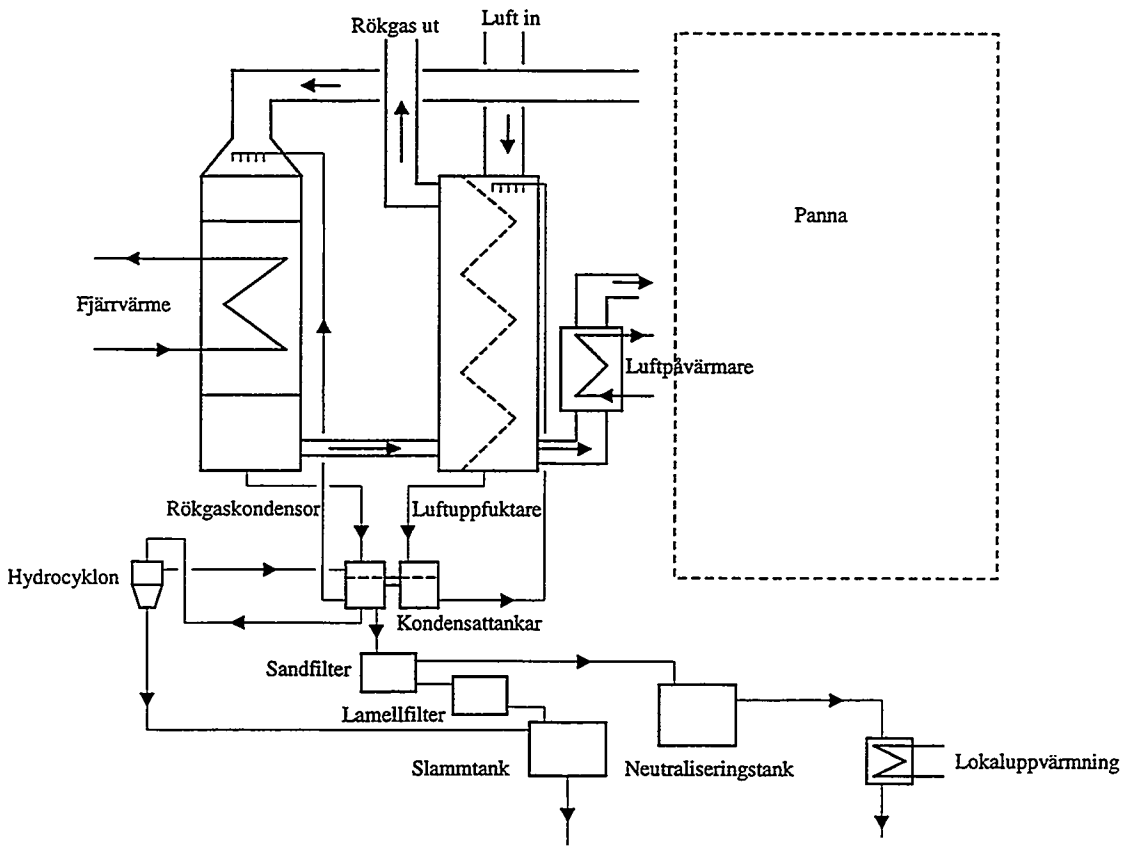
Parameter	Före RGK	I skorsten	Enhet
Stoft	12	2,9	mg/Nm3
NH_3	-	0,38	ppm
H_2O	28,6	5,6	%

Bränslet består enbart av skogsbränsle. Större delen, cirka 50%, utgöras av grot medan resten utgörs av en blandning av flis, spån och bark. Fukthalten i bränslet är ungefär 50% hela säsongen. Fukthalten varierar givetvis i de olika bränslesorterna under året och därför blandas bränslet olika för att hålla cirka 50% fukt i bränslet.

Fjärrvärmevattnet leds direkt in i kondensorns tubvärmeväxlare. Flödet varierar mellan som minst 250 m^3/h till som mest 600 m^3/h. Returtemperaturen är mellan 40-50°C året runt och framledningstemperaturen är 80-110°C.

5.7.2 Rökgaskondensor

Rökgaskondensorn byggdes av Götaverken Miljö 1993. Kondensorn är en lamellvärmeväxlare med 107 hängande plåtar. Kondensoreffekten är maximalt 8,5 MW. Kondensorn är 1,7*2*6 m stor. Vid normal drift sjunker rökgastemperaturen i kondensorn från 150 till 50°C och fjärrvärmetemperaturen stiger från 44 till 55°C. Grädigkeiten är 6°C. Tryckfallet genom kondensorn är cirka 170 mm vattenpelare. Värmeväxlaren tvättas 1 gång om året för att bibehålla god värmeöverföring samt lågt tryckfall.



Figur 5.5 Processchema för rökgaskondenseringsanläggningen på Västermalmsverket.

Figure 5.5 Process description over the flue gas condensing plant at Västermalmsverket.

5.7.3 Övrig utrustning och material

Vattenreningen består av neutraliseringstank, sandfilter, lamellfilter, slamtank och hydrocyklon. Ungefär 20 m^3vatten per timme pumpas runt i kondensorn. Kondensatflödet från kondensorn är 12,5 m^3/h vid fullast. Även i luftbefuktaren sprutas vatten in i luften. Vattenflödet härifrån leds till en kondensattank för luftuppfuktaren som står i förbindelse med kondensattanken för störtkylaren. Kondensatflödet (12,5 m^3/h) tas enbart från störtkylarens kondensattank. Från botten av störtkylarens kondensattank leds en del av kondensatvattnet runt i en reningscykel via en hydrocyklon innan det återförs till kondensattanken. Hydrocyklonen renar vattnet från de större partiklarna.

I neutraliseringstanken tillsätter man ungefär 3 m^3 35% lut per år. I övrigt används inga kemikalier förutom något lite flockningsmedel.

Tabell 5.11 Kondensatsammansättning

Table 5.11 Composition of the condensate

Parameter	Värde normal/max/min	Enhet
Suspenderade ämnen	5	mg/l
pH	7,5	-
Sulfat, SO_4^{2-}	17	mg/l
Klorid, Cl^-	8	mg/l
Ammonium, NH_4^+	160	mg/l
Kvicksilver, Hg	<0,2	µg/l
Kadmium, Cd	0,4	µg/l
Bly, Pb	0,2	µg/l
Koppar, Cu	3	µg/l
Krom, Cr	2	µg/l
Nickel, Ni	1	µg/l
Zink, Zn	230	µg/l

Länsstyrelsen är tillståndsmyndighet för utsläppsnivåerna och ställer följande krav:

- Suspenderade ämne < 10 mg/l
- pH 6-9
- NH_3 slip i skorsten < 8 ppm

Det resterande slammet används för att befukta flygaskan innan allt återförs till skogen.

Luftbefuktaren är en veckad korsströmsplattvärmeväxlare. Den består av 20 kassetter och är 2,4*2,4*2,4 m stor. Den totala värmeväxlarytan är 5590 m^2. Förutom att luften befuktas höjs även lufttemperaturen cirka 5°C. Luftbefuktningen påverkar rökgasåterföringen på så vis att återförningen minska med ungefär 50% vid full befuktning.

Material valet i de olika delarna i rökgaskondensorn varierar beroende på vilken del av kondensorn det gäller. På Västermalmsverket har följande material använts i kondensorn.

Corten
Rökgaskanal före spjäll till kondensorn och rökgaskanal mellan spjäll och kondensor.

SIS 2343
Spjäll förekondensorn, kondensorinloppet/quenchern, kondensorhuset, lamellerna, droppfångarna, rökgaskanal efter kondensorn, befuktare och skorsten.

Plast
Droppfångarna (finns även i SIS 2343)

SIS 1312
Fläkt, hjul och hus.

Eftersom hela anläggningen (panna såväl som kondensor) byggdes samtidigt installerades endast en rökgasfläkt som klarade av att trycka rökgaserna igenom kondensorn och befuktaren. Fläkten är placerad mellan pannan och kondensorn och får således arbeta i en varm (130-160°C) och torr miljö. Rökgasfläktens motor har en märkeffekt på 222 kW och är tillverkad av ABB. Efter kondensor och befuktare finns ingen påvärmning av rökgasen. Trots detta har man inga problem med isbildning i skorstenstoppen.

Droppfångarna i rökgasstråket består av lamellfångare i plast och hålplattor i plåt.

5.7.4 Driftserfarenheter och underhåll

Falu Energi har goda erfarenheter från rökgaskondenseringsanläggningen. Tillgängligheten har varit mycket hög, 100% de senaste åren. Vad det gäller hela anläggningen hade man 1999 en tillgänglighet på 99,2%, den har dock varit något lägre 1998 (95,2%) och 1997 (98,1%).

Inledningsvis hade man enbart en neutraliseringstank för rening av kondensatet. På grund av för höga halter av suspenderade ämne i avloppet installerade man ett sandfilter, ett lamellfilter och en slamtank för insamling av slammet. Då uppstod problem med igensättning av sandfiltret. Därför installerades en hydrocyklon med vilken man renar kondensatet från störtkylarens kondensattank. Slammet från hydrocyklonen förs till slamtanken. Se Figur 5.5. Efter installationen har reningen av kondensatet fungerat bra.

För ett par år sedan fick man sprickbildning i en hörna av kondensorhuset vilket till följd att vatten läckte ut. Orsaken tros vara att de uppstyvande balkarna på kondensorhusets sidor inte varit sammanfogade vid kondensorhusets hörnor utan endast varit monterade som separata enheter på varje sida av kondensorhuset. Efter att ha lagat läckan svetsades balkarna ihop så att man fick en hel ram runt kondensorhuset. Efter denna ändring har inga fler problem uppstått med sprickbildning i kondensorhuset.

Spoldysorna i luftbefuktaren var från början tillverkade i mässing men fick inom en tre års period ersättas med dysor av ädlare material på grund av att ammoniaken i spolvattnet frätte sönder mässingen.

Rökgasåterföringsspjällets axel var inledningsvis vertikalt orienterad. Detta fick till följd att man fick problem med korrosion i det undre lagret då vatten ansamlades här. Problemet åtgärdades genom att man vred spjället så att dess axel inte var vertikalt orienterad längre utan något vinklad.

5.7.5 Motiv för val

Beslutet att bygga rökgaskondensorn i samband med uppförandet av den nya pannan och turbinen grundade sig på den goda ekonomin. Vid valet av leverantör var priset på anläggningen och systemlösningen som var de avgörande orsakerna till att det blev Götaverken Miljö som fick ordern.

5.8 Suur-Savon Sähkö Oy i Nyslott, Finland [9], [10]

1993 köpte Suur-Savon Sähkö Oy kraftvärmeverket från den lokala träfanerindustrin (Schauman Wood). Kraftvärmeverket har två ångpannor varav endast en är i drift idag. Anläggningen har en mindre mottryckstурbin som levererar 13 GWh el per år. Mottrycksångan (25 och 13 bar) används framförallt till torkarna på fanerindustrin. Torkarna använder 15 – 20 MW ånga. Om fanerindustrin ej är i drift har man möjlighet att som mest producera cirka 28 MW fjärrvärme via dumpkondensorer (23 MW) och rökgaskondensorn (5MW).

5.8.1 Panna

Ångpannan är en fastbäddsrost och levererades av Tampella och Carlson 1956. Den är utlagd för 64 bar och 510°C och för en total effekt på 40 MW. Idag är effekten cirka 35 MW. Anläggningen är i drift 8000 timmar om året, avställningen sker i regel mellan mitten av juli och mitten av augusti. Åldern på pannan medför att man har ett ganska stort underhåll på denna. De senaste åren har i princip en överhettartub gått sönder per år.

Ångpannan är rostereldad men den har även pulverbrännare och oljebrännare. Bränslet består av en blandning av bark, skogsavfall flis, maldamm och övrigt träavfall från fanerindustrin. Sammanvägt för hela bränslemixen är fuktinnehållet cirka 40 % under sommaren och 50-53 % under vintern.

Tabell 5.12 Bränslesammansättningen baserat på energimängd på årsbasis

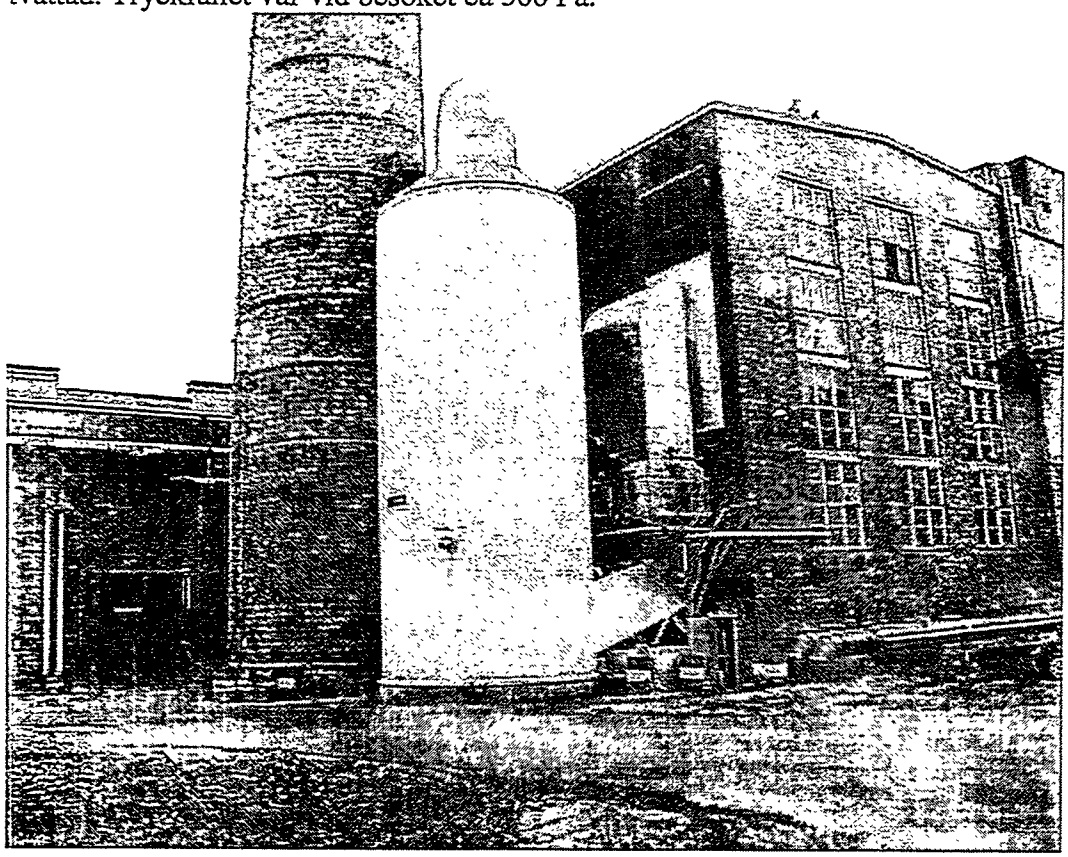
Table 5.12 Composition of the biofuel on anual energy basis

Bränsle	**Total energimängd (%)**	**Fukthalt (%)**
Bark	35	<65
Skogsavfall, flis	10	<55
Spån och flis från fabrik	49	>8
Maldamm	3	3
Olja	3	
Totalt	**100**	

Rökgasflödet är 22 Nm^3/s vid fullast och rökgastemperaturen efter pannan är 180-200°C. I rökgaskondensorn sänks temperaturen så att utgående temperatur är 53-55°C.

5.8.2 Rökgaskondensor

Rökgaskondensorn levererades av Tampella (idag Kvaerner Chemetics) 1994. Kondensorn är av typen fyllkroppsbädd. Anläggningen saknar uppfuktning och påvärmning. Bädden har en volym på 65 m^3, höjd ca 3 m och diameter ca 5 m. Kondensorn ger som mest ungefär 5 MW värme. Rökgasens flödeshastighet genom kondensorn är 1,1 m/s vilket är mycket lågt. Anledningen till att man har en så låg flödeshastighet är att man vill undvika att partiklar och stoft från förbränningen ska dras med upp genom bädden och droppskyddet. Tryckfallet genom kondensorn beror på hur nedsmutsad den är, d.v.s. tryckfallet är mindre då bädden är nyligen tvättad. Tryckfallet var vid besöket ca 300 Pa.



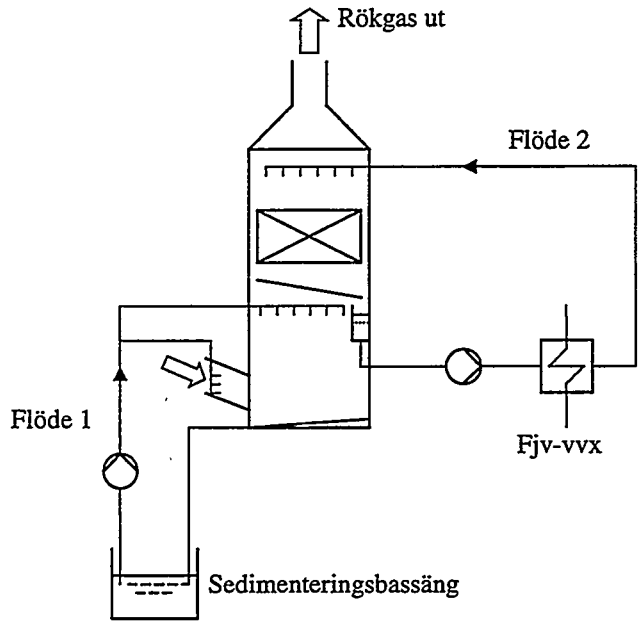
Figur 5.6 Rökgaskondensorn på Suur-Savon Sähkö

Figure 5.6 The flue gas condenser at Suur-Savon Sähkö

Kondensorn är speciellt konstruerad för att klara av den höga andelen stoft i rökgaserna. Vid installationen av kondensorn cirkulerades allt vatten som tillfördes i såväl quenchern som över fyllkroppsbädden via värmeväxlaren till fjärrvärmenätet. Med den här konstruktionen fick man problem med igensättning i värmeväxlaren på grund av den höga stofthalten i rökgaserna. Problemet löstes genom att ha två separata vattenspolflöden, ett flöde för störtkylning och skrubbning av inkommande rökgaser och ett vattenflöde som endast kommer i kontakt med rökgaserna senare i kondensorn över själva fyllkroppsbädden.

Den första vattenkretsen tvättar rökgasen från partiklar. Vattenflödet passerar aldrig värmeväxlaren till fjärrvärmenätet utan förs till en sedimenteringsbassäng där partiklarna tillåts sjunka undan innan vattnet pumpas upp i kondensorn igen. Flödet är cirka 200 m^3/h

Det andra vattenflödet passerar fyllkroppsbädden och leds bort från kondensorn till fjärrvärmevärmeväxlaren innan det kommer i kontakt med det första flödet i störtkylningen. Vattnet i den andra kretsen är därför mycket renare än flödet i den första kretsen och problemen med igensättningen i värmeväxlaren blir således mycket mindre. Flödet är cirka 300 m^3/h.



Figur 5.7 Schema över rökgaskondensorn i Nyslott

Figure 5.7 Basic illustration over the flue gas condenser in Nyslott

Fjärrvärmenätet är inkopplat mot en extern plattvärmeväxlare. Under vintern har man ett maximalt flöde på 500 m^3/h i fjärrvärmenätet medan det under sommaren sjunker till 150-200 m^3/h. Retur och framledningstemperatur på fjärrvärmevattnet varierar enligt nedan.

Tabell 5.13 Retur- och framledningstemperatur i fjärrvärmenätet

Table 5.13 Return and feeding temperature in the district heating net

Årstid	Returledning (grader C)	Framledning (grader C)
Vinter (-20C)	55	105
(0C)	44	84
Sommar	44	78

Rökgaskondensatflödet är vid maxlast 10 m^3/h. Kondensatet renas i två steg i två sedimenteringsbassänger innan det släpps ut i intilliggande sjö. Kondensatet har ett pH-värde på 9-10 och således finns det inget behov av att tillsätta lut. Inga andra kemikalier används för rening.

Slammet som bildas i sedimenteringstankarna läggs på tipplats när tankarna rensas. Det är myndighetskrav på att analysera innehållet i slammet. Slammet hade följande sammansättning vid den senaste analysen:

Tabell 5.14 Sammansättningen på slammet från kondensorn

Table 5.14 Composition of the sludge from the condenser

Slam		
Vatteninnehåll	95,1	%
Kvicksilver, Hg	0,01	mg/kg
Bly, Pb	3,8	mg/kg
Koppar, Cu	12	mg/kg
Nickel, Ni	5	mg/kg
Zink, Zn	160	mg/kg

Rökgaserna har ett stoftinnehåll på ungefär 240 mg/Nm^3 efter kondensorn. Inga övriga ämnen mäts.

5.8.3 Övrig utrustning och material

För att klara av att trycka igenom rökgaserna genom rökgaskondensorn var man tvungna att installera en boosterfläkt för att hjälpa den gamla rökgasfläkten. Boosterfläkten är placerad före kondensorn vilket medför att den kan vara konstruerad av ett billigare material. Fläkten som är tillverkad av Koja (finskt företag) har en motoreffekt på 110 kW och ger en tryckstegring på 1500 Pa.

Kvaerner Chemetics har på försök installerat ett kompakt elfilter i rökgasstråket före kondensorn. Syftet är att undersöka möjligheten att avskilja stoftet i rökgaserna innan det kommer in i rökgaskondensorn. Tyvärr har resultatet inte varit så bra som man hoppats.

På grund av den delvis mycket korrosiva miljön i en rökgaskondensor har valet av material till de olika komponenternas en stor betydelse driftsäkerheten. Följande material har använts till de olika delarna på anläggningen.

SIS 1312, vanligt svart stål
Rökgaskanal före spjäll till kondensorn, boosterfläkt och fläkthus.

SIS 2343, rostfritt stål
Spjäll före kondensorn och rökgaskanal efter kondensorn

AISI 316, syrafast stål
Kondensorhus och skorsten

GAP, glasfiberarmerad plast
Rökgaskanalen mellan spjäll och kondensorn och kondensorinloppet, quenchern.

Polypropylen
Fyllkroppar och droppfångare

5.8.4 Driftserfarenheter och underhåll

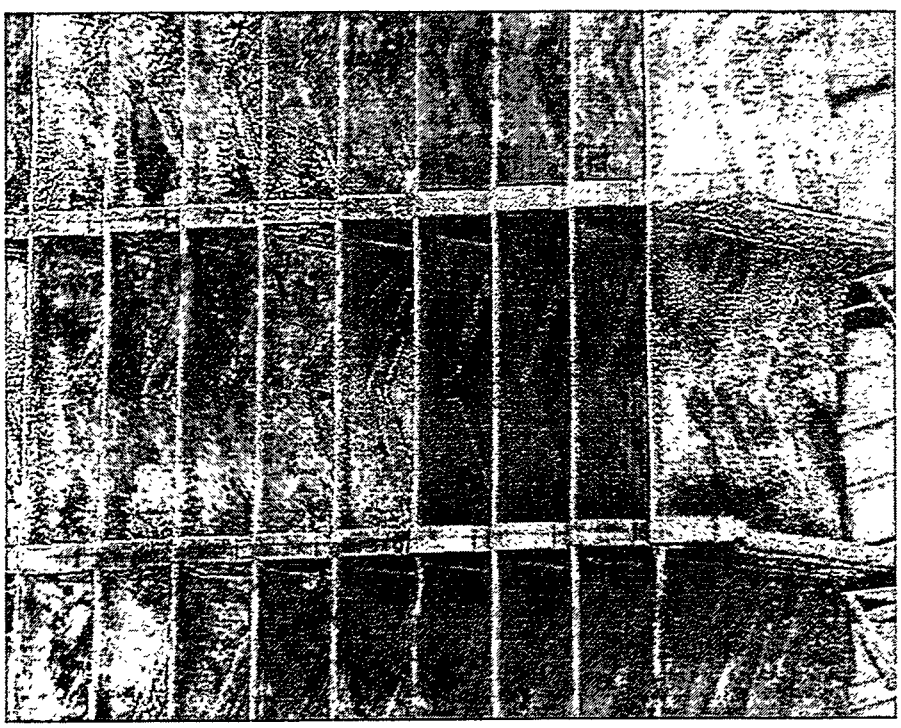
Driftserfarenheterna från anläggningen är positiva. Det har inte uppstått några större problem efter att garantitiden gick ut. På grund av det höga stoftinnehållet i rökgaserna fick kondensorn byggas om under garantitiden, se ovan. Efter ombyggnationen har problemen med beläggningstillväxt i plattvärmeväxlaren till fjärrvärmen minskat betydligt. Värmeväxlaren öppnas dock årligen och rengörs manuellt.

Tillgängligheten är hög för rökgaskondensorn, > 99%. För hela anläggningen har man en tillgänglighet på ungefär 98,5%.

I rörledningarna och munstyckena till störtkylningen har man problem med beläggningstillväxt. Det grövre matningsröret till förgreningsrören på vilka dysorna sitter spolas och borstas rent vid rengöring. De mindre "grenrören" med dysorna är anslutna mot matningsröret med en stuts och kan därför enkelt och snabbt monteras ned och ersättas med nya eller tvättade "grenrör". De nedsmutsade rören kan sedan enkelt rengöras och förberedas inför nästa byte. Rengöringen utbytena görs cirka 4 gånger om året och tar ungefär en dag att genomföra.

Fyllkropparna, som kondensorns bädd består av, blir nedsmutsade av rökgaserna. En gång per år tas dessa därför ut och rengörs. Detta påverkar framförallt rökgasernas tryckfall genom kondensorn.

Även i lamelldroppfångarna uppstår beläggningstillväxt. Dessa byts vid samma tillfälle som när fyllkropparna tvättas, det vill säga en gång per år.



Figur 5.8 Lamelldroppfångarna och beläggningarna

Figure 5.8 Blade droplet collector with coating

5.8.5 Motiv för val

Anledningen till att man under början av 90-talet beslöt sig för att installera rökgaskondensorn var framförallt att man ville minska stoftutsläppet samt öka sin fjärrvärmeproduktion. Stofthalten i rökgaserna var 1000mg/Nm^3, vilket man önskade minska. Möjligheten till ökad fjärrvärmeleverans var den avgörande orsaken till att man byggde en rökgaskondensor i stället för någon annan sorts rökgasreningsutrustning. Anläggningen byggdes utan befuktning av förbränningsluften vilket medförde att det möjliga värmeuttaget till fjärrvärmenätet minskade. Orsaken till att man bestämde sig för en något enklare anläggning och valde bort befuktaren var att det fanns kommunala planer på att bygga ett nytt kraftvärmeverk för att ombesörja den kommunala uppvärmningen. Det fanns risk för att man i framtiden skulle få reducera sin fjärrvärmeleverans. Ännu idag har planerna på ett nytt kraftvärmeverk ej realiserats.

Vid val av leverantör till rökgaskondensorn var de olika anbuden tekniskt och ekonomiskt relativt likvärdiga. Någon leverantör hade lägre pris men samtidigt lägre verkningsgrad medan andra hade ett högre pris och också högre verkningsgrad. Vid jämförelse var de olika anbuden ur ekonomisk synpunkt ganska likvärdiga. Den avgörande orsaken till att Tampella Power (Kvaerner Chemetics) fick leveransen var att man var väl bekant med tekniken i pappers- och massaindustrin i Finland samt att det var ett inhemskt företag.

5.9 Hedenverket i Karlstad [11], [6]

1992 byggde Karlstad Energi ett nytt kraftvärmeverk som ett komplement till sitt avfallseldade värmeverk. Samtidigt beslöt man sig för att även bygga rökgaskondenseringsanläggning i anknytning till kraftvärmeverket. Karlstad Energis värmeleverans uppgår till cirka 500 GWh per år.

Fördelningen mellan olika bränslen är enligt följande:

- Biobränsle 55%
- Avfall 25%
- Värmepump 10 %
- El, olja 10%

5.9.1 Panna

Pannan är en CFB från Ahlström Pyroflow. Den byggdes 1992 och har frihängande ej kylda cykloner. Pannan är från början dimensionerad för kolförbränning men numera används enbart biobränsle. Med biobränsle ger pannan som mest en effekt på 80 MW och levererar ånga vid 68 bar och 485°C. Pannan är i drift cirka 5000 h om året mellan oktober och april varav cirka 1000 h är maxlast. Pannan går generellt som lastföljande anläggning efter avfallspannan. För NOx reduktion i pannan använder man 25% ammoniaklösning som sprutas in i cyklonin-loppet.

Bränslet består enbart av skogsbränsle. Fukthalten i bränslemixen varierar mellan 42-52%, i genomsnitt brukar fukthalten vara ungefär 45 %. Fukthalten varierar över säsongen och är högst i januari-februari.

Tabell 5.15 Bränslesammansättning

Table 5.15 Composition of the fuel

Bränsle	Andel (%)
Grot	75
Torrflis	15
Bark	5
Spån	~5
Totalt	**100**

Rökgasflödet är 106000 Nm^3/h torr gas och rökgasen har en temperatur på 180°C när den lämnar pannan. Efter pannan finns ett elektrofilter som tar bort större delen av stoftinnehållet. Före rökgaskondensorn har man följande sammansättning i rökgasen.

Tabell 5.16 Rökgassammansättning

Table 5.16 Composition of the flue gas

Parameter	Mängd	Enhet
Stoft	0-5	mg/Nm3
SO2	10	mg/Nm3
NH3	10-15	ppm
H2O	28-33	%

5.9.2 Rökgaskondensor

Kondensorn levererades av Fagersta Energetics 1992. Vid normal fullast ger den 20 MW och vid extremt gynnsamma förhållande med hög fukthalt i bränslet och låg returtemperatur har man mätt upp en effekt på mer än 25 MW.

Kondensorn är en stående tubvärmeväxlare med 4000 tuber. Tuberna är 8,1 m långa och har en innerdiameter på 34 mm med 1 mm väggtjocklek. Totalt blir ytan cirka 3600 m^2. Grädigkeiten är cirka 2°C.

Rökgaserna leds in i kondensortoppen och leds ut på sidan vid botten. Rökgaserna passerar sedan boosterfläkten innan de passerar befuktaren och sedan går ut i skorstenen. Temperaturen är ungefär 180°C före kondensorn, cirka 55°C efter kondensorn och 35-45°C efter befuktaren.

Fjärrvärmeflödet varierar med årstiden, som minsta cirka 800 m^3/h i april och som mest 2300 m^3/h vid kalla vinterdagar. Normalt brukar emellertid flödet vara mellan 1500-2000 m^3/h under driftsäsongen. Retur- och framledningstemperaturen varierar enligt följande:

- Returtemperaturen: 45-65°C
- Framledningstemperaturen: 80-120°C

Rökgaskondensatflödet är 20-23 m^3/h vid maxlast. Lutförbrukningen är 25 ton/år 32% lösning. Ingen rening förekommer av kondensatet utan det släpps direkt till recipient som i det här fallet är Klaraälven och så småningom Vänern. För att ytterligare ta var på värme kommer

värme att utvinnas från kondensatet innan det släpps till recepient via en befintlig värmepump som ska anslutas till kondensatet inom kort.

Tabell 5.17 Kondensatsammansättning

Table 5.17 Composition of the condensate

Parameter	Värde normal/max/min	Enhet
Suspenderade ämnen	2 (0-10)	mg/l
PH	7 (6,5-10)	-
Sulfat, SO_4^{2-}	1	mg/l
Klorid, Cl^-	-	mg/l
Ammonium, NH_4^+	<30	mg/l
Kvicksilver, Hg	3	µg/l
Kadmium, Cd	<0,1	µg/l
Bly, Pb	3	µg/l
Koppar, Cu	3	µg/l
Krom, Cr	<1	µg/l
Nickel, Ni	8	µg/l
Zink, Zn	<2	µg/l

Länsstyrelsen är tillståndsmyndighet och har givit följande krav:

- NH_3, totalt för kondensat och rökgas har ett månadsriktvärde på 4 mg/MJ.
- För suspenderat har man ett riktvärde på 10 mg/l vid provningstillfället
- pH-kravet är att kondensatet ska vara mellan 6,5 – 10.

Anläggningen är utrustad med ett effektivt elfilter som är dimensionerat för kolförbränning. Det medför att man får mycket låg koncentration partiklar i kondensatet vilket följaktligen gör att det inte bildas något slam.

Det finns ingen ammoniumavdrivning och man planerar ej heller att installera någon.

Luftbefuktaren är av roterande typ. Rotorn är horisontellt orienterad så att rökgaserna och luften passerar vertikalt genom rotorn. Maximal uppfuktning bestäms av temperaturen och gashastigheten i pannan och regleras med varvtalet på rotorn. Befuktarytan är cirka 10000 m^2.

5.9.3 Övrig utrustning och material

På Hedenverket installerade man en booster-fläkt till rökgaserna för att klara av att trycka igenom rökgaserna genom kondensor och luftbefuktare. Fläkten är placerad mellan kondensor och luftbefuktare och såväl fläkthus som fläkthjul är gummerade för att klara den korrosiva miljön. Eftersom fläkten är placerad efter kondensorn får man undertryck i kondensorn och det är undertrycket före kondensorn som styr fläkteffekten. Fläktmotorn är tillverkad av ABB och har en märkeffekt på 600 kW.

För att hindra att vattendroppar följer med rökgaserna upp i skorstenen finns en droppavskiljare efter uppfuktaren. Droppavskiljaren är utformad som ett antal tätt placerade böjda vingar

(lamell). När rökgasen passerar avskiljaren omriktas flödet och genom centrifugalkraften slungas dropparna mot vingarna varifrån den sedan leds bort.

Miljön i en rökgaskondensor är bitvis mycket aggressiv och ställer därför höga krav på materialval på de olika komponenterna. Följande material har använts i Hedenverkets rökgaskondensor.

SIS 1312
Rökgaskanalföre kondensorn, både före och efter spjäll.

RST 37-2 samt ST 50-K
Spjäll före kondensorn

Hastaloy 276
Kondensorinloppet, quenchern

SIS 2101
Kondensorhus

Avesta 2205
Tuberna

GAP
Droppfångare, rökgaskanal efter kondensor, uppfuktare och skorsten. Alla delarna förutom skorstenen är gjorda med svart stål (1312) som täckts med glasfiberarmerad plast.

Gummi
Fläkt, hjul och hus (gummerat)

5.9.4 Driftserfarenheter och underhåll

Allmänt är man mycket nöjda med anläggningen. Det har varit en mycket god investering som inte vållat några större bekymmer. Tillgängligheten har varit hög för kondensorn, cirka 99% varav garantin var 97-98%. För resten av anläggningen (pannan och turbinen) har man en tillgänglighet på cirka 97%.

Anläggningen har inte haft några problem med korrosion eller beläggningstillväxt i kondensorn. Vart annat år brukar man spola tuberna för att hålla dem rena detta får dock ses som normalt underhåll.

Man har vibrationsproblem i boosterfläkten. Var i orsaken ligger har med säkerhet ej kunnat fastställas trots mätningar på motor, växellåda och fläkthjul. Byte av fläkthjulet kommer att ske under sommaren.

I luftbefuktaren har man problem med att den glasfiberarmerade plasten lossnar från plåtväggarna. Årligen får man ta bort GAP (glasfiberarmeradplast) som släppt från väggarna och lägga på ett nytt lager.

I början hade man problem med omställningen från drift med rökgaskondensorn till bypass drift. På grund av den plötsliga ökningen av kallt returvatten till turbinkondensorn fick man fick man undertryck i turbinkondensorn. Detta medförde att ångbildning uppstod i ledningen mellan turbinkondensorn och kondensatpumpen vilket fick till följd att man fick kavitation. Problemet undveks med justering av vattennivåerna. Problemet rör framförallt turbiner som har liten underkylning och liten vattenvolym i kondensorn.

På grund av den uppfuktade luften fick man problem med att vatten kondenserade i tryckmätare och flödesmätare på tilluftsidan. Problemet åtgärdades genom att vinkla om mätarna på ett gynnsamt vis.

Det ökade massflödet på grund av den uppfuktade luften medförde att man fick installera en boosterfläkt till sekundärluften i pannan.

Användandet av uppfuktad luft kan ställa till problem vid inmatning av t.ex. kalk i pannan. Det kan behövas ett separat luftsystem för att kunna blåsa in kalken.

Alla luftledningar efter uppfuktaren måste isoleras för att undvika kondensation.

I luftpåvärmaren, vilken består av två påvärmare som använder vatten från matarvattentanken, uppstod inledningsvis kraftiga värmespänningar i den gemensamma returledningen. Det berodde på att flödena hade olika returtemperatur vilket medförde att man fick temperaturspänningar i returledningen där de två flödena sammanfördes. Problemet löstes genom att installera ytterligare en returledning till matarvattentanken så att de två flödena fick två separata returledningar.

Man har haft isbildning på toppen av skorstenen. Detta har man löst genom att montera en ränna runt toppen på skorstenen i vilken dropparna stannar och leds tillbaka in i skorstenen.

5.9.5 Motiv för val

Beslutet att bygga en rökgaskondensor grundades i stort sett fullständigt på de ekonomiska fördelarna, men med en liten tanke på miljön. Vid upphandlingen var det en sammanvägning av pris, systemlösning, prestanda och referenser som avgjorde att det blev Fagersta Energetics som fick ordern.

6 Slutsatser från anläggningsbesöken

Efter att ha besökt ovan nämnda anläggningar kan det konstateras att alla anläggningsägare är nöjda med sin rökgaskondensor. Alla påpekar att det varit en mycket god investering. I stort sett alla anläggningarna har drabbats av något större eller mindre tekniskt problem men alla menar att dessa problem i det stora hela ändå varit av mindre ekonomisk betydelse. Dessutom har de flesta problemen uppstått under garantitiden eller så har de varit av sådan art att de kunnats avhjälpas vid underhållsarbetet under den normala avställningsperioden.

Vid komplettering med kondensor och uppfuktare till en befintlig pannanläggning kan den uppfuktade förbränningsluften ställa till vissa problem. I och med att luften är uppfuktad ökar massflödet vilket kan få till följd att pannans tilluftsfläktar behöver kompletteras. Om man har kalkinmatning i pannan och inmatningen sker genom att kalken blåses in med förbränningsluften kan det uppstå problem vid användandet av uppfuktad förbränningsluft. Det kan behövas ett separat, torrt luftflöde för att klara inmatningen. Luftkanalen mellan uppfuktare och panna måste vara isolerad för att man ska undvika kondensation i luftkanalen.

Beträffande utformandet av luft- och rökgaskanaler bör man beakta problematiken med vibrationer i fläkten. Fläkten bör inte placeras direkt i anslutning till någon böj utan bör vara placerad så att det finns en viss raksträcka före och efter fläkten. Om fläkthjulet har varit gummerat har vibrationsproblemen i ett fall minskat genom att ersätta det gummerad hjulet med ett hjul i syrafast stål.

Vid val av material till de olika komponenterna i en rökgaskondensanläggning är det viktigt att tänka på flexibiliteten. En materialspecifikation kan vara fullgod för det aktuella bränslet, men om bränslemixen förändras kan detta orsaka problem. Följaktligen bör man väga in hur mycket det är värt samt hur stort behov man har av att ha en anläggning som tål en del bränslevariationer.

För att minska risken för problem med korrosion i rökgasspjällens axellager bör dessa placeras så att axeln inte är vertikalt orienterad. På så vis undviker man att vatten kan ansamlas där spjällets axel går igenom rökgaskanalen.

Vid installation av en rökgaskondensor kan problem med droppbildning ske i skorstenstoppen vilket i sin tur ger problem med isbildning under vintern.

Det allmänna intrycket från olika anläggningsägare är att det är en mycket god investering att bygga en rökgaskondensor. Drift- och underhållskostnaderna anses låga och man har inte behövt anställa någon ny personal för att klara driften.

7 Processanalyser – nya kraftvärmeverk

För att belysa hur nya anläggningars prestanda påverkas av rökgaskondensering har processberäkningar utförts för två storlekar av kraftvärmeverk, 20 MWv och 50 MWv. För varje storlek har beräkningar utförts utan rökgaskondensering, med rökgaskondensering samt med rökgaskondensor och uppfuktning av förbränningsluften. Pannstorleken (panneffekten) har anpassats så att anläggningarna inom varje storlek har samma värmeproduktion.

De viktigaste beräkningsförutsättningar visas nedan.

- Biobränsle: skogsbränsle med följande sammansättning.
  Kemisk sammansättning % ts

C	H	O	N	Sl	Cl	Aska
49,77	6,00	41,80	0,40	0,02	0,009	2,00

  Värmevärde: 19,0 MJ/kg torrsubstans.
  Nominell fukthalt: 40%.
- Temperatur förbränningsluft: 30°C
- Rökgastemperatur före kondensor: 130°C
- Ångdata: 520°C/90 bar vid 20 MWv och 540°C/120 bar vid 50 MWv
- Fjärrvärmetemperatur 90/48°C
- O_2-halt i rökgaserna: 5% torr vid 20 MWv och 3,2% torr vid 50 MWv.
- Temperaturskillnad kondensor - utgående rökgaser och inkommande kylvatten: 2°C.
- Förbränningsluften har 100% luftfuktighet efter uppfuktaren.

Dessa och övriga förutsättningar visas i Bilaga 2.

Definitioner:

Elverkningsgrad = Eleffekt / Bränsleeffekt

Totalverkningsgrad = (Eleffekt + Värmeeffekt) / Bränsleeffekt

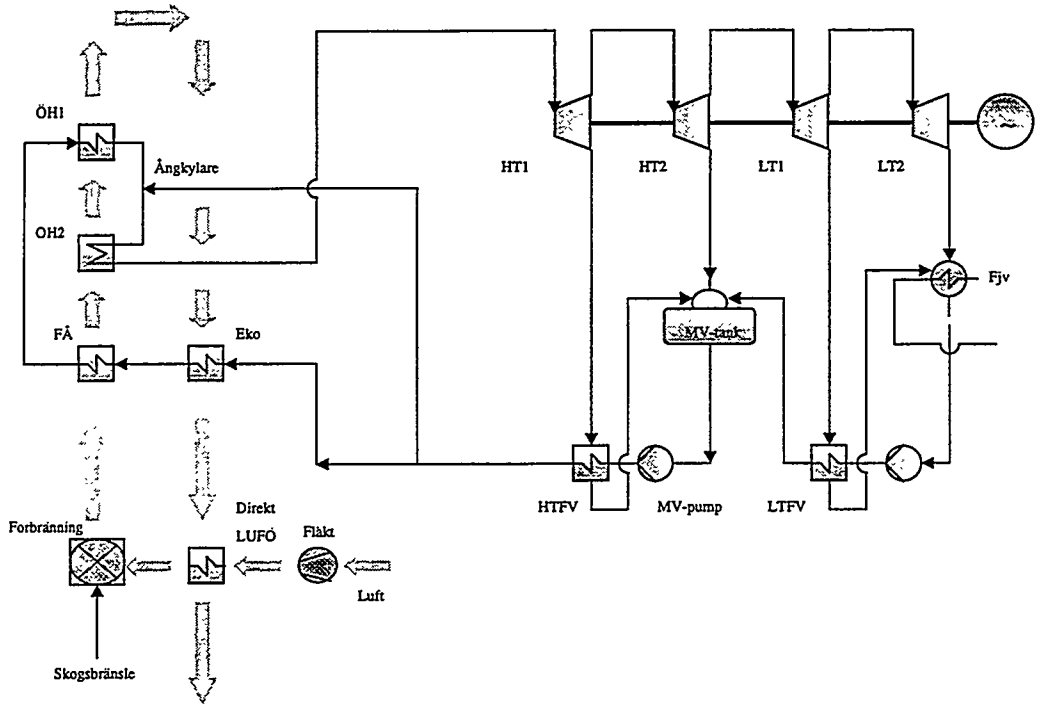
Alfa-värde = Eleffekt / Värmeeffekt

Eleffekten är bruttoeffekten minus förluster i generator och effektbehov i mava-pumpen och luftfläkten.

7.1 Storlek 20 MW värme

Den beräknade kraftvärmeprocessen har modellerats efter befintliga anläggningar i denna effektstorlek. Bl.a. har ångprocessen en lågtrycksförvärmare och en högtrycksförvärmare. Själva pannan modelleras med en brännare följt av en förångare som motsvarar panelväggarna i eldstaden. Därefter kommer överhettarna och förvärmaren. Överhettarna modellerats som två överhettare med en mellanliggande ångkylare. I figurerna nedan visas processerna schematiskt för de olika beräkningsfallen.

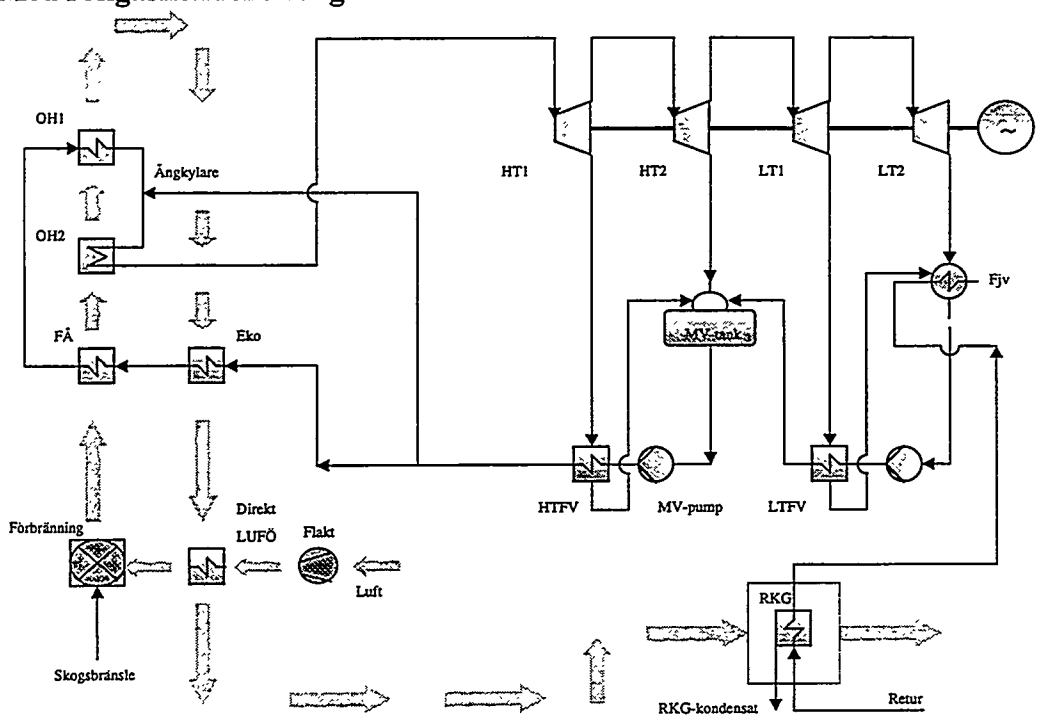
Utan rökgaskondensering:



Figur 7.1 Kraftvärmeverk 20 MW värme utan rökgaskondensering

Figure 7.1 Heat and Power Plant 20 MWheat without flue gas condensing

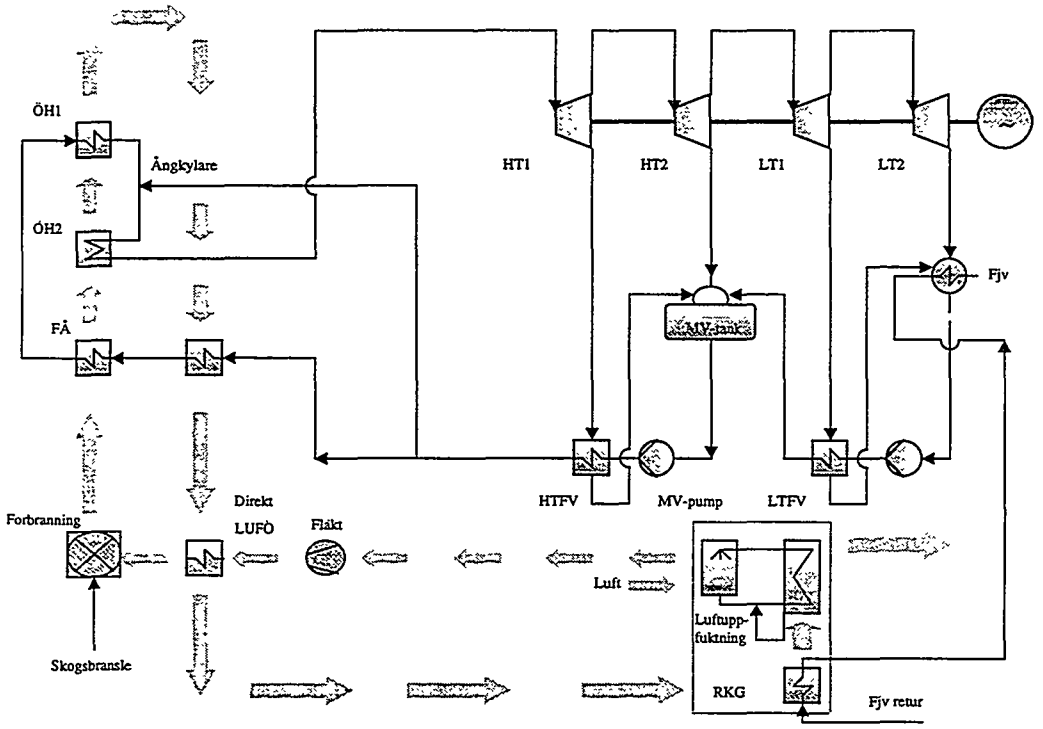
Med rökgaskondensering:



Figur 7.2 Kraftvärmeverk 20 MW värme med rökgaskondensering

Figure 7.2 Heat and Power Plant 20 MWheat with flue gas condensing

Rökgaskondensering + uppfuktning:



Figur 7.3 Kraftvärmeverk 20 MW värme med rökgaskondensering och luftuppfuktning

Figure 7.3 Heat and Power Plant 20 MWheat with flue gas condensing and air humidification

7.1.1 Beräkningsresultat 20 MW värme

El- och värmeeffekter samt verkningsgrader för 20 MW-processerna ovan redovisas i Tabell 7.1.

Tabell 7.1 Prestanda för 20 MWv-processerna

Table 7.1 Performance for the 20 MWheat processes

	Utan RG-kond.	Med RG-kond.	Med RG-kond. + uppf.
Eleffekt (MW)	9,29	7,66	6,95
Värmeeffekt (MW)	20,0	20,0	20,0
Varav RG-kond. (MW)	-	3,34	4,85
Bränsleeffekt (MW)	31,9	26,5	24,1
Alfa-värde	0,46	0,38	0,35
Elverkningsgrad (%)	29,1	28,9	28,9
Totalverkningsgrad (%)	91,7	104,3	112,0

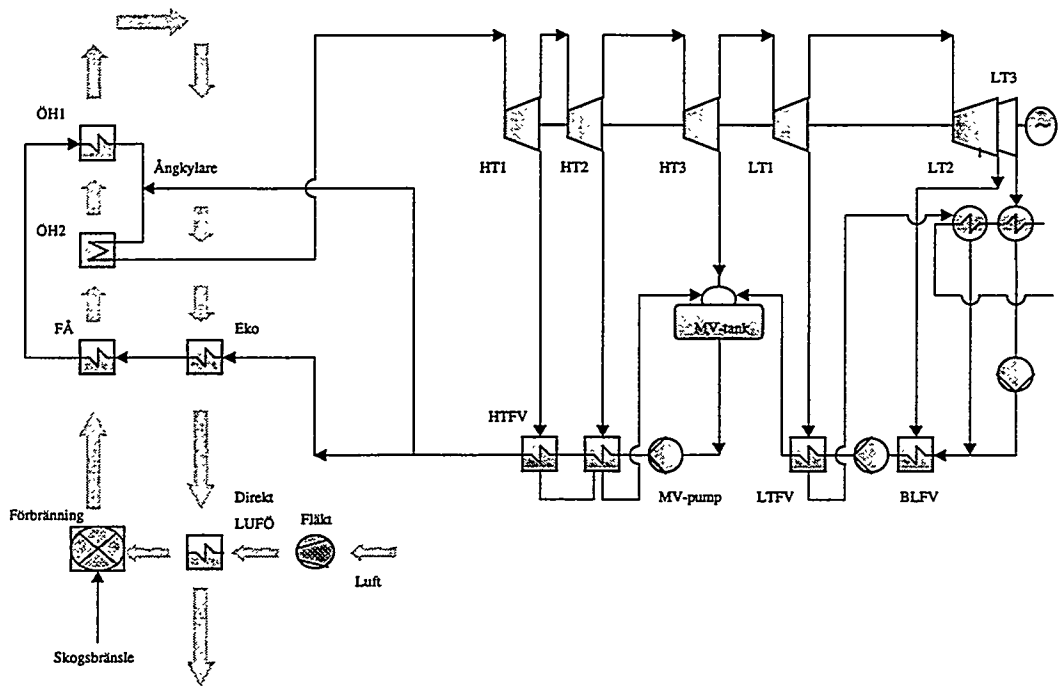
Som ses av resultaten påverkas inte elverkningsgraden i större grad medan totalverkningsraden ökar betydligt med rökgaskondensering. Vid enbart rökgaskondensering ligger ökningen på ca 12%-enheter och med uppfuktning 20%. Andelen värme som produceras i rökgaskondensorn ligger på närmare 17% vid enbart rökgaskondensering och 24% vid uppfuktning. Detta motsvarar ca. 13% respektive 20% av bränsleeffekten. Alfa-värdet sjunker betydligt med rökgaskondensering eftersom andelen värme ökar.

För att erhålla samma värmeproduktion vid rökgaskondensering kan anläggningen byggas mindre. Bränsleeffekten sjunker med 17% utan uppfuktning och närmare 25% med uppfuktning.

7.2 Storlek 50 MW värme

Dessa större processer har högre ångdata, 540°C/120 bar, jämfört med 20 MWv-processerna ovan. Ångcykeln har också en blandningsförvärmare på lågtryckssidan och ytterligare en högtrycksförvärmare. Turbinkondensorn är uppdelad i en varm- och en kallkondensor. I övrigt är dessa processer modellerade på samma sätt som i 20 MWv-fallen ovan. I figurerna nedan visas processerna schematiskt för de olika beräkningsfallen.

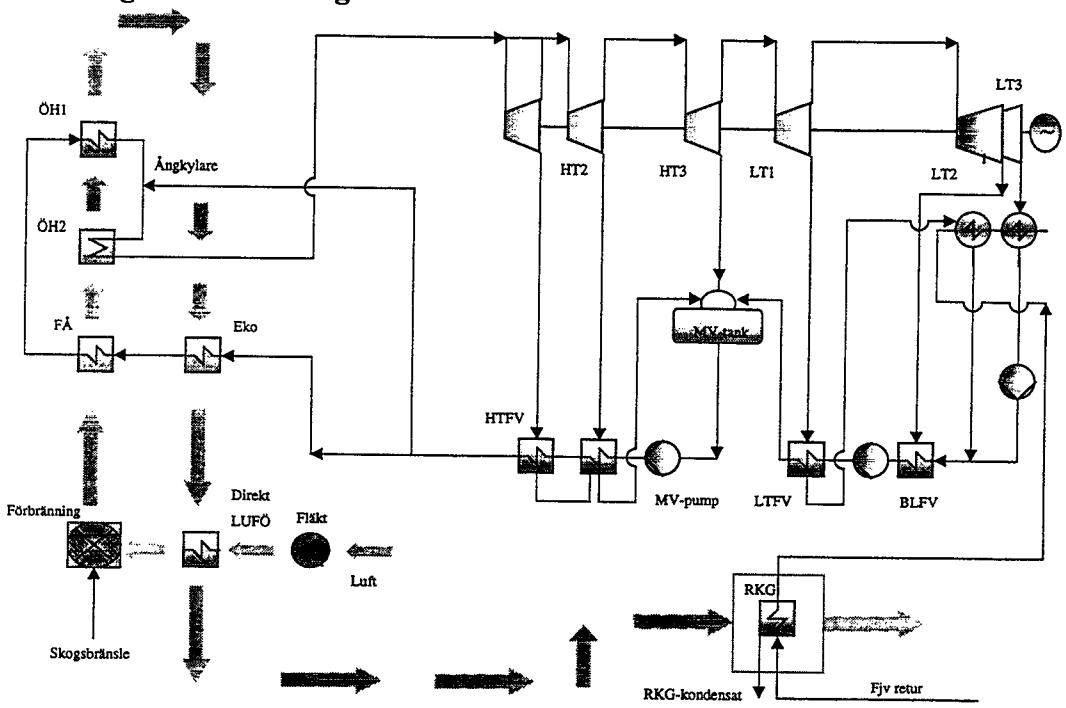
Utan rökgaskondensering:



Figur 7.4 Kraftvärmeverk 50 MW värme utan rökgaskondensering

Figure 7.4 Heat and Power Plant 50 MWheat without flue gas condensing

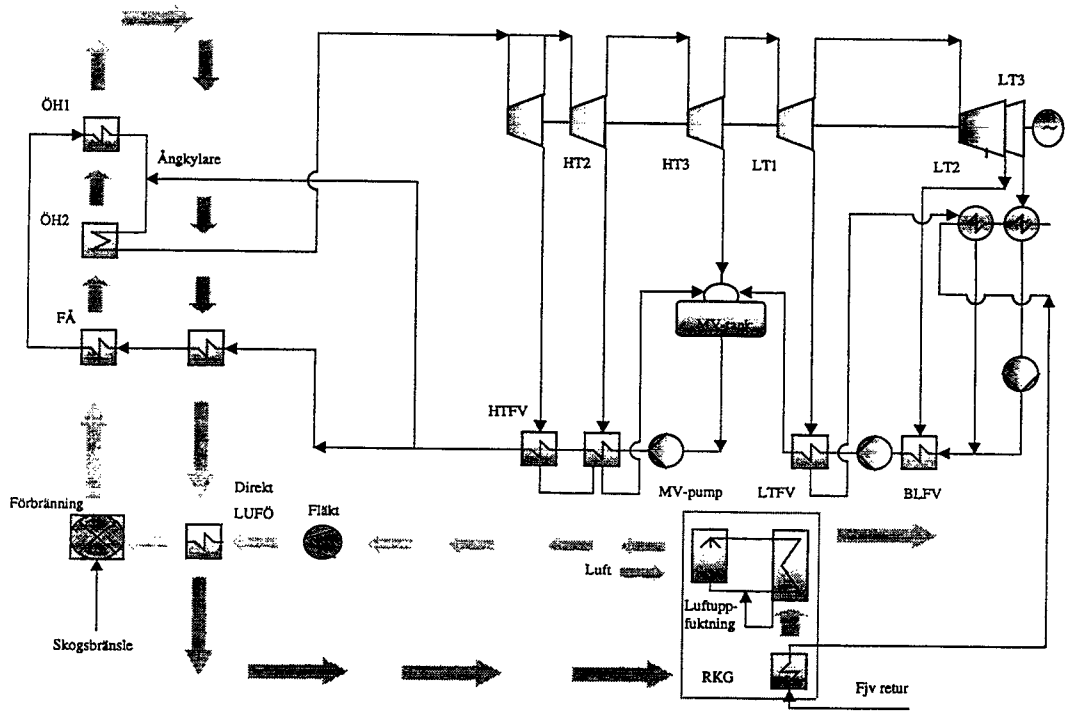
Med rökgaskondensering:



Figur 7.5 Kraftvärmeverk 50 MW värme med rökgaskondensering

Figure 7.5 Heat and Power Plant 50 MWheat with flue gas condensing

Rökgaskondensering + uppfuktning:



Figur 7.6 Kraftvärmeverk 50 MW värme med rökgaskondensering och uppfuktning

Figure 7.6 Heat and Power Plant 50 MWheat with flue gas condensing and air humidification

7.2.1 Beräkningsresultat 50 MW värme

El- och värmeeffekter samt verkningsgrader för 50 MW-processerna ovan redovisas i Tabell 7.2.

Tabell 7.2 Prestanda för 50 MWv-processerna

Table 7.2 Performance for the 50 MWheat processes

	Utan RG-kond.	Med RG-kond.	Med RG-kond. + uppf.
Eleffekt (MW)	28,4	22,9	20,7
Värmeeffekt (MW)	50,0	50,0	50,0
Varav RG-kond. (MW)	-	9,0	12,6
Bränsleeffekt (MW)	84,7	69,1	62,7
Alfa-värde	0,57	0,46	0,41
Elverkningsgrad (%)	33,5	33,1	33,0
Totalverkningsgrad (%)	92,5	105,5	112,7

Resultaten följer samma mönster som för 20 MWv-processerna. Dessa mer avancerade processerna med bl.a. högre ångdata har ett högre elutbyte vilket resulterar i högre alfavärde och högre elverkningsgrad. Totalverkningsgraden ökar även den något. Andelen värme som produceras i rökgaskondensorn ligger på 18% vid enbart rökgaskondensering och 25% vid uppfuktning. Detta motsvarar 13% respektive 20% av bränsleeffekten.

För att erhålla samma värmeproduktion vid rökgaskondensering kan anläggningen byggas mindre. Bränsleeffekten sjunker här med 18,5% utan uppfuktning och 26% med uppfuktning. Detta ger en billigare grundanläggning (exkl. rökgaskondensering).

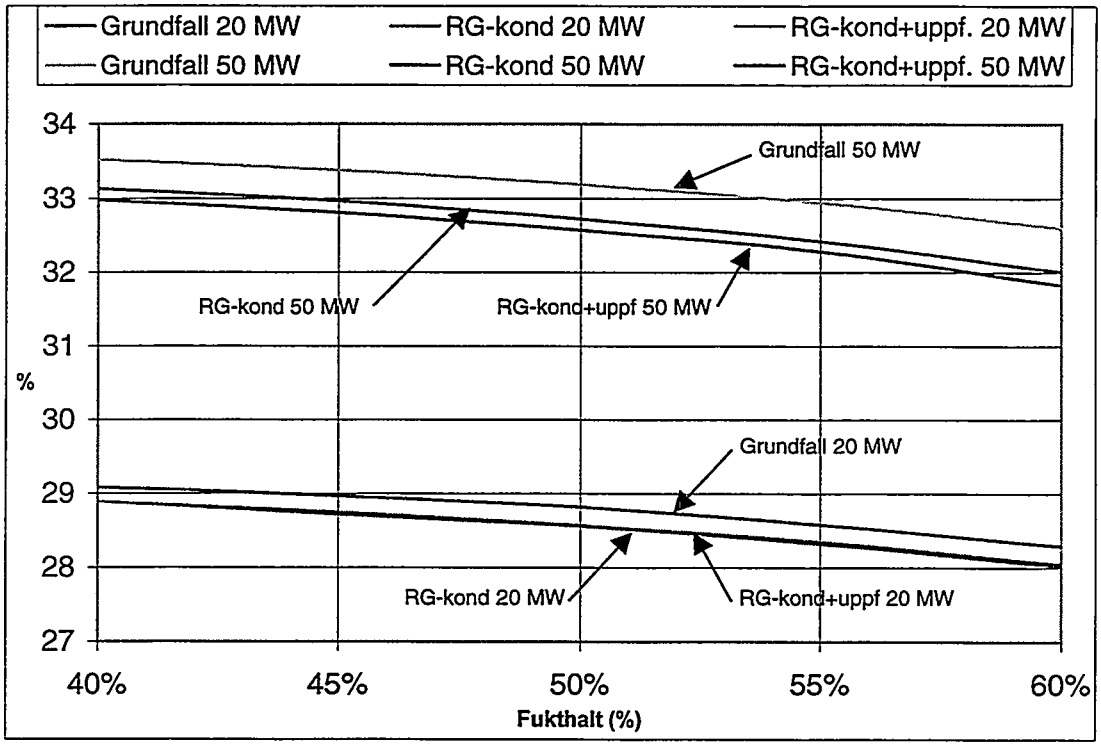
7.3 Parametervariation

I avsnitten nedan görs en parametervariation på fukthalten i bränslet och returtemperaturen på fjärrvärmevattnet. Observera att det är teoretiska beräkningar och det är inte säkert att en anläggning klarar ytterlighetsfallen.

7.3.1 Fukthalt i bränslet

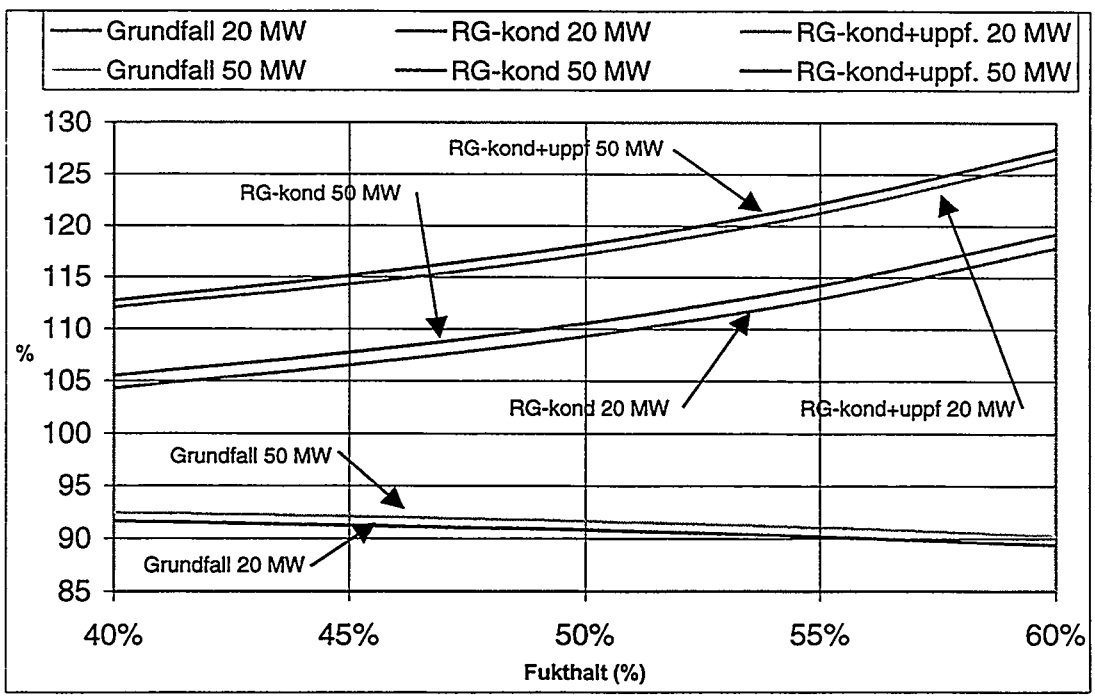
Här redovisas hur de ovan beräknade anläggningarnas prestanda varierar med fukthalten i bränslet. Fukthalten i bränslet har varierats mellan 40% och 60% i steg om 5%. Anläggningarna har för varje beräkningsfall dimensionerats för den aktuella fukthalten så att den utgående rökgastemperaturen blivit 130 °C. Vid en verklig anläggning är det inte säkert att anläggningen kan behålla samma rökgastemperatur vid olika fukthalt i bränslet.

I Figur 7.7 visas hur elverkningsgraden varierar med fukthalten för båda effektstorlekarna. Totalverkningsgraden visas i Figur 7.8 och alfa-värdet i Figur 7.9.



Figur 7.7 Elverkningsgrad vid olika fukthalt på bränslet.

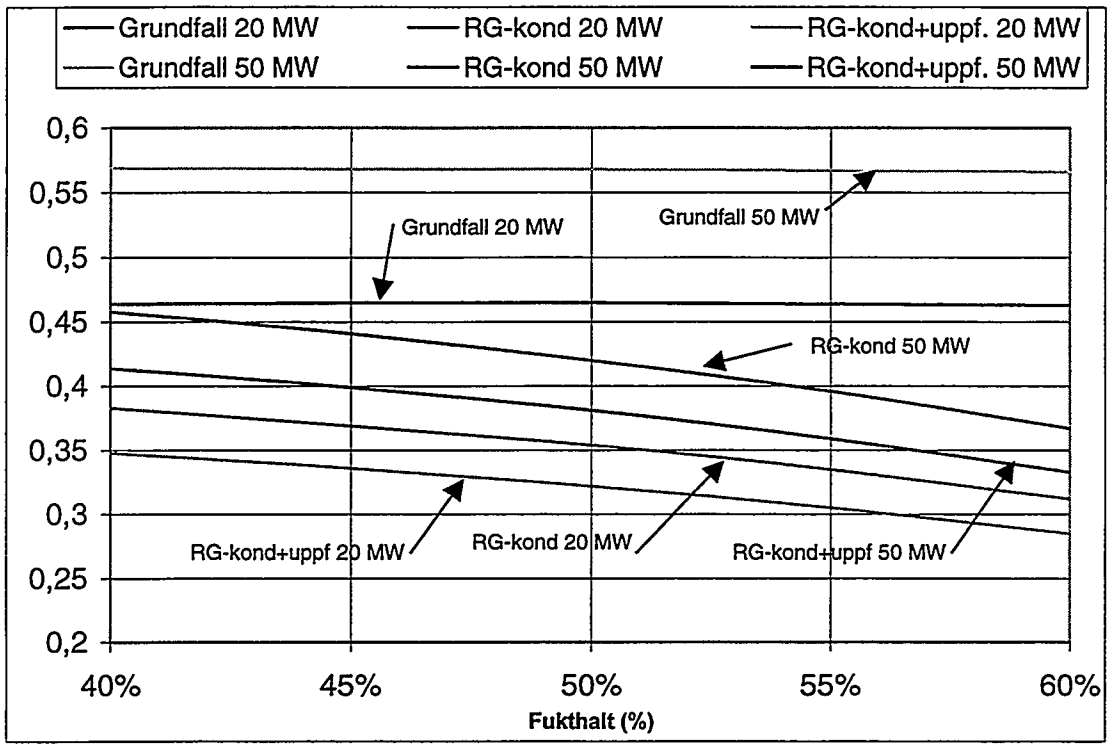
Figure 7.7 Electric efficiency at different water content of the fuel



Figur 7.8 Totalverkningsgrad vid olika fukthalt på bränslet.

Figure 7.8 Over all efficiency at different water content of the fuel

Elverkningsgraden sjunker med ökande fukthalt. Orsaken är främst att mer värme i form av förångat vatten är bundet i de utgående rökgaserna från pannan. Totalverkningsgraden vid grundfallet sjunker också av samma orsak vid ökande fukthalt. Vid rökgaskondensering ökar däremot totalverkningsgraden eftersom fukten här kan kondenseras ut och värmen tas upp av fjärrvärmevattnet.



Figur 7.9 Alfa-värdet vid olika fukthalt på bränslet.

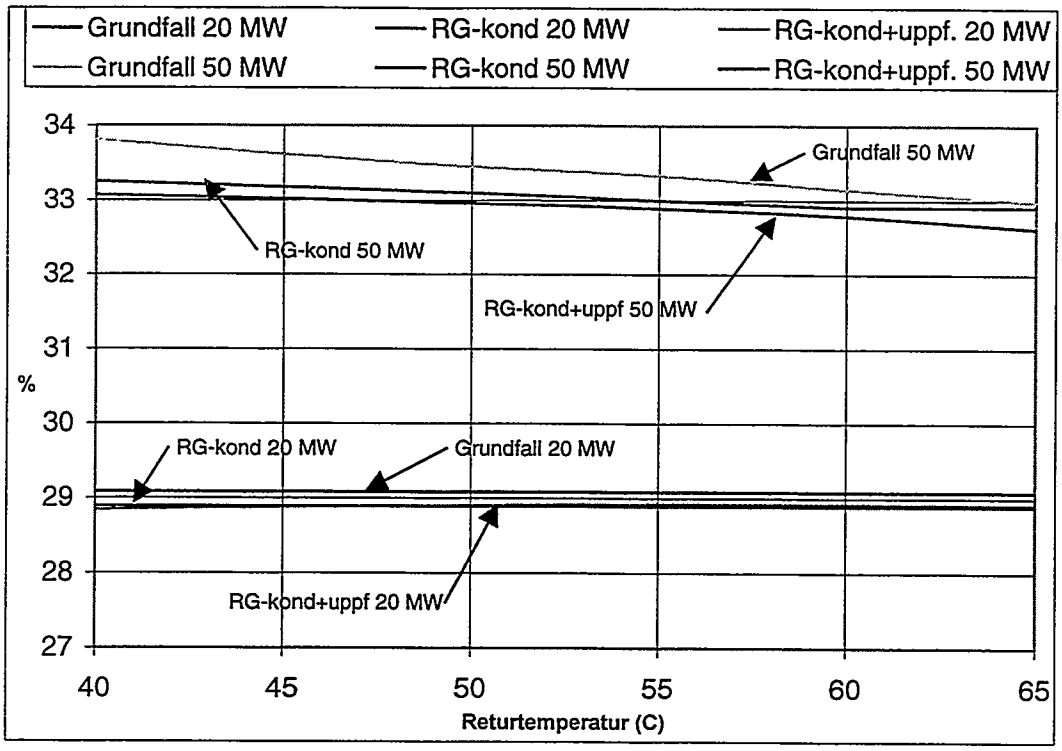
Figure 7.9 The Alfa-value at different water content of the fuel

Alfa-värdet är relativt oförändrat vid grundfallen medan alfa-värdena sjunker med ökande fukthalt. Detta eftersom värmeproduktionen ökar då fukthalten ökar.

7.3.2 Returtemperatur fjärrvärme

Här redovisas hur anläggningarnas prestanda varierar med returtemperaturen på fjärrvärmen. Temperaturen har varierats mellan 40°C och 65°C i steg om 5°C. Anläggningarna har för varje beräkningsfall dimensionerats för den aktuella temperaturen så att den utgående rökgastemperaturen blivit 130 °C och framledningstemperaturen 90°C på fjärrvärmen. Vid en verklig anläggning är det inte säkert att anläggningen kan behålla samma temperaturer vid olika returtemperatur.

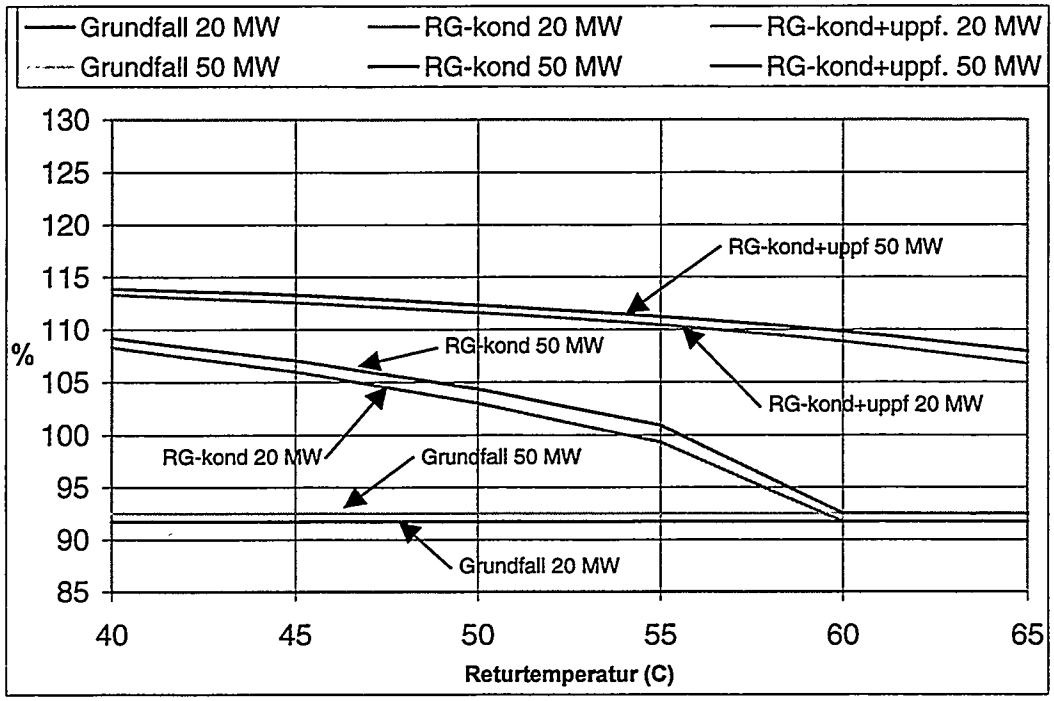
I Figur 7.10 visas hur elverkningsgraden varierar med returtemperaturen för båda effektstorlekarna. Totalverkningsgraden visas i Figur 7.11 och alfa-värdet i Figur 7.13.



Figur 7.10 Elverkningsgrad vid olika returtemperatur på fjärrvärmen

Figure 7.10 Electric efficiency at different return temperature of the district heat water

Elverkningsgraden för den mindre storleken är i stort sätt okänslig för returtemperaturen. För den stora anläggningen däremot sjunker elverkningsgraden något med ökande temperatur. Kondenseringseffekterna i varm- och kallkondensorn är i stort sätt de samma oberoende av returtemperaturen. Varje kondensor står därför för lika stor del av del totala temperaturökningen på fjärrvärmevattnet. Eftersom framledningstemperaturen har hållits konstant vid 90°C och returtemperaturen ökat, ökar temperaturen på fjärrvärmevattnet mellan kondensorerna. Detta ger ett högre kondensortryck i kallkondensorn vilket i sin tur ger en lägre elproduktion i sista turbinsteget. Den mindre storleken har bara en kondensor och därigenom påverkas inte kondensortrycket av returtemperaturen utan bara av framledningstemperaturen.



Figur 7.11 Totalverkningsgrad vid olika returtemperatur på fjärrvärmen

Figure 7.11 Over all efficiency at different return temperature of the district heat water

Eftersom den utgående rökgastemperaturen i grundfallen är densamma oberoende av returtemperaturen blir totalverkningsgraden oförändrad vid olika returtemperatur. Den lägre elproduktionen vid 50 MWv-storleken kompenseras av ökad värmeproduktion i kondensorerna.

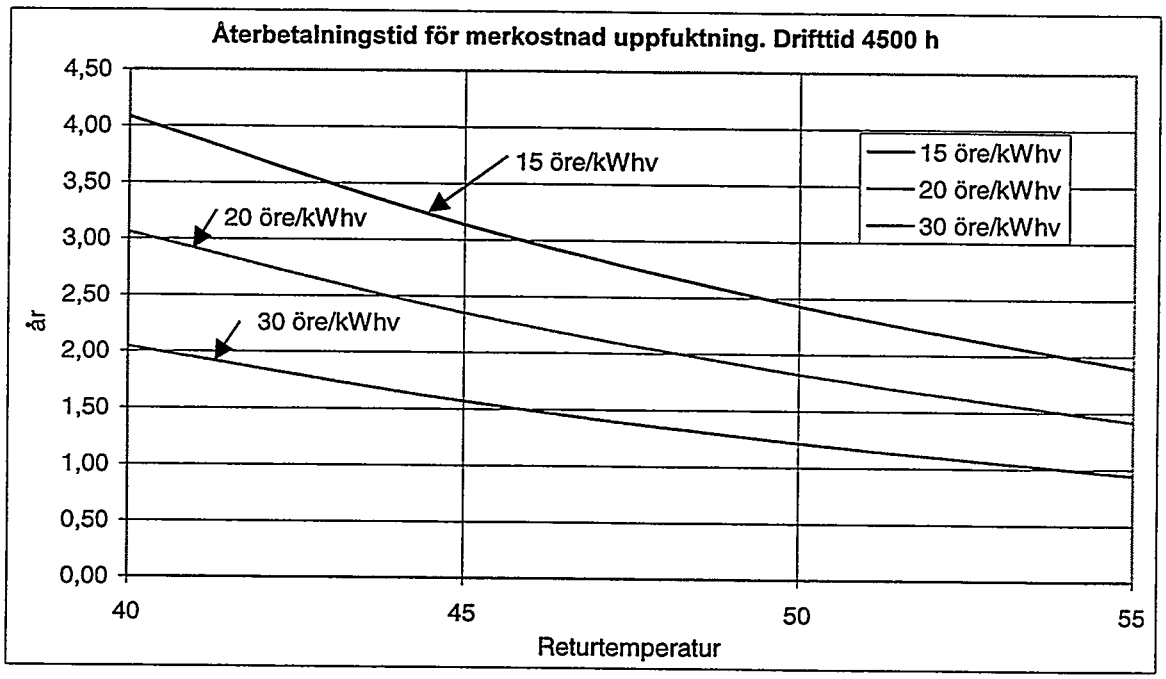
Vid enbart kondensering sjunker totalverkningsgraden betydligt vid ökad returtemperatur. Daggpunkten för den mindre storleken ligger vid ca 60°C medan den större ligger vid ca 62°C. Ju större temperaturskillnad mellan daggpunkten och returtemperaturen ju mer värme kan kondenseras ut i kondensorn. Kondenseringseffekten minskar med ökande temperatur och minskningen ökar ju närmare daggpunkten man kommer. I närheten av 60°C kan inte värmen kondenseras ut. I beräkningarna har antagits att kondensorn kopplas ur då kondenseringen upphör. Ofta körs rökgaserna vidare genom kondensorn för att utnyttja värmen i rökgaserna. Detta ger en högre totalverkningsgrad (+3-4%-enheter) vid 60°C och 65°C än vad som visas i Figur 7.11. En risk vid detta förfarande är dock korrosion i kondensorn.

Med uppfuktning är totalverkningsgraden mindre känslig för returtemperaturen. Med en högre returtemperatur ökar temperaturen in till själva uppfuktaren och då ökar också temperaturen på förbränningsluften. Därigenom kan också förbränningsluften ta upp mera fukt. Fukthalten ökar från ca 6,5% till närmare 22%. Härigenom ökar fukthalten i rökgaserna och därmed också daggpunkten innan rökgaskondensorn (65°C till 73°C). Detta innebär att kondenseringen i rökgaskondensorn fortgår trots den högre returtemperaturen.

Rökgastemperaturen ut från uppfuktaren påverkas dock av returtemperaturen. Vid 40°C ligger den runt 22°C för att öka till 42°C vid 65°C. Detta innebär en ökad rökgasförlust som bl.a. orsakar minskningen i totalverkningsgrad då returtemperaturen ökar.

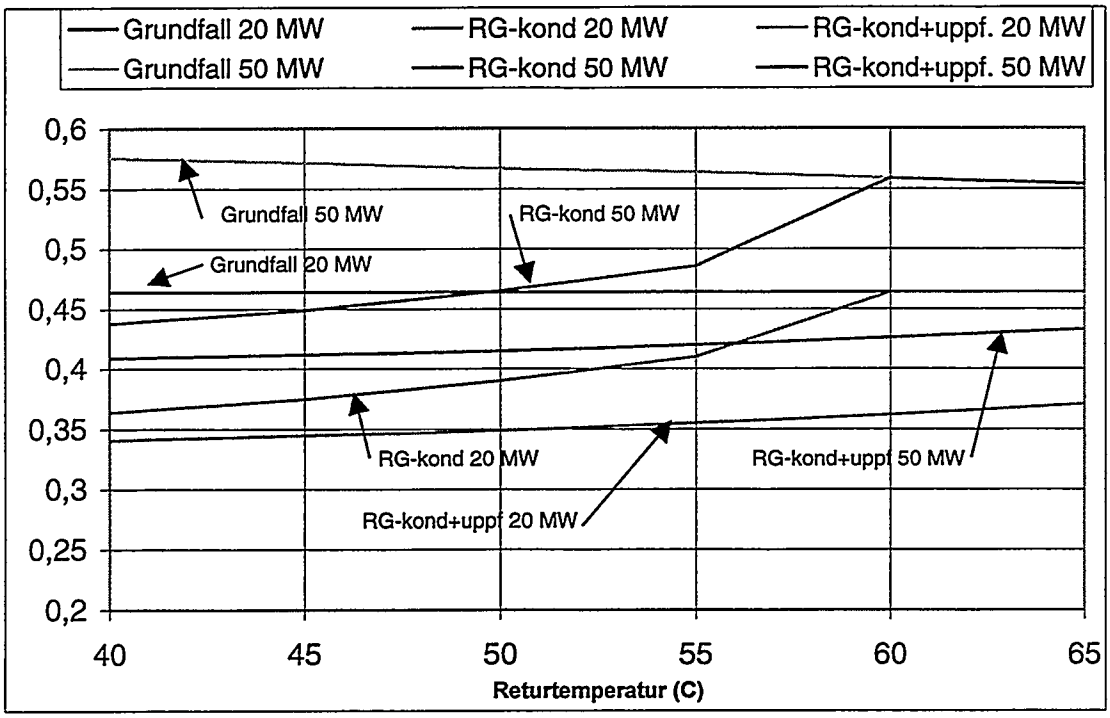
Som framgår av resultaten kan värmeeffekten ökas betydligt om returtemperaturen kan sänkas. Detta gäller också på en redan installerad kondensor.

Skillnaden i totalverkningsgrad mellan enbart rökgaskondensering och rökgaskondensering med uppfuktning minskar då returtemperaturen minskar, se Figur 7.11. Vid en viss temperatur finns ett break-even där merkostnaden för uppfuktningen inte uppvägs av den ökade värmeproduktionen. Denna temperatur beror bl.a. på önskad återbetalningstid, värmepris och årlig drifttid. I Figur 7.12 visas återbetalningstiden (rak pay-off) vid en drifttid på 4500 timmar/år. I beräkningen har merkostnaden för uppfuktningen (vid nybyggnation) baserats från budgetofferter för 50 MW-storleken (vid en returtemperatur på 48°C). Kurvan visar att under de antagna förutsättningarna med en önskad återbetalningstid på 3 år hamnar break-even vid ca. 41°C vid ett värmepris på 20 öre/kWh. Är värmepriset 15 öre/kWh hamnar break-even vid ca. 46°C.



Figur 7.12 Återbetalningstid (rak pay-off) för merkostnaden vid uppfuktning

Figure 7.12 Pay-back time (straight pay-off) for the extra cost of air humidification



Figur 7.13 Alfa-värdet vid olika returtemperatur på fjärrvärmen

Figure 7.13 The Alfa-value at different return temperature of the district heat water

Alfa-värdet påverkas inte så mycket av returtemperaturen vid grundfallen medan alfa-värdet ökar vid rökgaskondensering p.g.a. att värmeproduktionen i rökgaskondensorn minskar då returtemperaturen stiger.

8 Ekonomianalys - kraftvärmeverk

Under detta avsnitt kommer lönsamheten med rökgaskondensering att belysas. Lönsamhetsanalysen genomförs dels på ett nytt kraftvärmeverk där rökgaskondenseringen byggs från början och dels ett befintligt kraftvärmeverk som kompletteras med rökgaskondensering i efterskott. Analysen genomförs på två storlekar, 20 MWv och 50 MWv.

8.1 Nytt kraftvärmeverk

Vid jämförelsen mellan processerna med och utan rökgaskondensering/uppfuktning har antagits att värmeproduktionen är lika för alla fallen. Detta bör vara det normala fallet vid projektering av en ny anläggning, d.v.s. ett givet värmeunderlag finnes. Vid denna jämförelse minskar panneffekten och elproduktionen (mindre panna och ångturbin) vid införande av rökgaskondensering.

En annan jämförelsemöjlighet är annars att låta panneffekten vara lika, vilket innebär att elproduktionen är ungefär konstant medan värmeproduktionen ökar vid införande av rökgaskondensering.

Ekonomianalyserna är baserade på följande förutsättningar:

Pris biobränsle:	110 kr/MWh,br
Kalkylränta:	6%
Avskrivningstid:	20 år
DoU-kostnader:	2% av investeringen/år
	1,8 öre/kWh,br

Kostnaderna för rökgaskondenseringsutrustningen har bl.a. uppskattats utifrån budgetofferter från Pronea Miljöteknik[12] och Radscan Intervex[13] till vilka här framförs ett stort tack.

20 MW värme

I

Tabell 8.1 nedan visas relevanta data för de olika processerna. Investeringskostnaden (kr/kWe) för grundfallet är hämtat ur [14]. Investeringskostnaden för de övriga processerna exkl. kostnader för rökgaskondensering har uppskattas utifrån befintliga anläggningar i motsvarande eleffektstorlek [15]. Ekonomianalysen är gjord vid en årlig drifttid på 4 500 ekvivalenta fullasttimmar.

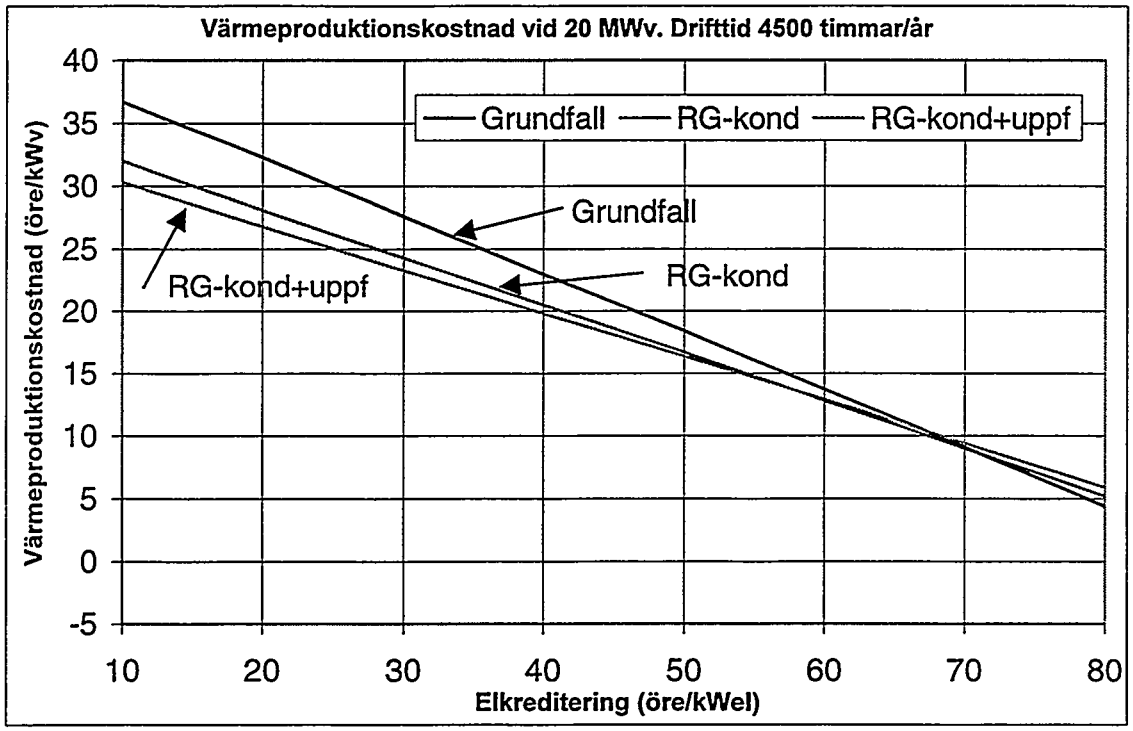
Tabell 8.1 Relevanta data för ekonomianalyserna vid 20 MW värme

Table 8.1 Relevant data for the economic analysis at 20 MW heat

	Grundfall	Enbart rökgaskondensering	Rökgaskondensering + uppfuktning
Eleffekt (MW)	9,29	7,66	6,95
Värmeeffekt (MW)	20,0	20,0	20,0
Kondenseringseffekt (MW)	-	3,34	4,85
Panneffekt (MW)	31,9	26,5	24,1
Investeringskostnad (kr/kWel) grundfall	19 100	20 000	21000
Merkostnad kondensering (kr/kWv)	-	1500	1650
Merkostnad kondensering (kr/kWe)	-	650	1150
Total investeringskostnad (kr/kWe)	19 100	20 650	22 150
Total investeringskostnad (MSEK)	177	158	154
Total investeringskostnad (kr/kWv)	8870	7900	7700

Resultatet från ekonomianalysen kan ses i Figur 8.1. Diagrammet visar värmeproduktionskostnaden för de olika fallen vid olika elkreditering, d.v.s. det pris den producerade elen kan säljas för. Enbart rökgaskondensering är lönsamt jämfört med grundfallet så länge elpriset ligger under ca. 71 öre/kWh. Motsvarande siffra för rökgaskondensering + uppfuktning är ca. 68 öre/kWh. Komplettering med uppfuktning är lönsamt om elpriset ligger under ca 58 öre/kWh. Observera att dessa priser är ungefärliga och gäller under de antagna förutsättningarna. Eftersom skillnaden i lutning av kurvorna är små förskjuts skärningspunkterna lätt vid mindre förändringar av förutsättningarna.

En annan intressant aspekt är att den totala investeringskostnaden sjunker med rökgaskondensering och uppfuktning. Orsaken är att panna och turbinsystem minskar i storlek då värmeunderlaget är konstant. Kostnadsminskningen för själva anläggningen exkl. rökgaskondensering är högre än merkostnaden för kondenseringsutrustningen. Det finns dock en osäkerhet i dessa siffror, speciellt vid små effekter då kostnaden för själva anläggningen är baserad på en specifik investeringskostnad (kr/kWe). Den specifika kostnaden ökar kraftigt då storleken minskar under ca. 10 MWe.



Figur 8.1 Värmeproduktionskostnad vid 20 MWv. Drifttid 4500 h/år.

Figure 8.1 Heat production cost at 20 MWheat. Operation time 4500 h/year.

50 MW värme

I Tabell 8.2 nedan visas relevanta data för de olika processerna. Investeringskostnaden (kr/kWe) för grundfallet är hämtat ur [16] där bl.a. kostnader för panna och turbinsystem inhämtades från tillverkare för en anläggning motsvarande grundfallet (30 MWe, 50 MWv). Investeringskostnaden för de övriga processerna exkl. kostnader för rökgaskondensering har uppskattas utifrån befintliga anläggningar i motsvarande eleffektstorlek [15]. Ekonomianalysen är gjord vid en årlig drifttid på 4 500 ekvivalenta fullasttimmar.

Tabell 8.2 Relevanta data för ekonomianalyserna vid 50 MW värme

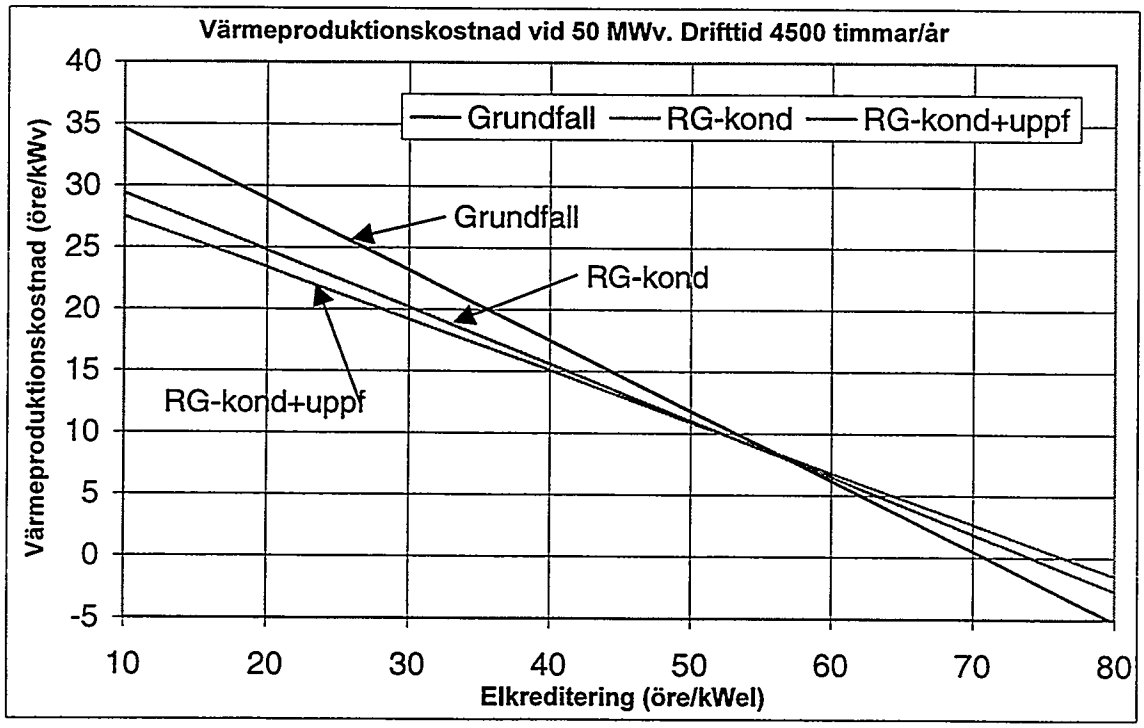
Table 8.2 Relevant data for the economic analysis at 50 MW heat

	Grundfall	Enbart rökgaskondensering	Rökgaskondensering + uppfuktning
Eleffekt (MW)	28,4	22,9	20,7
Värmeeffekt (MW)	50,0	50,0	50,0
Kondenseringseffekt (MW)	-	9,0	12,6
Panneffekt (MW)	84,6	69,0	62,7
Investeringskostnad (kr/kWel) grundfall	13 700	14 500	15 000
Merkostnad kondensering (kr/kWv)	-	1000	1270
Merkostnad kondensering (kr/kWe)	-	400	800

Total investeringskostnad (kr/kWe)	13 700	14 900	15 800
Total investeringskostnad (MSEK)	389	341	327
Total investeringskostnad (kr/kWv)	7780	6820	6540

Resultatet från ekonomianalysen kan ses i Figur 8.2. Enbart rökgaskondensering är lönsamt jämfört med grundfallet så länge elpriset ligger under ca. 57 öre/kWh. Motsvarande siffra för rökgaskondensering + uppfuktning är ca. 56 öre/kWh. Komplettering med uppfuktning är lönsamt om elpriset ligger under ca 52 öre/kWh. Observera att dessa priser är ungefärliga och gäller under de antagna förutsättningarna. Eftersom skillnaden i lutning av kurvorna är små förskjuts skärningspunkterna lätt vid mindre förändringar av förutsättningarna.

Som nämns ovan för 20 MWv –storleken minskar även här totala investeringskostnaden med rökgaskondensering p.g.a. att pannan och turbinsystemet minskar i storlek. Osäkerheten är dock mindre här då den specifika investeringskostnaden inte ändras lika mycket vid dessa effektstorlekar.



Figur 8.2 Värmeproduktionskostnad vid 50 MWv. Drifttid 4500 h/år.

Figure 8.2 Heat production cost at 50 MWheat. Operation time 4500 h/year.

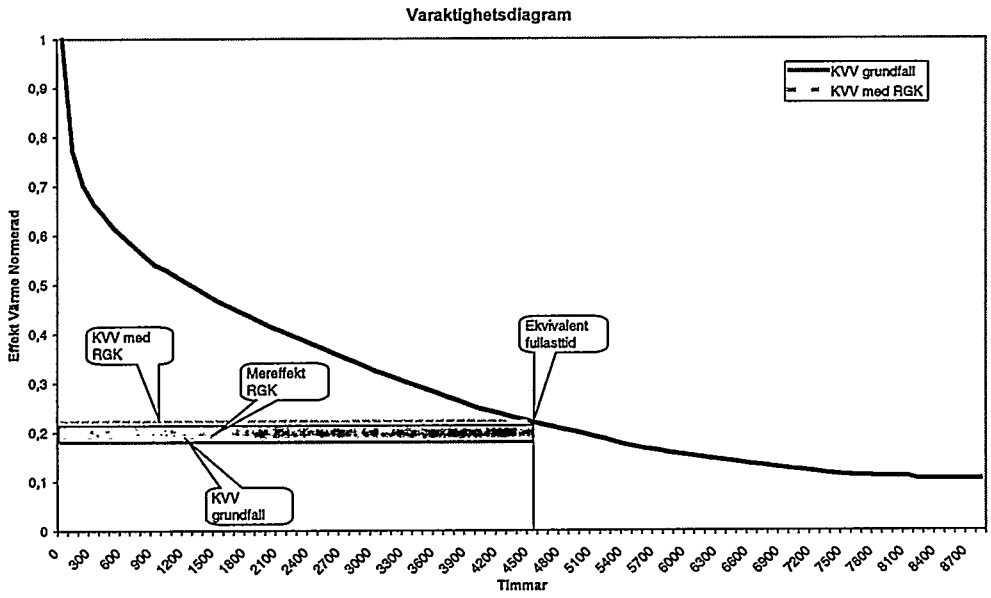
8.2 Befintligt kraftvärmeverk

Under detta avsnitt analyseras de ekonomiska förutsättningarna för att utrusta ett befintligt kraftverk med rökgaskondensering (grundfallen vid 20 MWv och 50 MWv från avsnitt 7). Två scenarier analyseras. Driften av anläggningarna följer en typisk varaktighetskurva, se Bilaga 3.

8.2.1 Scenario 1

I detta scenario antas att rökgaskondensorns värmeproduktion bara påverkar elproduktionen marginellt och att det finns underlag för den extra värmeproduktionen. Drifttiden för kraftverket antas vara samma efter kompletteringen, här 4500 ekvivalenta fullasttimmar/år. Drifttiden delas in i 10 intervall. För varje intervall beräknas kraftvärmeverkets prestanda med typiska fjärrvärmetemperaturer som ansätts för varje intervall. Driften kan schematiskt ses i varaktighetsdiagrammet i Figur 8.3.

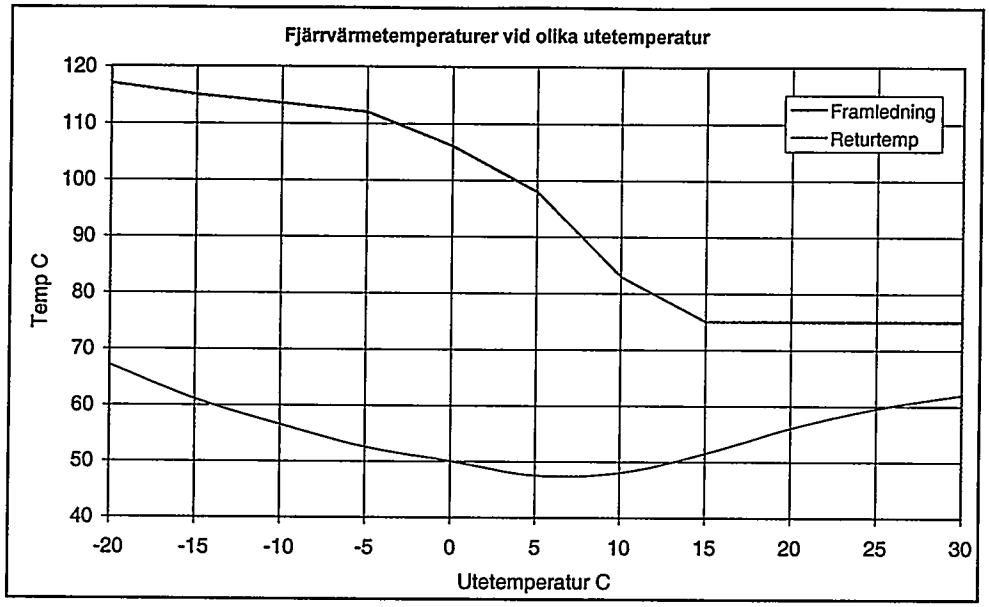
Den extra värmeproduktionen i rökgaskondensorn för varje intervall summeras under året och värderas mot oljeeldade hetvattenpannor med en rörlig produktionskostnad på 35 öre/kWh,br vilket motsvarar ca 39 öre/kWh värme. Hänsyn tas till kapitalkostnaden för rökgaskondensorn och dess drift- och underhållskostnader. Därefter beräknas en årlig vinst och återbetalningstid.



Figur 8.3 Varaktighetsdiagram för scenario 1

Figure 8.3 Duration diagram for scenario 1

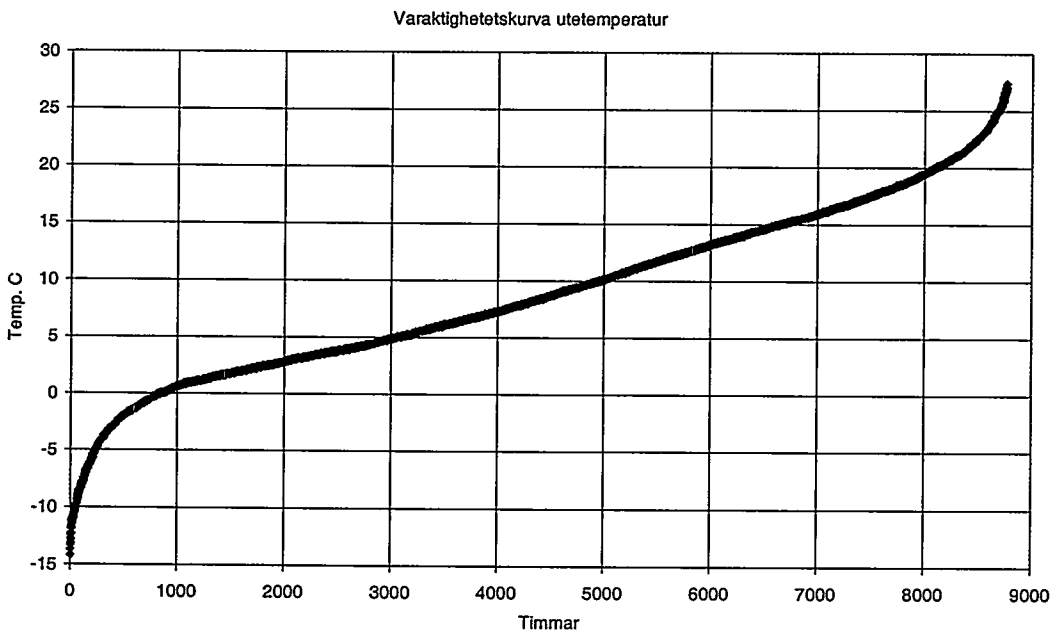
Fjärrvärmetemperaturer:
Framlednings- och returtemperaturerna styrs av utomhustemperaturen. Framledningstemperaturen regleras efter en temperaturkurva och returtemperaturen blir vad den blir efter nedkylning i abonnentcentraler, se exempel i Figur 8.4. Observera att detta är temperaturerna ut på nätet. Det antas att anläggningens framtemperatur på fjärrvärmen ligger konstant på 90°C från mitten av hösten till mitten av våren vilket antas motsvara 4500 timmar (samma som vid elproduktion). Behövs högre temperatur spetsas framledningen med topplastanläggningar.



Figur 8.4 Exempel på fjärrvärmetemperaturer vid olika utetemperatur

Figure 8.4 Example of district heat temperatures at different out door temperatures

Från en typisk medeltemperaturkurva (varaktighetsdiagram) har medelvärden över utomhustemperaturer tagits fram för de 10 intervallen, se Figur 8.5. Dessa temperaturer har används i Figur 8.4 för att få fram typiska fjärrvärmetemperaturer i varje intervall, se Tabell 8.3. Observera att utseendet av dessa kurvor varierar över landet. Här välj en typisk kurva för att bedöma lönsamheten med rökgaskondensering.



Figur 8.5 Exempel på varaktighetskurva över utetemperaturen

Figure 8.5 Example of duration diagram over the out door temperature

Tabell 8.3 Fjärrvärmetemperaturer och utetemperatur för de 10 intervallen

Table 8.3 District heat temperatures and out door temperatures for the 10 intervals

Intervall	Timmar (h)	Utomhustemp. (°C)	Framledningstemp. (°C)	Returledningstemp. (°C)
1	450	-5,9	90	53,2
2	450	-1,0	90	50,5
3	450	0,9	90	49,6
4	450	1,9	90	49,0
5	450	2,8	90	48,6
6	450	3,7	90	48,2
7	450	4,6	90	47,7
8	450	5,8	90	47,6
9	450	6,8	90	47,7
10	450	8,0	90	47,8

Resultat 20 MW:

I Tabell 8.4 visas resultatet för en anläggning som producerade 20 MW värme före kompletteringen med rökgaskondensor. Återbetalningstiden blir relativt kort, mindre än två år. Detta beror bl.a. på att värmeproduktionen värderas mot oljeeldade hetvattencentraler. Förmodligen kan man i ett verkligt fall inte värdera värmeproduktionen mot olja under hela året. Men även om värmeintäkten halveras så blir återbetalningstiden kort. De besökta anläggningarna har uppgett återbetalningstider på 2-4 år.

Tabell 8.4 Resultat - komplettering befintlig anläggning 20 MWv, Scenario 1

Table 8.4 Results –existing plant 20 MW complimented with flue gas condensing, Scenario 1

	Enbart rökgaskondensering	Rökgaskondensering + uppfuktning
Medeleffekt kondensor (MW)	3,79	6,37
Investeringskostnad (kr/kWv)	2882	2747
Total investering (kkr)	11 500	17 700
Värmeproduktion (GWh)	17,07	28,66
Värmeintäkt (kr/MWh) (olja)	390	390
DoU-kostnader (kr/MWh)	10	10
Drifttid (timmar/år)	4 500	4 500
Årlig vinst (kkr)	6 655	11 175
Årlig kostnad (kkr)	170	285
Årlig vinst (kkr)	6 585	10 890
Återbetalningstid (år)	**1,78**	**1,63**

Resultat 50 MW:

I Tabell 8.5 visas resultatet för en anläggning som producerade 50 MW värme före kompletteringen med rökgaskondensor. Återbetalningstiden blir även här kort, ca. ett år. Orsaken är densamma som för 20 MW-storleken ovan.

Tabell 8.5 Resultat - komplettering befintlig anläggning 50 MWv, Scenario 1

Table 8.5 Results –existing plant 50 MW complimented with flue gas condensing, Scenario 1

	Enbart rökgaskondensering	Rökgaskondensering + uppfuktning
Medeleffekt kondensor (MW)	10,47	16,77
Investeringskostnad (kr/kWv)	1580	1736
Total investering (kkr)	17 300	29 400
Värmeproduktion (GWh)	47,11	75,49
Värmeintäkt (kr/MWh) (olja)	390	390
DoU-kostnader (kr/MWh)	10	10
Drifttid (timmar/år)	4 500	4 500
Årlig vinst (kkr)	18 370	29 440
Årlig kostnad (kkr)	470	755
Årlig vinst (kkr)	17 900	28 685
Återbetalningstid (år)	**0,97**	**1,03**

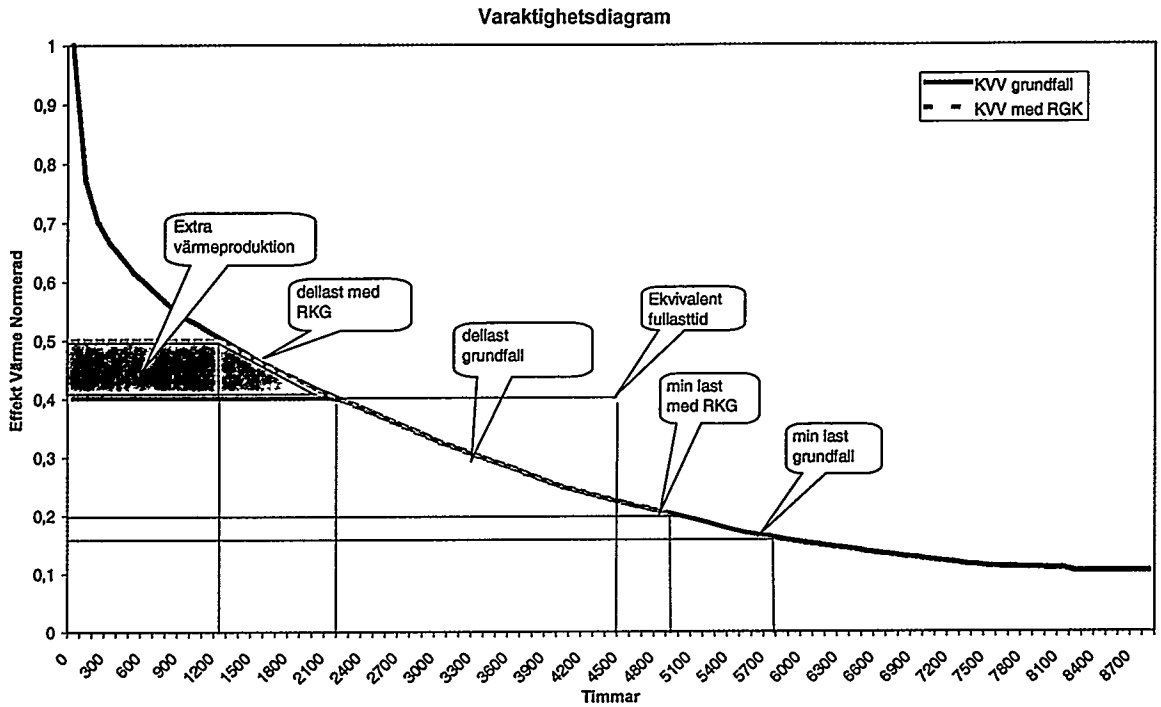
Återbetalningstiden är ungefär lika med eller utan uppfuktning. Det betyder att merkostnaden för uppfuktningen har samma återbetalningstid som enbart rökgaskondenseringen. Detta gäller inte generellt utan beror på returtemperaturen, här 48°C. Är returtemperaturen högre minskar återbetalningstiden vid uppfuktning, se exempel i Figur 7.12.

8.2.2 Scenario 2

I detta scenario minskar rökgaskondensorns värmeproduktion underlaget för kraftverkets elproduktion. Kraftvärmeverket utan rökgaskondensor har en max värmeeffekt som är 40% av varaktighetsdiagrammets topplast. Drifttiden för kraftvärmeverket utan rökgaskondensor i kraftvärmedrift är 4500 ekvivalenta fullasttimmar. Under de kallaste 4500 timmarna går verket i kraftvärmedrift. Därefter levererar anläggningen enbart värme ner till pannans minlast.

Driftstrategi

Komplettering med rökgaskondensor innebär att kraftvärmeverket får mer dellastkörning och minlasten, vilken antas vara 40% av nominell panneffekt, nås tidigare under driftåret. När minlasten nås stängs rökgaskondensorn av och verket körs upp till normal drift innan kompletteringen med rökgaskondensorn. Principen framgår av Figur 8.6. I fallet med uppfuktning vid dellast stängs uppfuktningen av först och därefter rökgaskondensorn.



Figur 8.6 Varaktighetsdiagram för scenario 2

Figure 8.6 Duration diagram for scenario 2

På samma sätt som i scenario 1 delas drifttiden upp i flera intervall (13 st.) och vinsten beräknas för varje intervall. Den extra värmeproduktionen i rökgaskondensorn (över 40% av varaktighetsdiagrammets topplast i Figur 8.6) värderas mot oljeeldade hetvattenpannor med en rörlig produktionskostnad på 35 öre/kWh,br vilket motsvarar ca 39 öre/kWh värme. Då lasten ligger under 40% av varaktighetsdiagrammets topplast värderas värmen lika som innan kompletteringen med rökgaskondensorn. Vid denna drift minskar både bränsleförbrukningen och elproduktionen. Vinsten beräknas utifrån den extra värmeproduktionen i rökgaskondensorn, dess kapitalkostnader, ökade drift- och underhållskostnader, minskad bränsleåtgång och förlorad elproduktion. Marginalpriset för el sätts till 20 öre/kWhe.

I

Tabell 8.6 visas fjärrvärmetemperaturer och utetemperaturer för de 13 intervallen. Total drift-tid inklusive dellast och drift med enbart värmeproduktion blir 5850 timmar/år.

Tabell 8.6 Fjärrvärmetemperaturer och utetemperatur för de 13 intervallen

Table 8.6 District heat temperatures and out door temperatures for the 13 intervals

Intervall	Timmar (h)	Utomhustemp. (°C)	Framlednings-temp. (°C)	Returlednings-temp. (°C)
1	450	-5,9	90	53,2
2	450	-1,0	90	50,5
3	450	0,9	90	49,6
4	450	1,9	90	49,0
5	450	2,8	90	48,6
6	450	3,7	90	48,2
7	450	4,6	90	47,7
8	450	5,8	90	47,6
9	450	6,8	90	47,7
10	450	8,0	90	47,8
11	450	9,3	85	47,9
12	450	10,7	82	48,5
13	450	12,1	80	49,5

Nedan i Tabell 8.7 visas årlig bränsleförbrukning, elproduktion och värmeproduktion för de båda storlekarna vid grundfallet, vid enbart rökgaskondensering samt rökgaskondensering med uppfuktning. Den årliga drifttiden är 5850 timmar.

Tabell 8.7 Årlig bränsleförbrukning, elproduktion samt värmeproduktion

Table 8.7 Anual fuel consumption, electric production and heat production

Storlek	Bränsleförbrukning (MWh)	Elproduktion (MWh)	Värmeproduktion (MWh)
20 MWv grundfall	162 300	40 900	107 700
20 MWv RG-kond.	152 000	37 700	118 500
20 MWv RG-kond. + uppf.	147 800	36 800	127 200
50 MWv grundfall	426 300	124 500	269 200
50 MWv RG-kond.	397 500	113 800	298 500
50 MWv RG-kond. + uppf.	382 300	109 000	316 500

I

Tabell 8.8 och Tabell 8.9 visas förändringen i bränsleförbrukning, elproduktion och värmeproduktion för varje intervall då anläggningarna (20 MWv och 50 MWv) utrustades med rökgaskondensering utan uppfuktning. Motsvarande visas i Tabell 8.10 och Tabell 8.11 för anläggningarna som utrustas med rökgaskondensering och uppfuktning.

Tabell 8.8 Förändring av bränsleförbrukning samt el- och värmeproduktion vid komplettering med rökgaskondensering utan uppfuktning, 20 MWvärme, Scenario 2

Table 8.8 Change in fuel consumption and power and heat production for a plant complimented with flue gas condensing without air humidification, 20 MWheat, Scenario 2

Intervall	Last (%)	Bränsleförbrukning (MWh)	Elproduktion (MWh)	Värmeproduktion (MWh)
1	100	0	- 27	+ 1 288
2	100	0	- 27	+ 1 576
3	100	0	- 27	+ 1 663
4	100	0	- 27	+ 1 714
5	100	0	- 27	+ 1 748
6	96	- 362	- 180	+ 1 575
7	90	- 1 237	- 487	+ 945
8	85	- 2 536	- 897	+ 338
9	79	- 2 268	- 746	0
10	73	- 2 159	- 744	0
11	45	- 926	0	0
12	41	- 837	0	0
13	39	0	0	0
Totalt:		**- 10 325**	**- 3 189**	**+ 10 847**

Tabell 8.9 Förändring av bränsleförbrukning samt el- och värmeproduktion vid komplettering med rökgaskondensering utan uppfuktning, 50 MWvärme, Scenario 2

Table 8.9 Change in fuel consumption and power and heat production for a plant complimented with flue gas condensing without air humidification, 50 MWheat, Scenario 2

Intervall	Last (%)	Bränsleförbrukning (MWh)	Elproduktion (MWh)	Värmeproduktion (MWh)
1	100	0	- 133	+ 3 686
2	100	0	- 133	+ 4 392
3	100	0	- 133	+ 4 604
4	100	0	133	+ 4 730
5	100	0	- 133	+ 4 810
6	96	- 1 666	- 830	+ 3 938
7	90	- 3 953	- 1 747	+ 2 363
8	85	- 6 138	- 2 588	+ 846
9	79	- 6 503	- 2 464	0
10	73	- 6 189	- 2 444	0
11	45	- 2 258	0	0
12	41	- 2 051	0	0
13	39	0	0	0
Totalt:	-	**- 28 758**	**- 10 738**	**+ 29 369**

Tabell 8.10 Förändring av bränsleförbrukning samt el- och värmeproduktion vid komplettering med rökgaskondensering och uppfuktning, 20 MWvärme, Scenario 2

Table 8.10 Change in fuel consumption and power and heat production for a plant complimented with flue gas condensing with air humidification, 20 MWheat, Scenario 2

Intervall	Last (%)	Bränsleförbrukning (MWh)	Elproduktion (MWh)	Värmeproduktion (MWh)
1	100	0	- 27	+2 772
2	100	0	- 27	+2 875
3	100	0	- 27	+2 906
4	100	0	- 27	+2 925
5	99	- 138	- 67	+2 834
6	96,9	- 498	- 219	+2 583
7	89,1	- 1 681	- 612	+1 650
8	83,4	- 2 560	- 903	+ 969
9	72,5	- 3 436	- 1 065	0
10	66,8	- 3 278	- 1 044	0
11	44,5	- 1 535	0	0
12	39,6	- 1 399	0	0
13	41,7	0	0	0
Totalt:		**- 14 525**	**- 4 018**	**+ 19 514**

Tabell 8.11 Förändring av bränsleförbrukning samt el- och värmeproduktion vid komplettering med rökgaskondensering och uppfuktning, 50 MWvärme, Scenario 2

Table 8.11 Change in fuel consumption and power and heat production for a plant complimented with flue gas condensing with air humidification, 50 MWheat, Scenario 2

Intervall	Last (%)	Bränsleförbrukning (MWh)	Elproduktion (MWh)	Värmeproduktion (MWh)
1	100	0	- 179	+7 436
2	100	0	- 179	+7 684
3	100	0	- 179	+7 756
4	100	0	- 179	+7 801
5	99	- 377	- 303	+7 579
6	93,5	- 2 649	- 1 193	+5 908
7	81,8	- 7 276	- 2 853	+2 353
8	76,8	- 9 314	- 3 631	+ 834
9	71	- 9 551	- 3 447	0
10	65,7	- 9 072	- 3 357	0
11	41,7	- 3 678	0	0
12	40,6	- 2 050	0	0
13	38,9	0	0	0
Totalt:		**- 43 967**	**- 15 500**	**+ 47 351**

Resultatet och använda beräkningsvärden för de ekonomiska analyserna för de båda storlekarna redovisas i Tabell 8.12 och Tabell 8.13. Följande bränsle och energipriser har använts:

Elproduktion: 200 kr/MWh
Värmeproduktion: 390 kr/MWh (motsvarande olja)
Bränslepris: 110 kr/MWh

Tabell 8.12 Resultat - komplettering befintlig anläggning 20 MWv, Scenario 2

Table 8.12 Results –existing plant 20 MW complimented with flue gas condensing, Scenario 2

	Enbart rökgaskondensering	Rökgaskondensering + uppfuktning
Medeleffekt kondensor (MW)	3,08	5,06
Investeringskostnad (kr/kWv)	2 882	2 747
Total investering (kkr)	11 520	17 685
Extra värmeproduktion (GWh)	10,85	19,51
Minskning elproduktion (GWh)	3,19	4,02
Minskning bränsleförbr. (GWh)	10,32	14,52
DoU-kostnader (kr/MWh)	10	10
Drifttid (timmar/år)	5 850	5 850
Årlig intäkt (kkr)	4 728	8 404
Årlig kostnad (kkr)	180	296
Årlig vinst (kkr)	4 548	8 108
Återbetalningstid (år)	**2,53**	**2,18**

Tabell 8.13 Resultat - komplettering av befintlig anläggning 50 MWv, Scenario 2

Table 8.13 Results –existing plant 50 MW complimented with flue gas condensing, Scenario 2

	Enbart rökgaskondensering	Rökgaskondensering + uppfuktning
Medeleffekt kondensor (MW)	8,44	13,028
Investeringskostnad (kr/kWv)	1 580	1 736
Total investering (kkr)	17 300	29 465
Extra värmeproduktion (GWh)	29,37	47,35
Minskning elproduktion (GWh)	10,74	15,50
Minskning bränsleförbr. (GWh)	28,76	43,97
DoU-kostnader (kr/MWh)	10	10
Drifttid (timmar/år)	5 850	5 850
Årlig intäkt (kkr)	12 469	20 203
Årlig kostnad (kkr)	494	762
Årlig vinst (kkr)	11 975	19 441
Återbetalningstid (år)	**1,45**	**1,52**

Som ses av resultatet blir återbetalningstiderna korta, 2,2-2,5 år för lilla storleken och ca 1,5 år för den stora storleken. Återbetalningstiden för anläggningarna med och utan uppfuktning är relativt lika vilket tyder på att återbetalningstiden för merkostnaden för uppfuktningen har samma återbetalningstid som för enbart rökgaskondenseringen. När anläggningen väl är betald är den årliga vinsten betydligt större vid uppfuktning.

Här blev återbetalningstiden ungefär densamma med och utan uppfuktning. Detta gäller vid den använda returtemperaturen, här 48°C, och en fukthalt på bränslet på 40%. Är returtemperaturen lägre minskar vinsten med uppfuktningen och återbetalningstiden ökar.

Besparingen i bränsleförbrukningen är 50-100% högre än förlusten p.g.a. minskad elproduktion. Detta står dock endast för en mindre del av den totala vinsten. Den stora vinsten härrör från den extra värmeproduktionen.

Om kraftvärmeverket står för en större andel av det totala systemet värmeproduktion, d.v.s. ligger högre i varaktighetsdiagrammet, så ökar mängden dellastkörning och den extra värmeproduktionen i kondensorn minskar, det streckade området i Figur 8.6. Detta innebär att det mindre mängd olja som kan ersättas vilket resulterar i längre återbetalningstid.

8.2.3 Begränsningar i pannans maxeffekt

Komplettering med luftuppfuktning på en befintlig panna ökar såväl rökgasflödet som luftflödet genom pannan genom att vattnet som luften befuktas med ska pumpas genom pannan. Flödesökningen kan ligga i storleken 15%. På grund av detta ökar flödeshastigheterna och tryckfallen i pannan. Ökningen i flödeshastighet begränsas något av att fukten kyler rökgaserna. Ovanstående kan innebära att pannan inte kan köras på max effekt utan ombyggnad. Detta har inte tagits hänsyn i beräkningarna ovan.

9 Sammanfattning av process- och ekonomianalyser

Processberäkningar:
Beräkningarna visar att elverkningsgraden inte påverkas i större grad medan totalverkningsgraden ökar betydligt med rökgaskondensering. Med enbart rökgaskondensering ger rökgaskondensorn ett värmetillskott på 17-18% med en returtemperatur på fjärrvärmen på 48°C och en fukthalt på bränslet på 40%. Med uppfuktning av förbränningsluften ökar värmetillskottet till 24-25%. Värmeproduktionen i rökgaskondensorn motsvarar 13% respektive 20% av bränsleeffekten. Totalverkningsgraden ökar från ca. 92% till ca. 105% med enbart rökgaskondensor och 112% med rökgaskondensor och uppfuktning.

Vid byggande av en ny anläggning vid ett givet värmeunderlag kan anläggningen (bl.a. panna + turbinsystem) byggas mindre. Panneffekten kunde minskas 17-19% med enbart rökgaskondensor och ca. 25% med rökgaskondensor och uppfuktning.

Parameterstudie:
En parametervariationen av fukthalten i bränslet visade att elverkningsgraden minskar något för samtliga processer (med och utan kondensering) då fukthalten ökar. Minskningen låg på ca. 1%-enhet mellan 40% och 60% fukthalt. Vad gäller totalverkningsgraden så sjönk den för grundfallet (utan kondensering) då fukthalten ökade medan för anläggningarna med rökgaskondensering ökade den betydligt. Ökningen låg på 9-10%-enheter för både anläggningarna med enbart rökgaskondensor och anläggningarna med rökgaskondensor och uppfuktning.

Parametervariationen av returtemperaturen visade att elverkningsgraden påverkas i mindre grad då temperaturen ökar. Totalverkningsgraden var oförändrad för grundfallet (utan kondensering) då returtemperaturen ökade medan för anläggningarna med rökgaskondensering sjunker den. Anläggningen med rökgaskondensor utan uppfuktning påverkas kraftigast och vid ca. 60°C upphör kondenseringen. Med uppfuktning är totalverkningsgraden mindre känslig för returtemperaturen. Fukthalten ökar i rökgaserna och kondenseringen forgår även vid hög returtemperatur. Mellan 40 och 65°C sjönk totalverkningsgraden ca. 6%-enheter för anläggningen med uppfuktning.

Skillnaden i totalverkningsgrad mellan enbart rökgaskondensering och rökgaskondensering med uppfuktning minskar då returtemperaturen minskar. Vid en viss temperatur finns ett break-even där merkostnaden för uppfuktningen inte uppvägs av den ökade värmeproduktionen. Denna temperatur beror bl.a. på önskad återbetalningstid, värmepris och årlig drifttid. Enklare beräkningar visar att denna temperatur bör ligga nedåt 40°C.

Ekonomisk analys:
Vid nybyggnation av ett nytt kraftvärmeverk med rökgaskondensering blir värmeproduktionskostnaden lägre jämfört med en anläggning utan rökgaskondensering så länge elpriset håller sig under ca. 60 öre/kWh. Värmeproduktionskostnaden sjunker ca. 13-14% utan uppfuktning och 17-18% med uppfuktning med de förutsättningar som använts.

En intressant aspekt är att den totala investeringskostnaden sjunker med rökgaskondensering och uppfuktning då värmeunderlaget är konstant. Orsaken är att panna och turbinsystem minskar i storlek. Kostnadsminskningen för själva anläggningen exkl. rökgaskondensering är högre än merkostnaden för kondenseringsutrustningen.

Vid komplettering med rökgaskondensering på en befintlig anläggning avgörs ekonomin bl.a. av driftsituationen, var i varaktighetskurvan anläggningen ligger, vilken typ av värmeproduktion som ersätts och om det finns underlag för den extra värmeproduktionen eller om anläggningen måste köra mera dellast.

Kan anläggningen köras för fullt större delen av drifttiden och det finns underlag för den extra värmeproduktionen samt om den extra värmeproduktionen ersätter olja blir återbetalningstiden för rökgaskondenseringsutrustningen nedåt ett år för den stora anläggningen och drygt 1,5 år för den lilla. Återbetalningstiden blev ungefär densamma med eller utan uppfuktning vid den använda returtemperaturen (48°C). Är returtemperaturen högre blir återbetalningstiden för anläggningen med uppfuktningen lägre än för anläggningen utan uppfuktning.

Är värmeunderlaget konstant måste anläggningen köra mer dellast. Under fullastdrift ersätts annan värmeproduktion och under dellast minskar bränsleförbrukningen samtidigt som elproduktionen också minskar. I beräkningarna har antagits att kraftvärmeverket står för 40% av hela värmesystemets maxlast och att den extra värmeproduktionen värderas mot olja. Då blev återbetalningstiden ca 1,5 år för den stora anläggningen och 2,2-2,5 år för den lilla. Återbetalningstiden blev ungefär densamma med eller utan uppfuktning. Den stora besparingen ligger i den extra värmeproduktionen under fullastdrift. Ligger anläggningen högre i varaktighetsdiagrammet ökar mängden dellast vilket innebär att mindre olja kan ersättas vilket resulterar i längre återbetalningstider. De besökta anläggningarna uppger återbetalningstider på 2-4 år.

10 Referenser

1. Intervju med Bill Karlsson på Tekniska Verken i Linköping.
2. Intervju med Peter Holmström på Karskär Energi.
3. Intervju med Mats Strömberg från Gävle Energi och Per Erdegren från JD-gruppen.
4. Intervju med Ingvar Övén, Anders Wahlgren och Ulf Johnsson från Växjö Energi.
5. Intervju med Sven Wallin den 16 juni 2000 på Igelstaverket, Söderenergi, Södertälje.
6. Telefonintervju med Kjell Björling från Fagersta Energetics den 14 augusti 2000.
7. Intervju med Lars Jandér och Per Andersson den 21 juni 2000 på Västermalmsverket, Falu Energi, Falun.
8. Telefonintervju med Gunnar Lennerås från Götaverken Miljö den 16 augusti 2000.
9. Intervju med Taisto Padatsu den 7 juni 2000 på Suur-Savon Sähkös anläggning i Savonlinna, Finland.
10. Intervju med Markku Ollakka från Kvaerner Chemetics, den 7 juni 2000.
11. Intervju med Mats Preger och Peter Lind den 15 juni 2000 på Hedenverket, Karlstad Energi, i Karlstad.
12. Budgetoffert från Björn Lüning, Pronea Miljöteknik, 2000-06-12
13. Budgetoffert från Lars Tiberg, Radscan Intervex, 2000-06-09
14. Mats Bärring, Jan-Olof Gustavsson, m.fl., El från nya anläggningar – Jämförelser mellan olika tekniker för elgenerering med avseende på kostnader och utvecklingstendenser, Elforsk rapport nr 00:01, januari 2000
15. Olle Nyström, Pontus Steinwall, Konvertering av biobränsleeldade värmeverk till kraftvärme baserade på biobränsle och naturgas, Sycon Energikonsult, Malmö, 1997
16. Karl-Erik Brink, Jan-Olof Gustavsson, Kent Johansson m.fl., Avancerade ångdata för biobränslebaserade ångprocesser, KME-720, Maj 1999

Sluttrapport KRAN-projektet

Kondensatreningsanläggning för kondensatvatten från träpannan i kraftvärmeverket, Linköping
KRAN(kondensat, rening, användning och noxreducering)-projektet

Författare och projektledare: Inge Lindahl vid Tekniska Verken i Linköping

Inledning

Träbränsle innehåller 20 till 55 % vatten. I en medelstor träpannan (60 MW panneffekt) eldas ca. 35 ton trä per timma. Det innebär att ca. 20 ton vatten i form av vattenånga frigörs varje timma.
Vid rökgaskondensering tas ångbildningsvärmet till vara genom att värma upp fjärrvärmereturen. Detta gör att nästan 25 % mer värmeenergi kan utnyttjas. Samtidigt kondenserar 15 ton vattenånga till vatten.
Förutom en hel del sot, ammonium och klorid är kondensatet från rökgaskondensering ett relativt rent vatten.
Det finns många fördelar med att återföra kondensatet till processvatten. Miljöbelastningen blir betydligt mindre. Utsläppen till luft och vatten reduceras till ett minimum.

Teknik

RO (eng. reverse osmosis). På svenska kallas tekniken omvänd osmos. Det är en membranfiltreringsteknik som skiljer joner och organiska molekyler från en vattenlösning. I kondensatet finns framförallt ammoniumjoner och klorid. De avskiljs och överförs till koncentratströmmen. Koncentratströmmen används för att lösa upp urea i SNCR-systemet.

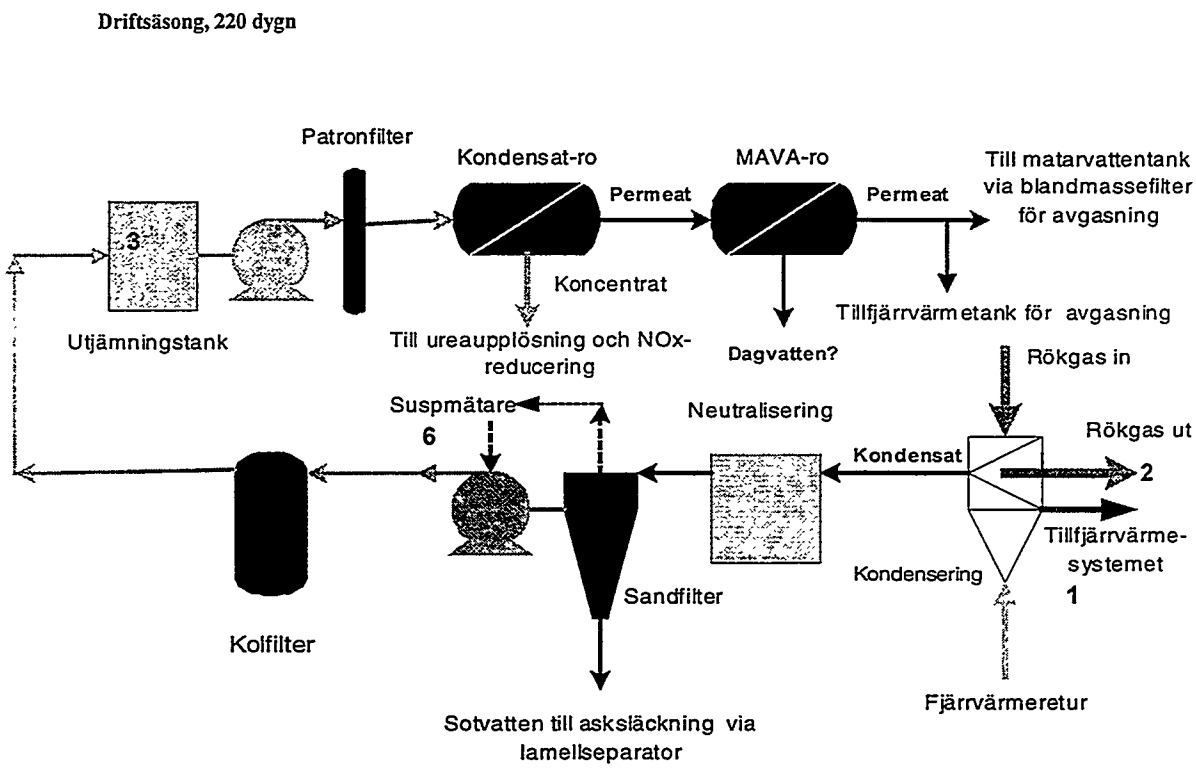
Sammanfattning av försök med rening och återföring av kondensat

Under hösten 1996 inleddes försök med rening av kondensatvatten, efter kontakt med länsstyrelsen, från träpannan i Kraftvärmeverket i Linköping. Tanken var att dels återföra oreagerat ammonium (rester från NO_x-reduktionen) till ureaupplösningen och dels använda permeatet för bl.a. spädvatten till fjärrvärmesystemet och matarvattenberedning. Vid försöken användes en försöks-ro med en kapacitet på 250 l permeat/tim. De inledande försöken visade på mycket sot i kondensatet. För att minska mängden sot installerades en lamellseparator som avskiljde sotpartiklarna till askslackningen. Åtgärden minskade belastningen på filtren före försök-ro:n, men problemen var inte helt eliminerade. 9 dygn var den längsta tid som anläggningen kördes under driftsäsongen 1996-97. Drifttiden var alldeles för kort, för att våga satsa på tekniken.
Försöken fortsatte under driftsäsongen 1997-98 och då sattes en suspmätare in direkt efter sandfiltret. Susphaltsmätaren stoppade ro-anläggningen vid hög susphalt. När susphalten sjunkit till normala värden startades anläggningen. Nu ökade drifttiden till 20 dygn.
Vid revisionen under sommaren 1998 renoverades sandfilter och elfilter. I neutralisationstanken upptäcktes att en hel del sot sedimenterade. Därför placerades utloppet på en högre nivå i neutralisationstanken. Rutiner för slamtömning upprättades.

Testkörningarna visade att tekniken fungerade och beslut togs om att investera i en fullskaleanläggning. Anläggningen stod klar i mars 1999.

Bilaga 1

Funktion, fullskaleanläggningen



Figur1. *Principskiss för rening och återföring av kondensat*

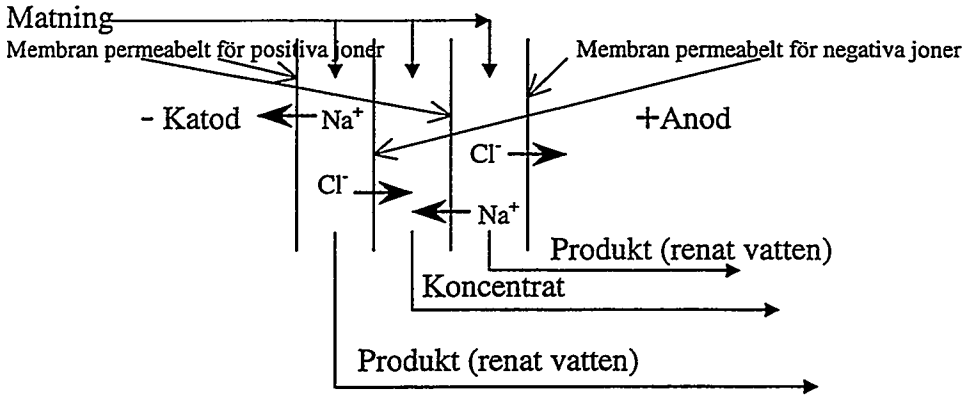
(se figur 1 ovan). Fjärrvärme kommer in i kondensorn **1** med en temperatur av ungefär 50 °C. Samtidigt som fjärrvärmen värms upp till ca 100 °C kondenserar vattenångan i rökgaserna **2**. Det pH justerade och sandfiltrerade kondensatet leds via kolfilter till en utjämningstank **3** (volym ca 10 m^3 användes tidigare till regenerering av jonbytare). Kondensatet pumpas vidare till ett avhärdningsfilter och en värmeväxlare (finns ej med på figuren). Innan kondensatet når kondensat-ro passeras ett patronfilter (finns inte med i figuren). I kondensat-ro:n **4** delas vattnet upp i en renvattendel (permeat, genomtrycket) och en koncentratdel. I koncentratet återfinns de flesta joner och organiska molekyler, däribland ammonium. Koncentratet pumpas till koncentrattankarna för att användas till ureaupplösning och vatten i blandningsmodulerna. Vid låg förbrukning i ureaupplösningen leds koncentratet till träpannans asksläckningstråg. I sådana driftlägen används inget åvatten.
Förnärvarande används inte permeatet från kondensat-ro:n p.g.a. höga halter av koldioxid. Men det är tänkt att permeatet från kondensat-ro:n ska pumpas till råvattentanken (finns ej med på figuren) och användas till matarvattenberedning via mava-ro:n **5** . Koldioxiden är inte ett direkt problem, den avdrivs lätt vid avgasning i matarvattentanken, men det finns ett "polisfilter" (består av kat- och anjonbytare som bl.a. fångar upp kisel- och natriumjoner), som förbrukas av koldioxid. Därför måste koldioxiden avlägsnas före "polisfiltret". Försök pågår att ta bort koldioxiden. De ser lovande ut.
Suspmätaren **6** övervakar sothalten i det sandfiltrerade kondensatet.

Drifterfarenheter från fullskaleanläggningen

Fullskaleanläggningen har varit i drift i 4000 (24/3 2000) timmar och sedan starten har tre membrantvättar gjorts. Den första tvätten gjordes i samband med konservering av anläggningen över sommaren 1999. Patronfilterpaketet har bytts ut 5 gånger. Kolfiltren backspolas ca en till två gång per månad. Spolvattnet från kolfiltren går förnärvarande som dagvatten. Under hösten 1999 togs en utjämningstank, som tidigare använts för regenerering av jonbytare, med i reningssystemet. Tanken rymmer 11 m^3 och har gjort drift och reglering betydligt enklare.
Koncentratet från kondensat-ro används i huvudsak till urea-upplösning och spädvatten i NOx-reduktionen, en del av vattnet går till asksläckningstråget. En positiv effekt när koncentrat används är att upplösningen av urea går betydligt snabbare, jämfört med när kommunalt vatten används. Permeatet från kondensat-ro går i dagsläget till dagvatten. Detta på grund av att halten koldioxid är hög och förbrukar blandmassa (se nedan).
En del driftproblem har rapporterats i ureaupplösningssystemet. Bl. a. utfällningar i värmeväxlare och ventiler.
Sedan den 15 februari kör vi anläggningen på 30 °C. Kondensattemperaturen är i genomsnitt 40 °C och det innebär att vi kyler bort ca 10 °C. Inga driftproblem har rapporteras från ureaupplösningen sedan ökningen av temperaturen gjordes.

Försöksdrift med CDI

CDI består av paket med jonselektiva membran och jonbytarmassa. Över membranen läggs en likspänning. De positiva jonerna vandrar mot den negativa elektroden och de negativa jonerna vandrar mot den positiva elektroden. De jonselektiva membranen hindrar jonerna att vandra hela vägen och en koncentratström av positiva och negativa joner se figur nedan.



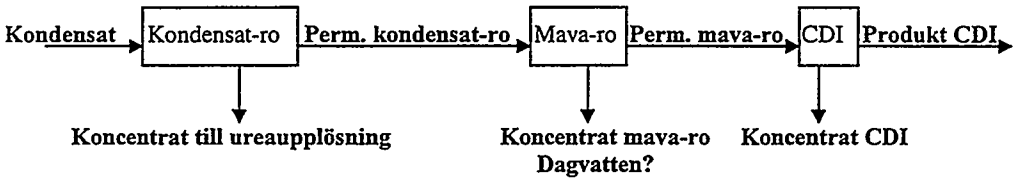
Figur 1. *Visar principen för CDI.* Utrymmet mellan de jonselektiva membranen består av jonbytarmassa. Jonerna kan bara passera åt ett håll och därmed bildas renat vatten och ett koncentrat.

I början av november installerades en CDI-anläggning, som har en kapacitet på 250 till 500 liter/tim. Den renar permeatvattnet från kondensat-ro:n. Men meningen är att den ska placeras för rening av permeatet från Mava-ro vid permanent drift. Vi ville inte störa matarvattenberedningen genom att koppla in apparatur för experiment. Permeatet från kondensat-ro:n är av något sämre kvalité och därför kan det vara bra att se vad CDI:n "går för" på detta vatten och samtidigt "skaffa" drifttid.

Bilaga 1

Så här långt har CDI:n fungerat utan några större problem. I början löste jordfelsbrytaren. Detta fel har ännu inte avhjälpts. Det har bildats beläggningar i CDI:n samband med tvätt av kondensat-ro. En del av tvättvätskan från tvätten har kommit in i membranpaketet i CDI:n och bildat beläggningar i rotametrarna. Beläggningarna har en "rostig" karaktär. De kommer säkert från tvättpumpen.

Två försök med rening av permeat från mava-ro har genomförts. Försöken har gjorts vid 15 och 30 °C. Försöksuppställningen kan ses i figur 2. Resultaten framgår av nedanstående tabell



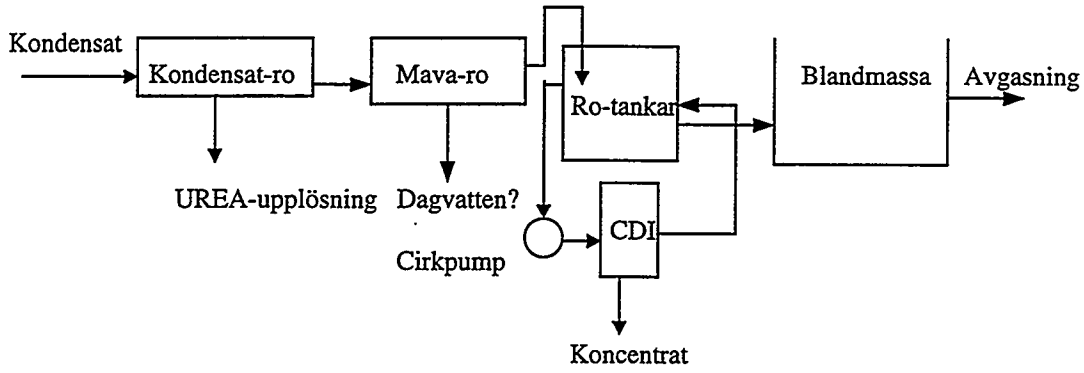
Figur 2 *Visar försöksuppställningen då CDI-vatten testades på permeat från mava-ro*

Kondensattemperatur	15 °C				30 °C			
	pH	Konduktivitet	Kisel	Natrium	pH	Konduktivitet	Kisel	Natrium
		µS/cm	mg/l	mg/l		µS/cm	mg/l	mg/l
Permeat kondensat-RO	6,95	77,4	0,043	6,3	7,40	99,2	0,023	4,2
Koncentrat kondensat-RO	7,3	9720	8,059	1000	7,29	6990	3,195	480
Permeat MAVA-RO	7,9	2,6	0,003	0,36	7,90	4,82	0,007	0,75
Koncentrat MAVA-RO	7,87	356	0,306	75	8,05	537	0,378	130
Produkt CDI	**7,9**	**0,8**	**0,004**	**<0,1**	**8,00**	**0,49**	**0,002**	**<0,1**
Koncentrat CDI	7,15	185,2	0,063	15	7,50	251,8	0,046	9,9
Det kan tilläggas att ledningsförmågemätaren på CDI visade vid 15°C och 30° 0,083 respektive 0,086 µS/cm								

Tabell 1. *Visar rening av kondensat och rening av permeat från mava-ro med CDI vid 15 och 30 °C.*

Ledningsförmågan i produkten (rent vatten) från CDI:n avlästes vid 15 och 30 °C till 0,8 respektive 0,49 µS/cm (se tabell 1) vid en labanalys. Vid provuttaget avlästes konduktivitetsmätaren på CDI-apparaturen vid 15 och 30 °C till 0,083 respektive 0,086 µS/cm
Koldioxid löses lätt i så här pass rent, vilket medför att ledningsförmågan ökar. Vid ett verkligt driftfall kommer det renade vattnet inte att komma i kontakt med luften på samma sätt som vid en labanalys. Dessutom placeras CDI-apparaturen så att ro-vattnet cirkulerar över ro-tankarna. Vattnet i ro-tankarna regenereras på detta sätt, genom att koncentratet förs till avlopp.

Förslag på uppställning av CDI för utnyttjande av kondensat till matarvattenberedning



Utloppet för CDI:n placeras så högt som möjligt från utloppet av ro-tankarna. Det regenererade vattnet från CDI:n tillförs så nära utloppet från RO-tankarna som möjligt. Detta arrangemang görs för att inkommande vatten från mava-ro (innehåller relativt mycket koldioxid) ska regenereras först och att det upparbetade vattnet från CDI:n tillförs utloppet till blandmassan.

Miljövinster

NOx- emissionen minskar med minst 50%. Detta beror på att när kondensatet tas omhand går nästan inget ammonium till recepient. Den ökade koncentrationen av ammonium i kondensatet, då mer urea (sönderdelas till ammonium) sprutas in i pannan, avskiljs i reningsanläggningen. Kvävedelen i NO_x-gaserna reduceras till kvävgas med ammonium som reduktionsmedel.
Utsläppen av ammoniumkväve till recepient reduceras med 7 till 8 ton per driftsäsong. Vattenförbrukningen i form av matarvatten, spädvatten till fjärrvärmesystemet och kylvatten blir 50 till 60 000 kubikmeter lägre, vad gäller kommunalt vatten. Dessutom blir ledningsförmågan lägre i spädvattnet till fjärrvärmesystemet.

Kvävereduktion från Kraftvärmeverket till Stångån under 1999

Tidigare utsläpp av ammoniumkväve	**Utsläpp av ammoniumkväve under 1999**	**Reduktion i %**
ca. 9 ton/år	2 ton/år	88

Övriga föroreningar såsom sot, metalljoner och klorid har minskat i samma utsträckning.

Bilaga 1

Ekonomi

Investering

Reningsanläggningen har kostat 3400 kkr? att bygga. Till detta kommer en investering i en CDI på omkring 300 kkr.

Vad ger investeringen tillbaks?

1. Utsläppen minskar både till luft och vatten
2. Energieffektivisering (värmen i kondensatet tas tillvara vid återföringen)
3. Ammoniumåterföring (oreagerat reduktionsmedel för NO_X återförs)
4. Kondensatvattnet kan användas som processvatten

1. NO_X-utsläppen minskar lågt räknat med 25 %. 1998 var utsläppen från träpannan cirka 80 ton NO_x räknat som NO. Det innebär att cirka 20 ton mer NO_x kan reduceras med den nya kondensatreningsanläggningen. Det motsvara en NO_x-avgift på 40 20 000= **800 kkr**
2. Om hela vattenmängden skulle tas tillvara för olika ändamål motsvara det en energimängd enligt följande:

   Kondensatvattnet har en medeltemperatur på ca. 40 °C. Det måste kylas till 30 °C för att livslängden på ro-membranen ska kunna upprätthållas. Under driftsäsongen är medeltemperaturen på det kommunala vattnet cirka 10 °C. Om kondensatet används till processvatten innebär det att vi "tjänar" 20 °C.

   Energimängden och besparingen blir:

   Värme kapaciviteten för vatten = 4, 1868 kJ/°C, kg
   200 driftdagar
   Total kondensatvolym15000 kg/tim. 11000 kg kan i nuläget praktiskt användas.
   Δt= 20 °C
   90 kr/Mwh
   Energimängd= (((4,18 $2 \cdot 10^2$ 11 10^3 20 24)/3600)/1000)= 1226 Mwh
   Värde = (((4,18 $2 \cdot 10^2$ 11 10^3 20 24)/3600)/1000) 90= **110 352 kr/år**

3. Återföring av 7 ton ammoniak ger en besparing på 1127 kr per ton. Det ger en besparing på ca 8000 kr/år

4. Om kondensatmängden som praktiskt kan användas används, blir besparingen

   8 kr/m^3
   11 000 m^3/tim
   200 dagars driftsäsong

   Besparing per år = 11 * 200 * 24 * 8= 422 kkr/år. Det är kanske inte praktiskt möjligt att utnyttja hela volymen. Viss del av kondensatvolymen avgår som koncentrat i Matarvatten-ro:n. Det här koncentratet är ett bra vatten och skulle kunna användas till något lämpligt ändamål, men i dagsläget är det inte praktiskt möjligt.

Bilaga 1

Den totala besparingen per år blir alltså som följer

NO_X-reducering	800 000 kr
Ammoniak	8 000 kr
Vatten	422 000 kr
Summa:	**1 230 000 kr/år**

Värdet av miljöförbättringen är inte medräknad

- **Minskad försurning**
- **Minskad resursförbrukning**

Ur strikt ekonomisk synvinkel är investeringen betald på 3,7 milj kr(CDI inräknad)/1,23 milj/år = 3 år

BILAGA 2. BERÄKNINGSFÖRUTSÄTTNINGAR

<u>Förbränningsluft:</u>	
Temperatur	30°C
lufttryck	1013 mbar
<u>Luftens sammansättning:</u>	
N_2	79 $\%_{vol}$
O_2	21 $\%_{vol}$
<u>Biobränsle elementaranalys, svenskt skogsflis:</u>	
C	49,77 %
H	6,00 %
SI	0,02 %
Cl	0,01 %
O	41,80 %
N	0,40 %
askhalt	2,0 %
fukthalt	40 %
undre värmevärde torrsubstans	19 MJ/kg
<u>Panna (20 MWv resp. 50 MWv):</u>	
Bränsleeffekt	32 resp. 85 MW
värmeförluster	1%
tryckfall genom hela pannan	250 mbar
rökgastemperatur efter luftförvärmare	130 C
matarvattentemperatur	185 resp. 220°C
O2-halt i rökgaserna	5% resp. 3,2% torr
<u>Luftfläkt:</u>	
polytropisk verkningsgrad	90 %
mekanisk verkningsgrad	99 %
<u>Ångturbiner (20 MWv resp. 50 MWv):</u>	
ångtryck	90 resp. 120 bar
ångtemperatur	520 resp. 540°C
isentropisk verkningsgrad	80-90 % i de olika delarna
avtappning till matarvattentank	4.3 bar (146°C)
max fukthalt i lågtrycksutloppet	12 %
last kallkondensor vid fullast	40 %
last varmkondensor vid fullast	60 %
<u>Fjärrvärme:</u>	
fjärrvärmeeffekt	20 resp. 50 MW
framledningstemperatur	90°C
returtemperatur	48°C

Fjärrvärmekondensorer:	
20 MWv: en kondensor	
50 MWv: två seriekopplade kondensorer	
Grädigkeit	1,8 - 2,3°C
Rökgaskondensor:	
Grädigkeit	2°C
utgående rökgastemperatur	50°C
Uppfuktare:	
Pinchpoint	5°C
utgående rökgastemperatur	27°C
Matarvattentank:	
matarvattenförvärmning, tryck	4,3 bar vid fullast
matarvattenförvärmning, temperatur	146°C
Matarvattenpumpar:	
isentropisk verkningsgrad	80 %
mekanisk verkningsgrad	95 %
Generatorer:	
verkningsgrad	98.5 %

RAPPORTFÖRTECKNING

Förteckning över tidigare publicerade rapporter, kan beställas hos Värmeforsk.

Telefax: 08-677 25 35
Telefon: 08-677 27 54 http://www.varmeforsk.se

Siffrorna inom parentes anger forskningsgrupp/program:

1 = Materialteknik
2 = Miljö- och förbränningsteknik
3 = Anläggningsteknik
4 = Hetvattenteknik
5 = Gasteknik
6 = Tillämpad förbränningsteknik
7 = Torkning av biobränsle
8 = Skogsindustriella programmet

658 Materialegenskaper för turbinrotor av 12 CrlMo0,3V-stål efter lång livstid
Lennart Johansson
januari 1999 M6-627 (1)

659 Bindemedel i pellets – Påverkan på kvarnar och beläggning i eldstäder
L-Å Cronholm, C Dejfors, S-E Wiklund
januari 1999 A6-646 (3)

660 Möjligheter till förbättrad drift av skogsindustrins barkpannor genom optimerad förbränningsteknisk styrning Etapp 1 "Diagnos och analys av nuläge"
R Schuster, A Edholm, L Franzén
januari 1999 F6-655 (2)

661 Problematik vid lagring och hantering av biobränslen - en förstudie
Jonas Dyrke, Mats Lindberg, Peter Morelius
mars 1999 A6-641 (3)

662 Teknisk och miljömässig analys av biobränsletorkar
Maria Münter, Ulf Hagman, Henrik Harnevie, Hans Johansen, Ingemar Kristensson, Mats Westermark, Torgny Viberg
mars 1999 T9-600 (7)

663 Optimering av deNOx genom kontinuerlig mätning och justering av koncentrationsgradienter
Lennart Gårdman, Christer Andersson
mars 1999 F6-651/B7-701 (2)

664 On the influence of chlorides and sulphureous compounds on the corrosion of superheater tubes in boilers with special consideration on kraft recovery boilers
Fredrik Bruno
mars 1999 M6-811 (1)

665 Erfarenheter från bränslekonverteringar
Karin Nielsen
mars 1999 A6-643 (3)

666 Sammanställning av erfarenheter från hantering av slam inom skogsindustrin
Mårten Krogerus, Eva Tennander, Åsa Sivard
mars 1999 S6-624 (8)

667 Energieffektiv biobränsletorkning med öppen absorptionsprocess
Lars Johansson, Lars Westerlund
maj 1999 T9-610 (7)

668 Förbränning av returflis – kvalitetssäkring och driftproblem
Claes Tullin, Christer Andersson
augusti 1999 F6-675 (2)

669 Jämförelse mellan olika metoder att behandla bioaska som skall återföras
Henrik Bjurström
maj 1999 F6-646 (2)

670 Krypbeteende och livslängdsbedömning för modifierade 12 % kromstål
Anders Bjärbo, Åsa Gustafson, John Ågren, Mats Hättestrand, Hans-Olof Andrén
maj 1999 M6-615 (1)

671 Styrning av biobränsletorkar
Fredrik Axby
maj 1999 Y9-711 (7)

672 Inverkan av ingrepp i ångledningssystem på dess återstående kryplivslängd
Peter Segle, Peter Algotsson, Åke Samuelsson
augusti 1999 M6-651 (1)

673 Anpassning av värmeverksutrustning till halminblandning
Sven Stridsberg
oktober 1999 F6-645 (2)

674 Inledande studie av metod för IR-mätning i ångpannor
Martin Sandberg, Magnus Jönsson, Leif Lundin
oktober 1999 A9-804 (3)

675 Teknik och ekonomi för att förbereda nya biobränsleeldade värmeverk för elproduktion
Pontus Steinwall, Johan Nyström, Olle Nyström, Sven-Åke Svensson
oktober 1999 A6-644 (3)

676 NO_x-reduktion med stegvis lufttillförsel och tillsats av ammoniak vid stökiometri nära 1.0, vid förbränning av träpulver
Lars Rudling
februari 2000 F6-662 (2)

677 Optimering av askutbränning vid roster-eldade anläggningar med hjälp av IR-sensorer. Demonstration av teknikens tillämpbarhet
Lars Rudling
november 1999 F6-654 (2)

678 Överhettarmaterial för energieffektivare, miljövänligare och bränsleflexiblare sodahus- och barkpannor
Thomas Eriksson, Ivan Falk
november 1999 S6-615 (8)

679 Processtudie av biobränsleeldade kraft-värmeverk integrerade med rökgastork
Kent Johansson, Pontus Steinwall
januari 2000 Z9-817 (7)

680 Flygaskans sammansättning och nedsmutsande tendens i sodapannan
Mikael Forssén, Rainer Backman, Jonas Wallén, Mikko Hupa (8)
februari 2000 S6-612/S9-804

681 Drifterfarenheter från ångtorkar och direkta rökgastorkar
Christian Berge, Charlotte Dejfors (7)
januari 2000 Z9-814/Z9-815

682 Uppföljning av tillgänglighet inom värme- och kraftvärmeverk – en bransch-gemensam plattform av erfarenheter
Mats Hedberg, George Sfiris, Sven-Olof Andersson, Lasse Pettersson
januari 2000 A6-633 (3)

683 Rening och kemisk karakterisering av kondensat och torkgaser från torkning av biobränsle
Mats Ek, Curt-Åke Boström, Pierre Ljungqvist, Nils-Olof Nilvebrant
februari 2000 Y9-703 (7)

684 Effect of fuel quality on the bed agglomeration tendency in a biomass fired fluidised bed boiler
Bengt-Johan Skrifvars, Maria Zevenhoven, Rainer Backman, Marcus Öhman, Anders Nordin
mars 2000 B8-803 (6)

685 TPS Branschforskningsprogram för energiverk 1997/98
N Berge, P Kallner, J Larfeldt, B Ljungdahl, A Malmgren, F Zintl
mars 2000 B7-702 (6)

686 Konvertering av befintliga oljepannor till pulvereldning för spetslast
Alf Malmgren, L Tao, M Wennström
mars 2000 F6-676 (2)

687 Reningsteknik för organiska ämnen i utsläpp till luft vid biobränsletorkning
Karin Nielsen, Thomas Ehrstedt
juni 2000 Z9-823 (7)

688 Minskning av NOx-emissioner från biobränsleeldade anläggningar genom katalytisk reburning
Fredrik A Silversand
mars 2000 F6-660 (2)

689 Mätning av fukt i biobränslen med dubbelenergiröntgen
Anders Nordell, Karl Johan Vikterlöf
april 2000 A6-614 (3)

690 Metod för kartläggning av bränslepartiklars rörelse och temperaturhistorik i rosterpannor/avfallsugnar – etapp 1
Lennart Gustavsson, Elisabeth Blom, Niels Hald Pedersen, Anders Moritz, Olle Mårdsjö, Jan Oskarsson, Mats Petersson
april 2000 F9-808 (2)

691 Driftrelaterad direktmätning av lågtemperaturkorrosion i en bränsleeldad kraftvärmeanläggning
Thomas Eriksson
maj 2000 M6-817 (1)

692 Kvalitetssäkring av pellets – inledande studie
Sven-Erik Wiklund, Lars-Åke Cronholm
maj 2000 A9-805 (3)

693 Förstudie beträffande livslängd hos kryppåkända svetsreparationer i ångsystem
Jan Storesund, Kjeld Borggreen
maj 2000 M9-804 (1)

694 Värmeforsks Mäthandbok 2000
Lennart Gustavsson, Gunnar Nyquist
maj 2000 F6-667 (2)

695 Valspelletering; Utvärdering och uppföljning av pilotprojekt omfattande ny teknik för framställning av pellets för återföring av bioaska till skogsmark
Kjell Windelhed
maj 2000 A6-654 (3)

696 System för bränsletorkning – vad är bäst?
Björn Zethraeus CD-skiva
maj 2000 T9-609 (7)

697 Kartläggning av NOx-utsläpp från sodapannor i Sverige
Anders Kjörk, Solvie Herstad Svärd
maj 2000 S9-807 (8)

698 Teknisk ekonomisk utvärdering av svartlutförgasningsprocesser
Björn Warnqvist, Lennart Delin, Hans Theliander, Ingrid Nohlgren
juni 2000 S6-614 (8)

699 Systemstudie avseende kombinerad NO_x-reducering med SNCR/SCR
Therese Niemann, Claes Henningsson, Christer Andersson
juni 2000 F9-812 (2)

700 Överhettarkorrosion i bioeldade anläggningar – status
Pamela Henderson, Anders Kjörk, Per Ljung, Olle Nyström, Erik Skog
juni 2000 M9-811 (1)

701 Upparbetning av returbränslen – förutsättningar, kvalité, teknik och kostnader
Rolf Njurell, Marianne Gyllenhammar
juli 200 A9-812 (3)

702 Motorer för deponigas – Tillgänglighet och drifterfarenheter
Charlotte Dejfors, Göran Grimberger
juni 2000 A6-651 (3)

703 Produktion av pyrolysvätska – statusrapport
Rolf Ingman
juni 2000 F9-805 (2)

704 Nyttjande av indentorteknik för bestämning av krypegenskaper lokalt – litteraturstudie
Peder Andersson
juli 2000 M9-809 (1)

705 SCR vid biobränsleeldning – etapp 2
Christer Andersson, Henrik Bodin, Raziyeh Khodayari, Ingemar Odenbrand, Åsa Sahlqvist
juli 2000 F6-666 (2)

706 Rekommendationer för replikprovning av högtemperaturkomponenter i kraftanläggningar
Jan Storesund
augusti 2000 M9-803 (1)

707 Sönderdelning och hantering av mjuka plaster för energiutvinning
Sven-Erik Wiklund
oktober 2000 A6-645 (3)

708 Överhettarkorrosion i bioeldad panna – teorier och prov i Västermalmsverket, Falun
Eva-Marie Rönnquist
oktober 2000 M6-644 (1)

709 Brandsäkerhet vid torkning av biobränsle
Anvisningar och råd för utförande och drift
Anders Knudsen, Hans Persson
oktober 20000 Z9-826 (7)

710 Möjligheter till förbättrad drift av skogsindustrins barkpannor genom optimerad förbränningsteknisk styrning – etapp 2
Robert Schuster, Rickard Lundborg
oktober 2000 B8-802/S9-803

711 TPS Branschforskningsprogram för energiverk 1998/99
N Berge, K Engvall, M Landtblom, J Larfeldt, B Ljungdahl, A Malmgren, F Zintl
november 2000 B8-801 (6)

712 Sintring i FB och CFB – Utveckling av prediktiv metod samt test av additiv och sameldning
F Zintl, B Ljungdahl
november 2000 B8-801 (6)

713 LCA-analys; En jämförande studie baserad på ett förädlat och ett oförädlat biobränsle
Anders Edholm
november 2000 Z9-819 (7)

714 Visualisation of the velocity field in a scaled water model for validation of numerical calculations for a powder fuelled boiler
Laurent Dumortier
januari 2001 B8-804 (6)

715 Småskalig biobränslebaserad kraftvärme – förutsättningar för standardiserade lösningar med avseende på teknik och bränslen i ett systemperspektiv
Olle Nyström, Kent Johansson, Pontus Steinwall
januari 2001 A9-809 (3)

716 Alkalimotståndskraftiga keramer
Stig-Björn Westberg
januari 2001 M6-813 (1)

717 Oxidationskatalysatorer för rening av oförbrända rökgaser – etapp 1
Magnus Berg, Henrik Harnevie
januari 2001 F9-834 (2)

718 Regelverk för eldning av returträflis
Henrik Harnevie, Marie Louise Olvstam
januari 2001 F9-819 (2)

719 Studie av rökgaskondensering för biobränsleeldade kraftvärmeanläggningar
Fredrik Axby, Jan-Olof Gustafsson, Johan Nyström, Kent Johansson
januari 2001 A9-815 (3)