



**UP93**

**ELSAM**

# Vision

**ELSAM vil arbejde for fortsat at være brugerejet og med forbruger i centrum.**

ELSAM vil arbejde for fortsat at være en dansk, forbrugerejet og forbrugerstyret organisation, som i et samarbejde med distributionen udbyder energitjenerester baseret på el- og kraftvarme. ELSAM vil i sin virksomhed bevidst og systematisk sætte forbrugernes ønsker i højsædet.

**ELSAM vil arbejde for fortsat at være demokratisk og samfundsbevidst.**

ELSAM vil arbejde for fortsat at være demokratisk opbygget med en demokratisk valgt bestyrelse, der fastlægger de overordnede mål og rammer for virksomheden. ELSAM vil samarbejde åbent med politikere og myndigheder om løsninger til gavn for det danske samfund.

**ELSAM vil være miljøbevidst.**  
ELSAM føler sig medansvarlig over for det lokale og globale miljø. Produktionen vil finde sted på effektive og miljøvenlige produktionsanlæg, og ELSAM vil sammen med distributionen gennemføre en effektiv energirådgivning med henblik på en optimal energianvendelse.

**ELSAM vil være omkostningsbevidst og konkurrencedygtig.**  
ELSAM vil gennem fremsynet planlægning, bygning af moderne kraftværker, rationel drift og global adgang til brændselsmarkedet være omkostningsbevidst, effektiv og konkurrencedygtig både i Danmark og i Nordeuropa.

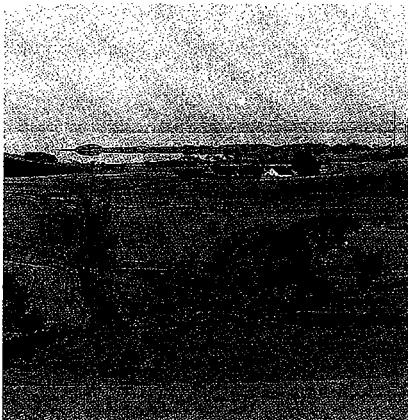


Foto: Gerth Hansen/BIOFOTO

# **El-produktionsteknologier**

## **Status og perspektiver**

## **Indholdsfortegnelse:**

<b>Indledning</b>	.....	<b>1</b>
<b>KAD</b>	<b>Kulstøvfyring med avancerede dampdata</b>	<b>4</b>
<b>GAD</b>	<b>Gasfyring med avancerede dampdata</b>	<b>7</b>
<b>CC</b>	<b>Combined Cycle-anlæg</b>	<b>9</b>
<b>IGCC</b>	<b>Kulforgasning</b>	<b>12</b>
<b>CFB</b>	<b>Cirkulerende fluid-Bed forbrænding</b>	<b>17</b>
<b>PFBC</b>	<b>Tryksat fluid-bed forbrænding</b>	<b>19</b>
<b>Brændselssceller</b>	.....	<b>22</b>
<b>Teknologi – regneark</b>	.....	<b>26</b>

## Indledning

### Status, trends og perspektiver i udviklingen af miljøvenlige og højeffektive energiproduktionsteknologier

## Indledning

Nye energiteknologier til elproduktion – mere miljøvenlige og mere effektive, er et af temaerne på den internationale dagsorden.

Inden for ELSAM-systemet har emnet "nye energiteknologier" over de seneste år tiltrukket stadig flere F&U-ressourcer.

Drivkraften bag udviklingen – nationalt og internationalt, er i al væsentlighed ønsket om at minimere den samlede miljøpåvirkning mest muligt. Udviklingsmålene er:

- højere virkningsgrad
- lavere emission af miljøskadelige komponenter
- nyttiggørelse af restprodukter og
- anvendelse af CO<sub>2</sub>-neutrale brændsler

Det internationale teknologiske udgangspunkt er i alt overvejende grad kulfyring.

Ønsket er et teknologisk sporskifte til en mere miljøvenlig kulfyring (clean coal), herunder tilsats- og kombinationsfyring med biomasse, biomassefyring alene, forgasning af kul og biomasse, øget naturgasanwendung samt øget forståelse for vigtigheden af samproduktion af el og varme.

Med det mål at opstille en strategi for valg af det for danske forhold mest optimale mix af elproduktionsteknologier, under forudsætning af at skulle opfylde CO<sub>2</sub>-målet, er det bydende nødvendigt at kende status, trends og udviklingsperspektiverne for morgendagens elproduktionsteknologier og følge op på udviklingen.

### Nærværende rapportering har til formål:

- at redegøre for status på dagens teknologier
- at belyse de teknologiske barrierer for fortsat udvikling
- at vurdere potentialet på morgendagens teknologier – udvalgte parametre

- at komme med forslag til modnings- /udviklingsforløb for valgte teknologier

### Rapporteringen omfatter følgende teknologier:

- KAD Kulstøvsfyring med avancerede dampdata
- GAD Gasfyring med avancerede dampdata
- CC Combined Cycle-anlæg
- IGCC Kulforgasning
- CFB Cirkulerende fluid-bed forbrænding
- PFBC Tryksat fluid-bed forbrænding
- Brændselsceller

Traditionelle teknologier til røggasrensning vil ikke blive berørt, idet det forudsættes, at dagens renseteknologier ikke vil blive bestemmende for valg af fremtidig elteknologi.

### Rapporteringens indhold

Teknologierne er inledningsvist beskrevet og vurderet på virkningsgrad, brændsel, anlægsydelse og idriftsættelsesår samt dellastforhold.

Efterfølgende er sammenfattet resultatet af en KTU-teknologiundersøgelse, med angivelse af nøgletal for respektive teknologier.

Bemærk: Der er tale om tomaskinesammenligninger i teknologiundersøgelsen og ikke systemstudier.

### Terminologi

Der er anvendt følgende termer til beskrivelse af teknologiernes perpektiv:

- Dagens teknologi
- Mellemlangt sigt
- Langt sigt

Ved **dagens teknologi** forstås den teknologi – det niveau, der projekteres efter i dag, og hvor der vil være idriftsat anlæg inden årtusindskiftet.

Ved **mellemlangt sigt** forstås det niveau, der vil være nået ved årtusindskiftet, og som

der vil blive idriftsat anlæg efter inden år 2010.

Ved **langt sigt** forståes projekteringsniveauet omkring år 2010, til idriftsættelse inden 2020/2025.

Det er underforstået, at der er tale om "kommercielle" fuldkalaanlæg – således at anlæg forinden vil være demonstrations- og prototypeanlæg.

### **Arbejdsgruppe**

Materialet er samlet af en KTU–arbejdsgruppe bestående af:

- Marius Noer, Vestkraft
- Ingvard Rasmussen, Midtkraft
- Arne G. Madsen Sønderjyllands Højspændingsværk
- Jens Chr. Clausen, ELSAMPROJEKT
- Charles Nielsen, ELSAM

Sven Kjær, ELSAMPROJEKT har bidraget på KAD–delen.

## KAD Kulstøvfyring med avancerede dampdata

### *KAD – Kulstøvfyring med avancerede dampdata*

#### Teknologiens perspektiv

Kulstøvfyring er kendt teknologi, og ubetinget dagens mest hensigtsmæssige og effektive måde at udnytte kul til el- og varmeproduktion.

Nye materialer (avancerede dampdata) vil medvirke til fortsat øget virkningsgrad, og dermed være med til at fastholde kulstøvfyringen som en mulighed på såvel mellem- langt- som langt sigt.

Det forventes, at KAD-konceptet på mellemlangt sigt kan udvikles til tilsatsfyring med biomasse (ekskl. halm) i begrænset omfang, 10 – 20%.

Dagens mest moderne kulstøvfyrede anlæg (VKE7) er dokumenteret med en nettovirkningsgrad i kondensationsdrift på 45%.

Nordjyllandsværket – KAD-anlæg, forventes idriftsat med en virkningsgrad omkring 47% i år 1998 (ref. 1).

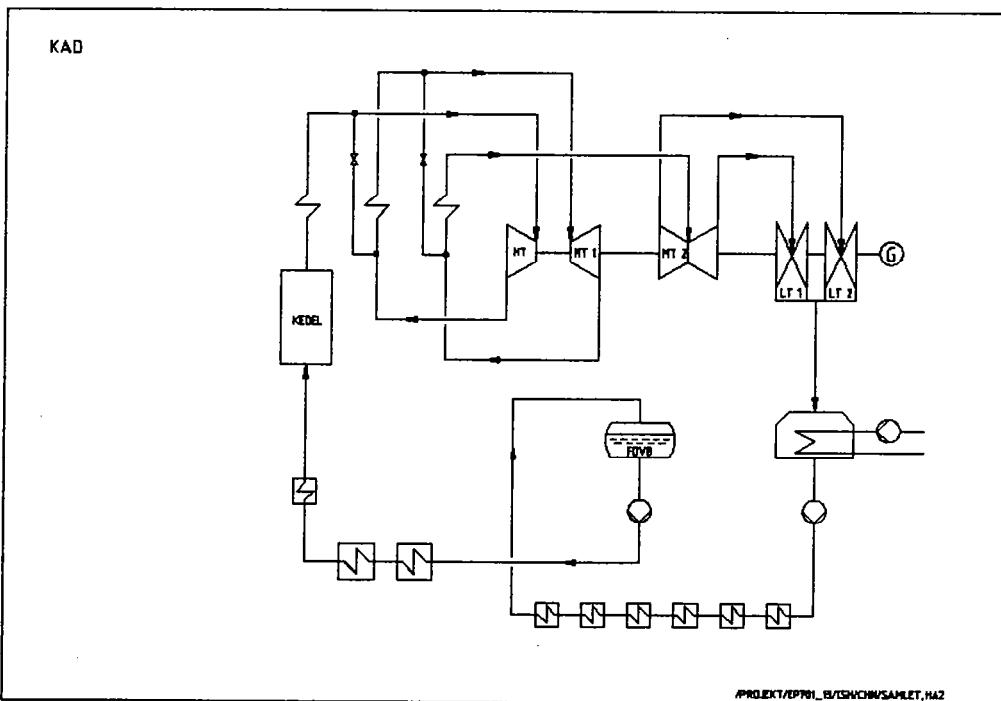
På mellemlangt sigt forventes virkningsgrader mellem 48 og 50 % – idriftsættelse inden år 2010.

Perspektivet er en virkningsgrad over 50 % ved et friskdamptryk på 350 bar, friskdamp- og mellemoverhedertemperatur på 650°C, dobbeltmellemoverhedning og fødevandssluttemperatur på 325°C.

#### Teknisk beskrivelse

En kraftværksblok med avancerede dampdata adskiller sig ikke væsentligt fra dagens konventionelle enheder.

KAD-teknologien må betegnes som velkendt teknologi, hvor anlægget bygges op af velkendte komponenter og enkelte nye materialer.

*KAD-kobling*

## Anlægskarakteristika

Ændringerne i vand/dampkredsløbet i forhold til den konventionelle blok er (nuværende projekteringsniveau):

- dobbelt mellemoverhedning
- forhøjelse af kraftdampttrykket til 290 – 300 bar
- forhøjelse af fødevandstemperaturen til 300°C
- forhøjelse af overhedertemperaturen til 580°C
- forøgelse af antallet af forvarmertrin i kondensatforvarmningen
- sænkning af kondensatortrykket til 0,021 bara

## Leverandører

Alle større kedelleverandører vil kunne levere kedler med materialer udlagt til ovenstående data.

## Referenceanlæg

- Grosskraftwerk Mannheim, kedel 18, idriftsat 1982, 470 MW
- Chemische Werke Hüls, 4 blokke, 1986, á ca. 100–200 MW
- Kawagoe, Japan, 2 blokke á 700 MW, 1989
- VKE Blok 3, idriftsat 1992, 380 MW

## Teknologiske barrierer

Med de i dag kendte materialer, nyudviklede og afprøvede (P91 og NF616) åbnes mulighed for at bygge anlæg med dobbelt mellemoverhedning og dampdata på 290 bar, 580°C/580°C/580°C. Endnu højere dampdata (300–350 bar, 600°C/600°C/600°C) vil kræve udvikling af nye ståltyper til fordamperviklinger.

Biomassetilsatsfyring – specielt halm – vil kunne vise sig umulig pga. korrosion i overhedere samt kontaminering af restprodukter.

Ved fueloliefyring er den øvre grænse 540°C.

## Udviklingsforløb

ELSAM er meget involveret i den internationale ståludvikling, således er der indbygget rørprøver af såvel P91 som NF616 på Vestkraft Blok 3.

Dette forsøg har muliggjort anvendelse af P91 på NJV og af NF616 på kommende anlæg.

Forsøg med biomasse udføres på ældre enheder i 150/250 MW klassen, hvor eventuel korrosion er mindre fatal.

Målet med disse undersøgelser er at kunne tilsatsfyre på enheder i 250 MW- og senere 350 MW-klassen.

## GAD Gasfyring med avancerede dampdata

*GAD – Gasfyring med avancerede dampdata*

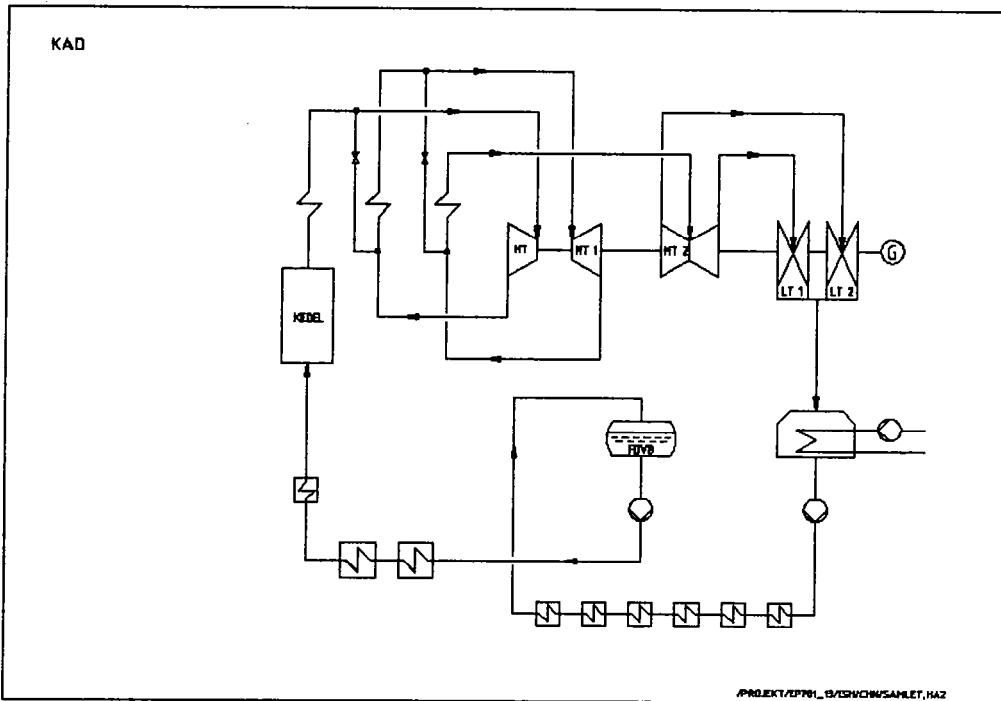
### Teknologiens perspektiv

Gasfyring med avancerede dampdata er kendt teknologi – udviklingen følger kulstøvfyringen med avancerede dampdata – med den nuance, at gas er et bedre brændsel end kul, og at der ved konceptoptimering vil kunne opnås bedre virkningsgrader på gas end på kul.

SVS blok 3, GAD-anlæg forventes idriftsat med en virkningsgrad på 49% år 1997 (ref. 1).

### Teknisk beskrivelse

Vand/damp-kredsløbet er identisk med KAD-anlæg.



*GAD-kobling*

## Anlægskarakteristika

Konceptet har den klare fordel i forhold til CC-anlæg, at blokken kan forberedes til kulfyring.

Konceptet har ligeledes bedre dellastvirkningsgrader end CC-anlæg.

## Leverandører

Alle større kedelleverandører vil kunne levere kedler med materialer udlagt til GAD data.

## Referenceanlæg

### Teknologiske barrierer

Skift mellem N-gas og gasolie er problematisk på grund af gasoliens indhold af Vanadium, hvor det ikke er muligt at skifte tilbage fra gasolie til N-gas medmindre temp. på 540°C fortsættes. Der fås i dag gasolie uden Vanadium.

Se også KAD-afsnittet.

## Udviklingsforløb

ELSAM er meget involveret i den internationale ståludvikling, således er der indbygget rørprøver af såvel P91 som NF616 på Vestkraft Blok 3.

Dette forsøg har muliggjort anvendelse af P91 på SV og af NF616 på kommende anlæg.

## CC      Combined Cycle-anlæg

*CC – Kombineret gas/damp turbineanlæg*

### Teknologiens perspektiv

Naturgasfyret kombianlæg er et afprøvet koncept baseret på velkendt teknik og dagens mest effektive.

Dagens mest moderne kombianlæg er garanteret med en elektrisk nettovirkningsgrad på 53%.

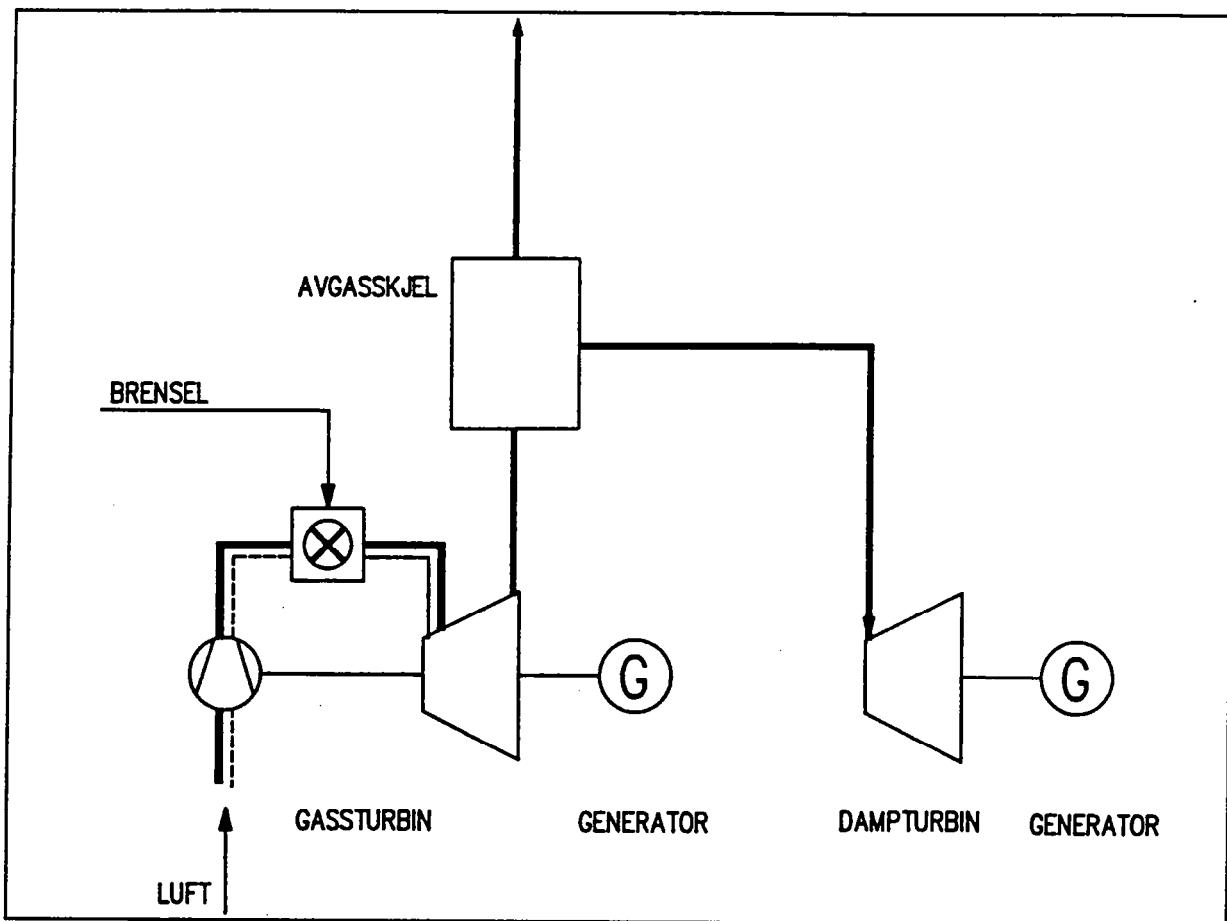
På det mellem lange sigt kan der forventes virkningsgrader omkring 56–58% på naturgas, og forventeligt lavere virkningsgrad baseret på forgasning.

På det lange sigt kan der forventes 60% virkningsgrad på naturgas.

### Teknisk beskrivelse

Et kombianlæg består af et gasturbineanlæg, hvor udstødsgassen udnyttes til dampproduktion til drift af et damperturbineanlæg.

Indledningsvis forudsættes naturgas anvendt som brændsel, men gas fra forgasnungsanlæg kan også forventes. Endelig kan gasturbinen også fyres med letolie.



*Combined-cycle kobling*

### Anlægskarakteristika

Gasturbineanlæg kan starte hurtigt, har gode fuldlastvirkningsgrader men dårlige dellastvirkningsgrader.

### Leverandører

Gasturbiner til kraftværksbrug kan leveres af ABB, Siemens, General Electric, Westinghouse og Mitsubishi. Derudover kan et større antal leverandører levere gasturbiner produceret på licens af en af de 5 ovenstående.

Udstødskedler kan leveres af alle større kedelleverandører.

### Referenceanlæg

- 75 MW kombianlæg i Hillerød,
- 900 MW<sub>e</sub> kombianlæg i Killingholme (Siemens Gt~143 MW<sub>e</sub>),
- 225 MW<sub>e</sub> kombianlæg i Holland (Pegas) (ABB Gt~145 MW<sub>e</sub>),

for at nævne nogle enkelte. Der er i dag mange store kombianlæg fordelt over hele kloden.

### Teknologiske barrierer

Den afgørende teknologiske barriere er udviklingen af højtemperatur konstruktionsmaterialer (keramik) til de varmest belastede dele i gasturbinen – forreste løbe- og ledeskovle og overgangsstykke mellem brændkammer og turbine.

Skal gasturbinen drives ved kulgas, forudsættes indsatsen på højtemperaturgasrensning 3–400°C-niveau intensiveret til opnåelse af et kommersielt niveau. Der forudsættes en 100% rensning for alkalimetaller.

### Udviklingsforløb

Gasturbinevirkningsgraden øges fortsat ved stigende turbineindløbstemperatur (TIT), der opnås ved brug af avancerede materialer – gående mod keramiske løsninger.

Det forventes, at de store industri-GT'er vil kunne øge fyringstemperaturen ca. 100°C – til ca. 1370°C i år 2000, baseret på forbedrede køleforhold og coatings.

Dry low NO<sub>x</sub>-teknologien udvikles fortsat.

Der forventes en ny generation af store GT'er omkring år 2000.

Ved forbedret varmgasrensning opnås øget virkningsgrad på kulgas.

## IGCC Kulforgasning

*IGCC – Integrated gasification combined-cycle anlæg*

### Teknologiens perspektiv

Forgasning af kul – og biomasse tegner perspektiver ved dagens teknologi og på mellemlangt sigt.

Måske vil der allerede ved dagens teknologi vise sig muligt at etablere kommercielle fuldkalaanlæg. Der bygges i dag fuldkala-demoanlæg.

### Teknisk beskrivelse

IGCC-teknologien forgasser kul og biomasse og åbner derved mulighed for at udnytte CC-processens høje virkningsgrad med faste brændsler.

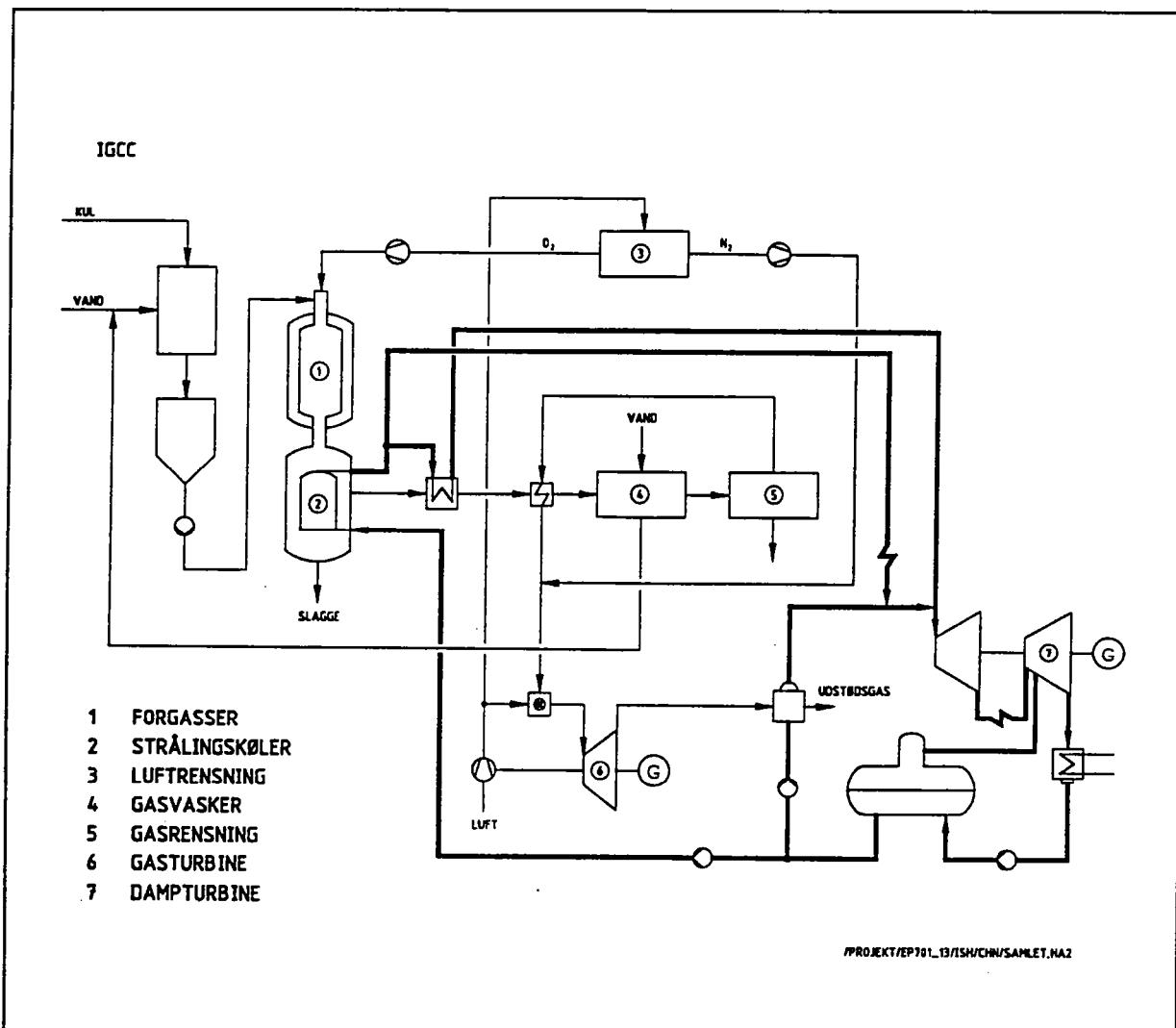
Integrerede forgasningsanlæg består af brændselstilberedningsenhed, iltanlæg, forgasser, gasrensningsehed og combined cycle-anlæg.

Emissionsværdierne for støv,  $\text{SO}_x$  og  $\text{NO}_x$  ligger langt under de i dag kendte krav.  $\text{CO}_2$ -emissionen er alene afhængig af el-virkningsgraden og evnen til at forgasse biomasse. Restprodukter i form af slagge/flyveaske og grundstoffet svovl er genbrugsvenlige.

Afhængigt af brændselsvalget står en række forgasningstyper til rådighed som f. eks. entrained flow, fixbed og fluidbed, hvor der ved alle typer kan forgasses med ilt eller luft. Forgasningen foretages ved et tryk tilpasset gasturbinens behov.

Brændslet tilberedes til forgasning, tryksættes og ledes ind i forgasseren. Forgasningen gennemføres under ilttilsætning. Gassen renses og ledes efterfølgende til en gasturbine og forbrændes med luft. Udstødsgassen fra gasturbinen anvendes til dampproduktion som i en traditionel CC-kobling.

Uønskede forurenninger som støv, svovl, klor, alkalimetaller, m.v. fjernes på rågasstdiet, hvor volumet udgør ca. 1,5% af røggas-volumet fra en traditionel kedel fyret med samme brændselsmængde. Dette åbner endvidere mulighed for at konvertere rågassens CO til  $\text{CO}_2$  og  $\text{H}_2$  med efterfølgende udvaskning af  $\text{CO}_2$ -indholdet, så  $\text{CO}_2$ -emission reduceres.  $\text{NO}_x$ -dannelsen kan holdes nede på et acceptabelt niveau ved forbrænding i gasturbinens brændkamre, så et  $\text{DeNO}_x$ -anlæg kan spares.

*IGCC-kobling*

## Anlægskarakteristika

Ved forgasning kan fast brændsel udnytte CC-processens fordele.

Emissionsværdierne for støv, SO<sub>x</sub> og NO<sub>x</sub> ligger langt under dagens kendte krav.

- afsvovlingsgrader over 99,9%, afsvovlingsproduktet er grundstoffet svovl, som er let håndterligt og salgbart.
- ingen støv i røggassen.
- overholdelse af NO<sub>x</sub>-emissionsgrænserne uden deNO<sub>x</sub>-anlæg.
- slaggen glasificeres og kan derfor afsættes til en lang række anvendelsesområder.
- mulighed for fortsat indsættelse af kul som brændsel ved skærpede miljøkrav.

- backup for naturgasfyrede anlæg (backup for naturgasforsyningen generelt).
- mulighed for udvaskning af og efterfølgende indbinding af CO<sub>2</sub>.
- høje virkningsgrader kan nås, såfremt integrationen med brændselsceller lykkes.
- teknologien er meget ufølsom over for indsatsbrænslet (kul, olie, sværolie, orimulsion, biomasse mv.), og man kan i mange tilfælde nøjes med udskiftning af en enkelt brænder ved brændselsskift.

## Leverandører

I dag kendte leverandører af forgasningsanlæg er:

- Krupp Koppers
- Shell
- NOELL-DBI
- DOW-Chemicals under navnet Destec
- Texaco
- Lurgi
- Tampella

For gas-dampturbinedelen som ved Combined Cycle.

## Referenceanlæg

I firserne var udviklingen koncentreret i USA, hvor den kulminerede med anlæggene Cool Water, Californien, 120 MW IGCC baseret på TEXACO-forgasser, i drift 84–89 og DOW-Chemical's 220 MW IGCC-anlæg ved Plaquemines, Louisiana, idriftsat 87.

## Teknologiske barrierer

Udviklingsindsatsen fokuserer på følgende områder:

- forbedring af gasturbinevirkningsgraden – og CC-virkningsgraden fra nuværende ca. 53% på naturgas til omkring 60%.
- varmgasrensning, hvor det bliver muligt at rense ved temperaturer omkring 3–400 °C.

- nye iltproduktionsprocesser, med reduceret egetforbrug.
- udvikling af effektive forgassere til et mix af kul og biomasse og biomasse alene.

### **Udviklingsforløb**

ELSAM har (er ved), som en del af biomassehandlingsplanen, sammen med ELKRAFT igangsat delprojekter inden for området forgasning af kul og biomasse.

Projekterne stiler mod, at der ultimo 1994 kan træffes beslutning om etablering af et forsøgs- og udviklingsanlæg for forgasning af kul og biomasse.

På verdensplan foregår udviklingen i dag i både USA og Europa, hvor en række anlæg er under opførelse. I Europa er der tale om følgende anlæg:

- Buggenum, Holland, idriftsættelse i 1993, 253 MW, nettovirkningsgrad knap 43% (ca. 1% højere ved havvandskøling, baseret på Siemens gasturbine V94.2 og Shells entrained flow forgasser).
- Elcogas, Spanien, idriftsættelse i 1996, ca. 300 MW, nettovirkningsgrad 44,5–45% (baseret på Siemens gasturbine V94.3 og Krupp Koppers Prenflo).
- Kobra, Tyskland, idriftsættelse i 1997, ca. 312 MW, nettovirkningsgrad 45 (på brunkul, Siemens gasturbine V94.3 og en højtemperatur Winkler fluidbed forgasser).

og i USA:

- DESTEC (=DOW) bygger 230 MW IGCC baseret på DOW teknologi ved Wabash River Station, West Terra Haute, Indiana, idriftsættelse 1995.
- Springfield LWP bygger 65 MW IGCC baseret på CE-teknologi i Springfield Illinois, idriftsættelse 1995/96.
- TECO bygger 260 MW IGCC baseret på TEXACO teknologi med varmgasrensning på 40% af rågassen ved Polk County, Fl., idriftsættelse 1996.
- Coastal Power bygger 100 MW IGCC baseret på Tampellas fluidbedforgasser ved Toms Creek, Virginia.  
Anlægget forsynes med varmgasrensning, og forventes idriftsat 1996/97.

- Sierra Pacific bygger 80 MW IGCC baseret på KRW-teknologi med varmgasrensning ved Pinon Pine, Nevada, idriftsættelse 1997.

Anlægsprisen for IGCC skønnes i dag at ligge 25% over prisen for tilsvarende konventionel kulstøvfyret teknologi. På sigt forventes anlægsprisen at komme til at ligge i samme niveau som KAD-teknologien.

## CFB Cirkulerende fluid-Bed forbrænding

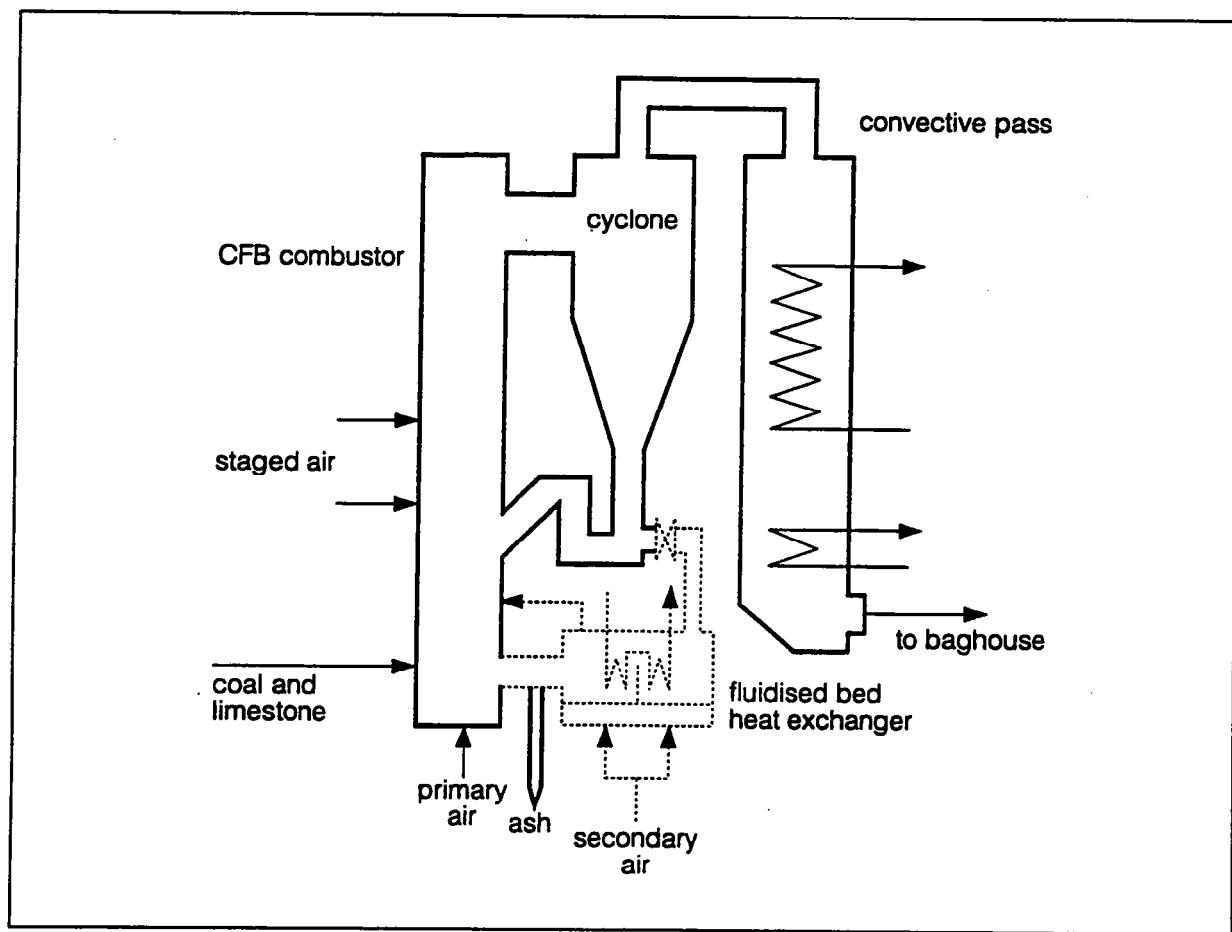
*CFB – Cirkulerende fluid-bed forbrænding*

### Teknologiens perspektiv

CFB-konceptet, som oprindeligt er markedsført som industrianlæg, er på vej op i kraftværksskala. CFB tegner muligheder på mellemlangt sigt for forbrænding af kul og biomasse i kombination med høj biomasseandel.

### Teknisk beskrivelse

Anlægget består af en cirkulerende fluid-bed kedel under atmosfærisk tryk samt en konventionel dampeturbine med tilhørende vanddampkredsløb.



*CFB-kedel*

## Anlægskarakteristika

Konceptet er velegnet til et bredt brændselsspektrum – fastbrændsel og iøvrigt kendetegnet ved lave emissionsværdier uden røggasrensning.

På ulempesiden er en stor absorbentmængde (kalk) med deraf følgende store restproduktmængder – der indtil videre kun kan anvendes til lavværdige formål, store vedligeholdelsesomkostninger, mindre fleksibel drift og lavere virkningsgrad end KAD med samme dampdata.

## Leverandører

De førende leverandører på verdensmarkedet er Ahlström (Finland), det nydannede firma Lurgi-Lentjes-Babcock-Energietechnik (Tyskland) og Stein, Frankrig.

## Referenceanlæg

Anlægsstørrelsen på Ahlström anlæg er øget fra 25 MW på Kautua i 1981 over Leykam (87 – 50 MWe), Colorado Ute (88 – 60 MWe), Kajaanin Voima (89 – 100 MWe), ACE (90 – 125 MWe) Vaskiluodon Voima (91 – 140 MWe) og Nova Scotia i Canada (93 – 160 MWe). Electricité de France (EdF) har fornødig ordret et anlæg på 250 MW elydelse hos Stein Industrie (baseret på Lurgi-Lentjes-Babcock licens) til idriftsætning i 1995 i Gardanne, Sydfrankrig.

## Teknologiske barrierer

### Udviklingsforløb

Der henvises til det aktuelle arbejde med en ELSAM/CFB udviklingsplan (ref. 2), hvor ELSAM har besluttet at igangsætte en proces der kan lede til udvikling af et 2–300 MW<sub>e</sub> kul–biomasse fyret CFB-koncept, der kan sættes i kommercial drift omkring år 2005.

## PFBC Tryksat fluid–bed forbrænding

*PFBC – Pressurised fluid–bed forbrænding*

### Teknologiens perspektiv

PFBC-teknologien tegner på lang sigt et potentiale for energiproduktion med høj brændselsudnyttelse og lav miljøbelastning inden for et bredt fossilt- og biofastbrændselsspektrum.

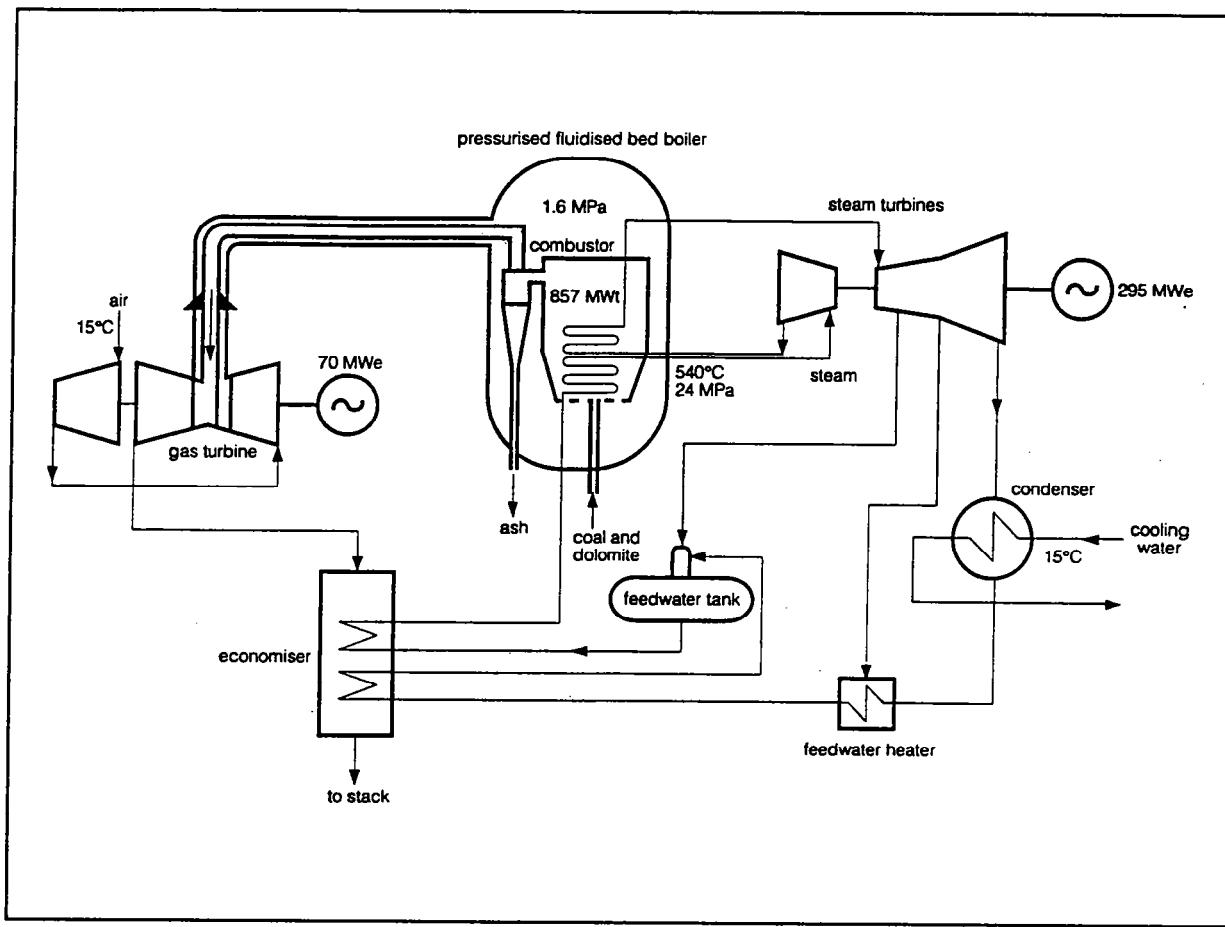
### Teknisk beskrivelse

Anlægget består af en tryksat fluid–bed kedel (PFBC) og en modifieret gasturbine med tilhørende kompressor til tryksætning af fluid–bed kedlen, combustoren, og en dampsturbine med tilhørende vand/damp kredsløb. Gasturbinen er en vigtig bestanddel af PFBC-konceptet – hvilket ikke gør sig gældende for atmosfærisk fluid–bed anlæg.

I fluid–bed kedlen opretholdes en fluidiseret forbrændingszone bestående af finkornet aske og kalksten ved tilførsel af forbrændingsluft nedenfra. Brænslets kornstørrelse op til 5 mm tilføres sammen med kalksten og forbrændes ved en temperatur på ca. 850 °C. Svovl fra brænslets reagerer med kalkstenen og udfældes sammen med asken som et restprodukt, der indtil videre kun har lavværdige anvendelsesformål. Cycloner renser forbrændingsgassen for partikler, inden den udnyttes i gasturbinen. Afstrømningen fra gasturbinen udnyttes til fødevandsforvarmning og renses i filter før afkast til skorsten.

Kedel og cycloner er indbygget i en trykbeholder.

Anlægget kan udformes som et kraftværk eller som et kombineret kraft–/varmeværk.

**PFBC-kobling**

## Anlægskarakteristika

### Leverandører

- ABB Carbon er indtil videre den eneste på markedet.
- Ahlström og LLB Energietechnik er på vej mod demo-anlæg i 70–150 MW<sub>e</sub> skala.

### Referenceanlæg

ABB Carbon har til Stockholm Energi (Värtan) leveret verdens første kommersielle kulfyrede PFBC-anlæg. Derudover er der opstillet to demonstrationsanlæg, et i Spanien og et i USA.

## Teknologiske barrierer

- Gasturbine
- Varm røggasrensning

## Udviklingsforløb

PFBC-konceptet må endnu anses for at være i en teknologisk modningsfase. Forhold vedr. kul/biomasse-fyring er så vidt vides endnu ikke undersøgt i større detalje.

## Brændselsceller

Nærværende notat behandler alene SOFC – Solid Oxide Fuel Cell-teknologien, som ELSAM arbejder med. ELKRAFT arbejder med et parallelt forløb på Smeltekarbonat-anlæg (MCFC).

### Kommercialisering af SOFC-anlæg i Danmark.

#### 1. Små (få MW.) naturgasbaserede SOFC-anlæg.

Det første og yderst afgørende skridt på vej mod kommercialiseringen af SOFC-anlæg vil nødvendigvis være små naturgasbaserede "simple" anlæg, som arbejder ved atmosfærisk tryk, og som ikke har nogen "bottom cycle" i form af gas- og/eller damperturbine efterkoblet.

Disse SOFC-anlæg vil typisk skulle konkurrere med dual fuel motorer, som er rimeligt prisbillige samtidigt med, at de bedste motorer allerede nu har høje el-virkningsgrader (<42%).

SOFC-anlæggets fordele overfor den konkurrerende teknologi er primært af miljømæssig karakter i form af lav (negligerbar) NO<sub>x</sub>-emission, lavere CO<sub>2</sub>-emission og lavt anlægsstøjniveau. Den forventede højere SOFC el-virkningsgrad på ca. 50-55% (ca. 5-10% abs. højere end dual fuel motors) skal også nævnes, ligesom den mulige reguléringshastighed må forventes at blive ekstremt stor.

Kommercialiseringen af små SOFC-anlæg i Danmark vurderes til at være usikker og vil primært afhænge af, om det vil lykkedes at bringe SOFC-anlægsomkostningerne ned på et konkurrencedygtigt niveau, om der opnås acceptable stak-levetider, og endelig hvorledes de miljømæssige fordele i fremtiden vil blive vægtet.

(I Japan anses muligheden for at kunne "plante" disse små miljøvenlige kraft-/varmeværker i stærkt befolkede beboelsesområder/bebyggelser som meget attraktiv. Det er derfor sandsynligt, at det er i Japan, at det største potentiale for kommercialisering findes, idet anlægsprisen her tilsyneladende ikke er altafgørende – i modsætning til i Danmark).

Et realistisk bud på tidshorisonten for de første små kommercielle SOFC-anlæg er ≤10 år (Westinghouse planlægger efter eget udsagn afprøvning af 2 MW SOFC-anlæg i 1994/1996).

## 2. Store naturgasbaserede SOFC-anlæg med "bottom cycle".

Det næste skridt på vej mod kommercialiseringen af SOFC-anlæg må forventes at være større naturgasbaserede anlæg, som vil være tryksatte ( $>10$  bar) og have en "bottom cycle" i form af gas- og damperturbine efterkoblet (SOFC + CC). En sådan kobling muliggør opnåelsen af de maksimalt mulige el-virkningsgrader ved anvendelsen af SOFC-teknologien (et realistisk "mellemstade" er et større SOFC-anlæg, som arbejder ved atmosfærisk tryk, og som har en "bottom cycle" i form af en afgaskedel i forbindelse med en damperturbine efterkoblet).

SOFC + CC-anlæg vil typisk skulle konkurrere med kombianlæg.

SOFC + CC-anlæggets potentielle virkningsgrad på  $\geq 65\%$  (ca. 15% abs. højere end kombianlæggets) er den primære, iøjnefaldende fordel overfor den konkurrerende teknologi. Dertil kommer miljømæssige fordele i form af lav  $\text{NO}_x$ -emission og lavere  $\text{CO}_2$ -emission.

Pga. den store virkningsgradsforskell overfor den konkurrerende teknologi er det sandsynligt, at denne type SOFC-anlæg vil kunne blive konkurrencedygtige, og dermed kommersielle, i Danmark.

Et realistisk bud på tidshorisonten for kommercialiseringen af denne type anlæg er ca. 15 år under forudsætning af, at første skridt på vej mod kommercialiseringen af SOFC-anlæg er forløbet som estimeret under pkt. 1.

## 3. Store kulgasbaserede SOFC-anlæg med "bottom cycle".

Et sidste skridt på vej mod kommercialiseringen af SOFC-anlæg er kulforgassere i forbindelse med tryksatte SOFC-anlæg med en "bottom cycle" i form af en gas- og damperturbine efterkoblet (CG + SOFC + CC).

Et sådant anlæg vil typisk skulle konkurrere med store kulstøvsfyrede kedel- og damperturbineanlæg.

Anlægget vil, med de nu kendte forgassertyper, uden procesintegration og varmgasrensning kunne opnå el-virkningsgrader på mellem 53 og 55%.

De miljømæssige fordele overfor den konkurrerende teknologi er i form af lav  $\text{NO}_x$ -emission, negligerbar  $\text{SO}_2$ -emission og lavere  $\text{CO}_2$ -emission.

Kommercialiseringen af disse anlæg vil bl.a. afhænge af, om det lykkes at udvikle nye forgassertyper, som kan producere methanrig kulgas (methan har en gunstig indvirkning på el-virkningsgraden i SOFC-anlæg). Samtidigt skal forgasserpriserne være konkurrencedygtige overfor anden kommercial teknologi (seneste systemstudier fra USA giver ikke håb om at nå 60% el-virkningsgrad vha. nye forgassertyper).

Konkurrencen mod et KAD-anlæg bliver sandsynligvis vanskelig.

Det vil således være svært at komme med et realistisk bud på muligheden og tidshorisonten for en kommercialisering af denne anlægstype, fordi det samlede potentiale bl.a. afhænger af udviklingspotentialet for kulforgasserteknologien.

#### **4. Grundlag for antagelser samt forhold som vil indvirke gunstigt på SOFC-kommercialiseringen.**

Ovenstående vurderinger og el-virkningsgrader er baseret på:

- Ettrinoxidation i SOFC-anlæg.
- En SOFC-driftstemperatur på 1000°C.
- en brændsels- og lufttilgangstemperatur på 900°C  
(differenstemperatur på 100°C).
- Intern dampreforming ved de naturgasbaserede anlæg.
- En SOFC-effektivitetsforsening på 0,25%/1.000 driftstimer (stak-degradering på 0,25% over 1000 driftstimer).
- Ingen procesintegration ved det kulgasbaserede anlæg.
- Ingen varmgasrensning ved det kulgasbaserede anlæg.
- Leverandørforventninger til SOFC-stakpriser.

Det er oplagt, at der skal gennemføres udviklingsmæssige forbedringer (processer, procesintegration), før et realistisk potentiale for små naturgasbaserede og for store kulgasbaserede SOFC-anlæg kan ses i Danmark.

Der er bestræbelser i gang for at sænke driftstemperaturen og hæve differenstemperaturen, hvilket vil have en meget gavnlig indflydelse på anlægsinvesteringerne og sidstnævnte også på el-virkningsgraden.

Der er ligeledes bestræbelser i gang for at oxidere methan direkte (uden dampreforming), og på at foretage to- eller tretrinoxidation – begge dele med positiv indvirkning på el-virkningsgraden.

SOFC-effektivitetsforringelsen (degradationen) er forudsat til en meget lav værdi (0,25%/1.000 driftstimer), og det er en **nødvendig forudsætning**, at den bringes meget nær denne værdi i praksis, fordi den er en **afgørende parameter** for SOFC-anlæggernes totaløkonomi (Westinghouse, som med afstand er længst fremme med SOFC-udviklingen, har ifølge eget udsagn i midten af 1991 testet SOFC-enkeltceller med effektivitetsforringelser på mellem 0,5–1,5%/1.000 driftstimer – målt igennem mere end 2 år).

## Referencer

1. EP93/53, 23. februar 1993. Projektbeskrivelse for Skærbækværket og Nordjyllandsværket.
2. MK-notat. Plan for udvikling af et kul- og biomassefyret kraftværk af CFB-type.
3. EP 2023 – MK/F&U-LLB/ELSAM PFBC-studier. Grænser for PFBC med avancerede dampdata.
4. VGB-TB140, V1: "New coal based power plant concepts – a comparison of efficiency, economy, environmental and operational aspects" af S. Kjær, H. Koetzier, J. van Liere og I. Rasmussen.

## Teknologi – regneark

Der er ved arbejdet med fremskaffelse af priser på de forskellige teknologier konstateret store forskelle i prisniveauer på "tilsyneladende ens anlæg" afhængigt af hvilke lande, der er tale om. Det betyder, at det ikke umiddelbart er muligt at sammenligne priser på forskellige teknologier over landegrænserne.

I konsekvens af ovenstående er der i nærværende arbejde lagt tyngde på prisniveauer på de anlæg/koncepter vi i Danmark har et indgående kendskab til. Prisniveauer på de øvrige teknologier er vurderet herudfra. Til sammenligning er der tillige skelet til de indbyrdes prisrelationer på teknologierne i de lande, hvor vi har prisoplysninger fra.

Arbejdet med at fremskaffe yderligere dokumentation for respektive teknologiers prisniveauer, herunder forskelle landene imellem, vil blive fortsat i KTU-regi.

Der er nedenstående kort redegjort for prisgrundlaget for de forskellige teknologier.

### KAD (DK priser)

KAD anlæg prissættes ud fra NJV på 385 MWe til 7100 kr/kW eller lig 2734 Mkr. Der anvendes en skalafaktor på 0,75. Prisen på et 400 MWe anlæg er:  $7034 \text{ kr/kW} = (2734 * ((400/385)^{0,75})/400$

### CFB

Under MCFB projektet er et 250 MWe CFB anlæg med KAD lignende data (kun en MOH) estimeret til 90% af prisen på et KAD anlæg. Denne relation regnes at gælde for hele det betragtede ydelsesområde.

Prisen på CFB blev af ACI oplyst til 565 Mkr. Iflg. litteraturen er kontrakten til Stein for kedlen til Gardanne (250 MWe) 100 mio. US\$ eller ca. 620 Mkr. Afvigelsen er begrænset, og vi har ikke grundlag for at sammenligne leveringsomfanget.

### PFBC

I forbindelse med Lurgi Lentjes Babcock (MK/EP – ref. 3) PFBC projektet er et 460 MWe anlæg prissat til 4000 Mkr. Anvendes en skalafaktor på 0,75, er prisen pr. kW

ved et 400 MWe anlæg  $9005 \text{ kr/kW} = (4000 * ((400/460)^{0,75})/400)$

I forhold til 400 MW KAD er merprisen på PFBC 28%. I VGB keynote lecture (ref. 4) er anvendt en merpris på 20%. PFBC anlægsprisen er i dette notat sat 20% højere end KAD.

## CC

Anlægsprisen er baseret på det arbejde, der blev udført i 1989–90 og dokumenteret i EP89/477d. Prisen for et 400 MW anlæg blev der anslået til 1654 Mkr. Denne er hævet med 12% pga prisstigninger fra 1989 til 1993. Desuden er pladsomkostninger hævet med 230 Mkr. (fra ca. 40 Mkr.). Det betyder ialt  $1654 * 1,12 + 230 = 2082$  mio. kr. eller 5206 kr./kW. Skalafaktor er 0,86.

## GAD

Prisen er fastsat ud fra forventninger til SV anlægget på 400 MW og 5300 kr/kW. For dette anlæg er anvendt en skalafaktor på 0,75.

## IGCC

Der er meget variation i de oplyste IGCC-anlægspriser. SH har vurderet prisen på et IGCC-anlæg 25–30% højere end et KAD-anlæg (også baseret på viden om Buggenum). I VGB Keynote lecture er anvendt et prisbånd på 10.500 – 11.200 kr/kW som omregnet til 400 MW med en middelpriis på 10.900 og med skalafaktor på 0,88 er lig 10.950 kr/kW eller +56% i forhold til dansk KAD-pris. I Tyskland viser beregninger, at IGCC-prisen ligger ca. 10–45% over KAD-prisen.

Skalafaktoren er vurderet højere end gældende for KAD og CFB – i området omkring CC.

I dette studie er valgt en merpris på 25% i forhold til KAD ved 400 MW og en skalafaktor på 0,88.

Prisen er gældende for demoanlæg, der bygges/planlægges i dag – og med en forventning om, at IGCC-prisen nærmer sig KAD-prisen.

## Regnearket

I det følgende er der 4 sider inddata efterfulgt af beregninger for respektive teknologier.

Alle kul-teknologier er gennemregnet ved 100% kul og med en biomasseandel.

Der er i højre margin anført en kort forklarende tekst.

Bemærk: Der er tale om tomaskine-sammenligninger og ikke systemstudier.



70	Virkningsgrad for anlæg ved 100% last for 1995							
71	KAD	%	45.0	46.8	47.1	47.3	47.4	47.5
72	CFB	%	43.5	45.3	45.6	45.8	45.9	46.0
73	PFBC	%	45.5	47.3	47.6	47.8	47.9	48.0
74	CC	%	51.0	53.0	54.0	54.2	54.4	54.5
75	GAD	%	46.7	48.5	48.8	49.0	49.1	49.2
76	IGCC	%	45.0	47.0	48.0	48.2	48.4	48.5
77	Fuelcells coal	%	NA	NA	NA	NA	NA	NA
78	Fuelcells gas	%	NA	NA	NA	NA	NA	NA
79	Disponibel							
80	-	-	-	-	-	-	-	-
Virkningsgrad som funktion af teknologi, ydelse og idriftsættelsesår								
	Ydelse	MW	100	200	300	400	500	600
83	1995							
84	KAD	%	45.0	46.8	47.1	47.3	47.4	47.5
85	CFB	%	43.5	45.3	45.6	45.8	45.9	46.0
86	PFBC	%	45.5	47.3	47.6	47.8	47.9	48.0
87	CC	%	51.0	53.0	54.0	54.2	54.4	54.5
88	GAD	%	46.7	48.5	48.8	49.0	49.1	49.2
89	IGCC	%	45.0	47.0	48.0	48.2	48.4	48.5
90	Fuelcells coal	%	NA	NA	NA	NA	NA	NA
91	Fuelcells gas	%	NA	NA	NA	NA	NA	NA
92	2005							
93	KAD	%	46.7	48.5	48.8	49.0	49.1	49.2
94	CFB	%	45.2	47.0	47.3	47.5	47.6	47.7
95	PFBC	%	46.7	48.5	48.8	49.0	49.1	49.2
96	CC	%	55.0	57.0	58.0	58.2	58.4	58.5
97	GAD	%	48.4	50.2	50.5	50.7	50.8	50.9
98	IGCC	%	50.0	52.0	53.0	53.2	53.4	53.5
99	Fuelcells coal	%	NA	NA	NA	NA	NA	NA
100	Fuelcells gas	%	NA	NA	NA	NA	NA	NA
101	2015							
102	KAD	%	50.7	52.5	52.8	53.0	53.1	53.2
103	CFB	%	49.2	51.0	51.3	51.5	51.6	51.7
104	PFBC	%	50.7	52.5	52.8	53.0	53.1	53.2
105	CC	%	56.0	58.0	59.0	59.2	59.4	59.5
106	GAD	%	52.4	54.2	54.5	54.7	54.8	54.9
107	IGCC	%	52.0	54.0	55.0	55.2	55.4	55.6
108	Fuelcells coal	%	51.2	52.6	53.5	54.1	54.6	55.0
109	Fuelcells gas	%	60.5	62.2	63.2	64.0	64.5	65.0
110	2025							
111	KAD	%	54.7	56.5	56.8	57.0	57.1	57.2
112	CFB	%	53.2	55.0	55.3	55.5	55.6	55.7
113	PFBC	%	54.7	56.5	56.8	57.0	57.1	57.2
114	CC	%	57.0	59.0	60.0	60.2	60.4	60.5
115	GAD	%	56.4	58.2	58.5	58.7	58.8	58.9
116	IGCC	%	54.0	56.0	57.0	57.2	57.4	57.5
117	Fuelcells coal	%	57.0	57.0	57.0	57.0	57.0	57.0
118	Fuelcells gas	%	67.0	67.0	67.0	67.0	67.0	67.0
Dellastvirkgrad faktor								
1	KAD	-	0.93	0.96	0.98	0.99	1.00	
2	CFB	-	0.90	0.93	0.96	0.98	1.00	
3	PFBC	-	0.70	0.81	0.96	0.98	1.00	
4	CC	-	0.64	0.78	0.88	0.97	1.00	
5	GAD	-	0.93	0.96	0.98	0.99	1.00	
6	IGCC	-	0.70	0.81	0.90	0.97	1.00	
7	Fuelcells coal	-	0.70	0.81	0.90	0.97	1.00	
8	Fuelcells gas	-	0.64	0.76	0.88	0.97	1.00	
Mulig biobrd. andel								
		Træ	Halm	Byggetid år	Byggerenter %			
1	KAD	%	30	15		4.5	8.5	
2	CFB	%	100	50		4.5	8.5	
3	PFBC	%	30	15		4.5	8.5	
4	CC	%	0	0		3.5	7.0	
5	GAD	%	0	0		4.5	8.5	
6	IGCC	%	30	15		4.5	8.5	
7	Fuelcells coal	%	30	15		4.5	8.5	
8	Fuelcells gas	%	0	0		3.5	7.0	

I disse celler kopieres de data der skal anvendes i beregningerne fra virkningsgradsdata nedenfor.

<b>DATABASE FUEL</b>	<b>Pris kr/GJ</b>	<b>Brændværdi MJ/kg</b>	<b>CO2 emis. kg CO2/GJ</b>	<b>CO2 kg CO2/kg fu</b>	<b>S % indh.</b>	<b>Aske % indh.</b>	<b>Flyveand. %</b>
Kul	12.9	24.7	95		1.60	12.5	90
Halm	21.7	14.0	0		0.15	3.5	95
Træ	30.0	14.0	0		0.05	2.0	95
Naturgas	25.3	49.0	57		0.00	0.0	0
Olie	22.4	39.5	73		1.00	0.0	0
<b>Typiske brændselspriser</b>		<b>1993</b>	<b>2000</b>	<b>2010</b>			
Kul	kr/GJ	10.6	12.9	13.9			
Halm	kr/GJ	21.7	21.7	21.7			
Træ	kr/GJ	30.0	30.0	30.0			
Naturgas	kr/GJ	22.8	25.3	29.3			
Olie	kr/GJ	20.2	22.4	26.0			

## Økonomi data for røgrensning

ELSAMPROJEKT A/S

Projekt: \_\_\_\_\_  
 Pr.nr.: \_\_\_\_\_  
 Worksheet: ROGRENS.WK3

Dato: 27 APR 93  
 Init.: KJ  
 Rev.: \_\_\_\_\_

0	<b>Vådafsovling</b>										
1	Ferskvandspris	kr/m3	2.00	Forudsætning:							
2	Spildevandspris	kr/m3	10.00	– 1,6 % S i kul							
3	Absorbentpris	kr/t	285	– 0,15 % klor i kul							
4	Restprod.dep.	kr/t	0	Egetforbrug ved 400 MW = 5,0 MW							
5	<b>Ydelse</b>	<b>MW</b>	<b>100</b>	<b>200</b>	<b>300</b>	<b>400</b>	<b>500</b>	<b>600</b>			
6	Anlægspris	Mkr	132	230	318	400	478	553			
7	Specifik pris	kr/kW	1320	1149	1059	1000	956	922			
8	Vedligehold	Mkr	2.12	3.57	4.84	6.00	7.09	8.13			
9	Bemanding	Mkr	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00			
10	Fast omk. ialt	Mkr	3.12	4.57	5.84	7.00	8.09	9.13			
11	Ferskvandsforbrug	m3/h	12.0	24.0	36.0	48.0	60.0	72.0			
12	Spildevandprod.	m3/h	3.8	7.5	11.3	15.0	18.8	22.5			
13	Absorbentforbrug	t/h	1.6	3.2	4.7	6.3	7.9	9.5			
14	Restprodukt	t/h	2.4	4.8	7.2	9.6	12.0	14.4			
15	Ferskvandsforbrug	kr/h	24	48	72	96	120	144			
16	Spildevandprod.	kr/h	38	75	113	150	188	225			
17	Absorbentforbrug	kr/h	449	898	1347	1796	2244	2693			
18	Restprodukt	kr/h	0	0	0	0	0	0			
19	Var. omk ialt	kr/h	510	1021	1531	2042	2552	3062			
20	<b>DeNOx</b>										
21	Ammoniakpris	kr/kg	1.8	Forudsætning:							
				– 200 mg/MJ før DeNOx-anlæg							
	Egetforbrug v. 400 MW = 1,0 MW										
	– 65% deNOx										
22	<b>Ydelse</b>	<b>MW</b>	<b>100</b>	<b>200</b>	<b>300</b>	<b>400</b>	<b>500</b>	<b>600</b>			
23	Anlægspris	Mkr	49	86	119	150	179	207			
24	Specifik pris	kr/kW	495	431	397	375	359	346			
25	Vedligehold	Mkr	0.66	1.15	1.59	2.00	2.39	2.77			
26	Bemanding	Mkr	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00			
27	Fast omk. ialt	Mkr	0.66	1.15	1.59	2.00	2.39	2.77			
28	Ammoniak	kg/h	40	80	120	160	200	240			
29	Ammoniak	kr/h	72	144	216	288	360	432			
30	Katalysator	kr/h	180	360	540	720	900	1080			
31	Var. omk ialt	kr/h	252	504	756	1008	1260	1512			















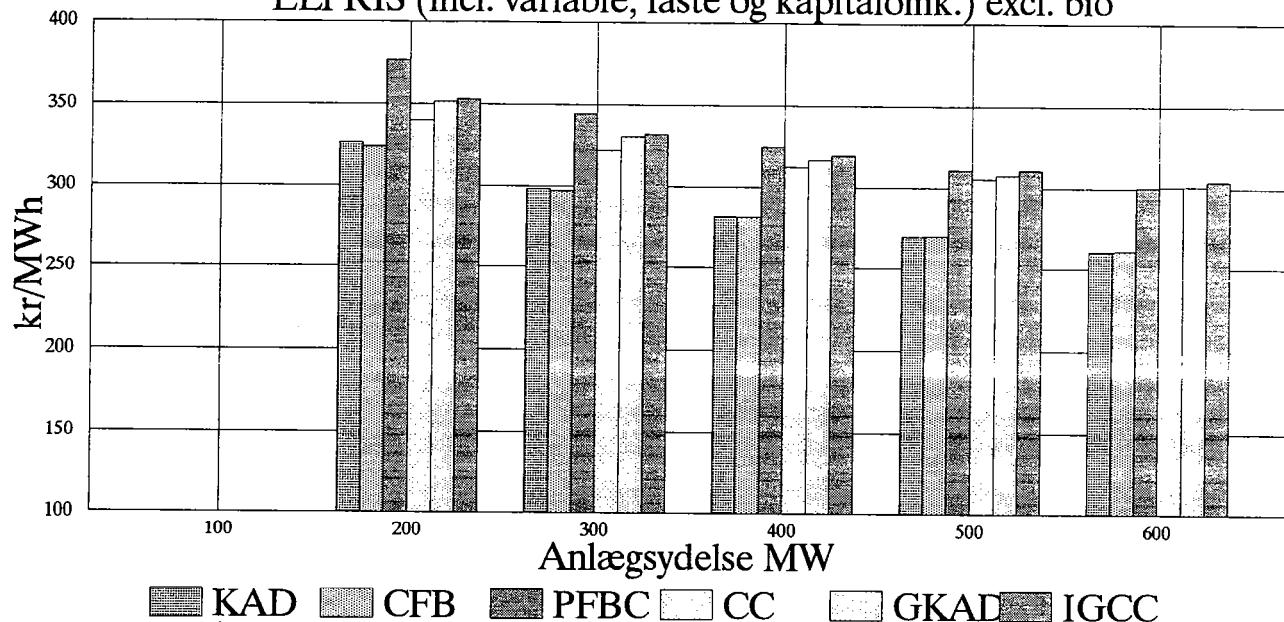






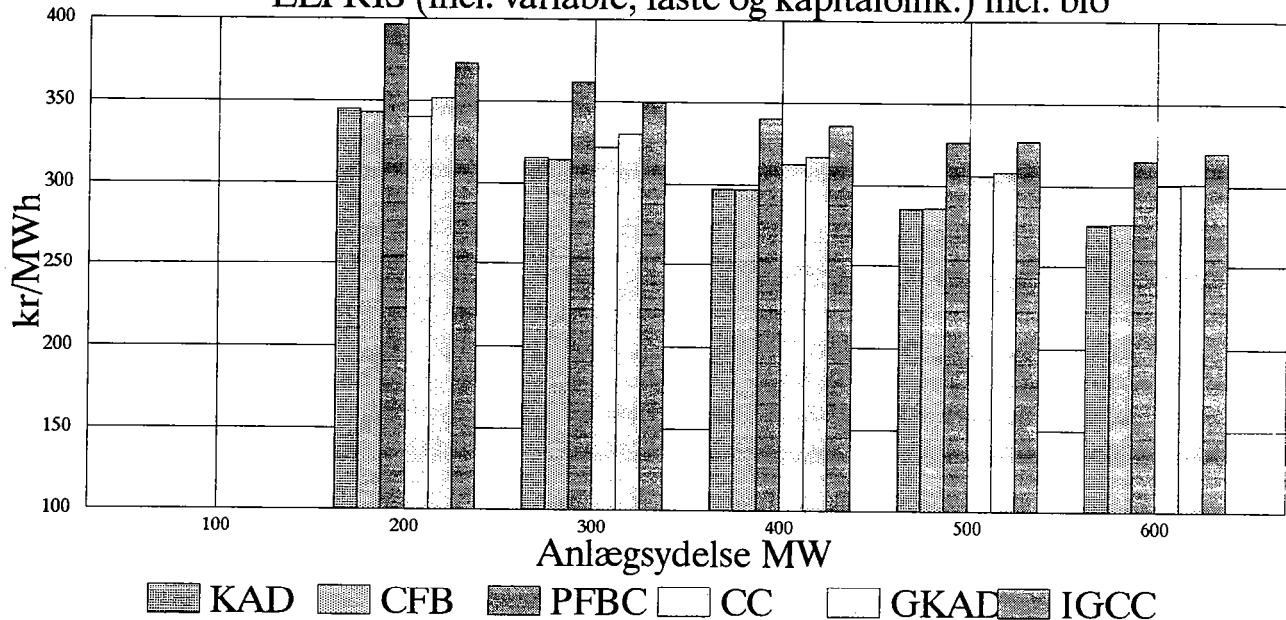
# ELSAM KRAFTVÆRKSTEKNOLOGI DAT

ELPRIS (incl. variable, faste og kapitalomk.) excl. bio



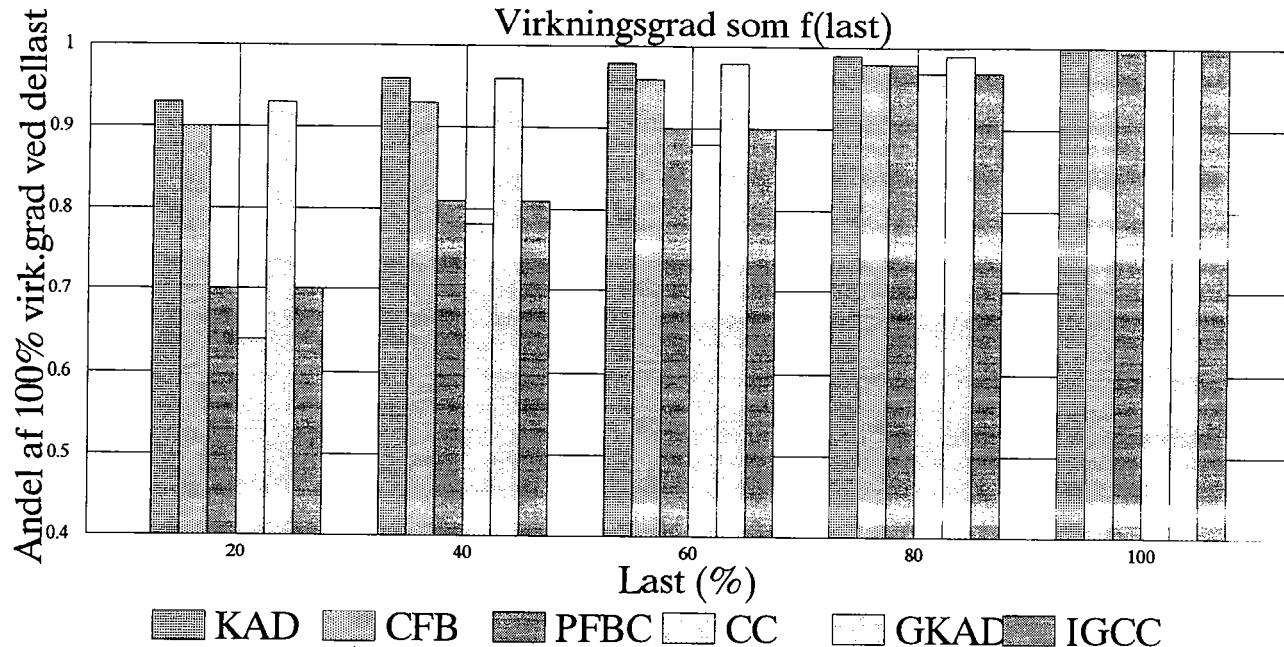
# ELSAM KRAFTVÆRKSTEKNOLOGI DAT

ELPRIS (incl. variable, faste og kapitalomk.) incl. bio



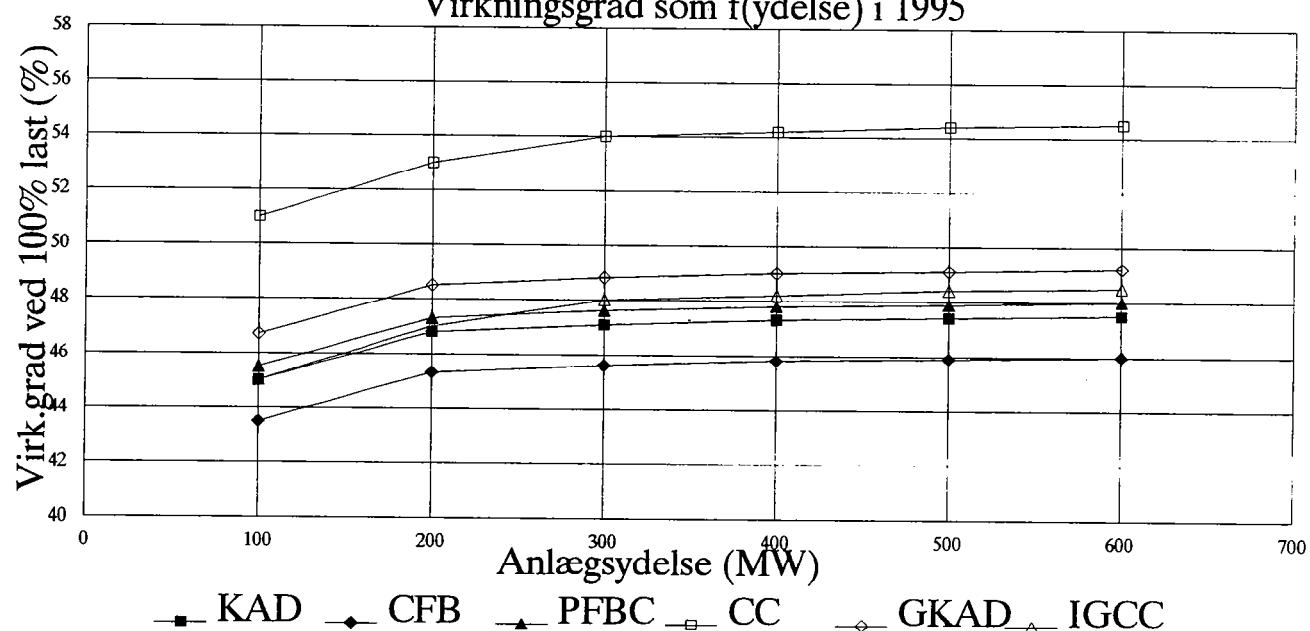
# ELSAM KRAFTVÆRKSTEKNOLOGI DAT

Virkningsgrad som f(last)



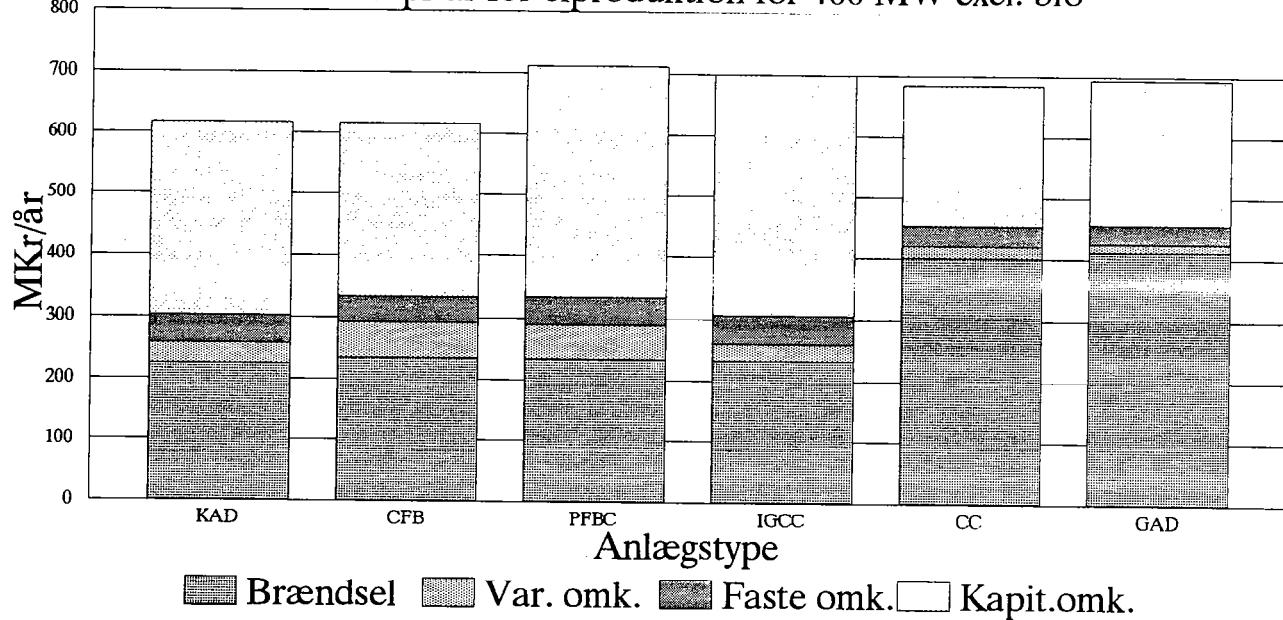
# ELSAM KRAFTVÆRKSTEKNOLOGI DAT

Virkningsgrad som f(ydelse) i 1995



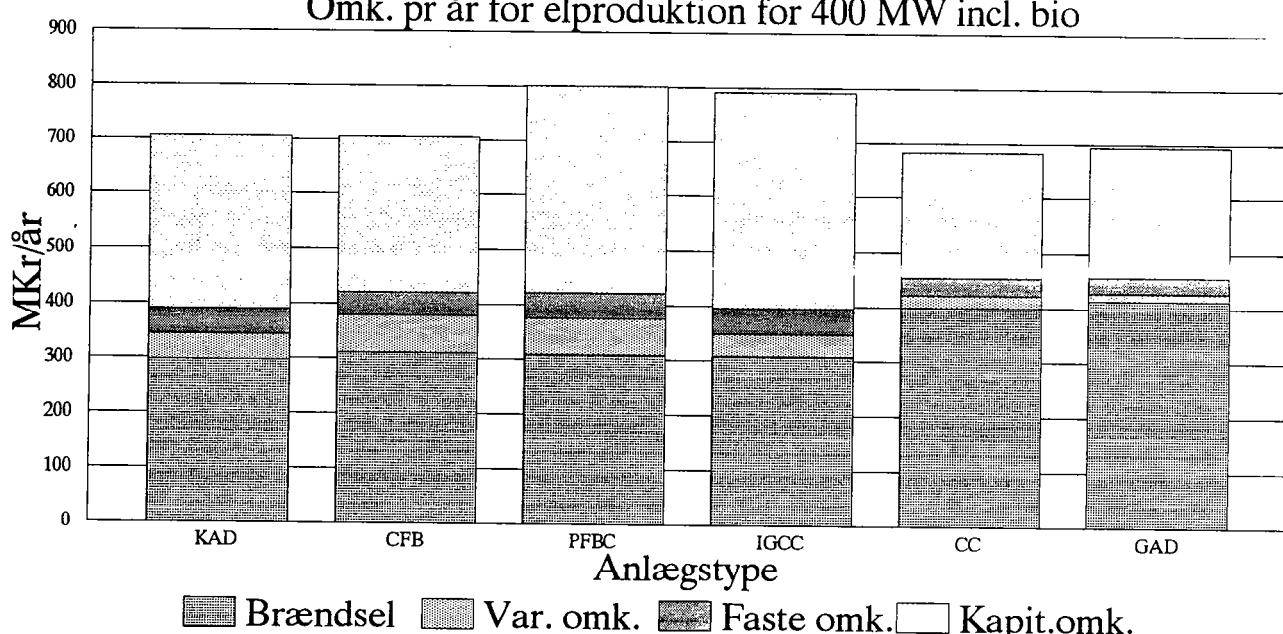
# ELSAM KRAFTVÆRKSTEKNOLOGI DAT

Omk. pr år for elproduktion for 400 MW excl. bio



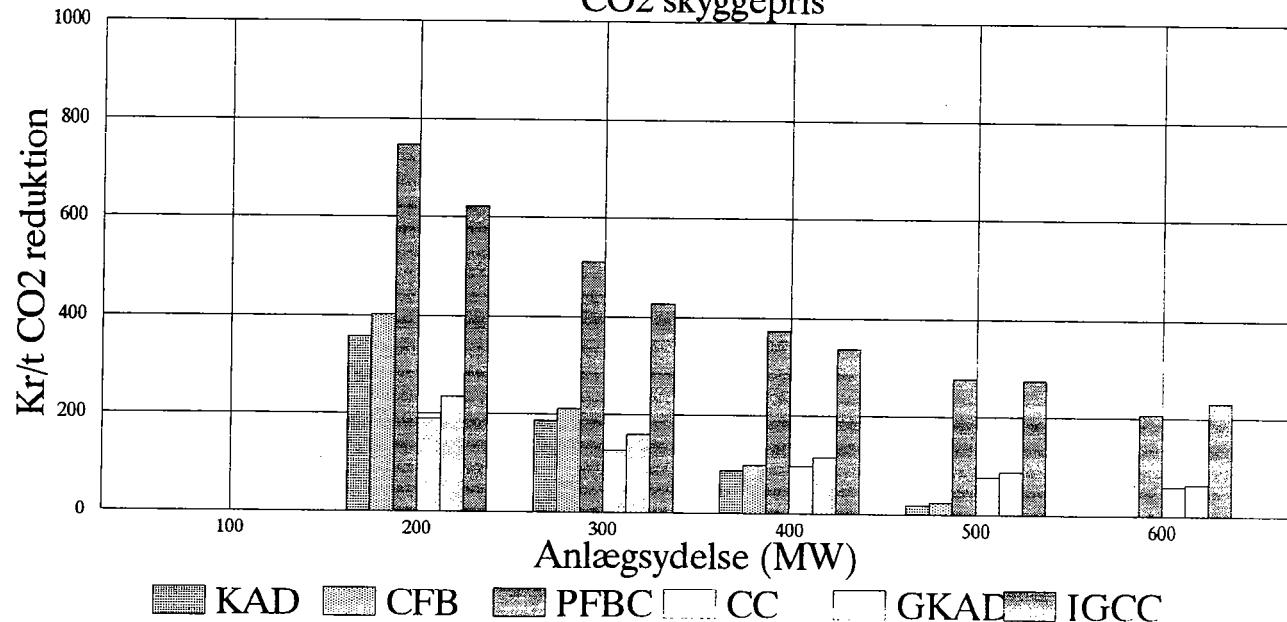
# ELSAM KRAFTVÆRKSTEKNOLOGI DAT

Omk. pr år for elproduktion for 400 MW incl. bio



# ELSAM KRAFTVÆRKSTEKNOLOGI DATA

CO<sub>2</sub> skyggepris



## ELSAM TEKNOLOGI DATA

Årlige CO<sub>2</sub> emissioner for 400 MW anlæg

