VÄRMEFORSK

STIFTELSEN FÖR VÄRMETEKNISK FORSKNING

Skandinaviska anläggningar där åtgärder vidtagits för att minska NO_x-emissionerna

Anna-Karin Hjalmarsson

BRÄNSLETEKNIK 427

Skandinaviska anläggningar där åtgärder vidtagits för att minska NO_x-emissionerna

Anna-Karin Hjalmarsson

STIFTELSEN FÖR VÄRMETEKNISK FORSKNING
BOX 6405 • 113 82 STOCKHOLM • TEL. 08/34 09 80
Mars 1992
ISSN 0282-3772

VÄRMEFORSK B1-121

SKANDINAVISKA ANLÄGGNINGAR DÄR ÅTGÄRDER VIDTAGITS FÖR ATT MINSKA NO_x-EMISSIONERNA

Anna-Karin Hjalmarsson

ÅF-Energikonsult, Stockholm

1992-04-10

ÅF-ENERGIKONSULT

Sammanfattning

Det pågår för närvarande stor aktivitet för att minska utsläppen av kväveoxider från stationära förbränningsanläggningar i Skandinavien. Aktiviteterna har intensifierats på senare tid beroende på nya miljökrav i Sverige, Danmark och Finland samt införandet av miljöavgifter i Sverige. Information har samlats in för att kartlägga skandinaviska anläggningar med installationer för att minska NO_x-utsläppen och informationen har lagrats i en *databas*. Databasen innehåller över 110 anläggningar med en sammanlagd installerad bränsleeffekt av ca 30 000 MW.

Anläggningar finns i såväl Sverige, Danmark som Finland där NO_x-reducerande åtgärder vidtagits. Åtgärderna består antingen av förbränningstekniska åtgärder (t ex låg-NO_x-brännare, stegvis lufttillförsel, rökgasåterföring) eller rökgasrening (SCR, SNCR). Vid slutet av 1991 fanns totalt 59 anläggningar med kommersiella förbränningstekniska installationer för att minska NO_x-utsläppen (ca 13 600 MWbr) och 14 anläggningar med rökgasrening (ca 2000 MWbr).

I Danmark har större kolpulvereldade pannor försetts med NO_x-begränsande åtgärder. Även i Finland dominerar kolpulvereldade pannor, men där finns också gasturbiner och en dieselmotor med installationer för att minska utsläppen av NO_x. I Sverige har installationer gjorts på varierande anläggningstyper. I de olika anläggningarna används bränslen som varierar från avfall till naturgas och förbränningstyperna omfattar pulvereldning, rost, CFB, gasturbiner och dieselmotorer. I Sverige finns ett stort antal installationer med NO_x-begränsande åtgärder. Många av enheterna är dock tämligen små, så den sammanlagda installerade effekten i Sverige blir relativt låg.

Resultaten av de olika åtgärderna för att minska NO_x-utsläppen varierar starkt. Många faktorer påverkar resultatet såsom typ av åtgärd, bränsle, pannkonstruktion, anläggningsstorlek, om installationen sker på ny eller befintlig anläggning osv. Minskningen av NO_x-utsläppen som här rapporterats från förbränningstekniska åtgärder varierar mellan 15 och 60% för pannor och upp till 85% för gasturbiner. De resultat som redovisas för selektiv icke katalytisk reduktion i kommersiella installationer varierar mellan 35 och 50% och för selektiv katalytisk reduktion mellan 65 och 95%.

Den stora ökningen av installationer i Sverige från 1990 till 1992 kan med all säkerhet hänföras till införandet av avgifter för NO_x-utsläpp. Antalet anläggningar med installationer för att minska utsläppen av NO_x ökar under denna perioden från 29 till 71, motvarande en ökning i installerad effekt från ca 4300 MWbr till ca 8400 MWbr.

SCANDINAVIAN PLANTS WITH NO_x CONTROL INSTALLATIONS

Summary

There has been considerable activity to control NO_x emissions from stationary combustion sources in Scandinavia during the last few years. New emission standards have been introduced and existing standards tightened in Sweden, Denmark and Finland. In addition, fees on NO_x emissions were introduced in Sweden. Information was collected to obtain an overwiev of plants equipped with NO_x control technology and a *database* created. The database contains over 110 units with a total installed capacity of 30 000 MW fuel input.

There are plants equipped with NO_x control in Sweden, Finland as well as in Denmark. The control systems in use are either combustion measures (eg low NO_x burners, over fire air, flue gas recirculation) or flue gas treatment (SCR, SNCR). At the end of 1991, 59 plants were equipped with combustion measures (13 600 MW fuel input) and 14 plants with flue gas treatment (2000 MW fuel input).

In Denmark, large coal-fired boilers have been equipped with NO_x control technologies. They are mostly on coal-fired boilers in Finland too, however, a few are used there in gas turbines and one in a diesel engine. In Sweden, NO_x control measures are installed at various types of plants, including those burning different fuels from municipal waste to natural gas and using various combustion systems including boilers with burners, stokers, CFBCs, gas turbines and diesel engines. A large number of plants are equipped with NO_x control in Sweden but most units are rather small, resulting in a low total installed capacity.

The NO_x reduction achieved using different measures in commercial installations varies widely. A large number of parameters affect the result such as the type of measure used, fuel, boiler design, plant size, wether the installation is new or retrofit and so on. Different combustion measures reported here result in a percentage NO_x reduction between 15 and 60% for boilers and up to 85% for gas turbines. The results from plants with SNCR vary between 35 and 50% and from plants with SCR between 65 and 95%.

The large increase in NO_x control installations in Sweden between 1990 and 1992 is certainly due mostly to the introduction of the fee on NO_x emissions. The number of installations with NO_x control increased during this period from 29 to 71, representing an increase in capacity from 4300 to 8400 MW fuel input.

B1-121 - Skandinaviska anläggningar där åtgärder vidtagits för att minska NO_x-emissioner

Sammanfattning

Summary

Innehållsförteckning

Förkortningar

1 Inledning

2 Styrmedel för att begränsa utsläpp av NO_x
2.1 Sverige
2.2 Danmark
2.3 Finland

3 Omfattning av information i databasen

4 Pulvereldade pannor
4.1 Kolpulvereldade pannor i Danmark
4.2 Kolpulvereldade pannor i Finland
4.3 Kolpulvereldade pannor i Sverige
4.4 Övriga pulverbränslen

5 Pannor med rost
5.1 Avfallseldade pannor
5.2 Koleldade pannor
5.3 Trädbränsleeldade pannor

6 Fluidiserade bäddar
6.1 CFBC
6.2 PFBC

7 Oljeeldade pannor

8 Gaseldade pannor

9 Sodapannor

10 Dieselmotorer

11 Gasturbiner

12 Förbränningstekniska installationer för att minska NO_x-utsläppen

13 Rökgasrening

14 Summering

15 Referenser

Appendix – Sökregister

Anläggningar sorterade efter land och anläggningsägare

Förkortningar

CFBC	cirkulerande fluidbädd
HD	high dust
HT-NR	Hitachi NO_x reduction burner
LNCFS	low NO_x concentric firing system
LNB	låg NO_x-brännare
LNBK	låg NO_x-brännkammare
LPP	lean premix prevaporisation
MWbr	inmatad bränsleeffekt, MW
MWe	producerad eleffekt, MW
MWv	producerade värmeeffekt, MW
OBA	over burner air
OFA	over fire air (överluft)
PFBC	trycksattfluidbädd
ROFA	rotating over fire air (roterande överluft)
RGÅ	rökgasåterföring
SCR	selektiv katalytisk reduktion
SNCR	selektiv icke katalytisk reduktion

1 Inledning

I takt med införandet av olika styrmedel för att minska utsläppen av NO_x från fasta förbränningsanläggningar, ökar verksamheten på anläggningarna med att installera olika NO_x-reducerande åtgärder. Skärpningarna av NO_x-kraven i Sverige och framför allt införandet av avgifter på utsläpp av NO_x, har medfört att många anläggningar har eller håller på att installera åtgärder för att minska utsläppen. Krav finns på NO_x-utsläpp även i Danmark och Finland. Norge har ännu inga miljökrav för NO_x-utsläpp.

För att ge en överblick över vilka typer installationer det finns för att minska NO_x-utsläppen åtgärder och var de finns, har information samlats in från anläggningsägare leverantörer m fl. I denna rapport redovisas de skandinaviska anläggningar där installationer för att minska utsläppen av NO_x finns eller är beslutade för framtiden.

Anläggningar med åtgärder för att minska NO_x definieras i denna studie som anläggningar där någon form av installation, ombyggnad eller dyl genomförts i syfte att minska utsläppen av kväveoxider. I detta räknas såväl installationer för kommersiell drift som enbart för fullskaliga försök. Åtgärder i form av t ex driftoptimering, trimning eller byte av bränsle anses därför inte här vara en åtgärd (installation).

Rapporten beskriver först summariskt de styrmedel som finns i Skandinavien för att minska utsläppen av NO_x från stationära anläggningar. De anläggningar som omfattas av rapporten samt uppläggningen av databasen presenteras därefter. I kapitel 4 till och med 11 beskrivs anläggningar med installationer kortfattat. Anläggningarna är grupperade med avseende på bränsle och förbränningstyp. Anläggningarna innefattar både installationer som är i drift och sådana som skall byggas, såväl för kommersiell drift som för fullskaliga försök.

I de efterkommande kapitlen summeras de tidigare beskrivna anläggningarna med avseende på åtgärder. Anläggningar där förbränningstekniska åtgärder vidtagits sammanställs först och därefter rökgasrening med selektiv katalytisk reduktion och selektiv icke katalytisk reduktion. Slutgiltigen listas samtliga anläggningar med åtgärder i ett appendix – sökregister, grupperade med avseende på land och anläggningsägare. Där finns även en hänvisning till respektive anläggningsbeskrivning i kapitel 4 till 11.

Data om anläggningar med NO_x-begränsande installationer har samlats i en databas. Databashanteraren som använts är dBase IV. Diskett med data från databasen, som är underlag för denna rapport, finns tillgänglig hos Värmeforsk.

2 Styrmedel för att minska NO_x-utsläppen

2.1 Sverige

I Sverige finns två typer av styrmedel för att minska utsläppen av NO_x, dels miljökrav som är anläggningsbaserade och dels ett ekonomiskt styrmedel i form av avgift för kväveoxidutsläpp.

Beslutade generella krav gäller enligt tabell 2.1. Utsläppskraven för NO och NO_2 adderas och anges som NO_2. Individuell bedömning i varje enskilt fall medför dock att villkoren kan bli strängare.

Tabell 2.1 Krav för NO_x-utsläpp i Sverige
Table 2.1 Swedish emission standards on NO_x

Anläggning	mg NO_2/MJ bränsle
Befintliga anläggningar	
< 600 ton NO_2/år [1)]	100–200 fr.o.m. 1995
> 600 ton NO_2/år [1)]	50–100 fr.o.m. 1995
Nya anläggningar	
< 300 ton NO_2/år	100–200
> 300 ton NO_2/år	50–100
< 500 MW, kol	50
> 500 MW, samtliga bränslen	30

[1)] med undantag för anläggningar i W, S, X, Y, Z, AC, BD-län

Från och med 1992 införs avgifter för kväveoxidutsläpp från förbränning i pannor och gasturbiner med en tillförd effekt av 10 MW och som producerar mer än 50 GWh per år. Avgiften är 40 kr/kg NO_2 och gäller för samtliga bränslen. Om kontroll av kväveoxidutsläppet inte sker genom mätning, beräknas avgiften på schablon utsläppet 250 mg NO_2/MJ tillfört bränsle för pannor. Motsvarande för gasturbiner är 600 mg NO_2/MJ. Avgifterna på kväveoxidutsläpp kommer sedan att återbetalas till att de avgiftsskyldiga i förhållande till deras andel av den sammanlagda mängden nyttiggjord energiproduktionen. Detta innebär att anläggningsägare med högre NO_x-utsläpp än medelvärdet betalar till dem med ett lägre utsläpp. Totalt omfattas drygt 200 pannor eller produktionsenheter av systemet.

2.2 Danmark

Danmark har infört nationella krav enligt direktiven inom EG. Dessa krav gäller för nya anläggningar med en tillförd effekt som är större än 50 MW . Kraven är specificerade för olika bränslen, fasta, gasformiga och flytande bränslen (se tabell 2.2). Kraven är givna i mg NO_2/m^3 normal, vid torr gas och en specificerad O_2-halt. I tabellen är dessa värden även angivna som mg NO_2/MJ.

Tabell 2.2 NO_x-krav i Danmark
Table 2.2 Danish emission standards on NO_x

Typ av bränsle	gränsvärde mg NO_2/m^3	mg NO_2/MJ
Nya anläggningar		
Fasta, generellt	200 [1)]	75
Flytande	225 [2)]	60
Gasformiga	225 [2)]	60

[1)] vid 6% O_2

[2)] vid 3% O_2

I EG överenskommelsen ingår även en målsättning att sänka emissionerna från befintliga anläggningar större än 50 MW. Danmark skall enligt denna målsättning sänka utsläppen jämfört med 1980-års nivå, 3% 1993 och 35% 1998. Utsläppen 1980 var 124 kton NO_2.
I Danmark finns även sedan 1989 ett kvotsystem för utsläpp från kraftindustrin. Kvoterna fastställs gemensamt av kraftindustrin och miljömyndigheten. Det står sedan fritt för kraftindustrin, representerad av Elkraft och Elsam, att välja åtgärdsväg.

2.3 Finland

I juni 1991 togs beslut i Finland att införa utsläppskrav även för kväveoxider. Villkor finns för både nya och befintliga anläggningar (se tabell 2.3).

Tabell 2.3 Villkor för utsläpp av NO_x i Finland
Table 2.3 Finnish emission standards on NO_x

Typ av anläggning	mg NO_2/MJ tillfört bränsle
Befintliga anläggningar	
Pannor med hörnbrännare, >100 MWt	180
Pannor med väggbrännare, >100 MWt	230
Övriga koleldade anläggningar, >100 MWt	150
Torvpulver, >100 MWt	180
Torv, övriga > 100 MWt	150
Nya anläggningar	
Torv, flis, kol, 50–300 MWt	150
Torv, flis, kol, >300 MWt	50

3 Omfattning av information i databasen

De anläggningar som omfattas av databasen är sådana där utsläppen av kväveoxider minskas med hjälp av någon form av installation. Installationen kan bestå av **förbränningstekniska åtgärder** eller **rökgasrening**. Dessa åtgärder kan antingen installeras för att användas under normal drift (kommersiell installation) eller för att genomföra prov i fullskala. Förutom de anläggningar som redan försetts med åtgärder, finns även anläggningar med där beslut har fattats att man skall installera NO_x-reducerande åtgärder.

Förbränningstyper som i sin natur ger låga NO_x-utsläpp, såsom cirkulerande fluidiserad bädd (CFB) och pannor med tangentiell förbränning, är inte medtagna som enda åtgärd. De finns endast medtagna om de kombinerats med andra åtgärder t ex extra luftportar.

Uppläggningen av databasen med definitioner visas i tabell 3. Åtgärderna har grupperats i förbränningstekniska åtgärder och rökgasrening. Respektive grupp kan innehålla mer än en åtgärd. Installationsåret anger då den första installationen togs idrift. Det är vanligt att man kompletterar med ytterligare åtgärder efter första installationen. I statistikbehandlingen tas en anläggning endast upp en gång. Tester syftar i databasen på de åtgärder som endast installerats för försök. Det finns dock fall där man beslutat sig för att permanenta en försöksinstallation.

Att fastställa resultat av åtgärder är alltid svårt. Speciellt från förbränningstekniska åtgärder, där resultatet kan vara varierande beroende på driftfall, bränsle mm. Förhållanden för repektive värde definieras därför i databasen under mätvärdestyp. Syftet är dock i denna studie inte att ge exakta och jämförbara resultat från NO_x-begränsande åtgärder utan att ge en indikation av nivåer.

Den önskade informationen enligt databasen består av mycket uppgifter. Det är sällan som all information finns i databasen för en anläggning. Det kan bero på att uppgifter inte finns tillgängliga, anläggningsägaren ej är villig att lämna information osv. Informationen ändras dessutom ständigt. Uppgifterna i denna rapporten och i databasen bygger på information tillgänglig mars 1992.

Tabell 3 Innehåll databasform – definition av indata
Table 3 Database content – definition of entries

DENO$_x$-installationer

Anläggningsinformation

Namn: ex Värtaverket **Enhet:** ex HP3
Ägare: ex Stockholm Energi AB
Land: Sverige **Installationsår:** ex 1990
Anläggningstyp: kraftvärme, industri etc
Bränsle: kol, naturgas, flis, torv, avfall, olja, gasol
Förbränningstyp: rost, spreaderstoker, hörnbrännare, frontbrännare, boxerbrännare, diesel, gasturbin, CFBC, PFBC
Leverantör: företag som levererat (konstruerat) anläggningen/utrustningen
Storlek Effekt in, MW br:
Effekt ut, MW värme:
Effekt ut, MW el netto:
Gränsvärde för NO$_x$-utsläpp, mg NO$_2$/MJ: anläggningsspecifikt krav

Förbränningstekniska åtgärder

Typ av åtgärd: LNB, RGÅ, stegvis lufttillförsel, reburning (inom parantes typ av t ex brännare)
Leverantör: ex Götaverken, vid LNB ange brännarleverantör
Installationsår: ex 1991
Test (J/N, ja eller nej) jmf kommersiell inst: åtgärden endast körd som test (=J) till skillnad mot kommersiell installation och något som används under normal drift (=N)
Test start: om J, när testen startade , årvecka ex 9120
Test avslutad: om J, när testen startade, årvecka ex 9201
Minskning NO$_x$, %: minskning av utsläpp efter ombyggnad
NO$_x$ efter förbränning, mg NO$_2$/MJ
Mätvärde 1, 2, 3: mätvärde definierat med mätvärdestyp, tre olika kombinationer av värden och typ kan anges
Mätvärdestyp 1, 2, 3: ex besiktningsvärde, årsmedelvärde, månadsmedelvärde, momentanvärde, last, förväntat, bränsle vid alternativ osv
Leverantörsgaranti: värde garanterat av leverantör
Kostnad, tot för åtgärder: samtliga kostnader i samband med installationen, även ev ombyggnadskostnader
Bidrag: ev bidrag som erhållits för denna installationen
Finansiär/bidragsgivare: ex SEU

Åtgärder i rökgaser

Systemtyp: selektiv katalytisk reduktion (SCR), selektiv icke katalytisk reduktion (SNCR)
Systemnamn: ex NOxOUT
Katalysatortillverkare: för SCR anges tillverkare (licensgivare) för katalysator
Reagent: ex ammoniak, urea
Additiv: ev additiv till reagenten
Rökgastemperatur, °C: rökgastemperatur där reaktionen sker
Placering: för SCR; katalysator före stoftavskiljare (HD), sist i rökgasreningskjedjan (TE); var injicering av SNCR reagent sker och i hur många nivåer
Leverantör: se ovan **Installationsår:** se ovan
Test (jmf kommersiell inst) (J/N): se ovan
Start av test: se ovan **Avslutad test:** se ovan
Resultat, reduktionsgrad, %:
NO_x-utsläpp, mg NO_2/MJ **Mätvärde:**
Mätvärdestyp:
Leverantörsgaranti:
Övriga utsläpp: ex NH_3, N_2O, CO, stoft, oförbränt mm
Kostnad, tot för installationen, Mkr:
Bidrag, kr:
Finansiär/bidragsgivare:

Ytterligare information

Kontaktperson:
Telefonnummer:
Senaste kontakt: referens för data till databasen
Publikationer: rapporter allmänt tillgängliga, där mer information kan hämtas
Senaste ändring: datum för senaste ändring av någon information för anläggningen

4 Pulvereldade pannor

4.1 Kolpulvereldade pannor i Danmark

4.1.1 Allmänt

I Danmark har hitintills NO_x begränsande åtgärder vidtagits på koleldade pannor försedda med brännare. I Danmark finns koleldade, elproducerande anläggningar, som tillsammans har en installerad effekt motsvarande ca 8000 MWe. De danska anläggningarna med deNO_x-installationer är listade i tabell 4.1. Totalt finns 16 anläggningar i databasen med en effekt motsvarande ca 10800 MWbr.

Förbränningstekniska åtgärder är vid slutet av 1991 installerade på ca 10 anläggningar. Låg-NO_x-brännare är den åtgärd som har använts i samtliga fall, i kombination med OFA i några få installationer. Efter åtgärderna är emissioner mellan 200 och 300 mg NO_2/MJ. Ytterligare tre installationer med låg-NO_x-brännare planeras under 1992.

Under 1991 togs en rökgasreningsanläggning i drift, den första i Danmark. Det är en kombinerad SO_x/NO_x process, katalytisk, som har levererats av Haldor Topsøe. Man planerar även att installera några enstaka anläggningar med SCR. Försök har genomförts med SNCR på två anläggningar.

4.1.2 Elkraft

Amagerværket, KB

Byte till låg-NO_x-brännare sker under en period 1989-1992 på kraftvärmeverkets pannor 3,1 och 2 i nämnd ordning. Pannorna varierar i storlek 365 till 600 MWbr. Installationen av låg-NO_x-brännare anges innebära en sänkning av utsläppen med ca 50%, ner till ca 240 mg NO_2/MJ. Endast en panna, panna 3, har miljökrav. Kraven motsvarar 400 mg NO_2/MJ.

Asnaesværket, SEAS

Den första installationen för att sänka NO_x-utsläppen på kraftvärmeverket gjordes 1986, i form av låg-NO_x-brännare på panna 1. Emissionerna sänktes 25% till 350 mg NO_2/MJ. På pannorna 2,4,5 byttes brännare till låg-NO_x-brännare för att sänka utsläppen ca 50%, ner till 200-220 mg NO_2/MJ. Storleken på pannorna varierar 350-1970 MWbr. På panna 3 genomfördes försök med SNCR 1989.

Tabell 4.1 Kolpulvereldade pannor i Danmark försedda med installationer för att minska NO_x-utsläppen
Table 4.1 Pulverised coal fired boilers in Denmark with installations for NO_x reduction

Anläggning	*Enhet*	*Effekt* MW_{br}	*Brännar-placering*	*Förbränning Åtgärd*	*År*	*Rökgasrening Åtgärd*	*År*
Aalborg	8	770	boxer	LNB	1986		
Amagerværket	1	365	front	LNB	1991		
Amagerværket	2	365	front	LNB	1992		
Amagerværket	3	594	boxer	LNB	1989		
Asnæsværket	1	354	boxer	LNB	1986		
Asnæsværket	2	347	boxer	LNB	1991		
Asnæsværket	4	681	front	LNB	1989		
Asnæsværket	5	1970	boxer	LNB	1992		
Avedøreværket	1	605	boxer	LNB	1990	SCR	1993
Enstedværket	3	1500	boxer	LNB	1992		
Esbjerg	8	1060	hörn	LNB	1992		
Fynsværket	7	1170	hörn	LNB, OFA, RGÅ	1991		
Stigsnæsværket	1	354	boxer	LNB	1983		
Vendsysselværket	2	710	boxer	LNB, OFA	1987	SCR, kombi*	1991
Test							
Asnæsværket	3	770	front			SNCR	1989
Vendsysselværket	1	370	vägg			SNCR	1991

* kombinerad SO_x/NO_x-process, katalytisk (WSA-SNOX)

Avedøreværket, IFV

Panna 1 (605 MWbr) togs idrift 1990 och är utrustad med låg-NO_x-brännare. NO_x-emissionerna är ca 290 mg NO_2/MJ. För att minska utsläppen ytterligare är en rökgasreningsanläggning beställd för att installeras till 1993. Det är en SCR anläggning som skall levereras av Haldor Topsøe. Den kommer att installeras före elfiltret (high dust). NO_x-utsläppen kommer att sänkas 80%, till 60 mg NO_2/MJ.

Stigsnæsværket, SEAS

I panna 1 vid Stigsnæsværket har brännare bytts till låg-NO_x-brännare. Emissionerna har sänkts ca 30% ner till 300 mg NO_2/MJ.

Kontaktperson: Gert Schultz Tele: +44 66 00 22

4.1.3 Elsam

Aalborg, Nordkraft

Panna 8 är försedd med låg-NO_x-brännare levererade av Burmeister & Wain Energi. Befintliga brännare byttes 1986. Enheten har en installerad effekt på 770 MWbr.

Kontaktperson: Kale Wieck-Hansen Tele: 98124100

Enstedverket, Sønderjyllands Højspændningsværk

Panna 3, som har en installerad effekt av 630 MWe, skall under 1992 förses med låg-NO_x-brännare från Burmeister & Wain Energi . Emissionerna förväntas sänkas med ca 40%, ner till 380 mg NO_2/MJ.

Kontaktperson: K E Nielsen

Esbjerg, Vestkraft

Under 1992 skall en ny panna tas i drift vid Esbjergværket, VKE B3. Pannan har en installerad effekt av 375 MWe. För att erhålla låga emissioner av NO_x, ca 200 mg NO_2/MJ, installeras låg-NO_x-brännare från Stein Industrie.

Fynsværket

Panna 7 vid Fynsværket är hörneldad och togs idrift 1991. För att minska NO_x-utsläppen har låg-NO_x-brännare tillsammans med over fire air (OFA) och rökgasåterföring installerats. NO_x-utsläppen understiger 200 mg/MJ. Installationen är utförd av Burmeister & Wain Energi.

Vendsysselværket, NEFO

Två pannor vid Vendsysselværket har försetts med installationer för att minska utsläppen av NO_x. Under 1991 testades SNCR på panna 1 (130 MWe). Ammoniak doserades i två nivåer i anläggningen, som levererades av Aalborg Ciserv. Utsläppen av NO_x minskades ca 50%, ner till 100-150 mg/MJ, samtidigt som ammoniak utsläppet var 10-20 ppm.

Panna 2 togs i drift 1987 och har en produktionskapacitet på 42 MWv och 290 MWe. Åtgärder för att minska NO_x-utsläppen har installerats både på förbrännings- och rökgassidan. 1987 byttes brännarna till låg-NO_x-utförande och portar för over fire air (OFA) installerades. Installationerna är utförda av Burmeister & Wain Energi. Utsläppen efter pannan är ca 280 mg/MJ. För att ytterligar minska utsläppen installerades en rökgasreningsutrustning, som togs i drift 1991. En kombinerad SO_x och NO_x-reningsprocess används, Haldor Topsøes WSA-SNOX process. NO_x-reduktionssteget är en SCR anläggning. En skillnad mot vanlig SCR installation är att högre reduktionsgrad kan erhållas utan förhöjt ammoniak genomsläpp. Det beror på att ammoniak som ej har reagerat i SCR-katalysatorn, oxideras till NO_x i efterföljande SO_2 konverter. Utsläppen minskas 90-95%, ner till 10-15 mg NO_2/MJ. Enligt leverantörsgarantier skall utsläppen understiga 30 mg NO_2/MJ samtidigt som NH_3 understiger 1 ppm och N_2O understiger 5 ppm.

Kontaktperson: K Jelsbak Tele: 4498256311

4.2 Kolpulvereldade pannor i Finland

4.2.1 Allmänt

De finska kolpulvereldade anläggningarna som har gjort eller beslutat göra installationer för att minska utsläppen av NO_x finns i tabell 4.2.

Förbränningstekniska åtgärder innefattar i de flesta fall installationer av låg-NO_x-brännare och i några fall OFA. Samma typ av brännare är aktuell i samtliga fall med låg-NO_x-brännare, den sk HT-NR brännaren som i Finland levereras på licens av Tampella. Over fire air används även i flertalet installationer. I några anläggningar där låg-NO_x-brännare eller OFA skall installeras, skall kvarnarna även kompletteras med roterande siktar eller modifieras på annat sätt. 1993 kommer 7 kolpulvereldade pannor med en total installerad effekt av 4275 MWbr att vara försedda med förbränningstekniska åtgärder. Reduktionen av NO_x varierar mellan 45 och 60% för installationer med låg-NO_x-brännare och ner till 20% med OFA.

En nybyggd anläggning (1300 MWbr) kommer att vara försedd med SCR, när den tas i drift 1993.

Försök med reburning, rökgasåterföring och OFA gjordes under 1989 på en kolpulvereldad anläggning.

4.2.2 Espoon Sähko

Salmisaari

Den hörneldade pannan vid Salmisaari har en maximal bränsleeffekt av 260 MW. Pannan togs i drift 1977 och är levererad av Ahlströms. För att minska utsläppen av NO_x kommer pannan att förses med OFA samtidigt som modifiering planeras av kvarnarna. Ombyggnaderna planeras att genomföras 1993 av Imatran Voima OY. Gränsvärde för NO_x-utsläppen blir 180 mg/MJ.

Kontaktperson: Juha Lepikko Tele. 35805084743

Tabell 4.2 Kolpulvereldade pannor i Finland försedda med installationer för att minska NO_x-utsläppen
Table 4.2 Pulverised coal fired boilers in Finland with installations for NO_x reduction

Anläggning	*Enhet*	*Effekt* MW_{br}	*Brännar-placering*	*Förbränning Åtgärd*	*År*	*Rökgasrening Åtgärd*	*År*
Hanasaari B	3	350	front	LNB (HT-NR)	1992		
Hanasaari B	4	350	front	LNB (HT-NR)**	1993		
Inkoo	1	715	front	LNB (HT-NR),OFA	1992		
Inkoo	4	600	front	LNB (HT-NR),OFA	1989		
Meri-Pori		1300	boxer	LNB (HT-NR),OFA	1993	SCR	1993
Nådendal	2	700	hörn	OFA	1991		
Salmisaari		260	hörn	OFA	1993		
Test							
Kymijärvi	16	450	front	RGÅ, reburning,OFA	1989		

** samt kompletterat kvarnar med roterande siktar.

4.2.3 Helsingin Kaupungin Energialaitos

Hanasaari B

Panna 3 och 4, med en installerad effekt av 114 MWe vardera togs i drift 1984. Pannorna har frontbrännare. Dessa skall bytas ut mot låg-NO_x-brännare under 1992 och 1993 för att sänka NO_x-utsläppen 45-50%. Låg-NO_x-brännarna är beställda från Tampella Power Inc och är sk HTNR brännare (Hitachi NO_x reduction burner). Panna 4, den panna som skall byta brännare 1993, skall även komplettera kvarnarna med roterande siktar. Kostnaderna är beräknade till ca 30 MFM per panna.

Kontaktperson: M Alanemi Tele: 6173445

4.2.4 Imatran Voima OY

Inkoo

Den först installationen av låg-NO_x-brännare i Finland utfördes på Inkoo panna 4 under 1989. Brännarna är placerade i pannans frontvägg. Låg-NO_x-brännarna tillsammans med installation av nya portar för överluft gav en sänkning av emissionerna med ca 50%, ner till 215 mg NO_2/MJ. Modifiering har även gjorts av kvarnarna.

På panna 1 kommer under 1992 motsvarande ombyggnader att göras som är gjort på panna 4. De gamla frontbrännarna ersätts med nya av typ HT-NR tillsammans med OFA. Kvarnarna kommer även att modifieras. Ombyggnaden förväntas resultera i en 60%-ig sänkning av NO_x-utsläppen.

Ombyggnaderna är beräknade till ca 40 MFM per panna. Gränsvärdet 230 mg NO_2/MJ för båda enheterna.

Meri-Pori

Anläggningen är under byggnation och skall tas i drift 1993. Den installerade effekten är 560 MWel och 560 MWv. Anläggningen kommer att vara utrustade både med förbränningstekniska åtgärder och rökgasrening, när den tas i drift. Brännarna, som är placerade i boxerformation,är låg-NO_x-brännare av typ HT-NR. Portar för överluft skall även installeras. NO_x-utsläppen efter pannan förväntas vara mellan 120 och 170 mg/MJ.

En SCR anläggning installeras före elfiltret (High Dust). Anläggningen levereras av Tampella med katalysator från Babcock-Hitachi. Emissionerna skall sänkas 65% och garanteras underskrida 70 mg NO_2/MJ samtidigt som NH_3 är mindre än 5 ppm.

Kontaktperson: Ilari Ekman Tele: +35 80 50 82 153

Nådendal

Panna 2 är försedd med hörnbrännare och producerar maximalt 230 MWe. För att minska NO_x-utsläppen har pannan kompletterats med OFA portar. Modifieringen genomfördes 1991. OFA tillsammans med förändring av kvarnar och styrning har minskat utsläppen med ca 20%, ner till 160-180 mg NO_2/MJ (gränsvärdet är 180 mg/MJ). Kostnaderna för ombyggnaden var ca 5 MFM.

Kontaktperson: Juha Lepikko Tele: +358 0 5084743

4.2.5 Lahden Lämpövoima

Kymijärvi

Försök har gjorts i Kymijärvis panna 16 med några olika typer av förbränningstekniska åtgärder. Pannan är fronteldad och har en installerad effekt av 135 MWe och 315 MWv. Försök genomfördes under 1989 med rökgasåterföring, reburning och OFA. NO_x-emissionerna sänktes med ca 50%.

Kontaktperson: Matti Kivelä
Publikationer: NGC nov 1989, NGC juni 1990

4.3 Kolpulvereldade pannor i Sverige

4.3.1 Allmänt

I princip är samtliga större pannor som endast eldas med kolpulver försedda med installationer för att minska NO_x-utsläppen. Den totala installerade effekten för de tolv pannorna är ca 1840 MWbr. I tabell 4.3 finns de svenska kolpulvereldade pannorna.

De första låg-NO_x-brännarna installerades 1982 och flera av de hörneldade pannorna som installerades i början av 80-talet är försedda med OFA. Modifieringar av brännare har genomförts under de senare åren för att minska NO_x-bildningen. Reburning med naturgas är i drift på en panna sedan 1989. Genom installationer av förbränningstekniska åtgärder har emissionerna sänkts för hörneldade pannor till 90-120 mg NO_2/MJ. Emissionsnivån för övriga väggeldade pannor är betydligt högre, 250-370 mg NO_2/MJ.

De första SCR anläggningarna i Sverige togs i drift under 1991 på två kolpulvereldade anläggningar. Ytterligare en SCR anläggning skall köras igång 1992. Den totala installerade effekten med SCR blir då 750 MWbr. En liten kolpulvereldad anläggning körs sedan 1991 med SNCR.

Försök har genomförts med SNCR på två kolpulvereldade pannor.

4.3.2 Hallstahammar

Hallstahammar

Hallstahammars Energi AB tog 1987 i drift en pulvereldad anläggning försedd med toppbrännare. Kolpulver är huvudbränsle, men biobränslen kan även användas. Anläggning har en produktionskapacitet på 20 MWv. För att innehålla gränsvärdet på NO_x, som är 150 mg NO_2/MJ, installerades en SNCR utrustning 1991. Anläggningen har levererats av Petrokraft och är en ureabaserad NOxOUT-anläggning. Utsläppen av NO_x skall minskas ca 35% och emissionerna är garanterade att understiga 150 mg NO_2/MJ.

Kontaktperson: Björn Johansson Tele: 0220-14050

Tabell 4.3 Kolpulvereldade pannor i Sverige med installationer för att minska NO_x-utsläppen
Table 4.3 Pulverised coal fired boilers in Sweden with installations for NO_x reduction

Anläggning	*Enhet*	*Effekt* MW_{br}	*Brännar-placering*	*Förbränning Åtgärd*	*År*	*Rökgasrening Åtgärd*	*År*
Arosverket	P1	150	front	brännar mod	1989	SCR	1991
Arosverket	P2	150	front	brännar mod	1989	SCR	1991
Arosverket	P4	450	hörn	OFA, brännar mod	1989	SCR	1992
Hallstahammar		22	topp			SNCR	1991
Hässelby	P1	110	front	LNB	1982		
Hässelby	P2	110	front	LNB	1982		
Hässelby	P3	110	front	LNB	1982		
Igelsta	1	133	hörn	OFA, LNCFS	1982/91		
Igelsta	2	133	hörn	OFA	1982		
Igelsta	3	133	hörn	OFA	1983		
Limhamnsverket		140	hörn	reburning	1989		
Västhamnsverket		200	hörn	OFA, LNCFS	1983/90		
Test							
Limhamnsverket		140	hörn			SNCR	1989
Öresundsverket	P15	200	vägg			SNCR	1987

4.3.3 Helsingborgs Energiverk

Västhamnsverket

Kraftvärmeverket har en installerad effekt på ca 60 MWe och 120 MWv. Pannan är hörneldad och var när den togs idrift 1983 försedd med OFA. Modifiering av brännarhörnen genomfördes 1990 för att erhålla sk "low NO_x concentric firing system" (LNCFS). En extra nivå med OFA installerades även. Genom dessa åtgärder sänktes de redan låga NO_x-emissionerna från 160 till 120 mg NO_2/MJ som årsmedelvärde.

Kontaktperson: Christer Olsson Tele 042-105108
Publikationer: V-forsk 322, 368

4.3.4 Malmö Kraftvärme AB

Limhamnsverket

Pannan vid Limhamnsverket är en hörneldad hetvattenpanna med en installerad effekt på 125 MWv. Over fire air fanns installerat då anläggningen togs idrift 1984. Ett utvecklingsarbete har pågått under 1989 och 1990 på anläggningen som bedrivits i samarbete mellan Malmö Energi, dåvarande Statens Energiverk och Svensk Energi Utveckling. I projektet har ingått flera delprojekt såsom kalkdosering, ureainsprutning och reburning. Reburning installationen är numera en permanent installation. Naturgas används som reburningbränsle och emissionerna sänks med ca 40%, från 150 till ca 90 mg NO_2/MJ.

Försök med SNCR genomfördes under 1990 med NOxOUT metoden där urea används tillsammans med en aktivator. Vid full effekt kunde en 60-70% sänkning av NO_x erhållas samtidigt som NH_3 var <10 ppm och N_2O 15 ppm. Med ett ammoniak slip under 5 ppm var NO_x-minskningen ca 50%.

Kontaktperson: Olle Göransson Tele: 040-24 40 00
Publikationer: V-forsk Ureainsprutning NOxOUT, kommande 1992
övrigt SEU, Malmö Energi

4.3.5 Stockholms Energi

Hässelby

Kraftvärmeverket byggdes på slutet av 1950-talet och består av tre fronteldade pannor som vardera har en max effekt av ca 75 MWv och 25 MWe. Pannorna har konverterats från kol till olja och tillbaks till kol.

Pannorna försågs 1982 med nya brännare av låg-NO_x-typ. Dessa tidigare versioner av låg-NO_x-brännare var inte alltid så effektiva. Brännarna har därför modifierats ett antal gånger. Emissionerna är något under 260 mg NO_2/MJ, som är gränsvärdet. Ett beslut är fattat att i framtiden övergå från kolpulver till träpulver.

Kontaktperson: Per Bjelvenlid Tele: 08-380100

4.3.6 Söderenergi

Igelstaverket

Värmeverket består av tre hörneldade pannor som vardera producerar max 120 MWv. Två av pannorna, 1 och 2, togs idrift 1982 och den tredje, 3, 1983. Pannorna var ursprungligen försedda med OFA. Emissionerna som årsmedelvärde är ca 120 mg NO_2/MJ. Under 1991 har modifieringar av brännarhörnen till LNCFS genomförts på panna 1. Ombyggnader förväntas resultera i att emissionerna sänks till ca 75 mg NO_2/MJ.

Kontaktperson: Rolf Nilsson Tele: 0755-21188

4.3.7 Sydkraft

Öresundsverket

Några av de första försöken med SNCR i Sverige genomfördes på den kolpulvereldade pannan P15 vid Öresundsverket. Under 1987 gjorde Petrokraft försök med NOxOUT processen.

Kontaktperson: Lars Ivarsson Tele: 040-256000

4.3.8 Västerås Stads Kraftvärmeverk/Aroskraft

Stora insatser har satts in under de senaste åren för att minska NO_x-utsläppen från Kraftvärmeverkets tre kolpulvereldade pannor. Pannorna, som ursprungligen byggdes för olja, konverterades till kol i början av 1980-talet. Block 1 och 2 ägs av Västerås Stads Kraftvärmeverk och block 4 av AB Aroskraft. Två av pannorna, P1 och P2, är fronteldade och producerar vardera maximalt 35 MWe och 100 MWv. Brännarna modifierades 1989 på dessa pannor för att sänka NO_x-utsläppen till ca 370 mg NO_2/MJ. Den tredje pannan, P4 är tangentiellt eldad och producerar vid full effekt 250 MWv och 155 MWe. Brännarna har byggts om även på denna panna, samtidigt som man har kompletterat med luftportar för OFA och over burner air (OBA). Åtgärderna har sänkt NO_x-utsläppen med ca 40%, ner till 250 mg NO_2/MJ.

Två SCR anläggningar för rökgaser från panna 1 och 2 togs idrift under 1991, de första i Sverige. Under 1992 tas ytterligare en SCR anläggning i drift för P4. I alla tre installationer är katalysatorn placerad före övrig rökgasrening (high dust). Fläkt är leverantör av anläggningarna. Den katalysatortyp som används är plattkatalysator bestående av titan-, vandin- och volframoxider tillverkad av Hitachi. Anläggningarna är dimensionerade för att minska emissionerna av NO_x ca 85%.

För panna 1 och 2 gäller fr o m 1993-07-01 100 mg NO_2/MJ som riktvärde för årsmedelvärde. Från och med 1995-01-01 är det gränsvärde med målsättning att nedbringa utsläppet till 50 mg/MJ. Riktvärde för panna 4 är 80 mg NO_2/MJ som årsmedelvärde fr o m 1994-01-01. Det värdet kommer att gälla som gränsvärde gemensamt för panna 3 och 4 fr o m 1994-04-01. Panna 3 är en oljeeldad panna för vilken man ännu ej bestämt vilken typ av installation som skall användas för att minska NO_x-utsläppen.

Kontaktperson: Jan Westin, Peter Karlsson Tele: 021-167611

4.4 Övriga pulverbränslen

4.4.1 Allmänt

Det finns pulvereldade pannor som är dimensionerade för andra bränslen än kol, såsom träpulver och torvpulver, eller för en kombination av olika fastbränslen. I figur 4.4 finns pulvereldade pannor som i huvudsak eldas med andra bränslen än kolpulver och som har försetts med installationer för att begränsa utsläppen av NO_x. Tre pannor har blivit försedda med låg-NO_x-brännare, en med OFA och en har dessutom SNCR. Tester skall dessutom genomföras under 1992 med SNCR på ytterligare en anläggning.

FINLAND

4.4.2 Imatran Voima OY

Joensuu

Den torvpulvereldade pannan, som togs idrift 1986, är försedd med frontbrännare och är levererad av Ahlströms. Enheten levererar maximalt 120 MWv och 60 MWe. OFA portar har installerats för att minska NO_x-utsläppen så de understiger miljökraven 180 mg/MJ. Utsläppen minskas ca 20%, ner till 160-180 mg/MJ. Kostnaden för installationen var ca 3,5 MFM.

SVERIGE

4.4.3 Fyriskraft/Uppsala Energi

Uppsala KVV och HVC

Kraftvärmeverkets pulvereldade panna ägs av Fyriskraft och hetvattencentralens pulvereldade panna av Uppsala Energi. Pannan i KVV som tidigare var oljeeldad, konverterades 1984 till pulvereldning. HVC pannan togs i drift 1984 och var ursprungligen utrustad med pulverbrännare. I ett första steg för kolpulver för att senare använda torvpulver som bränsle i båda pannorna. Brännarna är placerade i boxerformation. Pannan i KVV har en produktionskapacitet av 220 MWv och 120 MWe, och HVC producerarar max 100 MWv. I samband med konverteringen installerades låg-NO_x-brännare och portar för over fire air på båda pannorna. Åtgärderna resulterade för HVC att utsläppen sänktes ca 60% vilket motsvarar ca 100 mg NO_2/MJ vid torveldning och 200 mg/MJ för koleldning. NO_x-emissionerna blev efter åtgärder på KVV 150-170 mg/MJ för torv och ca 200 mg/MJ för kol (motsvarande ca 40% reduktion).

Tabell 4.4 Pannor som eldar övriga pulverbränslen och är försedda med installationer för att minska NO_x-utsläppen
Table 4.4 Boilers burning other pulverised fuels and with installations for NO_x reduction

Anläggning	*Enhet*	*Effekt* MW_{br}	*Bränsle*	*Brännar-placering*	*Förbränning Åtgärd*	*År*	*Rökgasrening Åtgärd*	*År*
FINLAND								
Joensuu		200	torv	front	OFA	1986		
SVERIGE								
Uppsala	KVV	380	torv, kol	boxer	LNB, OFA	1985	SNCR	1991
Uppsala	HVC	111	torv, kol	boxer	LNB, OFA	1985		
Munksjö	P2	75	torv, träd-bränsle, kol	front	LNB, OFA, RGÅ	1984		
Test								
Sandviksverket	ÅÅ50	80	trädbr, torv	front			SNCR	1992

För att innhålla de uppsatta miljökraven på 100 mg/MJ för KVV har SNCR installerats och tagits i drift under 1991. Systemet är Uppsala Energi's eget system där urea används. Systemet testades först på en de avfallseldade pannorna (se kapitel 5.1). Kostnaden för installationen är ca 8 Mkr. Målsättningen är att sänka NO_x-emissionerna ca 50% samtidigt som NH_3 understiger 5 ppm.

Kontaktperson: Hed Sintorn Tele: 018-272700

4.4.4 Jönköpings Energi

Munksjö KVV

Panna 2 vid Munksjö KVV togs idrift 1962. Panna konverterades 1984 till pulvereldning. Produktionskapaciteten motsvarar 23 MWe och 52 MWv. Pannan är fronteldad och dimensionerad för att eldas med pulver från torv, trädbränslen och kol. I samband med konverteringen installerades låg-NO_x-brännare. Over fire air (OFA) och rökgasåterföring har installerats och kommer att tas idrift under 1992. Dessa åtgärden förväntas sänka emissionerna 30% för torv och 15% för trädbränslen. Leverantören, Burmeister & Wain Energi har för den senaste ombyggnaden, som innefattar rökgasåterföring och OFA, garanterat att emissionerna vid torveldning ej skall överstiga 140 mg NO_2/MJ och för träpulver 85 mg/MJ.

Kontaktperson: Håkan Stigmarker Tele: 036-105000
Publikation: Kommande V-forsk

4.4.5 Växjö Energiverk AB

Sandviksverket

Den pulvereldade anläggning har en produktionskapacitet på 70 MWv. Trädpulver och torvpulver eldas i den fronteldade pannan. Under början av 1992 avses tester genomföras med SNCR (urea).

Kontaktperson: Ulf Johnsson Tele: 0470-75200

5 Pannor med rost

5.1 Avfallseldade pannor

5.1.1 Allmänt

De flesta avfallsförbränningsanläggningarna i Sverige har relativt höga utsläpp av NO_x i jämförelse med andra förbränningsanläggningar och kan därför förväntas behöva betala höga NO_x-avgifter.

Det finns, räknat från slutet av 1991, 9 avfallseldade pannor som är försedda med fasta installationer för att minska utsläppen av NO_x. I tabell 5.1 återfinns anläggningar som är försedda eller ska förses med installationer för att minska NO_x-utsläppen.

Förbränningstekniska åtgärder som installerats för kommersiell drift innefattar hitintills endast rökgasåterföring (RGÅ). Det fanns vid slutet av 1991 installerat på 6 pannor. Samtliga installationer är gjorda på befintliga anläggningar. Ytterligare 4 anläggningar skall förses med RGÅ inom de närmaste åren. Den redovisade reduktionsgraden med RGÅ varierar från 15% upp till 40%. Den senare siffran innefattar förutom RGÅ även reglertekniska åtgärder. Utsläppsnivån efter åtgärder är i storleksordningen 120–220 mg NO_2/MJ.

Selektiv icke katalytisk reduktion (SNCR) finns 1991 installerat på 3 pannor som är i kommersiell drift. Ytterligare 5 installationer med SNCR tas i drift under 1992. En reduktionsgrad av 50% är angiven för de flesta SNCR anläggningar. Under 1994/95 kommer två anläggningar att förses med antingen SCR eller SNCR.

Tester har även genomförts. Under 1991 genomfördes tester med RGÅ och SNCR. Reburning i samband med avfallsförbränning har inte tidigare testats i Sverige. Tester är planerade att genomföras under 1992 med både naturgas och biogas (deponigas) som reburningbränsle.

Totalt kommer 16 avfallseldade anläggningar i Sverige enligt tabell 5.1 att vara försedda med någon typ av installation för att minska NO_x-utsläppen inom det närmaste året. Följande anläggningar innefattas, behandlande i alfabetiskordning med avseende på anläggningsägare.

Tabell 5.1 Rost – avfallseldade pannor försedda med installationer för att minska NO_x–utsläppen
Table 5.1 Stoker – municipal waste fired boilers with installations for NO_x reduction

Anläggning	*Enhet*	*Effekt* MW_{br}	*Förbränning* *Åtgärd*	*År*	*Rökgasrening* *Åtgärd*	*År*
Gärstadverket	1	22	RGÅ	1991		
Gärstadverket	2	35	RGÅ	1991		
Gärstadverket	3	35	RGÅ	1991		
Högdalen	P3	47	RGÅ	1991		
Kristinehed AVV	1	14			SNCR	1990
Kristinehed AVV	2	14			SNCR	1990
Malmö AVV	P1	40			SNCR	1992
Malmö AVV	P2	40			SNCR	1992
Sävenäs AKVV	1	38	RGÅ	1992	SNCR	1992
Sävenäs AKVV	2	38	RGÅ	1992	SNCR	1992
Sävenäs AKVV	3	38			SNCR	1992
Sävenäs AKVV*	4	64	RGÅ	1994	(?)	1994
Sävenäs AKVV*	5	64	RGÅ	1995	(?)	1995
Uppsala SFA	4	38			SNCR	1991
Ålidhem	SUP1	13	RGÅ	1989		
Ålidhem	SUP2	13	RGÅ	1989		
<u>Test</u>						
Malmö AVV	P2	40	reburning	1992		
Uppsala SFA	1	57			SNCR	1991

* bränsle = avfall tillsammans med biobränslen

5.1.2 GRAAB

Sävenäs

Göteborgsregionens avfalls AB (GRAAB) har för närvarande tre avfallsugnar i drift vid Sävenäsanläggningen. Ugnarna är levererade av vonRoll. Varje enhet producerar 34 MWv och 4 MWel vardera. Minst två av ugnarna kommer 1992 att förses med rökgasåterföring. RGÅ förväntas minska NO_x-utsläppen med 20%. SNCR kommer att installeras på samtliga tre ugnar under 1992 och beräknas minska emissionerna med 50%. Gränsvärde för dessa tre ugnar är 100 mg NO_2/MJ.

Sävenäs avfallskraftvärmeverk skall under åren 1994–95 genomgå en omfattande upprustning där bl a två av tre ugnar/pannor skall bytas ut och befintlig rökgasrening skall få ökad kapacitet. De två nya ugnarna Sävenäs 4 och 5, som skall tas i drift 1994–95, skall eldas med en blandning av avfall och skogsbränslen. De kommer att vara försedda med rökgasåterföring och rökgasrening. Man har inte ännu bestämt vilken typ av rökgasrening (SNCR eller SCR) som skall vara installerad då ugnarna tas idrift. För dessa nya enheter är 50 mg NO_2/MJ satt som gränsvärde.

Kontakt: Carl–Arne Pedersen Tele: 031–26 22 30

5.1.3 Halmstads Kommunala Renhållnings AB

Kristineheds Avfallsvärmeverk

De två ugnarna som byggdes 1971 utan värmeåtervinning kompletterades under 1983–84 med hetvattenpannor och producerar 11 MWv vardera. Under 1990 installerades och togs i drift SNCR anläggningar på vardera ugn. De är leverarade av Martin GmbH, injicering sker i två nivåer med urea. NO_x-reduktionen är ca 50% och NO_x-halter mellan 110 och 140 mg NO_2/MJ har garanterats av leverantören. Utsläppet av NH_3 är ca 30 mg/m^3 efter pannan. Kostnaderna för SNCR-installationen för båda pannorna tillsammans motsvarar ca 6 Mkr.

Kontaktperson: Torsten Karlsson Tele: 035–10 44 60
Publikationer: kommande Värmeforskrapport

5.1.4 Stockholm Energi

Högdalen

En av de avfallseldade ugnarna vid Högdalens avfallsförbränningsanläggning är försedd med fast installation för att

minska utsläppen av NO_x. Under 1991 installerades rökgasåterföring på panna 3. Denna linje är försedd med en rost från Martin, som togs i drift 1985 och producerar 32 MWv. Tester har genomförts och NO_x-utsläppen sänktes med ca 30% under testerna. Installationen anses nu som permanent.

Kontaktperson: Berndt Nordmark Tele: 08-749 75 07

5.1.5 SYSAV

Malmö Avfallsvärmeverk

Pannorna som byggdes 1973 producerar vardera 36 MWv. Under 1992 installeras SNCR på båda enheterna. Systemet använder urea för att reducera NO_x och är SYSAV's eget system. SYSAV utför även installationen i egen regi. Målsättningen är att minska NO_x-utsläppen med 50% ner till 100 mg NO_2/MJ.

Under början av 1992 skall reburningförsök genomföras på P2 under ca 3 månader. Naturgas skall användas som reburningbränsle, men man avser även att försöka använda deponigas som reburningbränsle. Målsättningen är att minska utsläppen efter pannan med 50%, ner till 100 mg NO_2/MJ. Försöken finansieras av SEU, SNV, REFORSK/RVF, NGC/SGC, NUTEK. Kostnaderna försöken beräknas till ca 8,5 Mkr.

Kontaktperson: Erik Nord Tele: 040-10 19 20

5.1.6 Tekniska Verken i Linköping

Gärstadverket

Gärstadverket består av tre pannor,P1, P2 och P3, som producerar 18, 28 respektive 28 MWv. Verket togs i drift 1982-84. Under 1991 installerades rökgasåterföring på panna 3. En serie tester och mätningar har genomförts b la finansierade av SEU. De recirkulerade rökgaserna återfördes först tillsammans med primärluften, utan att ge så stor minskning av NO_x utsläppen. De bästa resultaten erhölls då rökgaserna blandades med den del av sekundärluften, som tillsätts i eldstadens frontvägg. Styrsystemet har även ändrats, främst med avseende på O_2-regleringen. Luftöverskottet har minskats från 8-9% O_2 till 4%. CO halten är nu efter justeringar i nivå med tidigare (före inkoppling av

RGÅ), ca 30–40 ppm.

Ett stort program för att utbilda personalen har även genomfört. Tillsammans har rökgasåterföring, ändrat styrsystem och utbildning resulterat i minskning av NO_x-utsläpp från 180–200 mg NO_2/MJ till 100–120 mg NO_2/MJ. Installationen på P1 anses nu kommersiell. P2 och P3 kompletterades under slutet av 1991 med rökgasåterföring och ändring av styrsystem. Personalutbildning ingår även.

Kontaktperson: Anders Folkesson Tele: 013–20 81 22

5.1.7 Umeå Energi

Ålidhem

Sopungnarna SUP1 och SUP2 producerar vardera 10 MWv och togs i drift 1970. Båda enheterna försågs 1989 med rökgasåterföring, som utfördes av vonRoll. Huvudsyftet med installationen var att minska stoftutsläppet. Åtgärden resulterade dessutom i en minskning av NO_x-utsläppen motsvarande ca 15% och utsläppen sänktes till ca 160 mg NO_2/MJ räknat som årsmedelvärde.

Kontaktperson: Kristina Larsson Tele: 090–16 39 26

5.1.8 Uppsala Energi AB

Uppsala Sopförbränningsanläggning

I Uppsala har åtgärder vidtagits i två av de fyra ugnarna för förbränning av hushållsavfall. Ugn 1 producerar ca 44 MWv och ugn 4 ca 29 MWv. Under 1991 genomfördes försök att reducera NO_x-utsläppen genom att tillsätta urea i eldstaden på panna 1. SNCR-systemet är utvecklat av Uppsala Energi. Proven på panna 1 resulterade i minskning av NO_x med mellan 50 och 70%, till ca 100 mg NO_2/MJ. Proven följdes upp under 1991 med en liknande installation för kommersiell drift på panna 4. Kostnaderna för respektive installation uppges till 4 Mkr. Åtgärder har även vidtagits med hjälp av trimning av driften via luftfördelning och rosterstyrning.

Kontaktperson: Hed Sintorn Tele: 018– 27 27 00

5.2 Koleldade pannor

5.2.1 Allmänt

Det finns sammanlagt fyra koleldade wanderrost- och spreaderstoker pannor där åtgärder vidtagits för att minska NO_x-emissionerna. Anläggningarna finns listade i tabell 5.2. Tre av pannorna (totalt 443 MWbr) är försedda med rökgasåterföring och en skall under 1992 förses med SNCR. Emissionerna efter wanderrost med rökgasåterföring är 110–120 mg NO_2/MJ.

5.2.2 Norrköpings Energiverk

Händelöverket

De två wanderrost pannorna vid Händelöverket togs i drift 1983. Vardera enhet har en produktions kapacitet på 40 MWe och 85 MWv. Pannorna var ursprungligen försedda med rökgasåterföring. NO_x- emissionerna är som medelvärde 120 mg NO_2/MJ.

Kontaktperson: Lars Gustavsson Tele: 011–153528

5.2.3 Sockerbolaget

Jordberga

Fastbränslepannan vid Jordberga, som togs idrift 1989 har en spreaderstoker. Kol eldas som huvudbränsle, med anläggningen är även dimensionerad för trädbränslen. Produktionskapaciteten motsvarar ca 80 MWv. För att minska produktionen av NO_x, försågs pannan ursprungligen med rökgasåterföring till primärluften. Denna installationen medför ca 25% lägre NO_x utsläpp, motsvarande ca 110 mg NO_2/MJ.

Kontaktperson: Bo–Anders Persson Tele: 0410–26430

5.2.4 Tekniska Verken i Linköping

Linköpings KVV

Spreaderstoker pannan har en produktionskapacitet på 27 MWe och 53 MWv. För att sänka NO_x emissionerna tas i början av 1992 en SNCR anläggning i drift. NOxOUT processen levereras av Petrokraft. Urean skall injiceras på tre nivåer. Leverantören garanterat att NO_x-emissionerna kommer att sänkas 50% med NH_3 <5ppm.

Kontaktperson: Ingvar Carlsson Tele: 013– 208128

Tabell 5.2 Rost – koledlade pannor försedda med installationer för att minska NO_x-utsläppen
Table 5.2 Stoker – coal fired boilers with installations for NO_x reduction

Anläggning	*Enhet*	*Effekt* MW_{br}	*Rost typ*	*Förbränning* *Åtgärd*	*År*	*Rökgasrening* *Åtgärd*	*År*
Händelöverket	1	140	wanderrost	RGÅ	1985		
Händelöverket	2	140	wanderrost	RGÅ	1985		
Jordberga		75	spreaderstoker	RGÅ	1989		
Linköping KVV	P1	88	spreaderstoker			SNCR	1992

Tabell 5.3 Rost – trädbränsleeldade pannor försedda med installationer för att minska NO_x-utsläppen
Table 5.3 Stoker – wood fired boilers with installations for NO_x reduction

Anläggning	*Enhet*	*Effekt* MW_{br}	*Rost typ*	*Förbränning* *Åtgärd*	*År*	*Rökgasrening* *Åtgärd*	*År*
Sörby	HVC	14	wanderrost	RGÅ	1991		
Test							
Sörby	HVC	14	wanderrost			SNCR	1991

5.3 Trädbränsleeldad rostpanna

5.3.1 Allmänt

Det finns hitintills endast en trädbränsleeldad rostpanna där installationer gjorts för att minska utsläppen av NO_x, se tabell 5.3.

5.3.2 Mjölby Svartådalens Energiverk

Sörby HVC

Fastbränslepannan vid Sörby HVC togs i drift 1986 och har en produktionskapacitet på 12 MWv. Pannan är försedd med en rörlig snedrost. Under 1990 genomfördes försök för att minska NO_x-emissioner vid både eldning med trädbränsle och flis, som innefattade rökgasåterföring bland annat. Under 1991 installerades rökgasåterföring permanent. En liten del av rökgaserna tillförs primärluften och resterande mängd till tertiärluften. Generator, som har levererat rökgasföringsinstallationen, garanterar att utsläppen av NO_x skall sänkas från 150 till 120 mg/MJ.

Under 1991 genomfördes försök med ammoniakinsprutning i en SNCR metod som levereras av Generator. Metoden kallas NixNOx. NO_x utsläppen minskades med 85%, ner till 20 mg/MJ, i dessa försöken.

Kontaktperson: Lars-Ove Gustavsson Tele: 0142-85507
Publikationer: V-forsk 371, 387

6 Fluidiserade bäddar

6.1 CFBC

6.1.1 Allmänt

Det finns ett stort antal cirkulerande fluidiserade bäddar (CFBC) i drift i Skandinavien med varierande bränslen och kombinationer därav. CFBC ger i allmänhet låga utsläpp av NO_x. Det finns dock anläggningar som har installationer för att sänka emissionerna. De anläggningar med installationer eller där tester har genomförts finns i tabell 6.1.

De flesta anläggningar använder SNCR, men en anläggning finns med rökgasåterföring och en skall förses med SCR. Total omfattas fem CFBC pannor med en installerad effekt motsvarande 490 MWbr av permanenta installationer för att sänka emissionerna av NO_x.

6.1.2 Bodens Energi

Boden

Torv och trädbränslen eldas i pannan, som togs i drift 1985. Produktionskapaciteten är 20 MWv. Under 1991 togs en SNCR anläggning i drift, som levererats av Generator. Ammoniak används i processen, som kallas NixNOx.

Kontaktperson: Ulf Öberg Tele: 0921-62192

6.1.3 Byggnadsstyrelsen

Chalmers

Den koleldade CFBC pannan vid Chalmers togs i drift 1989. Produktionskapaciteten för anläggningen är 12 MWv. Försök genomfördes under 1991 med Generators SNCR metod NixNOx. Genom ammoniakinjicering sänktes NO_x-emissionerna ner till 25 mg NO_2/MJ.

Kontaktperson: Margareta Mjörnell (Generator) Tele: 031-269000
Publikationer: Leckner et al, 1990

Tabell 6.1 CFBC pannor försedda med installationer för att minska NO_x-utsläppen
Table 6.1 CFBC boilers with installations for NO_x reduction

Anläggning	*Enhet*	*Effekt* MW_{br}	*Bränsle*	*Förbränning* *Åtgärd*	*År*	*Rökgasrening* *Åtgärd*	*År*
Boden		22	torv, trädbränslen			SNCR	1991
Händelöverket	13	140	flis, kol			SCR	1993
Karlstad		88	biobränslen, kol			SNCR	1992
Perstorp		60	kol, flis, torv			SNCR	1991
Åbyverket	P5	180	kol, torv, trädbränslen	RGÅ	1989		
Test							
Chalmers		13	kol			SNCR	1991
Idbäcksverket	P2	45	kol, torv, flis			SNCR	1988
Nässjö KVV		30	kol, torv, trädbränslen			SNCR	1991

Tabell 6.2 PFBC pannor försedda med åtgärder för att minska NO_x-utsläppen
Table 6.2 PFBC boilers with installations for NO_x reduction

Anläggning	*Enhet*	*Effekt* MW_{br}	*Bränsle*	*Förbränning* *Åtgärd*	*År*	*Rökgasrening* *Åtgärd*	*År*
Värtaverket	P4	211	kol			SNCR, SCR	1990/92
Värtaverket	P5	211	kol			SNCR, SCR	1990/91

6.1.4 Norrköpings Energiverk

Händelöverket

Kraftvärmeverket skall kompletteras med en flis- och koleldad CFBC panna, P13, som skall tas i drift 1993. Pannan med en kapacitet som motsvarar ca 140 MWbr skall levereras av Tampella. För att minimera utsläppen av NO_x kommer SCR att installeras.

Kontaktperson: Gunnar Andersson Tele: 011-153520

6.1.5 Nyköpings Energiverk

Idbäcksverket

Kol, torv och flis kan eldas i CFB pannan vid Idbäcksverket. Anläggningen togs idrift 1984 och har en produktionskapacitet på 40 MWv. Försök har genomförts gemensamt av Petrokraft och Generator med SNCR. Olika metoder och kemikalier provades under testperioden 1988, urea med olika tillsatser och ammoniak. Utsläppen av NO_x kunde sänkas med 80% samtidigt som ammoniak genomsläppet var under 2 ppm.

Kontaktperson: Margareta Mjörnell (Generator) Tele:031-269000
Publikationer: Mjörnell et al, 1991

6.1.6 Perstorp AB

Perstorp

I Perstorp AB's CFB panna kan kol, flis och torv eldas och produktionskapaciteten är 55 MWv. Anläggningen startades upp under 1991. För att innehålla de av myndigheterna satta emissionskravet på 50 mg NO_2/MJ, är anläggningen utrustad med SNCR. I SNCR-anläggningen (NixNOx), som är levererad av Kvaerner Generator, används ammoniak.

Kontaktperson: Olov Ljungberg Tele: 0435-38000

6.1.7 Tekniska Verken i Karlstad

Karlstad

Under 1992 skall en kol och biobränsleeldad CFBC panna tas i drift i Karlstad. Pannan har en bränsle effekt motsvarande ca 88 MW. Anläggnignen kommer att vid idrifttagandet vara utrustad med SNCR för att erhålla låga NO_x-utsläpp. I SNCR anläggningen kommer ammoniak att användas. Ahlströms, som levererat pannan, levererar även SNCR anläggningen. Emissionerna är garanterade att understiga 50 mg NO_2/MJ, vilket motsvarar myndighetskravet. Provisoriska riktvärden är även satta för dikväveoxid 20 mg N_2O/MJ, ammoniak 5ppm och kolmonoxid 90 mg/MJ som dygnsmedelvärde och 180 mg/MJ som halvtimmesmedelvärde.

Kontaktperson: Mats Preger Tele: 054-195000

6.1.8 Vattenfall

Nässjö KVV

Den kol-, torv- och trädbränsleeldade CFBC pannan i Nässjö har en produktionskapacitet på 20 MWv och 9 MWe. Anläggningen togs i drift 1990 och har 100 mg NO_2/MJ som gränsvärde. I början av 1992 avser man att testa ett SNCR-system. Injicering av både ammoniak och urea ingår i testprogrammet. Tre olika injiceringsställen kommer att användas.

Kontaktperson: Jan Johansson Tele: 08-7395479

6.1.9 Örebro Energi

Åbyverket

Panna 5 vid Åbyverket togs i drift 1989. Pannan har en bränsleeffekt på 180 MW och den är dimensionerad för kol, torv och trädbränslen. Pannan är ursprungligen utrustad med rökgasåterföring. Ett större testprogram genomfördes under 1990-1991. Däri ingick bl a att studera hur rökgasåterföring påverkar emissionerna. Vid koleldning och fullast var NO_x-utsläppen 35 mg/MJ. Samma resultat erhölls vid torveldning, men vid eldning med flis vid 70% last var NO_x-utsläppen 70 mg/MJ som medelvärde.

Kontaktperson: Carl-Henrik Ling Tele: 019-159100
Publikation: Mjörnell et al, 1991 (Chalmers rap. A 91-195)

6.2 PFBC

6.2.1 Allmänt

De två enda pannorna med trycksatt fluidiserade bädd i Skandinavien, är båda försedda med åtgärder för att sänka NO_x-utsläppen. Anläggningarna finns i tabell 6.2.

6.2.2 Stockholm Energi

Värtaverket

De två pannorna, P4 och P5, vid Värtaverket är koleldade PFBC-pannor och de togs i drift 1990. Produktionskapaciteten för vardera panna är 72 MWe och 112 MWv. För att innehålla det av myndigheterna fastslagna riktvärdet 50 mg NO_2/MJ, är pannorna försedda med injicering av ammoniak (SNCR). Ammoniakdosering sker i fribordet. För att innehålla emissionskravet vid alla driftsfall installeras även SCR efter gasturbinen. SCR har installerats på P5 1991 och skall installeras på P4 1992. Samtliga anläggningsdelar ingår i ABB Carbons leverans.

Kontaktperson: Per Almqvist Tele: 08-7828200

7 Oljeeldade pannor

7.1 Allmänt

Åtgärder för att minska NO_x-utsläppen från oljeeldade pannor innefattar i samtliga fall utom ett installation av låg-NO_x-brännare eller modifiering av befintliga brännare. Dessutom har rökgasåterföring installerats i flera anläggningar, oftast i kombination med låg-NO_x-brännare. Over fire air finns installerat i fyra anläggningar. Andra typer av åtgärder som vidtas är byte av oljekvalitet. Totalt omfattas tolv pannor i Sverige med en installerad effekt av ca 5300 MWbr (se tabell 7). Efter installation av förbränningsteknisk åtgärd har emissionerna sänkts till 70-150 mg NO_2/MJ. SCR skall enligt planer installeras på en panna 1995.

7.2 Drefvikens Energi AB

Jordbro

Två pannor vid Jordbro värmeverk, P1 och P2, eldas med eldnings olja 5 (Eo5). Pannorna togs i drift 1983 och producerar vardera 27 MWv. Under 1991 har låg-NO_x-brännare och OFA installerat av Petrokraft. NO_x-emissionerna är garanterade till 140 mg/MJ vid 27 MW och 110 mg/MJ vid 25 MW.

Kontaktperson: Göran Ernstson Tele: 08-7070100

7.3 Karlshamnsverkets Kraftgrupp

Karlshamnsverket

P1 vid Karlshamnsverket har en produktionskapacitet på 340 MWe. Under 1989 installerades rökgasåterföring och brännarna modifierades till låg-NO_x-brännare med brännarmunstycken från Meldau & Steinfath. Tester genomfördes mellan 1989 och 1990 med avseende att minska utsläppen av NO_x. Beslut är fattat om miljöinvesteringar, men koncessionsvillkoren är inte fastställda ännu. Avsikten är dock att förse P1 och P2 med låg-NO_x-brännare 1993 samtidigt som oljekvaliteten ändras till Eo1. P4 skall eldas med tjockolja fortsättningsvis och förses med SCR-anläggning. Installationen planeras vara idrift under 1995.

Kontaktperson: Christina Stafström Tele: 0454-85000
Publikationer: Gustavsson och Hellgren, 1990

Tabell 7 Oljeeldade pannor försedda med installationer för att minska NO_x-utsläppen
Table 7 Oil fired boilers with installations for NO_x reduction

Anläggning	*Enhet*	*Effekt* MW_{br}	*Oljetyp*	*Förbränning Åtgärd*	*År*	*Rökgasrening Åtgärd*	*År*
Jordbro	P1	29	Eo 5	LNB, OFA	1991		
Jordbro	P2	29	Eo 5	LNB, OFA	1991		
Karlshamn	P1	1100	Eo 1	LNB	1993		
Karlshamn	P2	1100	Eo 1	LNB	1993		
Karlshamn	P3	1100				SCR	1995
Linköping KVV	P2	155		brännar mod	1991		
Stallbackaverket		25		LNB, RGÅ	1989		
Stenungsund	1	373	Eo 1, WRD	LNB, RGÅ	1992		
Stenungsund	2	373	Eo 1, WRD	LNB, RGÅ	1992		
Värtaverket	KVV1	575		OFA, RGÅ	1990		
Årsta värmeverk		25		LNB, OFA (RGÅ)	1990		
Öresundsverket	P16	450	Eo 1, Eo 5	LNB, RGÅ	1991		
Test							
Karlshamn	P1	1100		LNB, RGÅ	1989		

7.4 Stockholms Energi

Värtaverket

KVV1 är en fronteldad panna som togs i drift 1976. Pannan producerar 215 MWe coh 325 MWv. För att minska utsläppen av NO_x har portar för överluft installerats och rökgaser återförs till förbränningsluften. Rökgasåterföringen används endast då lasten är över 70%. Installationerna är utförda av Vereinigte Kessel Werke, som är pannleverantör, och togs i drift 1990. Åtgärderna har resulterat i en 50%-ig reduktion av NO_x-utsläppen, ner till ca 100-110 mg NO_2/MJ vid fullast. Gränsvärdet för NO_x-utsläppen är 130 mg NO_2/MJ förnärvarande och sänks till 60 mg/MJ 1993.

Kontaktperson: Kent Hjelm Tele: 08-7828329

Årsta Värmeverk

Försök har gjorts i Årsta värmeverks panna 3 med att sänka NO_x-utsläppen. Pannan har en produktionskapacitet på 24 MWv och är byggd 1976. Normalt eldas Eo5 med låg svavelhalt (0,5% S). Under 1990 installerades låg-NO_x-brännare, portar för over fire air och rökgasåterföring. I försöken eldades olika typer av oljor. Rökgasåterföringen visades ge marginell effekt i denna installationen. Tillsatsen av OFA hade däremot stor inverkan, genom att den tillsattes så den roterade i eldstaden, sk "ROFA" (rotating over fire air). Med Eo5 erhölls en sänkning på ca 50%, till 90 mg/MJ vid 100% effekt och 70 mg/MJ vid 50% effekt. Låg-NO_x-brännare och ROFA är nu permanent installerade.

Kontaktperson: Lars-Erik Hägerstedt Tele: 08-7828200
Publikationer: Låg-NO_x system ROFA - Reduktion av kväveoxider vid eldning av olja, V-forsk 420

7.5 Sydkraft

Öresundsverket

I Öresundsverkets panna 16 eldas Eo1 och Eo5. Pannan har en produktionskapacitet på 160 MWe vid kondensdrift och 110 MWe och 250 MWv vid mottrycksdrift. För att klara miljökrav på 150 mg NO_2/MJ har nya låg-NO_x-brännare och portar för OFA installerats under 1991. Burmeister & Wain Energi har levererat utrustningen (brännarna är konstruerade av Lentjes).

Kontaktperson: Stig Carlsson Tele: 040-283100

7.6 Tekniska Verken i Linköping

Linköping KVV

Kraftvärmeverkets oljeeldade panna P2 installerades 1971 och har en produktionskapacitet på 40 MWe och 100 MWv. Brännarna modifierades 1991 till lågNO_x-utförande av Elba Combustion. Emissionerna förväntas sänkas med 30% och därmed resultera i 100 mg/MJ som årsmedelvärdevärde.

Kontaktperson: Ingvar Carlsson Tele: 013-208000

7.7 Trollhättan Fjärrvärme AB

Stallbackaverket

Den oljeeldade pannan vid Stallbackaverket har en produktionskapacitet motsvarande ca 20 MWv. Pannan försågs 1989 med låg-NO_x-brännare och rökgasåterföring. Emissionerna av NO_x sänktes ca 25% vid hög panneffekt och upp till 45% vid 50% panneffekt.

Kontaktperson: Bernt Käck Tele: 0520-87075

7.8 Vattenfall

Stenungsund

De två oljeeldade pannorna, P1 och P2, har vardera en produktionskapacitet på 150 MWe. Under 1992 byts befintliga brännare till låg-NO_x-brännare med rökgasåterföring. I framtiden skall olja av kvaliteten Eo1 och WRD eldas. Leverantören, Burmeister & Wain (Lentjes brännare) har garanterat att emissionerna ej skall överstiga 60 mg NO_2/MJ vid fullast med Eo1.

Kontaktperson: Gunnar Tejle Tele: 011-237060

8 Gaseldade pannor

8.1 Allmänt

Det finns sex gaseldade pannor i Sverige där åtgärder vidtagits för att minska NO_x-emissionerna. De flesta av dessa har kombinationsbrännare där olja såväl som gas kan eldas. Åtgärderna som vidtagits är installation av låg-NO_x-brännare eller modifiering av befintliga brännare. Med installationerna sänks utsläppen till 50-70 mg NO_2/MJ. I tabell 8 finns de gaseldade pannorna som har installationer för låg-NO_x-drift. De 5 pannorna med kommersiella installationer motsvarar en sammanlagd installerad bränsleeffekt av 630 MWbr.

8.2 Hylte Bruks AB

Hylte Bruks AB

Hylte Bruks AB har två pannor med en effekt vardera på 90 MWbr, som har kompletterats för naturgasdrift. Pannorna togs i drift 1975. Panna 2 är försedd med snedrost och kan eldas med bark, naturgas och olja och panna 3 är endast försedd med brännare för naturgas och olja. I samband med konvertering till naturgas har låg-NO_x-brännare installerats under 1991. Brännarna är levererade av Rodenhuis & Verloop BV i Holland och emissionerna är garanterade att understiga 125 mg NO_2/MJ vid oljeeldning och 100% last. Motsvarande garanti för naturgas är 70 mg/MJ.

Kontaktperson: Arnold Älmqvist Tele: 0345-19155

8.3 Malmö Kraftvärme AB

Heleneholmsverket

De tre pannorna, P10, P11 och P12, vid Heleneholmsverket eldas numera med naturgas. När de togs i drift i slutet av 1960-talet, eldades de med olja. Produktionskapaciteten är 43 Mwe och 100 MWv vardera. Samtliga pannor har ett gränsvärde för NO_x-utsläpp på 100 mg/MJ. Under 1991 modifierades brännarna och luftskåpen för att minska utsläppen. Målsättningen är att minska emissionerna till 50 mg NO_2/MJ.

Kontaktperson: Staffan Norten Tele: 040-244000

Tabell 8 **Gaseldade pannor försedda med åtgärder för att minska NO_x-utsläppen**
Table 8 Gas fired boilers with installations for NO_x reduction

Anläggning	*Enhet*	*Effekt* MW_{br}	*Bränsle*	*Förbränning* *Åtgärd*	*År*
Heleneholmsverket	P10	150	naturgas, olja	brännar mod, luftskåp	1991
Heleneholmsverket	P11	150	naturgas, olja	brännar mod, luftskåp	1991
Heleneholmsverket	P12	150	naturgas, olja	brännar mod, luftskåp	1991
Hylte Bruks AB	2	90	naturgas, olja (bark)	LNB	1991
Hylte Bruks AB	3	90	naturgas, olja	LNB	1991
Test					
Pripps, Göteborg	P2	16	naturgas	LNB	1989

Tabell 9 **Soda pannor som försetts med installationer för att minska NO_x-utsläppen**
Table 9 Soda recovery boilers with installations for NO_x reduction

Anläggning	*Enhet*	*Effekt* MW_{br}	*Rökgasrening* *Åtgärd*	*År*
Test				
Mönsterås		240	SNCR	1990

8.4 Pripps

Pripps, Göteborg

Tester har genomförts med låg-NO_x-brännare i den naturgaseldade pannan, 14 MWv, hos Pripps i Göteborg. Panna 2, som installerades 1975, försågs av Petrokraft med nya brännare 1989. Brännarinstallationen är på prov från 1989 till och med 1992. Emissionerna har sänkts med ca 30% till 40 mg NO_2/MJ som årsmedelvärde.

Kontaktperson: Birger Ros Tele: 031-893000

9 Sodapannor

9.1 Allmänt

Emissionerna av NO_x från sodapannor är låga utan speciella åtgärder, normalt under 50 mg NO_2/MJ. Försök har genomförts med SNCR i en panna.

9.2 Mönsterås Bruk

Mönsterås

Den aktuells pannan vid Mönsterås Bruk installerades 1979 och har en tillförd bränsleeffekt av ca 240 MWbr. Under 1990 testades injicering av urea med NOxOUT processen. Försöken gjordes av Petrokraft tillsammans med Götaverken Energy. Emissionerna sänktes upp till 60% till mellan 13 och 26 mg NO_2/MJ.

10 Dieselmotorer

10.1 Allmänt

De stationära dieselmotorerna producerar mycket höga NO_x-utsläpp. Utsläppen kan vara i storleksordningen 1500 mg NO_2/MJ. Det finns få möjligheter att sänka emissionerna förbränningstekniskt på befintliga anläggningar. Nya motorer kan dock utföras så de producerar något mindre NO_x, dock oftas på bekostnad av verkningsgraden. De stationära dieselmotorerna omfattas för närvarande inte av de svenska NO_x-avgifterna. Av andra skäl, såsom utsläppskrav och anläggningsägares intresse av miljö-goodwill, har åtgärder installerats.

De sex dieselmotorer som under 1991-1992 kompletteras med NO_x-reducerande åtgärder, förses samtliga med SCR anläggningar. Anläggningarna omfattar en naturgasdriven dieselmotor i Finland, en gasol- och fyra oljeeldade motorer i Sverige. Genom att installera SCR sänks emissionerna till 100-200 mg NO_2/MJ. Den sammanlagda installerade effekten för dessa anläggningar är 155 MW räknat som bränsleeffekt, se tabell 10.

FINLAND

10.2 Imatran Voima OY

Järvenpää

Under 1991 togs en naturgasdriven dieselmotor i drift, försedd med SCR för att minska NO_x-utsläppen. Motorn som levererats av Wärtsilä, producerar vid full effekt ca 8 MWv och 7 MWel. I miljökraven för anläggningen ingår att utsläppen av NO_x ska vara högst 200 mg/MJ. Katalysatorn som används i SCR-anläggningen är tillverkad av Steuler. NO_x-utsläppen har uppmätts till 175-200 mg NO_2/MJ och ammoniakgenomsläppet 15 ppm. Gränsvärdet är 200 mg NO_2/MJ.

Kontaktperson: Jouni Mäkelä Tele: +35808521433

Tabell 10 Dieselmotorer försedda med installationer för att minska NO_x-utsläppen
Table 10 Diesel engines with installations for NO_x reduction

Anläggning	*Enhet*	*Effekt* MW_{br}	*Bränsle*	*Rökgasrening* *Åtgärd*	*År*
FINLAND					
Järvenpää		17	naturgas	SCR	1991
SVERIGE					
Oskarshamn		17	gasol	SCR	1992
Skultunaverket		30	olja	SCR	1992
Tornbyverket		15	olja	SCR	1991
Visby KVV	1	38	olja	SCR	1992
Visby KVV	2	38	olja	SCR	1992

SVERIGE

10.3 Oskarshamns Energiverk

Oskarshamn

Dieselmotorn skall tas i drift 1992 och skall producera 8 MWv och 7 MWel. Anläggningen kan använda både olja och gasol som bränsle. Wärtsilä är leverantör av både motor och rökgasreningsutrustning. Reningsmetoden är SCR med ammoniak (25%-ig ammoniak används). Katalysatorn tillverkas av Norton. NO_x-utsläppet är garanterad att inte överstiga 100 mg NO_2/MJ, samtidigt med ett ammonikutsläpp som understiger 15 ppm. Provisoriska villkor är satta under en prövotid och är i storleksordningen 100 mg NO_2/MJ.

Hela anläggningen uppskattas till att kosta ca 51 Mkr inklusive SCR. SEU lämnar bidrag till hela installationen med max 5,1 Mkr.

Kontaktperson: Arne Petersson Tele: 0491-880 00

10.4 Tekniska Verken i Linköping

Tornbyverket

En komplett ny oljeeldad anläggning togs i drift 1991 levererad av Wärtsilä. Dieselmotorns ut effekt är 7 MW vardera av el och värme. För att minska NO_x-emissionerna är dels dieselmotorn av sk låg-NO_xutförande och dels försedd med SCR. Katalysatorn är tillverkad av Steuler. SCR anläggningen minskar utsläppen ner till 100 mg NO_2/MJ.

Kontaktperson: Anders Moritz Tele: 013-20 80 00

10.5 Vattenfall

Visby KVV

Kraftvärmeverket i Visby har två oljeeldade dieselmotorer från 1980 av fabrikat Lindholmen. Vardera motor producerar vid full effekt 15 MWv och 19 MWel. Under 1992 kompletteras motorerna med två SCR-anläggningar levererade av Götaverken Miljö/SGP. Katalysatorn placeras före avgaspannan. Det ökade tryckfallet över katalysatorn har gjort det nödvändigt att installera extra rökgasfläktar. Katalysatorerna tillverkas av SGP på licens från Mitsubishi. Anläggningen är dimensionerad för en NO_x-reduktion av 95% för att uppnå ett garanterat medelvärde under drift av 200 mg NO_2/MJ inkluderande uppstartsperioder.

Emissionsgarantin motsvarar de krav som är ställda från myndigheter.

Kontaktperson: Gunnar Tejle Tele: 011-23 70 60

10.6 Västerås Stads Kraftvärmeverk

Skultunaverket

Verket består av en oljeeldad motor från Lindholmen Motor AB, som togs i drift 1975. Kapaciteten är 12 MWv och 12 MWel. Motorn skall 1992 förses med SCR som levereras av Hug Engineering. Katalysatorn, som tillverkas av KatTec, placeras före avgaspannan där rökgastemperaturen är ca 455 °C. Urea används som kemikalie i denna process, till skillnad från de flesta SCR-anläggningar som använder ammoniak. SCR anläggningen är dimensionerad för att minska NO_x-utsläppen med 93% för att nå den garanterade emissionsnivån, 100 mg NO_2/MJ. En oxidationskatalysator ingår även i reningsanläggningen.

Kostnaderna för att komplettera med SCR anläggning är totalt 16 Mkr, varav SEU bidrar med max 4 Mkr.

Kontaktperson: Ragnar Hahn Tele: 021-160 00

11 Gasturbiner

11.1 Allmänt

Gasturbiner producerar relativt höga emissioner av NO_x, om inte åtgärder vidtas. De installationer som är genomförda eller som skall genomföras under de närmaste åren är förbränningstekniska åtgärder, se tabell 11. Totalt innefattas 15 anläggningar motsvarande ca 2400 MWbr.

På nya installationer av gasturbiner utrustas de med låg-NO_x-brännare eller -brännkammare från början. Tre gasturbiner av denna typ med en total bränsle effekt på 475 MW, varav två i Sverige och en i Finland, har tagits i drift under 1991. Ytterligare en gasturbin, 470 MWbr, kommer att tas i drift under 1992 med låg-NO_x-brännkammare. Installationer för att minska NO_x-utsläppen från befintliga gasturbiner innefattar vatten- eller ånginsprutning. Tre gasturbiner blir under 1992 försedda med vatteninsprutning för kommersiell drift, samtliga i Sverige. Försök med vatteninsprutning har även genomförts på en anläggning i Sverige under 1991. En anläggning i Finland är försedd med ånginsprutning. Under 1992 kommer ytterligare tre gasturbiner att kompletteras med vatteninsprutning.

Installationerna av åtgärder ger varierande resultat. Reduktionsgrader mellan 35 och 85% redovisas tillsammans med emissionsnivåer som i de flesta fall är mellan 50 och 150 mg NO_2/MJ. Vid några äldre gasturbiner förväntas resultaten dock bli högre ca 200 mg/MJ.

FINLAND

11.2 Helsingin Kaupungin Energialaitos

Vuosaari

Vuosari A är en naturgaseldad gasturbin som togs idrift 1991. Anläggningen har en produktionskapacitet på 160 MWe och 153 MWv. Gasturbinen har levererats av Siemens och är utrustad med låg-NO_x-brännkammare (LNBK). Förbränningen i brännkammaren är av sk lean mix/rich burn princip. Emissionerna är garanterade att understiga 80 mg NO_2/MJ. Värden på 50 mg/MJ är uppmätta.

Kontaktperson: Ari Laine Tele: +35806171

Tabell 11 Gasturbiner med installationer för att minska NO_x-utsläppen
Table 11 Gas turbines with installations for NO_x reduction

Anläggning	*Enhet*	*Effekt* MW_{br}	*Bränsle*	*Förbränning* *Åtgärd*	*År*
FINLAND					
Villmanstrand		70	naturgas	ånginsprutning	
Vuosaari	A	350	naturgas	LNB (LNBK)	1991
SVERIGE					
BP Torslanda		40	naturgas, olja	vatteninsprutning	1992
Björksätra HVC		15	gasol, olja	vatteninsprutning	1991
Halmstaverket	G11	260	olja (Eo 1)	vatteninsprutning	1990
Halmstaverket	G12	470	olja (Eo 1)	LNB (LPP)	1993
Karlskoga		110	gasol	vatteninsprutning	1991
Lund HVC		60	naturgas	LNB (LPP)	1991
Papyrus, Mölndal		43	naturgas	vatteninsprutning	1989
Stallbacka	1	260	olja	vatteninsprutning	1992
Stallbacka	2	260	olja	vatteninsprutning	1992
Vattumannen		16	gasol, jet fuel	vatteninsprutning	1991
Ängelholm		65	naturgas	LNB (LPP)	1991
Öresundsverket	G24	170	olja (Eo 1)	vatteninsprutning	1992
Öresundsverket	G25	170	olja (Eo 1)	vatteninsprutning	1991

11.3 Kymmene Oy

Villmanstrand

För att minska emissionerna från den naturgaseldade gasturbinen i Villmanstrand har ånginsprutning installerats. Gasturbinen är levererad av AEG Kanis och har en uteffekt på 25 MWe och 40 MWv. Åtgärden har medfört en 35%-ig sänkning av NO_x-emissionerna. Emissioner på ca 135 mg/MJ har uppmätts.

SVERIGE

11.4 BP

BP Torslanda

Gasturbinen, som levererats av ABB Stal 1980 kan eldas med både naturgas och olja. Maximal producerad eleffekt är 14 MW. Under 1992 förses gasturbinen med vatteninsprutning för att minska NO_x-utsläppen med ca 85%. ABB Stal står för kompletteringen och har garanterat en emissionsnivå på 50 mg NO_2/MJ.

Kontaktperson: Kaj Lindskog Tele: 031-646000

11.5 Karlskoga Kommun

Karlskoga

Gasturbinen i Karlskoga är gasoleldad. ABB har levererat anläggningen som togs i drift 1991 och som producerar 37 MWel och 57 MWv. För att minska NO_x-utsläppen är gasturbinen försedd med vatteninsprutning. Garanterad NO_x-emission är 70 mg NO_2/MJ.

Kontaktperson: Christer Jonsson Tele: 0586-610 00
Publikationer: Gas Turbine World, Sept-Oct 1990

11.6 Lunds Energiverk

Lunds HVC

Den naturgaseldade gasturbinen togs i drift under 1991 och är leverarad av ABB Stal. Vid full effekt produceras 35 MWv och 20 MWel. Gasturbinen är konstruerad för att producera låga utsläpp av NO_x genom att brännarna är av låg-NO_x-utförande (LPP= lean premix

prevaporisation). NO_x-utsläppen förväntas bli ca 40 mg NO_2/MJ. Leverantören har garanterat 50 mg NO_2/MJ.

Kontaktperson: Curt Lindahl Tele: 046-35 60 00
Publikationer: Gas Turbine World, Sept-Oct 1990

11.7 Sandvikens Energi

Björksätra HVC

En gasol och oljeeldad gasturbin, levererad av Solar, togs i drift 1991. Anläggningen är kopplad i en kombicykel. Kombicykeln består av att en gasturbin i en avgaspanna överhettar mättad lågtrycksånga från befintliga torvpannor för drift av en ångturbin. Gasturbinen är försedd med vatteninsprutning för att minimera utsläppen av NO_x.

Kontaktperson: Tord Winlöf Tele: 026-240000

11.8 Sydkraft

Halmstadverket

Sydkraft äger en oljeeldad (Eo1) gasturbin i Halmstad, G11, som togs i drift 1973. Vid max effekt produceras 78 MWel. Utrustning för vatteninsprutning installerades 1990 av ABB Stal för att sänka utsläppen av NO_x. Målsättningen är att minska emissionerna 65% till 200 mg NO_2/MJ. Som bäst har momentanvärden på ca 40 mg NO_2/MJ erhållits.

Verket kommer att kompletteras med en ny oljeeldad (Eo1) gasturbin som skall tas i drift 1993. Denna gasturbinen är beställd från Siemens och har en max effekt på 172 MWel. För att minimera utsläppen av NO_x, kommer låg-NO_x-brännare (LPP) att installeras. Målsättning för utsläppen är 100 mg NO_2/MJ.

Öresundsverket

NO_x-begränsande åtgärder vidtas på två oljeeldade (Eo1) gasturbiner, G24 och G25. Gasturbinerna installerades 1971 av Siemens och har vardera en installerad effekt på 60 MWe. Vatteninsprutning installeras på båda gasturbinerna för att minska NO_x-utsläppen, 1991 för G25 och 1992 för G24. Emissionerna förväntas sänkas med 50% ner till 300 mg NO_2/MJ.

Kontaktperson: Stig Carlsson Tele: 040-28 31 00

11.9 Tekniska Verken i Eskilstuna

Vattumannen

Vid värmeverket Vattumannen har en gasturbin kopplats till en befintlig fliseldad CFB panna. Gasturbinen är dimensionerad för ca 4 MWe coh ger ca 10 MWv. Avgaserna från gasturbinen leds till CFB pannan och används som förbränningsluft. Gasturbinen är levererad av ABB Stal och tillverkad av Solar. Gasol och "jet fuel" används som bränslen i gasturbinen. För att minska utsläppen av NO_x sprutas vatten in i gasturbinen. Utsläppet av NO_x förväntas bli ca 100 mg NO_2/MJ efter gasturbinen med gasol. Kompletteringen med gasturbin togs idrift 1991.

Kontaktperson: Anders Björklund Tele: 016-101000

11.10 Vattenfall

Papyrus, Mölndal

Gaskombianläggningen installerades 1989 och har en produktionskapacitet på 8 MWe och 35 MWv. Den naturgaseldade gasturbinen är försedd med vatteninsprutning för att sänka utsläppen av NO_x. Vid tester har det uppmätts att vatteninsprutningen medför en sänkning på ca 35%.

Kontaktperson: Karl-Henrik Lindholm Tele: 08-7396000

Stallbacka

De två oljeeldade gasturbinerna i Stallbacka, block 1 och 2, vardera med en installerad effekt på 70 MWe, är levererade av ABB Stal. De skall kompletteras med vatteninsprutning under 1992. Emissionerna väntas efter åtgärderna understiga 70 mg NO_2/MJ vilket motsvarar en sänkning med ca 70%.

Kontaktperson: Gunnar Tejle Tele: 011-237060

11.12 Ängelholms Energiverk

Ängelholm

En ny gaskombianläggning togs i drift 1991 av Ängelholms Energiverk. Anläggningens installerade effekt är 29 MWe och 30 MWv. Gasturbinen är levererad av ABB Stal och försedd med låg-NO_x-brännare (LPP). Leverantören har garanterat att emissionerna skall understiga 50 mg NO_2/MJ.

Kontaktperson: Hans-Göran Bondesson Tele: 0431-87000
Publikationer: Gas Turbine World, 1990

12 Förbränningstekniska installationer för att minska NO_x-utsläppen

I tidigare kapitel (4–11) finns anläggningar beskrivna som är försedda med installationer för att minska utsläppen av NO_x grupperade på bränsle och förbränningsteknik. Där finns alltså anläggningar med förbränningstekniska åtgärder och rökgasrening beskrivna. I detta kapitel sammanställs samtliga anläggningar med förbränningstekniska installationer. För mer information om respektive anläggning hänvisas till tidigare kapitel.

I figur 12.1 och 12.2 kan utvecklingen av kommersiella installationer med förbränningstekniska åtgärder ses för Skandinavien. Med kommersiella installationer avses här installationer som används under normal drift och inte installerats enbart i syfte att utföra försök. I statistiken redovisas en anläggning endast en gång. Om flera förbränningstekniska åtgärder installeras med en viss tidsförskjutning, redovisas här bara den första installationen. I figur 12.1 presenteras informationen som installerad anläggningseffekt (maximal, inmatad bränsleeffekt). I figur 12.2 visas i stället antalet anläggningar som försetts med åtgärder.

De första installationerna skedde 1982 i Sverige och 1983 i Danmark. Därefter ökar installationerna mycket långsam i dessa länderna. 1988 skedde en något mer markant ökning och den första installationen görs i Finland. Efter 1990 stiger både antal anläggningar och deras sammanlagda effekt tydligt. Den installerade effekten är efter 1991 större i Danmark än i Sverige, efter att tidigare ha varit större i Sverige. Studerar man däremot antal anläggningar så finns det klar flest i Sverige. I Danmark installeras förbränningstekniska åtgärder uteslutande på större koleldade anläggningar. Storlekarna varierar mellan 350 och 1970 MWbr. De svenska anläggningarna eldas med varierande bränslen, från avfall till naturgas och olika förbränningstyper används. Installationerna i Finland är också på något större anläggningar, på såväl kolpulvereldade anläggningar som gasturbiner.

De anläggningar med installationer av förbränningstekniska åtgärder (ej test), som finns i databasen är vid slutet av 1991 59 till antalet, motsvarande ca 13 600 MWbr. Motsvarande information för slutet av 1995 är 83 anläggningar och ca 26 000 MWbr, hittills beslutade.

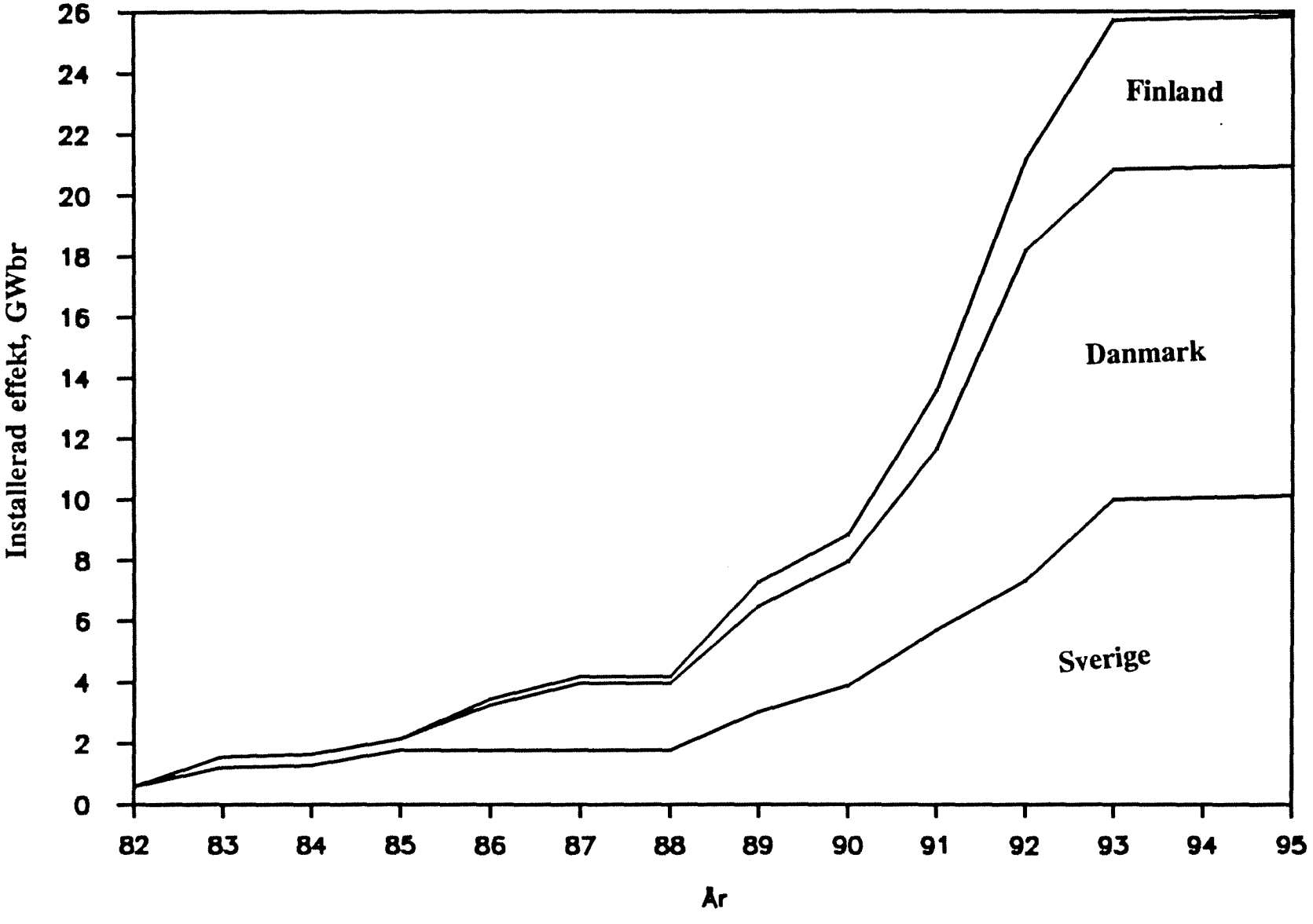
De typer av åtgärder som används varierar bl a beroende av bränsle och typ av förbränningsanläggning. Det finns anläggningar som enbart har en typ av åtgärd installerad, med det finns även de med flera åtgärder kombinerade. Installationerna har skett antingen vid samma tidpunkt eller med en viss tidsförskjutning. Installation av låg-NO_x-brännare tillhör den vanligaste åtgärden och finns vid förbränning av olika bränslen. Befintliga brännare kan även modifieras till låg-NO_x-utförande. Rökgasåterföring installeras oftast på avfallsförbränningsanläggningar och oljeeldade anläggningar. På oljeeldade anläggningar är det vanligt att kombinera låg-NO_x-brännare med rökgasåterföring. Over fire air finns såväl som enda åtgärd som i kombination med låg-NO_x-brännare. Vatteninsprutning installeras uteslutande på gasturbiner.

Resultaten från installationerna av förbränningstekniska åtgärder varierar starkt. Många faktorer påverkar resultatet såsom typ av åtgärd, bränsle, pannkonstruktion, anläggningsstorlek, ny eller befintlig anläggning osv. Efter som resultaten De resultat som redovisas varierar mellan 15 och 60% för pannor och mellan 45 och 85% för gasturbiner. De höga siffrorna är oftast bundna till ursprungligen höga NO_x-värden. Se även den allmäna inledningen av respektive kapitel 4-11.

I tabell 12.1 listas samtliga anläggningar med förbränningstekniska installationer för att minska NO_x-utsläppen, som används under normal drift.

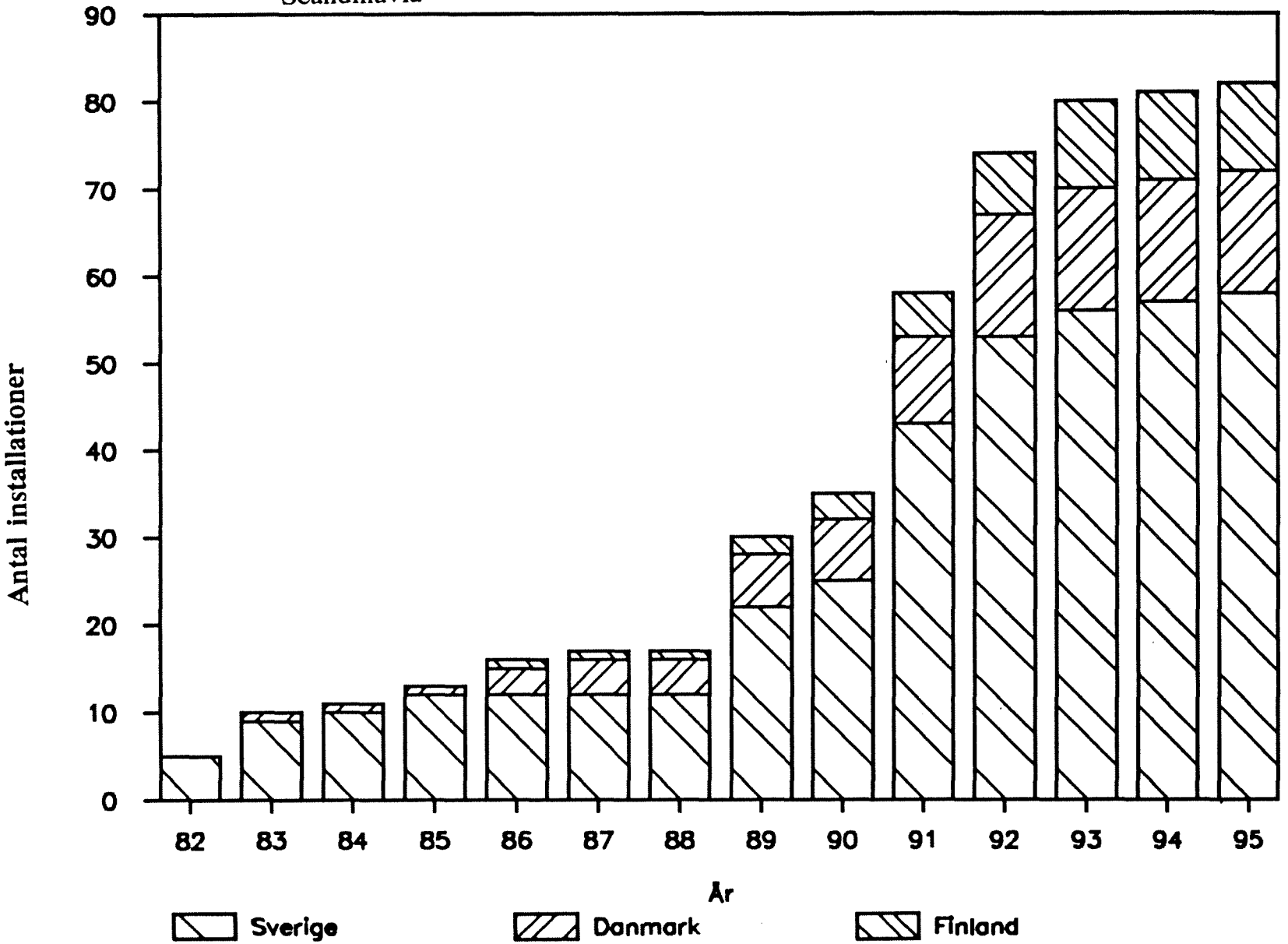
Figur 12.1 Förbränningstekniska installationer för att minska NO_x-utsläppen i Skandinavien, installerad effekt (GWbr)

Figure 12.1 Plants with combustion measures for NO_x reductions in Scandinavia, installed capacity (GW fuel input)



Figur 12.2 Antal förbränningstekniska installationer för att minska NO_x-utsläppen i Skandinavien

Figure 12.2 Number of units with combustion measures for NO_x reduction in Scandinavia



Tabell 12.1 Anläggningar med förbränningstekniska installationer för att minska NO_x-utsläppen
Table 12.1 Plants with combustions measures for NO_x control

Anläggning	*Enhet*	*Bränsle*	*Förbränningstyp*	*Åtgärd*	*NO_x-red. %*	*Leverantör*	*År*
Aalborg	8	kol, olja	boxerbrännare	LNB		Burmeister & Wain Energi	1986
Amagerværket	1	kol, olja	frontbrännare	LNB	50	Burmeister & Wain Energi	1991
Amagerværket	3	kol, olja	boxerbrännare	LNB		Deutsche Babcock	1989
Amagerværket	2	kol, olja	frontbrännare	LNB	50	Burmeister & Wain Energi	1992
Arosverket	P1	kol	frontbrännare	brännarmod		Peabody	1989
Arosverket	P2	kol	frontbrännare	brännarmod		Peabody	1989
Arosverket	P4	kol	hörnbrännare	OFA, brännarmod	50	Burmeister & Wain Energi	1989
Asnæsværket	2	kol, olja	boxerbrännare	LNB	25	Burmeister & Wain Energi	1991
Asnæsværket	4	kol, olja	frontbrännare	LNB	50	Burmeister & Wain Energi	1989
Asnæsværket	5	kol, olja	boxerbrännare	LNB	50	Burmeister & Wain Energi	1992
Asnæsværket	1	kol, olja	boxerbrännare	LNB	25	Burmeister & Wain Energi	1986
Avedöreværket	1	kol	boxerbrännare	LNB		Deutsche Babcock	1990
BP–Torslanda		naturgas, olja	gasturbin	vatteninsprutning	85	ABB Stal	1992
Björksätra HVC		gasol, olja	gasturbin vatteninsprutning			Solar	1991
Enstedværket	3	kol, olja	boxerbrännare	LNB	40	Burmeister & Wain Energi	1992
Esbjerg	8	kol	hörnbrännare	LNB		Stein Industrie	1992
Fynsværket	7	kol, olja	hörnbrännare	LNB, OFA, RGÅ		Burmeister & Wain Energi	1991
Gärstadverket	3	avfall	rost	RGÅ	40	Tekniska Verken i Linköping	1991
Gärstadverket	1	avfall	rost	RGÅ	40	Tekniska Verken i Linköping	1991
Gärstadverket	2	avfall	rost	RGÅ	40	Tekniska Verken i Linköping	1991
Halmstadverket	G12	olja (Eo 1)	gasturbin	LNB (LPP)		Siemens	1993
Halmstadverket	G11	olja (Eo 1)	gasturbin	vatteninsprutning	65	ABB Stal	1990
Hanasaari B	3	kol	frontbrännare	LNB (HT–NR)	45	Tampella Power Inc	1992
Hanasaari B	4	kol	frontbrännare	LNB (HT–NR)	50	Tampella Power Inc	1993
Heleneholmsverket	P10	naturgas, olja	brännare	brännarmod			1991
Heleneholmsverket	P11	naturgas, olja	brännare	brännarmod			1991
Heleneholmsverket	P12	naturgas, olja	brännare	brännarmod			1991

Anläggning	*Enhet*	*Bränsle*	*Förbränningstyp*	*Åtgärd*	*NO_x-red. %*	*Leverantör*	*År*
Hylte Bruks AB	2	naturgas, olja	brännare	LNB		Rodenhuis & Verloop BV	1991
Hylte Bruks AB	3	naturgas, olja	brännare	LNB		Rodenhuis & Verloop BV	1991
Händelöverket	1	kol	wanderrost	RGÅ		Norrköpings Energiverk	1983
Händelöverket	2	kol	wanderrost	RGÅ		Norrköpings Energiverk	1983
Hässelby	P1	kol, olja	frontbrännare	LNB		Babcock Energy	1982
Hässelby	P2	kol	frontbrännare	LNB		Babcock Energy	1982
Hässelby	P3	kol, olja	frontbrännare	LNB		Babcock Energy	1982
Högdalen	P3	avfall	rost	RGÅ	30	Stockholm Energi	1991
Igelsta	1	kol	hörnbrännare	OFA, LNCFS (1991)		Götaverken	1982
Igelsta	2	kol	hörnbrännare	OFA		Götaverken	1982
Igelsta	3	kol	hörnbrännare	OFA		Götaverken	1983
Inkoo	4	kol	frontbrännare	LNB(HT-NR), OFA	50	Tampella Power Inc	1989
Inkoo	1	kol	frontbrännare	LNB(HT-NR), OFA	60	Tampella Power Inc	1992
Jonsuu		torv	frontbrännare	OFA	20	Ahlström Oy	1986
Jordberga		kol	spreaderstoker	RGÅ	25	Generator	1989
Jordbro	P1	olja (Eo 5)	brännare	LNB		Petrokraft	1991
Jordbro	P2	olja (Eo 5)	brännare	LNB		Petrokraft	1991
Karlshamn	P1	olja	brännare	LNB			1993
Karlshamn	P2	olja	brännare	LNB			1993
Karlskoga		gasol	gasturbin	vatteninsprutning		ABB Stal	1991
Limhamnsverket		kol	hörnbrännare	reburning	40	Götaverken Energy	1989
Linköping KVV	P2	olja	brännare	brännarmod	30	Elba Combustion	1991
Lund HVC		naturgas	gasturbin	LNB (LPP)		ABB Stal	1991
Meri-Pori		kol, olja	boxerbrännare	LNB(HT-NR), OFA		Tampella Power Inc	1993
Munksjö	P2	torv, trädbr	frontbrännare	LNB, OFA, RGÅ	30	Burmeister & Wain Energi	1984
Nådendalen	2	kol	hörnbrännare	OFA	20	Imatran Voima Oy	1991
Papyrus, Mölndal		naturgas, olja	gasturbin	vatteninsprutning		ABB Stal	1989
Salmisaari		kol	hörnbrännare	OFA		Imatran Voima Oy	1993
Stallbacka	1	olja	gasturbin	vatteninsprutning	70	ABB Stal	1992

Anläggning	*Enhet*	*Bränsle*	*Förbränningstyp*	*Åtgärd*	*NO_x-red. %*	*Leverantör*	*År*
Stallbacka	2	olja	gasturbin	vatteninsprutning	70	ABB Stal	1992
Stallbackaverket		olja	brännare	LNB, RGÅ		Petrokraft	1989
Stenungsund	1	olja (Eo 1, WRD)	topp–, väggbrännare	LNB, RGÅ		Burmeister & Wain Energi	1992
Stenungsund	2	olja (Eo 1, WRD)	topp–, väggbrännare	LNB, RGÅ		Burmeister & Wain Energi	1992
Stigsnæsværket	1	kol, olja	boxerbrännare	LNB	30	Burmeister & Wain Energi	1983
Sävenäs AKVV	4	avfall, biobränsle	rost	RGÅ		vonRoll	1994
Sävenäs AKVV	5	avfall, biobränsle	rost	RGÅ		vonRoll	1995
Sävenäs AKVV	1	avfall	rost	RGÅ	20	vonRoll	1992
Sävenäs AKVV	2	avfall	rost	RGÅ	20	vonRoll	1992
Sörby HVC		trädbränsle	rost	RGÅ		Generator	1991
Trondheim		avfall	rost	RGÅ	25	vonRoll	1986
Uppsala HVC	HVC	kol, torv, olja	boxerbrännare	LNB, OFA	60	Burmeister & Wain Energi	1985
Uppsala KVV	KVV	kol, torv	boxerbrännare	LNB, OFA	40	Burmeister & Wain Energi	1985
Vattumannen		gasol, jet fuel	gasturbin vatteninsprutning			ABB Stal	1991
Vendsysselværket	2	kol, olja	boxerbrännare	LNB, OFA		Burmeister & Wain Energi	1987
Villmanstrand		naturgas	gasturbin	ånginsprutning	35		1990
Vousaari	A	naturgas	gasturbin	LNBK (lean mix)		Siemens	1991
Värtaverket	KVV1	olja	frontbrännare	OFA, RGÅ	50	Vereinigte Kessel Werke	1990
Västhamnsverket	1	kol	hörnbrännare	OFA, LNCFS		Götaverken Energi	1983
Åbyverket	P5	kol, torv, trädbr	CFBC	RGÅ		Generator	1989
Ålidhem	SUP1	avfall	rörlig rost	RGÅ	15	vonRoll	1989
Ålidhem	SUP2	avfall	rörlig rost	RGÅ	15	vonRoll	1989
Ängelholm		naturgas	gasturbin	LNB (LPP)		ABB Stal	1991
Årsta Värmeverk	P3	olja	brännare	LNB, OFA	53	Petrokraft, Generator	1990
Öresundsverket	P16	olja (Eo 1, Eo 5)	frontbrännare	LNB, RGÅ		Burmeister & Wain Energi	1991
Öresundsverket	G25	olja (Eo 1)	gasturbin	vatteninsprutning	50	Siemens	1991
Öresundsverket	G24	olja (Eo 1)	gasturbin	vatteninsprutning	50	Siemens	1992

13 Rökgasrening

I tidigare kapitel (4–11) finns anläggningar beskrivna som är försedda med installationer för att minska utsläppen av NO_x grupperade på bränsle och förbränningsteknik. Där finns även anläggningar med rökgasrening beskrivna. I detta kapitel sammanställs samtliga anläggningar med rökgasrening. För mer information om respektive anläggning hänvisas till tidigare kapitel.

I figur 13.1 framgår utvecklingen av installationer (MWbr) med rökgasrening i Sverige, Danmark och Finland. Samma information, angiven som antal anläggningar visas i figur 13.2. Installationer med såväl SNCR som SCR finns medtagna. Figurerna är baserade på den information som finns i databasen.

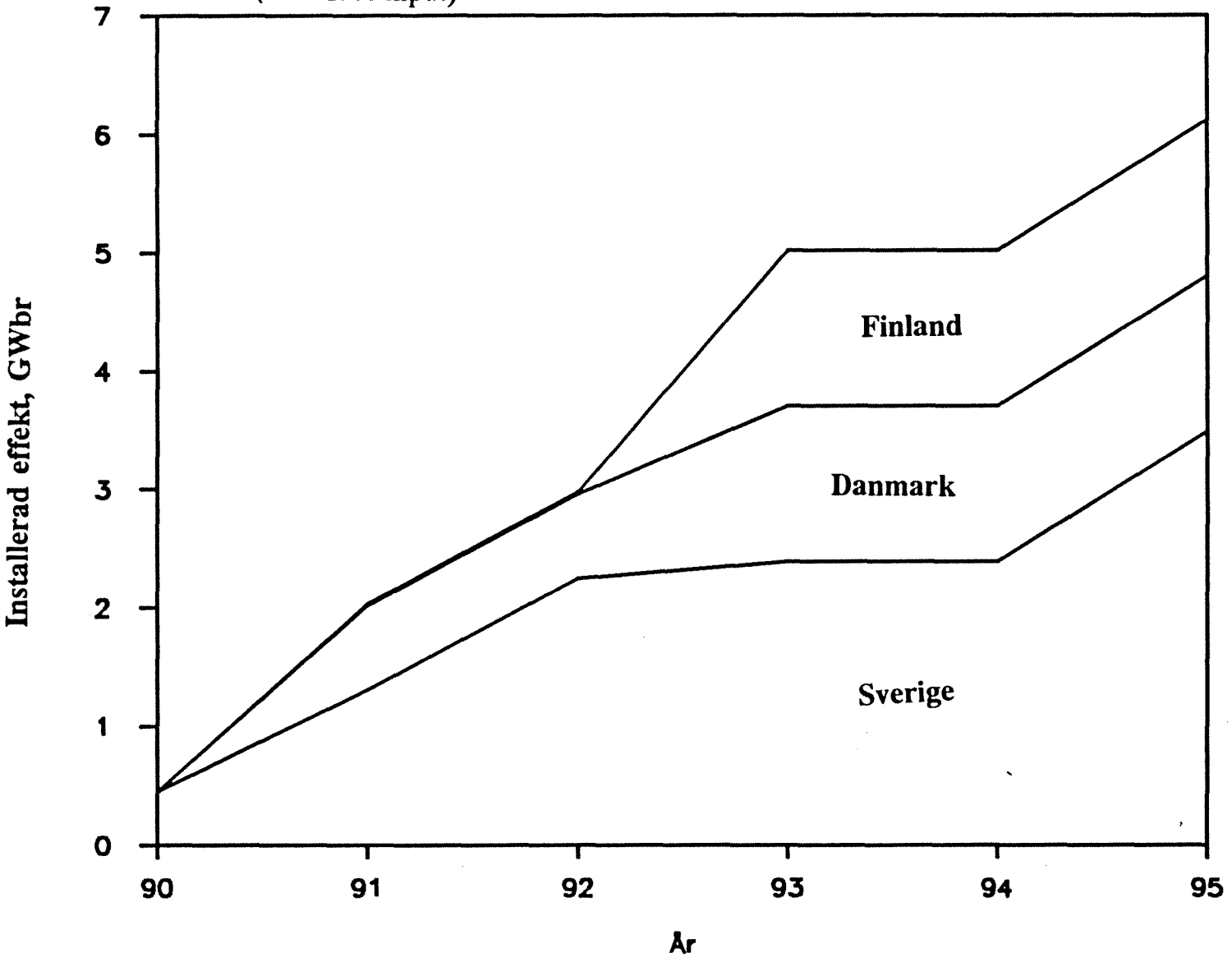
De första installationerna med rökgasrening i Skandinavien togs i drift i Sverige 1990. Installationerna var uteslutande med SNCR. Under 1991 installeras de första SCR anläggningarna i såväl Sverige, Danmark som Finland. I slutet av 1991 var total 14 anläggningar försedda med åtgärder i rökgaserna motsvarande en installerad effekt av ca 2000 MWbr. Dessa siffror kommer att vid slutet av 1995 ha ökat till ca 30 anläggningar motsvarande ca 6100 MWbr (hittills beslutade installationer).

Installationer av SCR är för närvarande uteslutande antingen på stora koleldade anläggningar eller dieselmotorer. Dieselmotorerna är stora för sitt slag, men SCR anläggningarna för dieselmotorerna blir relativt små jämfört med installationerna för kolpannor. En stor installation (1100 MWbr) är även planerad för en oljeeldad anläggning och en CFBC panna kommer att förses med SCR. SNCR har till största delen installerats på mindre anläggningar. Olika bränslen eldas i dessa anläggningarna. Ett stort antal installationer med SNCR finns på avfallseldade pannor. Fördelningen mellan SCR och SNCR ses i figur 13.3 och 13.4. SNCR finns endast installerat i Sverige. Inga installationer är ännu heller planerade i varken Danmark eller Finland. I redovisade anläggningar med SCR ingår en dansk anläggning, där SCR ingår i en kombinerad SO_x/NO_x anläggning. Kombinationer av olika åtgärder är endast aktuellt i två anläggningar i Sverige, där befintliga SNCR kombineras med SCR. I tabell 13.1 listas samtliga anläggningar med SNCR inklusive de där tester utförts. Motsvarande information för SCR finns i tabell 13.2.

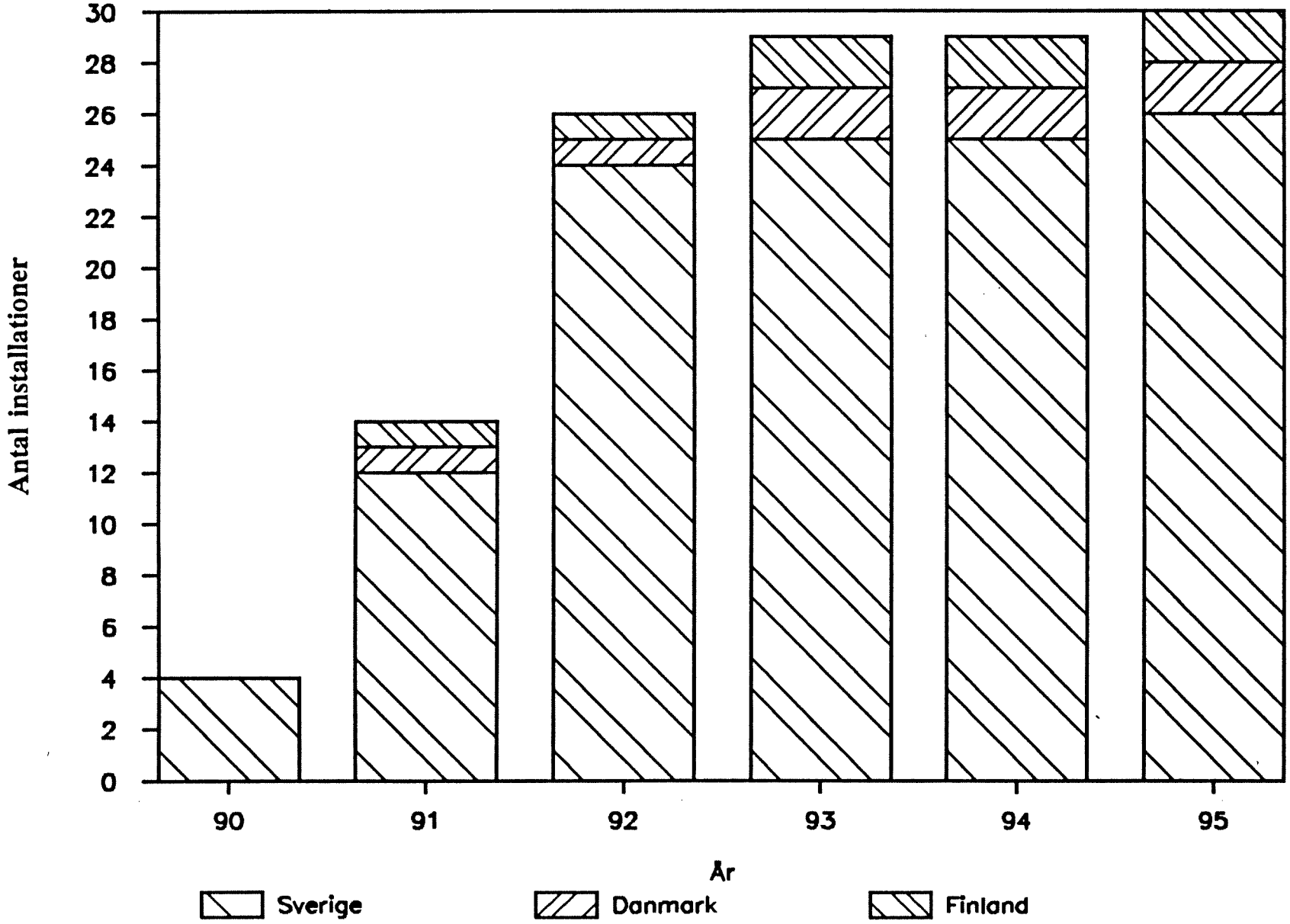
De resultat som redovisats för reduktion av NO_x varierar mellan 35 och 50% för kommersiella SNCR anläggningar. Utsläppen är då ca 100–140 mg NO_2/MJ. Lägre emissioner, 50 mg NO_2/MJ redovisas för en installation på en CFBC panna. Med SCR sänks emissionerna mellan 65 och 95%. Detta motsvarar i de flesta fall emissioner av 40–200 mg NO_2/MJ.

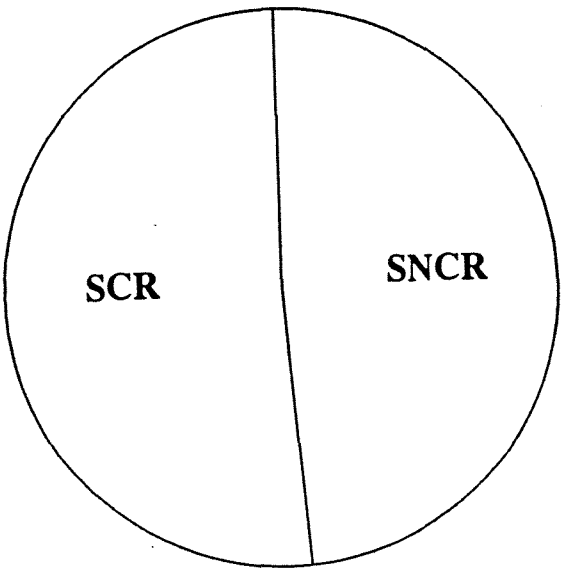
Figur 13.1 Anläggningar med SCR eller SNCR i Skandinavien, installerad effekt (GWbr)

Figure 13.1 Plants with SCR or SCR or SNCR in Scandinavia, installed capacity (GW fuel input)

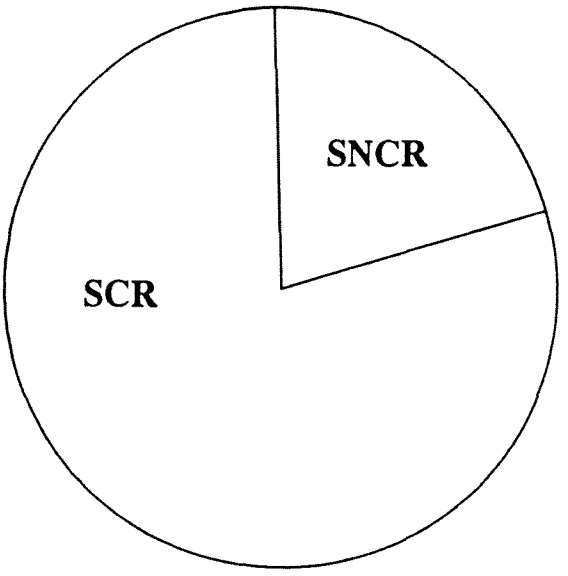


Figur 13.2 Antal anläggningar med SCR eller SNCR i Skandinavien
Figure 13.2 Number of units with SCR or SNCR in Scandinavia



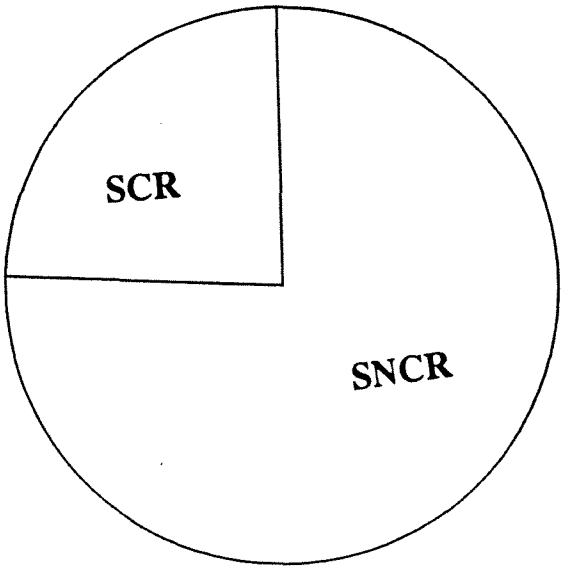


1991

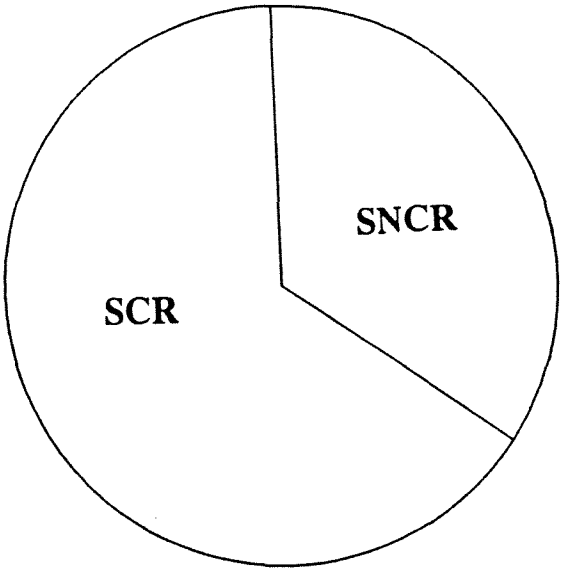


1995

Figur 13.3 Fördelning mellan installerad effekt av SNCR och SCR Skandinavien, 1991 resp 1995
Figure 13.3 Installations with SNCR and SCR in Scandinavia, 1991 and 1995



1991



1995

Figur 13.4 Fördelning mellan installerad effekt av SNCR och SCR i Sverige, 1991 resp 1995

Figure 13.4 Installations with SNCR and SCR in Sweden, 1991 and 1995

Tabell 13.1 Anläggningar med SNCR
Table 13.1 Plants equipped with SNCR

Anläggning	Enhet	Bränsle	Förbränning	NO_x-reduktion %	Leverantör	År
Boden		torv, trädbränsle	CFBC		Kværner Generator	1991
Hallstahammar HVC		kol, biobränsle	toppbrännare	35	Petrokraft	1991
Karlstad		biobränsle, kol	CFBC	50	Ahlström	1992
Kristinehed AVV	1	avfall	återskjutsrost	50	Martin GmbH	1990
Kristinehed AVV	2	avfall	återskjutsrost	50	Martin GmbH	1990
Linköping KVV	P1	kol	spreaderstoker	50	Petrokraft	1992
Malmö AVV	P2	avfall	återskjutsrost	50	SYSAV	1992
Malmö AVV	P1	avfall	återskjutsrost	50	SYSAV	1992
Perstorp AB		kol, flis, torv	CFBC		Kværner Generator	1991
Sävenäs AKVV	1	avfall	rost	50		1992
Sävenäs AKVV	2	avfall	rost	50		1992
Sävenäs AKVV	3	avfall	rost	50		1992
Uppsala KVV	KVV	kol, torv	boxerbrännare	50	Uppsala Energi AB	1991
Uppsala SFA	1	avfall	rost	50	Uppsala Energi AB	1991
Värtaverket	P4	kol	PFBC		ABB Carbon	1990
Värtaverket	P5	kol	PFBC		ABB Carbon	1990
Tester						
Asnæsværket	3	kol, olja	frontbrännare	50	Burmeister & Wain Energi	1989
Chalmers		kol	CFBC	80	Kværner Generator	1991
Idbäcksverket	P2	kol, torv, flis	CFBC	80	Petrokraft, Generator	1988
Limhamnsverket		kol	hörnbrännare	60–70	Petrokraft	1989
Mönsterås		lut	sodapanna	60	Petrokraft, Götaverken Energy	1990
Nässjö KVV		kol, torv, trädbränsle	CFBC		Vattenfall Engineering AB	1991
Sandviksverket	ÅÅ50	trädbränsle, torv, olja	frontbrännare			1992
Sörby HVC		trädbränsle	rost	85	Kværner Generator	1991
Uppsala SFA	4	avfall	rost		Uppsala Energi AB	1991
Vendsysselværket	1	kol	väggbrännare	50	Aalborg Ciserv	1991
Öresundsverket	P15	kol	brännare		Petrokraft	1987

Tabell 13.2 Anläggningar med SCR
Table 13.2 Plants equipped with SCR

Anläggning	Enhet	Bränsle	Förbränning	NO_x-reduktion %	Leverantör	År
Arosverket	P1	kol	frontbrännare	84	Fläkt	1991
Arosverket	P2	kol	frontbrännare	84	Fläkt	1991
Arosverket	P4	kol	hörnbrännare	89	Fläkt	1992
Avedöreværket	1	kol	boxerbrännare	80	Haldor Topsøe	1993
Händelöverket	13	flis, kol	CFBC		Tampella Power Inc	1993
Järvenpää	1	naturgas	dieselmotor	63	Wärtsilä	1991
Karlshamn	P3	olja	brännare			1995
Meri-Pori		kol, olja	boxerbrännare	65	Tampella	1993
Oskarshamn		gasol	dieselmotor		Wärtsilä	1992
Skultunaverket		olja	dieselmotor	93	Hug Engineering	1992
Tornbyverket	1	olja	dieselmotor		Wärtsilä	1991
Vendsysselværket	2	kol, olja	boxerbrännare	95	Haldor Topsøe	1991
Visby KVV	1	olja	dieselmotor	95	Götaverken Miljö, SGP	1992
Visby KVV	2	olja	dieselmotor	95	Götaverken Miljö, SGP	1992
Värtaverket	P4	kol	PFBC		ABB Carbon	1992
Värtaverket	P5	kol	PFBC		ABB Carbon	1991

14 Summering

Införandet av olika typer av styrmedel från myndigheterna har lett till att ett stort antal anläggningar i Sverige, Danmark och Finland har installerat eller skall installera åtgärder för att minska utsläppen av kväveoxider. Införandet av avgifter för utsläpp av kväveoxider i Sverige är den stora anledningen till att så många installationer just har eller skall ske i Sverige.

I tabell 14.1 framgår de anläggningar som finns i databasen med kommersiella installationer, grupperade efter bränsle och förbränningsteknik. Förbränningstekniska åtgärder är de klart vanligaste åtgärderna. Det finns även anläggningar där både åtgärder vidtas både i förbränning och i rökgaser. Vid slutet av 1991 fanns 4 anläggnigar och ytterligare 7 kommer att installera båda åtgärderna. De flesta anläggningarna med åtgärder är koleldade anläggningar och innefattar anläggningar i såväl Danmark, Finland som Sverige.

Förbränningstekniska åtgärder är vid slutet av 1991 installerade på ca 10 **kolpulvereldade pannor i Danmark**. Låg-NO_x-brännare är den åtgärd som har använts i samtliga fall, i kombination med OFA i några få installationer. Efter åtgärderna är emissioner mellan 200 och 300 mg NO_2/MJ. Ytterligare tre installationer med låg-NO_x-brännare planeras under 1992. Under 1991 togs en rökgasreningsanläggning i drift, den första i Danmark. Det är en kombinerad SO_x/NO_x process, katalytisk, som har levererats av Haldor Topsøe. Man planerar även att installera några enstaka anläggningar med SCR. Försök har genomförts med SNCR på två anläggningar.

Kolpulvereldade pannor i Finland har i de flesta fall försetts med förbränningstekniska installationer i form av låg-NO_x-brännare och i några fall OFA. Samma typ av brännare är aktuell i samtliga fall med låg-NO_x-brännare, den sk HT-NR brännaren som i Finland levereras på licens av Tampella. Over fire air används även i flertalet installationer. I några anläggningar där låg-NO_x-brännare eller OFA skall installeras, skall kvarnarna även kompletteras med roterande siktar eller modifieras på annat sätt. 1993 kommer 7 kolpulvereldade pannor med en total installerad effekt av 4275 MWbr att vara försedda med förbränningstekniska åtgärder i Finland. Reduktionen av NO_x varierar för dessa anläggningar mellan 45 och 60% för installationer med låg-NO_x-brännare och ner till 20% med OFA. En nybyggd anläggning (1300 MWbr) kommer att vara försedd med SCR, när den tas i drift 1993.

Tabell 14.1 Anläggningar med installationer för att minska NO_x t o m 1995
Table 14.1 Plants with installations for NO_x reduction at the end of 1995

	Förbränning MW_{br} (antal)	Rökgasrening MW_{br} (antal)	Totalt MW_{br} (antal)
Pulvereldade pannor			
Kol, Danmark	10 845 (14)	1 909 (3)	10 845 (14)
Kol, Finland	4 275 (7)	1 300 (1)	4 275 (7)
Kol, Sverige	1 819 (11)	772 (4)	1 841 (12)
Övriga bränslen	766 (4)	380 (1)	766 (4)
Pannor med rost			
Avfall	369 (10)	388 (10)*	553 (16)
Kol, trädbränsle	369 (4)	88 (1)	457 (5)
CFBC	180 (1)	310 (4)	490 (5)
PFBC		422 (2)	422 (2)
Oljeeldade pannor	4 234 (11)	1 100 (1)	5 334 (12)
Gaseldade pannor	630 (5)		630 (5)
Dieselmotorer		155 (6)	155 (6)
Gasturbiner	2 359 (15)		2 359 (15)

* inklusive Sävenäs 4,5

De första låg-NO_x-brännarna installerades i **Sverige på kolpulvereldade pannor** 1982 och flera av de hörneldade pannorna som installerades i början av 80-talet är försedda med OFA. Modifieringar av brännare har genomförts under de senare åren för att minska NO_x-bildningen. Reburning med naturgas är i drift på en panna sedan 1989. Genom installationer av förbränningstekniska åtgärder har emissionerna sänkts för hörneldade pannor till 90-120 mg NO_2/MJ. Emissionsnivån för övriga väggeldade pannor är betydligt högre, 250-370 mg NO_2/MJ. De första SCR anläggningarna i Sverige togs i drift under 1991 på två kolpulvereldade anläggningar. Ytterligare en SCR anläggning skall köras igång 1992. Den totala installerade effekten med SCR blir då 750 MWbr. En liten kolpulvereldad anläggning körs sedan 1991 med SNCR. Försök har genomförts med SNCR på två kolpulvereldade pannor.

Förbränningstekniska åtgärder som installerats för kommersiell drift på **avfallseldade rostpannor** innefattar hitintills endast rökgasåterföring (RGÅ). Det fanns vid slutet av 1991 installerat på 6 pannor. Samtliga installationer är gjorda på befintliga anläggningar. Ytterligare 4 anläggningar skall förses med RGÅ inom de närmaste åren. Den redovisade reduktionsgraden med RGÅ varierar från 15% upp till 40%. Den senare siffran innefattar förutom RGÅ även reglertekniska åtgärder. Utsläppsnivån efter åtgärder är i storleksordningen 120-220 mg NO_2/MJ.

Det finns sammanlagt fyra **koleldade wanderrost- och spreaderstoker pannor** där åtgärder vidtagits för att minska NO_x-emissionerna. Tre av pannorna är försedda med rökgasåterföring och en skall under 1992 förses med SNCR. Sammanlagt har dessa pannor en installerad effekt motsvarande 443 MWbr. Emissionerna efter wanderrost med rökgasåterföring är 110-120 mg NO_2/MJ.

CFBC ger i allmänhet låga utsläpp av NO_x. Det finns dock anläggningar som har installationer för att sänka emissionerna. De flesta anläggningarna använder SNCR, men anläggning finns med rökgasåterföring och ytterligare en skall förses med SCR. Totalt omfattas fem CFBC pannor med installerad effekt motsvarande 490 MWbr av permanenta installationer för att sänka NO_x. Två PFBC pannor förses med en kombination av SNCR och SCR för att sänka emissionerna under 50 mg NO_2/MJ.

Åtgärder för att minska NO_x-utsläppen från **oljeeldade pannor** innefattar i samtliga fall utom ett installation av låg-NO_x-brännare eller modifiering av befintliga brännare. Undantaget är en panna med kombination av OFA och RGÅ. Dessutom har rökgasåterföring installerats i flera anläggningar, oftast i kombination med låg-NO_x-brännare. Over fire air finns installerat i en anläggning. Andra typer av åtgärder som vidtas är byte av oljekvalitet. Totalt omfattas tolv pannor i

Sverige med en installerad effekt av ca 5300 MWbr. Efter installation av förbränningsteknisk åtgärd har emissionerna sänkts till 70–150 mg NO_2/MJ. SCR skall enligt planer installeras på en panna 1995.

Det finns sex **gaseldade pannor** i Sverige där åtgärder vidtagits för att minska NO_x-emissionerna. De flesta av dessa har kombinationsbrännare där olja såväl som gas kan eldas. Åtgärderna som vidtagits är installation av låg-NO_x-brännare eller modifiering av befintliga brännare. Med installationerna sänks utsläppen till 50–70 mg NO_2/MJ. De 6 pannorna motsvarar en sammanlagd installerad bränsleeffekt av 645 MWbr.

De sex **dieselmotorer** som under 1991–1992 kompletteras med NO_x-reducerande åtgärder, förses samtliga med SCR anläggningar. Anläggningarna omfattar en naturgasdriven dieselmotor i Finland, en gasol- och fyra oljeeldade motorer i Sverige. Genom att installera SCR sänks emissionerna till 100–200 mg NO_2/MJ. Den sammanlagda installerade effekten för dessa anläggningar är 155 MW räknat som bränsleeffekt.

Nya **gasturbiner** utrustas med låg-NO_x-brännare eller -brännkammare från början. Tre gasturbiner av denna typ med en total bränsle effekt på 475 MW, varav två i Sverige och en i Finland, har tagits i drift under 1991. Ytterligare en gasturbin, 470 MWbr, kommer att tas i drift under 1992 med låg-NO_x-brännkammare. Installationer för att minska NO_x-utsläppen från befintliga gasturbiner innefattar vatten- eller ånginsprutning. Tre gasturbiner blir under 1992 försedda med vatteninsprutning för kommersiell drift, samtliga i Sverige. Försök med vatteninsprutning har även genomförts på en anläggning i Sverige under 1991. En anläggning i Finland är försedd med ånginsprutning. Under 1992 kommer ytterligare tre gasturbiner att kompletteras med vatteninsprutning. Totalt innehåller databasen 15 anläggningar motsvarande 2400 MWbr. Installationerna av åtgärder ger varierande resultat. Reduktionsgrader mellan 35 och 85% redovisas tillsammans med emissionsnivåer som i de flesta fall är mellan 50 och 150 mg NO_2/MJ. Vid några äldre gasturbiner förväntas resultatet dock bli högre ca 200 mg NO_2/MJ.

15 Referenser

Kivelä M.: Förbränningsteknisk reduktion av NO_x. NGC News (1989) 4. p 5–7.

Krall B.: Fuldskala forsøg over reburning med naturgas på kulfyrede kedler. NGC News (1990) 6. p.3.

Leckner B., Karlsson M., Dam–Johansen K., Weinell C.,Kilpinen P., Hupa M: The influence of additives on selective non–catalytic reduction of NO with NH_3 in circulating fluidized bed boilers. Finnish–Swedish Flame Days, Åbo, september 1990, IFRF. 11 s

Mannini A., Daniel M., Kirchner A., Soud H.: World coal–fired power stations. London (IEA Coal Research) 1990. 285s. IEACR/28.

Mjörnell M., Leckner B., Karlsson M., Lyngfelt: Emissions control with additives in CFB coal combustion. Föredrag presenterat vid 1990 international conference on fluidized bed combustion, Montreal, Canada, 21–24 april 1991 (The Americal Society of Mechanical Engineers) vol 2, s 655–665, 1991

Mjörnell M., Hagman U., Karlsson M., Leckner B.: Emissions from a 165 MW_{th} circulating fluidized bed boiler. (Chalmer Tekniska Högskola) Rapport A 91–195, 1991

Gustavsson D., Hellgren K.: Förbränningstekniska prov i Karlshamnsverket (Karlshamnsverkets kraftgrupp) 50s. 1990

Hjalmarsson A–K., Soud H.: NO_x control installations on coal–fired plants. London (IEA Coal Research) 1991. 108s. IEACR/34.

Hjalmarsson A–K.: NO_x control technologies for coal combustion. London (IEA Coal Research) 1990. 102s. IEACR/24.

Junttila V.: Erfarenheter från finska gasturbinanläggningar. Hörsholm, Danmark (Nordisk Gasteknik Center) 1990. 80s. ISBN 87–89309–15–4.

APPENDIX – SÖKREGISTER

Anläggningar sorterade efter land och anläggningsägare

Plants by country and owner

Ägare	Anläggning	Enhet	Förbränning	Rökgasrening	Index
Danska anläggningar					
Elkraft, IFV	Asnæsværket	1	LNB		4.1.2
Elkraft, IFV	Asnæsværket	2	LNB		4.1.2
Elkraft, IFV	Asnæsværket	3		SNCR (test)	4.1.2
Elkraft, IFV	Asnæsværket	4	LNB		4.1.2
Elkraft, IFV	Asnæsværket	5	LNB		4.1.2
Elkraft, IFV	Avedöreværket	1	LNB	SCR	4.1.2
Elkraft, KB	Amagerværket	2	LNB		4.1.2
Elkraft, KB	Amagerværket	1	LNB		4.1.2
Elkraft, KB	Amagerværket	3	LNB		4.1.2
Elkraft, SEAS	Stigsnæsværket	1	LNB		4.1.2
Elsam, Fynsværket	Fynsværket	7	LNB, OFA, RGÅ		4.1.3
Elsam, NEFO	Vendsysselværket	1		SNCR (test)	4.1.3
Elsam, NEFO	Vendsysselværket	2	LNB, OFA	SCR, kombi	4.1.3
Elsam, Nordkraft	Aalborg	8	LNB		4.1.3
Elsam, Sönderjyllands Höjspændningsvær	Enstedværket	3	LNB		4.1.3
Elsam, Vestkraft	Esbjerg	8	LNB		4.1.3
Finska anläggningar					
Espoon Sähko	Salmisaari		OFA		4.2.2
Helsingin Kaupungin Energialaitos	Hanasaari B	3	LNB (HT–NR)		4.2.3
Helsingin Kaupungin Energialaitos	Hanasaari B	4	LNB (HT–NR), rot siktar		4.2.3
Helsingin Kaupungin Energialaitos	Vuosaari	A	LNBK (lean mix/rich burn)		11.2
Imatran Voima Oy	Järvenpää	1		SCR	10.2
Imatran Voima Oy	Inkoo	1	LNB (HT–NR), OFA		4.2.4
Imatran Voima Oy	Inkoo	4	LNB (HT–NR), OFA		4.2.4
Imatran Voima Oy	Joensuu		OFA		4.4.2

Ägare	Anläggning	Enhet	Förbränning	Rökgasrening	Index
Forts Finska anläggningar					
Imatran Voima Oy	Meri-Pori		LNB (HT-NR), OFA	SCR	4.2.4
Imatran Voima Oy	Nådendal	2	OFA		4.2.4
Kymmene Oy	Villmanstrand		ånginsprutning		11.3
Lahden Lämpövoima	Kymijärvi	16	RGÅ, reburning, OFA (test)		4.2.5
Svenska anläggningar					
Aroskraft	Arosverket	P4	OFA, brännarmod, OBA	SCR	4.3.8
BP	BP Torslanda		vatteninsprutning		11.4
Bodens Energi	Boden			SNCR	6.1.2
Byggnadsstyrelsen	Chalmers			SNCR (test)	6.1.3
Drefvikens Energi	Jordbro	P1	LNB, OFA		7.2
Drefvikens Energi	Jordbro	P2	LNB, OFA		7.2
Fyriskraft AB	Uppsala KVV	KVV	LNB, OFA	SNCR	4.4.3
GRAAB	Sävenäs AKVV	1	RGÅ	SNCR	5.1.2
GRAAB	Sävenäs AKVV	2	RGÅ	SNCR	5.1.2
GRAAB	Sävenäs AKVV	3		SNCR	5.1.2
GRAAB	Sävenäs AKVV	4	RGÅ		5.1.2
GRAAB	Sävenäs AKVV	5	RGÅ		5.1.2
Hallstahammar Energi AB	Hallstahammar HVC			SNCR	4.3.2
Halmstads Kommunala Renhållnings AB	Kristinehed AVV	1		SNCR	5.1.3
Halmstads Kommunala Renhållnings AB	Kristinehed AVV	2		SNCR	5.1.3
Helsingborgs Energiverk	Västhamnsverket	1	OFA, LNCFS		4.3.3
Hylte Bruks AB	Hylte Bruks AB	2	LNB		8.2
Hylte Bruks AB	Hylte Bruks AB	3	LNB		8.2
Jönköping Energi	Munksjö KVV	P2	LNB, OFA, RGÅ		4.4.4
Karlshamnsverkets Kraftgrupp	Karlshamn	P1	LNB		7.3
Karlshamnsverkets Kraftgrupp	Karlshamn	P2	LNB		7.3
Karlshamnsverkets Kraftgrupp	Karlshamn	P3		SCR	7.3
Karlskoga Kommun	Karlskoga		vatteninsprutning		11.5
Lunds Energiverk	Lund HVC		LNB (LPP)		11.6
Malmö Kraftvärme AB	Limhamnsverket		reburning	SNCR (test)	4.3.4

Ägare	Anläggning	Enhet	Förbränning	Rökgasrening	Index
Forts Svenska anläggningar					
Malmö Kraftvärme AB	Heleneholmsverket	P10	brännarmod, luftskåp		8.3
Malmö Kraftvärme AB	Heleneholmsverket	P11	brännarmod, luftskåp		8.3
Malmö Kraftvärme AB	Heleneholmsverket	P12	brännarmod, luftskåp		8.3
Mjölby Svartådalens Energiverk	Sörby HVC		RGÅ	SNCR (test)	5.3.2
Mönsterås Bruk	Mönsterås			SNCR (test)	9.2
Norrköpings Energiverk	Händelöverket	1	RGÅ		5.2.2
Norrköpings Energiverk	Händelöverket	2	RGÅ		5.2.2
Norrköpings Energiverk	Händelöverket	13		SCR	6.1.4
Nyköpings Energiverk	Idbäcksverket	P2		SNCR (test)	6.1.5
Oskarshamns Energiverk	Oskarshamn			SCR	10.3
Perstorp AB	Perstorp AB			SNCR	6.1.6
Pripps	Pripps, Göteborg	P2	LNB (test)		8.4
SYSAV	Malmö AVV	P1		SNCR	5.1.5
SYSAV	Malmö AVV	P2	returning (test)	SNCR	5.1.5
Sandviken Energi	Björksätra HVC		vatteninsprutning		11.7
Sockerbolaget	Jordberga		RGÅ		5.2.3
Stockholm Energi	Hässelby	P1	LNB		4.3.5
Stockholm Energi	Hässelby	P2	LNB		4.3.5
Stockholm Energi	Hässelby	P3	LNB		4.3.5
Stockholm Energi	Högdalen	P3	RGÅ		5.1.4
Stockholm Energi	Värtaverket	P4		SNCR, SCR	6.2.2
Stockholm Energi	Värtaverket	P5		SNCR, SCR	6.2.2
Stockholm Energi	Värtaverket	KVV1	OFA, RGÅ		7.4
Stockholm Energi	Årsta Värmeverk	P3	LNB, OFA, (RGÅ,test)		7.4
Sydkraft	Halmstadverket	G11	vatteninsprutning		11.8
Sydkraft	Halmstadverket	G12	LNB (LPP)		11.8
Sydkraft	Öresundsverket	P15		SNCR (test)	4.3.7
Sydkraft	Öresundsverket	P16	LNB, RGÅ		7.5
Sydkraft	Öresundsverket	G24	vatteninsprutning		11.8
Sydkraft	Öresundsverket	G25	vatteninsprutning		11.8

Ägare	Anläggning	Enhet	Förbränning	Rökgasrening	Index
Forts Svenska anläggningar					
Söderenergi	Igelsta	1	OFA, LNCFS (1991)		4.3.6
Söderenergi	Igelsta	2	OFA		4.3.6
Söderenergi	Igelsta	3	OFA		4.3.6
Tekniska Verken i Eskilstuna	Vattumannen		vatteninsprutning		11.9
Tekniska Verken i Karlstad	Karlstad			SNCR	6.1.7
Tekniska Verken i Linköping	Gärstadverket	3	RGÅ		5.1.6
Tekniska Verken i Linköping	Tornbyverket	1		SCR	10.4
Tekniska Verken i Linköping	Linköping KVV	P1		SNCR	5.2.4
Tekniska Verken i Linköping	Linköping KVV	P2	brännarmod		7.6
Tekniska Verken i Linköping	Gärstadverket	1	RGÅ		5.1.6
Tekniska Verken i Linköping	Gärstadverket	2	RGÅ		5.1.6
Trollhättan Fjärrvärme AB	Stallbackaverket		LNB, RGÅ		7.7
Umeå Energi	Ålidhem	SUP1	RGÅ		5.1.7
Umeå Energi	Ålidhem	SUP2	RGÅ		5.1.7
Uppsala Energi AB	Uppsala HVC	HVC	LNB, OFA		4.4.3
Uppsala Energi AB	Uppsala SFA	1		SNCR	5.1.8
Uppsala Energi AB	Uppsala SFA	4		SNCR (test)	5.1.8
Vattenfall	Visby KVV	1		SCR	10.5
Vattenfall	Visby KVV	2		SCR	10.5
Vattenfall	Nässjö KVV			SNCR (test)	6.1.8
Vattenfall	Papyrus, Mölndal		vatteninsprutning		11.10
Vattenfall	Stallbacka	1	vatteninsprutning		11.10
Vattenfall	Stallbacka	2	vatteninsprutning		11.10
Vattenfall	Stenungsund	1	LNB, RGÅ		7.8
Vattenfall	Stenungsund	2	LNB, RGÅ		7.8
Västerås Stads Kraftvärmeverk	Skultunaverket			SCR	10.6
Västerås Stads Kraftvärmeverk	Arosverket	P1	brännarmod	SCR	4.3.8
Västerås Stads Kraftvärmeverk	Arosverket	P2	brännanrmod	SCR	4.3.8
Växjö Energiverk AB	Sandviksverket	ÅÅ50		SNCR (test)	4.4.5
Ängelholms Energiverk	Ängelholm		LNB (LPP)		11.12
Örebro Energi	Åbyverket	P5	RGÅ		6.1.9

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

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

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

STIFTELSEN FÖR VÄRMETEKNISK FORSKNING
BOX 6495 · 113 82 STOCKHOLM · TEL: 08 / 34 09 80