

En opdateret analyse af Danmarks muligheder for at reducere emissionerne af NO_x

COWI A/S

Miljøstyrelsen vil, når lejligheden gives, offentliggøre rapporter og indlæg vedrørende forsknings- og udviklingsprojekter inden for miljøsektoren, finansieret af Miljøstyrelsens undersøgelsesbevilling.

Det skal bemærkes, at en sådan offentliggørelse ikke nødvendigvis betyder, at det pågældende indlæg giver udtryk for Miljøstyrelsens synspunkter.

Offentliggørelsen betyder imidlertid, at Miljøstyrelsen finder, at indholdet udgør et væsentligt indlæg i debatten omkring den danske miljøpolitik.

Indhold

FORORD	7
SAMMENFATNING OG KONKLUSIONER	9
SUMMARY AND CONCLUSIONS	13
1 INDLEDNING	17
1.1 BAGGRUND	17
1.2 FORMÅL	18
1.3 TILGANG OG STRUKTUR I RAPPORTEN	18
1.4 OPDATERING AF TILTAG - OVERSIGT OVER RESULTATER	18
1.5 OVERSIGT OVER 2006 TILTAG OG NYE TILTAG	19
2 KRAFTVÆRKER MV.	21
2.1 FULD OG DELVIS BOOSTING AF KULFYREDE BLOKKE PÅ KRAFTVÆRKER MED NATURGAS	21
2.1.1 NO _x -reduktionspotentiale ved boosting eller skift til naturgas	22
2.1.2 Omkostninger ved NO _x reduktion gennem boosting	23
2.2 REBURNING PÅ KUL, HALM OG TRÆFLIS.	23
2.2.1 NO _x -reduktionspotentiale ved reburning	23
2.2.2 Omkostninger ved NO _x reduktion gennem reburning	24
2.2.3 Opsummering omkring reburning	24
2.3 ADVANCED REBURNING PÅ KUL, HALM OG TRÆFLIS	25
2.4 STATUS OVER TEKNISKE REDUKTIONSMULIGHEDER	25
2.4.1 Udvikling fra 2006-2008 i emissioner af NO _x	25
2.4.2 Oversigt over emissionsfaktorer og NO _x reduktionsudstyr	25
2.5 YDERLIGERE REDUKTIONSMULIGHEDER	28
2.5.1 Indsatsområder for reduktion af NO _x	28
2.5.2 Eksempel beregning for tiltag med oftere udskiftning af katalysatorlag	29
3 KRAFTVARMEVÆRKER	31
3.1 SCR PÅ GASMOTORER I KRAFTVARMESEKTOREN	31
3.1.1 Teknologi	31
3.1.2 Emissionsværdier	32
3.1.4 Økonomi	34
3.2 BEDRE STYRING AF GASMOTORER I KRAFTVARMESEKTOREN	35
3.2.1 Teknologi	35
3.2.2 Emissionsværdier	35
3.2.3 Økonomiske konsekvenser	36
3.3 LAV-NO _x BRÆNDERE I FJERNVARMESEKTOREN	37
3.3.1 Teknologi	37
3.3.2 Opgradering af brændere	37
3.3.3 Anvendelse i fjernvarmesektoren	37
3.3.4 Emissionsværdier	38
3.3.5 Reduktionspotentiale	38
3.3.6 Økonomi	39

3.4	REBURNING	39
3.5	SNCR/SCR PÅ HALM- OG TRÆFLISFYREDE KEDLER	40
3.6	YDERLIGERE TILTAG	40
4	AFFALDSFORBRÆNDING	43
4.1	TEKNOLOGIER FOR REDUKTION AF NO _x EMISSIONER	43
4.2	PRIMÆRE TEKNIKKER FOR NO _x REDUKTION	43
4.2.1	Styring af luftfordeling, opblanding og temperaturer	43
4.2.2	Røggas recirkulation	44
4.2.3	Oxygen injektion	44
4.2.4	Naturgas injektion (re-burn)	44
4.2.5	Vandindsprøjtning på risten	44
4.3	SEKUNDÆRE TEKNIKKER FOR NO _x REDUKTION	44
4.3.1	SNCR	44
4.3.2	SCR	45
4.4	STATUS AFFALDSFORBRÆNDING	45
4.4.1	Potentiale for reduktion af NO _x emissioner fra forbrændingsanlæg	46
4.4.2	Økonomi	47
5	INDUSTRIKEDLER	49
5.1	UDSKIFTNING TIL LAV-NO _x BRÆNDERE PÅ BESTÅENDE KEDLER I INDUSTRIEN	49
5.1.1	Teknologi	49
5.1.2	Opgradering af brændere	50
5.1.3	Anvendelse i industrien	50
5.1.4	Økonomi	51
5.2	GENNEMGANG AF TRE AF DE 25 STØRSTE INDUSTRIELLE OG ENERGIMÆSSIGE EMITTENTER	51
5.3	POTENTIALE FOR REDUKTION AF NO _x -EMISSIONER FRA STØRRE INDUSTRIANLÆG.	52
5.3.1	Cementindustri	52
5.3.2	Raffinaderier	53
6	MOBILE KILDER	55
6.1	INVESTERINGSOMKOSTNINGER VED EFTERMONTERING AF SCR PÅ EKSISTERENDE KØRE TØJER	55
6.1.1	Driftsudgifter (brændstof- og urea-forbrug)	55
6.1.2	Miljøeffekter (NO _x , HC, CO, PM, CO ₂)	56
6.2	FREMRYKNING AF EURO 6 NORMER FOR TUNGE KØRETØJER	57
6.2.1	Meromkostninger per køretøj fra EURO 5 til EURO 6 normer (investering)	57
6.2.2	Driftsudgifter (brændstof- og urea-forbrug)	57
6.2.3	Miljøeffekter (NO _x , PM)	58
6.3	SCR PÅ TRAKTORER OG MEJETÆRSKERE	58
6.3.1	Investeringsomkostninger ved eftermontering af SCR på eksisterende motorer	58
6.3.2	Driftsomkostninger (ureaforbrug)	58
6.3.3	Miljøeffekter (NO _x , HC, CO, PM, CO ₂)	59
7	OFFSHORE	61
8	ANDRE KILDER	65
8.1	TEGLVÆRKER	65
8.1.1	Nuværende NO _x emissioner fra teglværker i Danmark	65
8.1.2	Minimering af N-indhold i råvarer	65

8.1.3	Skift til brændsel med lavere N-indhold	65
8.1.4	Lav-NOx brændere	65
8.1.5	Kombineret el- og varmeproduktion	66
8.1.6	NOx fjernelse ved sekundære teknikker (SCR)	66
8.1.7	Konklusion	66
9	INTERNATIONALE ERFARINGER	67
9.1	OVERSIGT OVER DE I EU ANVENDTE TILTAG	67
9.1.1	Tiltag indenfor NOx emissions reduktion	68
9.2	ENERGISEKTOREN	69
9.3	TRANSPORT SEKTOR	70
9.4	INDUSTRI	71
9.5	HUSHOLDNINGSSEKTOREN	72
9.6	LANDBRUGSSEKTOREN	73
9.7	AFFALDSSEKTOR	73
9.8	NORSKE ERFARINGER	74
9.8.1	Olie og gasudvindingsanlæg	74
9.8.2	Indenrigsskibsfart	74
9.8.3	Industri	75
10	SAMFUNDSØKONOMISKE BEREGNINGER	77
10.1	GENERELLE BEREGNINGSFORUDSÆTNINGER	77
10.2	ANTAGELSER OM TILTAGENE	79
10.3	RESULTATER	82
10.4	RESULTATER – UDEN EN NOX AFGIFT PÅ ERHVERVENE	86
10.5	FØLSOMHEDSANALYSER	87
10.6	WORST CASE OG BEST CASE SCENARIER	90
11	YDERLIGERE VIDENSBEHOV	93
BILAG 1	REFERENCER	95
BILAG 2	FORSKEL I FORUDSÆTNINGER I FORHOLD TIL 2006 RAPPORT	99
BILAG 3	FØLSOMHEDSANALYSER OG SKYGGEPRISE	101
BILAG 4	FORKORTELSER	107

Forord

EU-Kommissionen forventes i løbet af 2009 eller i 2010 at fremsætte et udkast til revision af det eksisterende direktiv om nationale emissionslofter, 2001/81/EF. Udkastet vil indeholde forslag til emissionslofter fra og med 2020 for alle fire stoffer, svovldioxid (SO₂), kvælstofoxider (NO_x), flygtige organiske kulbrinter (VOC'er) og ammoniak (NH₃) og som noget nyt også for partikler (PM_{2,5}).

Da det erfaringsmæssigt har vist sig, at overholdelse af emissionslofter for NO_x kan være en stor udfordring har Miljøstyrelsen fundet det nødvendigt at foretage en opdatering af rapporten fra 2006: "Analyse af Danmarks muligheder for at reducere emissionerne af NO_x i 2010".

COWI har for Miljøstyrelsen foretaget en kritisk teknisk faglig gennemgang af de tiltag, der er beskrevet i rapporten "Analyse af Danmarks muligheder for at reducere emissionerne af NO_x i 2010" med det sigte at indhente viden om hvilke tiltag, der fortsat er relevante. Gennemgangen indeholder ikke en vurdering af tiltag indenfor fiskeriflåden, havvindmøller, reduktion af dieselandele for lette køretøjer og montering af EGR teknologi på tunge køretøjer.

Miljøstyrelsens undersøgelser om yderligere reduktionspotentiale og revidering af de økonomiske analyser kan derfor bidrage til at identificere hvilke NO_x reducerende tiltag, der er samfundsøkonomisk fordelagtige at gennemføre for at opnå opstillede målsætninger for NO_x reduktionen. Det skal dog bemærkes, at der ikke er taget stilling til om tiltagene faktisk skal gennemføres, da dette er en politisk beslutning. Der er heller ikke taget stilling til hvordan de enkelte tiltag vil blive søgt gennemført, dvs. hvilke styringsinstrumenter der vil blive taget i anvendelse.

COWI har foretaget den tekniske opdatering af tiltagene, mens Miljøstyrelsen har foretaget de samfundsøkonomiske beregninger, som gennemgås i kapitel 10. Arbejdet med nærværende rapport er afsluttet i marts 2009.

Sammenfatning og konklusioner

Dette er afrapporteringen vedrørende projektet "Opdatering af NOx rapport". Projektet har omfattet en opdatering af beregningsforudsætningerne for en række tiltag som blev analyseret i rapporterne:

- Miljøstyrelsen: Analyse af Danmarks muligheder for at reducere emissionerne af NOx i 2010, Hovedrapport, Miljøprojekt nr. 1104, 2006.
- Miljøstyrelsen: Samfundsøkonomisk analyse af NOx reduktion, Bilagsrapport, Arbejdsrapport nr. 21 fra Miljøstyrelsen, 2006.

Nedenfor er resultatet af opdateringen sammenfattet. Opdateringen har primært fokuseret på at vurdere reduktionspotentiale som de direkte omkostninger ved hvert tiltag.

Tabel 0-1 Oversigt - opdatering af tiltag

Tiltag og navn	Resultat
Fuld og delvis boostning af kulfyrede blokke på kraftværker med naturgas	Disse tiltag vurderes ikke længere at være relevante. Alle kraftværker vil inden 2015 have de-NOx og det betyder lavere emissioner end boostning ville have medført.
SCR på gasmotorer i kraftvarmesektoren	Oplysninger opdateret med reduktionspotentiale og omkostninger. Der er ikke sket væsentlige ændringer i forhold til 2006 rapporten, dog er NOx omkostningen lidt højere forbi udnyttelsesgraden vurderes at være lavere end forudsat i 2006 rapporten.
Bedre styring af gasmotorer i kraftvarmesektoren	Oplysninger opdateret med reduktionspotentiale og omkostninger. Beregningsforudsætningerne er ændret og NOx reduktionsomkostningen er noget mindre end 2006 rapporten.
Reburning og advanced reburning på kul, halm og træflis	Da alle anlæg vil blive forsynet med de-NOx anlæg er andre teknologier som fx reburning ikke længere relevante. Data indsamlet og præsenteret.
Lav-NOx brændere i fjernvarmesektoren	Oplysninger opdateret med reduktionspotentiale og omkostninger. Der er ikke sket væsentlige ændringer i forhold til 2006 rapporten, dog er NOx omkostningen for oliefyrede kedler øget baseret på en ændret forudsætning om udnyttelsesgraden af kedlerne.
Udskiftning til lav-NOx brændere på bestående kedler i industrien	Tiltaget er blevet opdateret. Investeringsomkostningen skønnes at være noget højere, hvilket sammen med andre mindre justeringer fører til at NOx omkostningen noget højere end i 2006 beregningen.
1 SCR på tunge køretøjer 2 Fremrykning af EURO 6 normer for tunge køretøjer 3 SCR på traktorer og mejetærskere	Der er gennemført en opdatering for disse tiltag. Det er generelt en række mindre justeringer af input data og forudsætninger.
Olie Gas offshore	Små justeringer af reduktionspotentialet samt af antallet

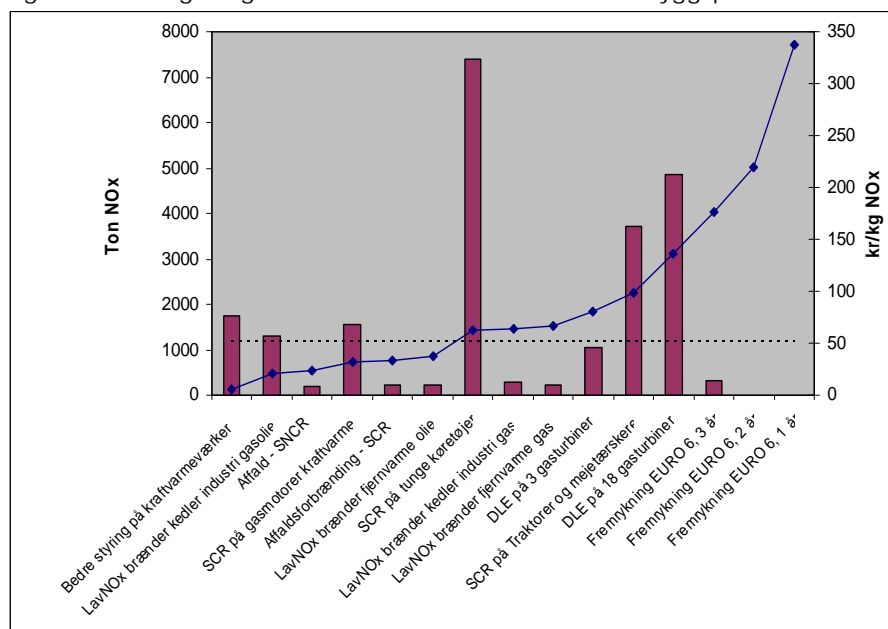
Tiltag og navn	Resultat
	af dage hvor en beboelsesrig er nødvendig, hvilket reducerer omkostningen til selve udskiftningen.
Yderligere tekniske reduktionsmuligheder	Opdatering er gennemført ved tilføjelser under de enkelte områder. Helt generelt kan SCR anvendes på stort set alle typer af anlæg. SCR kan reducere NO _x med op til 90 %. På de største kraftværker er SCR allerede indført. Det vurderes i princippet muligt at reducere yderligere ved udbygning eller ændret drift af SCR anlæggene.
Gennemgang af de 25 største industrielle og energimæssige emittenter	Opdateringen er kun gennemført på et generelt niveau. Det har ikke været muligt at gennemgå alle de store punktkilder og give en individuel analyse. Se Kapitel 2 hvor de store kraftværker er behandlet, samt kapitel 4 omhandlede 6 store forbrændingsanlæg og endelig Kapitel 5 som indeholder en kort status for 3 store industrikilder.
Yderligere reduktionsmuligheder: Decentrale kraftvarmeværker	Se afsnit 3.4 for nærmere detaljer. Der kan være et potentiale i indførelse af SCR dog afhænger det af individuelle forhold, f.eks. brændselstype. Fremrykket udskiftning af gamle gasmotorer kan være et alternativ til ændret styring af gasmotorer.
Yderligere reduktionsmuligheder: Teglværker	Mulighederne for reduktion på teglværkerne er undersøgt. Det er stort set ikke noget potentiale.
Yderligere reduktionsmuligheder: Industriens energianlæg	Jf. ovenfor kan der i princippet indføres SCR på de fleste anlæg. Omkostninger og reduktionspotentiale kan vanskeligt vurderes uden en mere detaljeret analyse da specifikke variationer anlæggene imellem signifikant påvirker omkostningsoverslag.
Andre lande	Der er lavet en beskrivelse af forskellige EU-landes og Norges tiltag. De nationale programmer under NEC er dog ikke af en form, hvor de detaljerede tekniske muligheder kan belyses.

Opdateringen af de forskellige tiltag har som tabellen ovenfor viser resultateret i primært følgende:

- En række tiltag fra 2006 analysen som for eksempel boosting og reburning på kraftværker og andre store punktkilder vurderes ikke længere at være relevante.
- Der er gennemført mindre justeringer af forudsætninger for tiltag indenfor industrien, kraftvarmesektoren, mobile kilder og offshore.
- Yderligere tiltag omfatter primært anvendelse af SNCR og SCR. For de fleste kilder til NO_x emission kan disse teknologier anvendes, hvilket allerede sker i betydeligt omfang. Der er et potentiale i at øge NO_x reduktionen ved øget tilsætning af ammoniak (SNCR) eller ved hyppigere udskiftning af katalysator lag (SCR). Dette er bl.a. relevant på affaldsforbrændingsanlæg.

Den samfundsøkonomiske analyse af tiltagene belyser de samfundsøkonomiske omkostninger og gevinster ved de enkelte tiltag. I analysen er medtaget de tiltag der er beskrevet i tabel 0-1, samt optimering vha. SCR og SNCR i affaldsforbrændingsanlæg. Figur 0-1 giver en grafisk fremstilling af tiltagene, rangordnet i forhold til deres velfærdsøkonomiske skyggepris. Den stiplede linje angiver miljøprisen, dvs. skadesomkostninger per kg NOx, som er 52 kr. per kg.

Figur 0-1 Tiltag rangordnet efter velfærdsøkonomisk skyggepris



De tiltag der i figuren har en skyggepris på under miljøprisen giver et velfærdsøkonomisk overskud. Disse tiltag er:

- Bedre styring af gasmotorer på kraftvarmeværker
- Optimering af SNCR i affaldsforbrændingsanlæg
- Udskiftning af brænderne i de oliefyrede kedler i industrien og på kraftvarmeværkerne.

Tiltagene i kraftvarmeværkerne og industrien medfører samlet set en NOx reduktion på ca. 3300 tons årligt, og et velfærdsøkonomisk overskud på godt 1.4 mia.kr. i nutidsværdi. Tiltagene belaster forskellige sektorer i samfundet. Erhvervslivet får årlige udgifter på 3 mill.kr. og staten får udgifter på 12 mill.kr. om året pga. mistede skatteindtægter. Der ud over er der et potentiale for NOx reduktioner igennem optimering af SNCR indenfor affaldssektoren. Potentialet og omkostningerne for hvert enkelt affaldsforbrændingsanlæg er dog ikke beregnet i denne rapport.

Der er udført en række følsomhedsanalyser, for at teste om resultaterne er robuste overfor ændringer i de væsentligste forudsætninger i beregningerne. Disse viser, at resultaterne er robuste overfor ændringer i rentesats, nettoafgiftsfaktoren, samt el-, gas- og oliepriser. Hvis investeringerne kan gennemføres til lavere priser, vil det betyde, at flere tiltag bliver rentable. Fastsættes miljøprisen lavere end det er gjort her, er der omvendt færre tiltag der vil være rentable.

I 2006 rapporten var der flere af tiltagene, der var rentable, men dette skyldtes antagelsen om en højere miljøpris på NOx. Der er dog nogle af de tiltag der var rentable i 2006-rapporten, som stadig er rentable. Dette gælder bedre

styring af gasmotorer på kraftvarmeværker og udskiftning til lav-NO_x brændere i oliefyrede kedler i industrien. Til forskel fra 2006-rapporten er det nu rentabelt også at udskifte til lav-NO_x brændere på oliekedler i kraftvarmeværkerne. Desuden peges der på, at der kan være et potentiale for rentable NO_x reduktioner i affaldsforbrændingsanlæg.

Summary and conclusions

This report presents the results of the project "Up-dating of NO_x analysis". The project comprised an update of assumptions and input data regarding an analysis from 2006 which looked at alternative ways of reducing the NO_x emissions. The 2006 analysis was documented in the following reports (only in Danish):

- Miljøstyrelsen: Danmarks muligheder for at reducere emissionerne af NO_x i 2010, Hovedrapport, Miljøprojekt nr. 1104, 2006.
- Miljøstyrelsen: Samfundsøkonomisk analyse af NO_x reduktion, Bilagsrapport, Arbejdsrapport nr. 21 fra Miljøstyrelsen, 2006.

Below, the results of the update are presented. The analysis has focused on reviewing the assumptions regarding the potential for NO_x emission reductions for each measure and the direct costs of implementing the measure.

Table 0-1 Overview - Updating of measures

Measure	Result of update
Full and partly boosting of coal fire power stations (using natural gas)	These measures from the 2006 analysis are no longer relevant. All power stations will by 2015 have de-NO _x equipment leading to lower emissions than what would have been the result of boosting.
SCR on gas engines at combined heat and power plants (CHP)	The measure has been updated and the result is a slight increase in the NO _x costs compared to the 2006 analysis due to lower estimate of the capacity utilisation factor.
Improved efficiency of gas engines at CHP plans	The assumptions regarding the NO _x reduction potential and costs have been revised. The result is an estimate of the NO _x costs that is slightly lower than in the 2006 analysis.
Reburning and advanced reburning CHP plants using coal or biomass fuels	Similar to the situation for the large power stations, introduction of de-NO _x equipment on most large CHP plants mean that reburning is no longer a relevant measure to consider. .
Low NO _x burners in the district heating sector	The assumptions on NO _x reduction potential and costs have been revised. The result is almost no change apart from the estimate of the NO _x cost for oil fired boilers. Due to a revised capacity utilisation factor, the estimate of the NO _x cost has slightly increased.
Low NO _x burners on industrial boilers	The investment costs estimate has been revised leading to higher costs and combined with other though smaller adjustments the resulting estimate of the NO _x reduction costs is higher than the 2006 analysis.
1 SCR on heavy vehicles 2 Accelerated implementation of EURO 6 for heavy vehicles 3 SCR on farm tractors and	These measures have been updated with smaller adjustments and revisions of input data and assumptions.

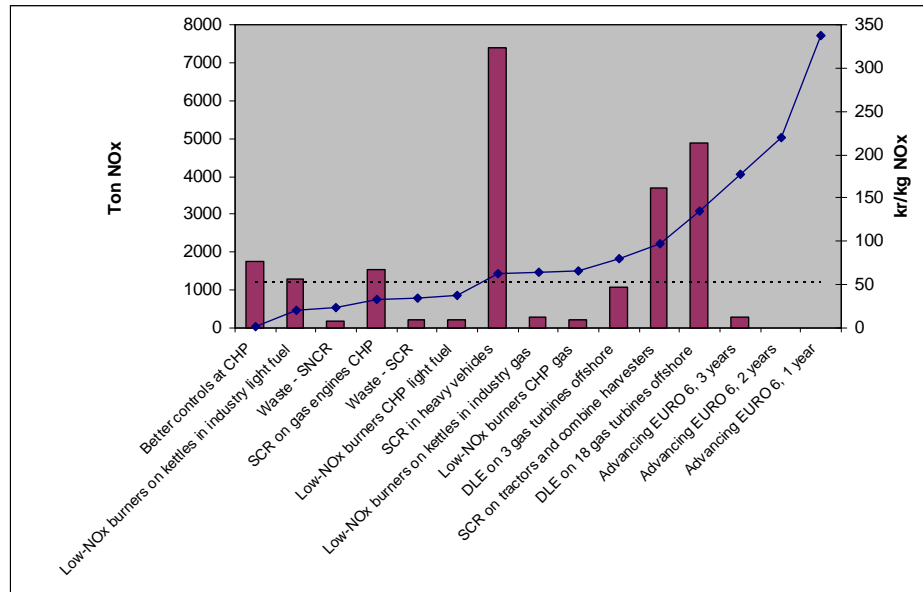
Measure	Result of update
harvesters.	
Oil and Gas offshore	Small adjustments of the reduction potential and cost assumptions leading to slight decrease in the NO _x reduction costs.
Additional measures for power stations	The use or further use of SCR has been assessed. SCR can be applied at most sources and can reduce NO _x by up to 90 %. The large power stations have already introduced SCR. Additional reductions can be achieved by more frequent replacement of the catalytic elements.
Additional measures for district heating plants including CHP	There is a potential from application of SCR though individual plant conditions such as fuel types need to be considered. Also accelerated replacement of old gas engines has been identified as a potential measures.
Additional measures for the brick making industry	The possible reduction potential has been investigated with the conclusion that there is no significant potential.
Additional measures for industrial combustion	There is a potential for application of SCR or SNCR on most installations. Costs and reduction potential can only be assessed by consideration of the site specific conditions.
International experience	The experience from other countries notable other EU Member States have been reviewed. No major additional measures have been identified.

The update of the measures included in the 2006 analysis has given the following key results:

- A number of measures such as boosting and reburning on power stations and other large point sources are no longer considered as relevant measures.
- Minor revisions and adjustments have been implemented for measures in the industry, district heating sector, for mobile sources and for offshore.
- Additional measures have been considered. This includes primarily the use of SNCR and SCR. Most sources of NO_x emissions can be fitted with either of these abatement technologies. There is for example a potential by more frequent replacement of the catalytic elements in the SCR units. Also by increased ammonia dosing the reduction in SNCR units can be increased. These are relevant measures in waste incineration installations. The report includes rough estimates of reduction potentials and costs.

The calculations show the costs and benefits of the relevant measures. These are the measures pointed at in table 0-1, and the application of SNCR and SCR in waste incineration installations. Figure 0-1 shows the shadow price (welfare-economic costs per kg removed NO_x) of these measures. The measures are ranked according to their shadow price and the dotted line shows the damage costs of emissions of one kg NO_x, being DKK 52 per kg NO_x.

Figure 0-1. Measures ranked according to their welfare-economic shadow price



The measures with a shadow price of less than the damage costs would give a welfare-economic surplus. This implies that the most cost-effective measures are

- Better controls for gas engines at combined heat and power plants (CHP)
- Optimisation of SNCR in waste incineration installations
- Replacement to low-NOx burners at light oil fuel kettles in industry and CHP

The measures in CHP and industry remove 3300 tonnes NOx in 2010. The measures imply a cost of DKK 3 million per year for the business sector and DKK 12 million per year for the government due to a loss in tax revenues. Moreover reductions can be expected from the measures within the waste incineration installations, but the exact potential has not been estimated here.

A number of sensitivity analyses have been carried out where assumptions are changed to show their influence on the results. The analysis show that the measures are robust to changes in interest rates and in the prices of electricity, gas and oil. However, if the investments are carried out at lower costs, four more measures would give a welfare-economic surplus. If the damage costs of emissions are lowered, fewer measures will give a welfare-economic surplus.

Compared to the report from 2006, fewer measures will now give a welfare-economic surplus, due to a lower damage cost of emissions. However better controls for gas engines at combined heat and power plants (CHP) and replacement to low-NOx burners at light oil fuel kettles in industry do still give a welfare-economic surplus. Moreover, replacement to low-NOx burners at light oil fuel kettles in CHP is now also a cost effective measure. Besides, there might be a potential for cost effective NOx reductions by optimising SNCR in waste incineration installations.

1 Indledning

Dette er afrapportering vedrørende projektet "Opdatering af NO_x rapport"

Opgaven er primært udført i perioden mellem oktober til ultimo december 2008. Opgaven har omfattet dels en opdatering af en række tiltag som tidligere har været analyseret, samt en vurdering af mulige yderligere tiltag. Det har ikke været muligt at lave en meget detaljeret vurdering af alle de yderligere tiltag, så analysen er koncentreret om hvad der vurderes at være de mest relevante tiltag. Generelt har det dog ikke været muligt at vurdere, hvordan anlægsspecifikke forhold spiller ind og derfor er der tale om overslagsberegninger.

Afsnit 1.5 nedenfor indeholder en kort opsummering af de behandlede tiltag.

1.1 Baggrund

Ifølge EU's direktiv, 2001/81/EF om nationale emissionslofter (NEC-direktivet) og Gøteborg-protokollen under Geneve-konventionen om langtrækkende grænseoverskridende luftforurening har Danmark en forpligtelse til at reducere emissionen af kvælstofoxider, NO_x, fra alle nationale kilder, herunder danske fiskerifartøjer og offshore-aktiviteter, til højst 127.000 tons NO_x fra og med 2010.

I 2002 fik Miljøstyrelsen hos DMU foretaget en fremskrivning af NO_x-emissionen for 2010 ud fra de dengang foreliggende fremskrivninger af blandt andet energiforbruget. Resultatet viste en betydelig manko i forhold til emissionsloftet. I 2006 offentliggjorde Miljøstyrelsen en rapport om de tekniske muligheder og de dertil knyttede økonomiske konsekvenser for at reducere emissionen af NO_x fra primært stationære kilder¹. Rapporten viste, at reduktioner indenfor fiskeriflåden og mindre tekniske reguleringer på kraftværker og i industrien ville kunne eliminere mankoen inden for overkommelige økonomiske rammer.

Det har imidlertid vist sig efterfølgende, at en række forudsætninger i relation til fiskerifartøjer og skibe i indenlandsk sejlads ikke har holdt stik samtidig med, at mankoen er blevet forøget på grund af stigende andel af dieselpersonbiler end forudsat.

Miljøstyrelsen skal have tilvejebragt et konsolideret grundlag for vurdering af dels behovet for yderligere reduktioner gennem opdatering af fremskrivningerne og dels de økonomiske konsekvenser som er indeholdt i Miljøstyrelsens rapport fra 2006.

¹ Miljøstyrelsen (2006a), Analyse af Danmarks muligheder for at reducere emissionerne af NO_x i 2010, Hovedrapport, Miljøprojekt nr. 1104, 2006. Miljøstyrelsen (2006b), Samfundsøkonomisk analyse af NO_x reduktion, Bilagsrapport, Arbejdsrapport nr. 21 fra Miljøstyrelsen, 2006.

1.2 Formål

Formålet med denne opgave har været at få gennemført en kritisk teknisk faglig opdatering af data, der skal anvendes som input til den samfundsøkonomiske beregning som beskrevet i rapporten "Analyse af Danmarks muligheder for at reducere emissionerne af NO_x i 2010" der gennemgår de budget- og velfærdsøkonomiske konsekvenser af at gennemføre en række tekniske tiltag, der alle har til formål at reducere NO_x-emissionen.

Dette studie har haft til formål at indhente viden om relevansen af de enkelte tiltag og at opdatere de forudsætninger som er anvendt i ovennævnte rapport. Opdateringen har omfattet reduktionspotentialer og omkostninger ved de enkelte tiltag. Opdatering har også omfattet øvrige miljømæssige konsekvenser ved de enkelte tiltag.

1.3 Tilgang og struktur i rapporten

Opdatering af rapporten er sket ved at indhente viden om relevansen af tiltagene og data om de forudsætninger der er anvendt i rapporten. Der er derfor indhentet oplysninger om hvad det koster at implementere de enkelte tiltag, tiltagens levetid og driftsudgifter, samt miljøeffekten af tiltagene. For en række tiltag har opdatering afsløret at de ikke længere er relevante, idet den teknologiske udvikling har overhalet dem og bedre teknologier allerede er implementeret. I de tilfælde er der ikke indhentet yderligere oplysninger om virkemidlet.

1.4 Opdatering af tiltag - oversigt over resultater

Nedenfor er resultatet af opdateringen sammenfattet i en tabel som viser hvilke tiltag er opdateret og hvilke der ikke længere vurderes at være relevante.

Tabel 1-1 Oversigt - opdatering af tiltag

Tiltag og navn	Resultat
Fuld boostning af kulfyrede blokke på kraftværker med naturgas	Boostning vurderes ikke længere at være et relevant tiltag. Alle kraftværker vil inden 2015 have de-NO _x og det betyder lavere emissioner end boostning ville have medført.
Delvis boostning af kulfyrede blokke på kraftværker med naturgas	Delvis boostning er ligesom fuld boostning ikke et relevant tiltag.
SCR på gasmotorer i kraftvarmesektoren	Oplysninger opdateret med reduktionspotentialer og omkostninger. Der er ikke sket væsentlige ændringer i forhold til 2006 rapporten, dog er NO _x omkostning lidt højere forbi udnyttelsesgraden vurderes at være lavere end forudsat i 2006 rapporten.
Bedre styring af gasmotorer i kraftvarmesektoren	Oplysninger opdateret med reduktionspotentialer og omkostninger. Beregningsforudsætningerne er ændret og NO _x reduktionsomkostningen er noget mindre end 2006 rapporten.
Reburning på kul, halm og træflis	Da alle anlæg vil blive forsynet med de-NO _x anlæg er andre teknologier som fx reburning ikke længere relevante. Data indsamlet og præsenteret.
Advanced reburning på kul, halm og træflis	Samme som for reburning.
Lav-NO _x brændere i fjernvarmesektoren	Oplysninger opdateret med reduktionspotentialer og omkostninger. Der er ikke sket væsentlige ændringer i

Tiltag og navn	Resultat
	forhold til 2006 rapporten, dog er NO _x omkostningen for oliefyrede kedler øget baseret på en ændret forudsætning om udnyttelsesgraden af kedlerne.
Udskiftning til lav-NO _x brændere på bestående kedler i industrien	Opdateringen gennemført, inkl. regneark.
SCR på tunge køretøjer	Opdateringen gennemført, inkl. regneark.
Fremrykning af EURO 6 normer for tunge køretøjer	Opdateringen gennemført, inkl. regneark.
SCR på traktorer og mejetærskere	Opdateringen gennemført, inkl. regneark.
Olie Gas offshore	Opdatering er gennemført, inkl. regneark.
Yderligere tekniske reduktionsmuligheder	Opdatering er gennemført ved tilføjelser under de enkelte områder. Helt generelt kan SCR anvendes på stort set alle typer af anlæg. SCR kan reducere NO _x med op til 90 %. På de største kraftværker er SCR allerede indført. Det vurderes i princippet muligt at reducere yderligere ved udbygning eller ændret drift af SCR anlæggene.
Gennemgang af de 25 største industrielle og energimæssige emittenter	Opdateringen er kun gennemført på et generelt niveau. Der har ikke været muligt at gennemgå alle de store punktkilder og give en individuel analyse. Se Kapitel 2 hvor de store kraftværker er behandlet, samt kapitel 4 omhandlede 6 store forbrændingsanlæg og endelig Kapitel 5 som indeholder en kort status for 3 store industrikilder.
Yderligere reduktionsmuligheder: Decentrale kraftvarmeværker	Se afsnit 3.4 for nærmere detaljer. Der kan være et potentiale i indførelse af SCR dog afhænger det af individuelle forhold, f.eks. brændselstype. Fremrykket udskiftning af gamle gasmotorer kan være et alternativ til ændret styring af gasmotorer.
Yderligere reduktionsmuligheder: Teglværker	Mulighederne for reduktion på teglværkerne er undersøgt. Det er stort set ikke noget potentiale.
Yderligere reduktionsmuligheder: Industriens energianlæg	Jf. ovenfor kan der i princippet indføres SCR på alle anlæg. Omkostninger og reduktionspotentiale kan vanskeligt vurderes uden en mere detaljeret analyse da specifikke variationer anlæggene imellem signifikant påvirker omkostningsoverslag.
Andre lande	Der er lavet en beskrivelse af forskellige EU-landes og Norges tiltag. De nationale programmer under NEC er dog ikke af en form hvor de detaljerede tekniske muligheder kan belyses.

1.5 Oversigt over 2006 tiltag og nye tiltag

Nedenfor er resultatet af opdateringen sammenfattet. Tabellen omfatter de tiltag som var inkluderet i 2006 analysen samt eventuelle nye tiltag. Det er angivet hvilke tiltag som ikke længere anses for relevante.

For alle medtagne tiltag er angivet et overslag over det samlede reduktions potentiale for dette virkemiddel. I appendiks 2 er der inkluderet en tabel som sammenfatter de væsentligste ændringer i beregningsforudsætninger mellem denne opdatering og 2006 analysen.

Tabel 1-2 Oversigt over tiltag

Sektor	Tiltag	Status og kommentarer	Potentiale i tons NOx pr. år
Kraftværker	<u>2006 tiltag</u> Fuld boosting Delvis boosting	Ikke relevant Ikke relevant	
Kraftvarmeværker	<u>Nye tiltag</u> Øget reduktion ved SCR (hyppigere udskiftning af katalysatorlag)	Potentiale og omkostninger illustreret ved eksempelberegning. Generalisering vil kræve en detaljeret analyse af de enkelte værker.	5.000 - 6.000
	<u>2006 tiltag</u> Reburning på kul, halm og træflis	Ikke relevant	
	SCR på gasmotorer	Opdateret	2.900
	Bedre styring af gasmotorer	Opdateret	1.750
	Lav-NOx brændere	Opdateret	450
Forbrændingsanlæg	<u>Nye tiltag</u> SNCR/SCR på halm og træflis	Det vurderes at der kan ske en reduktion på træflis fyrede værker ved etablering af SNCR. For halm er der ikke ingen erfaringer med anvendelse af SNCR mens det for SCR kræver en mere detaljeret analyse af de enkelte anlæg at vurdere om en række tekniske problemer kan løses (tilstopning og forgiftning af katalysatoren).	Der er et meget lille potentiale hvad angår træflis, potentialet for halm er ikke vurderet.
	<u>Nye tiltag</u> Øget NO _x fjernelse på SNCR anlæg (øget ammoniak tilsætning)	Omkostninger og potentiale vurderet baseret på standard anlæg.	700 til 1400 (700 tons for de 6 største anlæg, 1400 hvis dette kan generaliseres til alle anlæg).
	SCR anlæg	Omkostninger og potentiale vurderet baseret på standard anlæg.	1200 til 2400
Industriedler	<u>2006 tiltag</u> Lav-NOx brændere	Opdateret	1700
Mobile kilder	<u>2006 tiltag</u> Eftermontering af SCR på eksisterende køretøjer	Opdateret	Beregnes af MST
	Fremrykning af EURO 6 for tunge køretøjer	Opdateret	Beregnes af MST
	SCR på traktorer og mæjetærskere	Opdateret	Beregnes af MST
Offshore	<u>2006 tiltag</u> Udskiftning af turbiner til DLE	Opdateret	4800-4900

2 Kraftværker mv.

Den følgende vurdering af NO_x reduktionsmulighederne på kraftværkerne er baseret på 2 notater fra DONG Energy fra den 10. og 13. november 2008 og oplysninger leveret af Vattenfall den 13. november 2008. Desuden er indsamlet information fra Babcock & Wilcox Vølund A/S (BWV) i Esbjerg ved telefoninterview den 12. november 2008, fra Haldor Topsøe ved telefoninterview d. 2. dec. 2008, samt anvendt oplysninger fra EU's BREF note for kraftværker.

Fællesnævneren for de indhentede oplysninger omkring boosting og reburning er:

- De kan ikke rense så godt som de-NO_x. COWI vurderer ud fra det tilgængelige materiale at dette er korrekt.
- Da alle danske kraftværker i 2015 forventes udstyret med de-NO_x, er de tidligere undersøgte teknologier boosting og reburning (som der blev talt om i 1995) derfor ikke relevante. COWI vurderer at dette er korrekt - under forudsætning af at de-NO_x installeres i det forventede omfang.
- De er markedsræssige uinteressante. COWI har ikke haft adgang til prismæssige oplysninger der kan be- eller afkræfte dette.

Mulige yderligere tiltag omfatter ifølge oplysninger fra DONG Energy:

- Ekstra katalysatorlag i SCR anlæg; og
- Hyppigere udskiftning af katalysatorlag i SCR anlæg.

Dette er nærmere beskrevet i afsnit 2.4, og i afsnit 2.4.3 er der givet et beregningseksempel på NO_x reduktionspotentialer og økonomien ved hyppigere udskiftning af katalysatorlag.

Begge tiltag kan øge effektiviteten af de monterede SCR anlæg.

Energiselskaberne angiver at der i dag fjernes ca. 83 % NO_x. Baseret på oplysningerne fra leverandører vurderes det at rensningen kan øges til 90 % eller mere. Det vil potentielt kunne reducere NO_x fra de store kraftværker med 5.000 til 6.000 tons.

Omkostningerne ved dette vil afhænge af de specifikke forhold på de enkelte anlæg, men kan måske gennemføres for under 10 kr. pr ton NO_x.

Vurderingen af yderligere tiltag på de enkelte værker kan kun gennemføres i tæt samarbejde med værkerne selv og det har ikke været muligt inden for rammerne af denne opgave.

2.1 Fuld og delvis boosting af kul fyrede blokke på kraftværker med naturgas

I Energistyrelsens rapport "Teknologidata for el- og varmeproduktionsanlæg" fra 1995 er boosting defineret som:

" Ved "Boosting" eller "Repowering" forkobles et gasturbineanlæg et konventionelt kulstøv-, olie- eller gasfyret anlæg. Herved udnyttes gasturbinens varme i processen under samtidig forøgelse af blokkens virkningsgrad i forhold til situationen for sammenkoblingen."

2.1.1 NO_x-reduktionspotentiale ved boosting eller skift til naturgas
 Effekten af boosting angives primært at skyldes anvendelse af gasturbinens varme udstødning (der indeholder ca. 10 % O₂) enten som forvarmet iltforsyning til kulkedlens forbrænding (2-3 % forøgelse af virkningsgraden) eller til at forvarme vandet som kulkedlen skal lave damp af (mindre forøgelse af virkningsgraden). NO_x udledningen angives at ligge i størrelsesordenen 60g NO_x/GJ indfyret energi, hvilket er højt sammenlignet med emission på 34 g NO_x/GJ i et moderne kulfyret kraftværk udstyret med de-NO_x - se tabel 2-1 herunder.

Tabel 2-1 NO_x-emissioner for nye anlæg

Uden de-NO _x				Med de-NO _x		
Primær NO _x	Virkningsgrad	Varmeforbrug	NO _x	De-NO _x grad	NO _x	
mg/MJ	%	GJ/MWh	g/MWh	%	g/MWh	g/GJ
200	47	7,66	1532	83	260	34

Kilde: Dong Energy 13. november 2008

Da alle danske kraftværker i 2015 forventes udstyret med de-NO_x, vurderes NO_x reduktionspotentialet i boosting derfor som ikke relevant af DONG. Under forudsætning af, at de-NO_x faktisk indføres i det planlagte omfang, vurderer COWI at dette er korrekt.

En anden effekt af boosting er erstatning af en del af blokkens kulfyrede effekt med gasfyret effekt. I Miljøstyrelsen (2006a) er konvertering fra kul til gas fra valgt til beregning, idet NO_x reduktionen vurderes at være beskeden, når SCR er indført på samtlige værker efter 2010. Dette vurderes af COWI at være korrekt og effekten af denne erstatning er derfor heller ikke her behandlet yderligere.

DONG Energy oplyser følgende:

"Tilbage i 1980'erne, hvor man forsøgte at reducere NO_x uden at ty til dyre katalysatorbaserede anlæg, havde gasfyrede anlæg et forspring, da det er teknologisk lettere at reducere NO_x ved gasfyring.

På gasturbinebaserede CC-anlæg opnåede man 25 ppm NO_x-værdier. Dette svarer ved en virkningsgrad på 56 % til en specifik NO_x-udsendelse på 275 g/MWh, hvilket er betydeligt mere end et moderne katalysatorbaseret kulfyret anlæg.

Det er derfor i dag ikke umiddelbart en reduktionsmulighed på NO_x-området at gå over til gasfyring eller at forkoble gasturbiner som det er gjort på Avedøreværkets blok 2.

Hvis der sættes katalysatorer på et CC-anlæg, kan NO_x-værdierne naturligvis reduceres også på disse anlæg.

Gasturbiner drives imidlertid med en forbrændingsluftmængde der er tre gange så stor som et traditionelt kedelanlæg.

Der er således alt andet lige tre gange så langt mellem NO_x -molekylerne i forbrændingsluften. Som følge heraf er det alt andet lige dyrere at reducere den sidste rest af NO_x med katalysatorer på et gasturbineanlæg, da katalysatorenes effektivitet er afhængig af koncentrationen af NO_x - jo lavere NO_x koncentration, jo lavere virkningsgrad af katalysatoren.

Hvis formålet derfor alene er reduktion af NO_x , er der i dag ingen mulighed for at bruge gasturbiner og CC-anlæg som et værktøj hertil."

2.1.2 Omkostninger ved NO_x reduktion gennem boosting

Boosting af kulfyret kapacitet med naturgas kræver:

1. fremførsel af naturgas til kraftværket
2. nybygning af naturgasbaseret anlæg

ad 1: Udgifterne til fremførsel af naturgas kan ikke generaliseres, idet tilslutningen til gasnettet er en meget væsentlig del af omkostningerne - denne tilslutning er naturligvis helt afhængig af afstanden til nærmeste gasledning med tilstrækkelig kapacitet. Det er ikke muligt - inden for de givne tidsrammer - at beregne anlægsomkostningerne til fremførsel på de enkelte værker.

ad 2: Udgifterne til nybygning og drift afhænger af hvor meget kapacitet der ønskes installeret. Med anvendelse af fremskrevne priser fra Energistyrelsens rapport "Technology data for Electricity and Heat Generating Plants" fra 2005, vurderes anlægsprisen at ligge i størrelsesordenen DKK 4 -6 million per MW. Med de p.t. kraftigt fluktuerende energipriser er alle skøn over gasprisens fremtidige indvirkning på driftsomkostningerne dog behæftede med særdeles stor usikkerhed.

2.2 Reburning på kul, halm og træflis.

Reburning består i at injicere ny brændsel i en iltdepleteret zone, beliggende over den primære forbrændingszone. Både olie, gas og kulstøv mv. kan anvendes men gas giver de bedste resultater. (jf. BREF dokument om kraftværker).

Over reburning zonen installeres injektion af normal luft i en "overfire" zone med overskud af ilt.

I princippet kan metoden anvendes på alle halm, flis og affaldsværker, men som det vil fremgå af de følgende afsnit anvendes metoden ikke primært fordi der er bedre og mere omkostningseffektive teknologier til rådighed.

2.2.1 NO_x -reduktionspotentiale ved reburning

Reduktionspotentiale (NO_x): Styring af den primære forbrænding (staging) kan reducere NO_x med op til 50-60 % - tilføjelse af naturgas reburner vurderes af BWV at kunne fjerne yderligere ca. 50 % af det tilbageværende NO_x , svarende til en yderligere reduktion i størrelsesordenen 25 % af det oprindelige NO_x . Der er ikke fundet information omkring reburner potentialet ved anvendelse af andet brændsel end gas.

I EU's BREF angives gas dog at være ca. 20 % mere effektiv som reburner brændsel end olie/kul. Det har ikke været muligt at få oplysninger som kan danne grundlag for et estimat på hvordan øvrige luftforurenings - eller klimakomponenter som for eksempel CO_2 , SO_2 , CH_4 , NMVOC, NH_3 eller N_2O vil blive på virket.

Ligeledes har det ikke været muligt at skønne over påvirkningen af el- og varmevirkningsgraderne.

2.2.2 Omkostninger ved NO_x reduktion gennem reburning

Installation af reburning på kulfyret kapacitet kræver:

- 1 Reburning med naturgas: fremførsel af naturgas til kraftværket.
- 2 Alle brændselstyper: installation af reburner enhed til behandling og injektion af det valgte brændsel.
- 3 Forøget CO₂ udledning: ved at erstatte 10 % af affalds- eller biomasseforbrændingen med fossilt brændstof, forøges CO₂ udledningen tilsvarende.

Udgifterne til fremførsel af naturgas kan ikke generaliseres, idet tilslutningen til gasnettet er en meget væsentlig del af omkostningerne - denne tilslutning er naturligvis helt afhængig af afstanden til nærmeste gasledning med tilstrækkelig kapacitet.

Installation af gasinjektion i reburning zonen og luft i overfirezonen vurderes af BWV at ligge på DKK 5-10 M per kedel. Der var ikke umiddelbart noget bud på levetid. Der skal injiceres ca. 10 % af indfyrringskapaciteten i reburning zonen. Prisen på naturgas eller andet brændsel vil afhænge af markedsudviklingen - med de nuværende svingninger er økonomiske overslag ikke realistiske. I mange tilfælde vil gas være dyrere end de brændsler den erstatter, mest udtalt hvis det er affald som værker får betaling for at modtage.

2.2.3 Opsummering omkring reburning

De overvejelser der er beskrevet ovenfor kan sammenfattes til 3 væsentlige årsager til at reburning ikke anvendes på danske kraftværker²:

1. Fremførsel af naturgas til anlæg hvor det ikke findes i forvejen (langt de fleste) og også at naturgas som et dyrere brændsel
2. Reburning betyder at de 10 % af input kapaciteten som skal bruges skal tages fra værkets samlede input - for halm og flis er dette fordyrende på brændselsomkostningerne, for affald er det desuden en reduktion på 10 % af indtægterne for affaldsmodtagning
3. Indførelsen af SCR vil i de fleste tilfælde være tilstrækkeligt, til at opnå de NO_x reduktionsmål der er sat - reburning er derfor en unødigt meromkostning set med kraftværkernes øjne

Disse forhold gør at tiltaget ikke længere kan betragtes som relevant.

DONG Energy anfører endvidere følgende:

"I perioden fra 1980 til 2000 blev der set på en række prisbillige løsninger til reduktion af NO_x, herunder tilsætning med urea eller ammoniak direkte i fyrrummet og reburning over fyrrummet, for at reducere den allerede dannede primære NO_x. De fleste anlæg blev forsynet med lav-NO_x brændere. Formålet med disse tiltag var at reducere NO_x så meget at man kunne undgå et dyrt katalysatoranlæg.

² Jf. oplysninger fra BWV.

Det viste sig relativt hurtigt at det på lidt længere sigt ikke var muligt at undgå, at alle anlæg skulle forsynes med de-NO_x-anlæg, ligesom prisen på de-NO_x-anlæg også faldt meget. Når et anlæg først er forsynet med de-NO_x-anlæg, er der kun ammoniak at spare ved at forsyne anlægget med fx reurning. Reurning er i øvrigt kun aktuelt på eksisterende anlæg, og erfaringerne ret blandede og anlægsspecifikke.

På nyanlæg laver man i dag understøkiometrisk forbrænding i fyrrummet, tilfører luft over selve flammезonen, og kan dermed reducere til lave NO_x-værdier. Stort set alle anlæg i Danmark vil inden 2015 være forsynet med de-NO_x-anlæg, og det er derfor ikke aktuelt med andre teknologier til reduktion af NO_x-værdierne.

Det kan vel kort konkluderes at katalysorteknikken viste sig at være den overlegne teknik som har udkonkurreret andre teknologier."

2.3 Advanced reurning på kul, halm og træflis

"Advanced reurning", som det er defineret i den tidligere NO_x rapport består i en reurning koblet med injektion af urea eller ammoniak i reurning zonen. BWV har ingen erfaring med denne anvendelse. Se i øvrigt ovenstående bemærkninger fra DONG Energy (afsnit 2.2.1) vedrørende reurning og "advanced" reurning.

2.4 Status over tekniske reduktionsmuligheder

2.4.1 Udvikling fra 2006-2008 i emissioner af NO_x

DONG Energy anfører følgende omkring status:

I 2006 blev der gennemført en analyse af mulighederne for at nedbringe emissionerne af NO_x. Årsagen var, at prognosen for emissionerne viste, at vi var tæt på loftet i kvoten.

Det vigtigste tiltag blev at finde den øvre grænse for dosering af ammoniak, så SCR-anlæggene kunne udnyttes bedst muligt. Yderligere blev der indsat et ekstra lag katalysator på ESV3 og indtrimningen af brænderne på STV2 blev forceret.

Allerede i 2006 var der en effekt af forbedringerne. På baggrund af resultaterne i 2006 blev der foretaget en fremskrivning af NO_x-emissionerne i 2010. Se tabel 2.

I forlængelse af arbejdet i 2006, er der etableret en arbejdsgruppe hos DONG Energy, som skal arbejde videre med at forbedre driften af de-NO_x-anlæggene."

2.4.2 Oversigt over emissionsfaktorer og NO_x reduktionsudstyr

De følgende tabeller giver en oversigt over emissionsfaktorer og de-NO_x udstyr for de enkelte værker. Data er leveret af energiselskaberne.

Tabellen nedenfor viser status og fremskrivning af emissionsfaktorer for DONGs kraftværker. DONG Energy anfører følgende om tabellen:

"I tabel 2-2 er der en oversigt over fremskrivningen af specifikke emissioner i 2006 samt aktuelle emissioner. De aktuelle data er for 2008. Vores samlede vurdering er, at indsatsen på forbedret regulering betyder, at vi i gennemsnit kan øge de-NO_x-graden med 1-2 %.

Den sidste kolonne i skemaet er fremskrivningen af specifikke emissioner ved en forbedret styring og regulering af ammoniak-doseringen.

Tabel 2-2 er baseret på, at vi fastholder den nuværende strategi for udskiftning af katalysatorer, samt at der ikke indbygges flere lag.

I Tabel 2-2 ses også, at SSV3-4 ikke har opnået de forventede emissioner. Det skyldes forurening af katalysatorerne med halmpartikler. Vi forventer, at vi om 1-2 år har teknikken til at beskytte katalysatorerne ved tilsatsfyrede anlæg."

Tabel 2-2 Fremskrivning af emissionsfaktorer DONG Energy

Blok	Fremskrivning baseret driften 2006 Emission [g/indfyret GJ]	Aktuelle 2008 værdier Emission [g/indfyret GJ]	Kommentar til ændringer ændringer siden 2006	Planer for forbedringer	Aktuel fremskrivning for 2010 Emission [g/indfyret GJ]
ØST					
ASV2 kul	174	153	Har ikke i dag deNOx	deNOx inden 2015	153
ASV4 gammel	177		Ude af drift		-
ASV4 ny	32		Ikke planlagt		-
ASV5	91	40	Maksimering af ammoniak tilsats	Optimering af regulering	35
AVV1	52	56		Optimering af regulering	35
AVV2 HK kul	32	61	Stadig på gas og træ, værdien er for både GT, bio og hovedkedel	Optimering af regulering	50
AVV2 GT	54				-
HCV1-4	-	83			83
HCV8	105	77			77
HCV7	193	40			40
SMV 14 (1+3,2+4)	170		Ude af drift		-
SMV7	84	77			77
STV1 olie	121		Ude af drift		-
STV 2	168	153	Optimering af fyringsanlæg		150
STV3 (ny)	32		Ikke planlagt		-
KYV21	190		Nødanlæg uden reel drift		-
KYV22	136		Nødanlæg uden reel drift		-
KYV51/52	344		Nødanlæg uden reel drift		-
VEST					
SSV (MKS B3)	49	74	Katalysatorer er forurenede med halmpartikler	Styr på askepartikler og optimering af regulering	40
SSV (MKS B4)	52	98	Katalysatorer er forurenede med halmpartikler	Styr på askepartikler og optimering af regulering	40
SKV B3	55	55		Fyringsoptimering	50
ENV (SHE EV3)	44	38		Optimering af regulering	35
ESV B3	97	41	Ekstra lag katalysator og maksimering af ammoniak tilsats.	Optimering af regulering	35
HEV (VKH M1)	116	89	Ingen SCR		89

En oversigt over hvilken NO_x reducerende teknologi der anvendes på de enkelt værker er præsenteret nedenfor.

Tabel 2-3 Oversigt over de-NOx udstyr på DONG Energys værker

Kraftværksblok	De-NOx	Brændsel (primære)	Kommentar
Asnæs 2	Lav-NOx brændere	Kul	
Asnæs 4	-	Kul	Vil blive lagt i mælpepose
Asnæs 5	SCR	Kul	
Avedøre 1	SCR	Kul	
Avedøre 2, KAD	SCR	Gas/olie/træpiller	
Avedøre bio	-	Halm/træflis	
Avedøre GT1	DLE	Gas	
Avedøre GT2	DLE	Gas	
H.C. Ørsted 7	Lav-NOx brændere	Gas	
H.C. Ørsted 8	DLE	Gas	Gasturbine
H.C. Ørsted 21/22	-	Letolie	
Kyndby 21	-	Letolie	
Kyndby 22	-	Letolie	
Kyndby 51	-	Letolie	Gasturbine
Kyndby 52	-	Letolie	Gasturbine
Svanemølle 7	WLE	Gas	Gasturbine
Svanemølle 21/22	-	Gas	

Kraftværksblok	De-NOx	Brændsel (primære)	Kommentar
Stignæs 1	-	Kul	Vil blive lagt i mølpose
Stignæs 2	Lav-NOx brændere/OFA	Kul	
DTU 60	DLE	Gas	Gasturbine
Ensted 3	SCR	Kul	
Ensted bio	SNCR (kan kun bruges ved last mindre end 70 %) - anvendes IKKE	Halm/træflis	
Skærbæk 3	Lav-NOx brændere/OBA	Gas	
Studstrup 3	SCR *	Kul	*Drift primo 2008
Studstrup 4	SCR *	Kul	*Drift primo 2008
Esbjerg 3	SCR	Kul	
Horsens	-	Affald	
Måbjerg	-	Affald og bio	
Grenå	-	Kul/halm	Fluidbed kedel

Vattenfall anfører følgende:

I forbindelse med fremskrivningen fra 2006 oplyste Vattenfall emissionsfaktorerne angivet i Tabel 2-4.

Tabel 2-4 Emissionsfaktorer Vattenfall

Værkbetegnelse benyttet af Energistyrelsen	Anvendt emissionsfaktor - g/GJ	Benyttet brændsel ifølge Ens.	Bemærkning
AMV1	40	Kul+træ	
AMV2halm	135	Halm	Lidt last efter 2008
AMV3	40	Kul+fuelolie	
FYV_B3	230	Kul+fuelolie	Stort set ingen last efter 2008
FYV_B7	50	Kul+fuelolie	Til 2007 dog 240 g/GJ
FYV8	120	Halm	
FYV9	40	Naturgas	Fra 2026
Helsingør1	85	Naturgas	2005 til 2018
Helsingør2	85	Naturgas	2019 til 2030
Hillerød1	190	Naturgas	2005 til 2016
Hillerød2	190	Naturgas	2017 til 2030
NEV_B2	30	Kul+fuelolie	
NEV_B3	50	Kul+fuelolie	

AMV 2 og FYV 3 får kun last efter 2009, hvis der er tale om helt ekstreme forhold. De to gasfyrede Helsingør og Hillerød bliver formodentlig bygget om til biomasse omkring 2015.

Anlæggene vist i Tabel 2-5 er forsynet med de-NO_x anlæg.

Tabel 2-5 De-NOx anlæg Vattenfall

Blok	Brændsel	de-NOx-anlæg
AMV 1	Kul, biomasse, olie	SCR
AMV 2	Biomasse, olie	-
AMV 3	Kul, olie	SCR
FYV 3	Kul, naturgas, olie	-
FYV 7	Kul, olie	SCR
FYV 8	Biomasse	-
HKV	Naturgas	-
HØK	Naturgas	-
NJV 2	Kul, olie	SNOX
NJV 3	Kul, olie	SCR

Samlet set er alle større blokke der ikke lukkes ned inden 2010 forsynet med de-NOx anlæg i dag.

2.5 Yderligere reduktionsmuligheder

Energiselskaberne har gjort sig overvejelser over mulige yderligere NO_x reduktioner. I det næste afsnit sammenfattes information fra selskaberne om sådanne mulige nye tiltag.

2.5.1 Indsatsområder for reduktion af NOx

DONG Energy anfører følgende om yderligere tiltag:

"Inden 2015 er det planen, at der skal være de-NOx-anlæg af typen SCR på samtlige centrale blokke hos DONG Energy, som indgår i den "almindelige" lastfordeling. Med de-NOx på alle blokke, er det oplagt, at indsatsen skal rettes mod driften af disse anlæg. (Et primært tiltag, som f.eks. nye brændere, har en ubetydelig effekt når røggassen renses 90 %).

Vores indsats på forbedring af driften af de-NOx retter sig mod følgende:

- ***Forbedret regulering af ammoniak dosering.***
- ***Større effektivitet på SCR-anlæg ved lav last.***
- ***Indbygning af flere lag af katalysator og hyppigere udskiftninger.***

Arbejdet med at forbedre regulering af ammoniak er i gang. Der er iværksat et udviklingsprogram for regulering og måling på processen. Det er især reguleringen ved skiftende belastninger, som er i fokus.

Større effektivitet ved lav last kan opnås ved at hæve temperaturen på røggassen. Det kan dels gøres ved ændringer i processen, og dels ved egentlige ombygninger af anlæggene. Sidst nævnte kræver typisk investeringer på 20-40 millioner kroner pr. anlæg.

Ved at indbygge flere lag af katalysator og ved at skifte lagene oftere øges kapaciteten på filtret. Sammenhængen er således, at hvis den sidste NO_x skal fjernes, så skal der være forholdsvis meget katalysatormasse."

2.5.2 Eksempel beregning for tiltag med oftere udskiftning af katalysatorlag
Vedrørende de af DONG ovenfor beskrevne tiltag omkring at øge antallet af katalysatorlag eller skifte de eksisterende lag oftere, er følgende blevet oplyst fra en leverandør af katalysatorer til SCR anlæg³:

"De fleste danske anlæg er designet med 3 lag katalysatorer. Anlægget tages i brug med de første 2 lag installeret og efter 3-4 års brug er katalysatoreffekten i de 2 første lag nedsat, hvorfor lag 3 installeres. Derefter udskiftes et af lagene hvert 3-4 år for at holde en gennemsnitlig effekt af anlægget, dvs. at et givet lag anvendes i 9-12 år. Der er HJH bekendt kun 1 dansk værk der er bygget med plads til 4 katalysatorlag (Esbjerg). Optimering af NO_x fjernelsen i katalysatorerne kan ske ved at installere og anvende 4 lag hvilket vil kræve enten nye anlæg eller substantiel ombygning af de eksisterende 3 lags anlæg"

Det betyder at et tiltag med yderligere katalysatorlag kun vanskeligt kan gennemføres. Det har ikke været muligt at lave en sådan specifik vurdering for de enkelte værker. Leverandøren har videre oplyst følgende om en andel mulighed for at øge reduktionsomfanget:

"En mere elegant løsning vil være at nedsætte anvendelsestiden for det enkelte lag fra 9-12 år til 6-9 år (nyt lag hvert 2-3 år). Dette angives at ville kunne forbedre NO_x fjernelsen med ca. 10 % -point, fra typisk 80 % til 90 % NO_x fjernelse. Skønsmæssigt vurderes udskiftningen af et katalysatorlag på en 300 MW kedel at koste 6-7 millioner kr. inklusive installation og bortskaffelse af den brugte katalysator. Ved forkortelse af anvendelsestiden for det enkelte katalysatorlag fra 9-12 år til 6-9 år, forøges driftsomkostningerne derfor tilsvarende med 35-50 %, fra skønsmæssigt 1,5 - 2,3 million kr./år til 2 - 3,5 million kr./år".

Dette svarer til en meromkostning på 0,5-1,2 million per år for fjernelse af 10 % af NO_x fra en 300 MW kedel.

2.5.2.1 Beregning NO_x omkostning

Ud fra nedenstående forudsætninger er der lavet en beregning af hvad omkostningen per kg. NO_x vil være. Det skal understreges at det ikke har været muligt at lave specifikke beregninger for de enkelte værker. Det vil kræve en større undersøgelse og kan kun gennemføres i snævert samarbejde med energiselskaberne.

Tabel 2-6 Forudsætning for beregning af tiltag med oftere udskiftning af katalysatorlag

Forudsætning	Værdi	Enhed
Kapacitet	300	MW _{el}
Antal driftstimer	6500	driftstimer pr år
Emissionsfaktor	1532	g/MWh
Total NO _x emission uden de-NO _x	2987	Tons

Kilde: Tabel 2.1 samt egne skøn

Oplysningerne ovenfor indikere at en sådan oftere udskiftning af katalysatorlag vil kunne øge reduktionen med 10 %. Oplysningerne fra selskaberne indikerer at der i dag sker en reduktion på ca. 83 % og ved optimering af ammoniak doseringen kan 85 % reduktion opnås.

³ Personlig information fra Hans Jensen-Holm, Haldor Topsøe

Eksempelberegningerne er foretaget under forudsætning af en reduktion på mellem 5 % og 10 %.

Tabel 2-7 Estimat over omkostninger ved til tag med oftere udskiftning af katalysatorlag

Omkostning i DKK pr kg Årlig meromkostning ved hyppigere udskiftning	Reduktionspotentiale	
	10 %	5 %
0,5 million DKK.	1,70	3,40
1,2 million DKK.	4,00	8,00

Kilde: Tabel 2.2 og ovennævnte oplysninger fra leverandør.

2.5.2.2 Reduktionspotentiale

Der er lavet følgende overslag over det mulige reduktionspotentiale. De samlede emissioner af NO_x fra kraftværkerne er estimeret til ca. 18 500 tons i 2010. Hvis det forudsættes at denne emissionsværdi på ca. 18 500 tons svarer til et gennemsnitligt NO_x reduktionsniveau på 85 % og det samtidigt forudsættes at det ovenfor beskrevne tiltag med hyppigere udskiftning af katalysatorlag kunne medføre en yderligere reduktion således at den samlede reduktion bliver på 90 % så kan potentialet anslås til skønsmæssigt 6000 tons NO_x per år.

3 Kraftvarmeværker

For kraftvarmeværkerne er følgende tiltag blevet opdaterede:

- SCR på gasmotorer;
- Bedre styring af gasmotorer;
- Lav-NO_x brændere på gas og oliekedler;
- Reburning.

Opdateringen har ikke givet anledning til væsentlige ændringer i værdierne sammenlignet med 2006 rapporten, undtagen for reburning. Dette tiltag vurderes ikke at være relevant i videre omfang. For de anlæg hvor det i princippet ville være relevant er der ikke adgang til naturgas, og det vil næppe være rentabelt at etablere en sådan forsyning.

Derudover er det vurderet om der er yderligere tiltag som kunne være relevante:

- SNCR på træflisfyrede værker;
- SCR på halmfyrede værker;
- Røggaskondensering;
- Fremrykning af udskiftning af gamle gasmotorer

Vurderingen har vist at der på træflisfyrede værker kan etableres SNCR. For halmfyrede værker er der vanskeligheder ved at anvende SCR bortset fra efter røggasrensningen. Det vil kræve opvarmning af gassen og derfor vil det næppe være en økonomisk realistisk løsning. Potentialet ved rensning på flis og halmfyrede værker er endvidere begrænset.

Røggaskondensering er kun relevant for kraftvarmeværker og her vil NO_x reduktionen ske på bekostning af reduceret elproduktion.

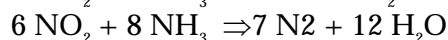
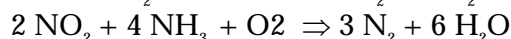
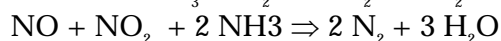
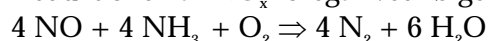
Fremrykning af udskiftningen af gamle motorer er et tiltag som kan overvejes, som et alternativ til mere effektiv styring af motorerne.

3.1 SCR på gasmotorer i kraftvarmesektoren⁴

3.1.1 Teknologi

Katalytisk de-NO_x-anlæg omtales ofte som SCR-anlæg efter den engelske betegnelse Selective Catalytic Reduction.

Reduktionen af NO_x foregår ved følgende reaktion med ammoniak:



⁴ Forudsætninger vedrørende NO_x emission, investeringer og driftsudgifter er fået fra Catcon Power Solution A/S, Driftsudgifter til ammoniakvand er fået fra Yara Denmark.

Ammoniak eller alternativt urea tilføres ved inddysning et tilpas stykke før reaktoren, så god opblanding opnås. Ammoniakken fordamper og blandes med luft, inden den inddyses i røggassen.

De kemiske reaktioner forløber i en katalytisk reaktor ved en temperatur på mellem 320° C og 400° C. I reaktoren sker reduktionen ved, at NO_x og ammoniak diffunderer til katalysatorens overflade og reagerer med hinanden.

Efter passage gennem reaktoren er 80 pct. – 95 pct. af det oprindelige NO_x-indhold omdannet til vand og frit kvælstof. Derudover vil røggassen indeholde en lille rest ammoniak. Det normale designkriterium er, at ammoniakslippet skal være mindre end 5 ppm NO_x-reduktionen er direkte proportional med mængden af inddysset ammoniak.

Da anvendelse af urea kan give korrosion på varme overfader, vurderes ammoniakvand som værende den mest hensigtsmæssige løsning.

3.1.2 Emissionsværdier

Ved installering af SCR katalysatorer på gasmotoranlæg kan forventes følgende reduktioner i NO_x emissionen (angivet ved 5 % O₂):

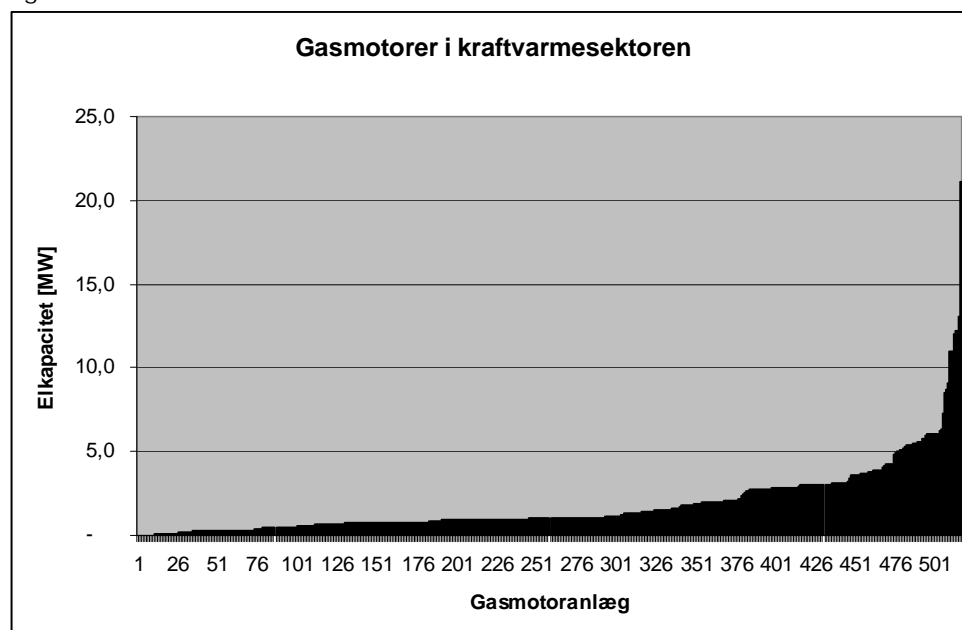
Tabel 3-1 Emissionsværdier for motorer med og uden SCR

Emissionsværdier	Gamle anlæg uden SCR	m/SCR
	mg/Nm ³	mg/Nm ³
Gasmotorer	550	110

3.1.3 Reduktionspotentiale

På baggrund af data fra Energistyrelsen er der registreret følgende gasmotoranlæg i kraftvarmesektoren for år 2007:

Figur 3-1 Gasmotorer i kraftvarmesektoren i år 2007



En del af de eksisterende anlæg har en væsentlig lavere emission end de tilladte 550 mg. Ved en beregning af det samlede reduktionspotentiale forudsættes derfor, at 30 % af de eksisterende anlæg overholder emissioner i henhold til ½ TA Luft. Dette svarer til 250 mg/Nm³ (ved 5 % O₂).

Baseret på data fra Energistyrelsen (år 2007) er den eksisterende NO_x-emission beregnet for gasmotoranlæg og vist i tabel 3.2.

Tabel 3-2 Eksisterende NO_x emission fra gasmotoranlæg

	Brændselsforbrug	Røggasmængde tør	NO _x emission
	GWH	millioner Nm ³ /år	tons/år
Gasmotorer	6.176	12.117	3.832

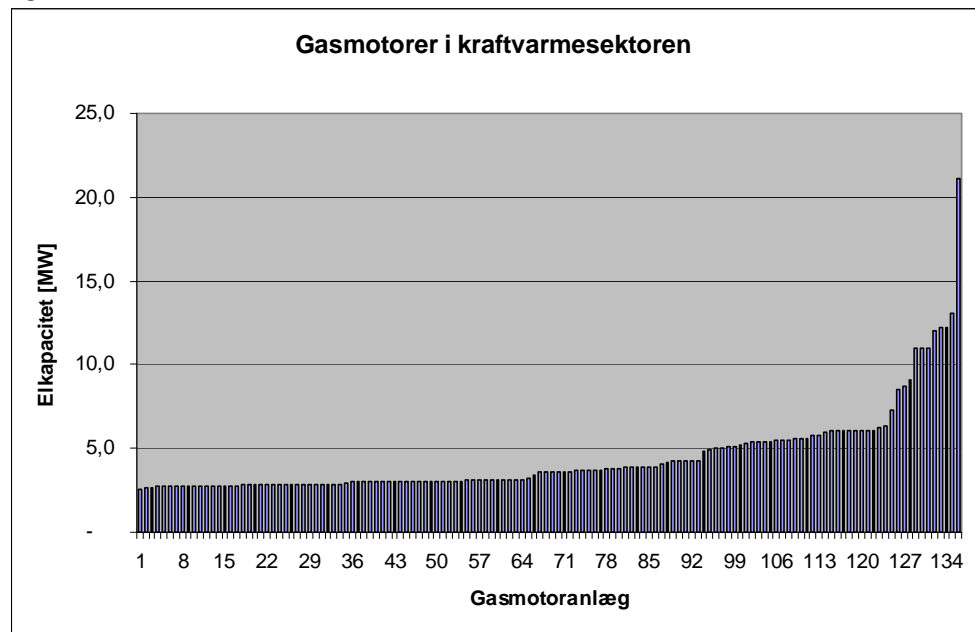
Såfremt lav SCR-anlæg installeres på samtlige 501 gasmotoranlæg, kunne der opnås følgende reduktioner (ved 80 % reduktion):

Tabel 3-3 Mulig NO_x reduktion på gasmotoranlæg i kraftvarmesektoren

Emissionsreduktion	Reduktion i NO _x emission
	tons/år
Gasmotorer	2.916

Hvis tilsvarende betragtninger foretages udelukkende for anlæg større end 2,5 MW_e, ses at det drejer sig om 134 anlæg.

Figur 3-2 Gasmotorer > 2,5 MWe i år 2007



Den eksisterende NO_x-emission relateret til ovennævnte anlæg er beregnet i tabel 3.4.

Tabel 3-4 Eksisterende NO_x emission fra gasmotoranlæg større end 2,5 MWe

	Brændselsforbrug	Røggasmængde tør	NO _x emission
	GWH	millioner Nm ³ /år	tons/år
Gasmotorer	3.267	6.410	2.027

Såfremt lav SCR-anlæg installeres på gasmotoranlæg (> 2,5 MW_e), kan der opnås følgende reduktioner (ved 80 % reduktion):

Tabel 3-5 Mulig NO_x reduktion på gasmotoranlæg > 2,5 MWe

Emissionsreduktion	Reduktion i NO _x emission
	tons/år
Gasmotorer	1.542

3.1.4 Økonomi

3.1.4.1 **Investering og driftsomkostninger**

Et SCR anlæg til et motoranlæg med elkapacitet på 3 MW_{el} kan overslagsmæssigt etableres for 1 mio. kr. inkl. montering, heraf udgør katalysatorelementer 400.000 Kr.

Tabellen nedenfor viser investeringsomkostninger pr. MW. De årlige driftsomkostninger er relateret enten til produktionen eller til kapaciteten. De forudsatte levetider er også angivet i tabellen.

Tabel 3-6 Oversigt over investerings og driftsomkostninger

Omkostningsforudsætning	Værdi	Enhed
Investeringsomkostning i SCR anlæg	200,000	kr. pr. MW
Anlæggets levetid	10	år
Investering i katalysator element	133,333	kr. pr MW
Levetid for katalysator element	5	år
Drift: Ammoniak	4	kr. pr. MWh
Øvrige drifts- og vedligeholdelsomkostninger	3333	kr. pr. MWeI pr. år

3.1.4.2 **NO_x reduktionsomkostning**

Beregningen af omkostning pr. kg. NO_x kan vises ved at beregne de samlede omkostninger og dividere med det samlede reduktionspotentiale.

Baseret på investeringsomkostningerne for både selve SCR anlægget og for katalysator elementerne kan en annualiseret investeringsomkostning beregnes.

Forudsættes en diskonteringsfaktor på 4 % fås følgende: Investering i SCR inklusiv katalysator elementer = 54.600 kr. per MW_{el}. Totalen for alle anlæg baseret på at der en samlet kapacitet på 945 MW_{el} bliver 51.600.000 kr. De årlige driftsomkostninger beløber sig til 9.568.000 kr. for ammoniak og 3.150.000 for øvrige driftsomkostninger.

Det giver en samlet budgetøkonomisk omkostning for kraftvarmeværket på ca. 64 millioner kr. pr. år. Det samlede reduktionspotentiale er beregnet til 2916 tons pr. år (jf. tabel 3.3) og derfor bliver omkostningen pr. kg NO_x reduceret 22 kr.

Hvis der i stedet laves en beregning for anlæg større end 2,5 MW_{el} fås følgende NO_x reduktionsomkostning. Enhedsomkostningerne pr MW_{el} er de samme mens totalen for alle anlæg baseret på at der en samlet kapacitet på 608 MW_{el} (på anlæg større end 2,5 MW_{el}) bliver 33 millioner kr. De årlige driftsomkostninger beløber sig til ca. 5 millioner kr. for ammoniak og ca. 2 millioner for øvrige driftsomkostninger. Det giver samlede årlige omkostninger for alle anlæg over 2,5 MWeI på ca. 40 millioner kr. NO_x reduktionsomkostninger bliver derfor (33.000.000kr/1.542.000 kg NO_x) 26 kr. pr. kg. NO_x reduktion.

3.2 Bedre styring af gasmotorer i kraftvarmesektoren⁵

3.2.1 Teknologi

Det vil være muligt ved en forbrændingsmæssig justering at reducere NO_x udledningen fra de ældre motoranlæg.

Forudsætningen er, at elvirkningsgraden falder med 1 % og varmeevkningsgraden stiger med 1 %. Det forudsættes at antallet af driftstimer er uændret ud fra den betragtning at elproduktion styres af spotprisen på el og ikke ud fra varmebehov. Dette vil betyde en uændret elproduktion samt et større brændselsforbrug og en større varmeproduktion. Den øgede varmeproduktion skal så fradrages varmeproduktion på kedelanlæg.

Det er vurderet, at ved at justere de ældre motoranlæg, kan NO_x-emissionen reduceres til 250 mg/Nm³.

3.2.2 Emissionsværdier

Ved beregning af reduktionspotentialet for NO_x er der anvendt følgende emissionsværdier:

Tabel 3-7 Emissionsværdier for motorer med og uden justering af forbrændingen.

	Gamle anlæg	Justering	Nyere anlæg
	mg/Nm ³	mg/Nm ³	mg/Nm ³
Gasmotorer	550	250	250

3.2.2.1 Reduktionspotentiale

Baseret på data fra Energistyrelsen (år 2007) er den eksisterende NO_x-emission beregnet for gasmotoranlæg. Det er her forudsat, at 30 % af eksisterende motoranlæg har NO_x emissioner svarende til ½ TA Luft (250 mg/Nm³).

Tabel 3-8 Eksisterende NO_x emission fra gasmotoranlæg i kraftvarmesektoren

	Brændselsforbrug	Røggasmængde tør	NO _x emission
	GWH	millioner Nm ³ /år	tons/år
Gasmotorer	6.176	12.117	3.832

Såfremt der foretages en justering af forbrændingen på de ældre motoranlæg, kan der opnås følgende reduktioner:

Tabel 3-9 Mulig NO_x reduktion ved justering af motoranlæg i kraftvarmesektoren

Emissionsreduktion	Reduktion i NO _x emission
	tons/år
Gasmotorer	1.749

3.2.2.2 Konsekvens for UHC emission

En reduktion af NO_x ved forøgelse af luftoverskudstallet på lean-burn motorer vil normalt føre til en forøgelse af UHC emissionen (uforbrændte kulbrinter) med forøget drivhuseffekt til følge (metanemission).

⁵ Forudsætninger vedrørende NO_x emission og reduktion i elvirkningsgrad er fået fra GE Jenbacher (Per Høgsted).

3.2.3 Økonomiske konsekvenser

De økonomiske konsekvenser beregnes med udgangspunkt i et repræsentativt anlæg på 3 MW_{el}.

De væsentligste omkostningsforudsætninger er:

- Et øget gasforbrug idet antallet af driftstimer øges således at den samlede elproduktion er konstant (givet den lavere elvirkningsgrad efter justeringen).
- Sparet gasforbrug på varmeproducerende kedler.
- Der forudsættes ikke at være nogen egentlig investeringsomkostning forbundet med selve justeringen idet den kan foretages af en tekniker i forbindelse med almindeligt eftersyn af anlægget. Sådanne øvrige driftsudgifter forudsættes at være de samme før og efter justeringen.

Den samlede beregning er vist i nedenstående tabel. Den illustrerer beregningen af NO_x omkostningen baseret på et anlæg på 3 MW_{el}.

Tabel 3-10 Beregning af omkostninger ved justering af gasmotorer

Forudsætning/effekt for gasmotor	Enhed	Før justering	Efter justering	Ændring
Eleffekt	MW	3	3	-
Elvirkningsgrad	%	40	39	-1,0
Varmevirkningsgrad	%	50	51	1,0
Totalvirkningsgrad	%	90	90	-
NO _x emission	kg NO _x /MWh N-gas	0,7	0,7	-
NO _x emission	t NO _x /år	13,3	13,6	-
NO _x reduktion v. justering	%		55	55
NO _x reduktion v. justering	t NO _x /år			7,5
Gasforbrug	MW	7,5	7,7	0,2
Varmeeffekt	MW	3,8	3,9	0,2
Driftstimer (fuldlast)	timer/år	2,530	2,530	-
Varmeproduktion	MWh/år	9.488	9.925	437
Elproduktion	MWh/år	7.590	7.590	-
Gasforbrug	MWh/år	18.975	19.462	487
Afgiftsbehæftet brændsel v/E-formel	MWh/år	7.298	7.785	487
Gaskedel				
Varmevirkningsgrad	%	92	92	-
Sparet gasforbrug til kedeldrift	MWh/år			476
Total ændring i forbrug af gas				
Merforbrug af gas	MWh/år			10,6
Merforbrug af gas	Nm ³ /år			962
Merforbrug af gas	DKK/år			2.500
Beregnet NO _x pris				
Gaspris, ekskl. Afgifter	2.6	DKK/Nm ³		
Afgifter	2.3	DKK/Nm ³		
Gaspris, inkl. afgifter	4.9	DKK/Nm ³		
NO _x pris	DKK/kg NO _x			0.33

Beregningsforudsætning:

Brændværdi - Naturgas	0,011	MWh/Nm ³
-----------------------	-------	---------------------

3.3 Lav-NOx brændere i fjernvarmesektoren⁶

3.3.1 Teknologi

Lav-NOx-brændere kan virke efter forskellige principper, da et lavt NO_x-emissionsniveau kan opnås på følgende vis:

- Undgå høje forbrændingstemperaturer (over 1500 °C);
- Have kort opholdstid ved høj temperatur;
- Holde en lav iltkoncentration [O₂] i forbrændingszonen;
- Have en lav kvælstofkoncentration [N₂] i forbrændingszonen;
- Have reducerende zoner, hvor NO kan reduceres til frit N₂.

Den mest brugte metode er at benytte overstøkiometrisk forbrænding med 20 - 75 % luftoverskud og derved sænke forbrændings-temperaturen til 1200 - 1500 °C.

Andre lav-NOx-brændere benytter to trins forbrænding med køling mellem de to trin for at holde temperaturen nede. Blandingsforholdet mellem gassen og luften holdes på bestemte værdier for de forskellige forbrændingstrin. Denne trinvis forbrænding bevirker, at flammentemperaturen holdes jævn gennem hele brænderen.

Generelt gælder, at det skal tilstræbes, at luft og gas blandes bedst muligt, så der ikke fremkommer "hot spots". Betegnelsen "hot spots" dækker over områder i flammen, som er varmere end omgivelserne. Disse varme områder giver øget NO_x-emission.

3.3.2 Opgradering af brændere

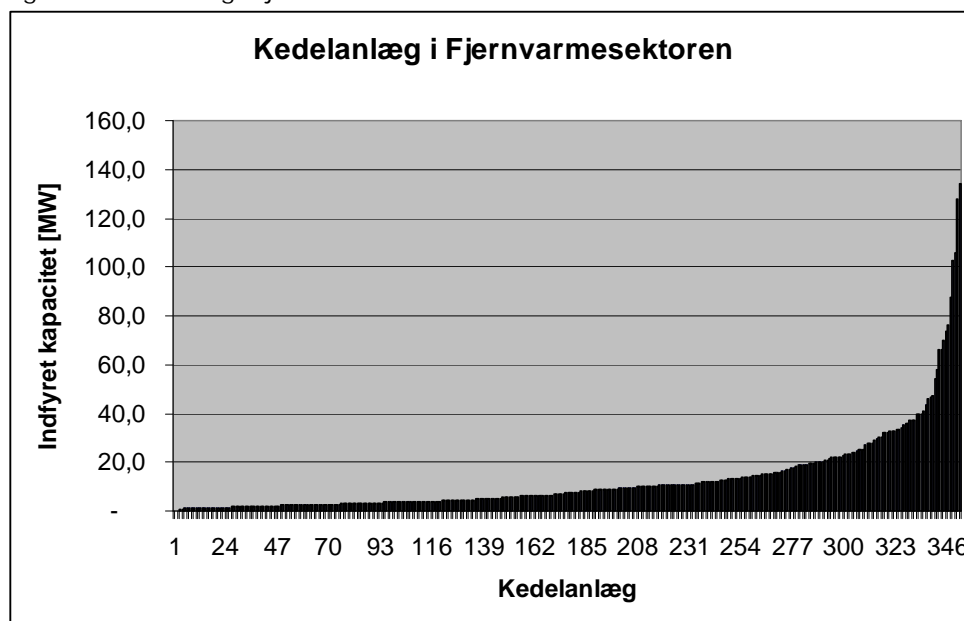
Et alternativ til udskiftning af den samlede brænderinstallation kan være, at opgradere de eksisterende brændere til lav-NOx brændere. Dette kan typisk ske ved, at brænderhoved og brænderventiler på gasrampe udskiftes samt at blæsermotor forsynes med frekvensregulering.

3.3.3 Anvendelse i fjernvarmesektoren

På baggrund af data fra Energistyrelsen er følgende kedelanlæg i fjernvarmesektoren registreret for år 2007.

⁶ Forudsætninger vedrørende NOx emission og investeringer er fået fra Weishaupt (Søren Jespersen).

Figur 3-3 Kedelanlæg i fjernvarmesektoren i år 2007



Kun et begrænset antal af de olie- og gasfyrede kedler i fjernvarmesektoren er monterede med lav-NO_x-brændere. Disse fjernvarmekedler fungerer dog hovedsageligt som spids- og reservelastkedler, og de årlige varmeproduktioner er derfor relativt begrænsede.

3.3.4 Emissionsværdier

Ved montering af lav-NO_x-brændere på olie- og naturgasfyrede fjernvarmekedler kan forventes følgende reduktioner i NO_x-emissionen (angivet ved 10 % O₂):

Tabel 3-11 Emissionsværdier for eksisterende og nye kedler

Kedeltyper	Eksisterende	Nye
	mg/Nm ³	mg/Nm ³
Gasfyrede kedler	125	65
Oliefyrede kedler	250	110

3.3.5 Reduktionspotentiale

Baseret på årsstatistik (år 2007) fra Dansk Fjernvarmeforening (DFF) er den eksisterende NO_x-emission beregnet for naturgas- og oliefyrede kedelanlæg. Der er her forudsat røggas med O₂ = 4 % samt at 20 % af kedelanlæggene allerede har installeret lav-NO_x-brændere.

Tabel 3-12 Eksisterende NO_x-emission fra naturgas- og oliefyrede fjernvarmekedler

	Brændselsforbrug	Røggasmængde tør	NO _x emission
	GWH/år	millioner Nm ³ /år	tons/år
Gasfyrede kedler	3.346	2.960	517
Oliefyrede kedler	1.175	1.285	441

Såfremt lav-NO_x-brændere installeres på de resterende 80 % af de naturgas- og oliefyrede fjernvarmekedler med gamle brændertyper, kan der opnås følgende reduktioner:

Tabel 3-13 Mulig NO_x reduktion på naturgas- og oliefyrede fjernvarmekedler

Emissionsreduktion	Reduktion i NO _x emission
	tons/år
Gasfyrede kedler	220
Oliefyrede kedler	222

3.3.6 Økonomi

Udskiftning af gamle brændere med lav-NO_x-brændere kan overslagsmæssigt gennemføres for følgende investeringer.

Tabel 3-14 Specifik investeringsomkostning for lav-NO_x-brændere

Kedeltyper	Kedeleffekt	
	3 MW	15 MW
	DKK pr. MW	DKK pr. MW
Gasfyrede kedler	70.000	45.000
Oliefyrede kedler	100.000	75.000

Baseret på oplysningerne fra Energistyrelsens statistik kan det skønnes at den gennemsnitlige kedel størrelse er på 12 MW. Ved interpolation er investeringsomkostningen blevet beregnet til hhv. 51.000 og 81.000 kr. pr. MW.

Som anført ovenfor skønnes det at 20 % af kedlerne allerede har lav-NO_x brændere og derfor er tiltaget kun relevant for de resterende 80 %. Det er i alt 346 anlæg og ud fra brændselsforbruget skønnes 75 % af kedlerne at være gasfyrede mens de resterende 25 % er oliefyrede. Det betyder at der er ca. 205 gasfyrede og ca. 72 oliefyrede kedler hvor det er relevant at udskifte brænderne.

De samlede investeringsomkostninger er vist i nedenstående tabel som også viser den resulterende NO_x omkostninger. (Reduktionen i NO_x emissioner er taget fra Tabel 3-13)

Tabel 3-15 NO_x omkostning for lav-NO_x-brændere

	Totale investeringsomkostninger	Annualiserede investeringsomkostninger	Reduktionsomkostning
	Millioner DKK	Millioner DKK pr. år	kr. pr. Kg NO _x reduceret
Gasfyrede kedler	126	11,3	52
Oliefyrede kedler	70	6,3	28

Driftsomkostningerne skønnes at være upåvirkede af om brænderen er ny eller gammel og derfor er den beregning som er vist i tabellen dækkende for de budgetøkonomiske omkostninger.

3.4 Reburning

Reburning omtales, i Miljøstyrelsen (2006a) og (2006b), som en teknologi man uden videre kan tage i anvendelse. Følgende forhold skal dog tages i betragtning:

1. Der er ikke ført gas frem til hovedparten af de halm- og træflisfyrede varmeværker. Det er et åbent spørgsmål om gasselskaberne er villige til at

- føre gassen frem og hvad omkostningerne til disse nye gasledninger i givet fald vil være.
2. Reburning anvendes ikke i Danmark for nuværende, og der findes ikke driftserfaringer som dokumenterer at det teoretiske NO_x reduktionspotentiale kan realiseres.
 3. Økonomien for de halm- og gasfyrede varmekedler vil blive væsentligt dårligere, da gassen er væsentligt dyrere end biomasse.

På den baggrund vurderes reburning ikke længere at være et relevant tiltag og der er ikke foretaget yderligere beregninger.

3.5 SNCR/SCR på halm- og træflisfyrede kedler

På flisfyrede kedelanlæg kan der etableres NO_x-rensning ved hjælp af SNCR (selektiv non katalytisk Reduktion), hvor der tilsættes ammoniak eller alternativt urea i forbrændingskammeret ved temperaturer på ca. 900 - 1100 °C. Ombygningen vil typisk koste 750.000 kr. for et kedelanlæg i størrelsen 4 - 8 MW. Der vil kunne opnås NO_x reduktioner på 60 - 70 %. Da kun en meget lille del af den samlede produktion foregår med flis som brændsel (et par procent jf. seneste årsstatistik fra Dansk Fjernvarme) er det samlede potentiale meget begrænset.

Driftsomkostninger til ammoniakvand vil være ca. 3.100 DKK/ton NO_x. Der findes tilsyneladende ingen erfaringer med etablering af SNCR på halmfyrede kedler.

Med hensyn til SCR (selektiv katalytisk reduktion) på halmfyrede anlæg har det vist sig, at det er forbundet med store problemer såsom:

- Tilstopning af katalysator,
- Kaliumforgiftning af katalysator.

Hvis SCR skal anvendes på halmfyrede anlæg skal det sandsynligvis ske efter den konventionelle røggrensning (posefilter). Det vil dog her være nødvendigt at genopvarme røggassen til ca. 350 °C, hvilket vil være forbundet med store investeringer og driftsudgifter. Denne løsning vurderes derfor ikke at være realistisk.

3.6 Yderligere tiltag

Udover de tiltag som er behandlet ovenfor kunne følgende yderligere tiltag muligvis bidrage til NO_x reduktioner:

- Røggaskondensering som øger virkningsgraden i varmeproduktionen;
- Fremrykket udskiftning af gamle motorer.

Røggaskondensering som øger virkningsgraden i varmeproduktionen med op til 12 % point vil reducere den tid motoren kører og dermed NO_x emissionen (og andre emissioner). Det vil så medføre en reduceret elproduktion som følge af færre driftstimer og derfor vil det være nødvendigt med en øget elproduktion fx fra kraftværkerne.

For anlæg der kun producerer varme vil der ikke være et tab i form af reduceret elproduktion. Det vurderes imidlertid at disse anlæg kun anvendes i spidsbelastningssituationer og derfor har få driftstimer. Det vil dermed ikke kunne betale sig at investere i røggaskondensering for sådanne anlæg.

Som angivet ovenfor i afsnittet om styring af gasmotorer så har nye motorer en væsentlig lavere emission. Det har ikke været muligt at skaffe data om alderssammensætningen af gasmotorer i sektoren og derfor er det vanskeligt at skønne over potentialet ved at fremrykke udskiftning af gamle motorer.

4 Affaldsforbrænding

I dette afsnit behandles de seks affaldsforbrændingsanlæg som er med på listen over de 25 største punktkilder.

NO_x kan fjernes ved forskellige tiltag primært SNCR og SCR. I dag har alle anlæggene SNCR monteret. Det er muligt at øge NO_x fjernelsen primært ved at øge tilsætningen af ammoniak.

I dag renses røggassen ned til 150 - 200 mg NO_x/Nm³, ved optimering af SNCR vurderes det muligt at nå ned på 100 mg/Nm³. Ved anvendelse af SCR vil det være muligt at nå helt ned på 50 mg/Nm³ eller lavere. Der er således et potentiale for at reducere emission fra de 6 største anlæg med ca. 600 tons NO_x ved forbedret reduktion af NO_x fra SNCR. Installering af SCR vil kunne give en yderligere reduktion på op til ca. 1.000 - 1.100 t per år fra de 6 største anlæg.

Installering af SCR skal ske efter røggasrensning da der ellers kan være problemer med de katalytiske processer. Det kræver så at gassen opvarmes og der er derfor et energiforbrug forbundet med etablering af SCR.

4.1 Teknologier for reduktion af NO_x emissioner

NO_x kan dannes på følgende 3 måder:

- Termisk NO_x: under forbrændingen oxideres en del af luftens nitrogen til NO_x. Denne reaktion finder hovedsageligt kun sted ved temperaturer over 1.300 °C. Reaktionen hastighed relaterer eksponentielt til røggassens iltindhold.
- Brændsels NO_x: under forbrændingen oxideres en del af brændslets nitrogen til NO_x.
- Dannelse af NO_x via radikal reaktion: Atmosfærisk nitrogen kan også oxideres gennem reaktion med CH radikaler. Denne reaktion er dog uden betydning i affaldsforbrændingsanlæg.

NO_x produktionen under forbrændingsprocessen kan begrænses dels ved primære teknikker med god styring af processen, dels ved sekundære teknikker med tilsætning af kemikalier til fjernelse af den dannede NO_x.

4.2 Primære teknikker for NO_x reduktion

NO_x-produktionen kan holdes på et relativt lavt niveau ved kontrol af processen:

- Holde lille luftoverskud;
- Holde lav temperatur i ovnrummet (inklusive hot-spots).

4.2.1 Styring af luftfordeling, opblanding og temperaturer

Ved hjælp af en god fordeling af primær- og sekundær luft kan ujævne temperaturgradienter som resulterer i høje temperaturzoner og dermed øget dannelse af NO_x undgås. Til forbrændingsprocessen kræves at der er

tilstrækkeligt med luftoverskud til at ilte organisk materiale og sikre lave CO og VOC emissioner. Imidlertid kan et for stort luftoverskud øge NO_x dannelsen, hvorfor en stabil styring af lufttilsætningen er yderst vigtig.

4.2.2 Røggas recirkulation

Ved recirkulation af 10 - 20 % af røggasmængden reduceres såvel røggassens O₂-indhold som temperatur. Dette betyder mindre dannelse af termisk NO_x og dermed et lavere NO_x-niveau i røggassen.

4.2.3 Oxygen injektion

Ved injicering af enten ren O₂ eller O₂ beriget luft tilføres ilt til processen uden også at tilføre nitrogen. Herved reduceres produktionen af termisk NO_x.

4.2.4 Naturgas injektion (re-burn)

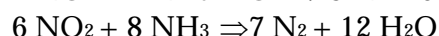
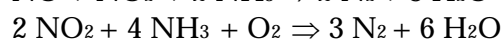
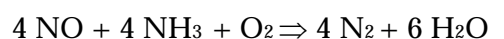
Injicering af naturgas i efterforbrændingszonen kan bruges til at kontrollere og reducere NO_x dannelsen. Ved processen omdannes NO_x til fri nitrogen og ilt.

4.2.5 Vandindsprøjtning på risten

Injicering af vand på risten eller direkte i flammen kan bruges til at fjerne hot-spot temperaturområder. Reduktion af temperaturen vil betyde lavere NO_x dannelse.

4.3 Sekundære teknikker for NO_x reduktion

Ifølge EU Direktiv 2000/76/EC må døgnmiddel NO_x (som NO₂) niveau ikke overstige 200 mg/Nm³. For at kunne opretholde dette niveau er det for alle større anlæg nødvendigt af tage sekundære NO_x reduktionsteknikker i brug. For de fleste processer har anvendelse af ammoniak eller ammoniakderivativer (eks. urea) som reduktionsmiddel vist sig velegnet. Nitrogenoxider i røggassen består hovedsageligt af NO and NO₂ og reduceres til nitrogen N₂ og vand damp ved injicering af reduktionsmidlet. Reaktionen vil typisk forløbe som en af disse reaktioner:



Følgende 2 processer anvendes til fjernelse af NO_x

- Selective Non-Catalytic Reduction (SNCR)
- Selective Catalytic Reduction (SCR)

Såvel NH₃ som urea tilføres som vandige opløsninger. NH₃ leveres normalt af sikkerhedsgrunde i en 25 % opløsning.

4.3.1 SNCR

Ved (SNCR) processen fjernes nitrogen oxiderne med reducerende stoffer (typisk ammoniak eller urea), som injiceres direkte ind i efterforbrændingszonen.

Reaktionen finder sted ved temperaturer mellem 850 and 1000 °C, med zoner med højere og lavere reaktionshastigheder inden for dette område. Reduceres NO_x med SNCR mere end 60 – 80 %, skal der tilføres større mængder

ammoniak hvilket kan føre til et højere ammoniakslip. Ved temperaturer over 1000 °C vil en del af den tilsatte ammoniak omdannes til NO_x, og den samlede NO_x-reduktion aftager drastisk. Anvendelse af urea i stedet for ammoniak i SNCR fører til relativt højere N₂O-emissioner.

For at sikre optimal injicering af ammoniak ved varierende temperaturer og last kan NH₃ injiceres på flere niveauer i ovnen.

Når denne metode anvendes sammen med våde scrubber anlæg, kan overskydende ammoniak fjernes i skrubberen. Ammoniakken kan derpå genvindes fra skrubberens spildevand ved hjælp af en ammoniak stripper og genanvendes i SNCR systemet.

Vigtigt for optimering af SNCR processen er en lang opholdstid og effektiv opblanding af røggasserne.

4.3.2 SCR

Selective Catalytic Reduction (SCR) er en proces hvor ammoniak blandet med luft tilføres røggassen som passerer over en katalysator, med et keramisk eller metallisk trådnæt. Herved reagerer ammoniakken med NO_x og der dannes nitrogen og vanddamp.

For at være effektiv kræver katalysatoren temperaturer mellem 180 and 450 °C. Hovedparten af de installerede anlæg opererer i området 230 - 300 °C. Under dette temperaturniveau øges katalysatorens nødvendige overflade væsentligt.

SCR processen har i sammenligning med SNCR en højere NO_x reduktions rate (typisk over 90 %) og da processen kan forløbe under næsten støkiometriske forhold er NH₃ udslippet væsentligt mindre.

Ved affaldsforbrænding anvendes SCR hovedsageligt i rengasområdet efter syre og partikel fjernelse. Da røggassens temperatur her ikke er tilstrækkelig høj, vil det typisk kræve at røggassen genopvarmes.

Fordelen ved SCR er at denne metode vil kunne NO_x rense til et væsentligt lavere niveau end SNCR. SCR kan rense røgen ned til (10- 100 mg /Nm³) medens SNCR kan rense ned til ca. 100 mg /Nm³. Dog kan nyere forbrændingsanlæg ved hjælp af effektiv styring og rensning med et SNCR anlæg komme ned på ca. 70 mg /Nm³. Ulempen ved SCR er, i sammenligning med SNCR, at SCR har væsentligt højere anlægs- og driftsomkostninger samt at denne proces typisk vil forbruge en del energi til genopvarmning af røggassen (eks. naturgas, fyrings olie eller højtryksdamp).

SCR processen vil typisk kunne anvendes til rensning af røggassen fra alle forbrændingsanlæg, ved forbrænding af alle typer affald. Dog kan der optræde korrosionsskader på grund af for højt klorid- eller sulfatindhold. SCR anlægget bør derfor installeres på røggassernes rengasside (efter filteret). Endvidere er det sandsynligvis ikke en realistisk metode at anvende på de mindre anlæg, da omkostningen til etablering her vil være relativt stor.

4.4 Status affaldsforbrænding

Ifølge ISWA er der i Danmark 34 forbrændingsanlæg med en kapacitet på i alt 577 t affald pr. time eller en gennemsnitlig kapacitet på 17,0 t affald pr. time (t/h).

Alle danske forbrændingsanlæg opfylder i dag krav til NO_x emission, i henhold til bekendtgørelse nr. 162 af 11/03/2003, "Bekendtgørelse om anlæg, der forbrænder affald".

NO_x kravet (anlæg med en affaldskapacitet > 6 t/h) er: 200 mg/Nm³

I denne rapport er 6 punktemittenter som forbrænder affald blevet vurderet:

- Vestforbrænding;
- Amagerforbrænding;
- Sønderborg Kraftvarme;
- Maabjergværket, Holstebro;
- Affald Varme, Århus;
- Kara, Roskilde.

Data for 2007 for disse 6 punktemittenter ses af nedenstående tabel. Oplysningerne i tabellen er hentet i "Grønt Regnskab" for de enkelte værker:

Tablet 4-1 NO_x emissioner i henhold til oplysninger i grønne regnskaber

NO _x emissioner 2007*	Affaldsmængde	Røggas-mængde	NO _x emission	NO _x emissionsfaktor
	t/år	Nm ³ / t affald	t/år	mg/Nm ³
Vestforbrænding	519.000	5.814	491	163
Amagerforbrænding	418.122	6.000	356	142
Sønderborg Kraftvarmeværk*	68.186	5.802	79	200
Maabjergværket	168.553	6.723	226	200
AffaldVarme	238.034	7.289	259	149
Kara	204.345	6.800	240	173
I alt	1.616.240		1.651	

*** Sønderborg Kraftvarmeværk har ud over affaldsforbrændingsanlægget installeret en gasturbine. I 2007 emitterede gasturbinen 286 t NO_x.**

NO_x emissionerne fra ovennævnte 6 anlæg anses for repræsentative for de danske forbrændingsanlæg. I 2007 behandlede de danske forbrændingsanlæg i alt 3.400.000 tons affald. Dersom NO_x emissionen fra de 6 punktanlæg skaleres op i forhold til den samlede affaldsmængde udledte alle danske anlæg i 2007 i alt 3.474 tons NO_x.

4.4.1 Potentiale for reduktion af NO_x emissioner fra forbrændingsanlæg
Alle de større danske forbrændingsanlæg har i dag installeret et SNCR anlæg til overholdelse af krav til emissionsniveauet.

Med denne teknologi anses det for muligt, dels ved hjælp af bedret luft- og temperaturstyring, dels ved hjælp af øget NH₃ dosering, at reducere den nuværende emission med ca. 40 % svarende til en emission på 100 mg/Nm³ eller halvdelen af det nuværende krav. Et sådant tiltag vil dog øge NH₃ forbruget væsentligt og NH₃ slip til røggassen og til spildevandet vil øges.

40 % reduktion svarer til at NO_x emissionen kan bringes ned til ca. 2.100 t pr. år. Øvrige afledte miljøeffekter vurderes at være marginale. Det omfatter et lidt øget el- og vandforbrug.

Dersom NO_x emissionen ønskes yderligere reduceret kan der etableres en SCR løsning, som vil kunne bringe emissionen væsentligt længere ned (20 -

50 mg/Nm³). Denne løsning er imidlertid meget omkostningstung såvel hvad angår investering som driftsomkostninger.

Det følgende viser i en oversigt over potentialet for NO_x reduktioner. Med udgangspunkt i emissionerne fra de 6 store anlæg, illustreret i Tabel 4-1, og en beregning af potentialet ved øget ammoniak tilsætning (SNCR) og ved SCR opskaleres disse beregninger ved hjælp af de totale affaldsmængder. Resultatet i nedenstående tabel er derfor betinget af at man kan nå tilsvarende reduktioner for alle anlæg som for de 6 største.

Tabel 4-2 Oversigt over potentiale for NO_x reduktioner på forbrændingsanlæg

	2007 NO _x emissions	Skønnet NO _x emission i tons pr år ved	
		100 mg/Nm ³¹⁾	50 mg/Nm ₃ (SCR)
6 store forbrændingsanlæg	1700	1000	500
Opskalering for samlet affaldsmængde	3500	2100	1100

1) SNCR med øget ammoniak tilsætning

Det betyder at potentialet ved øget tilsætning af ammoniak på (eksisterende) SNCR anlæg kan reducere 700 tons for de største anlæg og potentielt op til 1400 tons hvis dette generaliseres til alle affaldsforbrændingsanlæg. Ved investering i SCR kan yderligere reduceres således at potentialet i forhold til 2007 emissionerne er 1200 tons for de største anlæg og op til 2400 tons for hele affaldsmængden.

4.4.2 Økonomi

Dette afsnit vurderer anlægs- og driftsøkonomi ved etablering af SCR rensning i stedet for den nuværende SNCR rensning på affaldsforbrændingsanlæggene.

Drifts- og anlægsomkostningerne for et SCR og et SNCR anlæg fremgår af nedenstående tabel 4-2. Som eksempel er anvendt omkostningerne på en forbrændingslinje med en årlig kapacitet på 100.000 affald. Den tekniske levetid forudsættes at være 20 år.

Der skal understreges at der her er tale om et standardeksempel. Der er de enkelte anlæg imellem meget store forskelle på de fysiske rammer, og dermed mulighederne for at etablere et relativt pladskrævende SCR anlæg. Der kan derfor, selv på anlæg med samme størrelse, forventes meget store forskelle i etableringsomkostningerne for et SCR anlæg.

Beregningerne viser omkostningen ved rensning ned til 200, 100 og 50 mg/Nm³ og ved brug af SNCR og SCR.

Den marginale omkostning ved at øge reduktionen fra 200 ned til hhv. 100 og 50 mg/Nm³ kan overslagsmæssigt beregnes ud fra oplysningerne i Tabel 4.3.

Omkostninger pr. reduceret kg. NO_x er ca. 13 kr. ved at øge ammoniak tilsætningen på et SNCR anlæg og nå ned på 100 mg/Nm³. Omkostningen ved investering i et SCR anlæg og yderligere reduktion i emissionerne kan beregnes til ca. 40 kr. pr. kg. NO_x.

Tabel 4-3 NO_x rensning SCR contra SNCR på en forbrændingslinje med en kapacitet på 100.000 t affald pr. år⁷

Rensning til nuv. krav (200 mg/Nm ³)				Rensning til: SCR 50 mg/Nm ³ og SNCR 100 mg/Nm ³			
		SCR	SNCR			SCR	SNCR
Elforbrug	kWh/ton	8	2	Elforbrug	kWh/ton	8	2
	kr/ton	9.6	2.4		kr/ton	9.6	2.4
Genopvarmning	°C	30	0	Genopvarmning	°C	30	0
	MWh/ton	0.06	0		MWh/ton	0.06	0
	kr/ton	6	0		kr/ton	6	0
NH ₄ OH forbrug	kg/ton	2.5	5	NH ₄ OH forbrug	kg/ton	10	10
	kr/ton	3.75	7.5		kr/ton	15	15
Vedligehold (% af investering)	%	3%	2%	Vedligehold (% af investering)	%	3%	2%
	kr/ton	4.8	1.4		kr/ton	4.8	1.4
Investering	mio kr	16	7	Investering	mio kr	16	7
Levetid	år	20	20	Levetid	år	20	20
(ikke annualiseret men fordelt over 10 år)	kr/ton	16	7	(ikke annualiseret)	kr/ton	16	7
Omkost. i alt	kr/ton	40	18	Omkost. i alt	kr/ton	51.4	25.8
Nox emission før rensning (400 mg/Nm ³)	kg/år	240000	240000	Nox emission før rensning	kg/år	240000	240000
Nox emission efter rensning	kg/år	120000	120000	Nox emission efter rensning	kg/år	30000	60000
NO _x afgift	kr/år	600,000	600,000	NO _x afgift	kr/år	150,000	300,000
Årlig omkost. i alt	kr/år	4,615,000	2,430,000	Årlig omkost. i alt	kr	5,290,000	2,880,000

Affaldsmængde	100,000	ton/år
Pris el	1.2	kr/kWh
Pris NH ₄ OH	1.5	kr/kg
NO _x afgift	5	kr/kg

Urenset Nox emission forudsættes at være

400 mg/Nm³

Med forbehold for, at der kan være betydelig variation mellem de enkelte anlæg, kan ovennævnte eksempelberegninger opskaleres til den samlede affaldsmængde og dermed give et groft skøn over de samlede omkostninger.

Af tabellen ses at den årlige omkostning er væsentligt større for et SCR anlæg end den er for et SNCR anlæg.

Faktisk skal NO_x afgiften hæves fra de nuværende 5 kr. pr. kg til ca. 40 kr. pr. kg for at nå "break even" hvis man tager udgangspunkt i de forudsætninger, som er anvendt i tabellens eksempel. Det passer rimeligt med situationen i f.eks. Sverige. Her man har mange SCR anlæg og NO_x afgiften er på ca. 40 kr./t.

⁷ Omkostningen til el er baseret på at værkerne sælger hele egenproduktionen og så køber el fra nettet. Dette skyldes komplicerede tilskudsordninger og relativt store omkostninger til udvidet styring og hardware (transformere mv.).

5 Industriedler

I dette afsnit behandles industriedler. Følgende er opdateret eller undersøgt:

- Fremrykket udskiftning til lav-NO_x brændere på bestående kedler;
- Vurdering af 3 industrielle anlæg som er på listen over de 25 største punktkilder.

Der vurderes ikke at være yderlige væsentlige reduktionsmuligheder for de mindre kedler. Man vil dog kunne anvende SCR på industriedler og dermed opnå yderlige reduktion. SCR kan reducere NO_x-emissionen med 90 % men omkostningen er betydelig. Det har ikke været muligt at skønne over omkostningen ved SCR idet industrianlæggene er meget forskellige og derfor vil omkostningerne variere betydeligt fra anlæg til anlæg.

5.1 Udskiftning til lav-NO_x brændere på bestående kedler i industrien

Udskiftning til lav-NO_x brændere er et tiltag som blev vurderet i NO_x rapporten fra 2006. I det følgende præsenteres en opdatering af dette tiltag.

Tiltaget består i, brænderne på eksisterende kedler i industrien udskiftes i år 2009, som led i opnåelsen af målsætningen vedr. NO_x-udledning i 2010. Brænderne udskiftes altså før, de er udtjente.

5.1.1 Teknologi

Lav-NO_x brændere kan virke efter forskellige principper, da et lavt NO_x emissionsniveau kan opnås på følgende vis:

- Undgå høje forbrændingstemperaturer (over 1500 °C);
- Have kort opholdstid ved høj temperatur;
- Holde en lav iltkoncentration [O₂] i forbrændingszonen;
- Have en lav kvælstofkoncentration [N₂] i forbrændingszonen;
- Have reducerende zoner, hvor NO kan reduceres til frit N₂.

Den mest brugte metode er at benytte overstøkiometrisk forbrænding med 20 - 75 % luftoverskud og derved sænke forbrændings-temperaturen til 1200 - 1500 °C.

Andre lav-NO_x brændere benytter to trins forbrænding med køling mellem de to trin for at holde temperaturen nede. Blandingsforholdet mellem gassen og luften holdes på bestemte værdier for de forskellige forbrændingstrin. Denne trinvis forbrænding bevirker, at flammentemperaturen holdes jævn gennem hele brænderen.

Generelt gælder, at det skal tilstræbes, at luft og gas blandes bedst muligt, så der ikke fremkommer "hot spots". Betegnelsen "hot spots" dækker over områder i flammen, som er varmere end omgivelserne. Disse varme områder giver øget NO_x-emission.

5.1.2 Opgradering af brændere

Et alternativ til udskiftning af den samlede brænderinstallation kan være, at opgradere de eksisterende brændere til lav-NO_x brændere. Dette kan typisk ske ved, at brænderhoved og brænderventiler på gasrampe udskiftes samt at blæsemotor forsynes med frekvensregulering.

5.1.3 Anvendelse i industrien

Dansk Gasteknisk Center a/s har for COWI opdateret skøn for industriens brug af kedler og den derved fremkomne NO_x emission og mulige reduktion ved installation af lav-NO_x udstyr.⁸

Der kan skønnes følgende grundlæggende data:

Tabel 5-1 Data for antal kedler, kapacitet og energiomsætning

	Antal	Indfyret effekt, MW	Energiomsætning GWh/år	Udnyttelsesgrad, andel af år
Gaskedler	Ca. 400	5600	10.300	21 %
Gas-oliekedler	Ca. 300	2800	9.500	38 %

Kilde: Dansk Gasteknisk Center

For at skønne den mulige emissionsreduktion benyttes fortsat Luftvejledningens emissionskrav, idet ældre ikke lav-NO_x anlæg forventes at overholde gældende lovgivning, og nye lav-NO_x brændere forventes at kunne bringe NO_x emissionen ned på kravet for nye kedelanlæg. Dette giver (ved 10 % O₂, tør røggas):

Tabel 5-2 Emissionsværdier for eksisterende og nye kedler

	Eksisterende kedel mg NO _x /m ³	Kedel med lav-NO _x brænder mg NO _x /m ³
Gaskedler	125	65
Gasoliekedler	250	110

Den aktuelt realiserbare NO_x reduktion vil afhænge af flere parametre, f.eks. om kedlen er til produktion af damp/hedtvands/varmtvand/hedolie, idet medietemperaturen spiller ind. De fleste kedler vil have medietemperaturer under 140 C, hvor luftvejledningens⁹ krav kan overholdes med god margin. For højere medietemperatur vil NO_x normalt stige lidt - 10-15 mg/m³ i tillæg er en god tommelfingerregel. Endvidere har udformningen af fyrboksen afgørende betydning for om lav-NO_x-brændere kan installeres med optimalt udbytte. Ved optimalt samspil mellem eksisterende fyrboks og ny lav-NO_x brænder, vurderes ovennævnte lav-NO_x værdier, at være i den høje ende. Da man ikke kan være sikker på at kunne opnå dette optimale samspil og på grund af at nogle anlæg har højere medietemperaturer, benyttes de konservative værdier fra tabellen til de efterfølgende beregninger.

DGC skønner, at andelen af lav-NO_x brændere på ca. 50 % af den installerede kapacitet for naturgas, men vurderer at den er lavere for oliekedler, 20-30 %. DGC har ikke kendskab til, at der er sket stor brænderudskiftning de seneste år, og dette billede bekræftes af en førende brænderleverandør.

⁸ DGC har ikke kendskab til nogen signifikant ændring af kedelbestanden siden seneste opgørelse, og vægten er lagt på at fremskaffe så præcise energidata som muligt, idet energiomsætningen fastlægger NO_x emissionen og reduktionspotentialet.

⁹ Luftvejledningen. Miljøstyrelsens vejledninger N. 2 2001

Tabel 5-3 Reduktionspotentiale for industri kedler tons NO_x pr. år

	Brændselsforbrug GWh/år	NO _x emission 100 % høj NO _x t/år	NO _x emission 100 % lav- NO _x t/år	Skønnet virkelighed, 50 % lav- NO _x for gas, 30 % for olie t/år	Skønnet mulighed 90 % lav- NO _x t/år	Mulig NO _x reduktions- potentiale t/år
Gaskedler	10.300	1527	794	1161	868	293
Gasolie kedler	9.500	3835	1687	3190	1902	1288

5.1.4 Økonomi

Udskiftning af gamle brændere til nye lav-NO_x brændere kan skønnes til følgende investeringsomkostninger, der ikke har flyttet sig væsentligt.

Tabel 5-4 Specifik investering for Lav-NO_x brændere

Kedeffect	3 MW	15 MW
	DKK/MW	DKK/MW
Gasbrænder	70.000	50.000
Oliebrænder	100.000	75.000

Energieffektiviteten forventes at blive fastholdt, hvorfor der ikke sker ændringer af betydning i driftsøkonomien.

5.2 Gennemgang af tre af de 25 største industrielle og energimæssige emittenter

Ifølge MST er der 25 større emittenter i Danmark, ud af de 25 er tre rene industrianlæg. Det drejer sig om Aalborg Portland, Shell Raffinaderi og StatoilHydro Raffinaderi.

Tabel 5-5 Emission data for de tre største industriemittenter

	NO _x emission 2006 t/år	NO _x emission 2007 t/år	Forventet NO _x emission 2008 t/år
Aalborg Portland	8.170	7.080	6.590
Shell Raffinaderi	931	889	552 ¹⁰
StatoilHydro Raffinaderi	542	531	
Total	9.643	8.500	

Kilde: NO_x emissioner i henhold til oplysninger i grønne regnskaber

Aalborg Portland¹¹ har i 2007 investeret i flere miljøforbedrende og energibesparende projekter. Til reduktion af NO_x emissionen er bl.a. Mixing Air NO_x-reduktionsudstyr i de hvide ovne samt SNCR-anlæg i endnu en ovn. Udstyret har givet en reduktion på 1.091 ton NO_x i 2007. Det forventes fuld udnyttelse af det installerede udstyr i 2008 vil give en yderligere reduktion på 7 % svarende til 490 ton NO_x.

¹⁰ For de tre første kvartaler 2008.

¹¹ Oplysninger fra Aalborg Portland Grønt Regnskab 2007.

Shell Raffinaderi¹² udleder NO_x fra forbrænding af fuelgas og fuelolie i ovne og kedler samt fra en gasturbine. I gasturbinen reduceres NO_x-emissionen ved hjælp af kontinuerlig dampinjektion i brændkammeret. Shell Raffinaderi arbejder i dag ikke med planer om at reducere NO_x-emissionen, men afventer en endelig plan i samarbejde med deres myndighed. Shell Raffinaderi har til den plan foreslået følgende tiltag.

- Forsat injektion af damp. Det er en velafprøvet metode og gasturbinerne er indrettet til denne type drift, endelig anbefales metoden af gasturbine leverandøren;
- Modifikation af gassen ved behandling med membranteknologi for fjernelse af brint, dette nedsætter flammehastigheden og giver to forbedrings muligheder:
 - Installering af lav-NO_x brændere;
 - Reducere NO_x-emissionen ved dampinjektion.

StatoilHydro Raffinaderi¹³ har, grundet andre opgaver, ikke været i stand til at bidrage med yderligere oplysninger.

5.3 Potentiale for reduktion af NO_x-emissioner fra større industrialanlæg.

5.3.1 Cementindustri

Følgende muligheder er listet i BREF¹⁴

- Flammekøling;
- Udskiftning til lav-NO_x brændere;
- Differentieret forbrænding;
- SCR og SNCR.

Den bedste tilgængelige teknik til at reducere NO_x-emissioner er en kombination af generelle, primære foranstaltninger til bekæmpelse af NO_x-emissioner, trindelt forbrænding og selektiv ikke-katalytisk reduktion (SNCR). Det BAT-emissionsniveau, som er forbundet med anvendelsen af disse teknikker, er 200-500 mg NO_x/m³ (som NO₂). Dette emissionsniveau kan ses i sammenhæng med det for øjeblikket rapporterede emissionsinterval, som er på <200-3000 mg NO_x/m³, og at hovedparten af ovnene i EU siges at være i stand til at nå ned på mindre end 1200 mg/m³ ved hjælp af de primære forholdsregler. Medens der var støtte til den ovenfor konkluderede BAT med henblik på at bekæmpe NO_x-emissioner, var der et synspunkt i den tekniske arbejdsgruppe som opponerede mod, at det BAT-emissionsniveau, som er forbundet med anvendelsen af disse teknikker, er 500-800 mg NO_x/m³ (som NO₂). Der var også det synspunkt, at selektiv katalytisk reduktion (SCR) er BAT med et emissionsniveau på 100-200 mg NO_x/m³ (som NO₂).

I forhold til at opnå en væsentlig yderligere reduktion f.eks. for Ålborg Portland er det et spørgsmål om SCR kan anvendes. I følge BREF dokumentet er det endnu en teknologi som kun er anvendt på pilotniveau i cementindustrien. Fx kan høj støvkoncentration være et problem. Uden en

¹² Oplysninger fra Shell Raffinaderi Grønt Regnskab 2007 samt information fra nøglepersoner.

¹³ Oplysninger fra StatoilHydro Raffinaderi Grønt Regnskab 2007 samt information fra nøglepersoner.

¹⁴ BREF Cement and Lime Manufacturing Industries, December 2001

større analyse er det derfor ikke muligt at vurdere om SCR vil kunne anvendes og hvad det eksakte reduktionspotentiale er.

5.3.2 Raffinaderier

Følgende muligheder er listet i BREF¹⁵

- Reduktion af brændstofforbrug, maksimere brug af raffinaderigas;
- Udskiftning til lav-NOx brændere;
- Recirkulering af forbrændingsgas;
- Gasinjektion i efterforbrændingszonen;
- SCR og SNCR.

Det er ikke muligt at angive et potentiale for raffinaderierne, da de anlægsspecifikke forhold spiller en afgørende rolle.

¹⁵ BREF Mineral Oil and Gas Refineries, February 2003

6 Mobile kilder

6.1 Investeringsomkostninger ved eftermontering af SCR på eksisterende køre tøj

Investeringsomkostninger i NO_x rapporten fra 2006 blev opgivet af Grundfos.

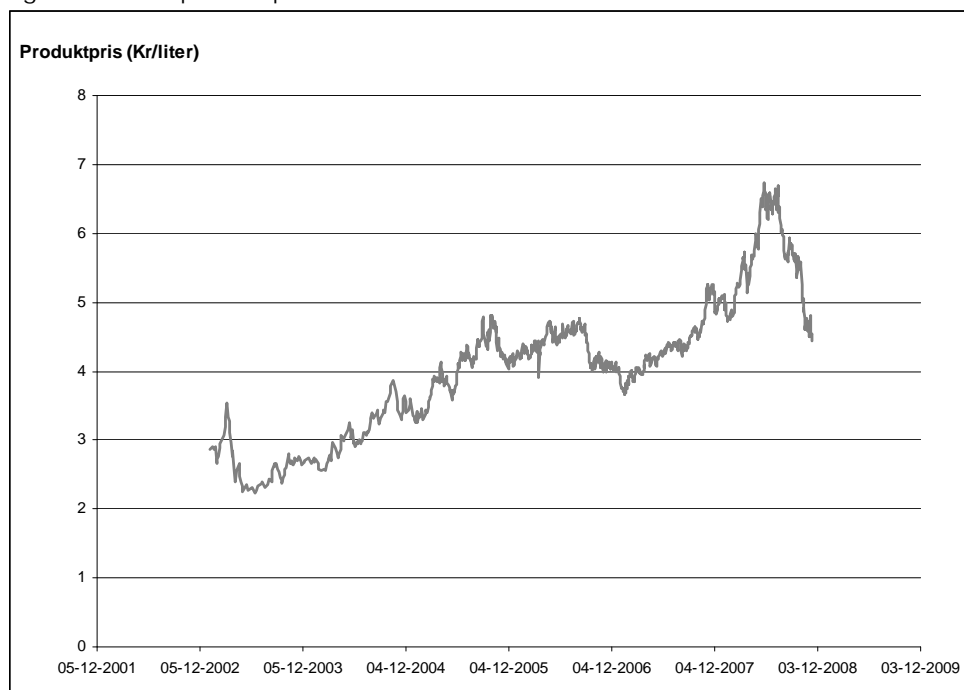
I forbindelse med det nuværende arbejde er investeringsomkostningerne blevet revurderet sammen med Grundfos for at validere investeringerne. Grundfos holder fast i de relativt lave tal, men siger samtidig at disse tal er baseret på en antagelse om at der kommer til at ske en større produktion således at man kan optimere produktionsprocesser og høste stordriftsfordele. Skulle Grundfos levere med dagens produktion ville de være markant dyrere. Det foreslås at holde fast i prisen på 35.000 kr. per køretøj, under forudsætning af at forslaget medfører at der skal bruges så mange SCR anlæg, at prisen kan bringes væsentligt ned i forhold til i dag.

Omkostningen til eftermontering af SCR skønnes af COWI således at være 35.000 kr. per køretøj under forudsætning af masseproduktion. Dagens pris er markant dyrere. Dinex pris på 60-70.000 kr. passer med dagens situation, hvor der eftermonteres meget få anlæg i Danmark.

6.1.1 Driftsudgifter (brændstof- og urea-forbrug)

Prisen på diesel har varieret kraftigt de seneste år. Følgende figur viser produktprisen i de seneste 5 år.

Figur 6-1 Diesel produktpris 2003 - 2008



Tabel 6-1 Gennemsnitsprisen (produktpris ekskl. afgifter) i de seneste tre år

År	Produktpris, kr/l
2008	5,54
2007	4,24
2006	4,37
Gnsn	4,72

Prisen har været relativt dyr i det seneste år, men er nu faldet til et niveau der svarer til prisen i 2006 - 2007. Det foreslås at anvende gennemsnittet for de seneste 3 år, dvs. 4,72 kr/liter, som forventet dieselproduktpris.

Anvendelse af SCR teknologien medfører et urea forbrug. Forskellige kilder angiver et ureaforbrug på 4,5 % - 6 %.¹⁶ Det foreslås at anvende 5 % som det centrale skøn for ureaforbruget ved SCR teknologien.

På baggrund af ovenstående nedjusteres urea forbrug til 5 % af diesel. Prisen fastholdes til 5 kr. per l og det passer rimeligt godt med at air1 oplyser at urea koster ca. 50 % af dieselprisen (pris inkl. afgifter)¹⁷.

Ud over investering og ureaforbrug vil der også være et øget brændstofforbrug ved SCR teknologien. I den vurdering der er lavet i forbindelse med kommissionens forslag til EURO VI normen er det vurderet, at EURO V (SCR teknologien) vil medføre et øget brændstofforbrug på ca. 3 %¹⁸.

6.1.2 Miljøeffekter (NO_x, HC, CO, PM, CO₂)

Miljøeffekter angivet i rapporten 2006 fra fastholdes.

Tabel 6-2 Miljøeffekterne

Miljøeffekter	Reduktion, %
NO _x	87,5
Partikler	37,5
HC	75
CO (stigning)	+15

Effekterne er blevet revurderet af Grundfos. Effekten af eftermontering af SCR medfører større reduktion af NO_x emissioner set i forhold til EURO V og lavere reduktion af partikler (målt på massen). Det passer med hvad man vil forvente, da eftermontering af SCR ikke indebærer optimering af motorteknologien på samme måde som EURO V. En fuld EURO V ville anvende en optimering af motoren for at reducere partiklerne (massen).

¹⁶ 4,5% Urea for EURO V. Kilde: Well to wheel efficiency for heavy duty vehicles Peter Ahlvik Ecotraffic ERD3 AB, Floragatan 10B, SE-114 31 Stockholm, Sweden.
5% Urea for EURO V. Kilde: TNO report, 06.OR.PT.023.2/NG, Euro VI technologies and costs for Heavy Duty, vehicles, The expert panels summary of stakeholders, responses

6% Urea for EURO V. Kilde Air1, Html:
<http://www.air1.info/en/air1/adblue/faq/index.html#7>

¹⁷ Urea pris ca. 50 % af dieselpris, Kilde Air1, Html:
<http://www.air1.info/en/air1/adblue/faq/index.html#7>

¹⁸ COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES Brussels, 21.12.2007 SEC(2007) 1718 COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT.

6.2 Fremrykning af EURO 6 normer for tunge køretøjer

Følgende data vil blive vurderet for tunge køretøjer

- Meromkostninger per køretøj ved at gå fra EURO 5 til EURO 6 normer (investerings omkostning);
- Driftsudgifter (brændstof- og ureaforbrug);
- Miljøeffekt (NOx og partikler).

6.2.1 Meromkostninger per køretøj fra EURO 5 til EURO 6 normer (investering)

Tabel 6-3 Meromkostning ved fremrykning, EU

Motorstørrelse, liter	Omk. EUR	Omk. DKK
6	2.838	21.143
9	3.575	26.634
12	4.423	32.951
Gennemsnit	3.612	26.909

Kilde: COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES Brussels, 21.12.2007 SEC(2007) 1718 COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT, p 23

Den engelske SCR leverandør Ricardo vurderer følgende meromkostninger:

Tabel 6-4 Meromkostning ved fremrykning, Ricardo

Motorstørrelse, liter	Omk. EUR	Omk. DKK
6	3,049	22,715
9		
12	5,868	43,717
Gennemsnit	4,459	33,216

Disse to kilder ligger ikke langt fra hinanden. Til brug for beregningerne anvendes den gennemsnitlige omkostning for 6 hhv. 12 liter motorer. 9 liters motoren interpoleres mellem 6 og 12 liter. Meromkostninger ved EURO VI set i forhold til EURO V.

Tabel 6-5 Meromkostning ved fremrykning, Gennemsnit(EU og Ricardo)

Motorstørrelse, liter	Omk. EUR	Omk. DKK
6	2.944	21.929
9	4.045	30.132
12	5.146	38.334
Gennemsnit	4.045	30.132

6.2.2 Driftsudgifter (brændstof- og ureaforbrug)

Omkostning ved forøgelse af brændstofforbruget og ureaforbruget skønnes til 10 %. Skønnet er dannet på baggrund af EU Kommissionen der kommer frem til ca. 5-6 % i ekstra brændstofforbrug og dermed også forøget CO₂-emission¹⁹. Andre kilder kommer frem til højere brændstof- og ureaomkostninger - omkring 10 %²⁰.

¹⁹ COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES Brussels, 21.12.2007 SEC(2007) 1718 COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT

²⁰ Option B: Impact Assessment of Proposed Euro VI Heavy Duty Vehicle Emission Standard, UK Department for Transport. "Study of Costs and Impact upon CO₂ and

Omkostning til urea vurderes at være uændret i forhold til EURO V.

6.2.3 Miljøeffekter (NO_x, PM)

Ifølge EU's impact assessment vil EURO VI give en reduktion på 41 % reduktion af NO_x emissionerne og 11 % reduktion af partikelemissionerne målt efter vægt i 2020.

På dette tidspunkt er den største del af flåden EURO VI og man kan derfor tage disse reduktioner som et underkantsskøn for reduktionen sammenlignet med EURO V²¹.

6.3 SCR på traktorer og mejetærskere

Investeringsomkostningerne og effekterne ved at montere SCR på (diesel) traktorer og mejetærskere vurderes at være af samme størrelsesorden som tilfældet for lastbiler og busser. Det begrundes i at der er tale om samme motorteknologi og rensningsteknologi.

6.3.1 Investeringsomkostninger ved eftermontering af SCR på eksisterende motorer

Investeringsomkostningen er opgjort til 35.000 kr. per køretøj.

Antallet af køretøjer er opgjort på baggrund af DMU's emissionsrapport suppleret med oplysninger fra Danmarks statistik.

Tabel 6-6 Antal køretøjer - traktorer og mejetærskere - i Danmark

Motor (kWh)	Traktorer	Mejetærskere
56-75	16 383	
75-130	9 895	
130-560	1276	5 094
I alt	27 553	5 094

Kilde: Danmarks statistik, statistikbanken

Antal mejetærskere kendes ikke fordelt på motorstørrelse, men efter en skønmæssig vurdering og kort gennemgang af de mest almindelige mejetærskere ser det ud til at næsten alle mejetærskere har motorer i den høje effektklasse. Der er derfor antaget at alle mejetærskere hører hjemme i denne klasse.

6.3.2 Driftsomkostninger (ureaforbrug)

Driftsomkostningerne vurderes at være af samme størrelsesorden som for lastbiler og busser. Det vil sige en forøgelse af energiforbruget og CO₂ emissionerne på 3 % og et urea forbrug på 5 %.

Primary NO₂ Emissions of a Range of Limits for Emissions of NO_x and PM in the Timescale to 2014." Matthew Keenan. Ricardo UK Ltd Report Ref RD.07/337301.6. 30 January 2008.

²¹ COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES, Brussels, 21.12.2007 SEC(2007) 1718 COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT

6.3.3 Miljøeffekter (NO_x, HC, CO, PM, CO₂)

Miljøeffekterne vurderes at være af samme størrelsesorden som for eftermontering af SCR på lastbiler og busser.

Tabel 6-7 Miljøeffekterne

Miljøeffekter	Reduktion, %
NO _x	87,5
Partikler	37,5
HC	75
CO (stigning)	+15

7 Offshore²²

Tiltag vedrørende NOx reduktion offshore er udelukkende koncentreret om de 19 "single-fuel" gasturbiner af nyere dato, som blev valgt ud i forbindelse med 2006-rapporten, fordi de blev vurderet egnet til opgradering til Dry Low Emission (DLE) NOx reduktionsteknologi. Med "single-fuel" gasturbiner menes gasturbiner, der udelukkende bruger naturgas som brændsel.

Af de 19 gasturbiner er gasturbine CT-3570 på Dan FE sorteret fra, da den jævnfør 2006-rapporten forventes taget ud af drift i løbet af 1 år.

I bestræbelserne på at komme med et så retvisende billede af potentialet for NOx reduktioner i offshore har der været taget kontakt til de primære aktører på området, det vil sige Mærsk Olie og Gas, som er operatøren af de 18 gasturbiner og følgende 4 leverandører af teknisk udstyr:

- General Electric (1 x LM1600, 2 x LM2500 og 1 x LM 2500+);
- Solar Turbines (2 x Solar Centaur 40, 1 x Solar Centaur 50, 3 x Solar Mars 100 og 3 x Solar Titan);
- Siemens (3 x Siemens Tornado);
- Rolls Royce Marine (1 x Avon 2656).

Med hensyn til de 4 leverandører er det lykkedes at komme i dialog med GE og Solar Turbines, mens Siemens og Rolls Royce Marine ikke har svaret på COWI's henvendelse.

For Siemens og Rolls Royce Marines gasturbiner er det opdaterede NOx reduktionspotentiale alene baseret på brochurermateriale downloadet fra de respektive firmaers hjemmesider. I det tilgængelige brochurermateriale har det ikke været muligt at få verificeret NOx emissionen, hverken ved en standard gasturbine eller en DLE gasturbine, hvorfor emissionsdata er identiske med 2006-rapporten.

Ved beregning af NOx reduktionspotentialet er de overordnede driftsforudsætninger fra 2006 genbrugt ved opdateringen. Det vil sige en årlig driftstid på 95 % af 8760 timer og en gennemsnitlig belastning på gasturbinerne på 79 % for alle undtaget RR Avon, hvor der kun er regnet med en belastning på 65 % og Solar Titan 130 på Halfdan D, hvor der er regnet med en belastning på 80 %.

De opdaterede gasturbinedata er ved ISO standardbetingelser, dvs. ved 15 °C, 60 % relativ fugtighed, havniveau og naturgas med nedre brændværdi på 35 MJ/Nm³ som brændstof. Det har ikke været muligt at finde frem til hvilke betingelser 2006-data er baseret på.

²² Efter udarbejdelsen af rapporten er der modtaget kommentarer fra Mærsk Olie og Gas. Disse kommentarer har det ikke været muligt at indarbejde i rapporten. I kommentarerne anfører Mærsk Olie og Gas at de vurderer at opgørelsen i 2006 rapporten overvurderede det reelle reduktionspotentiale. Endvidere anføres det at nedlukningstiderne ikke vurderes at være kortere end de som blev anvendt i 2006 rapporten.

I nedenstående tabel er der foretaget en sammenstilling af det opdaterede NOx reduktionspotentiale og reduktionspotentialet fra 2006-rapporten.

Tabel 7-1 Sammenligning af reduktions-potentialer for NOx-emissioner

Felt	TAG-nr.	Gasturbine	NOx-reduktion 2008 Tons/år	NOx-reduktion 2006-rapport Tons/år	NOx ændring Tons/år	NOx ændring %	Kommentar
Dan F	CT-3520	LM 1600	163,0	151,4	11,6	7,7%	Opdateret
Dan F	CT-4301	LM 2500	419,3	388,6	30,7	7,9%	Opdateret
Tyra West	GT-3000	LM 2500	418,0	388,6	29,4	7,6%	Opdateret
Tyra West	GT-3010	LM 2500	418,0	388,6	29,4	7,6%	Opdateret
Dan F	CT-4302	LM 2500+	712,9	660,8	52,1	7,9%	Opdateret
Tyra West	GT-3001	RR Avon 2656	211,5	122,8	88,7	72,3%	Ej opdateret
Gorm	PT-3503	Siemens Tornado	118,6	108,4	10,2	9,5%	Ej opdateret
Gorm	PT-3506	Siemens Tornado	118,6	108,4	10,2	9,5%	Ej opdateret
Gorm	PT-3521	Siemens Tornado	118,6	108,4	10,2	9,5%	Ej opdateret
Dan F	CT-3550	Solar Centaur 40	58,6	48,1	10,5	21,7%	Opdateret
Tyra East	CT-7710	Solar Centaur 40	58,6	48,1	10,5	21,7%	Opdateret
Dan F	CT-4330	Solar Centaur 50	58,6	48,1	10,5	21,7%	Opdateret
Gorm	GT-4201	Solar Mars 100	261,5	227,0	34,5	15,2%	Opdateret
Tyra East	GT-3010	Solar Mars 100	261,5	227,0	34,5	15,2%	Opdateret
Tyra East	GT-7701	Solar Mars 100	261,5	227,0	34,5	15,2%	Opdateret
Dan F	CT-3580	Solar Titan130	400,5	371,5	29,0	7,8%	Opdateret
Dan F	CT-3590	Solar Titan130	400,5	371,5	29,0	7,8%	Opdateret
Halfdan D	CT-4301	Solar Titan130	405,6	378,7	26,9	7,1%	Opdateret
TOTAL			4.866	4.373	493	10,1%	Opdateret

*"Ej opdateret", som står ud for RR og de 3 Siemens gasturbinen, angiver, at det ikke har været muligt at få opdaterede NOx emissionsværdier for disse maskiner. Derfor er reduktionspotentialet baseret på emissionsværdier fra 2006-rapporten.

Som det fremgår af tabellen er det samlede NOx reduktionspotentiale forøget med 493 tons pr. år, svarende til godt 10 %.

Grunden til at reduktionspotentialet er forøget for Avon 2656 gasturbinen er primært, at røggasmængden ved 100 % last er fundet til at være 277.200 kg/h og ikke 216.103 kg/h som benyttet i 2006-rapporten. Derudover er der konstateret nogle regneunøjagtigheder i 2006-opgørelsen, som gør, at det samlede reduktionspotentiale er forøget med ca. 72 %.

For Tornado gasturbinerne skyldes det forøgede reduktionspotentiale primært regneunøjagtigheder i 2006 opgørelsen og i mindre grad, at røggasmængden er fundet til at være 106.200 kg/h mod 104.400 kg/h i 2006-rapporten.

For GE gasturbinerne skyldes det forøgede reduktionspotentiale en forbedring af NOx emissionen ved DLE fra 42 ppm til 25 ppm.

For Solar gasturbinerne skyldes det forøgede reduktionspotentiale en forbedring af NOx emissionen ved DLE fra 42 ppm til 38 ppm.

Med hensyn til investeringens størrelse, så har det ikke været muligt at få oplyst helt eksakte tal fra de kontaktede leverandører. I 2006-rapporten blev der oplyst investeringer på i gennemsnit 154 mio. kr. pr. gasturbine fordelt som følger:

- Udstyr inkl. installation: 37,5 mio. kr. ;
- Administration: 7,5 mio. kr. ;
- Beboelse: 109 mio. kr.

I denne opgørelse er RR Avon maskinen udeladt, da totalinvestering for denne turbine på 316 mio. kr. fordelt på 70 mio. kr. i udstyr inkl. installation, 14 mio. kr. i administration og 232 mio. kr. til beboelse falder langt ved siden af de 17 øvrige maskiner.

Indikationerne fra de to leverandører har været, at investeringsniveauet for udstyr inkl. installation er på niveau med de tilsvarende tal fra 2006-rapporten, det vil sige fra ca. 26 mio. kr. til ca. 56 mio. kr. pr. gasturbine.

Vedrørende administration, så er det uklart hvad denne omkostning på i gennemsnit 7,5 mio. kr. pr. gasturbine dækker over. Med hensyn til beboelse, så har COWI ikke kunnet få verificeret om det er nødvendigt at have en beboelses-rig til rådighed for at have plads til de håndværkere, der skal foretage opgraderingen af gasturbinerne. I forlængelse af dette har det heller ikke været muligt at få verificeret om det i bekræftende fald skal koste i gennemsnit 109 mio. kr. pr. gasturbine, svarende til at have beboelses-riggen liggende i ca. 100 dage.

De to leverandører har oplyst, at en on-site opgradering af en gasturbine til DLE vil kræve mellem 1 uge og 4 ugers nedluk alt afhængigt af om man kan nøjes med udskiftning af brændkammeret alene (turbiner forberedt for DLE) eller der skal foretages en gennemgribende opgradering af gasturbinen - herunder udskiftning af styre- og kontrolsystemer. Ud over dette kræves en del on-site forberedelses- og opfølgingsarbejder. Det generelle omfang af dette har ikke kunnet klarlægges.

I den tilsvarende norske rapport fra 2006 er der oplyst en varighed af nedluk på 4 uger pr. gasturbine og samlet set 7 ugers arbejde offshore inkl. forberedelser.

I forhold til 2006-rapportens tal er det springende punkt derfor helt åbenlyst behovet for at leje en beboelses-rig til indlogering af håndværkere i forbindelse med opgradering af hver eneste gasturbine.

Leverandørernes oplysninger om 1-4 ugers nedluk og den norske rapport oplysninger om 4-7 ugers samlet arbejdstid offshore indikerer, at en omkostning på 109 mio. kr. i gennemsnit, svarende til ca. 100 dages rigleje, sandsynligvis er noget for høj.

Bruges en rigleje på \$200.000 pr. dag (ca. 1,1 mio. kr.) som i 2006-rapporten og tages der udgangspunkt i oplysningerne fra leverandørerne og den norske rapport, så vil rigleje i 4-7 uger beløbe sig til 31 mio. kr. til 54 mio.kr.

På basis af disse oplysninger er det COWI's vurdering, at udgifterne til opgradering af 17 af de 18 gasturbiner offshore vil ligge i intervallet 57 mio. kr. til 110 mio. kr. ekskl. omkostninger til administration på i gennemsnit 7,5 mio. kr. Igen er RR Avon gasturbinen taget ud, da den udgiftsmæssigt falder langt udenfor de øvrige gasturbiner.

Videre er det COWI's anbefaling, at Miljøstyrelsen går i dialog med Mærsk Olie og Gas og eventuelt også leverandørerne for at få en mere konkret vurdering af omkostningsniveauet ved opgradering til DLE offshore.

8 Andre kilder

8.1 Teglværker

NO_x reduktionsmulighederne blev diskuteret telefonisk med Tommy Bisgaard fra Teglværksbranchen den 29. oktober 2008 og den 6. november 2008, med udgangspunkt i de anbefalinger der er givet i EU's BREF dokument om teglværker.

8.1.1 Nuværende NO_x emissioner fra teglværker i Danmark

Teglværksforeningen oplyser at der er ca. 30 teglværksovne i Danmark. Emissionsniveauet fra ovne ligger mellem 100 og 250 mg NO_x/Nm³ med et gennemsnit omkring 175 mg NO_x/Nm³. Den gennemsnitlige NO_x emission pr. ovn vurderes at være ca. 15 tons/år, svarende til en samlet emission på ca. 450 tons NO_x/år.

8.1.2 Minimering af N-indhold i råvarer

Som udgangspunkt anvendes i Danmark til teglfremstilling kun de øvre lag af en lerforekomst. Drejer det sig især om ler, som giver rødt tegl, kan kun de øverste 1 – 1½ meter af leret benyttes. Dette ler er meget kalkfattigt og består derfor for over 96 - 98 % af rent ler, der gennem mange tusind år er gennemvasket af regnvand. Der er i alle tilfælde ved tale om ler til teglfremstilling et meget lavt indhold af organisk materiale i dansk ler, hvilket også medfører et meget lavt N-indhold i leret. Det er primært i udlandet man anvender ler tæt på f.eks. kulminer, hvor der er et højt indhold af organisk stof. Der er derfor ingen mulighed for at opnå NO_x reduktioner gennem anvendelse af andre råvarer.

8.1.3 Skift til brændsel med lavere N-indhold

Der anvendes i dag gas som brændsel for ca. 96 % af teglproduktionen i Danmark. Kun til ca. 4 % af produktionen anvender kul af hensyn til at opnå et specielt spil i stenene. Der er derfor stort set ingen muligheder for at opnå NO_x reduktioner gennem brændselsskift. Der er de sidste 20 år således sket en næsten total omlægning til gas som brændsel.

8.1.4 Lav-NO_x brændere

Det er afgørende for teglværksbranchen at opnå en meget præcis styring af temperaturprofilen i ovnen for at få den rigtige brænding af tegl, og også opnå en lav spildprocent. Samtidig anvendes de nyeste typer af brændere der brænder blødt (à la princippet i Lav-NO_x brændere), hvilket er nødvendigt fordi der kun produceres facadesten i Danmark og det er vigtigt at få varmen ensartet fordelt, så alt teglet opnår samme toptemperatur. En teglovn kan således have fra 100 – 140 brændere installeret. Den relativt lave brændingstemperatur (1000 - 1050 °C) kombineret med en stærk styring af temperaturprofilen og anvendelse af de nyeste typer af brændere indebærer at der reelt anvendes en brænding, der minimerer NO_x dannelsen. Det vurderes, at der ikke er mulighed for at skifte til andre typer af brændere, der vil give et væsentligt lavere NO_x – niveau. Brændere er fra Tyskland og er udviklet af 2-3 firmaer, der også har forsøgt at opnå miljøforbedringer. Branchen har

således ikke kendskab til brænderteknologi til yderligere nedbringelse af NO_x – emissionen. Samtidig vil omkostningerne være høje, da der i Danmark er tale om 3.000 - 3.500 brændere fordelt på ca. 30 ovne.

8.1.5 Kombineret el- og varmeproduktion

Teglværkerne anvender varmeoverskud i tørreprocessen i dag. Samtidig produktion af el er indført på 2 værker, men har vist sig at være en dårlig investering. Der vurderes derfor ikke at være nogen muligheder for NO_x reduktioner ved at kombinere el og varmeproduktion på teglværkerne.

8.1.6 NO_x fjernelse ved sekundære teknikker (SCR)

SCR teknik vurderes som en mulighed, der dog ikke er økonomisk bæredygtig i dag pga. de lave NO_x koncentrationer og det lave temperaturinterval i brændingsprocessen. SCR har tidligere været nævnt i EU's BAT note som en "emerging technique", men dette er fjernet i den endelige udgave af BAT noten, formentlig fordi der ikke findes velafprøvede teknikker på teglværker. Teglværkerne følger nøje udviklingen i cementbranchen og på kraftværkerne, og hvis man her udvikler nye teknikker der er anvendelige i teglværksbranchen, er man indstillet på at arbejde videre med dette. Dette har dog længere udsigter en 2010, og vil måske ikke engang være en mulighed i 2020.

8.1.7 Konklusion

Der er kun begrænsede muligheder for yderligere reduktioner af NO_x i teglværksbranchen, f.eks. ved anvendelse af lav-NO_x teknikker og SCR. Ingen af disse muligheder er dog velafprøvede og de vurderes ikke at være reelle muligheder for at opnå reduktioner inden 2010, og muligvis heller ikke engang i 2020.

9 Internationale erfaringer

Hensigten med dette afsnit er at belyse internationale, primært EU, erfaringer med implementering af tiltag til reduktion af NO_x-emissioner, samt vurdere tiltagens relevans for Danmark.

De tiltag der i en dansk sammenhæng kunne være mest interessant at undersøge nærmere, og som ikke allerede er blevet vurderet i denne rapport og rapporten fra 2006 er:

- Begrænsning af emissioner fra individuel opvarmning som naturgas og olie, som det sker i flere europæiske lande. Et sådant tiltag vil være rettet mod flere hundredetusinde meget små emissionskilder, og skal målrettes mod udskiftningen af installationer og derfor være langsigtet.
- Handelssystemet med NO_x-emissions reduktioner, som det allerede kendes fra CO₂-emissioner. Et sådant system planlægges indført i Holland. Det må også forventes at have en langsigtet effekt, snarere end kortsigtet.
- Tilskud til anskaffelse af lav-NO_x (tunge) køretøjer, som i Tyskland. Også dette tiltag retter sig mod udskiftning og effekten er langsigtet.
- Begrænsning af tunge køretøjers anvendelse gennem afgifter og restriktioner på kørsel.

Kilderne til dette kapitel er to rapporter, en om EU medlemmers indrapportering om implementering af NEC og en om norske NO_x reduktion²³.

9.1 Oversigt over de i EU anvendte tiltag

NO_x reduktions programmer i EU retter sig generelt mod følgende sektorer:

- Energi;
- Industri;
- Transport;
- Husholdningernes opvarmning;
- Landbrug (gartneri).

Fælles tiltag der anvendes i EU-lande omfatter typisk implementering af 'Large Combustion Plant Directive' (LCPD) og IPPC direktivet, beskatning af NO_x emissioner, EURO standarder for køretøjer, energi effektivisering i husholdninger og industri, øget anvendelse af vedvarende energi, omlægning af transport systemer og kørselsmønstre, rådgivning af industri og udskiftning af brændstoffer.

²³ 'Evaluation of national plans submitted in 2006 under the National Emission Ceilings Directive 2001/81/EC' udarbejdet af AEA Energy and Environment i februar 2008, samt 'Tiltaksanalyse for NO_x' udarbejdet af 'Statens Forurensningstilsyn' (SFT)

På længere sigt omfatter tiltagene yderligere omlægning af transportsystemerne, regulering og strammere nationale udledningstilladelser.

Som nævnt spiller EU lovgivning som LCPD, IPPC direktivet, EURO standarder for køretøjer og klima politiske aspekter en stor rolle i de enkelte landes forsøg på at nedbringe NOx emissionerne. Hertil kommer også anden lovgivning, som f.eks. Affaldsforbrændings direktivet, som relevant i nogle lande. De nævnte lovgivninger stiller typisk krav om specifikke emissionsgrænseværdier for de forskellige typer af anlæg.

Der er en vis variation i tiltagsmulighederne, som afspejler medlemslandene forskelligheder mht. til emissionskilder. Betoningen af sammenhængen mellem nedbringelse af NOx og klimapolitiske overvejelser, er voksende i de enkelte landes dokumentation.

Der anvendes typisk direkte regulering og i nogle lande også økonomiske mekanismer anvendes til at begrænse NOx-emissionerne.

Det er vanskeligt at bedømme den relative effektivitet af de forskellige tiltag på baggrund af de anvendte kilder. Metoder til opgørelse af effekten er ikke konsistente og der mangler oplysninger om effekt og omkostninger for langt de fleste lande i den ovenfor omtalte rapport om implementering NECD i EU lande.

9.1.1 Tiltag indenfor NOx emissions reduktion

De gennemgående tiltag til begrænsning af NOx emissioner der allerede er gennemført af nogle EU medlemmer er bl.a.:

9.1.1.1 Industri og Energi

- LCPD;
- IPPC direktivet;
- Skift til bedre brændstoffer;
- NOx emissions handels systemer (Holland);
- Anvendelse af direktivet angående mobile maskiner, f.eks. i landbruget.

9.1.1.2 Transport

- Tiltag om bæredygtig transport, større anvendelse af cykler og offentlig transport, sammenhængende byplanlægning;
- EURO standarder for køretøjer;
- Emissions standarder for nye marine motorer.
-

9.1.1.3 Andre områder

- Regulering af NOx emissioner i husholdningernes varmeinstallationer;
- Regulering af driftsrutiner i f landbrug og gartneri (energianvendelse i drivhuse);
- Teknisk rådgivning angående begrænsning af luftforurening.

Nogle EU lande har endvidere planlagt tiltag der skal medvirke til at overholde de nuværende nationale emissionsgrænser.

De planlagte tiltag omfatter i Tyskland:

- Tiltag imod emissioner af gasser og partikel forurening fra dieselmotorer i køretøjer og emission af gasser fra motorer på naturgas eller LPG;
- Beskatning af tunge køretøjers anvendelse af visse transport infrastrukturer;

- Tiltag til begrænsning af luftforurening fra motorkøretøjer
- Tilskud (lån med lav rente) til anskaffelse af tunge køretøjer med lave NOx emissioner;
- Yderligere reduktion fra stationære kilder vil også blive vurderet.

I Belgien overvejes yderligere tiltag:

- regulering af mindre varmeinstallationer der anvender flydende brændstof eller gas;
- en frivillig aftale med elproducenterne om begrænsning af emissionerne;
- tiltag rettet mod jern og stål industrien;
- lav-NOx brændere på centralvarme installationer.

I Frankrig overvejes:

- Etablering af et Nationalt Emission Tilladelses system;
- IPPC gennemføres på forbrændings anlæg for kedler og turbiner;
- Reduktioner i energiforbruget i eksisterende bygninger;
- Obligatorisk analyse af energiforbrug i bygninger;
- Div. tilskyndelser til fornyelse af køretøjer.

9.2 Energisektoren

Nedenstående tabel lister mere detaljeret tiltag der er taget i anvendelse i forbindelse med den nationale rapportering angående NECD. I den nedenstående tabeller er dog kun medtaget tiltag som også skønnes at have en begrænsende effekt på NOx emissioner. I det omfang det er muligt angives også effekten på NOx emissioner i 1000 tons.

Tabel 9-1 Tiltag rette mod energisektoren

Land	Tiltag	Effekt i 1000 tons sparede NOx emissioner
Østrig	Emissionsbegrænsninger i national lovgivning Emissionsstandarder for kedler/varme installationer 'Grøn El' lovgivning	
Belgien	IPPC og LCPD implementeret Stramning af ELV for forbrændingsanlæg, stationære motorer og turbiner Frivillig aftale med el-producenter om emissionsgrænser Grønne Certifikater EU emissions Handels System (ETS)	23,2
Tjekkiet	Energi besparelser og støtte til vedvarende energi LCPD implementeret Økonomisk støtte til brændstof skifter, energibesparelser og ny teknologi	
Danmark	Nationalt program for reduktioner af emissioner fra specielt store forbrændingsenheder (LCPD) IPPC direktivet Kvota for NOx emissioner fra større kraftværker Regulering af emissioner fra anlæg mellem 1 og 50 MW _e	
Frankrig	Nationalt emission tilladelse system IPPC direktiv implementeret National Kvota Allokering Plan (PNAQ) National emissions-reduktions-plan(SNR)	
Tyskland	Føderal miljøforurenings-kontrol-bekendtgørelse Bekendtgørelse om små og mellemstore forbrændingsanlæg Bekendtgørelse om store forbrændingsanlæg (LCPD) Bekendtgørelse om licenser til drift af visse faciliteter Teknisk rådgivning om luft forurenings forebyggelse	
Holland	NOx emission handels system for virksomheder med anlæg større end 20 MWh	

	IPPC direktivet implementeret	
Sverige	Miljø kvalitet: Ren luft og begrænsning af SO ₂ , NO _x , VOC, GHG og partikler NO _x beskatning Styrkelse af vedvarende energi	
Slovenien	LCPD implementeret Program for reduktion af drivhusgasser	4,7
UK	Klimaforandrings Program (vedvarende energi forpligtelser, emissions handel, LCPD) IPPC direktivet Luft kvalitets strategi	124,2

Kilde: AEA: Evaluation of national plans submitted in 2006 under the National Emission Ceilings Directive 2001/81/EC'

I en dansk sammenhæng synes de mest interessante tiltag rettet mod energisektoren at være NO_x emission handels system, som Holland har indført, og den svenske NO_x beskatning. En dansk NO_x beskatning er, som bekendt, allerede besluttet.

9.3 Transport Sektor

Nedenstående tabel lister mere detaljeret tiltag der er taget i anvendelse i forbindelse med den nationale rapportering angående NECD indenfor transportsektoren.

Tabel 9-2 Tiltag rettet mod transportsektoren

Land	Tiltag	Effekt i 1000 tons sparede NO _x emissioner
Østrig	Emissionsbegrænsninger i national lovgivning	
Belgien	Bæredygtig mobilitetspolitik i Flandern Miljøvenlige køretøjer og kørsel Tilskyndelser til ikke motoriserede transportformer (nye infrastruktur og cykelsystemer) Renere køretøjer i den offentlige sektor	9,3
Tjekkiet	Finansiel støtte til offentlig transport	2,1
Danmark	Begrænsning af luftforurening fra skibe Forbrugsbaseret (brændstof) beskatning af biler Tekniske reguleringer af udstyr på køretøjer Kvaliteten af benzin, diesel og gasolie til motorkøretøjer Begrænsning i emissioner fra maskiner Regulering af emissioner fra lystfartøjer	
Frankrig	Erstatning af fuel olie med diesel i mobile maskiner MARPOL Annex VI iværksat (luftforurening fra skibe) EURO standards for køretøjer Tilskyndelser til udskiftning af køretøjer	
Tyskland	Føderal miljøforurenings-kontrol-bekendtgørelse Regulering af indhold i og kvalitet af brændsler Tiltag imod emissioner af gasser og partikelforurening fra diesel i køretøjer og emission af gasser fra motorer på naturgas eller LPG Afgift på tunge køretøjers anvendelse af visse dele af vejnettet Støtte til anskaffelse af lav emissions tunge køretøjer Promovering af lav emissions eller brændsels besparende køretøjer gennem emissionsbaseret beskatning Anvendelse af licenser i vejtrafikken	
Holland	Indførelse af EURO standarder for nye køretøjer, diesel motorer, jet motorer og marine motorer Beskatning af biler og motorcykler (BPM baseret) National øko-kørsels program Emissionsstandarder for nye marine motorer Mobilitets program der inkluderer vejbygnings skatter,	

Land	Tiltag	Effekt i 1000 tons sparede NOx emissioner
	promovering af bio-fuels og maks. grænser for svovl indhold	
Sverige	Miljø kvalitet: Ren luft og begrænsning af SO ₂ , NO _x , VOC, GHG og partikler Reduktion af emissioner fra tungt gods køretøjer Omlægning af bilbeskatningen ift.. CO ₂ emissioner Trængselsafgifter for køretøjer Luftfartøjs beskatning Udfasning af biler uden katalysatorer Forbedret offentlig transport Forøget hastighedskontrol for køretøjer	54,1
Slovenien	EURO standard for køretøjer, herunder traktorer Installering af karbon opsamlere ifm. benzin fordampning på nye køretøjer Reduktion af motorvejstrafik Lavere brændselsforbrug til transportsektoren	12,9
UK	Luft kvalitets strategi for England, Scotland, Wales og Nord Irland. Klimaforandringsprogram for 2006 Forbedret brændstofkvalitet for benzin, diesel og gasolie til motorkøretøjer Implementering af direktiv 97/68/EC - begrænsning af emissioner fra maskiner EURO standard direktivet og relaterede direktiver implementeret Direktiv 96/96/EC og direktiv 2000/30/EC - kontrol af emissioner fra udstødning implementeret Hvidbog om luft transport Luftkvalitets strategi for London	445,3

I transportsektoren synes de mest relevante tiltag som ikke er inddraget i det danske katalog at være indenrigsskibsfart, ekskl. fiskeriflåden. Potentialet i den danske indenrigsskibsfart er begrænset pga. skibstransporten (indenrigs) lave bidrag til NO_x emissioner. Et andet område er lufttransport, men bidraget fra indenrigsskibstrafik til det danske NO_x emissionsregnskab begrænset.

9.4 Industri

Nedenstående tabel viser de tiltag der er taget i anvendelse overfor industrien i EU medlemslandenes rapportering til angående NECD til Kommissionen.

Tabel 9-3 Tiltag rettet mod Industri

Land	Tiltag	Effekt i 1000 tons sparede NOx emissioner
Østrig	Emissions begrænsninger loft i national lovgivning Emissionsgrænser for kedelanlæg	
Belgien	IPPC implementeret Stramning af ELV for forbrændingsanlæg, stationære motorer og turbiner Frivillig aftale med kemiske producenter	15,4
Danmark	IPPC direktivet	
Frankrig	Tiltag i relation til glasfremstilling, jern og stål og cement industri Reduktion af emissioner fra petrokemisk industri og raffinaderier Bekendtgørelse om mindre forbrændingsanlæg	
Tyskland	Føderal miljøforurenings-kontrol-bekendtgørelse Regulering på store, mellemstore og små forbrændings anlæg Regulering af licenser og tilladelser for anlæg Teknisk rådgivning om begrænsning af luft forurening	
Holland	NOx emission handels system for virksomheder med anlæg større 20 MWh Retningslinjer for emissioner(NER) IPPC direktivet implementeret Integrerede Miljømæssige Mål (IMT) Skift fra olie til naturgas på raffinaderier	21
Sverige	Miljø kvalitet: Ren luft og begrænsning af SO ₂ , NOx, VOC, GHG og partikler Karbon emissions-handel-system Forøget energi effektivitet i energi intensiv industri	
Slovenien	Program for reduktion af drivhusgasser IPPC direktivet	1,8
UK	Klimaforandrings program 2006 IPPC Luft kvalitets strategi for England, Wales og Nord Irland	59,7

På industriområdet, er den danske potentiale i cement industrien, glasindustrien, teglværksindustrien, jern-stål industrien, raffinaderier og petrokemisk industri undersøgt og belyst i denne rapport.

De europæiske tiltag man kunne overveje er de helt små forbrændingsanlæg, der bl.a. anvendes til individuel opvarmning og i etagebyggerier (Tyskland, Frankrig, Østrig), samt NOx emissions handel system (Holland).

9.5 Husholdningssektoren

Nedenstående tabel viser de tiltag der er taget i anvendelse overfor husholdninger i EU medlemslandenes rapportering til angående NECD til Kommissionen.

Tabel 9-4 Tiltag rettet mod Husholdninger i EU lande

Land	Tiltag	Effekt i 1000 tons sparede NOx emissioner
Østrig	Emissionsbegrænsninger i national lovgivning Emission grænser for varmeinstallationer	
Belgien	Bekendtgørelse om CO ₂ og NOx emissioner for mindre installationer der anvender flydende brændstoffer og gas	2,9
Tjekkiet	Brændstof skift i husholdninger støttet af diverse tiltag	
Frankrig	Anvendelse af lav-NOx brændere	

	Reduktion af energiforbrug i bygninger	
Tyskland	Føderal miljøforurenings kontrol bekendtgørelse Regulering på store, mellemstore og små forbrændings anlæg Lovgivning om energibesparelser i husholdninger	
Holland	Typegodkendelse for centralvarme installationer	9
Sverige	Miljø kvalitet: Ren luft og begrænsning af SO ₂ , NO _x , VOC, GHG og partikler Tilskyndelse til brug af vedvarende energi Initiativer til energi effektivitet i husholdninger Skattereduktioner og tilskud til solenergi i offentlige bygninger	
Slovenien	Program for reduktion af drivhusgasser Tilskyndelse til brug af træflis (biomasse)	
UK	Klimaforandrings program 2006 Luftkvalitets strategi for England, Wales og Nord Irland	12,3

I en dansk sammenhæng synes de mest interessante tiltag at være rettet mod de små individuelle naturgas- og olieforbrændings anlæg, som ikke indgår i det danske katalog over mulige tiltag.

9.6 Landbrugssektoren

Nedenstående tabel viser de tiltag der er taget i anvendelse overfor industrien i EU medlemslandenes rapportering angående NECD til Kommissionen. Langt de fleste tiltag mod landbruget drejer sig om begrænsning af kvælstof udledning. Her er kun medtaget dem som skønnes relevante for NO_x-emissioner.

Tabel 9-5 Tiltag rettet mod Landbrugssektoren

Land	Tiltag	Effekt i 1000 tons sparede NO _x emissioner
Østrig	Emissionsbegrænsninger i national lovgivning	
Belgien	Lav emission anvendelser af gødning	1,5
Holland	Reduktion af NO _x emissioner i gartnerier(drivhuse)	
Sverige	Regulering af landbrugs og skovbrugsmaskiner	
UK	Luft kvalitets strategi for England, Wales og Nord Irland	4 305

Det mest interessante fra en dansk synsvinkel skønnes her at være tiltagene rettet mod gartnerier (drivhuse). Selvom den hollandske gartnerisektor er væsentlig større burde erfaringerne herfra undersøges nærmere.

9.7 Affaldssektor

Tabel 9-6 Tiltag rettet mod affaldssektoren

Land	Tiltag	Effekt i 000 tons sparede NO _x emissioner
Østrig	Emission loft i national lovgivning Affaldsforbrændings regulering	
Belgien	Styrkelse ELV for affalds forbrænding	1,5
Danmark	Implementering af affaldsforbrændings direktiv	
Frankrig	Implementering af affaldsforbrændingsdirektivet	
Tyskland	Føderal miljøforurenings kontrol Regulering af licenser/tilladelser til anlæg Regulering af anlæg til affaldsforbrænding	

Land	Tiltag	Effekt i 000 tons sparede NOx emissioner
Holland	Reduktion af NOx emissioner i gartnerier (drivhuse)	
Sverige	Miljø kvalitet: Ren luft og begrænsning af SO ₂ , NO _x , VOC, GHG og partikler	
UK	Luft kvalitets strategi for England, Wales og Nord Irland	

Affaldsforbrændingsværkerne er gennemgået i denne rapport, og det skønnes ikke at der yderligere tiltag i tabellen der er interessante i dansk sammenhæng.

9.8 Norske erfaringer

I en NO_x-emissions tiltagsanalyse udarbejdet den 'Statens Forurensningstilsyn' i 2006 bliver Norges konventionelle forpligtigelser og mulighederne for at overholde disse gennemgået.

Analysen er koncentreret om tre sektorer:

- Olie og gasudvindingsanlæg;
- Indenrigsskibsfart;
- Industrien.

På grund af den store anvendelse af vandkraft i Norge er energisektoren mindre interessant, da NO_x-emissionerne fra produktion af el og varme relativt er mindre end i Danmark.

9.8.1 Olie og gasudvindingsanlæg

Potentialet for reduktion i offshore industrien skønnes til at være 2 500 ton i 2010 for en omkostning (nutidsværdi) på 700 Mio. NOK.

For olie- og gasudvinding viser analyserne at der er store forskelle i omkostningerne mellem de enkelte installationer. I analysen regnes der kun på lav-NO_x turbiner (DLE). Omkostningerne er direkte afhængige af platform specifikke forhold som plads, vægt og konfiguration.

Installationsomkostningerne per turbine ligger på 50 - 200 Mill. NOK per turbine. For gasturbiner som ikke specifikt er designet til montering af DLE skønnes omkostningerne at være 350 - 600 Mio. NOK per turbine.

9.8.2 Indenrigsskibsfart

Analysen af indenrigsskibsfart omfatter SCR og motortekniske ombygninger. Igen er muligheder for implementering af tiltagene afhængige af skibenes individuelle alder, konfiguration og pladsforhold.

Analysen omfatter såvel last transport skibe, fiskerifartøjer og passagertransport.

For Danmarks vedkommende er fiskerifartøjer tidligere analyseret af Miljøstyrelsen og de norske analyser kan ikke direkte overføres til Danmark.

For godstransport og passagertransport er erfaringerne antagelig anvendelige i Danmark, men i relativt har indenrigsskibstransport i Danmark ikke det samme omfang som i Norge. Det potentielle bidrag til reduktioner af NO_x-emissioner er derfor begrænset. Skibe i udenrigsfart tæller ikke i det danske emissionsregnskab.

9.8.3 Industri

De industrivirksomheder analysen omfatter Jern og Stål, Kunstgødning, Træforædling, Papir, Raffinaderier, Petrokemi og Cement.

De norske tiltag overfor industrien er ikke kun målrettet energiforbruget, men også de industrielle processer. De er opdelt i primære og sekundære tiltag. De primære tiltag omfatter driftsoptimering. De sekundære omfatter efterbehandling/rensning.

Driftsoptimering af processerne menes at give op til 40 % i reduktion. Reduktionen stammer fra reduceret luftoverskud, reduceret forbrændingstemperatur, recirkulation af røggas, gradvis tilførsel af luft og brændstof, injektion af damp /vand i forbrændingen og efterbrænding af gasser. SFT vurderer at disse processer hver for sig at kunne give mellem 5 og 75 % reduktion i NO_x-emissionen.

Teknologisk omfatter de primære tiltag: reduktion af nitrogen indholdet i fuel olie, lav-NO_x brændere. De sekundære tiltag omfatter SCR og SNCR. Disse tiltag er behandlet i dansk sammenhæng andre steder i rapporten.

9.8.3.1 Jern og Stål industri

Elkem Energi som er en stor norsk el producent og leverandør til den norske tunge industri, vurderer at den norske Jern- og Stål industri kan reducere emissionerne med 30-50 % ved ændringer i processerne. Tiltagene er næppe relevante i dansk sammenhæng. Den eneste danske producent 'Stålvalseværket' har kun begrænsede NO_x -emissioner.

9.8.3.2 Olie-raffinaderier

NO_x emissioner i Norge fra olie-raffinaderier udgjorde 2 600 ton i 2000. SCR vurderes at kunne reducere emissionen med 2 000 ton, og SNCR vurderes at kunne reducere med 1 000 ton. Da reduktionspotentialet er specifikt for det enkelte raffinaderi afhængt af hvad det producerer er det ikke muligt at skønne over potentialet i Danmark baseret på de norske erfaringer.

9.8.3.3 Kunstgødning, petrokemi og træindustri

I gødningsindustrien stammer emissionerne primært fra proces, og det vurderes at være teknisk muligt at reducere emissionerne med 40 % ved H₂O₂ rensning. Danmark har dog ikke noget potentiale indenfor gødningsfremstilling.

I den norske træindustri er der et potentiale for lav-NO_x brændere. Danmark har dog ikke noget større potentiale for NO_x reduktion indenfor træindustrien.

Emissionerne fra petrokemisk industri omfatter 1000 ton, og det vurderes at være et reduktionspotentiale på 100 ton. Danmarks petrokemiske industri skønnes ikke at have et tilsvarende potentiale.

9.8.3.4 Omkostninger

SFT vurderer at tiltagene i industri vil koste mellem 7 og 25 NOK per kg NO_x. De fremhæver dog at erfaringerne med implementering er begrænsede specielt for de proces-relaterede emissioner.

10 Samfundsøkonomiske beregninger

Som vist i de foregående afsnit har COWI for Miljøstyrelsen foretaget en kritisk teknisk faglig gennemgang af de tiltag, der er beskrevet i 2006-rapporten. Gennemgangen indeholder ikke en vurdering af tiltag indenfor fiskeriflåden, havvindmøller, reduktion af dieselandele for lette køretøjer og montering af EGR teknologi på tunge køretøjer, da Miljøstyrelsen ikke fandt dem relevante længere. Disse tiltag er derfor ikke behandlet i det følgende.

Miljøstyrelsen har gennemført en samfundsøkonomisk analyse af de NO_x reducerende tiltag, som Miljøstyrelsen og COWI anser for relevante og hvor der med rimelighed måtte antages at foreligge nye oplysninger om omkostninger og reduktionspotentiale. For hvert enkelt tiltag har COWI indhentet information om, hvad det koster at implementere de enkelte tiltag, tiltagens levetid og driftsudgifter, samt miljøeffekten af tiltagene. I forhold til miljøeffekten er det primært potentialet for og gevinsten ved NO_x reduktioner, der er estimeret.

Med det kommende direktiv om nye emissionslofter fra og med 2020 vil Danmark blive stillet over for nye reduktionskrav af NO_x-emissionen. Nærværende undersøgelser om yderligere reduktionspotentiale og revidering af de økonomiske analyser kan derfor bidrage til at identificere, hvilke NO_x reducerende tiltag, der er samfundsøkonomisk fordelagtige at gennemføre for at opnå nye målsætninger for NO_x reduktionen. Det skal dog bemærkes, at der ikke er taget stilling til om tiltagene faktisk skal gennemføres, da dette er en politisk beslutning. Der er heller ikke taget stilling til hvordan de enkelte tiltag vil blive søgt gennemført, dvs. hvilke styringsinstrumenter der vil blive taget i anvendelse.

10.1 Generelle beregningsforudsætninger

For at kunne gennemføre samfundsøkonomiske analyser, er det nødvendigt at gøre en række centrale antagelser, som beskrives i det følgende. De antagelser, der er gjort i beregningerne vedr. kalkulationsrente, skatteforvridningstab, og nettoafgiftsfaktoren, er i overensstemmelse med Finansministeriets anbefalinger, jf. Finansministeriet (1999). Der anvendes derfor en kalkulationsrente på 6 pct.²⁴, en nettoafgiftsfaktor på 1,17 og et skatteforvridningstab på 20 pct..

Alle omkostninger er opgjort i 2008 priser. Omkostningerne og miljøeffekterne opgøres for en 30-årig periode, dvs. 2009-2038. Nutidsværdierne er regnet med 2008 som basisår.

²⁴ Til sammenligning har COWI i deres beregning af skyggepriser for nogle af tiltagene anvendt en kalkulationsrente på 4 pct. Disse skyggepriser er derfor lavere end dem der er beregnet af Miljøstyrelsen.

For alle tiltag gælder det, at investeringerne gennemføres i 2010. Dog vurderes fremrykningen af EURO 6 normen for tunge køretøjer til både at kunne finde sted i 2010, 2011 og 2012. Beregningerne er derfor foretaget for alle 3 scenarier.

Siden 2006-rapporten udkom, er der fra 1.1. 2010 indført en NOx afgift på 5 kr. pr. kg NOx for de erhverv, der er medtaget i denne rapport, bortset fra de mobile kilder. Da tiltagene i rapporten indebærer reduktioner i NOx emissioner i de pågældende erhverv, medfører dette en mindre afgiftsbetaling. Dette indebærer et provenutab for staten og dermed et skatteforvridningstab, hvilket påvirker de velfærdsøkonomiske omkostninger ved tiltagene. I afsnit 10.4 er det belyst, hvilken konsekvens NOx afgiftens indførelse har haft på omkostningerne ved tiltagene.

I beregningerne indgår også antagelser om priser på miljøeffekter. COWI har vurderet, at tiltagene først og fremmest reducerer NOx emissionen. Dog anslås det, at tiltagene målrettet de mobile kilder også har indflydelse på emissionen af partikler, HC, CO og CO₂.

Der er anvendt den samme miljøpris for NOx for de stationære og mobile kilder, da DMU pt. ikke har beregnet miljøprisen for NOx emissioner fra mobile kilder. Til sammenligning skal det dog nævnes, at Transportministeriet opgør miljøprisen fra mobile kilder i byer til 19 kr. pr. kg. NOx og til 21 kr. pr. kg. NOx for emissioner på landet, hvilket er lavere end DMU's priser, jf. tabel 10-1.

Tabel 10-1 Miljøpriser på emissioner til luft

2008 priser (kr. pr. kg)	Land	by 100.000 indb.	By 500.000 indbyg
NOx	52	52	52
CO	0,015	0,002	0,002
SO ₂	82	229	126,5
CH ₄	4	4	4
NMVOG	64	64	64
NH ₃	30	30	30
N ₂ O	59,97	59,97	59,97
PM _{2,5}	94,57	123,10	151,63

Kilde: DMU (2008) og Miljøministeriets Nøgetalskatalog (2007).

Til værdisætning af CO₂-effekter er anvendt en pris, der svarer til den forventede kvotepris, forhøjet med nettoafgiftsfaktoren. Den forventede kvotepris lyder på 175 kr. pr. ton CO₂ i perioden 2008-12, der er forpligtelsesperioden for Kyoto-protokollen, og en pris de efterfølgende år på 225 kr. pr. ton CO₂. Disse priser er 2006-priser. Den samfundsøkonomiske beregningspris for CO₂ opnås ved at multiplicere de angivne CO₂-kvotepriser med nettoafgiftsfaktoren, foretage afrunding og omregne til 2008-priser. Herved fås en samfundsøkonomisk beregningspris for CO₂ på 216 kr. pr. ton i perioden 2008-12 og 277 kr. pr. ton i perioden derefter.

De anvendte priser på el og brændsler er i overensstemmelse med priserne i Energistyrelsen (2009): Forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på

energiområdet, tabel 3, 5 og 6.²⁵ For elpriserne er anvendt fremskrivningen af den uvægtede pris på det nordiske marked, Nord Pool uvægtet.

Ved beregningerne af tiltagene målrettet de mobile kilder er indhentet oplysninger fra DMU vedrørende bilbestande, årskørsel, brændstofforbrug og emissionsfaktorer.

For at vurdere betydningen af de centrale antagelser for analysens resultater er der gennemført en følsomhedsanalyse for relevante nøgleparametre. Afsnit 10.5 i dette kapitel gennemgår resultaterne heraf.

Yderligere antagelser og afgrænsninger for de specifikke tiltag vil blive beskrevet i det følgende, hvor tiltagene gennemgås enkeltvist.

10.2 Antagelser om tiltagene

COWI's gennemgang har vist, at nogle af de tiltag, der var med i rapporten fra 2006, ikke længere er relevante, men foreslår samtidig, at der er et potentiale for reduktioner i NO_x emissioner ved hjælp af andre tiltag, der ikke var med i 2006 rapporten. COWI's gennemgang af tiltagene har betydet, at der for nogle af de tiltag, der var med i 2006 rapporten, anvendes ændrede beregningsforudsætninger. For nogle af tiltagene har de ændrede forudsætninger betydet et ændret reduktionspotentiale, samt ændrede udgifter til investeringer og drift. Dette har sammen med ændringerne i de generelle forudsætninger betydet ændrede skyggepriser (velfærdsmæssige omkostninger pr. kg. fjernet NO_x) for tiltagene. I det følgende gennemgås de væsentlige antagelser om tiltagene til brug for den samfundsøkonomiske analyse.

Kraftværker

De tiltag indenfor kraftværker, der var med i Miljøstyrelsens rapport fra 2006, er ikke længere relevante. Derimod vurderer COWI, at der kan være et potentiale for yderligere NO_x reduktioner ved hyppigere udskiftning af katalysatorlag på SCR anlæg. COWI har dog ikke undersøgt hvad omkostningerne er for de enkelte værker, da dette forudsætter en større undersøgelse i tæt samarbejde med energiselskaberne. Der er derfor ikke gennemført en samfundsøkonomisk analyse af dette tiltag.

Kraftvarmeværker

Reburning anses heller ikke at være et relevant tiltag på kraftvarmeværkerne. Derimod vurderes det stadig at være relevant at montere lav-NO_x brændere på de kedler, der anvendes i kraftvarmeværkerne og som ikke allerede har installeret lav-NO_x brændere. Tiltaget består i, at brænderne på eksisterende kedler i industrien udskiftes før de er udtjente, og det forudsættes at 1/3 af brænderne har 9 år tilbage og 2/3 har 4 år tilbage af deres levetid når de udskiftes i 2010. Desuden antages det, at brændere, der udskiftes i hhv. 2019 og 2014, vil blive udskiftet med lav-NO_x brændere. Tiltaget er relevant på 80 pct. af kedelanlæggene. Til forskel fra 2006 rapporten vurderes dette både at være relevant på de olie- og naturgasfyrede kedler, der anvendes i kraftvarmevarmesektoren. Det anses derfor som relevant at installere lav-NO_x brændere på 205 naturgasfyrede kedler og på 72 oliefyrede kedler i kraftvarmeværkerne.

²⁵ Bemærk at COWI i beregningen af skyggepriser for tiltagene indenfor affaldsforbrændingsanlæggene anvender en højere pris på el end der er gjort i Miljøstyrelsens samfundsøkonomiske beregninger. Skyggeprisen for disse tiltag er derfor lavere her end i COWI's beregning.

Ligeledes vurderes det at være muligt at reducere NOx emissionen fra de ældre motoranlæg ved en forbrændingsmæssig bedre styring af gasmotorer i kraftvarmesektoren. Dette vurderes at være relevant på 70 pct. af gasmotoranlæggene, hvilket svarer til 233 anlæg.

Installering af SCR katalysatorer på gasmotoranlæg er stadig et relevant tiltag og vil medføre betydelige reduktioner i NOx emissioner fra kraftvarmeværkerne. COWI vurderer at det vil være mest relevant at installere SCR på de større gasmotoranlæg (>2,5 MW_{el}), hvilket svarer til 134 anlæg.

Der er gennemført en samfundsøkonomisk analyse af alle 3 tiltag. Resultatet fremgår af afsnit 10.3.

Industri

Udskiftning af brændere på eksisterende kedler i industrien til nye lav-NOx brændere skønnes stadig at kunne reducere NOx emissionen væsentligt. Antagelserne svarer til dem der er gjort om kedler indenfor kraftvarmesektoren. Udskiftningen i 2010 kan foretages på 180 af de oliefyrede kedelanlæg og 160 af de naturgasfyrede kedelanlæg.

Mobile kilder

COWI vurderer, at der er en række NOx reducerende tiltag målrettet de mobile kilder, der fortsat er relevante. Disse omfatter eftermontering af SCR på tunge køretøjer og en fremrykning af EURO 6 normer for tunge køretøjer. Ved eftermontering af SCR vurderes køretøjer med registreringsår 1999-2006, idet tunge køretøjer af nyere dato forventes at være udstyret med SCR eller anden teknologi, der reducerer udledningen af NOx i samme omfang. Desuden anser COWI, at det stadig er relevant at montere SCR på (diesel) traktorer og mejetærskere. Omkostningerne og effekterne anslås til at være af samme størrelsesorden som ved montering af SCR på tunge køretøjer, da der er tale om den samme motor- og rensningsteknologi.

For montering af SCR på både tunge køretøjer samt traktorer og mejetærskere skønner COWI en investeringsomkostning på 35.000 kr. pr. køretøj. Dette skøn, foretaget i samarbejde med Grundfos, er baseret på en antagelse om masseproduktion og ligger markant under prisen på 60.000-70.000 kr. som det vil koste, hvis der skal leveres i dag. På baggrund af dette usikre skøn vurderer Miljøstyrelsen imidlertid, at en investeringsomkostning på 60.000 kr. anses for at være mest realistisk, og det er derfor denne pris der er anvendt i beregningerne.

I forhold til 2006 rapporten vurderes det, at samtlige tiltag indenfor de mobile kilder medfører et øget brændstofforbrug og dermed en øget CO₂ udledning. I fht. eftermontering af SCR på tunge køretøjer og fremrykning af EURO 6 normen for tunge køretøjer resulterer det øgede brændstofforbrug i en øget provenuindtægt for staten og dermed en skatteforvridningsgevinst. Disse konsekvenser gør sig ikke gældende for eftermontering af SCR på traktorer og mejetærskere, idet dieselaftgiften tilbagebetales for virksomhed med jordbrug.

EURO 6 normen forventes at træde i kraft primo 2013, så i beregningerne er der set på en fremrykning på henholdsvis 1, 2 og 3 år. Her er det dog kun ved en fremrykning på 3 år, at tiltaget vil have en effekt på NOx emissionen i 2010.

Fremrykning af EURO 6 normen er udregnet som meromkostninger i forhold til EURO 5 normen, der træder i kraft fra oktober 2009 og dermed vil være gældende i 2010. Ifølge EU-reglerne er det kun tilladt at fremrykke EURO-normerne ved hjælp af økonomiske styringsinstrumenter. Miljøstyrelsen har i beregningerne valgt at antage, at der ydes et tilskud på 30 pct. af investeringsomkostningerne opgjort som meromkostninger i forhold til EURO 5 normen. Tilskuddet gives i køretøjets første år og ordningen ophører i 2013, hvor EURO 6 normen træder i kraft. Denne sidste antagelse følger 2006 rapporten. En vigtig forskel fra 2006 rapporten ligger i, at der dengang blev antaget, at tilskuddet dækkede 30 pct. af meromkostningerne inklusiv ekstra omkostninger til drift²⁶, hvilket EU-lovgivningen dog ikke tillader. I denne analyse antages det, at der ydes et tilskud på 30 pct. af meromkostningerne ved investeringen. Det antages hermed, at dette tilskud er et tilstrækkeligt incitament til, at samtlige købere af tunge køretøjer fra 2010 vil efterspørge biler, som opfylder EURO 6 normerne frem for EURO 5 normerne.

Offshore

Opgradering af de 19 gasturbiner (der udelukkende anvender naturgas som brændsel) til Dry Low Emission (DLE) NOx reduktionsteknologi vurderes fortsat at være relevant. Af de 19 gasturbiner er gasturbine CT-3570 på Dan FE sorteret fra, da den forventes at være taget ud af drift i løbet af et år.

Nye tiltag

Cowis gennemgang af de største emittenter har vist, at der er et potentiale for yderligere NOx reduktioner i affaldsforbrændingsanlæg ved at øge tilsætningen af ammoniak i forbindelse med SNCR, der allerede er monteret på anlæggene, eller ved anvendelse af SCR. Sidstnævnte tiltag vurderes dog som mindre relevant idet, der anlæggene imellem er meget store forskelle på de fysiske rammer, og dermed mulighederne for at etablere et relativt pladskrævende SCR anlæg. Der kan derfor, selv på anlæg med samme størrelse, forventes meget store forskelle i etableringsomkostningerne for et SCR anlæg. COWI har indhentet oplysninger om reduktionspotentiale og omkostninger for en forbrændingslinje med en årlig kapacitet på 100.000 tons affald. Hvis beregningen skal foretages på de konkrete anlæg, forudsætter det en vurdering af anlæggenes etableringsomkostninger mv. Beregningen giver derfor kun et groft skøn over omkostninger og gevinster ved SNCR og SCR rensning på et standard affaldsforbrændingsanlæg.

Tabel 10-2 giver en oversigt over de væsentligste ændringer.

Tabel 10-2 Ændrede forudsætninger

Sektor	Tiltag	Væsentlige ændringer
Kraftvarmeværker	SCR på gasmotorer	Det gennemsnitlige reduktionspotentiale pr. anlæg skønnes til at være mindre end i 2006, mens omkostningerne er steget en smule. Dette medfører, at skyggeprisen er en smule højere.
	Bedre styring af gasmotorer	Det antages at elproduktionen er uændret i modsætning til i 2006, hvor der forudsattes et tab i elproduktionen. Antallet af driftstimer er reduceret fra 3500 til ca. 2500. Det betyder samlet en væsentlig

²⁶ I 2006 rapporten indgik også en samfundsøkonomisk analyse af fremrykning af EURO 5 normer for tunge køretøjer. Her antog man et øget ureaforbrug, som skulle betales af bilejerne. Desuden antog man at staten ydede et tilskud på 30 pct., som dækkede både meromkostningerne ved investering og drift. I fht fremrykning af EURO 6 var der dog ingen øgede driftsomkostninger og tilskuddet på 30 pct. gik således kun til investeringsomkostningerne.

		lavere skyggepris sammenlignet med 2006 rapporten.
	Lav-NOx brændere	Omkostningerne ved udskiftning til lav-NOx brændere antages at være højere end i 2006 rapporten, mens reduktionspotentialet stort set er uændret. Skyggeprisen skønnes derfor til at være i samme størrelsesorden.
Industriedler	Lav-NOx brændere	Investeringsomkostningen skønnes at være noget højere. Desuden skønnes potentialet for NOx reduktion til at være lavere for naturgaskedler og højere for oliekedler. Samlet bliver Skyggeprisen derfor noget højere end i 2006 rapporten.
Mobile kilder	SCR på eksisterende tunge køretøjer	Omkostningen til eftermontering af SCR skønnes til at være højere (60.000 kr. pr. køretøj i forhold til 35.000 kr. i 2006) samtidig med, at der forudsiges et øget brændstofforbrug i modsætning til en antagelse om uændret brændstofforbrug i 2006. Det øgede brændstofforbrug medfører en skatteforvridningsgevinst. Yderligere vurderes reduktionspotentialet højere end i 2006 rapporten. Samlet set betyder det en lavere skyggepris.
	Fremrykning af EURO 6 for tunge køretøjer	Det skønnes, at meromkostningen ved produktion af en EURO 6 bil i fht. en EURO 5 bil er lavere end antaget i 2006 rapporten samtidig med, at reduktionspotentialet vurderes som værende større end i 2006. Derimod forudsiges et øget brændstofforbrug, der vil medføre en yderligere udgift for bilejerne, en øget provenuindtægt for staten og en følgende skatteforvridningsgevinst. I 2006 rapporten var et uændret brændstofforbrug antaget. Disse forhold omkring et øget brændstofforbrug betyder, at i modsætning til i 2006 rapporten, bliver skyggeprisen ikke den samme for en fremrykning af EURO 6 normen i hhv. 1, 2 og 3 år. Samlet set betyder det en lavere skyggepris.
	SCR på traktorer og mejetærskere	Reduktionspotentialet vurderes til at være lidt højere, mens omkostningen til eftermontering af SCR vurderes til at være betydeligt højere. Prisen på eftermontering antages at være højere. Dette betyder samlet set en højere skyggepris.
Offshore	Udskiftning af turbiner til DLE	Antallet af dage, hvor en beboelsesrig er nødvendig, er reduceret, hvilket reducerer omkostningen til selve udskiftningen. Samtidig er reduktionspotentialet vurderet højere, hvilket betyder en lavere skyggepris sammenlignet med 2006 rapporten.

10.3 Resultater

Den samfundsøkonomiske analyse af tiltagene belyser de samfundsøkonomiske omkostninger og gevinster ved de enkelte tiltag. Desuden er det muligt at vurdere hvilke tiltag, der er de mest omkostningseffektive.

Resultaterne af den samfundsøkonomiske analyse ses i tabel 10-3. I første kolonne ses tiltagets NOx reduktion det første år. Dernæst vises de budgetøkonomiske omkostninger for erhvervet (dvs. kraftvarmeværker, affaldsforbrændingsanlæg, industrien osv.), dels i årlige omkostninger (2. kolonne) og som kr. pr. kg. NOx reduktion (3. kolonne). Den årlige påvirkning af statens finanser fremgår af 4. kolonne. Her er det fortrinsvist provenuet fra NOx afgiften, der påvirker statens omkostninger. Dog har staten en provenugevinst i forbindelse med tiltagene indenfor transportsektoren, hvilket skyldes et højere provenu fra energiafgifter, som

følge af et større dieselforbrug. For fremrykning af EURO 6 normerne modsvares en del af dette provenu af en omkostning i form af tilskud til bilejerne. Dernæst er i kolonne 5 vist resultatet af en cost-benefit analyse (CBA) som nutidsværdien af tiltagets velfærdsøkonomiske overskud, dvs. værdien af miljøeffekterne fratrukket de velfærdsøkonomiske omkostninger. Det er kun værdien af tiltagets øvrige miljøeffekter der indgår her, mens værdien af NOx reduktionen ikke medtages. I kolonne 6 vises tiltagets årlige velfærdsøkonomiske omkostninger, mens tiltagets skyggepris vises i den 7. kolonne.

Tabel 10-3 Resultater

	Miljøeffekt NOx- reduktion i det første år (2010)	Budgetøkonomisk			Velfærdsøkonomisk			
		Erhverv		Stat	Overskud	Omk.		
		Omk.		Omk.	CBA (NPV)	Årlige	Skyggepris	
		Tons/år	mill.kr./ år	kr./kg	mill.kr./ år	Mill.kr.	mill.kr./ år	kr./kg
Kraftvarmeværker								
SCR på gasmotorer	1542	30	21	8	450	47	32	
Bedre styring af gasmotorer	1748	-8	-5	9	1123	3	2	
Lav-NOx brændere – naturgaskedler	220	4	61	3	-14	5	66	
Lav-NOx brændere – oliekedler	222	3	36	0	3	3	37	
Industri								
Lav-NOx brændere – oliekedler	1288	7	18	2	189	8	21	
Lav-NOx brændere – naturgaskedler	293	5	56	0	-15	42	64	
Transport								
SCR på tunge køretøjer	7391	173	62	-15	-406	175	63	
Fremrykning EURO 6, 1 år	0	40	309	-3	-512	44	338	
Fremrykning EURO 6, 2 år	0	55	206	-7	-622	59	220	
Fremrykning EURO 6, 3 år	303	71	172	-10	-715	74	177	
Andre mobile kilder								
SCR på traktorer og mejetærskere	3700	140	86	0	-1037	160	98	
Affaldsforbrænding								
Affald – SNCR	180	1	9	1	31	2	24	
Affald – SCR	210	2	18	1	20	4	34	
Offshore								
DLE på 18 gasturbiner	4865	342	105	24	-3425	418	135	
DLE på 5 gasturbiner	2037	109	60	9	-753	139	94	
DLE på 4 gasturbiner	1775	100	59	6	-771	127	93	
DLE på 3 gasturbiner	1063	48	37	4	-303	62	80	
DLE på 2 gasturbiner	801	40	62	4	-240	52	80	

DLE på 1 gasturbine	401	20	59	2	-114	26	77
---------------------	-----	----	----	---	------	----	----

Af tabellen fremgår det, at der er stor variation i tiltagenes reduktionspotentiale og omkostninger, og at det kun er få af tiltagene der har et stort potentiale for at reducere NOx emissionen. Ser man bort fra tiltagene i affaldssektoren, kan tiltagene samlet set fjerne ca. 21.500 tons NOx det første år. Dette medfører en belastning af erhvervene på knapt 700 mill.kr. om året, mens staten får et samlet provenutab på 21 mill.kr. årligt. De fleste skyggepriser ligger på mellem 2 og 135 kr. pr. kg. NOx. Dog ligger skyggeprisen på en fremrykning af EURO 6 normer væsentlig højere. Nogle af tiltagene er indbyrdes konkurrerende og vil ikke kunne gennemføres samtidig. Derfor vil omkostningerne og det samlede reduktionspotentiale i praksis være mindre.

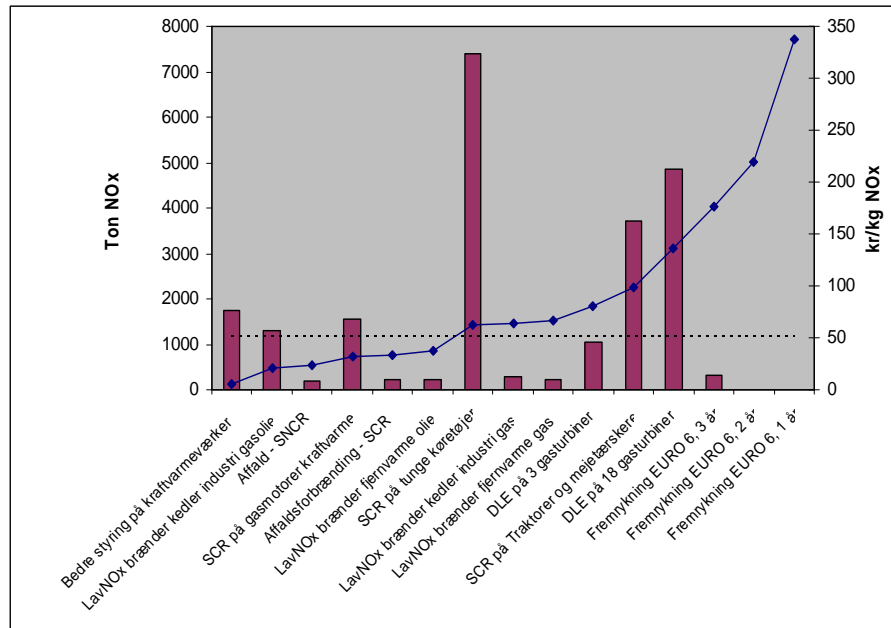
Potentialet for NOx-reduktioner er størst for eftermontering af SCR på alle tunge køretøjer, men er samfundsøkonomisk et meget dyrt tiltag med en høj skyggepris. Dette er desuden markant højere end i 2006 rapporten, hvilket skyldes, at emissionen af NOx pr. kørt km. nu vurderes til at være væsentlig højere end i 2006 rapporten. Desuden anslås den samlede kørsel til at være højere. Begge dele er med til at forklare det store reduktionspotentiale.

Fremrykning af EURO 6 normen er det mindst rentable tiltag og havde man valgt at foretage beregningen med et tilskud på mere end 30 pct. af meromkostningen til investering, ville dette tiltag medføre et endnu større samfundsøkonomisk underskud pga. forvriddningstab, som tilskuddet medfører.

Der er desuden et stort potentiale for NOx reduktioner indenfor offshore sektoren. Der er imidlertid stor forskel mellem turbinerne i offshore sektoren og derfor er beregningen foretaget for turbinerne enkeltvis. I stedet for at vise resultatet for alle 18 turbiner, er der i tabellen medtaget resultatet, hvis tiltaget installeres på op til 5 turbiner, startende med den billigste. Omkostningerne ved DLE er på flere af turbinerne relativt høje, og derfor vurderes DLE på alle turbiner til at være et relativt dyrt tiltag. COWI vurderer, at omkostningerne forbundet med en opgradering til DLE offshore virker meget høje. Omvendt mener Mærsk Olie og Gas at reduktionspotentialet er noget lavere og omkostninger højere end antaget her. Hvis dette er tilfældet vil skyggepriserne være højere end beregnet her.

Figur 10-1 giver en grafisk fremstilling af resultaterne i tabel 10-3. I figuren er tiltagene rangordnet i forhold til deres velfærdsøkonomiske skyggepris (jf. sidste kolonne i tabel 10-4). Søjlerne i figuren viser tiltagets potentiale for NOx reduktion i tiltagets første år, dvs. 2010, og aflæses af figurens venstre akse. Kurven viser tiltagets skyggepris og hænger sammen med figurens højre akse.

Figur 10-1 Tiltag rangordnet efter velfærdsøkonomisk skyggepris



I figuren fremgår det hvilke tiltag, der giver et velfærdsøkonomisk overskud eller underskud, når man har en pris på NOx på 52 kr. pr. kg. Det skal dog bemærkes, at denne pris kun dækker nogle af de sundhedsmæssige skadesomkostninger ved NOx emissioner, og derfor ikke medtager alle skadesomkostninger ved NOx emissionen. Desuden tager denne miljøpris ikke hensyn til, hvor emissionen finder sted og hvor stor befolkningstæthed er. Prisen på NOx er angivet som den stiplede linje i figuren og forudsat, at dette er prisen på NOx, vil alle tiltag med en skyggepris, der ligger under den stiplede linje, give et velfærdsøkonomisk overskud, mens alle tiltag med en skyggepris, der ligger over den stiplede linje, vil give underskud.

Der er 6 tiltag, der har en skyggepris på under 52 kr. pr. kg. NOx, og dermed indebærer et velfærdsøkonomisk overskud. Dette drejer sig om:

- Bedre styring af gasmotorer på kraftvarmeværker
- Lav-NOx brændere på oliedled i industrien
- Optimering af SNCR i affaldsforbrændingsanlæg
- SCR på gasmotorer i kraftvarmesektoren
- Optimering af SCR i affaldsforbrændingsanlæg
- Lav-NOx brændere på oliedled på kraftvarmeværker

Der er imidlertid nogle af tiltagene, der parvis udelukker hinanden og som ikke kan implementeres samtidig. Dette drejer sig om de to tiltag i affaldsforbrændingsanlæg, og de to tiltag i kraftvarmesektoren. Indenfor disse to sektorer er det derfor nødvendig at vælge mellem tiltagene, og her vil det være oplagt at vælge det tiltag, der har den laveste skyggepris. Derfor vil det være økonomisk fordelagtigt at vælge følgende tiltag:

- Bedre styring af gasmotorer på kraftvarmeværker
- Optimering af SNCR i affaldsforbrændingsanlæg
- Udskiftning af brænderne i de oliefyrede kedler i industrien og på kraftvarmeværkerne.

Tiltagene i kraftvarmeværkerne og industrien medfører samlet set en NOx reduktion på ca. 3300 tons årligt, og et velfærdsøkonomisk overskud på godt 1.4 mia.kr. i nutidsverdi. Dertil skal lægges reduktionspotentialen og overskuddet fra optimering af SNCR indenfor hele affaldssektoren, hvilket

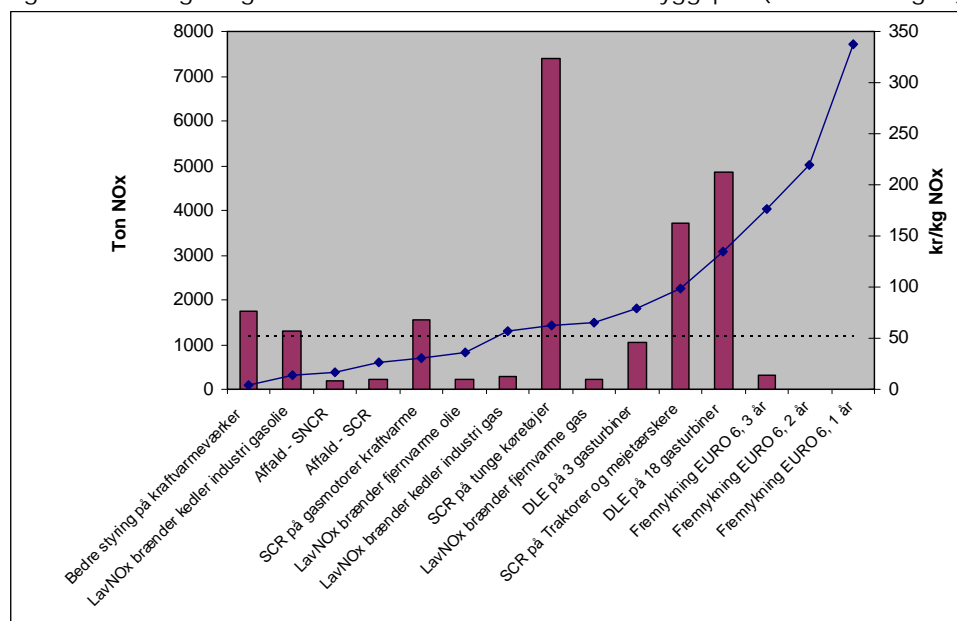
forudsætter en vurdering af alle forbrændingsanlæggenes muligheder for at reducere NOx emissionen og tilhørende omkostninger, hvilket ikke er gjort i denne rapport.

Ser man på de medtagne tiltag, var der flere af dem der var rentable i 2006-rapporten fordi man dengang antog en højere pris på NOx. Der er dog nogle af de tiltag der var rentable i 2006-rapporten, som stadig er rentable. Dette gælder bedre styring af gasmotorer på kraftvarmeværker og udskiftning til lav-NOx brændere i oliefyrede kedler i industrien. Til forskel fra 2006-rapporten er det nu rentabelt også at udskifte til lav-NOx brændere på oliekedler i kraftvarmeværkerne. Denne opdatering peger desuden på at der kan være et potentiale for rentable NOx reduktioner i affaldsforbrændingsanlæg gennem optimering af SNCR.

10.4 Resultater – uden en NOx afgift på erhvervene

Resultaterne ovenfor forudsætter, at erhvervene (bortset fra de mobile kilder) skal betale en NOx afgift. Gennemføres beregningerne uden en NOx afgift, har det indflydelse på tiltagenes budget- og velfærdsøkonomiske konsekvenser. Resultatet af en sådan beregning fremgår af figur 10-2. I tabel 10-4, i afsnit 10.5 ses skyggepriserne for de enkelte tiltag, hvor ændringen i skyggepriserne i forhold til basisscenariet ligeledes er udspecificeret.

Figur 10-2 Tiltag rangordnet efter velfærdsøkonomisk skyggepris (uden NOx afgift)



Sammenligner man figur 10-2 med figur 10-1 fremgår det, at en situation uden en NOx afgift betyder en lidt anderledes rangordning af tiltagene, men at det er de samme tiltag, der giver et velfærdsøkonomisk overskud, dvs. en skyggepris på under 52 kr. pr. kg. NOx. Bedre styring af gasmotorer i kraftvarmeværker, udskiftning af brænderne i de oliefyrede kedler i industrien og på kraftvarmeværkerne, samt optimering af SNCR i affaldsforbrændingsanlæg er fortsat de mest rentable tiltag, med skyggepriser på mindre end 40 kr. pr. kg. NOx.

10.5 Følsomhedsanalyser

Der er gennemført en række følsomhedsanalyser for at vurdere hvilken indflydelse de forskellige forudsætninger har på beregningernes resultater. Dermed gives et billede af hvor robust resultatet er overfor ændringer i væsentlige parametre.

Der er valgt at udføre følsomhedsanalyser af parametre, der anses for at have væsentlig indflydelse på resultatet af beregningerne. Dette drejer sig om følgende:

- a. Nettoafgiftsfaktoren. Der er pt. diskussion om fastsættelsen af en nettoafgiftsfaktor og derfor er beregningerne foretaget med en nettoafgiftsfaktor på 1,35 mod de nuværende 1,17. Dette er også den nettoafgiftsfaktor man har anvendt i beregningerne vedr. bæredygtig transport.
- b. Kalkulationsrenten. Finansministeriets vejledning anbefaler en kalkulationsrente på 5 pct. i forbindelse med følsomhedsberegninger. Her er valgt både at foretage en følsomhedsanalyse med 4 og 5 pct.
- c. Priser på el. For at vurdere betydningen af elpriserne er beregningerne foretaget med en nedjustering af elprisfremskrivningen, da de nuværende elpriser vurderes til værende høje. Som lavprisscenarie anvendes basisscenariet fra Energistyrelsen (2008).
- d. Priser på råolie og naturgas. Som for elprisen er foretaget en vurdering af råolie- og naturgasprisernes betydning for rapportens resultater ved at anvende Energistyrelsens basisfremskrivning fra 2008 som et lavprisscenarium.
- e. Investeringsomkostninger. Investeringsomkostningerne er meget høje i flere af tiltagene og de har derfor en væsentlig betydning for rentabiliteten af tiltagene. I følsomhedsanalyserne er der derfor gennemført en op- og nedskrivning af investeringsomkostningerne på 25 pct.
- f. Miljøprisen på NO_x. Denne er afgørende for hvordan effekten af tiltagene vurderes. Derfor analyseres betydningen af miljøprisen på NO_x. I følsomhedsanalysen er belyst hvorledes resultatet ændres, hvis Trafikministeriets betydeligt lavere pris på i gennemsnit 20 kr. pr. kg. NO_x anvendes.

Desuden er beregningerne til den samfundsøkonomiske analyse udført for et "worst case" scenarium samt et "best case" scenarium, hvilket illustrerer yderpunkterne for rapportens konklusioner. Resultatet af denne analyse behandles særskilt i afsnit 10.6.

I nedenstående tabel 10-4 ses resultatet af følsomhedsanalyserne, hvor skyggepriserne for de enkelte tiltag er angivet, benævnt , samt ændringen i skyggeprisen i forhold til basisscenariet, benævnt . Figurer over følsomhedsanalysernes rangordning af tiltagene findes i bilag 3.

Tabel 10-4 Resultatet af følsomhedsanalyserne.

	Basis		NAFL35		Rente 5 pct.		Rente 4 pct.		Mjøpris på NOK (lavpris)		Elpriser (lavpris)		Biser på råolie og naturgas (lavpris)		Uden NOx afgift		Investeringskonstringer 125 pct.		Investeringskonstringer 75 pct.		
	λ	Δ	λ	Δ	λ	Δ	λ	Δ	λ	Δ	λ	Δ	λ	Δ	λ	Δ	λ	Δ	λ	Δ	
Køftvareværker																					
SCR på gasmotorer	32	37	+5	32	0	31	-1	32	0	32	0	32	0	31	-1	39	+7	26	-6		
Bede styring af gasmotorer	2	2	0	2	0	2	0	2	0	2	0	2	0	1	-1	5	+3	2	0		
Lav NOx brændere – naturgaskedler	66	77	+11	63	-3	59	-7	66	0	66	0	66	0	65	-1	83	+17	50	-16		
Lav NOx brændere – oliekedler	37	43	+6	35	-2	33	-4	37	0	37	0	37	0	36	-1	46	+9	28	-9		
Industri																					
Lav NOx brændere – oliekedler	21	23	+2	20	-1	20	-1	21	0	21	0	21	0	17	-7	24	+3	17	-4		
Lav NOx brændere – naturgaskedler	64	73	+9	62	-2	60	-4	64	0	64	0	64	0	57	-7	78	+24	50	-14		
Transport																					
SCR på tunge køretøjer	63	73	+10	61	-2	59	-4	63	0	63	0	63	0	63	0	73	+10	52	-11		
Fremrykning EURO 6, 1 år	338	390	+52	333	-5	328	-10	338	0	338	0	338	0	338	0	360	+22	316	-22		
Fremrykning EURO 6, 2 år	220	254	+34	216	-4	211	-9	220	0	220	0	220	0	220	0	242	+22	199	-21		
Fremrykning EURO 6, 3 år	177	204	+27	172	-5	168	-9	177	0	177	0	177	0	177	0	199	+22	155	-22		
Andre mobile kilder																					
SCR på traktorer og mejetærskere	98	114	+16	94	-4	90	-8	98	0	98	0	98	0	98	0	118	+20	78	-20		
Affaldsforbrænding																					
Affald – SNCR	24	26	+2	24	0	23	-1	24	0	24	0	24	0	17	-7	25	+1	22	-2		
Affald – SCR	34	39	+5	33	-1	34	0	34	0	34	0	34	0	28	-6	38	+4	31	-3		
Offshore																					
DLE på 18 gasturbiner	135	156	+20	114	-21	93	-42	135	0	135	0	102	-33	134	-1	145	+10	125	-10		
DLE på 5 gasturbiner	94	108	+14	78	-16	63	-31	94	0	94	0	71	-23	93	-1	99	+5	87	-7		
DLE på 4 gasturbiner	93	107	+14	77	-16	62	-31	93	0	93	0	70	-23	92	-1	98	+5	87	-6		
DLE på 3 gasturbiner	80	93	+13	68	-12	57	-23	80	0	80	0	59	-21	79	-1	86	+6	73	-7		
DLE på 2 gasturbiner	80	92	+12	67	-13	55	-25	80	0	80	0	57	-23	78	-2	82	+2	72	-8		
DLE på 1 gasturbine	77	89	+12	65	-12	53	-24	77	0	77	0	55	-22	76	-1	82	+5	72	-5		

Resultatet af de enkelte følsomhedsanalyser gennemgås i det følgende.

Nettoafgiftsfaktor, NAF

Når nettoafgiftsfaktoren hæves fra 1,17 til 1,35 stiger skyggeprisen for samtlige tiltag. Ændringen i NAF har dog ingen indflydelse på rangordningen af tiltagene og de seks tiltag, som giver et velfærdsøkonomisk overskud med en NAF på 1,17, har fortsat en skyggepris på under 52 kr. pr. kg., jf. bilag 3, figur 1.

Rapportens resultater kan dermed karakteriseres for værende robuste overfor ændringer i nettoafgiftsfaktoren.

Kalkulationsrenten

Når renten sænkes, falder skyggeprisen for stort set samtlige tiltag. For et par enkelte tiltag gælder dog, at skyggeprisen forbliver uændret. Den faldende skyggepris skyldes, at tiltagene består af en investeringsomkostning i tiltagets første år, mens de økonomiske gevinster findes længere fremme i tiden. Når renten sættes ned, tilbagediskonteres de fremtidige gevinster mindre hårdt og vil få en større vægt i cost-benefit beregningen. Des lavere rente, des lavere skyggepris, som de to følsomhedsanalyser for henholdsvis en rente på 5 og 4 pct. understøtter, jf. figur 2 og 3 i bilag 3.

Analysen viser, at det med en kalkulationsrente på 5 pct. er de samme tiltag der giver et velfærdsøkonomisk overskud og har en skyggepris på under 52 kr. pr. kg.

En endnu lavere rente har ingen konsekvenser for konklusionen om hvilke tiltag, der er rentable indenfor sektorerne. Det er fortsat bedre styring af gasmotorer i kraftvarmeværker, der er det billigste tiltag indenfor kraftvarmeværker, lav-NO_x brændere der er det billigste tiltag indenfor industrien, og optimering af SNCR i affaldsforbrændingsanlæg som er det billigste tiltag indenfor affaldssektoren.

Elpriser

I følsomhedsanalysen er elpriserne ændret således, at de følger Energistyrelsens fremskrivning fra 2008, der er væsentligt lavere end priserne i den nuværende fremskrivning.

Elpriserne er blot relevante for tiltagene indenfor affaldssektoren og analysen viser, at skyggepriserne for disse tiltag forbliver uændrede. De lavere elpriser har således ingen indflydelse på hverken rangordningen af tiltagene eller for hvorvidt et tiltag medfører et velfærdsøkonomisk overskud eller ej, jf. figur 4 i bilag 3.

Rapportens resultater vurderes derfor som værende robuste overfor ændringer i elpriserne.

Priser på råolie og naturgas

Som følsomhedsanalysen viser, har priserne på råolie og naturgas alene betydning for tiltaget indenfor offshore sektoren, hvor skyggeprisen falder med mellem 21 og 33 kr. afhængig af hvor mange turbiner, som opgraderes til DLE. Når prisen på råolie og naturgas falder, stiger tiltagets rentabilitet. Fra at have en skyggepris på 80 kr., går tiltaget med DLE på 3 turbiner til at have en skyggepris på 59 kr., dvs. lige over 52 kr., og rykker således betydeligt frem i rangordningen af tiltagene, jf. figur 5 i bilag 3.

Rapportens resultater indenfor offshore sektoren påvirkes af ændringer i råolie- og naturgaspriser. Dog har det ingen betydning for de yderligere tiltag og disses indbyrdes rangordning, hvor basisscenaariets konklusioner fortsat er gældende.

Investeringsomkostninger

Hvis investeringsomkostningerne stiger med 25 pct. stiger skyggepriserne for samtlige tiltag, på nær for bedre styring på kraftvarmeværker, som fortsat er det tiltag med størst velfærdsøkonomisk overskud, jf. figur 6 i bilag 3. Stigningen i skyggepriser er særlig stor indenfor de mobile kilder samt lav-NOx naturgas brændere indenfor både industri og fjernvarmesektoren. På trods af den højere skyggepris indebærer de 6 samme tiltag som i basisscenaariet et velfærdsøkonomisk overskud, dog med en lille ændring i rangordningen. Med højere investeringer er SCR på gasmotorer i kraftvarmeværker nu et dyrere tiltag end optimering af SCR i affaldsforbrændingsanlæg.

Hvis investeringsomkostningerne sættes ned, falder skyggepriserne som forventet, jf. figur 7 i bilag 3. Rangordningen ændres en smule, men det er dog stadig de samme 6 tiltag som i basisscenaariet, som har den laveste skyggepris. Ud over de 6 tiltag som før havde et velfærdsøkonomisk overskud, får yderligere to tiltag en skyggepris der ligger lige under miljøprisen når investeringsomkostningerne er 25 pct. lavere end antaget i basisscenaariet. Dette gælder udskiftning til lav-NOx brændere (naturgas) i industrien og kraftvarmeværkerne. For eftermontering af SCR på tunge køretøjer betyder den lavere investeringsomkostning, at skyggeprisen nu svarer til miljøprisen. Dette viser, at konklusionerne vedrørende rentabiliteten af tiltagene ikke er robuste overfor fald i investeringsomkostningerne.

Miljøpris på NOx

Idet værdien af den reducerede mængde NOx, hvortil miljøprisen på NOx har betydning, ikke indgår i beregningen af tiltagenes skyggepris, forbliver skyggepriserne uændrede ved ændringer i miljøprisen.

Sammenlignes tiltagenes skyggepris med en lavere miljøpris, vil alle undtagen et tiltag medføre et velfærdsøkonomisk underskud. Det eneste rentable tiltag er nu kun bedre styring på kraftvarmeværker. De yderligere fem tiltag, hvor skyggeprisen før lå under miljøprisen, giver nu et velfærdsøkonomisk underskud, jf. figur 8 i bilag 3.

Miljøprisen på NOx har således en stor indflydelse på hvorvidt tiltagene er samfundsmæssigt fordelagtige eller ej.

10.6 Worst case og best case scenarier

Til demonstration af hvordan resultaterne af den samfundsøkonomiske analyse kan påvirkes i bedste og værste fald, som følge af ændringer i væsentlige parametre, er opstillet et "best case" samt et "worst case" scenarium. Disse kombinerer de mest optimistiske hhv. pessimistiske ændringer i forudsætningerne, som der kigges på i følsomhedsanalyserne, og ser ud som følger:

Tabel 10-5 Definition af worst case og best case scenarier

Parameter	Worst Case	Best Case
Investeringsomkostninger	125 %	75 %
NAF	1,35	Basisscenarie (1,17)
Kalkulationsrente	Basisscenarie (6 %)	4 %
Råolie og naturgaspriser	Basisscenarie	Lavprisscenarie
Elpriser	Basisscenarie	Lavprisscenarie
Miljøpris på NOx	Trafikministeriets pris (Gennemsnitlig på 20 kr./kg. NOx)	Basisscenarie (52 kr./kg. NOx)

Det skal nævnes, at det ikke anses som værende sandsynligt, at samtlige ændringer indenfor et af de to scenarier forekommer på samme tid, hvorfor scenarierne betegnes som yderpunkter for en mulig påvirkning af rapportens resultater og konklusioner.

Resultatet af beregningerne indenfor et "best case" og et "worst case" scenarium ses i nedenstående tabel 10-6, hvorefter en kort gennemgang følger. Figurer over tiltagens rangordning findes i bilag 3.

Tabel 10-6 Resultater fra et worst case og best case scenarium

	Basis	Worst Case		Best Case	
	λ	Λ	Δ	Λ	Δ
<i>Kraftvarmeværker</i>					
SCR på gasmotorer	32	45	+13	25	-7
Bedre styring af gasmotorer	2	6	+4	2	0
Lav-NOx brændere – naturgaskedler	66	95	+29	45	-21
Lav-NOx brændere – oliekedler	37	53	+16	25	-12
<i>Industri</i>					
Lav-NOx brændere – oliekedler	21	27	+6	16	-5
Lav-NOx brændere – naturgaskedler	64	90	+26	46	-18
<i>Transport</i>					
SCR på tunge køretøjer	63	85	+22	50	-13
Fremrykning EURO 6, 1 år	338	416	+78	308	-30
Fremrykning EURO 6, 2 år	220	280	+60	191	-29
Fremrykning EURO 6, 3 år	177	229	+52	149	-28
<i>Andre mobile kilder</i>					
SCR på traktorer og mejetærskere	98	136	+38	72	-26
<i>Affaldsforbrænding</i>					
Affald – SNCR	24	28	+4	22	-2
Affald – SCR	34	42	+9	29	-4
<i>Offshore</i>					
DLE på 18 gasturbiner	135	167	+32	66	-69
DLE på 5 gasturbiner	94	114	+20	46	-48
DLE på 4 gasturbiner	93	113	+20	45	-48
DLE på 3 gasturbiner	80	99	+19	38	-42
DLE på 2 gasturbiner	80	95	+15	36	-44
DLE på 1 gasturbine	77	95	+18	36	-41

Worst case scenariet afviger fra basisscenariet ved at indregne øgede investeringsomkostninger på 25 pct. samt at inkludere en højere nettoafgiftsfaktor. Disse to effekter resulterer i en betydelig stigning i skyggeprisen for samtlige tiltag. Med den markant lavere miljøpris på NO_x, som skyggeprisen skal sammenholdes med, er det blot tiltaget vedrørende bedre styring af gasmotorer på kraftvarmeværker, som giver et velfærdsøkonomisk overskud, jf. figur 9 i bilag 3. Rangordningen af tiltagene forholder sig stort set uændret, idet blot SCR på gasmotorer i kraftvarmeværker og optimering af SCR i affaldsforbrændingsanlæg bytter plads.

Som resultatet af best case scenariet viser, så giver kombinationen af de mest optimistiske antagelser anledning til, at yderligere fire tiltag får en skyggepris, som ligger under værdien af miljøeffekten, jf. figur 10 i bilag 3. Dette drejer sig om opgradering til DLE på 3 turbiner indenfor offshore sektoren, udskiftning af brændere på naturgasfyrede anlæg indenfor industrien og fjernvarmesektoren, samt eftermontering af SCR på tunge køretøjer. I best case er der således ti tiltag, der får et velfærdsøkonomisk overskud. Endvidere ændres rangordningen af tiltagene, på nær de fire tiltag med lavest skyggepris i basisscenariet, hvilket ses ved at sammenholde figur 10-1 med figur 10 fra bilag 3.

11 Yderligere vidensbehov

Denne opdatering af hvilke tekniske NOx reducerende tiltag der er relevante, er ikke fyldestgørende. Dette skyldes at der er visse sektorer man ikke har undersøgt, så her ved man ikke, hvor stort potentialet er for reduktioner i NOx emissionerne. Dette gælder en øget anvendelse af havvindmøller og tiltag målrettet nye fiskefartøjer og andre skibe. Der er derfor et behov for at få gennemført analyser af, hvor stort potentialet for reduktioner i NOx emissionerne er indenfor disse områder.

Opdateringen har desuden vist, at der er en række tiltag, hvor det virker som om, der er et stort potentiale for reduktioner i NOx emissionerne, men hvor det indenfor projektperioden ikke har været muligt for COWI at identificere dette nærmere. Dette gælder:

1. Ofte udskiftning af katalysatorlag i forbindelse med SCR anlæg på kraftværker. En nærmere undersøgelse forudsætter et tæt samarbejde med energiselskaberne.
2. Fremrykning af udskiftning af gamle gasmotorer på kraftvarmeværker. En vurdering af dette potentiale forudsætter bl.a. information om alderssammensætningen af gasmotorer i sektoren.
3. Optimering af SNCR og SCR på forbrændingsanlæg, da dette ikke er vurderet for de enkelte forbrændingsanlæg i affaldssektoren.

Desuden viser opdateringen, at det er uklart om der er et potentiale for NOx reduktioner indenfor cementindustrien og raffinaderierne.

I forhold til offshore industrien, vurderer COWI, at omkostningerne forbundet med en opgradering til DLE offshore virker meget høje. Derfor anbefaler COWI, at Miljøstyrelsen går i dialog med Mærsk Olie og Gas og eventuelt også leverandørerne for at få en mere konkret vurdering af omkostningsniveauet ved opgradering til DLE offshore.

Bilag 1 Referencer

Generelt

- Miljøstyrelsen (2006a): Analyse af Danmarks muligheder for at reducere emissionerne af NO_x i 2010. Miljøprojekt 1104. 2006
- Miljøstyrelsen (2006b): Samfundsøkonomisk analyse af NO_x reduktion. Bilagsrapport. Arbejdsrapport 21. 2006
- Liste over Danmark største NO_x emittenter. Danmarks Miljøundersøgelser

Kapitel 2

- Kommunikation med Dong Energy 10. og 13. november 2008
- Kommunikation med Vattenfall 13. november 2008
- Information fra Babcock og Wilcox (BWV)
- Information fra Haldor Topsøe
- EU BREF dokument om kraftværker
- Energistyrelsens rapport "Teknologidata for el- og varmeproduktionsanlæg" fra 1995
- Energistyrelsens rapport "Technology data for Electricity and Heat Generating Plants" fra 2005,

Kapitel 3

- Udtræk fra Energistyrelsens statistik over energiproducerende anlæg med 2007 data.
- Information fra Catcon Power Solutions
- Information fra Yara Denmark
- Information fra GE Jenbacher
- Information fra Weishaupt
- Dansk Fjernvarmeforening: Årsstatistik for 2007

Kapitel 4

- Reference Document on the Best Available Techniques for Waste Incineration
- Grønne regnskaber for 6 affaldsforbrændingsanlæg

- Vurdering af mængden af forbrændingsegnet affald i Danmark. Rambøll, Januar 2008.
- Ingeniøren

Kapitel 5

- Information fra Dansk Gasteknisk Center, Per G. Kristensen
- Luftvejledningen. Miljøstyrelsen N 2, 2001
- Ålborg Portland - Grønt Regnskab 2007
- Shell Raffinaderi - Grønt Regnskab 2007
- StatoilHydro Raffinaderi Grønt Regnskab 2007
- BREF Cement and Lime Manufacturing Industries, Dec. 2001
- BREF Mineral Oil and Gas Refineries, Feb. 2003

Kapitel 6

- Information fra Grundfos
- Well to wheel efficiency for heavy duty vehicles Peter Ahlvik Ecotrafic ERD3 AB, Floragatan 10B, SE-114 31 Stockholm, Sweden.
- TNO report, 06.OR.PT.023.2/NG, Euro VI technologies and costs for Heavy Duty, vehicles, The expert panels summary of stakeholders, responses
- Air1, Html: <http://www.air1.info/en/air1/adblue/faq/index.html#7>

Kapitel 7

- Information fra General Electric
- Information fra Solar Turbines

Kapitel 8

- Information fra Teglværksbranchen
- EU's BAT note om Teglværker

Kapitel 9

- 'Evaluation of national plans submitted in 2006 under the National Emission Ceilings Directive 2001/81/EC' udarbejdet af AEA Energy and Environment i februar 2008, s
- 'Tiltaksanalyse for NOX' udarbejdet af 'Statens Forurensningstilsyn' (SFT), uden dato

Kapitel 10

- Energistyrelsen (2009): Forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet.

- Energistyrelsen (2009): Forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet.
- Finansministeriet (1999): Vejledning i udarbejdelse af samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger.
- Miljøstyrelsen (2007): Nøgletal for samfundsøkonomiske beregninger på miljø- og naturområdet.
- DMU (2008): Beregningspriser for luftemissioner.
http://www.dmu.dk/NR/rdonlyres/092100A1-A2E4-4B53-9FED-1B2895C74A6A/0/beregningspriser_EVA_2008.pdf

Bilag 2 Forskel i forudsætninger i forhold til 2006 rapport

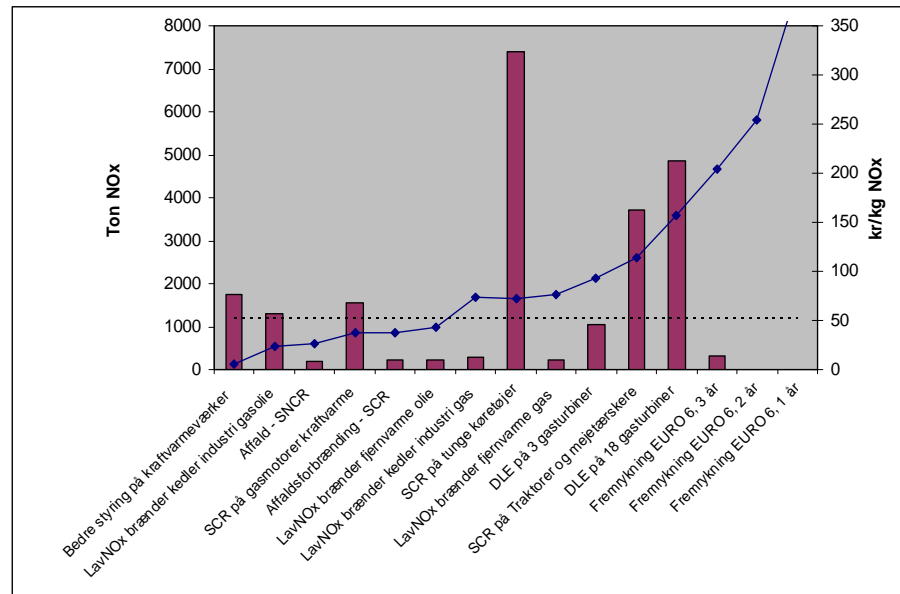
Tabel 0-1 Oversigt over forskelle mellem nærværende analyse og Miljøstyrelsen (2006b)

Sektor	Tiltag	Status og kommentarer	Væsentlige ændringer
Kraftværker	<u>2006 tiltag</u> Fuld boosting	Ikke længere inkluderet	Udviklingen i sektoren har gjort at tiltaget ikke længere vurderes at være relevant. SCR medfører en betydelig reduktion og der er ikke nogen gevinst med at øge anvendelsen af gas
	Delvis boosting	Ikke længere inkluderet	Udviklingen i sektoren har gjort at tiltaget ikke længere vurderes at være relevant. SCR medfører en betydelig reduktion og der er ikke nogen gevinst med at øge anvendelsen af gas
Kraftvarmeværker	<u>2006 tiltag</u> Reburning på kul, halm og træflis	Ikke længere inkluderet	Udviklingen i sektoren har gjort at tiltaget ikke længere vurderes at være relevant. SCR medfører en betydelig reduktion og der er ikke nogen gevinst med at øge anvendelsen af gas
	SCR på gasmotorer	Opdateret	Baseret på tal for det samlede brændselsforbrug og installeret kapacitet er det totale reduktionspotentiale beregnet. Regnet pr. anlæg er dette potentiale mindre end det som var antagelsen i 2006. Samtidigt er skønnes driftsomkostningerne at være en smule højere end i 2006. Det medfører samlet at NO _x omkostninger bliver højere.
	Bedre styring af gasmotorer	Opdateret	Det antages at elproduktionen er uændret i modsætning til 2006 hvor der forudsattes et tab i elproduktionen. Antallet af driftstimer er reduceret fra 3500 til ca. 2500. Det betyder samlet en væsentlige lavere NO _x omkostning sammenlignet med 2006 rapporten.
Industriedler	Lav-NO _x brændere	Opdateret	Vurderingen af NO _x omkostninger er lavet på baggrund af data for totaler i stedet for et repræsentativt anlæg. NO _x omkostningen skønnes til samme størrelsesorden.
	<u>2006 tiltag</u> Lav-NO _x brændere	Opdateret	Investeringsomkostningen skønnes at være noget højere, samtidigt skønnes potentialet for NO _x reduktion at være lavere for naturgaskedler mens det skønnets højere for gasolie kedler. Samlet bliver NO _x omkostningen noget højere end i 2006 beregningen.

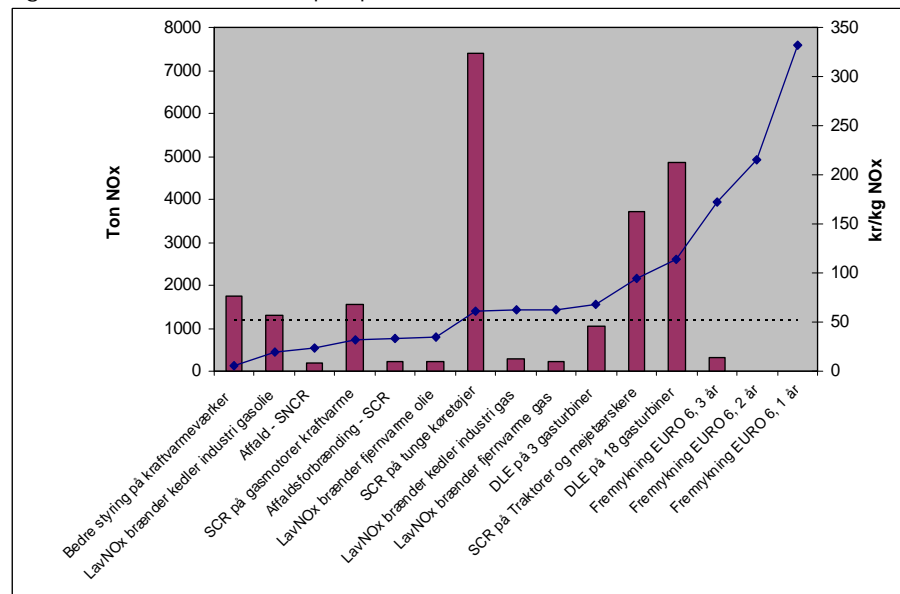
Offshore	<u>2006 tiltag</u> Udskiftning af turbiner til DLE	Opdateret	Små justeringer af reduktionspotentialet samt af antallet af dage hvor en beboelsesrig er nødvendig, hvilket reducerer omkostningen til selve udskiftningen.
----------	--	-----------	--

Bilag 3 Følsomhedsanalyser og skyggepriser

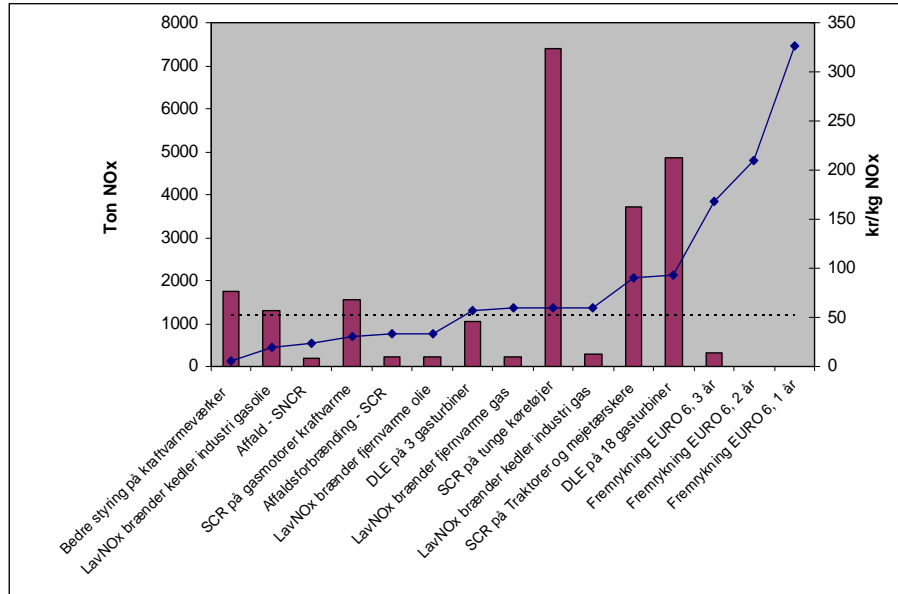
Figur 1. NAF på 1,35



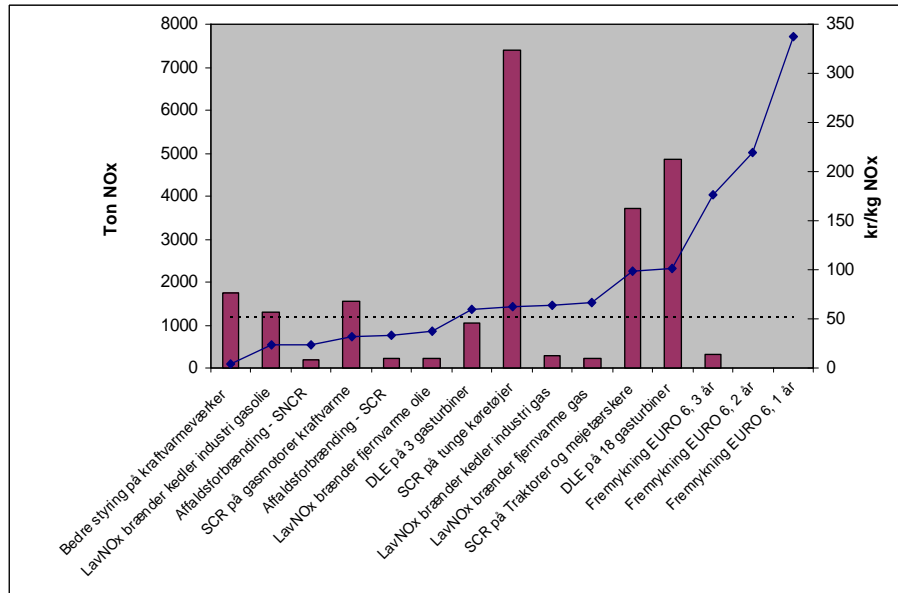
Figur 2. Kalkulationsrente på 5 pct.



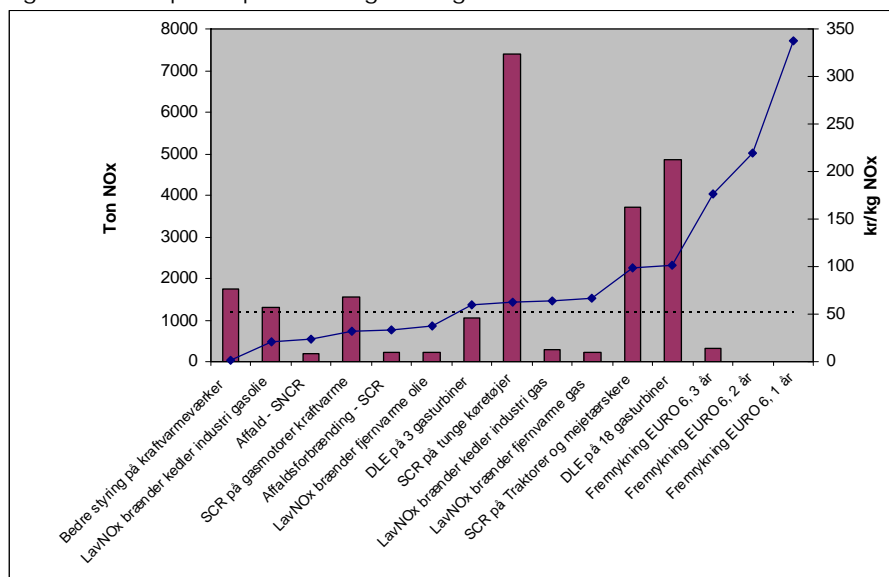
Figur 3. Kalkulationsrente på 4 pct.



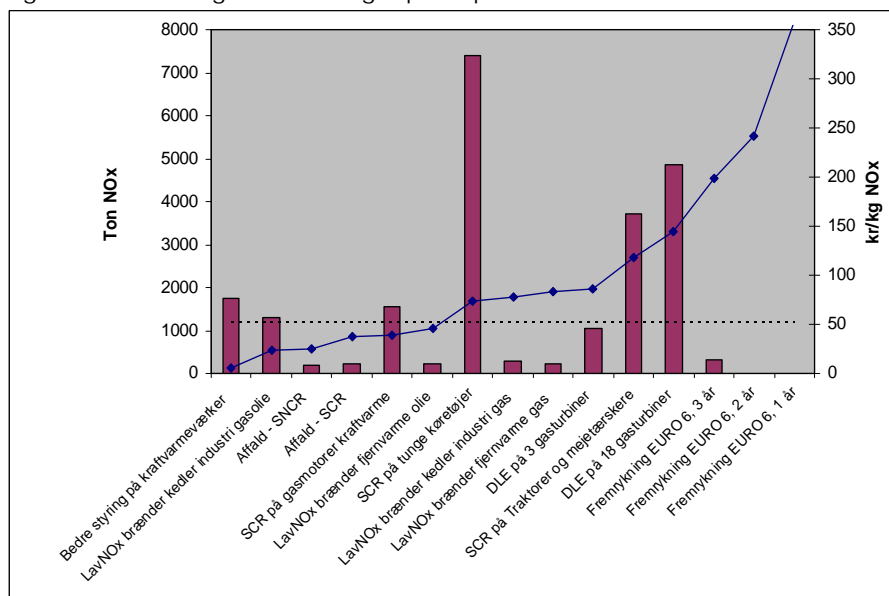
Figur 4. Lavere EI priser



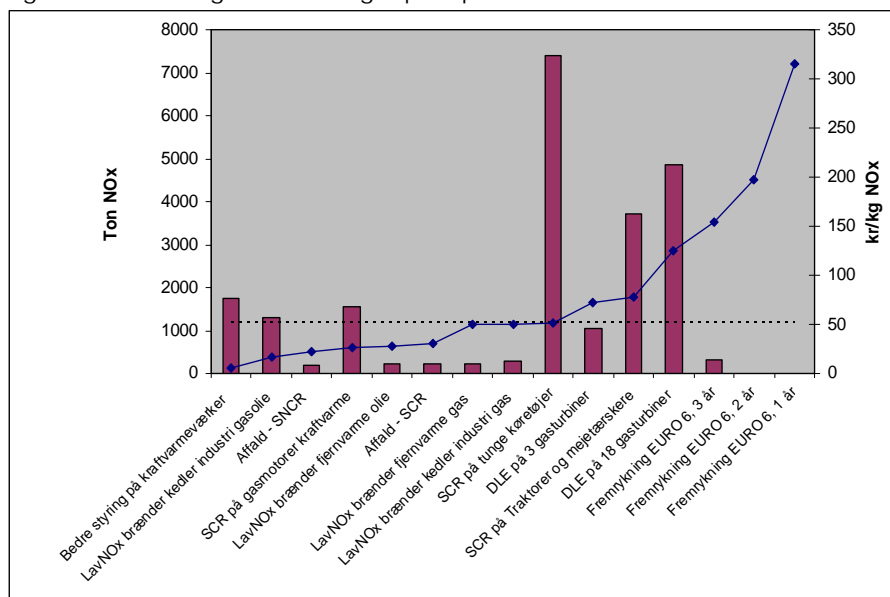
Figur 5. Lavere priser på råolie og naturgas



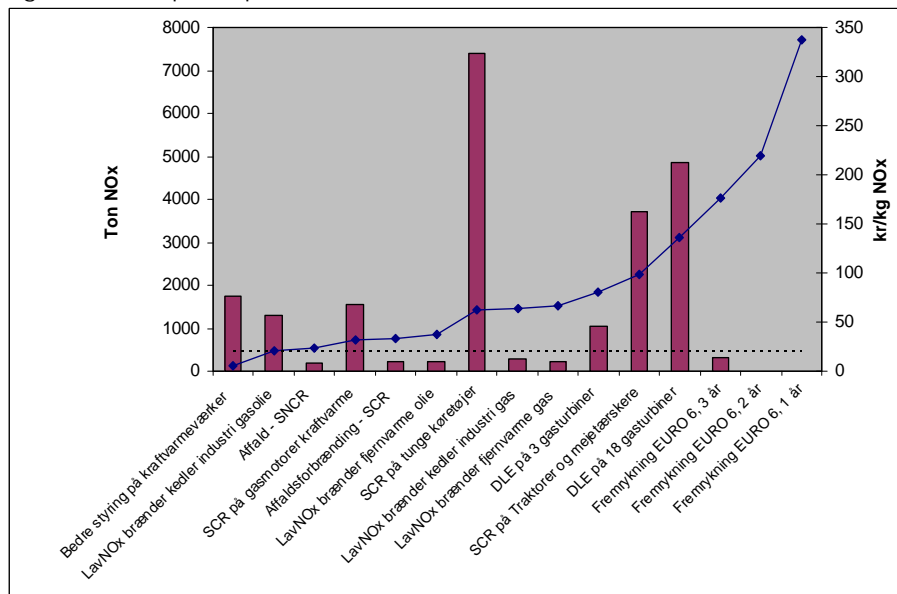
Figur 6. Investeringsomkostninger på 125 pct.



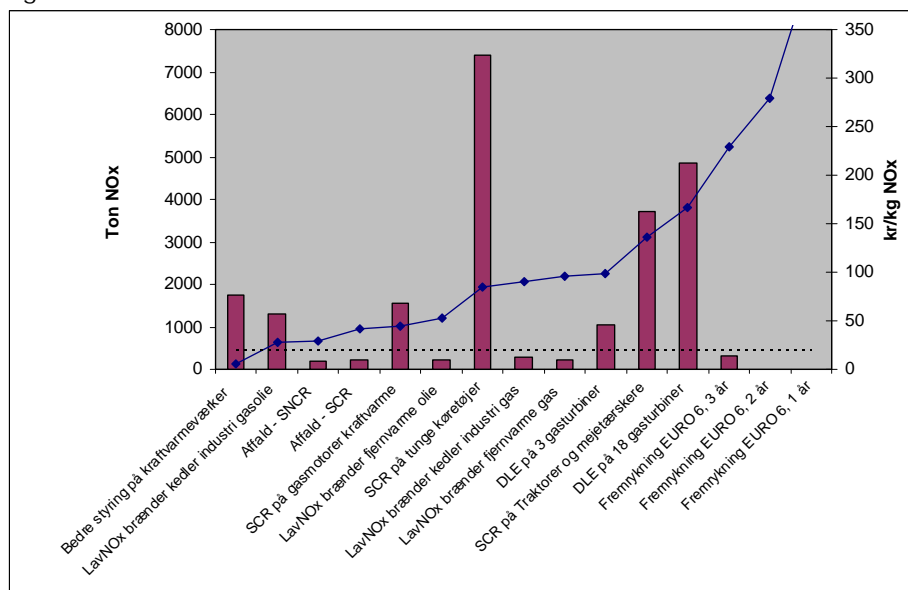
Figur 7. Investeringsomkostninger på 75 pct.



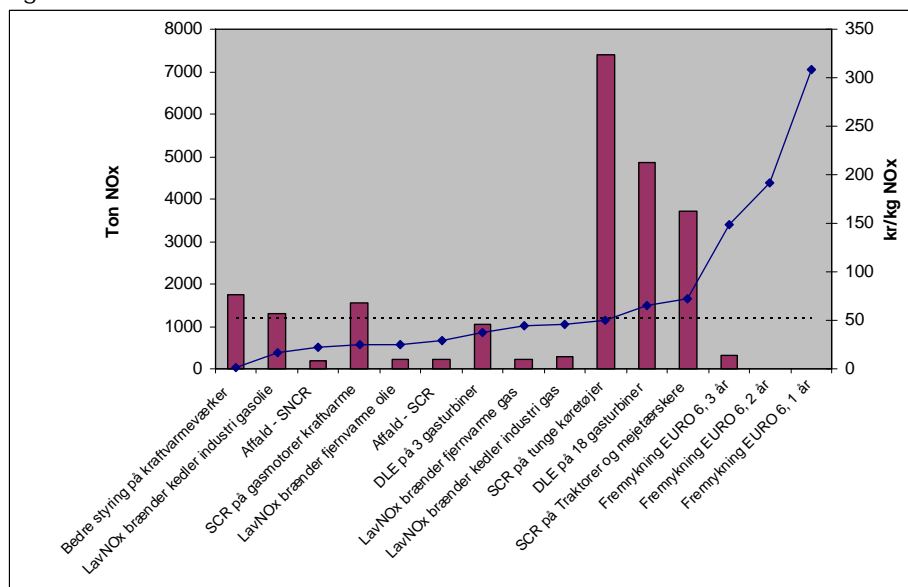
Figur 8. Lavere priser på NOx



Figur 9. Worst Case scenarium



Figur 10. Best Case scenarium



Bilag 4 Forkortelser

Forkortelse	
BAT	Best Available Technology
BREF-dokument	BAT reference dokument
BWV	Babcock & Willox Vølund
CC	Combined Cycle
DFF	Dansk Fjernevarmeforening
DLE	Dry Low Emission
GJ	Giga Joule
GHG	Green House Gas
IPPC	Integrated Pollution Prevention Control
LCPD	Large Combustion Plant Directive
MST	Miljøstyrelsen
MW	Mega Watt
MWh	Mega Watt Hours
NECD	National Emissions Ceilings Directive
Nm ³	Normal m ³
SCR	Selective Catalytic Reduction
SFT	Statens Forurensningstilsyn
SNCR	Selective Non-Catalytic Reduction