



EMISSIONSKORTLÆGNING FOR DECENTRAL KRAFTVARME 2007 – ENERGINET.DK MILJØPROJEKT NR. 07/1882

Delrapport 5. Emissionsfaktorer og emissionsopgørelse for decentral
kraftvarme, 2006

Faglig rapport fra DMU nr. 781 2010



DANMARKS MILJØUNDERSØGELSER
AARHUS UNIVERSITET



[Tom side]

EMISSIONSKORTLÆGNING FOR DECENTRAL KRAFTVARME 2007 – ENERGINET.DK MILJØPROJEKT NR. 07/1882

Delrapport 5. Emissionsfaktorer og emissionsopgørelse for decentral kraftvarme, 2006

Faglig rapport fra DMU nr. 781 2010

Malene Nielsen
Ole-Kenneth Nielsen
Marianne Thomsen



Datablad

Serietitel og nummer:	Faglig rapport fra DMU nr. 781
Titel:	Emissionskortlægning for decentral kraftvarme 2007 - Energinet.dk miljøprojekt nr. 07/1882
Undertitel:	Delrapport 5 Emissionsfaktorer og emissionsopgørelse for decentral kraftvarme, 2006
Forfatter:	Malene Nielsen, Ole-Kenneth Nielsen, Marianne Thomsen
Afdeling:	Afdeling for Systemanalyse
Udgiver:	Danmarks Miljøundersøgelser© Aarhus Universitet
URL:	http://www.dmu.dk
Udgivelsesår:	April 2010
Redaktion afsluttet:	April 2010
Faglig kommentering:	Jytte Boll Illerup, Danmarks Tekniske Universitet.
Finansiel støtte:	Energinet.dk
Bedes citeret:	Nielsen, M., Nielsen, O.-K. & Thomsen, M. 2010: Emissionskortlægning for decentral kraftvarme 2007 - Energinet.dk miljøprojekt nr. 07/1882. Delrapport 5 Emissionsfaktorer og emissionsopgørelse for decentral kraftvarme, 2006. Danmarks Miljøundersøgelser, Aarhus Universitet. 105 s. – Faglig rapport fra DMU nr. 781. http://www.dmu.dk/Pub/FR781.pdf .
	Gengivelse tilladt med tydelig kildeangivelse
Sammenfatning:	På basis af såvel indsamlede emissionsdata som projektmålinger er der blevet udarbejdet opdaterede emissionsfaktorer for decentrale kraftvarmeværker < 25 MWe for år 2006/2007. Projektet omfatter følgende typer af decentrale kraftvarmeværker: affaldsforbrændingsanlæg, halmfyrede værker, træfyrede værker, naturgasdrevne motorer, biogasdrevne motorer og naturgasdrevne gasturbiner, gasoliedrevne motorer, gasoliedrevne gasturbiner, fueloliedrevne dampturbiner samt motorer, der anvender forgasningsgas baseret på træ. Generelt er emissionsfaktorerne for affaldsforbrænding væsentligt lavere end de emissionsfaktorer, der tidligere er fastlagt for år 2000. Den store reduktion af emissionerne er et resultat af nye emissionsgrænseværdier i Affaldsbekendtgørelsen, Bekendtgørelse 162, der har medført ombygning af røggasrensingsanlæggene på de fleste affaldsforbrændingsanlæg. For halm- og træfyrede anlæg er der ikke nye emissionsgrænseværdier, og der har ikke været større anlægsændringer siden år 2000. Emissionsfaktorerne for naturgasdrevne motorer er reduceret siden år 2000 som et resultat af de tekniske ændringer af motorene, som de nye emissionsgrænseværdier i Bekendtgørelse 621 har nødvendiggjort. NO _x -emissionsfaktoren for naturgasdrevne turbiner er faldet 62 % siden år 2000. Dette er igen et resultat af Bekendtgørelse 621, der har betydet, at stort set alle gasturbinerne er blevet forsynet med low-NO _x -brændere. Måleprogrammet omfattede screening for en række emissionskomponenter: HCB, PCB, PCDD/-F og PBDD/-F. Decentrale kraftvarmeværker er en væsentlig kilde til de danske emissioner af CH ₄ , NO _x , SO ₂ , tungmetaller og HCB.
Emneord:	Emission, emissionsfaktorer, decentral kraftvarme, emissionsopgørelse, gasmotor, affaldsforbrænding, SO ₂ , NO _x , CH ₄ , NMVOC, TSP, N ₂ O, tungmetaller, dioxin, aldehyder, HCB, PCB, drivhusgasser.
Layout:	Ann-Katrine Holme Christoffersen
Forsidefoto:	Dansk Gasteknisk Center (DGC)
ISBN:	978-87-7073-171-3
ISSN (elektronisk):	1600-0048
Sideantal:	105
Internetversion:	Rapporten er tilgængelig i elektronisk format (pdf) på DMU's hjemmeside http://www.dmu.dk/Pub/FR781.pdf

Indhold

Forord 5

Sammendrag 6

Summary 10

1 Baggrund 15

2 Datagrundlag 16

- 2.1 Energistatistik 16
- 2.2 Emissionsmålinger 16

3 Anlægstyper 19

- 3.1 Affaldsforbrændingsanlæg 19
- 3.2 Halm 20
- 3.3 Træ 21
- 3.4 Naturgasdrevne motorer 22
- 3.5 Biogasdrevne motorer 22
- 3.6 Naturgasdrevne turbiner 23
- 3.7 Olie 24
- 3.8 Forgasningsgas 24

4 Antal målinger og dækningsgrad 26

5 Emissionsfaktorer 28

- 5.1 Metode 28
- 5.2 Emissionsmåleresultater under detektionsgrænsen 31
- 5.3 Affaldsforbrændingsanlæg 32
- 5.4 Halm 38
- 5.5 Træ 41
- 5.6 Naturgasdrevne motorer 43
- 5.7 Biogasdrevne motorer 50
- 5.8 Naturgasdrevne gasturbiner 54
- 5.9 Olie 56
- 5.10 Forgasningsgas 60
- 5.11 Enkelstoffer og ækvivalensfaktorer for PCDD/-F, PBDD/-F, PAH og PCB 61
- 5.12 Emissionsfaktorer for partikler 62
- 5.13 Emissionsfaktorer for decentral kraftvarme, sammenligning af anlægstyper 63
- 5.14 Emissionsfaktorer 2000 - 2006 65

6 Vurdering af skadesvirkning af PBDD/-F, PCB og HCB 70

- 6.1 Bromerede dioxiner og furaner, PBDD/-F 70
- 6.2 PCB 70
- 6.3 HCB 71

7 Emissionsopgørelse for decentral kraftvarme 72

- 7.1 Datagrundlag 72
- 7.2 Emissionsfaktorer og brændselsforbrug 2006 72
- 7.3 Emissionsopgørelse 2006 74

8 Værkernes andel af samlet dansk emission 76

9 Usikkerhed 78

10 Konklusioner 79

Referencer 83

Bilagsoversigt 87

- Bilag 1 Emissionsfaktorer i vægtenhed pr. Nm³ 88
- Bilag 2 Anlægsoversigt for affald 89
- Bilag 3 Emissionsfaktorer for affaldsforbrændingsanlæg 90
- Bilag 4 Emissionsfaktorer for halmfyrede værker 91
- Bilag 5 Emissionsfaktorer for træfyrede værker 92
- Bilag 6 Emissionsfaktorer for naturgasdrevne motorer 93
- Bilag 7 Emissionsfaktorer for biogasdrevne motorer 95
- Bilag 8 Emissionsfaktorer for naturgasdrevne turbiner 96
- Bilag 9 Emissionsfaktorer for gasoliedrevne motorer 97
- Bilag 10 Emissionsfaktorer for forgasningsgasdrevne motorer 98
- Bilag 11 Emissionsfaktorer for PCDD/-F, PBDD/-F, PAH og PCB 99
- Bilag 12 Dækningsgrad 101
- Bilag 13 Fordeling af emissioner fra decentral kraftvarmeproduktion på anlægstype 102
- Bilag 14 Måleprogram for projektmålinger 103

Danmarks Miljøundersøgelser

Faglige rapporter fra DMU

Forord

Dansk Gasteknisk Center (DGC), FORCE Technology (FORCE), Analy-Tech og Danmarks Miljøundersøgelser (DMU) ved Aarhus Universitet har gennemført en udredning af emissioner fra decentrale kraftvarmeværker. Projektet er udført for Energinet.dk.

Projektets formål har været dels at udarbejde opdaterede emissionsfaktorer dels at udpege de væsentligste miljømæssige problemer på decentrale kraftvarmeværker (< 25 MW_e) i Danmark. Endvidere har det været et mål at screene for nye emissionskomponenter således, at der efterfølgende var grundlag for at vurdere deres betydning.

Projektet er rapporteret i seks delrapporter, der alle vil blive lagt på Energinet.dk's hjemmeside. Denne delrapport omfatter bestemmelse af emissionsfaktorer og opgørelse af samlet emission fra decentral kraftvarme i 2006.

Følgende har deltaget i projektfølgegruppen:

Hanne Johnsen	affald danmark
J. Vitus Nielsen	Babcock & Wilcox Vølund
Helga Moos	Brancheforeningen for Decentral Kraftvarme
Peter Arendt Jensen	Danmarks Tekniske Universitet, Institut for Kemiteknik
John Tang	Dansk Fjernvarme
Lars Gissel	E.ON Danmark
Anders Schmidt Dideriksen	E.ON Danmark
Christian Friberg B. Nielsen	Energinet.dk
Henrik Flyver Christiansen	Energistyrelsen
Jesper Schramm	Danmarks Tekniske Universitet, Institut for Mekanisk Teknologi
Allan Kjersgaard	RenoSam
Bo Sander	DONG Energy
Steen Vestervang	Energinet.dk
Vibeke Vestergaard Nielsen	Miljøstyrelsen
Kjeld Skærbæk Nielsen	Rolls-Royce Marine A/S
Jytte Boll Illerup	Danmarks Tekniske Universitet, Institut for Kemiteknik
Anders Christiansen	Kommunernes Landsforening

Eksternt review af denne delrapport er foretaget af Jytte Boll Illerup, Institut for Kemiteknik, Danmarks Tekniske Universitet (DTU).

Sammendrag

Der er blevet udarbejdet opdaterede emissionsfaktorer for decentrale kraftvarmeværker < 25 MW_e for år 2006/2007. Emissionsfaktorerne omfatter følgende typer af decentrale kraftvarmeværker: affaldsforbrændingsanlæg, halmfyrede værker, træfyrede værker, naturgasdrevne motorer, biogasdrevne motorer, naturgasdrevne gasturbiner, gasoliedrevne motorer, gasoliedrevne gasturbiner, fueloliedrevne dampturbiner samt motorer der anvender forgasningsgas baseret på træ.

Emissionsfaktorerne er udarbejdet på basis af såvel indsamlede emissionsdata som projektmålinger. Endvidere er emissionsfaktorerne baseret på en energivægtning i henhold til Energistyrelsens energiproducenttælling for 2006.

Et uddrag af emissionsfaktorerne for år 2006 er vist i tabel 1. Emissionsfaktorerne for naturgasdrevne motorer og turbiner er dog bestemt for år 2007, fordi der for disse anlægstyper er nye emissionsgrænseværdier gældende fra 2007.

Tabel 1 Uddrag af emissionsfaktorerne for decentrale kraftvarmeverker < 25MW_e, 2006 (2007 for naturgas).

	Enhed	Natur- gas- motorer	Biogas- motorer	Naturgas- drevne turbiner	Gasolie- drevne motorer	Gasolie- drevne turbiner	Fuelolie, damp- turbine	For- gasnings- gas, motorer	Affaldsfor- brændings- anlæg	Halm	Træ
SO ₂	g pr. GJ	-	-	-	-	-	-	-	< 8,3	49	< 1,9
NO _x	g pr. GJ	135 ⁸⁾	202	48	942	83	136	173	102	125	81
UHC (C)	g pr. GJ	435 ⁸⁾	333	2,5 ⁹⁾	(46) ¹⁰⁾	-	(1,6) ¹⁰⁾	12	< 0,68	< 0,94 ⁵⁾	< 6,1 ⁶⁾
NMVOG	g pr. GJ	92 ⁴⁾ 8)	10 ⁴⁾	1,6 ⁴⁾	(37) ¹⁰⁾	-	(0,8) ¹⁰⁾	2,3 ⁴⁾	< 0,56 ⁴⁾	< 0,78 ⁴⁾	< 5,1 ⁴⁾
CH ₄	g pr. GJ	481 ⁴⁾ 8)	434 ⁴⁾	1,7 ⁴⁾	24	-	< 1,3	13 ⁴⁾	< 0,34 ⁴⁾	< 0,47 ⁴⁾	< 3,1 ⁴⁾
CO	g pr. GJ	58 ⁸⁾	310	4,8	130	2,6	2,8	586	< 3,9	67	90
N ₂ O	g pr. GJ	0,58	1,6	1,0	2,1	-	5,0	2,7	1,2	1,1	0,83
NH ₃	g pr. GJ	-	-	-	-	-	-	-	< 0,29	-	-
TSP	g pr. GJ	-	-	-	-	-	9,5	-	< 0,29	< 2,3	10
As	mg pr. GJ	< 0,045	< 0,042	-	< 0,055	-	-	0,116	< 0,59	-	-
Cd	mg pr. GJ	< 0,003	0,002	-	< 0,011	-	-	< 0,009	< 0,44	< 0,32 ³⁾	0,27
Co	mg pr. GJ	< 0,20	< 0,21	-	< 0,28	-	-	< 0,22	< 0,56	-	-
Cr	mg pr. GJ	0,048	0,18	-	0,20	-	-	0,029	< 1,6	-	-
Cu	mg pr. GJ	0,015	0,31	-	0,30	-	-	< 0,045	< 1,3	-	-
Hg	mg pr. GJ	< 0,098 ³⁾	< 0,12	-	< 0,11	-	-	0,54	< 1,8	< 0,31 ³⁾	< 0,40 ³⁾
Mn	mg pr. GJ	< 0,046	0,19	-	0,009	-	-	0,008	< 2,1	-	-
Ni	mg pr. GJ	0,045	0,23	-	0,013	-	-	0,014	< 2,1	-	-
Pb	mg pr. GJ	0,043	0,005	-	0,15	-	-	0,022	< 5,5	-	-
Sb	mg pr. GJ	< 0,049 ³⁾	0,12	-	< 0,055	-	-	< 0,045	< 1,1	-	-
Se	mg pr. GJ	(0,01) ⁷⁾	< 0,21	-	< 0,22	-	-	< 0,18	< 1,1	-	-
Tl	mg pr. GJ	< 0,20 ³⁾	< 0,21	-	< 0,22	-	-	< 0,18	< 0,45 ³⁾	-	-
V	mg pr. GJ	< 0,048	< 0,042	-	0,007	-	-	< 0,045	< 0,33	-	-
Zn	mg pr. GJ	2,9	4,0	-	58	-	-	0,058	2,3	0,41	2,3
PCDD/-F	ng pr. GJ	< 0,57	< 0,96 ¹⁾	-	< 0,99	-	-	< 1,7 ¹⁾	< 5,0	< 19	< 14
PBDD/-F	ng pr. GJ	-	< 5,0 ¹⁾	-	-	-	-	< 7,2 ¹⁾	< 6,3 ¹⁾	-	-
PAH (BaP)	µg pr. GJ	< 13	< 4,2	-	< 33	-	-	< 4,9	< 2	< 125	< 13
ΣPAH	µg pr. GJ	< 1025	< 606	-	< 8988	-	-	< 181	< 37	< 5946	< 664
Naphthalen	µg pr. GJ	2452	4577	-	17642	-	-	8492	< 129 ³⁾	12088	2314
HCB	µg pr. GJ	-	0,19	-	< 0,22	-	-	0,80	< 4,3	< 0,11	-
PCB	ng pr. GJ	-	< 0,19 ¹⁾	-	< 0,13 ¹⁾	-	-	< 0,24 ¹⁾	< 0,32	-	-
Formaldehyd	g pr. GJ	14,1	8,7	-	1,3	-	< 0,002	1,5	-	-	-
HCl	g pr. GJ	-	-	-	-	-	-	-	< 1,14	56	-
HF	g pr. GJ	-	-	-	-	-	-	-	< 0,14	-	-

1. Målingerne var under detektionsgrænsen for alle kongenerne.
2. Baseret på en enkelt måling der var under detektionsgrænsen.
3. Alle målinger under detektionsgrænsen.
4. Baseret på en fordelingsnøgle for UHC.
5. Kun en enkelt af i alt 7 målinger er over detektionsgrænsen.
6. To ud af tre målinger under detektionsgrænsen.
7. Der er foretaget to målinger der begge var under detektionsgrænsen. Der er set bort fra den estimerede emissionsfaktor og i stedet anvendes emissionsfaktoren 0,01 mg pr. GJ (EEA, 2009).
8. Forhøjet emission under start og stop er indregnet.
9. Baseret på data fra 2003-2006.
10. Der er set bort fra projektets måleresultater og i stedet anvendes emissionsfaktorer for NMVOC fra EEA (2009). UHC emissionsfaktoren er beregnet på basis af NMVOC og CH₄ emissionsfaktorerne.

Generelt er emissionsfaktorerne for affaldsforbrænding væsentligt lavere end de emissionsfaktorer, der tidligere er fastlagt for år 2000. Den store reduktion af emissionerne er et resultat af nye emissionsgrænseværdier i affaldsbekendtgørelsen, Bekendtgørelse 162 (MST, 2003), der har medført ombygning af røggasrensingsanlæggene på de fleste affaldsforbrændingsanlæg. Emissionsfaktoren for partikler (TSP) er 86 % lavere end i år 2000, mens reduktionen for tungmetallerne er på 38 % til 96 %. For dioxin (PCDD/-F) er emissionsfaktoren 97 % lavere, og det hænger

sammen med, at alle affaldsforbrændingsanlæg nu, pga. grænseværdierne i Bekendtgørelse 162, er blevet forsynet med dioxinrensning. NO_x-emissionsfaktoren er 17 % lavere end i år 2000. Emissionsfaktorerne for SO₂, HCl og HF er ligeledes reduceret væsentligt siden år 2000.

For halm- og træfyrede anlæg er der ikke nye emissionsgrænseværdier, og der har ikke været større anlægsændringer siden år 2000. De relativt få anlæg og målinger gør, at det ikke med sikkerhed kan konkluderes, at der har været en udvikling i retning af højere eller lavere emissioner. Ældre emissionsdata er blevet inddraget i datagrundlaget. Der har vist sig at være store variationer i emissionsniveauet for det enkelte anlæg.

Emissionsfaktorerne for naturgasdrevne motorer er reduceret siden år 2000 som et resultat af de tekniske ændringer af motorerne, som de nye emissionsgrænseværdier i Bekendtgørelse 621 (MST, 2005) har nødvendiggjort. De nye emissionsgrænseværdier var for de fleste motorer gældende fra oktober 2006. NO_x-emissionsfaktoren er således faldet med 20 % og CO-emissionsfaktoren er faldet med 68 % siden år 2000. Det store fald i CO-emissionsfaktoren skyldes, at alle motorerne er nu forsynet med oxidationskatalysator. UHC-emissionen er ligeledes faldet siden år 2000. CH₄-emissionsfaktoren er faldet 10 %, mens emissionsfaktoren for NMVOC er faldet 24 %.

Brændselsforbruget for biogasdrevne motorer er steget med 32 % siden år 2000, og det er især forbruget på større motorer der er steget. Dette kan være en del af grunden til de ændringer, der har været i emissionsfaktorerne for biogasdrevne motorer. Biogasdrevne motorer > 1 MW er omfattet af Bekendtgørelse 621 (MST, 2005), men de nye grænseværdier er først gældende fra år 2013. Emissionsfaktoren for NO_x er faldet 63 % siden år 2000, mens emissionsfaktoren for UHC er steget 31 %. CO-emissionsfaktoren er 14 % højere end i år 2000.

NO_x-emissionsfaktoren for naturgasdrevne turbiner er faldet 62 % siden år 2000. Dette er igen et resultat af Bekendtgørelse 621 (MST, 2005) der har betydet, at stort set alle gasturbinerne er blevet forsynet med low-NO_x-brændere.

Der er blevet fastlagt emissionsfaktorer for oliedrevne anlæg og for motorer, der anvender forgasningsgas baseret på træ. For oliedrevne motorer er specielt emissionsfaktoren for NO_x bemærkelsesværdig, idet den er langt højere end for alle de øvrige anlægstyper. Emissionsfaktoren for CO fra motorer der anvender forgasningsgas er meget højere end fra de øvrige gasmotorer, mens UHC-emissionen er meget lavere. Dette stemmer overens med forgasningsgassens sammensætning, idet der er et stort indhold af CO og et lavt indhold af kulbrinter.

Måleprogrammet for projektmålingerne omfattede screening for en række emissionskomponenter. Alle målinger for bromerede dioxiner og furaner (PBDD/-F) var under detektionsgrænsen for alle kongenerne. Detektionsgrænsen for PBDD/-F viste sig at være højere end detektionsgrænsen for PCDD/-F. En sammenligning af emissionsbidraget fra henholdsvis PBDD/-F og PCDD/-F er på denne baggrund vanskelig, og det kan ikke på baggrund af datasættet afvises, at emissionen af PBDD/-F overstiger emissionen af PCDD/-F. For PCDD/-F er der detekteret enkelte kongener for gasoliedrevne motorer og naturgasmotorer, hvor-

imod alle kongenere var under detektionsgrænsen for forgasningsgasdrevne motorer og biogasdrevne motorer. Endvidere er der måledata over detektionsgrænsen for affald, halm og træ.

PCB-målingerne fra gasoliedrevne motorer, biogasdrevne motorer og forgasningsgasdrevne motorer var alle under detektionsgrænsen for alle kongenere. For affaldsforbrænding var kun en enkelt prøve under detektionsgrænsen for alle kongenere, mens flere PCB'er kunne detekteres i de øvrige målinger. PCB-emissionsfaktorerne er langt under de emissionsfaktorer som tidligere studier har angivet (Thomsen et al., 2009).

HCB-emissionen er som ventet størst fra affaldsforbrænding. Selvom HCB-emissionen er betydeligt lavere end hidtil estimeret, er affaldsforbrænding blandt de største kilder til HCB-emission i Danmark.

Der er foretaget vurdering af usikkerhed for emissionsfaktorerne i projektets delrapport 3 (Boje et al., 2010b) og delrapport 4 (Jørgensen et al., 2010b).

Der er udarbejdet en samlet emissionsopgørelse for decentral kraftvarme år 2006. Denne viser, at naturgasdrevne motorer var langt den største kilde til emission af CH₄, NMVOC og aldehyder. Gasmotorerne var endvidere den største emissionskilde for CO (49 %) og NO_x (41 %) samt lidt uventet også for Zn (34 %). Affaldsforbrændingsanlæg var den største kilde til emission af de fleste metaller, HF, PCDD/-F, HCB og PCB. Endvidere var der et højt emissionsbidrag for NO_x (37 %) og SO₂ (23 %). Halmfyrede værker var den største emissionskilde for HCl. Træfyrede værker var den største kilde til partikelemission (TSP). Både træ- og halmfyrede værker var desuden væsentlige kilder til emissionen af PCDD/-F. Fueloliefyrede dampturbiner var den største kilde til SO₂-emission og til emissionen af flere metaller. Biogasdrevne motorer var i 2006 en væsentlig kilde til CO-emission (29 %), men ellers var emissionsandelen fra biogasdrevne motorer begrænset. Emissionsbidragene fra naturgasdrevne turbiner samt anlæg der anvender gasolie eller forgasningsgas var lave.

Emissionen af NO_x fra decentral kraftvarme udgjorde i 2006 5 % af den samlede danske emission. SO₂ udgjorde ligeledes 5 % af den nationale emission. CH₄-emissionen udgjorde 6 % af den nationale emission, mens emissionen af flere metaller lå over 10 %. Emissionsbidraget af HCB var i 2006 helt oppe på 30 %, men her skal det bemærkes, at ikke alle emissionskilder er inkluderet i de nationale opgørelser. Emissionsandelen for dioxin var helt nede på 1 %, hvilket er et betydeligt fald siden 1995 hvor andelen var på ca. 35 %.

Sammenholdes emissionen fra decentral kraftvarme med øvrige elproducerende anlæg fremgår det, at CH₄- og NMVOC-emissionen fra de centrale værker er relativt høj. Derudover er de decentrale værker en væsentlig emissionskilde for NO_x, CO, metaller, PCDD/-F og HCB.

Summary

A revised set of emission factors for decentralized combined heat and power (CHP) plants <25MWe has been estimated. The emission factors valid for 2006/2007 have been estimated for the plant technologies: Municipal solid waste (MSW) incineration plants, plants combusting straw or wood, natural gas fuelled reciprocating engines, biogas fuelled engines, natural gas fuelled gas turbines, gasoil fuelled reciprocating engines, gasoil fuelled gas turbines, steam turbines combusting residual oil and reciprocating engines combusting biomass producer gas based on wood.

The emission factors have been estimated based on emission measurements performed as part of the project as well as emission measurements that have been collected by FORCE Technology (FORCE) and Danish Gas Technology Centre (DGC). Further the estimates have been based on plant specific fuel consumption data collected annually by the Danish Energy Agency (DEA).

An extract of the revised 2006/2007 emission factors is shown in Table 1.

Table 1 Extract of the revised 2006 (2007 for natural gas fuelled plants) emission factors for Danish decentralised CHP plants < 25MW_e.

	Unit	Natural gas fuelled engines	Biogas fuelled engines	Natural gas fuelled gas turbines	Gasoil fuelled engines	Gasoil fuelled gas turbines	Fuel oil, steam turbines	Biomass producer gas, engines	MSW incineration	Straw	Wood
SO ₂	g pr. GJ	-	-	-	-	-	-	-	< 8.3	49	< 1.9
NO _x	g pr. GJ	135 ⁹⁾	202	48	942	83	136	173	102	125	81
UHC (C)	g pr. GJ	435 ⁹⁾	333	2.5 ⁹⁾	(46) ¹⁰⁾	-	(1.6) ¹⁰⁾	12	< 0.68	< 0.94 ⁵⁾	< 6.1 ⁶⁾
NMVOG	g pr. GJ	92 ⁴⁾ 8)	10 ⁴⁾	1.6 ⁴⁾	(37) ¹⁰⁾	-	(0.8) ¹⁰⁾	2.3 ⁴⁾	< 0.56 ⁴⁾	< 0.78 ⁴⁾	< 5.1 ⁴⁾
CH ₄	g pr. GJ	481 ⁴⁾ 8)	434 ⁴⁾	1.7 ⁴⁾	24	-	< 1.3	13 ⁴⁾	< 0.34 ⁴⁾	< 0.47 ⁴⁾	< 3.1 ⁴⁾
CO	g pr. GJ	58 ⁹⁾	310	4.8	130	2.6	2.8	586	< 3.9	67	90
N ₂ O	g pr. GJ	0.58	1.6	1.0	2.1	-	5.0	2.7	1.2	1.1	0.83
NH ₃	g pr. GJ	-	-	-	-	-	-	-	< 0.29	-	-
TSP	g pr. GJ	-	-	-	-	-	9.5	-	< 0.29	< 2.3	10
As	mg pr. GJ	< 0.045	< 0.042	-	< 0.055	-	-	0.116	< 0.59	-	-
Cd	mg pr. GJ	< 0.003	0.002	-	< 0.011	-	-	< 0.009	< 0.44	< 0.32 ³⁾	0.27
Co	mg pr. GJ	< 0.20	< 0.21	-	< 0.28	-	-	< 0.22	< 0.56	-	-
Cr	mg pr. GJ	0.048	0.18	-	0.20	-	-	0.029	< 1.6	-	-
Cu	mg pr. GJ	0.015	0.31	-	0.30	-	-	< 0.045	< 1.3	-	-
Hg	mg pr. GJ	< 0.098 ³⁾	< 0.12	-	< 0.11	-	-	0.54	< 1.8	< 0.31 ³⁾	< 0.40 ³⁾
Mn	mg pr. GJ	< 0.046	0.19	-	0.009	-	-	0.008	< 2.1	-	-
Ni	mg pr. GJ	0.045	0.23	-	0.013	-	-	0.014	< 2.1	-	-
Pb	mg pr. GJ	0.043	0.005	-	0.15	-	-	0.022	< 5.5	-	-
Sb	mg pr. GJ	< 0.049 ³⁾	0.12	-	< 0.055	-	-	< 0.045	< 1.1	-	-
Se	mg pr. GJ	(0.01) ⁷⁾	< 0.21	-	< 0.22	-	-	< 0.18	< 1.1	-	-
Tl	mg pr. GJ	< 0.20 ³⁾	< 0.21	-	< 0.22	-	-	< 0.18	< 0.45 ³⁾	-	-
V	mg pr. GJ	< 0.048	< 0.042	-	0.007	-	-	< 0.045	< 0.33	-	-
Zn	mg pr. GJ	2.9	4.0	-	58	-	-	0.058	2.3	0.41	2.3
PCDD/-F	ng pr. GJ	< 0.57	< 0.96 ¹⁾	-	< 0.99	-	-	< 1.7 ¹⁾	< 5.0	< 19	< 14
PBDD/-F	ng pr. GJ	-	< 5.0 ¹⁾	-	-	-	-	< 7.2 ¹⁾	< 6.3 ¹⁾	-	-
PAH (BaP)	µg pr. GJ	< 13	< 4.2	-	< 33	-	-	< 4.9	< 2	< 125	< 13
ΣPAH	µg pr. GJ	< 1025	< 606	-	< 8988	-	-	< 181	< 37	< 5946	< 664
Naphthalene	µg pr. GJ	2452	4577	-	17642	-	-	8492	< 129 ³⁾	12088	2314
HCB	µg pr. GJ	-	0.19	-	< 0.22	-	-	0.80	< 4.3	< 0.11	-
PCB	ng pr. GJ	-	< 0.19 ¹⁾	-	< 0.13 ¹⁾	-	-	< 0.24 ¹⁾	< 0.32	-	-
Formaldehyde	g pr. GJ	14.1	8.7	-	1.3	-	< 0.002	1.5	-	-	-
HCl	g pr. GJ	-	-	-	-	-	-	-	< 1.14	56	-
HF	g pr. GJ	-	-	-	-	-	-	-	< 0.14	-	-

1. Emission measurements were below detection limits for all congeners.

2. Based on 1 emission measurement. The emission measurement was below the detection limit.

3. All emission measurements were below the detection limit.

4. Based on disaggregation of the total unburned hydrocarbon (UHC) emission factor.

5. Only 1 out of 7 emission measurement was above the detection limit.

6. Two out of three emission measurements were below the detection limit.

7. Two emission measurements were performed, both below the detection limit. These results have been ignored and instead the lower emission factor 0.01 mg pr. GJ based on EEA (2009) have been applied.

8. The increased emission level during start up and stop of the gas engines have been included in this emission factor.

9. Based on emission measurements performed in 2003-2006.

10. The emission factor based on emission measurements performed within this project has been ignored. Instead the NMVOC emission factor refers to EEA (2009). The UHC emission factor has been estimated based on the emission factors for NMVOC and CH₄.

The emission factors for MSW incineration plants are much lower than the emission factors that were estimated for year 2000. The considerable reduction in the emission factors is a result of lower emission limit values in Danish legislation (MST, 2003) since 2006 that has led to installation of new and improved flue gas cleaning systems in most MSW incineration plants. The TSP emission factor is 86 % lower than the emission

factor in year 2000, whereas the reduction for heavy metal emission factors is 38 % to 96 %. For dioxin (PCDD/-F) the emission factor has decreased 97 % since year 2000 due to the fact that dioxin flue gas cleaning have been installed in all MSW incineration plants as a result of the new emission limit values (MST, 2003). The NO_x emission factor has decreased 17 % since year 2000. Emission factors for SO₂, HCl and HF have also decreased considerably since year 2000.

Combined heat and power (CHP) plants combusting straw and wood have not undergone major changes in technology or flue gas cleaning systems since year 2000 and the emission limit values are also unchanged. The relatively low number of plants and emission measurements result in uncertainty concerning development of the emission levels of these plant categories. Emission measurements from the years 2000-2008 have been included in the estimates.

The emission factors for natural gas fuelled reciprocating engines have been reduced since year 2000 as a result of technical improvements that have been carried out as a result of lower emission limit values in Danish legislation (MST, 2005). Most engines had to be below the lower emission limit values in October 2006 and thus the emission factors have been estimated for 2007 onwards. The NO_x emission factor has decreased 20 % and the CO emission factor has decreased 68 % since year 2000. Oxidation catalysts for CO reduction have now been installed at all natural gas fuelled engine plants. The UHC emission has also decreased since year 2000. The CH₄ emission factor has decreased 10 % and the NMVOC 24 %.

The fuel consumption for biogas fuelled engines has increased 32 % since year 2000. The increase is mainly on larger engines. This is part of the reason for the changes of emission factors for biogas fuelled engines. Lower emission limit values for biogas fuelled engines > 1 MW is included in Danish legislation (MST, 2005), but the engines do not have to meet these emission limits until 2013. The emission factor for NO_x has decreased 63 % since year 2000 whereas the emission factor for UHC has increased 31 %. The CO emission factor is 14 % higher than in year 2000.

The NO_x emission factor for natural gas fuelled gas turbines has decreased 62 % since year 2000. This is a result of installation of low-NO_x burners in almost all gas turbines. This has been necessary to meet new emission limits in Danish legislation (MST 2005).

Emission factors have also been estimated for CHP plants combusting oil and biomass producer gas respectively. For gasoil fuelled engines the NO_x emission factor is remarkably high compared to other CHP plants. The CO emission factor for engines fuelled by biomass producer gas is considerably higher than for other engines whereas the UHC emission is much lower. This is in agreement with the composition of the biomass producer gas.

The emission measurements performed in this project included screening of a number of emissions that have not previously been measured from Danish CHP plants. The measurements for brominated dioxins/furans (PBDD/-F) were below the detection limits for all congeners. The detection limit for PBDD/-F was higher than the detection limit for

PCDD/-F and thus the data for PBDD/-F added limited new information. Based on the PBDD/-F emission measurements performed in this project it could not even be rejected that the PBDD/-F emission is higher than the PCDD/-F emission.

A few PCDD/-F congeners were above the detection limit for gasoil fuelled engines and natural gas fuelled engines whereas all congeners were below the detection limit for biomass producer gas fuelled engines. Further PCDD/-F emissions above the detection limit were measured for MSW incineration plants and for straw and wood fuelled CHP plants.

PCB emission measurements performed at engines fuelled by gasoil, biogas and biomass producer gas were below the detection limit for all congeners. For MSW incineration plants several PCB emission measurements were above the detection limit. The PCB emission factors are below the emission factors stated in a former study (Thomsen et al., 2009).

As expected MSW incineration plants are the main emission source for HCB. In spite of the fact that the estimated HCB emission factor for MSW incineration is much lower than the current factor MSW incineration is still among the main emission source for HCB in Denmark.

Uncertainty estimates for the emission factors have been estimated and reported in project report 3 (Boje et al., 2010b) and project report 4 (Jørgensen et al., 2010b).

Total emissions from decentralized CHP plants <25MW_e have been estimated for year 2006. This estimate shows that natural gas fuelled engines was the main emission source for CH₄, NMVOC and aldehydes. Further natural gas fuelled engines was the largest emission source for CO (49 %) and NO_x (41 %) and, unexpectedly, also for Zn (34%). MSW incineration plants were the main source of emission for most heavy metals, HF, PCDD/-F, HCB and PCB. Further the emissions of NO_x (37 %) and SO₂ (23 %) were also considerable. Straw fired CHP plants was the main emission source for HCl. Wood fired CHP plants was the main emission source for particulates (TSP). Both wood and straw fired CHP plants were considerable emission sources for PCDD/-F. Steam turbines fuelled by residual oil was the main emission source for SO₂ and several heavy metals. Biogas fuelled engines was a considerable emission source for CO (29 %) whereas emissions of all other pollutants were low. Emissions from natural gas fuelled gas turbines and from engines fuelled by gasoil or biomass producer gas were all relatively low.

The emission of NO_x from decentralized CHP plants <25MW_e added up to 5 % of the total Danish emission. SO₂ emissions also added up to 5 % of the national emission. The CH₄ emission added up to 6 % of the national emission whereas the emission of several heavy metals was above 10 %. The HCB emission added up to 30 % of the national emission, but it has to be taken into account that all HCB emission sources have not yet been included in the national inventory. The emission of dioxin (PCDD/-F) added up to only 1 % of the national emission whereas the emission share was approximately 35 % in 1995.

The emissions from decentralised CHP plants have been compared to the emission from Danish public electricity and heat production. The decen-

tralized CHP plants are a major emission source for CH₄ and NMVOC. Further the decentralized CHP plants are large emission sources for NO_x, CO, heavy metals, PCDD/-F and HCB.

1 Baggrund

I forbindelse med Eltra PSO-projektet 3141 *Kortlægning af emissioner fra decentrale kraftvarmeværker* blev der i 2003 fastlagt emissionsfaktorer¹ for danske decentrale kraftvarmeværker <25 MW_e. Den udvikling der har været på de decentrale kraftvarmeværker siden da, gør, at der har været behov for en opdatering af emissionsfaktorerne. For flere anlægstyper er nye emissionsgrænseværdier trådt i kraft siden år 2000.

Foruden en opdatering af emissionsfaktorerne har der været behov for at supplere med emissionsfaktorer for olie og forgasningsgas der ikke var inkluderet i det tidligere projekt.

Emissionsfaktorerne anvendes af Energinet.dk ved udarbejdelse af den årlige miljørapport. Heri indgår bl.a. en miljødeklaration for el samt en opgørelse af samlet emission fra elproduktionen i Danmark. I 2008 var 20 % af elproduktionen i Danmark baseret på decentrale kraftvarmeværker (Energinet.dk 2009), og det er derfor væsentligt for Energinet.dk at have pålidelige veldokumenterede emissionsfaktorer for disse værker.

DMU anvender emissionsfaktorerne til de nationale emissionsopgørelser som årligt rapporteres til konventionen om langtransporteret, grænseoverskridende luftforurening (CLRTAP) og til Klimakonventionen (UNFCCC).

¹ Emissionsfaktorer gældende for år 2000.

2 Datagrundlag

Datagrundlaget for de udarbejdede emissionsfaktorer er Energistyrelsens energiproducenttælling for 2006, emissionsmålinger foretaget i 2003-2009 samt forskellige anlægsdatabaser. Emissionsmålingerne omfatter såvel projektmålinger som eksisterende målinger, der er indsamlet i forbindelse med projektet.

2.1 Energistatistik

Energistyrelsen opdaterer årligt en energiproducenttælling, som omfatter anlæg der producerer el og/eller fjernvarme. Energistyrelsen har stillet et udtræk fra energiproducenttællingen til rådighed for projektet. Energiproducenttællingen indeholder bl.a. oplysninger om de enkelte produktionsenheders² brændselsforbrug, el- og varmeproduktion, elkapacitet og anlægstype.

Udgangspunktet for udarbejdelsen af emissionsfaktorer har været energiproducenttællingen for år 2006 (ENS, 2007). Her er elproducerende værker med en elkapacitet under 25 MW_e valgt ud, forudsat at de har anvendt mindst et af brændslerne naturgas, biogas, olie, affald, halm eller træ, herunder forgasningsgas baseret på træ. Der findes enkelte decentrale værker/industrielle elproducerende værker der er kulfyrede, og som har en elkapacitet på under 25 MW_e, men der er ikke udarbejdet emissionsfaktorer for disse.

I energiproducenttællingen skelnes der mellem henholdsvis træpiller, skovflis og træ- og biomasseaffald. Disse brændsler ses her under et. Det skyldes primært det begrænsede antal biomassefyrede værker.

2.2 Emissionsmålinger

Datagrundlaget omfatter såvel projektmålinger som eksisterende målinger.

En oversigt der viser antallet af anlæg, der er inkluderet i datagrundlaget, er vist i kapitel 4.

2.2.1 Eksisterende målinger

De eksisterende målinger er indsamlet i starten af projektperioden. Der er i de fleste tilfælde tale om akkrediterede målinger foretaget som dokumentation overfor kontrolmyndigheden.

FORCE har indsamlet eksisterende data for affaldsfyrede og biomassefyrede værker. Foruden målinger foretaget af FORCE, omfatter datasættet målinger foretaget af AnalyTech. Datasættet er præsenteret i projektets

² Som udgangspunkt er energiproducenttællingen opdelt på de enkelte motorer, affaldslinier eller kedler. For nogle værker er flere produktionsenheder dog samlet i en post.

delrapport 1 (Boje et al., 2010a). Der er data fra i alt 15³ affaldslinier fordelt på 10 værker, to halmfyrede værker og et flisfyret værk. Datasættet stammer fra årene 2006-2009. For at opnå tilstrækkeligt datagrundlag, har DMU valgt at supplere datagrundlaget for halm og træfyrede værker med de datasæt som lå til grund for de tidligere emissionsfaktorer. Dette er nærmere omtalt i kapitel 5.4 og 5.5.

DGC har indsamlet data fra målinger de tidligere har foretaget på naturgasdrevne motorer, biogasdrevne motorer samt gasturbiner. Endvidere har de fået stillet data til rådighed fra gasmotorleverandører, som selv foretager akkrediterede målinger. Endelig har de fået stillet supplerende data til rådighed fra oliedrevne værker, og fra et værk med en motor der anvender forgasningsgas. De indsamlede emissionsdata stammer alle fra årene 2003-2008. I alt er der indsamlet 670 datasæt, hvoraf nogle dog er gentagne målinger på samme motor/turbine. Datasættet er præsenteret i projektets delrapport 2 (Jørgensen et al., 2010a).

2.2.2 Projektmålinger

Projektmålingerne er alle foretaget i 2008-2009. DGC har foretaget målinger på anlæg der anvender naturgas, biogas, olie eller forgasningsgas. AnalyTech har foretaget måling på anlæg der anvender affald, træ eller halm. Der er udarbejdet selvstændige målerapporter for hver projektmåling (Degn & Lykke, 2009; Andersen et al., 2009). Målerapporterne er anonymiseret, da det ikke har været ønsket at publicere emissionsdata med angivelse af anlægsnavn, men alene at relatere emissionerne til brændsel, anlægstype og røggasrensning.

Projektmålingerne er foretaget på værker der er dominerende for et givet brændsel, eller som er dårligt repræsenteret i det eksisterende datagrundlag.

Der er foretaget emissionsmålinger på i alt 25 anlæg:

- 3 affaldsfyrede anlæg,
- 3 biomassefyrede anlæg, henholdsvis et træfyret og to halmfyrede,
- 9 naturgasdrevne motorer,
- 3 biogasdrevne motorer, der anvender henholdsvis gyllegas, deponigas og gas fra rensningsanlæg,
- 3 naturgasdrevne gasturbiner,
- 2 gasoliedrevne motorer,
- 1 fueloliedrevet dampturbine,
- 1 gasmotor som anvender forgasningsgas baseret på træ.

Måleprogrammet er vist i detaljer i bilag 14. Nogle af målingerne omfatter specialmålinger som fx HCB, PBDD/-F og PCB.

2.2.3 Inkluderede luftforureningsstoffer og drivhusgasser

Følgende emissioner indgår i arbejdet: SO₂, NO_x, NMVOC, CH₄, CO, N₂O, NH₃, partikler (TSP), metaller (As, Cd, Co, Cr, Cu, Hg, Mn, Ni, Pb, Sb, Se, Sn, Tl, V og Zn), klorerede dioxiner/furaner (PCDD/-F)⁴, brome-

³ Blokke hvor der er foretaget måling på fælles røggasafkast er her regnet som en affaldslinje.

⁴ Inkluderer en lang række enkeltstoffer, se bilag 13.

rede dioxiner/furaner (PBDD/-F)⁴, PAH⁴, aldehyder⁴, lugt, HCl, HF, HCB og PCB⁴. Se evt. uddybning i kapitel 5.1.

De eksisterende målinger har ikke været så omfattende som projektmålingerne. Derfor er datagrundlaget for fx NO_x og TSP langt større end for andre emissioner som fx PAH. Flere af specialmålingerne - der bl.a. omfatter HCB, PCB og PBDD/-F - er primært inkluderet for at fastlægge niveauet, og dermed kunne afgøre, om der er tale om et miljømæssigt problematisk niveau.

3 Anlægstyper

For hver anlægstype er der foretaget en opdeling i forskellige undergrupper, der emissionsmæssigt kan forventes at være ensartet. Disse undergrupper er senere anvendt ved aggregeringen af samlede emissionsfaktorer for hver enkelt anlægstype. Nedenfor er anlægstyperne og de anvendte undergrupper beskrevet. Endvidere er brændselsforbrug for anlægstyperne anført.

3.1 Affaldsforbrændingsanlæg

For affaldsforbrænding skelnes der mellem forskellige typer af rensning for sure gasser, mellem forskellige partikelfiltre samt mellem anlæg med og uden NO_x-røggasrensning.

Der anvendes tre typer af røggasrensning for sure gasser:

- Våd røggasrensning,
- Semi-tør røggasrensning,
- Tør røggasrensning.

Der anvendes tre forskellige typer partikelfiltre samt kombinationer heraf:

- Elektrofilter,
- Posefilter,
- Cyklon.

Endelig skelnes der mellem anlæg med og uden NO_x-røggasrensning.

Alle affaldsforbrændingsanlæg er installeret med dioxinrensning. Denne røggasrensning reducerer ligeledes Hg-emissionen. De fleste værker anvender inddysning af aktiv kul, enkelte anlæg anvender inddysning af koks.

En komplet oversigt over røggasrensning på de danske affaldsforbrændingsanlæg i 2006 er udarbejdet i samarbejde mellem FORCE og DMU. Data refererer til Affaldsinfo.dk (2009), værkernes grønne regnskaber for 2006, værkernes hjemmesider (2009) samt henvendelse til flere værker. Oversigten er inkluderet i bilag 2.

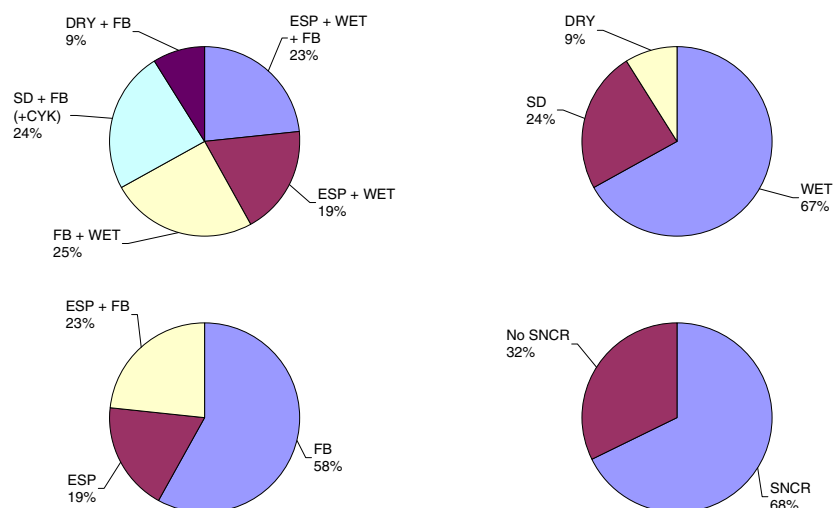
I energiproducenttællingen for 2006 (ENS, 2007) er registreret fire værker med en elkapacitet over 25 MW_e nemlig Måbjergværket, Horsens Kraftvarmeværk, Sønderborg Kraftvarmeværk og Amagerforbrænding. For alle værker gælder, at hver enkelt affaldsline ikke repræsenterer en kapacitet på over 25 MW_e, og værkerne er derfor inkluderet i datagrundlaget.

I alt blev der i 2006 anvendt 33700 TJ affald til kraftvarmeproduktion. Brændselsforbrugets fordeling på de forskellige typer af røggasrensning er vist i figur 1.

Hovedparten (67 %) af affaldet blev i 2006 forbrændt på anlæg med våd røggasrensning. Andelen af affald forbrændt på anlæg med semi-tør og tør røggasrensning er dog begge betydelige med henholdsvis 24 % og 9 % af forbruget.

Over halvdelen af affaldet blev i 2006 forbrændt på værker der til partikelrensning alene anvendte posefilter. Den resterende del af affaldet blev forbrændt på værker der alene var udstyret med elektrofilter, eller som var forsynet med både elektrofilter og posefilter, se figur 1.

Der var i 2006 NO_x-rensning (SNCR) på værker, der repræsenterede 68 % af affaldsforbruget.



ESP: (electrostatic precipitator) elektrofilter. WET: (wet) våd.
 FB: (filter bag) posefilter. SD: (semi-dry) semi-tør.
 CYK: (cyclone) cyklon. DRY: (dry) tør.

Figur 1 Affaldsforbrug fordelt på type af røggasrensning, 2006

3.2 Halm

I 2006 var der 12 helt eller delvist halmfyrede kraftvarmeværker i drift i Danmark.

Følgende værker indgår ikke i datagrundlaget, da elkapaciteten er over 25 MW_e: Studstrupværket 3 og 4, Avedøreværket 2, Enstedværket B3 og Amagerværket. Måbjergværket er inkluderet, da biokedlen ikke har en kapacitet på over 25 MW_e.

Thisted indregnes under affaldsfyrede værker, idet forbruget af affald er langt højere end af halm. Grenå er ikke inkluderet i datagrundlaget, da der er tale om en fælles cirkulerende fluid bed kedel for kul og halm, der emissionsmæssigt afviger meget fra de øvrige anlæg. Endvidere er det ikke muligt at opdele emissionerne mellem de to brændsler.

De seks halmfyrede værker, som indgår i datagrundlaget, er vist i tabel 2. Fem af værkerne er forsynet med posefilter, det sidste med elektrofilter. Da der er så få halmfyrede anlæg, er der ikke foretaget opdeling på

grupper ved bestemmelse af emissionsfaktorer. De seks værker anvendte 2600 TJ halm i 2006.

Tabel 2 Anlægsoversigt, halmfyrede værker.

Værknavn	Anlægsnavn	MW _e	Brændsel	Halm Røggas- andel rensning
Maribo-Sakskøbing Kraftvarmeværk	MSKV 81	11,3	Halm	100 % FB
Rudkøbing Kraftvarmeværk	QRU Rudkøbing KV	2,3	Halm	100 % FB
Haslev Kraftvarmeværk	HAV	5	Halm	100 % FB
Slagelse Kraftvarmeværk	SLV	12 ¹⁾	Halm	100 % ESP
Masnedøværket	MAV12	9	Halm (og træ)	94 % FB
Måbjergværket A/S	MBV	28 ²⁾	Halm og træ	52 % ³⁾ FB

1) Inkluderer produktion på basis af damp på et nærliggende affaldsforbrændingsanlæg.

2) Inkluderer kapacitet af affaldsforbrændingsanlæg.

3) For biomassekedlen.

3.3 Træ

Der var i 2006 15⁵ helt eller delvist træfyrede kraftvarmeværker i drift i Danmark.

Følgende værker indgår ikke i datagrundlaget, da elkapaciteten er over 25 MW_e: Avedøreværket 2, Enstedværket B3, Amagerværket, Herningværket, Østkraft og Energi Randers. Måbjergværket er inkluderet da biokedlen ikke har en kapacitet på over 25 MW_e.

Grenå er ikke inkluderet i datagrundlaget, da der er tale om en fælles cirkulerende fluid bed kedel for kul, halm og anden biomasse. Værket afviger derfor emissionsmæssigt meget fra de øvrige anlæg. Endvidere er det ikke muligt at opdele emissionerne mellem brændslerne.

De syv træfyrede værker som indgår i datagrundlaget, er vist i tabel 3. Disse værker anvendte 3500 TJ træ⁶ i 2006. Værkerne er forsynet med posefilter, elektrofilter eller røggasvask. Over 80 % af forbruget skete på anlæg med elektrofilter. Da der er så få træfyrede anlæg, er der ikke foretaget opdeling på grupper ved bestemmelse af emissionsfaktorer.

Tabel 3 Anlægsoversigt, træfyrede værker.

Værknavn	Anlægsnavn	MW _e	Brændsel	Træ andel	Røggas- rensning
Assens fjernvarme Amba	Blok II	4,68	Træ	100 %	ESP
Hjordkær Fjernvarmeværk	Kraftvarmeanlæg	0,6	Træ	100 %	Scrubber
Masnedøværket	MAV12	9	Halm, træ og gasolie	6 %	FB
Måbjergværket A/S	MBV	28 ¹⁾	Halm og træ	48 % ³⁾	FB
Novopan Træindustri A/S	Kraft V	5	Træ	100 %	ESP
Køge Kraftvarmeværk	KKV7 +KKV8	26	Træ og fuelolie	98 %	ESP
Dalum Papir A/S	Kedel 3+4 og Turbine 1+2	11 ²⁾	Naturgas, træ og gasolie	1 %	

1) Inkluderer to affaldslinier.

2) Inkluderer naturgaskedel.

3) For biomassekedlen.

⁵ Samt en enkelt gasmotor der anvender forgasningsgas fra træ.

⁶ Skovflis, træ- og biomasseaffald samt træpiller.

3.4 Naturgasdrevne motorer

For naturgasdrevne motorer skelnes der mellem forskellige motorfabrikater og typer. Opdelingen er vist i tabel 4 sammen med fordelingen af gasforbruget på de enkelte motortyper. Det samlede gasforbrug var i 2006 28000 TJ.

Motorerne er alle forsynet med oxidationskatalysatorer til reduktion af CO-emissionen. I 2006 var 60-65 % af naturgasforbruget på forkammermotorer. Gruppen "Øvrige" omfatter primært mindre motorer, herunder motorer på under 120 kW_e som ikke er omfattet af emissionsgrænseværdierne for gasmotorer i Bekendtgørelse 621 (MST 2005).

Tabel 4 Anlægsoversigt, naturgasdrevne motorer 2006 (DGC 2009).

Fabrikat	Type	Åbenkammer eller forkammer motor	Naturgasforbrug, 2006
Caterpillar	3500	Åbenkammer	14 %
Caterpillar	3600	Forkammer	10 %
Caterpillar	GM34	Forkammer	2 %
Deutz	604/620	Åbenkammer	3 %
Jenbacher	300	Åbenkammer	15 %
Jenbacher	400	Åbenkammer	2 %
Jenbacher	600	Forkammer	8 %
MAN	Rollo	Åbenkammer	2 %
Niigata	Alle	Forkammer	0,1 %
Rolls-Royce	K	Forkammer	23 %
Rolls-Royce	B	Forkammer	1,3 %
Wärtsilä	25SG	Forkammer	5 %
Wärtsilä	34SG	Forkammer	8 %
Wärtsilä	Øvrige	Forkammer	5 %
Waukesha	Alle	Åbenkammer/ Forkammer/	0,9 %
Cummins	Alle	Åbenkammer	0,2 %
Øvrige	-	-	3 %

3.5 Biogasdrevne motorer

For biogasdrevne motorer skelnes der mellem forskellige motorfabrikater og typer. Opdelingen er vist i tabel 5 sammen med fordelingen af gasforbrug på de enkelte motortyper. Det samlede gasforbrug var i 2006 3100 TJ.

På grund af et begrænset antal emissionsmålinger er flere motorgrupper slået sammen i beregningerne. Denne gruppering er vist i tabel 6.

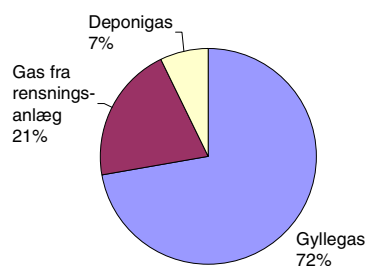
Motorerne har anvendt tre forskellige typer biogas: gyllebaseret biogas, biogas fra rensningsanlæg og deponigas. Fordelingen mellem de tre gastyper er vist i figur 2 og som det fremgår, er hovedparten gyllebaseret biogas.

Tabel 5 Anlægsoversigt, biogasdrevne motorer 2006 (DGC 2009).

Fabrikat	Type	Biogas forbrug
		2006
Caterpillar	3500	7 %
Caterpillar	3400	0,1 %
Jenbacher	300	32 %
Jenbacher	400	6 %
Jenbacher	200	10 %
Jenbacher	150	0,3 %
Deutz/MWM	616	3 %
Deutz/MWM	232	3 %
Deutz/MWM	234	1,1 %
Deutz/MWM	4408	1,0 %
Deutz/MWM	2016	0,6 %
Deutz/MWM	Øvrige	3 %
Deutz/MWM	469	0,8 %
Rolls-Royce	K	10 %
Waukesha		0,7 %
MAN	2842	10 %
Totem		0,4 %
Valmet		0,2 %
Peugeot		0,01 %
Fiat		0,2 %
MTU		1,1 %
Ikke kendt		8 %

Tabel 6 Anlægsoversigt til emissionsfaktorberegninger, biogasdrevne motorer 2006 (DGC, 2009).

Fabrikat	Biogas forbrug 2006
Jenbacher	49 %
Deutz/MWM	13 %
Rolls-Royce	10 %
MAN 2842	10 %
Øvrige	18 %



Figur 2 Biogasforbrug fordelt på gastype. Baseret på DGC (2009).

3.6 Naturgasdrevne turbiner

En stor del af de naturgasdrevne gasturbiner installeret i Danmark er større end 25 MW_e og således ikke inkluderet i denne opgørelse.

For naturgasdrevne turbiner er der skelnet mellem forskellige fabrikater og typer. Opdelingen er vist i tabel 7 sammen med fordelingen af gasforbruget for de enkelte gasturbinetyper. Det samlede gasforbrug var

6900 TJ i 2006. 7 % af forbruget sker på combined cycle-anlæg (DGC 2009).

Næsten alle gasturbinerne er forsynet med low-NO_x-brændere. Et enkelt anlæg har SCR-anlæg til NO_x-rensning.

Tabel 7 Anlægsoversigt, naturgasdrevne turbiner 2006 (DGC 2009).

Fabrikat	Type	Gasforbrug
Allison	Alle	2 %
Alstom/ABB	Alle	11 %
EGT	Typhoon	53 %
EGT	Tornado	25 %
Solar Mars ¹⁾	Mars	3 %
Solar Centaur ¹⁾	Centaur	5 %
Turbec	T100	0,01 %
Ikke kendt	-	0,2 %

1) Ved beregning af emissionsfaktorer er Solar Mars og Solar Centaur slået sammen.

3.7 Olie

3.7.1 Gasolie

Kraftvarmeværker <25 MW_e, der anvender gasolie som brændsel, kan opdeles i flg. kategorier:

- Forbrændingsmotorer, der alene anvender gasolie (ca. 28 TJ, heraf ca. 7 TJ på ikke centrale værker).
- Forbrændingsmotorer af dual-fuel-typen (ca. 36 TJ, heraf ca. 23 TJ på ikke centrale værker).
- Gasturbiner (ca. 30 TJ, heraf 6 TJ på ikke centrale værker).
- Kedler og damp turbineanlæg hvor olie udgør en meget lille andel af brændselsforbruget. Samlet set er forbruget herfra større end for de øvrige grupper.

Samlet udgjorde gasolieforbruget på kraftvarmeværker < 25 MW_e ca. 163 TJ heraf ca. 106 TJ på ikke centrale værker.

3.7.2 Fuelolie

Forbruget af fuelolie på kraftvarmeværker <25MW_e udgjorde i 2006 ca. 2310 TJ, heraf ca. 25 TJ på centrale værker. Hovedparten af forbruget af fuelolie skete i større industrielle damp turbineanlæg. Forbruget på Daniscos sukkerfabrikker og AarhusKarlshamn udgjorde således over 90 % af forbruget i 2006.

3.8 Forgasningsgas

Der er et ganske lavt forbrug af forgasningsgas i gasmotorbaseret kraftvarme. I 2006 var der kun to anlæg i drift, nemlig BioSynergi Castor anlægget og Harboøre Varmeværk. Det samlede brændselsforbrug i 2006 var iht. energiproducenttællingen 88 TJ træ. Motorernes forbrug af forgasningsgas var 66 TJ.

Der er flere anlæg i drift på nuværende tidspunkt end i 2006, og der forventes således et højere forbrug af forgasningsgas efter 2006. De nyere anlæg er omtalt i projektets delrapport 2 (Jørgensen et al., 2010a).

4 Antal målinger og dækningsgrad

I tabel 8 nedenfor er vist antal anlæg (affaldslinje, blok, turbine eller motor), hvorfra der er målinger. Gentagne målinger på samme anlæg er kun talt som en enkelt måling. Data for dækningsgrad er vedlagt i bilag 12. Ved dækningsgrad forstås den andel af brændselsforbruget som anlæg med måling repræsenterer.

For affald har i alt 93 datasæt været tilgængelige fordelt på 18 affaldslinjer⁷. En betydelig del af måleresultaterne ligger under detektionsgrænsen. Der er en dækningsgrad for de fleste metaller på 59 %, og generelt er dækningsgraden for affaldsforbrænding over 30 %. For specialmålingerne (HCB, PCB og PBDD/-F) er dækningsgraden dog noget lavere.

For halm var der som udgangspunkt seks datasæt til rådighed, heraf to projektmålinger. Disse målinger var fordelt på tre af de i alt seks halmfyrede værker. For at styrke datagrundlaget har det været nødvendigt at inddrage de data, der ligger til grund for fastlæggelsen af de nuværende emissionsfaktorer (se kapitel 5.4). Disse omfatter måledata fra alle seks anlæg. Ved inddragelse af emissionsmålinger fra det tidligere projekt er der for halm i alt 16 datasæt til rådighed fordelt på seks anlæg. Dækningsgraden for halm kom dermed op på 100 % for CO og 35 - 85 % for de øvrige inkluderede forureningskomponenter.

For træ var der som udgangspunkt to datasæt til rådighed, men ligesom for halm er målingerne, som ligger til grund for de hidtil anvendte emissionsfaktorer, blevet inddraget, se kapitel 5.5. Ved inddragelse af emissionsmålinger fra det tidligere projekt er der for træ i alt seks datasæt til rådighed fordelt på to anlæg. Dækningsgraden for træ kom dermed op på 31 - 42 %.

For gasmotorer var der data fra 157 motorer⁸. Der er dermed en dækningsgrad for NO_x, UHC og CO på 38 %, mens dækningsgraden for flere af de øvrige forureningskomponenter, som kun er målt ved projektmålingerne, er nede på 4 %.

For biogasdrevne motorer er der datasæt fra 10 motorer. Specialmålingerne er kun foretaget på et enkelt værk. Dækningsgraden for NO_x, UHC og CO er 8 %, mens den for de fleste andre forureningskomponenter er på 3 %.

For naturgasdrevne turbiner var der datasæt fra syv turbiner⁹. Dækningsgraden for NO_x og CO er 31 %, men for de øvrige forureningskomponenter er den lavere.

Der var datasæt fra 17 gasoliedrevne motorer. For NO_x og CO er dækningsgraden 73 %, og for øvrige forureningskomponenter er dækningsgraden ikke under 27 %.

⁷ En enkelt måling er fælles for flere affaldslinjer. Denne er indregnet som en enkelt affaldslinje.

⁸ For årene 2007-2009. Dertil kommer data fra 368 motorer for årene 2003-2006.

⁹ For årene 2007-2009. Dertil kommer data fra 22 turbiner for årene 2003-2006.

Der var data fra en enkelt gasoliedrevet turbine og fra to fueloliedrevne dampturbiner. Endelig var der data fra begge de to motorer som anvender forgasningsgas.

Tabel 8 Antal anlæg (motor, turbine eller blok) med målinger.

	Naturgasmotorer ¹⁾	Biogasmotorer	Naturgasdrevne turbiner ¹⁾	Gasoliedrevne motorer	Gasoliedrevne turbiner	Fuelolie, damp-turbine	Forgasningsgasmotorer	Affaldsforbrændingsanlæg	Halm ²⁾	Træ ²⁾
SO ₂	-	-	-	-	-	-	-	7	5	2
NO _x	157	10	7	17	1	2	2	8	5	2
UHC (C)	157	10	5	12	-	1	2	9	4	2
NMVOC	157	10	5	-	-	-	2	9	4	2
CH ₄	157	10	5	12	-	1	2	9	4	2
CO	157	10	7	17	1	2	2	11	6	2
N ₂ O	10	-	3	2	-	1	1	3	3	1
NH ₃	-	-	-	-	-	-	-	13	-	-
TSP	-	-	-	-	-	1	-	12	5	2
As	2	1	-	1	-	-	1	18	-	-
Cd	2	1	-	1	-	-	1	18	4	2
Co	2	1	-	1	-	-	1	18	-	-
Cr	2	1	-	1	-	-	1	18	-	-
Cu	2	1	-	1	-	-	1	18	-	-
Hg	2	1	-	1	-	-	1	18	4	2
Mn	2	1	-	1	-	-	1	18	-	-
Ni	2	1	-	1	-	-	1	18	-	-
Pb	2	1	-	1	-	-	1	18	-	-
Sb	2	1	-	1	-	-	1	18	-	-
Se	2	1	-	1	-	-	1	9	-	-
Sn	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-
Tl	2	1	-	1	-	-	1	18	-	-
V	2	1	-	1	-	-	1	18	-	-
Zn	2	1	-	1	-	-	1	9	2	1
PCDD/-F	2	1	-	1	-	-	1	18	5	2
PBDD/-F	-	1	-	-	-	-	1	2	-	-
PAH (BaP)	2	1	-	1	-	-	1	8	3	2
ΣPAH	2	1	-	1	-	-	1	8	2	2
Naphthalen	2	1	-	1	-	-	1	3	3	2
HCB	-	1	-	1	-	-	1	3	2	-
PCB	-	1	-	1	-	-	1	3	-	-
Formaldehyd	32	3	-	2	-	1	1	-	-	-
Acetaldehyd	12	3	-	2	-	1	1	-	-	-
Acrolein	11	3	-	2	-	1	1	-	-	-
Propanal	12	3	-	2	-	1	1	-	-	-
Acetone	12	3	-	2	-	1	1	-	-	-
Butanal	9	3	-	2	-	1	1	-	-	-
Pentanal	6	3	-	2	-	1	1	-	-	-
Hexanal	7	3	-	2	-	1	1	-	-	-
Benzaldehyd	8	3	-	2	-	1	1	-	-	-
Lugt	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Elvirkningsgrad	144	-	4	-	-	-	-	-	-	-
HCl	-	-	-	-	-	-	-	8	5	-
HF	-	-	-	-	-	-	-	15	-	-

1) For årene 2006-2009. Dertil kommer måledata fra årene 2003-2006.

2) Inkl. data fra Eltra PSO 3141 (Nielsen & Illerup 2003).

5 Emissionsfaktorer

5.1 Metode

Emissionsfaktorer for kraftvarmeværker <25 MW_e er beregnet på baggrund af såvel projektmålinger som indsamlede eksisterende målinger.

Der er udarbejdet emissionsfaktorer for følgende anlægstyper:

- Affaldsforbrændingsanlæg
- Halmfyrede værker
- Træfyrede værker
- Naturgasdrevne motorer
- Biogasdrevne motorer
- Naturgasdrevne gasturbiner
- Gasoliedrevne motorer
- Gasoliedrevne gasturbiner
- Fueloliedrevne damp-turbiner
- Forgasningsgasdrevne motorer

For hver af ovenstående anlægstyper er der udarbejdet emissionsfaktorer for undergrupper af anlægstypen. Der er udarbejdet emissionsfaktorer som funktion af anlægstype for følgende stoffer, henholdsvis stofgrupper:

- SO₂
- NO_x
- NMVOC (evt. som UHC dvs. summen af NMVOC og CH₄)
- CH₄ (evt. som UHC dvs. summen af NMVOC og CH₄)
- CO
- N₂O
- TSP (partikler, Total Suspended Particulates)
- Metaller (As, Cd, Co, Cr, Cu, Hg, Mn, Ni, Pb, Sb, Se, Sn, Tl, V og Zn)
- Klorerede dioxiner og furaner (PCDD/-F)
- Bromerede dioxiner og furaner (PBDD/-F)
- Polycykliske aromatiske hydrocarboner (PAH). Omfatter de 15 PAH'er der er inkluderet i Luftvejledningen (MST, 2001). Den samlede PAH-emission er anført som henholdsvis benzo(a)pyren ækvivalent PAH (*BaP*) og som en simpel sum af de enkelte PAH'er Σ PAH.
- Naphthalen
- Hexachlorobenzon (HCB)
- Polychlorerede Bifenyler (PCB)
- Aldehyder (Formaldehyd, acetaldehyd, acrolein, propanal, acetone, butanal, pentanal, hexanal og benzaldehyd)
- HCl
- HF
- Lugt

Emissionsfaktorer er angivet i vægtenhed pr. GJ indfyret effekt.

Datagrundlaget for de udarbejdede emissionsfaktorer har som nævnt været såvel eksisterende målinger, som projektmålinger. Alle målinger er blevet inkluderet - også data fra dage hvor der har vist sig at være driftsforstyrrelser. Hvis en sådan unormal driftssituation har væsentlig indflydelse på den beregnede emissionsfaktor, vil det dog fremgå i af-rapporteringen. Der er ikke foretaget vurdering af betydningen af de driftsforstyrrelser som jævnligt forekommer, fx posebrud på affaldsfor-brændingsanlæg, da en sådan vurdering ligger udenfor rammerne af nærværende projekt.

Der er fastlagt emissionsfaktorer for fuldlastdrift for alle anlægstyper. For naturgasdrevne motorer er der endvidere foretaget beregning af emissionsfaktorer, hvori de forhøjede emissioner under start/stop ind-går.

På nogle anlæg har der været udført måling flere gange, og her er først beregnet en simpel middelværdi for det enkelte anlæg.

$$EMF_u = \frac{\sum_{i=1}^n EMF_i}{n} \quad (1)$$

hvor

EMF_u er emissionsfaktoren for det aktuelle anlæg i mg/Nm^3 ved en given iltprocent

EMF_i er emissionsfaktoren for det aktuelle anlæg på datoen i. Emissionsfaktoren er angivet i mg/Nm^3 ved samme iltprocent som EMF_u

n er antallet af målinger på det aktuelle værk

Emissionsfaktorerne på anlægsniveau er omregnet til g pr. GJ, mg pr. GJ, μg pr. GJ eller ng pr. GJ. Emissionsfaktorer er omregnet fra mg pr. Nm^3 ved en given iltprocent til g pr. GJ ved nedenstående formel (2).

$$EMF_{g/GJ} = \frac{EMF_{mg/Nm^3} \cdot k_{fuel} \cdot 21}{21 - O_2} \quad (2)$$

hvor

EMF_{mg/Nm^3} er emissionsfaktoren i mg/Nm^3

O_2 er den iltprocent som emissionsfaktoren i mg/Nm^3 er anført ved

k_{fuel} er en brændselsspecifik konstant i enheden $1000 Nm^3 / GJ$

$EMF_{g/GJ}$ er emissionsfaktoren i g/GJ

Brændselskonstanten k_{fuel} er vist i tabel 9.

Tabel 9 Brændselskonstanten k_{fuel} .

Brændsel	k_{fuel} , 1000 Nm ³ / GJ	Reference
Affald	0,249	Beregning baseret på: 5500 Nm ³ røggas (11 % O ₂) / ton affald (Illerup et al. 1999) 10,5 GJ pr. ton i 2006 (ENS 2009) $k_{fuel} = (((21-11) / 21) * 5500) / (10,5 * 1000) = 0,249$
Halm	0,260	Jakobsen (2003) ¹⁰
Træ	0,272	Jakobsen (2003) ¹¹
Naturgas	0,240	Jørgensen 2009
Biogas ¹⁾	0,254	Jørgensen 2009
Gasolie	0,247	Jørgensen 2009
Fuelolie	0,255	Jørgensen 2009
Forgasningsgas	0,283	Jørgensen 2009

1) Energivægtet middelværdi for forskellige typer biogas.

For hver af de ti anlægstyper for decentral kraftvarme er der beregnet emissionsfaktorer ud fra en samlet betragtning af anlægstypen. Emissionsfaktorerne for de enkelte værker er vægtet efter brændselsforbruget iht. Energistyrelsens energiproducenttælling år 2006. Emissionsfaktorer er beregnet som:

$$EMF_{tech_a} = \frac{\sum_{u=1}^n EMF_u \cdot Q_u}{\sum_{u=1}^n Q_u} \quad (3)$$

hvor

EMF_{tech_a} er emissionsfaktoren for anlægstypen [g/GJ]

EMF_u er emissionsfaktoren for anlæg u [g/GJ]

Q_u er brændselsforbruget for anlæg u iht. Energistyrelsens energiproducenttælling år 2006. Kun det relevante brændsel inkluderes dvs. affaldsforbrug for affaldsforbrændingsanlæg, halmforbrug for halmværker osv.

n er antallet af værker hvor der er foretaget måling af den betragtede emission

Hver anlægstype for decentral kraftvarme er blevet opdelt i en række undergrupper, som forventes at have et relativt ens emissionsniveau. Disse undergrupper omfatter bl.a. motortyper, turbinefabrikater og type af røggasrensning. Emissionsfaktorer for undergrupper af anlægstyperne er beregnet som:

$$EMF_{sgr} = \frac{\sum_{u=1}^n EMF_u \cdot Q_u}{\sum_{u=1}^n Q_u} \quad (4)$$

hvor

EMF_{sgr} er emissionsfaktoren for den aktuelle undergruppe [g/GJ]

EMF_u er emissionsfaktoren [g/GJ] for værk u, der tilhører undergruppen

n er antallet af anlæg i undergruppen hvor der er foretaget måling af den betragtede emission

Q_u er brændselsforbruget iht. Energistyrelsens energiproducenttælling år 2006. Kun det relevante brændsel inkluderes.

¹⁰ Baseret på et vandindhold på 45 % der ifølge Jakobsen (2003) er typisk for træ anvendt på kraftvarmeværker.

¹¹ Baseret på et vandindhold på 15 %.

Foruden den samlede betragtning i formel (3) er de samlede emissionsfaktorer beregnet på baggrund af undergruppernes emissionsfaktorer. Denne metode er velegnet, når den opdeling af anlæggene, der er benyttet, er af relevans for en given emission. F_x er emissionsfaktoren for NO_x fra affaldsforbrændingsanlæg beregnet ud fra NO_x -emissionsfaktoren for henholdsvis anlæg med og uden NO_x -rensning. Dermed opnås, at emissionsfaktoren ikke undervurderes, hvis der er foretaget relativt mange målinger på værker med NO_x -rensning.

De endelige emissionsfaktorer er fastlagt på basis af undergruppernes emissionsfaktorer, når opdelingen er relevant for den betragtede emission. Beregning af hovedgruppernes emissionsfaktorer ud fra undergruppernes emissionsfaktorer er foretaget som følger:

$$EMF_{tech_b} = \frac{\sum_{i=1}^n EMF_{sgr_i} \cdot Q_{sgr_i}}{\sum_{i=1}^n Q_{sgr_i}} \quad (5)$$

hvor

EMF_{tech_b} er emissionsfaktoren for anlægstypen beregnet på basis af undergrupper [g/GJ]

EMF_{sgr_i} er emissionsfaktoren for undergruppe i [g pr. GJ]

n er antallet af undergrupper for hvilke emissionsfaktorer er udarbejdet

Q_{sgr_i} er undergruppen i's brændselsforbrug iht. Energistyrelsens energiproducenttælling år 2006. Kun det relevante brændsel inkluderes.

En samlet oversigt over emissionsfaktorer er vist i kapitel 5.13. Der er tale om aggregerede emissionsfaktorer for år 2006 (2007 for naturgas) der afhænger af den aktuelle anlægssammensætning. Gennemgang og diskussion af emissionsfaktorerne findes i kapitel 5.3 - 5.12.

5.2 Emissionsmåleresultater under detektionsgrænsen

Nogle målinger har alene vist, at emissionskoncentrationen er under detektionsgrænsen. Det gælder bl.a. flere tungmetal- og PAH-målinger. Det kan være problematisk at benytte disse data til udarbejdelse af emissionsfaktorer, idet en sådan måling reelt kun viser, at emissionen ligger et sted mellem 0 og detektionsgrænsen.

De emissionsfaktorer der er beregnet i projektet, er baseret på at emissionen er lig med detektionsgrænsen. Man kunne også have valgt at sætte emissionen til fx 0,5 gange detektionsgrænsen. I forbindelse med det tidligere emissionskortlægningsprojekt (Nielsen & Illerup, 2003) er detektionsgrænsen anvendt i beregningerne. Af hensyn til udarbejdelse af tidsserier for emissionsfaktorer er det hensigtsmæssigt at anvende samme praksis i dette arbejde. I DMU's udarbejdelse af nationale emissionsopgørelser er det ligeledes praksis, at emissionsdata, der er anført som mindre end en given værdi, anvendes direkte som absolut emission.

For affaldsforbrænding er der supplerende beregnet emissionsfaktorer på basis af værdien 0,5 gange detektionsgrænsen og på basis af værdien 0. Herved fremkommer et interval for emissionsfaktorerne. Denne fremgangsmåde er endvidere anvendt til beregning af emissionsfaktorerne for øvrige anlægstyper, bl.a. PBDD/-F og PCDD/-F. Dette er i den reste-

rende del af rapporten nærmere diskuteret for de emissionsfaktorer, for hvilke det er relevant.

5.3 Affaldsforbrændingsanlæg

Emissionsfaktorer for affaldsforbrændingsanlæg er vist i tabel 10.

Detaljerede data der inkluderer min., maks., standardafvigelse, antal målinger og dækningsgrad er vist i bilag 3. Her er endvidere vist emissionsfaktorer beregnet på basis af værdien 0,5 gange detektionsgrænsen og på basis af værdien 0 ved måleresultater under detektionsgrænsen. Endelig er emissionsfaktorer for år 2000 anført som sammenligningsgrundlag.

Generelt har der været en betragtelig reduktion af emissioner fra affaldsforbrænding som må tilskrives Bekendtgørelse 162 fra 2003 (MST, 2003) der har nødvendiggjort omfattende forbedringer af røggasrensningen på størstedelen af affaldsforbrændingsanlæggene. Emissionsgrænseværdierne i bekendtgørelsen var gældende fra 2006, for anlæg der var i drift før marts 2003, dvs. hovedparten af anlæggene. Grænseværdien for dioxin var dog som hovedregel gældende allerede fra 2005.

Emissionsfaktoren for SO₂ er fastlagt til 8,3 g pr. GJ, hvilket er 66 % lavere end den tidligere emissionsfaktor og betragteligt under emissionsgrænseværdien i Bekendtgørelse 162 (MST, 2003)¹².

Emissionsfaktoren for NO_x i år 2006 er 102 g pr. GJ, hvilket er 17 % lavere end i år 2000. Dette må tilskrives de nye emissionsgrænseværdier i Bekendtgørelse 162 (MST, 2003)¹³. Der er installeret SNCR på en stor del af værkerne, og i år 2006 var det således 68 % af affaldsmængden der blev forbrændt på værker med SNCR.

Emissionsfaktorerne for UHC (0,68 g pr. GJ) og CO (3,9 g pr. GJ) er begge faldet markant siden år 2000 - henholdsvis 44 % og 51 %. Emissionsfaktorerne for NMVOC og CH₄ er fastlagt ud fra en fordelingsnøgle der refererer til IPCC Guidelines (1996).

Den beregnede N₂O-emissionsfaktor 1,2 g pr. GJ er den samme som for år 2000. Emissionsfaktoren er baseret på kun tre målinger, hvoraf den ene afviger ganske væsentligt fra de to øvrige.

Emissionsfaktoren for NH₃ er fastlagt til 0,29 g pr. GJ. Emissionsfaktoren er ikke tidligere blevet fastlagt, men værdien ligger betydeligt under værdien fra BAT-noten (EU Kommissionen, 2006)¹⁴.

Emissionsfaktoren for TSP er 0,29 g pr. GJ, og faktoren er dermed faldet markant de senere år. TSP emissionsfaktoren for 2006 er 86 % lavere end faktoren for år 2000. Faldet må tilskrives de ændringer af røggasrensningens anlæggene, som Bekendtgørelse 162 (MST, 2003) har medført.

¹² Emissionsgrænseværdien for SO₂ svarer til 25 g pr. GJ.

¹³ Emissionsgrænseværdien for NO_x svarer til 105 g pr. GJ for anlæg over 6 ton pr. time og 210 g pr. GJ for anlæg under 6 ton pr. time der var idriftsat før 2003.

¹⁴ <10 mg pr. Nm³ ved 11 % O₂, svarende til 5 g pr. GJ.

Emissionsfaktorerne for tungmetaller er 37 % til 96 % lavere end faktorerne for år 2000. Det store fald i tungmetalemissionen er et resultat af de nye grænseværdier der, som nævnt, for en stor del af anlæggene har afstedkommet større ombygninger af røggasrensningen. Der er fastlagt emissionsfaktorer for Se og Zn, som ikke tidligere var baseret på målinger fra danske anlæg.

En stor del af tungmetalmålingerne er under detektionsgrænsen. Regnes målinger under detektionsgrænsen som værende lig værdien 0, kan der beregnes flg. intervaller for emissionsfaktorerne: Cd: 0,21-0,44 mg pr. GJ, Hg: 1,71-1,79 mg pr. GJ og Pb: 5,44-5,52 mg pr. GJ. For Hg og Pb har målinger under detektionsgrænsen således meget begrænset betydning. For flere andre metaller er en større andel af målingerne under detektionsgrænsen. For Sn og Tl er alle målinger under detektionsgrænsen. Intervaller for alle metallerne fremgår af bilag 3.

Specielt for tungmetaller skal det store antal målinger under detektionsgrænsen tages med i betragtning i forbindelse med fastlæggelsen af tidsserier for emissionsfaktorer. Dette er diskuteret under afsnit 5.14.

Emissionsfaktoren for klorerede dioxiner og furaner (PCDD/-F) er 5,0 ng pr. GJ¹⁵, og faktoren er dermed faldet med 97 % siden den seneste opgørelse fra år 2000. Den store reduktion skyldes emissionsgrænseværdien for dioxin (MST, 2003) gældende fra 2005¹⁶. I år 2000 var der endnu ikke dioxinrensning på alle værker. Emissionsfaktoren er 75 % lavere end emissionsfaktoren for anlæg med dioxinrensning år 2000.

Emissionsmålingerne for bromerede dioxiner og furaner (PBDD/-F) er alle under detektionsgrænsen for alle kongenerne. Det er således kun fastlagt, at emissionsfaktoren ligger i intervallet 0-6,3 ng pr. GJ. Detektionsgrænsen for PBDD/-F har vist sig at ligge højere end for PCDD/-F. På baggrund af det foreliggende datagrundlag er det ikke muligt at konkludere, hvorvidt bidraget fra PBDD/-F er væsentligt i forhold til PCDD/-F.

Ved inkludering af hele datasættet for PAH er emissionsfaktoren for PAH (BaP) fastlagt til 12 µg pr. GJ og ΣPAH emissionsfaktoren er fastlagt til 191 µg pr. GJ. Emissionsfaktoren for PAH (BaP) er, såfremt beregningen baseres på det fulde datasæt, dobbelt så høj som den faktor der blev fastlagt for år 2000. Dette stemmer dårligt overens med at der kunne forventes en reduceret emissionsfaktor, idet dioxinrensning også vil reducere PAH-emissionen (EU Kommissionen, 2006).

PAH-emissionsfaktoren for år 2000 blev fastlagt på basis af fem projektmålinger. I dette projekt indgår projektmålinger fra tre anlæg og eksisterende målinger fra fem anlæg. De eksisterende målinger indsamlet i dette projekt er alle foretaget ved afbrænding af kreosotbehandlet træ der medfører forhøjet PAH-emission. Disse målinger er foretaget netop på grund af den forhøjede PAH-emission ved afbrænding af kreosotbehandlet træ, og emissionsniveauet er derfor ikke repræsentativt for normal drift. Hele datasættet er vist i figur 3. Anlæg D er uden dioxinrensning.

¹⁵ Sættes emissionsmålinger under detektionsgrænsen lig med 0, beregnes intervallet 4,2-5,0 ng pr. GJ.

¹⁶ Med mindre anlægget er taget ud af drift i løbet af 2006.

I 1999 blev der forbrændt omkring 4000 ton imprægneret træ i Danmark¹⁷ (Affaldsinfo.dk, 2009; MST, 2001). På grund af den meget begrænsede mængde er der set bort fra det forhøjede emissionsbidrag for PAH, der er forbundet med forbrænding af kreosotbehandlet træ. PAH-emissionsfaktorerne er på denne baggrund alene baseret på de tre projektmålinger. Dermed beregnes i stedet en PAH(BaP)-emissionsfaktor på 2,2 µg pr. GJ og en ΣPAH-emissionsfaktor på 37 µg pr. GJ. Dette er en reduktion i forhold til emissionsfaktoren for år 2000 på 64 %.

BAT-noten (EU Kommissionen, 2006) anfører for farligt affald et interval for ΣPAH, der svarer til < 50 - <500 µg pr. GJ. For husholdningsaffald anføres ΣPAH <5000 µg pr. GJ.

Emissionsfaktorerne for ΣPAH og PAH (BaP) anvendes ikke i de nationale emissionsopgørelser, idet kun 4 PAH'er¹⁸ indgår i rapporteringsforpligtelsen under CLRTAP.

Emissionsfaktoren for naphthalen på 129 µg pr. GJ er 96 % lavere end den faktor som blev fastlagt for år 2000. Naphthalen indgår ikke i de nationale emissionsopgørelser udarbejdet af DMU.

Der er udarbejdet en emissionsfaktor for HCB baseret på kun tre målinger, hvoraf den ene er 50 gange højere end de to andre¹⁹. Faktoren på 4,3 µg pr. GJ er derfor ganske usikker. Emissionsfaktoren er betydeligt lavere end den faktor, der hidtil har været anvendt²⁰.

Emissionsfaktoren for PCB er beregnet til 0,32 ng pr. GJ. En meget stor del af de målte PCB-kongenere var under detektionsgrænsen. Emissionsfaktoren er en faktor 10⁶ under emissionsfaktoren fra EMEP/EEA Guidebook (EEA 2009)²¹. I BAT-noten (EU Kommissionen, 2006) for affaldsforbrænding (farligt affald) er anført: *"The available data show values mostly less than detection limit and ranging from < 1 µg/Nm³ to <2 ng/Nm³."* For alm. affald er anført et emissionsniveau på < 5 µg pr. GJ. Detektionsgrænsen for projektmålingerne er langt lavere end anført i BAT-noten (0,0003 ng pr. Nm³ til 0,001 ng pr. Nm³). PCB kan reduceres ved dioxinrensning (EU Kommissionen, 2006) og det er formentlig, sammen med den lave detektionsgrænse, årsagen til at den beregnede emissionsfaktor er så lav.

Emissionsfaktoren for HCl på 1,1 g pr. GJ²² og for HF på 0,14 g pr. GJ²³ er henholdsvis 74 % og 55 % lavere end i år 2000. Igen må det tilskrives de

¹⁷ Det vurderes, at der i 1999 blev forbrændt ca. 4000 ton imprægneret træ, hvilket svarer til 10 % af affaldsmængden af imprægneret træ (Affaldsinfo.dk, 2009). Det forventes at der fortsat vil blive forbrændt en mindre mængde imprægneret træ.

¹⁸ Benzo(a)pyren, benzo(b)fluoranthren, benzo(k)fluoranthren og indeno(1,2,3-cd)pyren.

¹⁹ En af målingerne er under detektionsgrænsen, men dette bidrager ikke i væsentligt omfang til usikkerheden, da der beregnes en emissionsfaktor på 4,2 ng pr. GJ, såfremt denne måling sættes til værdien 0.

²⁰ HCB er rapporteret første gang i 2009. Den anvendte emissionsfaktor, som refererer til EMEP/EEA Guidelines (2009), er 95 µg pr. GJ.

²¹ Den lave detektionsgrænse er bekræftet af Claus Degn, AnalyTech i e-mail 03-09-2009 (Degn 2009).

²² BAT-noten anfører for ufarligt affald en HCl-emission på 1 - 8 mg pr. Nm³, svarende til 0,5 - 4 g pr. GJ. Dvs. at der er god overensstemmelse med BAT-noten.

²³ BAT-noten anfører for ufarligt affald en HF-emission på <1 mg pr. Nm³, svarende til <0,5 g pr. GJ. Dvs. at der er god overensstemmelse med BAT-noten.

ændringer af røggasrensningsanlæggene, som Bekendtgørelse 162 (MST, 2003) har medført.

Tabel 10 Emissionsfaktorer for affaldsforbrændingsanlæg, 2006.

	Enhed	Emissions- faktor
SO ₂	g pr. GJ	< 8,3
NO _x	g pr. GJ	102
UHC (C)	g pr. GJ	< 0,68
NMVOC ⁶⁾	g pr. GJ	< 0,56
CH ₄ ⁶⁾	g pr. GJ	< 0,34
CO	g pr. GJ	< 3,9
N ₂ O	g pr. GJ	1,2
NH ₃	g pr. GJ	< 0,29
TSP	g pr. GJ	< 0,29
As	mg pr. GJ	< 0,59
Cd	mg pr. GJ	< 0,44
Co	mg pr. GJ	< 0,56
Cr	mg pr. GJ	< 1,56
Cu	mg pr. GJ	< 1,30
Hg	mg pr. GJ	< 1,79
Mn	mg pr. GJ	< 2,14
Ni	mg pr. GJ	< 2,06
Pb	mg pr. GJ	< 5,52
Sb	mg pr. GJ	< 1,14
Se	mg pr. GJ	< 1,11
Sn ²⁾	mg pr. GJ	< 1,05
Tl ³⁾	mg pr. GJ	< 0,45
V	mg pr. GJ	< 0,33
Zn	mg pr. GJ	2,33
PCDD/-F ⁷⁾	ng pr. GJ	< 5,0
PBDD/-F ¹⁾	ng pr. GJ	< 6,3
PAH (BaP) ⁸⁾	µg pr. GJ	< 2,2
ΣPAH ⁸⁾	µg pr. GJ	< 37
Naphthalen ⁴⁾	µg pr. GJ	< 129
HCB ⁵⁾	µg pr. GJ	< 4,3
PCB	ng pr. GJ	< 0,32
HCl	g pr. GJ	< 1,1
HF	g pr. GJ	< 0,14

1) Alle måleresultater for alle kongenerne er under detektionsgrænsen. Emissionsfaktoren er fastlagt til 0-6 ng pr. GJ.

2) Baseret på kun en enkelt måling og den er under detektionsgrænsen, dvs. emissionsfaktoren er fastlagt til 0-1,05 mg pr. GJ.

3) Emissionsfaktoren er baseret på et stort antal målinger, men de er alle under detektionsgrænsen. Dvs. emissionsfaktoren er fastlagt til 0-0,45 mg pr. GJ.

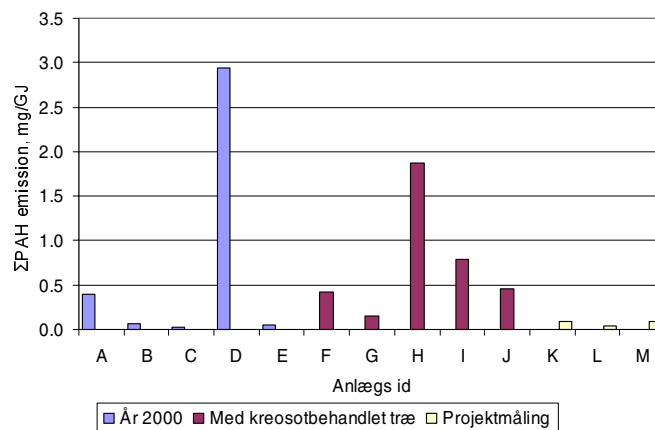
4) Baseret på tre målinger der alle er under detektionsgrænsen. Emissionsfaktoren er således mindre end 129 µg pr. GJ.

5) Baseret på tre målinger. Den ene måling er ca. 50 gange så høj som de to andre.

6) Baseret på UHC-emissionsfaktoren samt en fordelingsnøgle baseret på IPCC Guidelines (IPCC 1996).

7) Sættes måleresultater under detektionsgrænsen til værdien 0 beregnes intervallet 4,2-5,0 ng pr. GJ.

8) Sættes måleresultater under detektionsgrænsen til værdien 0 beregnes intervallet 0,5-2,2 µg pr. GJ for PAH (BaP) og 28-37 µg pr. GJ for ΣPAH.



Figur 3 ΣPAH-emission fra affaldsforbrændingsanlæg. Datagrundlaget omfatter I) målinger foretaget i forbindelse med fastlæggelse af emissionsfaktorer for år 2000 (anlæg D uden dioxinrensning), II) dette projekts indsamlede emissionsdata fra anlæg der forbrænder kreosotbehandlet træ, samt III) dette projekts projektmålinger der alle stammer fra anlæg uden forbrænding af kreosotbehandlet træ.

I tabel 11, tabel 12 og tabel 13 er vist emissionsfaktorer dels for alle affaldsanlæg betragtet som en samlet gruppe og dels for forskellige typer af røggasrensning. Detaljerede data findes i bilag 3.

For partikler, tungmetaller, SO₂, HCl og HF er opdeling iht. våd/semi-tør/tør røggasrensning og filtertype relevant. For såvel partikler som tungmetaller er der en del uventede resultater. Det fremgår fx af tabel 11, at emissionsfaktoren for anlæg med våd røggasrensning og elektrofilter har lavere emissionsfaktorer end tilsvarende anlæg, der endvidere er forsynet med posefilter.

De uventede forhold mellem emissionsfaktorerne for forskellige typer røggasrensning er et resultat af, at emissionsniveauet for partikler og tungmetaller ikke er stabilt for det enkelte anlæg. Dette er illustreret i figur 4 som viser gentagne målinger af TSP på seks forskellige anlæg. Små afvigelser i affaldskvalitet og drift kan tilsyneladende betyde store udsving i emissionsniveauet. Da emissionsniveauet for det enkelte anlæg er så ustabil som illustreret, er det særlig vigtigt, at emissionsfaktorer baseres på et stort antal målinger.

Ved udarbejdelse af data for årlig TSP-emission til grønne regnskaber anvendes emissionsdata for hele årets drift (AMS), mens data for årlig emission af tungmetaller er baseret på kontrolmålinger. Med det driftsmønster der er illustreret i figur 4, er der en meget betydelig usikkerhed forbundet hermed.

NO_x-emissionsfaktoren for affaldsforbrænding er 134 g pr. GJ for anlæg uden NO_x-rensning og 86 g pr. GJ for anlæg med NO_x-rensning. Emissionsmålinger for NO_x fra anlæg med SNCR er overrepræsenteret i datagrundlaget. De estimerede emissionsfaktorer baseret på andre grupperinger end med/uden NO_x-rensning er derfor for lave.

N₂O-emissionen er højere for anlæg med NO_x-rensning. Dette stemmer godt overens med at N₂O-emissionen øges ved SNCR-processen, mest markant når der anvendes urea (Hulgaard, 1991).

Den beregnede NH₃-emissionsfaktor for anlæg med SNCR er lavere end for anlæg uden SNCR. Der kan således ikke registreres noget NH₃-slip fra NO_x-rensningen. Der kan ikke, som anført i BAT-noten, konstateres lavere NH₃-emission fra våd røggasrensning.

Tabel 11 Emissionsfaktorer (EMF) for affaldsforbrændingsanlæg opdelt efter type af røggasrensning, 2006. Fed skrift indikerer den endelige emissionsfaktor.

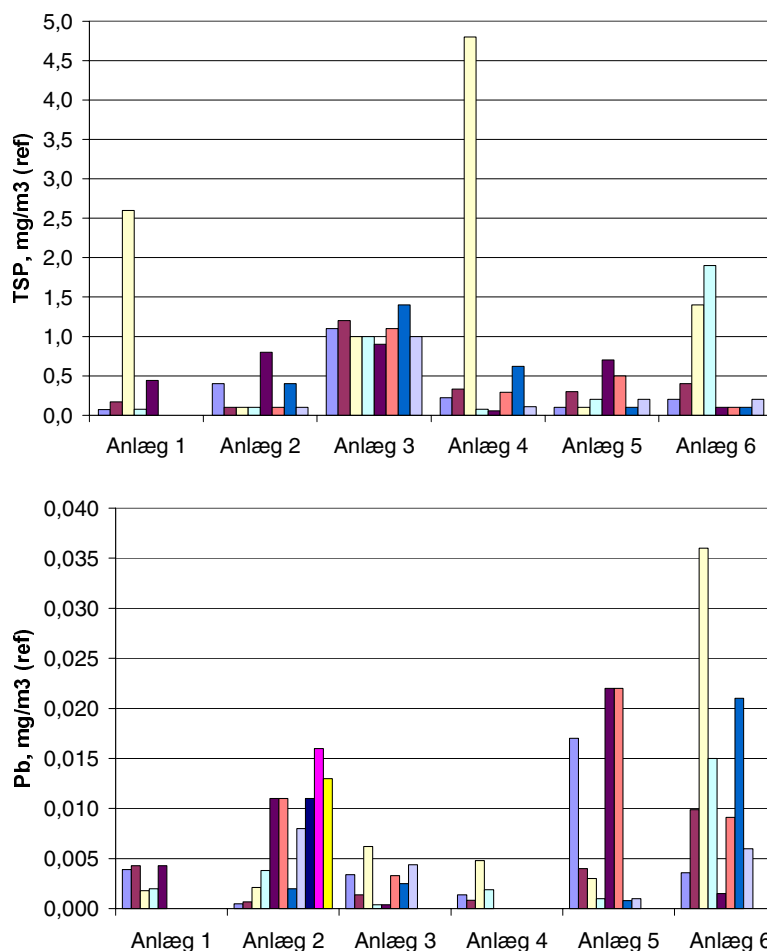
	Enhed	EMF baseret på alle anlæg betragtet i en gruppe	EMF baseret på type af røggasrensning	ESP + WET + FB	ESP + WET	WET + FB	SD + FB (+CYK)	DRY + FB
Brændselsforbrug, 2006	TJ	33728	33728	7911	6244	8379	8191	3003
SO ₂	g pr. GJ	< 9,8	< 8,3	< 16,9	-	0,6	< 7,8	-
NO _x	g pr. GJ	89	95	102	-	92	81	121
UHC (C)	g pr. GJ	< 0,68	< 0,77	< 0,93	< 0,41	< 1,05	< 0,49	< 1,05
NMVOG	g pr. GJ	< 0,56	< 0,64	< 0,77	< 0,34	< 0,87	< 0,41	< 0,87
CH ₄	g pr. GJ	< 0,34	< 0,38	< 0,46	< 0,20	< 0,52	< 0,25	< 0,52
CO	g pr. GJ	< 3,9	< 5,5	3,4	< 1,0	6,5	< 4,1	21,3
N ₂ O	g pr. GJ	1,4	1,3	2,8	0,4	-	0,5	-
NH ₃	g pr. GJ	< 0,29	< 0,26	< 0,83	< 0,01	< 0,06	< 0,12	0,25
TSP	g pr. GJ	< 0,27	< 0,29	< 0,23	< 0,05	0,57	< 0,33	< 0,05
As	mg pr. GJ	< 0,68	< 0,59	< 0,78	< 0,33	< 0,37	< 0,85	< 0,58
Cd	mg pr. GJ	< 0,50	< 0,44	< 0,46	< 0,25	< 0,58	< 0,58	< 0,01
Co	mg pr. GJ	< 0,70	< 0,56	< 0,90	< 0,38	< 0,24	< 0,75	< 0,47
Cr	mg pr. GJ	< 1,39	< 1,56	< 1,22	< 0,41	< 4,05	< 0,65	0,36
Cu	mg pr. GJ	< 1,12	< 1,30	< 0,96	< 0,79	< 2,69	< 0,96	< 0,29
Hg	mg pr. GJ	< 1,21	< 1,79	< 0,51	< 0,99	< 0,52	< 3,95	4,45
Mn	mg pr. GJ	< 4,19	< 2,14	< 1,96	< 0,32	< 1,03	< 5,58	< 0,16
Ni	mg pr. GJ	< 1,38	< 2,06	< 1,51	< 0,45	< 1,91	< 1,00	< 10,08
Pb	mg pr. GJ	< 3,43	< 5,52	< 1,00	< 0,75	< 16,55	< 2,87	< 3,78
Sb	mg pr. GJ	< 0,93	< 1,14	< 0,63	< 0,23	< 1,49	< 1,30	< 2,94
Se	mg pr. GJ	< 2,00	< 1,11	< 0,27	< 0,16	< 0,52	< 3,44	< 0,52
Sn	mg pr. GJ	< 1,05	< 1,05	-	-	-	< 1,05	-
Tl	mg pr. GJ	< 0,48	< 0,45	< 0,52	< 0,35	< 0,25	< 0,61	< 0,52
V	mg pr. GJ	< 0,40	< 0,33	< 0,49	< 0,28	< 0,07	< 0,55	< 0,13
Zn	mg pr. GJ	3,91	2,33	0,85	1,03	1,55	6,36	0,18
PCDD/-F	ng pr. GJ	< 4,3	< 5,0	< 2,4	< 3,5	10,8	< 4,1	0,8
PBDD/-F	ng pr. GJ	< 6	< 6	< 6	-	-	< 7	-
PAH (BaP)	µg pr. GJ	< 2,2	< 2,2	< 2,4	< 1,9	-	< 2,3	-
ΣPAH	µg pr. GJ	< 37	< 41	< 47	< 21	-	< 49	-
Naphthalen	µg pr. GJ	< 129	< 121	< 110	< 162	-	< 100	-
HCB	µg pr. GJ	< 4,3	< 3,1	< 0,2	10,5	-	< 0,2	-
PCB	ng pr. GJ	< 0,32	< 0,21	< 0,10	< 0,50	-	< 0,09	-
HCl	g pr. GJ	< 1,5	< 1,14	< 1,62	< 0,92	< 0,32	< 1,68	-
HF	g pr. GJ	< 0,1	< 0,14	< 0,21	< 0,09	< 0,05	< 0,19	< 0,13

Tabel 12 Emissionsfaktorer for affaldsforbrænding 2006, NO_x røggasrensning (SNCR).

		Med	Uden	EMF baseret på
		NO _x -rensning	NO _x -rensning	NO _x -gruppering
NO _x	g pr. GJ	86	134	102
NH ₃	g pr. GJ	< 0,27	< 0,43	< 0,32
N ₂ O	g pr. GJ	1,61	0,51	1,23

Tabel 13 Emissionsfaktorer for affaldsforbrænding 2006, våd/semi-tør/tør røggasrensning.

		Våd	Semi-tør	Tør	EMF baseret på gruppering
HCl	g pr. GJ	< 1,2	< 1,7	-	< 1,4
HF	g pr. GJ	< 0,15	< 0,19	< 0,13	< 0,16
SO ₂	g pr. GJ	< 12	< 8	-	< 11



Figur 4 Gentagne målinger af TSP og Pb fra affaldsforbrændingsanlæg.

5.4 Halm

Emissionsfaktorer for halmfyrede kraftvarmeværker < 25 MW_e er vist i tabel 14.

Detaljerede data der inkluderer min., maks., standardafvigelse, antal målinger og dækningsgrad er vist i bilag 4. Endvidere er emissionsfaktorer for år 2000 anført som sammenligningsgrundlag.

For halm har datagrundlaget i denne emissionskortlægning været begrænset, idet kun tre af de seks værker var dækket af projektmålinger eller indsamlede data. Ikke alle emissioner er inkluderet i de tre målinger. Dermed er datagrundlaget mindre end for de hidtil anvendte emissionsfaktorer.

Halmfyrede værker er ikke underlagt nye emissionsgrænseværdier siden den seneste udarbejdelse af emissionsfaktorer for år 2000 (Nielsen & Illerup, 2003). For halmfyrede værker er emissionsdata fra det tidligere kortlægningsprojekt derfor inddraget, idet der dog er set bort fra data under detektionsgrænsen, såfremt de nyere data har lavere detektionsgrænse. Kun stoffer der er omfattet af projektmålingerne, er opdateret.

De ændringer der er i emissionsfaktorerne, er at betragte som forbedrede emissionsfaktorer for perioden 2000 og fremefter, idet der ikke er tilstrækkelig datagrundlag til at konkludere, at der er sket en emissionsmæssig ændring af anlæggene. Datagrundlaget dækker perioden 2000-2008.

Der er ikke foretaget opdeling i undergrupper af halmfyrede værker.

Emissionerne fra halmfyrede værker er generelt mindre stabile end for andre brændsler, idet halmens forbrændingskvalitet varierer med vandindhold, indhold af alkalisalte og askemængde. Emissionsfaktorerne for halm er derfor generelt set mere usikre end for brændsler med en mere konstant kvalitet.

For SO₂ er emissionsfaktoren 49 g pr. GJ næsten identisk med emissionsfaktoren fastlagt for år 2000 (47 g pr. GJ). Det samme gælder emissionsfaktoren for NO_x, der med 125 g pr. GJ er en smule lavere end den tidligere emissionsfaktor (131 g pr. GJ).

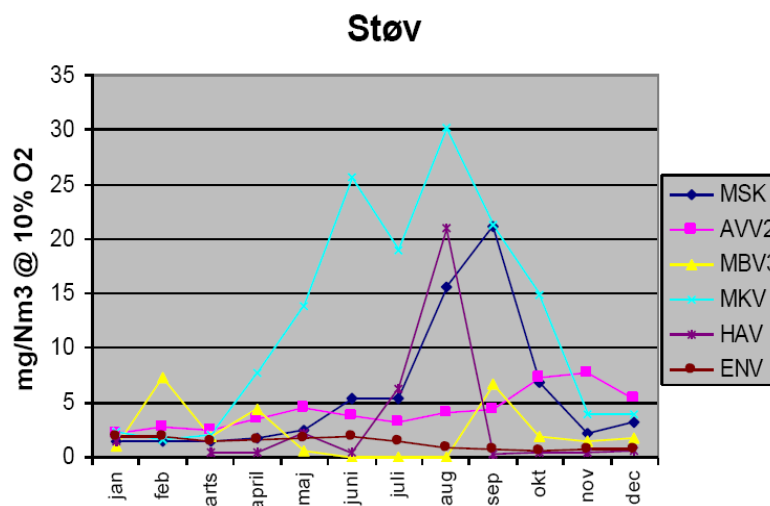
Emissionsfaktoren for UHC er 0,94 g pr. GJ, hvilket praktisk taget er det samme som tidligere fastlagt (0,93 g pr. GJ). Kun en enkelt af de i alt syv målinger er over detektionsgrænsen.

Emissionsfaktoren for CO er 67 g pr. GJ, hvilket er næsten samme faktor som fastlagt for år 2000 (63 g pr. GJ).

Emissionsfaktoren for N₂O på 1,1 g pr. GJ er 20 % lavere end den tidligere fastlagte emissionsfaktor. Alle emissionsmålinger, som den tidligere emissionsfaktor er baseret på, var gennemgående lidt højere end de nye målinger. Det kan ikke afvises, at det skyldes en ændret målemetode. Alle målinger er dog inddraget. Alle målinger er over detektionsgrænsen. Emissionsfaktoren er lidt lavere end anført i IPCC Guidelines (1,5-15 g pr. GJ).

TSP-emissionsfaktoren på 2,3 g pr. GJ er 42 % lavere end den tidligere emissionsfaktor. Emissionsmålinger fra det tidligere kortlægningsprojekt er inddraget. For et værk, hvorfra der sidst kun var en enkelt bemærkelsesværdig høj måling, er der nu yderligere to målinger, som begge viser

et lavere emissionsniveau. Disse nyere målinger trækker den samlede emissionsfaktor ned. Det er kontrolleret, at ovennævnte tre målinger ligger indenfor det normale emissionsniveau for anlægget. Der er imidlertid store variationer i TSP-emissionen fra de enkelte halmfyrede anlæg. Variationen af TSP-emissionen fra større halmfyrede værker er vist i figur 5, der stammer fra en rapport udarbejdet af DONG Energy (Wolff & Hansen 2007).



Figur 5 Tidsserier for TSP-emission fra (større) halmfyrede værker (Wolff & Hansen 2007)²⁴.

Emissionsfaktorerne for Cd (0,32 mg pr. GJ) og Hg (0,31 mg pr. GJ) er henholdsvis 60 % og 49 % lavere end de tidligere emissionsfaktorer. Både de tidligere og de nye faktorer er imidlertid baseret på detektionsgrænsen, idet alle målinger har været under detektionsgrænsen. Der er derfor set bort fra de tidligere målinger for de værker, hvor der er nyere data, idet der for de nyeste data var en lavere detektionsgrænse. For de tre værker, hvorfra der ikke er målinger i dette projekt, indgår data for år 2000 imidlertid. Der er god overensstemmelse med EMEP/EEA Guidebook (EEA, 2009) som for biomasse anfører en emissionsfaktor for Cd på 0,1-3 mg pr. GJ²⁵ og en emissionsfaktor for Hg på 0,4-1,5 mg pr. GJ²⁵. Der er fastlagt en emissionsfaktor for Zn på 0,41 mg pr. GJ. Denne emissionsfaktor er lidt lavere end intervallet i EMEP/EEA Guidebook (EEA, 2009) der for biomasse er 1-150 mg pr. GJ²⁵.

Emissionsfaktoren for PCDD/-F er fastlagt til 19 ng pr. GJ, hvilket er 12 % lavere end den tidligere emissionsfaktor.

For PAH synes emissionsmålingerne fra det tidligere projekt at være højere end fra dette projekt. Da datagrundlaget er så begrænset, er der dog ikke belæg for at fastslå, at emissionsniveauet er ændret. Både nye og ældre data er derfor inddraget. Emissionsfaktoren for PAH (BaP) er fastlagt til 0,12 mg pr. GJ og emissionsfaktoren for ΣPAH er fastlagt til 5,9 mg pr. GJ. Emissionsfaktoren er 19 % lavere end den tidligere faktor.

²⁴ DONG Energy, PSO 6523, Benchmarkrapport for biomasseværker 2006.

²⁵ Tier 1 approach for source category 1A4a/c, biomass.

Emissionsfaktoren for naphthalen er fastlagt til 12 mg pr. GJ, hvilket er 20 % lavere end den tidligere faktor.

Emissionsfaktoren for HCl er fastlagt til 56 g pr. GJ, hvilket er 21 % højere end den tidligere emissionsfaktor.

Emissionsfaktoren for HCB er fastlagt til 0,11 µg pr. GJ. Dette er noget lavere end anført i EMEP/EEA Guidebook (EEA, 2009) der anfører 3-9 µg pr. GJ²⁶ for biomasse.

Tabel 14 Emissionsfaktorer for halmfyrede kraftvarmeværker <25 MW_e.

	Enhed	Emissionsfaktor
SO ₂	g pr. GJ	49
NO _x	g pr. GJ	125
UHC (C) ¹⁾	g pr. GJ	< 0,94
NMVOC	g pr. GJ	< 0,78
CH ₄	g pr. GJ	< 0,47
CO	g pr. GJ	67
N ₂ O	g pr. GJ	1,1
TSP	g pr. GJ	< 2,3
Cd ²⁾	mg pr. GJ	< 0,32
Hg ²⁾	mg pr. GJ	< 0,31
Zn	mg pr. GJ	0,41
PCDD/-F	ng pr. GJ	< 19
PAH (BaP)	µg pr. GJ	< 125
ΣPAH	µg pr. GJ	< 5946
Naphthalen	µg pr. GJ	12088
HCB	µg pr. GJ	< 0,11
HCl	g pr. GJ	56

1. Kun en enkelt af i alt 7 målinger er over detektionsgrænsen.

2. Alle målinger er under detektionsgrænsen.

5.5 Træ

Emissionsfaktorer for træfyrede kraftvarmeværker < 25 MW_e er vist i tabel 15.

Detaljerede data der inkluderer min., maks., standardafvigelse, antal målinger og dækningsgrad er vist i bilag 5. Endvidere er emissionsfaktorer for år 2000 anført som sammenligningsgrundlag.

For træ har datagrundlaget i denne emissionskortlægning været begrænset, idet kun to af de syv værker var dækket af projektmålinger eller indsamlede data. Ikke alle emissioner er inkluderet i de to målinger. Omvendt er kun fire af værkerne relevante for udarbejdelse af emissionsfaktorer, idet de resterende tre værker har en lav andel af træ. Emissionsfaktorerne vil dog blive anvendt for træforbruget på disse tre værker.

Træfyrede værker er ikke underlagt nye emissionsgrænseværdier siden den seneste udarbejdelse af emissionsfaktorer for år 2000 (Nielsen & Illerup, 2003).

²⁶ Tier 1 approach for emission source category 1A4a/c, biomass.

For træfyrede værker er emissionsdata fra det tidligere kortlægningsprojekt derfor inddraget, idet der dog er set bort fra data under detektionsgrænsen, såfremt de nyere data har lavere detektionsgrænse. Kun stoffer, der er omfattet af projektmålingerne, er opdateret. Fire ud af seks data-sæt stammer fra det tidligere emissionskortlægningsprojekt.

De ændringer der er i emissionsfaktorerne, er at betragte som forbedrede emissionsfaktorer for perioden 2000 og fremefter, idet der ikke er tilstrækkelig datagrundlag for at fastlægge, at der er sket en emissionsmæssig ændring af anlæggene.

Der er ikke foretaget opdeling i undergrupper af træfyrede værker.

Emissionsfaktoren for SO₂ på 1,9 g pr. GJ er 8 % højere end emissionsfaktoren for år 2000. NO_x-emissionsfaktoren er fastlagt til 81 g pr. GJ, hvilket er 18 % højere end den tidligere faktor.

Emissionsfaktoren for UHC på 6,1 g pr. GJ er 53 % højere end den tidligere emissionsfaktor. To af de tre målinger er under detektionsgrænsen.

Emissionsfaktoren for CO er fastlagt til 90 g pr. GJ, hvilket er 14 % højere end den tidligere faktor.

N₂O-emissionsfaktoren på 0,8 g pr. GJ er den samme værdi som den tidligere faktor.

TSP-emissionsfaktoren er fastlagt til 10 g pr. GJ, hvilket er 26 % højere end den tidligere faktor.

Emissionsfaktoren for Cd på 0,27 mg pr. GJ er 70 % lavere end den tidligere emissionsfaktor. Den store reduktion er et resultat af, at detektionsgrænsen ved de tidligere målinger var langt højere, end ved den projektmåling som er foretaget for træ. Emissionsfaktoren kan stadig være overestimeret, idet en måling med høj detektionsgrænse indgår for et andet værk²⁷.

Emissionsfaktoren for Hg er fastlagt til 0,40 mg pr. GJ, hvilket er 44 % lavere end den tidligere emissionsfaktor. Alle målinger er under detektionsgrænsen, men i den nye projektmåling er detektionsgrænsen betydeligt lavere end i de tidligere målinger.

Zn-emissionsfaktoren er fastlagt til 2,3 mg pr. GJ, hvilket er i overensstemmelse med EMEP/EEA Guidebook (EEA 2009) der anfører 1-150 mg pr. GJ. I det tidligere kortlægningsprojekt blev der ikke fastlagt en emissionsfaktor for Zn. Emissionsfaktoren er langt under den emissionsfaktor, der hidtil har været anvendt (136 mg pr. GJ) i de nationale emissionsopgørelser.

Emissionsfaktoren for PCDD/-F er fastlagt til 14 ng pr. GJ, hvilket er 14 gange så højt som den tidligere emissionsfaktor. Projektmålingen er 30 gange så høj som den måling, der tidligere er udført på det samme værk, og det er denne forskel, der slår igennem i emissionsfaktoren. Den nye

²⁷ EMEP/EEA Guidebook (EEA 2009) anfører for biomass (tier 1) et interval for Cd-emissionen på 0,1-3 mg pr. GJ.

emissionsfaktor er dog stadig under niveauet i EMEP/EEA Guidebook (EEA 2009) der anfører 30-500 ng pr. GJ for biomasse.

Emissionsfaktoren for PAH (BaP) er fastlagt til 13 µg pr. GJ, hvilket er 65 % højere end den tidligere emissionsfaktor. Emissionsfaktoren for naphthalen er 12 % højere end den tidligere emissionsfaktor.

Tabel 15 Emissionsfaktorer for træfyrede kraftvarmeværker <25 MW_e.

	Enhed		Emissionsfaktor
SO ₂	g pr. GJ	<	1,9
NO _x	g pr. GJ		81
UHC (C) ¹⁾	g pr. GJ	<	6,1
NMVOC	g pr. GJ	<	5,1
CH ₄	g pr. GJ	<	3,1
CO	g pr. GJ		90
N ₂ O	g pr. GJ		0,8
TSP	g pr. GJ		10
Cd	mg pr. GJ		0,27
Hg ²⁾	mg pr. GJ	<	0,40
Zn	mg pr. GJ		2,3
PCDD/-F	ng pr. GJ	<	14
PAH (BaP)	µg pr. GJ	<	13
ΣPAH	µg pr. GJ	<	664
Naphthalen	µg pr. GJ		2314

1) 2 ud af 3 målinger under detektionsgrænsen.

2) Alle målinger under detektionsgrænsen.

5.6 Naturgasdrevne motorer

Alle gasmotorer er mindre end 25 MW_e og dermed inkluderet i denne opgørelse.

Emissionsfaktorer for gasmotorer er fastlagt dels for perioden 2003-2006 og dels for 2007 og fremefter. Denne opdeling er relevant for gasmotorerne, idet de nye emissionsgrænseværdier for gasmotorer er gældende fra 2007²⁸ (MST, 2005). Overholdelse af de nye emissionsgrænseværdier har for de fleste anlæg krævet motorrevision og/eller installering af katalysator til reduktion af CO-emissionen. Emissionsfaktorerne for 2007 og fremefter er vist i tabel 16. Detaljerede data, der inkluderer min., maks., spredning og antal motorer med målinger, er vist i bilag 6. Emissionsfaktorer for 2003-2006 er vist i kapitel 5.14.

Kun få målinger omfatter CH₄ og NMVOC. Emissionsfaktorerne for NMVOC og CH₄ er baseret på en fordelingsnøgle for total UHC (NMVOC og CH₄) som er fastlagt af DGC. Denne fordeling er baseret på ni målinger som beskrevet i projektets Delrapport 4 (Jørgensen et al., 2010b).

Foruden emissionsfaktorer ved fuldlastdrift er der for NO_x, UHC (CH₄ og NMVOC) og CO beregnet emissionsfaktorer, som inkluderer de forhøjede emissioner under start og stop af motorer, se tabel 17. Disse emis-

²⁸ Bekendtgørelse 621: Motorer installeret før 17. oktober 1998 (dvs. hovedparten af de danske gasmotorer) skal overholde de lavere grænseværdier senest 17. oktober 2006.

sionsfaktorer er baseret på de opdaterede fuldlast-emissionsfaktorer for 2007 samt korrektionsfaktorer til indregning af start/stop-emissioner fastlagt i et tidligere projekt (Nielsen et al., 2008).

Emissionsfaktorerne for NO_x, UHC, CO, N₂O, lugt og elvirkningsgrad er baseret på emissionsfaktorer for de enkelte motortyper. Emissionsfaktorerne for aldehyder er baseret på emissionsfaktorer for anlæg henholdsvis med og uden aldehydrensning. Emissionsfaktorer for TSP, metaller, PCDD/-F, PAH og naphthalen er pga. det begrænsede antal målinger baseret på en samlet betragtning af naturgasdrevne motorer.

Der er ingen emissionsmålinger i gruppen af "Øvrige". Disse motorer repræsenterer 3 % af gasforbruget. Da en del af motortyperne i denne gruppe er mindre motorer der ikke er omfattet af Bekendtgørelse 621, kan de have emissionsfaktorer, der afviger væsentligt fra de øvrige motortyper. Da gasforbruget er så begrænset, vurderes det dog at have mindre betydning for de beregnede emissionsfaktorer.

Fuldlast-emissionsfaktoren for NO_x (135 g pr. GJ) er 20 % lavere end faktoren for år 2000. Ændringen må tilskrives Bekendtgørelse 621, og de motorændringer der er foretaget som resultat af emissionsgrænseværdierne heri. Emissionsfaktoren er uændret 135 g pr. GJ ved indregning af start/stop-emission. Hidtil har der været anvendt en emissionsfaktor på 148 g pr. GJ (Nielsen et al., 2008) for perioden efter implementering af Bekendtgørelse 621. Emissionsfaktoren er således korrigeret 9 % ned.

Fuldlast emissionsfaktoren for UHC er fastlagt til 421 g pr. GJ hvilket er 13 % lavere end i år 2000. Igen er det motorændringer i forbindelse med Bekendtgørelse 621, der er årsag til ændringen. De installerede katalysatorer til reduktion af CO-emissionen er ubetydelig i forhold til UHC-emissionen. Ved indregning af de forhøjede emissioner under start/stop af motorerne er emissionsfaktoren for UHC fastlagt til 435 g pr. GJ. Hidtil har der været anvendt en emissionsfaktor på 434 g pr. GJ for perioden efter implementering af Bekendtgørelse 621. Emissionsfaktoren er således praktisk taget uændret.

NMVOC-emissionsfaktoren er faldet lidt mere end CH₄-emissionsfaktoren. Fuldlast-emissionsfaktoren for NMVOC (89 g pr. GJ) er således 24 % lavere end faktoren for år 2000, mens fuldlast-emissionsfaktoren for CH₄ (466 g pr. GJ) er 10 % lavere end i år 2000. Ved indregning af de forhøjede emissioner under start/stop er emissionsfaktorerne fastlagt til 92 g pr. GJ for NMVOC og 481 g pr. GJ for CH₄. Det svarer til en nedjustering af NMVOC-emissionsfaktoren på 13 %, i forhold til den hidtil anvendte faktor for perioden efter implementering af Bekendtgørelse 621 og en opjustering af CH₄-emissionsfaktoren på 4 %.

Fuldlast-emissionsfaktoren for CO er fastlagt til 56 g pr. GJ, hvilket er 68 % lavere end faktoren for år 2000. Den store reduktion skyldes installering af CO-katalysatorer, der har været nødvendig for at overholde Bekendtgørelse 621. Emissionsfaktoren ved indregning af de forhøjede emissioner under start/stop er fastlagt til 58 g pr. GJ. Denne faktor er 49 % lavere end den faktor, der hidtil har været anvendt for perioden efter implementering af Bekendtgørelse 621.

Emissionsfaktoren for N₂O (0,6 g pr. GJ) er 56 % lavere end emissionsfaktoren for år 2000. Emissionsfaktoren er fortsat højere end emissionsfaktoren for naturgasdrift anført i IPCC Guidelines (IPCC 2006) som er 0,1 g pr. GJ (0,03-0,3 g/GJ). Umiddelbart kunne der forventes en øget N₂O-emission i forbindelse med den øgede anvendelse af oxidationskatalysatorer. Da det ikke kan afvises at ændringen i emissionsniveauet er relateret til ny målemetode, vil den nye emissionsfaktor blive anvendt for alle år. Datagrundlaget i dette projekt er større end i det tidligere.

Der er fastlagt emissionsfaktorer for 14 metaller. DMU har ikke tidligere indregnet emissioner af metaller fra gasdrevne anlæg. EMEP/EEA Guidebook (EEA, 2009) inkluderer emissionsfaktorer for ni metaller. Emissionsfaktoren for Se 0,20 mg pr. GJ er højere end det interval, der er anført i EMEP/EEA Guidebook (EEA, 2009)²⁹. Begge de to målinger er dog under detektionsgrænsen, og DMU vil derfor i stedet anvende emissionsfaktoren fra EMEP/EEA Guidebook (EEA, 2009), 0,01 mg pr. GJ, ved fremtidige emissionsopgørelser. As- og Hg³⁰-emissionsfaktorerne er i overensstemmelse med EMEP/EEA Guidebook (EEA, 2009), mens emissionsfaktorerne for Cd, Cr, Cu, Ni, Pb og Zn alle er lavere end intervallerne anført i EMEP/EEA Guidebook (EEA, 2009). Begge målinger for Sb og Tl er under detektionsgrænsen, men de indgår ikke i hverken de nationale emissionsopgørelser eller EMEP/EEA Guidebook.

Emissionsfaktoren for klorerede dioxiner og furaner (PCDD/-F) er fastlagt til 0,57 ng pr. GJ. Faktoren er baseret på målinger fra to motorer og kun to kongenere er detekteret: 1,2,3,4,6,7,8-HpCDD og OCDD. Sættes de øvrige kongenere til 0 frem for at sætte dem til detektionsgrænsen, kan intervallet 0,006 – 0,57 ng pr. GJ beregnes. Emissionsfaktoren baseret på detektionsgrænserne er i god overensstemmelse med EMEP/EEA Guidebook (EEA, 2009) der anfører en generel emissionsfaktor for naturgas på 0,5 ng pr. GJ.

Emissionsfaktoren for PAH (BaP) er fastlagt til 13 µg pr. GJ, hvilket er 44 % lavere end faktoren fastlagt for år 2000 (23 µg pr. GJ). Emissionsfaktoren er baseret på to målinger, hvoraf en stor del af PAH'erne er under detektionsgrænsen. Sættes målinger under detektionsgrænsen til værdien 0 beregnes intervallet 10-13 µg pr. GJ, og det har således mindre betydning, at en del PAH'er var under detektionsgrænsen. Emissionsfaktoren for år 2000 var baseret på målinger fra tre motorer. ΣPAH er fastlagt til 1025 µg pr. GJ³¹.

Emissionsfaktoren for naphthalen er fastlagt til 2452 µg pr. GJ, hvilket er 69 % lavere end den faktor, der blev fastlagt for år 2000. Emissionsfaktorerne er fastlagt på basis af hhv. to og tre målinger.

Emissionsfaktorerne for aldehyder er generelt lavere (29 % - 94 %) end faktorerne for år 2000. Dog er emissionsfaktoren for acetone fastlagt til at være dobbelt så høj som faktoren fastlagt for år 2000. Installeringen af CO-oxidationskatalysatorer på alle gasmotorer ser ud til at have haft en reducerende effekt på aldehydemissionen, selvom tidligere arbejde om-

²⁹ Emissionsfaktoren iht. EMEP/EEA Guidebook (EEA 2009) er 0,004-0,03 mg pr. GJ.

³⁰ Begge Hg målinger er under detektionsgrænsen, men den beregnede emissionsfaktor er identisk med emissionsfaktoren fra EMEP/EEA Guidebook (EEA 2009).

³¹ Sættes målinger under detektionsgrænsen til værdien 0 beregnes intervallet 1020-1025 µg pr. GJ.

vendt har vist, at det ikke var tilfældet. Datagrundlaget har været utilstrækkeligt til at drage sikre konklusioner vedrørende aldehydreduktion ved anvendelse af oxidationskatalysatorer til CO-reduktion (Jørgensen et al., 2010b).

Lugtemissionen (3904 LE pr. m³) er betydeligt lavere end den tidligere fastlagte, men usikkerheden på lugtmålinger er betydelig.

Elvirkningsgraden er med 39,6 % (ref. nedre brændværdi) 1,3 %-point højere end i år 2000.

DGC har tidligere beregnet en SO₂-emissionsfaktor på 0,5 g pr. GJ for naturgasdrift (Kristensen, 2003).

Tabel 16 Emissionsfaktorer for fuldlastdrift af naturgasmotorer, 2007 og fremefter.

	Enhed	Emissionsfaktor, fuldlast, 2007 og fremefter
NO _x	g pr. GJ	135
UHC (C)	g pr. GJ	421
NMVOC ²⁾	g pr. GJ	89
CH ₄ ²⁾	g pr. GJ	466
CO	g pr. GJ	56
N ₂ O	g pr. GJ	0,6
As	mg pr. GJ	< 0,05
Cd	mg pr. GJ	< 0,003
Co	mg pr. GJ	< 0,20
Cr	mg pr. GJ	0,05
Cu	mg pr. GJ	0,01
Hg	mg pr. GJ	< 0,10
Mn	mg pr. GJ	< 0,05
Ni	mg pr. GJ	0,05
Pb	mg pr. GJ	0,04
Sb	mg pr. GJ	< 0,05
Se ¹⁾	mg pr. GJ	< 0,20 (0,01)
Tl	mg pr. GJ	< 0,20
V	mg pr. GJ	< 0,05
Zn	mg pr. GJ	2,91
PCDD/-F ³⁾	ng pr. GJ	< 0,57
PAH (BaP) ⁴⁾	µg pr. GJ	< 13
ΣPAH ⁴⁾	µg pr. GJ	< 1025
Naphthalen	µg pr. GJ	2452
Formaldehyd ⁵⁾	g pr. GJ	14,1
Acetaldehyd ⁵⁾	g pr. GJ	1,01
Acrolein ⁵⁾	g pr. GJ	0,016
Propanal ⁵⁾	g pr. GJ	0,078
Acetone ⁵⁾	g pr. GJ	0,45
Butanal ⁵⁾	g pr. GJ	0,071
Pentanal ⁵⁾	g pr. GJ	0,012
Hexanal ⁵⁾	g pr. GJ	0,0063
Benzaldehyd ⁵⁾	g pr. GJ	0,0019
Lugt	LE pr. m ³	3904
Elvirkningsgrad	%	39,6

1. Baseret på to målinger der begge er under detektionsgrænsen. Da emissionsfaktoren er højere end det interval der er anført i EMEP/EEA Guidebook (EEA, 2009) vil DMU i stedet anvende emissionsfaktoren herfra (0,01 mg pr. GJ).

2. Baseret på UHC emissionsfaktoren og en fordelingsnøgle mellem NMVOC og CH₄ fastlagt af DGC på basis af ni målinger.
3. Baseret på måling på to motorer. To kongenere er detekteret: 1,2,3,4,6,7,8-HpCDD og OCDD. Sættes de øvrige kongenere til 0 frem for at sætte dem til detektionsgrænsen beregnes intervallet 0,006 – 0,57 ng pr. GJ.
4. Der er foretaget PAH emissionsmåling fra to motorer. På den ene motor er kun to PAH'er under detektionsgrænsen, mens der på den anden motor er 13 PAH'er under detektionsgrænsen. Sættes PAH'er under detektionsgrænsen til 0 beregnes et interval for PAH (BaP) på 10-13 µg pr. GJ og et interval for ΣPAH på 1020 – 1025 µg pr. GJ. Det har således mindre betydning at nogle PAH-målinger var under detektionsgrænsen.
5. Ikke opdelt i data henholdsvis før og efter 2006. Baseret på målinger fra 2003-2009.

Tabel 17 Emissionsfaktorer for naturgasmotorer inklusiv start/stop emission, 2007 og fremefter.

	Enhed	Fuldlast emissionsfaktor	Start/stop korrektionsfaktor (Nielsen et al. 2008)	Emissionsfaktor inklusive start/stop-emission
NO _x	g pr. GJ	135	1,00	135
UHC (C)	g pr. GJ	421	1,03	435
NMVOC	g pr. GJ	89	1,03	92
CH ₄	g pr. GJ	466	1,03	481
CO	g pr. GJ	56	1,05	58

For hver motortype (-gruppe) er der udarbejdet emissionsfaktorer for NO_x, UHC, CO, N₂O, lugt, aldehyder og elvirkningsgrad. Der er dog ikke et fuldt datasæt for alle motortyperne. Emissionsfaktorerne er vist i tabel 18.

NO_x-emissionsfaktoren er for alle motortyper under grænseværdien, der svarer til 173 g pr. GJ. De motortyper der før lå over denne grænse, er ombygget, og forskellene mellem motortyperne er mindsket.

Som forventet er emissionsfaktoren for UHC generelt højest for forkammermotorer. En enkelt motortype – Niigata – har en emissionsfaktor, der er højere end emissionsgrænseværdien. Det hænger sammen med, at Niigata motorerne ikke er revideret til overholdelse af emissionsgrænseværdierne, men i stedet anvendes til reservekraft/regulerkraft med en årlig driftstid på under 500 timer. Ved en driftstid under 500 timer er grænseværdierne ikke gældende. Bortset fra Niigata-motorerne ses en reduktion af emissionsfaktoren for alle de motortyper, der tidligere lå relativt højt.

CO-emissionsfaktorerne er faldet for alle motortyper, og bortset fra Niigata-motorerne ligger alle betydeligt under grænseværdien, der svarer til 157 g pr. GJ. Der er nu installeret katalysator på alle motorerne.

N₂O-emissionsfaktorerne er ganske ensartet for alle motortyper, og alle emissionsfaktorer er lavere end emissionsfaktoren for år 2000.

Det begrænsede antal målinger af lugtemission gør det svært at sige noget sikkert om lugtemissionen på de forskellige motortyper. Emissionsfaktorerne for aldehyder er ikke baseret på en opdeling mellem motorer henholdsvis med og uden aldehydrensning. Datasættet for aldehyd på motorgrupperne omfatter alene projektmålingerne og er således mindre end det datasæt, der er anvendt ved beregning af de samlede emissionsfaktorer for gasmotorer.

Yderligere analyser af udviklingen for de forskellige motortyper findes i projektets delrapport 4 (Jørgensen et al., 2010b).

Tabel 18 Gasmotortypernes brændselsforbrug, emissionsfaktorer og elvirkningsgrad, 2007 og fremefter.

Fabrikat	Type	Brændselsforbrug	NO _x	UHC (C)	CO	N ₂ O	Lugt	Formaldehyd	Acetaldehyd	Acrolein	Propanal	Acetone	Butanal	Pentanal	Hexanal	Benzaldehyd	Elvirkningsgrad
		TJ	g/GJ	g/GJ	g/GJ	g/GJ	LE/m ³	g/GJ	g/GJ	g/GJ	g/GJ	g/GJ	g/GJ	g/GJ	g/GJ	g/GJ	g/GJ
Caterpillar	3500	3805	142	423	41	0,44	5650	0,28	0,001	0,001	0,003	0,006	0,001	0,001	0,001	0,001	37,2
Caterpillar	3600	2723	94	569	57	0,57	-	18,48	-	-	-	-	-	-	-	-	38,7
Caterpillar	GM34	538	123	484	49	0,76	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	43,3
Deutz	604/620	726	143	182	46	0,65	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	34,8
Jenbacher	300	4221	149	352	66	0,67	-	8,28	0,545	0,082	0,047	0,052	0,025	0,069	0,005	0,010	37,7
Jenbacher	400	452	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jenbacher	600	2203	104	314	34	0,56	7008	7,70	-	-	-	-	-	-	-	-	41,7
MAN	Rollo	538	143	66	137	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	33,0
Niigata	Alle	28	87	1188	161	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	37,0
Rolls-Royce	K	6417	159	470	60	0,59	1800	15,02	1,045	0,002	0,051	0,737	0,010	0,010	0,002	0,002	41,6
Rolls-Royce	B	364	139	330	47	0,77	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	45,5
Wärtsilä	25SG	1369	132	372	64	0,63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wärtsilä	34SG	2162	111	448	67	0,48	-	14,86	0,774	0,002	0,020	0,107	0,061	0,005	0,002	0,002	42,1
Wärtsilä	Øvrige	1390	125	537	25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	39,2
Waukesha	Alle	252	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cummins	Alle	60	157	324	48	-	4150	-	-	-	-	-	-	-	-	-	39,6
Øvrige	Alle	785	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

5.7 Biogasdrevne motorer

Alle biogasdrevne motorer er mindre end 25 MW_e og dermed inkluderet i opgørelsen. Motorerne bruger gyllegas, deponigas eller gas fra rensningsanlæg. Gyllegas benyttes både på biogasfællesanlæg og på mindre gårdanlæg. Emissionsfaktorer for biogasdrevne gasmotorer er vist i tabel 19. Detaljerede data findes i bilag 7.

Selvom biogasdrevne motorer også er omfattet af Bekendtgørelse 621, er der ikke, som for naturgasmotorerne, lavet en opdeling ved 2007, idet biogasmotorer idriftsat før 2006 først skal overholde de nye emissionsgrænseværdier fra 2013.

Kun få målinger omfatter CH₄ og NMVOC. Emissionsfaktorerne for NMVOC og CH₄ er baseret på en fordelingsnøgle for total UHC (NMVOC+CH₄) fastlagt af DGC. Denne fordeling er fastlagt på basis af tre målinger som beskrevet i projektets delrapport 3 (Jørgensen et al., 2010b).

For biogasdrevne motorer er der tale om fuldlast emissionsfaktorer, idet de forhøjede emissioner i forbindelse med start og stop af motorerne ikke er kortlagt.

Emissionsfaktorerne for NO_x, UHC og CO er baseret på motorgrupperne, mens alle de øvrige emissionsfaktorer er baseret på en samlet betragtning af biogasmotorerne, idet der er et ganske begrænset datagrundlag.

Der er kun data fra en enkelt motor for metaller, PAH, PCDD/-F, PBDD/-F, HCB og PCB. Denne måling er foretaget på deponigas, mens der ikke er foretaget måling på motorer, der anvender gyllegas eller gas fra rensningsanlæg. Da 72 % af biogasforbruget er gyllegas er de beregnede emissionsfaktorer ikke nødvendigvis fuldt repræsentative for den biogas, som anvendes i Danmark. Da DMU ikke har kendskab til tilsvarende målinger på gyllegas, vil faktorerne for metaller, PAH, PCDD/-F og HCB³² dog blive anvendt i de nationale emissionsopgørelser.

Forbruget af biogas i gasmotorer er steget med 32 % fra år 2000 til år 2006. Denne stigning er primært sket på motorer større end 0,5 MW_e. Mens forbruget på motorer større end 0,5 MW_e er steget 55 % siden år 2000, er forbruget på motorer mindre end 0,5 MW_e kun steget med 5 %. Data er vist i tabel 20. Den ændrede fordeling af gasforbruget har betydning for de aggregerede emissionsfaktorer.

Emissionsfaktoren for SO₂ er ikke opdateret og den tidligere fastlagte emissionsfaktor på 19 g pr. GJ (Nielsen & Illerup 2003) vil fortsat blive anvendt i de nationale emissionsopgørelser.

³² PBDD/-F og PCB indgår ikke i de nationale emissionsopgørelser.

NO_x-emissionsfaktoren på 202 g pr. GJ er 63 % lavere end emissionsfaktoren for år 2000. Der er foretaget ni målinger, hvilket er noget lavere end i det tidligere kortlægningsprojekt, men de motortyper, der er målt på, dækker dog 82 % af gasforbruget. Gårdbanlæg er ikke repræsenteret i datagrundlaget for år 2006. Det samme gælder Caterpillar-motorer, der i den seneste opgørelse havde en bemærkelsesværdig høj NO_x-emissionsfaktor. Selvom disse forhold kan have været med til at trække emissionsfaktoren ned, vurderes det, at det pga. det lave gasforbrug for disse grupper ikke er den væsentligste grund til den lavere emissionsfaktor. Næsten 50 % af gasforbruget var i 2006 på Jenbacher-motorer, og emissionsfaktoren for denne motorgruppe er faldet med 40 %.

UHC-emissionsfaktoren på 333 g pr. GJ er 31 % højere end emissionsfaktoren for år 2000. For Jenbacher-motorer, der repræsenterer næsten halvdelen af forbruget i år 2006, er emissionsfaktoren steget 15 %³³. For Deutz/MWM har der været en bemærkelsesværdig stigning, der skyldes nye motortyper indenfor gruppen (Jørgensen, 2010b). Endvidere er emissionen af UHC typisk højere fra større motorer, hvor forbruget er steget markant.

CO-emissionsfaktoren på 310 g pr. GJ er 14 % højere end emissionsfaktoren for år 2000.

Emissionsfaktorerne for både NO_x, UHC og CO er lavere end de kommende emissionsgrænseværdier for motorer større end 1 MW (indfyret). Flere motortyper ligger dog over emissionsgrænseværdierne gældende fra år 2013.

Emissionsfaktoren for N₂O er tre gange så høj som den tidligere fastlagte emissionsfaktor. Den tidligere emissionsfaktor var dog baseret på kun en enkelt måling og den nye emissionsfaktor, der er baseret på tre målinger, vil derfor blive anvendt for hele tidsserien.

Emissionsfaktoren for PCDD/-F er fastlagt til < 0,96 ng pr. GJ og emissionsfaktoren for PBDD/-F er fastlagt til < 5,0 ng pr. GJ. For såvel PCDD/-F som PBDD/-F var alle kongenerne under detektionsgrænsen. Hverken det tidligere kortlægningsprojekt eller EMEP/EEA Guidebook (EEA, 2009) inkluderer emissionsfaktorer for PCDD/-F og PBDD/-F for biogas.

Emissionsfaktorerne for metaller fremgår af tabel 19. EMEP/EEA Guidebook (EEA 2009) indeholder ikke emissionsfaktorer for metaller fra biogasdrift. Emissionsfaktorerne er baseret på en enkelt måling fra en motor der anvender deponigas. Flere af emissionsfaktorerne er under detektionsgrænsen og kan således være overestimeret.

PAH(BaP)-emissionsfaktoren på 4,2 µg pr. GJ er 39 % højere end emissionsfaktoren fastlagt for år 2000. Mange af PAH'erne er dog

³³ Ændringen kan skyldes, at der er forskellige motortyper indenfor dette fabrikat. Der kan være sket en forskydning af brændselsforbruget imellem disse.

under detektionsgrænsen. Sættes PAH'er under detektionsgrænsen til værdien 0 beregnes intervallet for PAH (BaP) 2,1 - 4,2 µg pr. GJ. PAH-emissionsfaktorerne for 2000 og 2006 er begge baseret på en enkelt måling. Emissionsfaktoren for naphthalen er ligesom PAH(BaP)-faktoren 39 % højere end faktoren for år 2000.

Emissionsfaktorerne for HCB og PCB er fastlagt til hhv. 0,19 µg pr. GJ og < 0,19 ng pr. GJ. Disse faktorer er ikke tidligere fastlagt for Danmark og ikke inkluderet i EMEP/EEA Guidebook (EEA, 2009). Alle PCB'er var under detektionsgrænsen.

Emissionsfaktoren for formaldehyd på 8,7 g pr. GJ er 59 % lavere end faktoren for år 2000. Nogle aldehyd-emissionsfaktorer ligger over og andre under de faktorer, som blev fastlagt for år 2000. Datagrundlaget er begrænset³⁴.

³⁴ Emissionsfaktorerne for år 2006 er baseret på tre målinger, og emissionsfaktorerne for år 2000 på syv målinger.

Tabel 19 Emissionsfaktorer for biogasdrevne motorer, 2006.

	Enhed		Emissions- faktor
NO _x	g pr. GJ		202
UHC (C)	g pr. GJ		333
NMVOC	g pr. GJ		10
CH ₄	g pr. GJ		434
CO	g pr. GJ		310
N ₂ O	g pr. GJ		1,6
As	mg pr. GJ	<	0,04
Cd	mg pr. GJ		0,002
Co	mg pr. GJ	<	0,21
Cr	mg pr. GJ		0,18
Cu	mg pr. GJ		0,31
Hg	mg pr. GJ	<	0,12
Mn	mg pr. GJ		0,19
Ni	mg pr. GJ		0,23
Pb	mg pr. GJ		0,005
Sb	mg pr. GJ		0,12
Se	mg pr. GJ	<	0,21
Tl	mg pr. GJ	<	0,21
V	mg pr. GJ	<	0,04
Zn	mg pr. GJ		3,95
PCDD/-F ¹⁾	ng pr. GJ	<	0,96
PBDD/-F ¹⁾	ng pr. GJ	<	5,0
PAH (BaP) ²⁾	µg pr. GJ	<	4,2
ΣPAH ²⁾	µg pr. GJ	<	606
Naphthalen	µg pr. GJ		4577
HCB	µg pr. GJ		0,19
PCB ³⁾	ng pr. GJ	<	0,19
Formaldehyd	g pr. GJ		8,7
Acetaldehyd	g pr. GJ		0,116
Acrolein	g pr. GJ		0,001
Propanal	g pr. GJ		0,023
Acetone	g pr. GJ		0,023
Butanal	g pr. GJ		0,001
Pentanal	g pr. GJ		0,001
Hexanal	g pr. GJ		0,001
Benzaldehyd	g pr. GJ		0,013

1) Alle kongenere er under detektionsgrænsen.

2) Seks PAH'er er over detektionsgrænsen. Sættes de øvrige til 0 frem for til detektionsgrænsen beregnes et interval for PAH (BaP) på 2,1 – 4,2 µg pr. GJ og et interval for ΣPAH på 581 – 606 µg pr. GJ.

3) Alle PCB'er er under detektionsgrænsen.

Tabel 20 Biogasforbrug for motorer opdelt efter eleffekt, år 2000 og 2006

		2000	2006	Stigning i forbrug
Anlæg større end 0,5 MW _e	TJ	1296	2011	55 %
Anlæg mindre end 0,5 MW _e	TJ	1089	1140	5 %
Total	TJ	2386	3151	32 %

Generelt ligger emissionsfaktorerne for biogasdrift højere end det niveau, de samme motorer har ved naturgasdrift. Mest markant for CO da biogasmotorerne ikke er forsynet med CO katalysatorer.

Tabel 21 Emissionsfaktorer for biogasdrevne motorer, undergrupper.

Motor-fabrikat	NO _x g pr. GJ	UHC (C) g pr. GJ	CO g pr. GJ
Deutz/MWM	228	525	306
MAN	365	121	228
Jenbacher	161	284	344
Rolls Royce	205	535	240

5.8 Naturgasdrevne gasturbiner

Emissionsfaktorer for gasturbiner < 25 MW_e er vist i tabel 22. Detaljerede data findes i bilag 8.

Emissionsfaktorer for naturgasdrevne turbiner er fastlagt dels for perioden 2003-2006 og dels for 2007 og fremefter. Denne opdeling er relevant for gasturbinerne, idet de nye emissionsgrænseværdier for gasturbiner er gældende fra 2007³⁵ (MST, 2005). Gasforbruget er faldet de senere år og udgjorde i år 2006 74 % af forbruget i år 2000.

Emissionsfaktorerne for 2007 og fremefter er vist i tabel 22. Emissionsfaktorer for 2003-2006 er vist i kapitel 5.14.

Nogle gasturbiner er taget ud af drift i forbindelse med indførelse af grænseværdierne, men hovedparten af de gasturbiner der ikke overholdt de nye grænseværdier, er blevet forsynet med low-NO_x-brændere (dry-low-NO_x-brændere). På et enkelt værk er der installeret SCR.

Ingen målinger omfatter CH₄ og NMVOC. Emissionsfaktorerne for NMVOC og CH₄ er baseret på en fordelingsnøgle for total UHC (NMVOC og CH₄), der stammer fra det tidligere kortlægningsprojekt (Nielsen & Illerup, 2003).

De endelige emissionsfaktorer for NO_x, UHC og CO er baseret på gruppernes emissionsfaktorer. Emissionsfaktoren for N₂O er baseret på en samlet betragtning af gruppen af gasturbiner.

³⁵ Bekendtgørelse 621: Gasturbiner installeret før 17. oktober 1998 (dvs. hovedparten af de danske gasturbiner) skal overholde de lavere grænseværdier senest 17. oktober 2006

DGC har tidligere beregnet en SO₂-emissionsfaktor på 0,5 g pr. GJ for naturgasdrift (Kristensen, 2003).

Emissionsfaktoren for NO_x (48 g pr. GJ) er 62 % lavere end emissionsfaktoren for år 2000. Dette må tilskrives Bekendtgørelse 621 (MST, 2005) der fastlægger en emissionsgrænseværdi for NO_x der svarer til 63 g pr. GJ. Det er en væsentlig skærpelse af emissionsgrænseværdien og har som nævnt ført til installering af dry-low-NO_x-brændere på de fleste gasturbiner.

Den beregnede emissionsfaktor for UHC på 2,5 g pr. GJ er 8 % højere end emissionsfaktoren for år 2000 (2,3 g pr. GJ). Denne faktor er baseret på data fra år 2003-2006, da der ikke er nyere målinger. Emissionsfaktoren er baseret på måledata fra en enkelt gasturbine, hvorfra UHC kunne detekteres samt på måledata under detektionsgrænsen (Jørgensen et al., 2010b). Den tidligere faktor var baseret på data der alle var under detektionsgrænsen.

CO-emissionsfaktoren er fastlagt til 4,8 g pr. GJ, hvilket er 20 % lavere end emissionsfaktoren for år 2000.

Emissionsfaktoren for N₂O på 1,0 g pr. GJ er 53 % lavere end emissionsfaktoren for år 2000. Alle de tre målinger, der ligger til grund for emissionsfaktoren, er markant under emissionsfaktoren for år 2000. Den nye emissionsfaktor er fortsat noget højere end anført i IPCC Guidelines (IPCC 2006)³⁶.

Tabel 22 Emissionsfaktorer for naturgasdrevne gasturbiner <25 MW_e, 2007 og fremefter.

	Enhed	Emissionsfaktor
NO _x	g pr. GJ	48
UHC (C) ¹⁾	g pr. GJ	2,5
NMVOG ²⁾	g pr. GJ	1,6
CH ₄ ²⁾	g pr. GJ	1,7
CO	g pr. GJ	4,8
N ₂ O	g pr. GJ	1,0
Elvirkningsgrad	%	28,4

1) Baseret på 3 målinger foretaget i 2003-2006.

2) Baseret på en fordeling af UHC emissionsfaktoren. Fordelingen refererer til det tidligere kortlægningsprojekt (Nielsen & Illerup 2003)

Emissionsfaktorer for turbinefabrikater/typer er vist i tabel 23. Yderligere et fabrikat indgår i beregningerne, men da der kun er installeret en enkelt turbine af denne type i Danmark, er dette fabrikat udeladt af tabellen for at fastholde anonymitet for værkerne. NO_x-emissionsfaktorerne er faldet for alle turbinefabrikater siden år 2000. Knap 80 % af gasforbruget anvendes i EGT Tornado- og Typhoon-gasturbiner.

For Allison-gasturbinen er CO-emissionen højere end emissionsgrænseværdien. Den høje emissionsfaktor er ikke repræsentativ

³⁶ Emissionsfaktoren for naturgasdrevne gasturbiner i Energy Industries er anført til 0,1 g/GJ (0,03-0,3 g/GJ)

for Allison-gasturbinerne, men skyldes et røggasrensningsudstyr som nu er udskiftet (Jørgensen et al., 2010b). Data for Allison indgår i beregningerne af den samlede CO-emission for gasturbiner.

Tabel 23 Emissionsfaktorer for gasturbinefabrikater, 2007 og fremefter.

Fabrikat	NO _x g pr. GJ	UHC (C) g pr. GJ	CO g pr. GJ	Elvirknings- grad, %
Allison	36	11,3	86	25,0
EGT, Typhoon	49	2,2	2	27,9
EGT, Tornado	38	-	6	-
Solar	56	-	3	30,2

5.9 Olie

Der er beregnet emissionsfaktorer for henholdsvis gasoliedrevne motorer, gasoliedrevne gasturbiner og fueloliedrevne damp-turbinanlæg.

Der er ikke udarbejdet emissionsfaktorer for gasoliefyrede damp-turbiner, idet gasolien her udgør en mindre del af det samlede brændselsforbrug på de enkelte anlæg. Ikke desto mindre er forbruget af gasolie større for denne anlægstype end for de øvrige gasoliedrevne anlæg tilsammen.

Alle de tre projektmålinger er foretaget i 2007, dvs. efter at anlæggene skal overholde de nye emissionsgrænseværdier i Bekendtgørelse 621 (MST, 2005). Grænseværdierne gælder dog alene anlæg installeret efter 2005 og er ikke aktuelle for de anlæg, der var i drift i 2006.

Emissionsfaktorer for oliedrevne motorer er vist i tabel 24. Detaljerede data findes i bilag 9. Der er ikke foretaget nogen underopdeling i gruppen af gasoliefyrede motorer.

Der har ikke tidligere været udarbejdet emissionsfaktorer på basis af målinger på danske oliedrevne motorer.

Emissionsfaktoren for NO_x på 942 g pr. GJ er bemærkelsesværdig høj sammenlignet med de øvrige decentrale kraftvarmeanlæg. Faktoren er noget højere end den emissionsfaktor, der hidtil har været anvendt til de nationale emissionsopgørelser (700 g pr. GJ).

Emissionsfaktoren for UHC er beregnet til 18 g pr. GJ. Der er dog i det videre arbejde set bort fra denne emissionsfaktor, idet der kan være et problem med NMVOC-målingen som diskuteret nedenfor.

Emissionsfaktoren for CH₄ er fastlagt til 24 g pr. GJ, hvilket er bemærkelsesværdigt højt sammenholdt med IPCC Guidelines (2006) der anfører 1-10 g pr. GJ for gasolie i energisektoren generelt og 4 g pr. GJ for gasoliedrevne motorer.

I projektmålingerne har det ikke været muligt at detektere NMVOC-emission. Dette kan skyldes, at målingerne ikke har inkluderet kulbrinter tungere end C5. I EMEP/EEA Guidebook (EEA 2009) er anført en NMVOC-emissionsfaktor for gasoliedrevne motorer på 37 g pr. GJ (interval 19-56 g pr. GJ). DMU vil fremover anvende emissionsfaktoren 37 g pr. GJ i de nationale emissionsopgørelser.

N₂O-emissionsfaktoren på 2,1 g pr. GJ er næsten identisk med den hidtil anvendte emissionsfaktor på 2 g pr. GJ. Emissionsfaktoren for CO på 130 g pr. GJ er 30 % højere end den hidtil anvendte emissionsfaktor.

Emissionsfaktorerne for tungmetaller ligger alle lavt sammenholdt med både de faktorer, som hidtil er anvendt i de nationale emissionsopgørelser og EMEP/EEA Guidebook (EEA, 2009). Zn skiller sig dog ud ved at ligge endog meget højt sammenholdt med de samme to referencer. Zn-emissionen er endvidere meget højere end for de øvrige decentrale kraftvarmeværker. Der er dog ikke noget der tyder på unormal drift under målingen.

Emissionsfaktoren for PCDD/-F på 0,99 ng pr. GJ er i god overensstemmelse med den hidtil anvendte emissionsfaktor. Tre kongener er detekteret: 1,2,3,4,6,7,8-HpCDD, OCDD og 1,2,3,4,6,7,8-HpCDF. Sættes de øvrige kongener til 0 frem for at sætte dem til detektionsgrænsen, beregnes intervallet 0,014 – 0,99 ng pr. GJ.

De fleste PAH'er var over detektionsgrænsen, men enkelte var under³⁷. Sættes disse til værdien 0 frem for at sætte dem til detektionsgrænsen, beregnes et interval for PAH (BaP) på 30 - 33 µg pr. GJ og et interval for ΣPAH på 8984 – 8988 µg pr. GJ. Det har således ingen væsentlig betydning at enkelte PAH'er var under detektionsgrænsen.

Alle PCB'er var under detektionsgrænsen. HCB var ligeledes under detektionsgrænsen.

³⁷ Benzo[k]fluoranthren, Benzo[a]pyren og Dibenz[a,h]anthracen er under detektionsgrænsen.

Tabel 24 Emissionsfaktorer for gasoliedrevne motorer <25 MW_e.

	Enhed	Emissions-	faktor
NO _x	g pr. GJ		942
UHC (C) ¹⁾	g pr. GJ	-	(46)
NMVOC ¹⁾	g pr. GJ	-	(37)
CH ₄	g pr. GJ		24
CO	g pr. GJ		130
N ₂ O	g pr. GJ		2,1
As	mg pr. GJ	<	0,06
Cd	mg pr. GJ	<	0,01
Co	mg pr. GJ	<	0,28
Cr	mg pr. GJ		0,20
Cu	mg pr. GJ		0,30
Hg	mg pr. GJ	<	0,11
Mn	mg pr. GJ		0,01
Ni	mg pr. GJ		0,01
Pb	mg pr. GJ		0,15
Sb	mg pr. GJ	<	0,06
Se	mg pr. GJ	<	0,22
Tl	mg pr. GJ	<	0,22
V	mg pr. GJ		0,01
Zn	mg pr. GJ		58
PCDD/-F ²⁾	ng pr. GJ	<	0,99
PAH (BaP) ³⁾	µg pr. GJ	<	33
ΣPAH ³⁾	µg pr. GJ	<	8988
Naphthalen	µg pr. GJ		17642
HCB	µg pr. GJ	<	0,22
PCB ⁴⁾	ng pr. GJ	<	0,13
Formaldehyd	g pr. GJ		1,3
Acetaldehyd	g pr. GJ		0,404
Acrolein	g pr. GJ	<	0,002
Propanal	g pr. GJ		0,045
Acetone	g pr. GJ	<	0,082
Butanal	g pr. GJ		0,055
Pentanal	g pr. GJ	<	0,007
Hexanal	g pr. GJ	<	0,002
Benzaldehyd	g pr. GJ	<	0,029

1) Der er ikke detekteret NMVOC emission. Dette kan skyldes at der ikke er analyseret for kulbrinter tungere end C5. Der er derfor set bort fra den beregnede emissionsfaktor for NMVOC og dermed også fra UHC emissionsfaktoren. Emissionsfaktoren 37 g pr. GJ for NMVOC (EEA 2009) anvendes i det videre arbejde. På baggrund heraf er fastlagt en UHC emissionsfaktor på 46 g (C) pr. GJ.

2) Tre kongenere er detekteret: 1,2,3,4,6,7,8-HpCDD, OCDD og 1,2,3,4,6,7,8-HpCDF. Sættes de øvrige kongenere til 0 frem for at sætte dem til detektionsgrænsen beregnes intervallet 0,014 – 0,99 ng pr. GJ.

3) De fleste PAH'er er over detektionsgrænsen, men Benzo[k]fluoranthen, Benzo[a]pyren og Dibenz[a,h]anthracen er under detektionsgrænsen. Sættes disse til 0 frem for at sætte dem til detektionsgrænsen beregnes et interval for PAH (BaP) på 30 - 33 µg pr. GJ og et interval for ΣPAH på 8984 – 8988 µg pr. GJ. Det har således ingen væsentlig betydning at enkelte PAH'er er under detektionsgrænsen.

4) Alle PCB'er er under detektionsgrænsen

Emissionsfaktorer for gasoliedrevne turbiner og fueloliedrevne damp turbiner er vist i tabel 25.

NO_x-emissionsfaktoren for gasoliedrift af gasturbiner er 76 % lave-
re end den faktor, der hidtil har været anvendt. Den hidtil anvend-

te emissionsfaktor stammer fra indsamlede anlægsspecifikke data for (større) turbiner i 2001. Det vil være relevant at udarbejde en tidsserie for denne emissionsfaktor.

Emissionsfaktoren for NO_x fra fueloliedrevne dampturbiner er 38 % højere end den faktor, der hidtil har været anvendt.

Ligesom for de oliedrevne motorer er der set bort fra UHC- og NMVOC-målingerne for fueloliedrevne dampturbiner. DGC har ikke detekteret NMVOC-emission herfra. DMU vil fremover anvende NMVOC-emissionsfaktoren fra EMEP/EEA Guidebook (EEA, 2009) på 0,8 g pr. GJ³⁸. CH₄-emissionsfaktoren for fueloliedrevne dampturbineanlæg er fastlagt til 1,3 g pr. GJ. Dette er lavere end den hidtil benyttede faktor. DGC har på basis af emissionsmålingerne fastlagt en emissionsfaktor for UHC på 1,0 g pr. GJ. I det videre arbejde er imidlertid anvendt en emissionsfaktor der er beregnet som summen af NMVOC og CH₄ dvs. 1,6 g (C) pr. GJ.

Emissionsfaktoren for N₂O fra fueloliefyrede dampturbineanlæg på 5,0 g pr. GJ er højere end den hidtil anvendte emissionsfaktor, der var 2 g pr. GJ. Emissionsfaktoren ligger over intervallet fra IPCC Guidelines (2006) på 0,2-2 g pr. GJ.

Alle aldehydmålinger var under detektionsgrænsen.

Tabel 25 Emissionsfaktorer for gasoliefyrede gasturbiner og fueloliefyrede dampturbineanlæg.

Alle baseret på en måling	Enhed	Emissionsfaktor, gasolie, gasturbine	Emissionsfaktor, fuelolie, dampturbine
NO _x	g pr. GJ	83	136
UHC (C) ²⁾	g pr. GJ	-	-(1,6)
NMVOC ¹⁾	g pr. GJ	-	-(0,8)
CH ₄	g pr. GJ	-	< 1,3
CO	g pr. GJ	2,6	2,8
N ₂ O	g pr. GJ	-	5,0
TSP	g pr. GJ	-	9,5
Formaldehyd	g pr. GJ	-	< 0,0020
Acetaldehyd	g pr. GJ	-	< 0,0012
Acrolein	g pr. GJ	-	< 0,0012
Propanal	g pr. GJ	-	< 0,0012
Acetone	g pr. GJ	-	< 0,0041
Butanal	g pr. GJ	-	< 0,0012
Pentanal	g pr. GJ	-	< 0,0012
Hexanal	g pr. GJ	-	< 0,0012
Benzaldehyd	g pr. GJ	-	< 0,0012

1) DGC kunne ikke detektere emission af NMVOC. Da der ikke er analyseret for kulbrinter tungere end C5 og da der er dårlig overensstemmelse med EMEP/EEA Guidebook (EEA 2009) anvendes i stedet emissionsfaktoren 0,8 g pr. GJ, der refererer til EEA (2009).

2) På basis af emissionsmålingerne beregnes en emissionsfaktor på 1,0 g pr. GJ. Da der er foretaget det valg at NMVOC emissionsfaktoren baseres på EEA (2009) er UHC emissionsfaktoren beregnet på basis af denne faktor plus emissionsfaktoren for CH₄.

³⁸ EMEP/EEA Guidebook (EEA, 2009), source category 1A1a, using heavy fuel oil, table 3-7. NMVOC 0,8 g pr. GJ (0,8-1,28 g pr. GJ).

5.10 Forgasningsgas

Emissionsfaktorer for forgasningsgas er vist i tabel 26. Detaljerede data findes i bilag 10.

Der er ikke tidligere fastlagt emissionsfaktorer for forgasningsgas, men faktorerne kan i stedet sammenholdes med motorer, der anvender naturgas eller biogas.

Emissionsfaktoren for NO_x er på samme niveau som de øvrige gasmotorer. Emissionsfaktoren for UHC er derimod meget lavere og CO-emissionsfaktoren meget højere end ved naturgas- eller biogasdrift. Det hænger sammen med gassammensætningen, idet forgasningsgas har et højt indhold af CO og H_2 men et lavt indhold af kulbrinter³⁹.

Alle PCDD/-F-, PBDD/-F- og PCB-kongenerer var under detektionsgrænsen, mens HCB-emissionsfaktoren er bestemt til 0,8 μg pr. GJ.

PAH(BaP)-emissionsfaktoren er fastlagt til 4,9 μg pr. GJ. Kun to PAH'er var over detektionsgrænsen, og sættes værdien for de øvrige til værdien 0, kan intervallet 0,07 – 4,9 μg pr. GJ beregnes.

³⁹ En gasanalyse fra forgasningsanlægget i Harboøre refereret af Wit & Jensen (2009) anfører 23 %-vol. CO, 19 %-vol. H_2 og 5%-vol. CH_4 .

Tabel 26 Emissionsfaktorer for forgasningsgasdrevne motorer.

	Enhed	Emissionsfaktor
NO _x	g pr. GJ	173
UHC (C)	g pr. GJ	12
NMVOC	g pr. GJ	2
CH ₄	g pr. GJ	13
CO	g pr. GJ	586
N ₂ O	g pr. GJ	2,7
As	mg pr. GJ	0,12
Cd	mg pr. GJ	< 0,009
Co	mg pr. GJ	< 0,22
Cr	mg pr. GJ	0,029
Cu	mg pr. GJ	< 0,045
Hg	mg pr. GJ	0,54
Mn	mg pr. GJ	0,008
Ni	mg pr. GJ	0,014
Pb	mg pr. GJ	0,022
Sb	mg pr. GJ	< 0,045
Se	mg pr. GJ	< 0,18
Tl	mg pr. GJ	< 0,18
V	mg pr. GJ	< 0,045
Zn	mg pr. GJ	0,058
PCDD/-F ¹⁾	ng pr. GJ	< 1,7
PBDD/-F ²⁾	ng pr. GJ	< 7,2
PAH (BaP) ³⁾	µg pr. GJ	< 4,9
ΣPAH ³⁾	µg pr. GJ	< 181
Naphthalen	µg pr. GJ	8492
HCB	µg pr. GJ	0,80
PCB ⁴⁾	ng pr. GJ	< 0,24
Formaldehyd	g pr. GJ	1,5
Acetaldehyd	g pr. GJ	0,56
Acrolein	g pr. GJ	< 0,001
Propanal	g pr. GJ	0,048
Acetone	g pr. GJ	0,56
Butanal	g pr. GJ	< 0,001
Pentanal	g pr. GJ	< 0,001
Hexanal	g pr. GJ	< 0,001
Benzaldehyd	g pr. GJ	0,14

1. Alle PCDD/-F kongenerer er under detektionsgrænsen.

2. Alle PBDD/-F kongenerer er under detektionsgrænsen.

3. To PAH'er er over detektionsgrænsen: fluoren og phenanthren. Sættes de øvrige PAH'er til 0 frem for til detektionsgrænsen beregnes et interval for PAH (BaP) på 0,07-4,9 µg pr. GJ og et interval for ΣPAH på 139 - 181 µg pr. GJ.

4. Alle PCB'er er under detektionsgrænsen.

5.11 Enkeltstoffer og ækvivalensfaktorer for PCDD/-F, PBDD/-F, PAH og PCB

Enkeltstofferne i dette afsnit dækker stoffer for hvilke emissionsfaktorer opgøres i toksiske ækvivalenter. Måledata for enkeltstoffer for PCDD/-F, PBDD/-F, PAH og PCB er vist i bilag 11. Toksiske ækvivalensfaktorer er ligeledes vist i bilaget.

Total for klorerede dioxiner PCDD/-F er baseret på ækvivalensfaktorer fra Affaldsbekendtgørelsen (MST, 2003).

Der er ikke fastlagt selvstændige ækvivalensfaktorer for PBDD/-F. I henhold til anbefalet praksis (IPCS-WHO, 1998) er ækvivalensfaktorerne for PCDD/-F anvendt ved summeringen. Generelt antages en udskiftning af et halogen ikke at ændre toksiciteten meget (Behnisch et al., 2003; Samara et al., 2009), og ved at anvende samme skala bliver det muligt at vurdere PBDD/-F'ernes emissionsintensitet per produceret energienhed i forhold til PCDD/-F'ernes.

PCB-ækvivalensfaktorerne refererer til WHO 2005.

Summen for PAH er beregnet dels som en simpel sum (ΣPAH) af de 15 PAH'er, der er analyseret for, og dels som benzo(a)pyren ækvivalent sum ($PAH (BaP)$). Ækvivalensfaktorerne refererer til Luftvejledningen (MST, 2001). Fire PAH'er indgår i de nationale emissionsopgørelser. Tabel 27 viser emissionsfaktorer for disse.

Tabel 27 PAH emissionsfaktorer som indgår i nationale emissionsopgørelser rapporteret til CLRTAP.

PAH	Enhed	Gasolie	For- gasnings- gas	Biogas	Natur- gas	Affald	Halm	Træ
		Motor	Motor	Motor	Motor			
Benzo[b/j]fluoranthren	µg pr. GJ	15	< 2,0	< 1,2	< 9	< 1,7	< 0,5	< 15 ¹⁾
Benzo[k]fluoranthren	µg pr. GJ	< 1,7	< 2,0	< 1,2	< 1,7	< 0,9	< 0,5	< 5 ¹⁾
Benzo[a]pyren	µg pr. GJ	< 1,9	< 2,0	< 1,3	< 1,2	< 0,8	< 0,5	< 11 ¹⁾
Indeno[123-cd]pyren	µg pr. GJ	1,5	< 2,0	< 0,6	< 1,8	< 1,1	< 0,5	< 10 ¹⁾

1) Den ene af de to prøver, der er udtaget fra et træfyret anlæg, har emissioner over detektionsgrænsen.

5.12 Emissionsfaktorer for partikler

Parallelt med dette projekt har FORCE Technology for Energinet.dk gennemført PSO-projektet *Characterization of ultrafine particles from CHP Plants < 30 MW_e* (Energinet.dk 2009). Heri indgik blandt andet emissionsmåling af ultrafine partikler fra seks af de anlæg, hvor der også er udført projektmålinger under dette projekt. Der har vist sig at være nogle måletekniske vanskeligheder som gør, at der i nogle tilfælde er dårlig overensstemmelse mellem de data der er fastlagt for TSP, og de data partikelprojektet har fastlagt for PM_{0,1}, PM₁ og PM_{2,5}. Datasættet er vist i tabel 28. Det fremgår af tabellen, at TSP-målingerne er lavere end PM_{2,5}- eller PM₁-målingerne for affaldsanlægget A3 og for de biomassefyrede anlæg. På grund af uoverensstemmelserne med TSP-målingerne har vi i dette projekt valgt ikke at inkludere datasættet til opdatering af de nuværende emissionsfaktorer for ultrafine partikler. Datasættet er vist til orientering.

Tabel 28 Emissionsdata for ultrafine partikler. Data for PM_{0,1}, PM₁ og PM_{2,5} refererer til Energinet.dk (2009).

Anlægstype	Enhed	O ₂ , %	PM _{0,1}	PM ₁	PM _{2,5}	TSP
Affald, anlæg A2 (ESP+WET)	mg/Nm ³ (ref)	11	0,0008	0,060	0,065	0,070
Affald, anlæg A3 (SD+FB (+CYK))	mg/Nm ³ (ref)	11	0,0001	1,287	2,360	1,600
Affald anlæg A1 (ESP+WET+FB)	mg/Nm ³ (ref)	11	0,000003	0,0001	0,0021	0,004
Halm, anlæg B1	mg/Nm ³ (ref)	10	0,049	3,3	-	0,030
Halm, anlæg B2	mg/Nm ³ (ref)	10	0,0031	0,86	-	0,030
Træ, anlæg B3	mg/Nm ³ (ref)	10	0,073	4,5	6,116	0,900
Naturgasmotor	mg/Nm ³ (ref)	5	0,0640	0,352	-	-
Naturgasmotor, start	mg/Nm ³ (ref)	5	0,0544	1,856	-	-
Deponigas, motor	mg/Nm ³ (ref)	5	0,0032	0,064	0,112	-
Gasolie	mg/Nm ³ (ref)	5	0,0800	0,928	1,024	-

5.13 Emissionsfaktorer for decentral kraftvarme, sammenligning af anlægstyper

Emissionsfaktorer for decentral kraftvarme år 2006 (2007 for naturgas) er vist i tabel 29. I bilag 1 er emissionsfaktorerne vist i vægtenhed pr. Nm³ røggas.

Affaldsforbrændingsanlæg har de højeste emissionsfaktorer for alle metaller med undtagelse af Zn samt for HCB og PCB. PCB-emission er kun detekteret for affaldsforbrænding, mens alle PCB-kongenere var under detektionsgrænsen for de øvrige anlægstyper.

Halmfyrede værker har de højeste emissionsfaktorer for SO₂, PCDD/-F, PAH (BaP) og HCl. Træfyrede værker har de højeste emissionsfaktorer for TSP.

Naturgasdrevne motorer har de højeste emissionsfaktorer for UHC, CH₄ og NMVOC. Derudover er emissionsfaktorerne for flere aldehyder også højest.

Biogasmotorer og naturgasdrevne gasturbiner har generelt lave emissionsfaktorer for alle målte komponenter.

Oljedrevne motorer har den højeste emissionsfaktor for NO_x, Zn, naphthalen og ΣPAH. Fueloliedrevne damp-turbiner har den højeste emissionsfaktor for N₂O.

CO-emissionsfaktoren er højest for motorer, der anvender forgasningsgas.

Emissionsfaktorerne for PBDD/-F er alle baseret på målinger under detektionsgrænsen for alle kongenere og det giver derfor ikke mening at sammenligne emissionsfaktorerne.

Tabel 29 Samlet oversigt over emissionsfaktorer for decentral kraftvarme, år 2006 (2007 for naturgas).

	Enhed	Naturgas- motorer	Biogas- motorer	Naturgasdrevne turbiner	Gasolie- drevne motorer	Gasolie- drevne turbiner	Fuelolie, damp- turbiner	For- gasnings- gas, motorer	Affaldsfor- brændings- anlæg	Halm	Træ
SO ₂	g pr. GJ	-	-	-	-	-	-	-	< 8,3	49	< 1,9
NO _x	g pr. GJ	135 ⁸⁾	202	48	942	83	136	173	102	125	81
UHC (C)	g pr. GJ	435 ⁸⁾	333	2,5 ⁹⁾	(46) ¹⁰⁾	-	(1,6) ¹⁰⁾	12	< 0,68	< 0,94 ⁵⁾	< 6,1 ⁶⁾
NMVOC	g pr. GJ	92 ^{4) 8)}	10 ⁴⁾	1,6 ⁴⁾	(37) ¹⁰⁾	-	(0,8) ¹⁰⁾	2,3 ⁴⁾	< 0,56 ⁴⁾	< 0,78 ⁴⁾	< 5,1 ⁴⁾
CH ₄	g pr. GJ	481 ^{4) 8)}	434 ⁴⁾	1,7 ⁴⁾	24	-	< 1,3	13 ⁴⁾	< 0,34 ⁴⁾	< 0,47 ⁴⁾	< 3,1 ⁴⁾
CO	g pr. GJ	58 ⁸⁾	310	4,8	130	2,6	2,8	586	< 3,9	67	90
N ₂ O	g pr. GJ	0,58	1,6	1,0	2,1	-	5,0	2,7	1,2	1,1	0,83
NH ₃	g pr. GJ	-	-	-	-	-	-	-	< 0,29	-	-
TSP	g pr. GJ	-	-	-	-	-	9,5	-	< 0,29	< 2,3	10
As	mg pr. GJ	< 0,045	< 0,042	-	< 0,055	-	-	0,116	< 0,59	-	-
Cd	mg pr. GJ	< 0,003	0,002	-	< 0,011	-	-	< 0,009	< 0,44	< 0,32 ³⁾	0,27
Co	mg pr. GJ	< 0,20	< 0,21	-	< 0,28	-	-	< 0,22	< 0,56	-	-
Cr	mg pr. GJ	0,048	0,18	-	0,20	-	-	0,029	< 1,6	-	-
Cu	mg pr. GJ	0,015	0,31	-	0,30	-	-	< 0,045	< 1,3	-	-
Hg	mg pr. GJ	< 0,098 ³⁾	< 0,12	-	< 0,11	-	-	0,54	< 1,8	< 0,31 ³⁾	< 0,40 ³⁾
Mn	mg pr. GJ	< 0,046	0,19	-	0,009	-	-	0,008	< 2,1	-	-
Ni	mg pr. GJ	0,045	0,23	-	0,013	-	-	0,014	< 2,1	-	-
Pb	mg pr. GJ	0,043	0,005	-	0,15	-	-	0,022	< 5,5	-	-
Sb	mg pr. GJ	< 0,049 ³⁾	0,12	-	< 0,055	-	-	< 0,045	< 1,1	-	-
Se	mg pr. GJ	(0,01) ⁷⁾	< 0,21	-	< 0,22	-	-	< 0,18	< 1,1	-	-
Sn	mg pr. GJ	-	-	-	-	-	-	-	< 1,0 ²⁾	-	-
Tl	mg pr. GJ	< 0,20 ³⁾	< 0,21	-	< 0,22	-	-	< 0,18	< 0,45 ³⁾	-	-
V	mg pr. GJ	< 0,048	< 0,042	-	0,007	-	-	< 0,045	< 0,33	-	-
Zn	mg pr. GJ	2,9	4,0	-	58	-	-	0,058	2,3	0,41	2,3
PCDD/-F	ng pr. GJ	< 0,57	< 0,96 ¹⁾	-	< 0,99	-	-	< 1,7 ¹⁾	< 5,0	< 19	< 14
PBDD/-F	ng pr. GJ	-	< 5,0 ¹⁾	-	-	-	-	< 7,2 ¹⁾	< 6,3 ¹⁾	-	-
PAH (BaP)	µg pr. GJ	< 13	< 4,2	-	< 33	-	-	< 4,9	< 2	< 125	< 13
ΣPAH	µg pr. GJ	< 1025	< 606	-	< 8988	-	-	< 181	< 37	< 5946	< 664
Naphthalen	µg pr. GJ	2452	4577	-	17642	-	-	8492	< 129 ³⁾	12088	2314
HCB	µg pr. GJ	-	0,19	-	< 0,22	-	-	0,80	< 4,3	< 0,11	-
PCB	ng pr. GJ	-	< 0,19 ¹⁾	-	< 0,13 ¹⁾	-	-	< 0,24 ¹⁾	< 0,32	-	-
Formaldehyd	g pr. GJ	14,1	8,7	-	1,3	-	< 0,002	1,5	-	-	-
Acetaldehyd	g pr. GJ	1,01	0,12	-	0,40	-	< 0,001	0,56	-	-	-
Acrolein	g pr. GJ	0,016	0,001	-	< 0,002	-	< 0,001	< 0,001	-	-	-
Propanal	g pr. GJ	0,078	0,023	-	0,045	-	< 0,001	0,048	-	-	-
Acetone	g pr. GJ	0,45	0,023	-	< 0,082	-	< 0,004	0,56	-	-	-
Butanal	g pr. GJ	0,071	0,001	-	0,055	-	< 0,001	< 0,001	-	-	-
Pentanal	g pr. GJ	0,012	0,001	-	< 0,007	-	< 0,001	< 0,001	-	-	-
Hexanal	g pr. GJ	0,0063	0,001	-	< 0,002	-	< 0,001	< 0,001	-	-	-
Benzaldehyd	g pr. GJ	0,0019	0,013	-	< 0,029	-	< 0,001	0,14	-	-	-
Lugt	LE pr. m ³	3904	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Elvirkningsgrad	%	39,6	-	28,4	-	-	-	-	-	-	-
HCl	g pr. GJ	-	-	-	-	-	-	-	< 1,14	56	-
HF	g pr. GJ	-	-	-	-	-	-	-	< 0,14	-	-

1) Målingerne var under detektionsgrænsen for alle kongenerne.

2) Baseret på en enkelt måling der var under detektionsgrænsen.

3) Alle målinger under detektionsgrænsen.

4) Baseret på en fordelingsnøgle for UHC.

5) Kun en enkelt af i alt 7 målinger er over detektionsgrænsen.

6) To ud af tre målinger under detektionsgrænsen.

- 7) Der er foretaget to målinger der begge var under detektionsgrænsen. Der er set bort fra den estimerede emissionsfaktor og i stedet anvendes emissionsfaktoren 0,01 mg pr. GJ (EEA 2009).
- 8) Forhøjet emission under start og stop er indregnet.
- 9) Baseret på data fra 2003-2006.
- 10) Der er set bort fra projektets måleresultater og i stedet anvendes emissionsfaktorer for NMVOC fra EEA (2009). UHC emissionsfaktoren er beregnet på basis af NMVOC og CH₄ emissionsfaktorerne.

5.14 Emissionsfaktorer 2000 - 2006

DMU rapporterer årligt nationale emissionsopgørelser for alle år tilbage til protokollernes basisår. For drivhusgasser er basisåret 1990, for SO₂ 1980, NO_x, CO, NMVOC og NH₃ rapporteres tilbage til 1985. 1990 er basisår for tungmetaller og POP'er, mens partikler kun rapporteres tilbage til år 2000. Til brug for denne årlige rapportering af tidsserier for emissioner har DMU derfor behov for, at fastlægge tidsserier for en række emissionsfaktorer som indgår i rapporteringerne til klimakonventionen og/eller konventionen om langtransporteret grænseoverskridende luftforurening: SO₂, NO_x, NMVOC, CH₄, CO, CO₂, N₂O, NH₃, TSP, As, Cd, Cr, Cu, Hg, Ni, Pb, Se, Zn, PCDD/-F, benzo(a)pyrene, benzo(b)fluoranthene, benzo(k)fluoranthene, indeno(1,2,3-cd)pyrene og HCB.

Emissionsfaktorerne beregnet i dette projekt for 2006 eller 2007 er anvendt til udarbejdelse af tidsserier for emissionsfaktorerne. Nedenfor er der redegjort for de antagelser, der ligger til grund for tidsserierne. Endvidere er emissionsfaktorer for naturgasdrevne motorer og turbiner for år 2003-2006, som er fastlagt i dette projekt, præsenteret.

5.14.1 Affaldsforbrændingsanlæg

Affaldsforbrændingsanlæggene har skullet overholde nye emissionsgrænseværdier fra 2006. Grænseværdien for dioxin var dog som hovedregel gældende allerede fra 2005. Ombygning af anlæggene er sket over en årrække, og det er antaget at der har været en lineær udvikling af emissionsfaktorerne fra 2003-2006, og at emissionsfaktorerne derefter har været konstante. For dioxin er antaget en lineær udvikling fra 2003-2005 og derefter konstant. For Se og Zn er emissionsfaktoren for år 2000 fastlagt på basis af emissionsfaktorerne for Pb, idet der er antaget samme reduktion for Se og Zn som for Pb. Valget af Pb som indikator for reduktionen, er alene baseret på, at der er mange målinger, og at kun få af disse er under detektionsgrænsen. HCB-emissionsfaktoren for 1990 er fastlagt iht. EEA (2009) og udviklingen af emissionsfaktoren mellem 1990 og 2006 er antaget at følge udviklingen for PCDD/-F.

Der er udarbejdet tidsserier for SO₂, NO_x, NMVOC, CH₄, CO, N₂O, TSP, metaller, HCB, dioxin og de fire PAH'er.

Emissionsfaktoren for NH₃ er anvendt for hele tidsserien.

Mange emissionsmåleresultater er under detektionsgrænsen, og det vanskeliggør sikre konklusioner vedrørende udvikling af emissionsfaktorerne. For tre metaller er der beregnet intervaller for

emissionsfaktorerne baseret på henholdsvis detektionsgrænsen og værdien 0 - både for år 2000 og for år 2006. Disse intervaller samt de deraf følgende intervaller for reduktion er vist i tabel 30. Beregningen viser, at de lavere emissionsfaktorer ikke alene skyldes, at der nu er en lavere detektionsgrænse.

Tabel 30 Emissionsfaktorer for Cd, Hg og Pb fra affaldsforbrænding baseret på henholdsvis detektionsgrænsen og værdien 0. Intervaller for reduktion af emissionsfaktoren fra 2000-2006.

	2000		2006		Reduktion Interval for reduktion	
	Værdien 0	Detektions-grænse	Værdien 0	Detektions-grænse		
Cd	2,9 -	4,8	0,21 -	0,44	91 %	85 % - 96 %
Hg	2,9 -	7,4	1,71 -	1,79	76 %	38 % - 77 %
Pb	51 -	123	0,79 -	5,52	96 %	89 % - 99 %

5.14.2 Halm

Der er ikke udarbejdet tidsserier for emissionsfaktorerne. Alle faktorer er anvendt for hele tidsserien.

5.14.3 Træ

Der er ikke udarbejdet tidsserier for emissionsfaktorerne. Alle faktorer er anvendt for hele tidsserien.

5.14.4 Naturgasdrevne motorer

For naturgasdrevne motorer er der nye emissionsgrænseværdier gældende fra oktober 2006. Vi har tre datasæt: Emissionsfaktorerne for år 2000, emissionsfaktorerne baseret på målinger foretaget i år 2003-2006 samt emissionsfaktorerne for år 2007 og fremefter. Emissionsfaktorerne baseret på målinger fra år 2003-2006 er vist nedenfor.

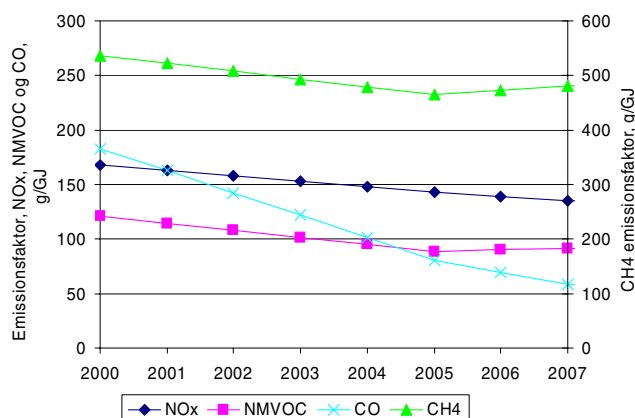
Der er udarbejdet tidsserier for årene 2000-2007 for NO_x, NMVOC, CH₄, CO og for de fire PAH'er.

Emissionsfaktoren for N₂O vil blive anvendt for hele tidsserien, selvom der tidligere er fastlagt en emissionsfaktor for år 2000, se kapitel 5.6.

De fastlagte emissionsfaktorer for metaller og PCDD/-F vil blive anvendt for hele tidsserien.

Emissionsfaktorerne fastlagt på basis af målinger fra år 2003-2006 er anvendt for år 2005. Der er antaget lineær udvikling fra år 2000-2005 og igen lineær udvikling fra 2005-2007. Herefter er emissionsfaktorerne antaget at være uændrede. Emissionsfaktorerne for år 2000 er baseret på de fuldlast emissionsfaktorer, der blev fastlagt i det tidligere kortlægningsprojekt (Nielsen & Illerup, 2003) samt indregning af de forhøjede emissioner under start og stop (Nielsen et al., 2008). For de fire PAH'er er antaget en lineær udvikling fra år 2000 til 2007.

Tidsserier for emissionsfaktorerne er vist i figur 6 nedenfor. Emissionsfaktorerne for CH₄ og NMVOC stiger en smule fra 2005 til 2007.



Figur 6 Tidsserier for emissionsfaktorer, naturgasmotorer.

Emissionsfaktorer for naturgasdrevne motorer 2003-2006

Fuldlast emissionsfaktorer for naturgasdrevne motorer baseret på målinger foretaget i 2003-2006 er vist i tabel 31. I alt indgår 368 datasæt. Detaljerede data, der viser antal målinger min., maks. og standardafvigelse, er inkluderet i bilag 6.

For NO_x, UHC og NMVOC er der yderligere fastlagt emissionsfaktorer, der inkluderer de forhøjede emissioner under start og stop af motorerne. Disse emissionsfaktorer er ligeledes vist i tabel 31.

Tabel 31 Emissionsfaktorer for naturgasdrevne motorer baseret på målinger foretaget i 2003-2006.

2003-2006	Unit	Emissionsfaktor fuldlast	Emissionsfaktor inkl. start/stop emissioner
NO _x	g/GJ	143	143
UHC (C)	g/GJ	406	420
NMVOC	g/GJ	86	88
CH ₄	g/GJ	450	465
CO	g/GJ	77	81
Formaldehyd	g/GJ	12	-
Acetaldehyd	g/GJ	0,68	-
Acrolein	g/GJ	0,033	-
Propanal	g/GJ	0,044	-
Acetone	g/GJ	0,072	-
Butanal	g/GJ	0,006	-
Pentanal	g/GJ	-	-
Hexanal	g/GJ	0,010	-
Benzaldehyd	g/GJ	0,0020	-
Lugt	LE/m ³	7809	-
Elvirkningsgrad	%	39,4	-

5.14.5 Biogasdrevne motorer

For biogasdrevne motorer er der ikke nye emissionsgrænseværdier før år 2013. Der er antaget en lineær udvikling fra år 2000 til år 2006. Der er udarbejdet tidsserier for årene 2000-2006 for NO_x, NMVOC, CH₄, CO og for de fire PAH'er.

De fastlagte emissionsfaktorer for N₂O, metaller, dioxin og HCB vil blive anvendt for hele tidsserien.

5.14.6 Naturgasdrevne turbiner

For naturgasdrevne turbiner er der nye emissionsgrænseværdier gældende fra oktober 2006. Der er tre datasæt: Emissionsfaktorerne for år 2000, emissionsfaktorerne baseret på målinger foretaget i år 2003 - 2006 samt emissionsfaktorerne for år 2007 og fremefter. Emissionsfaktorerne baseret på målinger fra år 2003 - 2006 er vist i tabel 32.

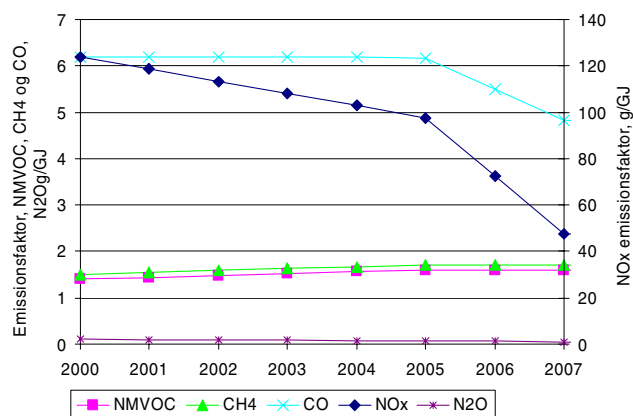
Der er udarbejdet tidsserier for årene 2000 - 2007 for NO_x, NMVOC, CH₄, CO og N₂O. Emissionsfaktorerne fastlagt på basis af målinger fra år 2003-2006 er anvendt for år 2005.

For CO og NO_x er antaget en lineær udvikling fra år 2000 - 2005 og igen en lineær udvikling fra 2005-2007.

Emissionsfaktorerne for NMVOC og CH₄ er baseret på målinger foretaget i år 2003-2006. Der er antaget en lineær udvikling i 2000-2005 og derefter uændret.

For N₂O er antaget en lineær udvikling fra år 2000 til år 2007 og herefter uændret.

Tidsserier for emissionsfaktorerne er vist i figur 7 nedenfor.



Figur 7 Tidsserier for emissionsfaktorer, naturgasdrevne turbiner.

Emissionsfaktorer for naturgasdrevne turbiner 2003-2006

Fuldlast-emissionsfaktorer for naturgasdrevne turbiner baseret på målinger foretaget i 2003-2006 er vist i tabel 32. I alt indgår 22 da-

tasæt. Detaljerede data, der viser antal målinger min., maks. og standardafvigelse, er inkluderet i bilag 8.

Tabel 32 Emissionsfaktorer for naturgasdrevne turbiner baseret på målinger foretaget i 2003-2006.

2003-2006	Enhed	Emissionsfaktor
NO _x	g pr. GJ	98
UHC (C)	g pr. GJ	2,5
NMVOC	g pr. GJ	1,6
CH ₄	g pr. GJ	1,7
CO	g pr. GJ	6,2
Elvirkningsgrad	%	28,8

5.14.7 Olie

For gasoliedrevne motorer er alle emissionsfaktorerne anvendt for hele tidsserien. SO₂ indgår ikke i de udarbejdede emissionsfaktorer og den nuværende tidsserie er derfor uændret.

For gasoliedrevne turbiner er der kun udarbejdet emissionsfaktorer for NO_x og CO. For NO_x er den nuværende emissionsfaktor baseret på anlægsspecifikke emissionsdata for lidt større anlæg i år 2001. Der er udarbejdet en tidsserie for NO_x, hvor det er antaget, at der har været en lineær udvikling af emissionsfaktoren fra 2001 til 2006. Emissionsfaktoren for CO anvendes for alle år.

For fueloliedrevne damp turbiner er den hidtil anvendte emissionsfaktor for NO_x baseret på anlægsspecifikke data fra større anlæg. Faktoren opdateres årligt. Den nye emissionsfaktor vil blive anvendt tilbage til år 2000, mens tidsserien før år 2000 ikke er ændret. De øvrige emissionsfaktorer vil blive anvendt for alle år, CO emissionsfaktoren dog kun tilbage til år 2000⁴⁰.

5.14.8 Forgasningsgas

Der er ikke tidligere fastlagt emissionsfaktorer for forgasningsgas, og alle emissionsfaktorer vil derfor blive anvendt for hele tidsserien.

⁴⁰ For årene før år 2000 anvendes emissionsfaktoren 5 g pr. GJ der refererer til EMEP/EEA Guidebook (EEA, 2009).

6 Vurdering af skadesvirkning af PBDD/-F, PCB og HCB

6.1 Bromerede dioxiner og furaner, PBDD/-F

De bromerede dioxiner og furaner (PBDD/-F) indgik som screeningskomponenter i måleprogrammet. Datasættet dækker affaldsforbrænding, biogasdrevne motorer og motorer der anvender forgasningsgas baseret på træ. Baggrunden for at medtage de bromerede dioxiner og furaner på screeningsniveau, var den meget udbredte anvendelse af de bromerede flammehæmmere penta- og octa-BDE, som dog nu er bragt til ophør. Disse flammehæmmere bidrager til dannelsen af utilsigtede dioxin- og furanemissioner.

Da detektionsgrænserne for især de bromerede dioxiner viste sig at ligge en del højere end detektionsgrænsen for de klorerede dioxiner, og da alle PBDD/-F målingerne ligger under detektionsgrænsen, vil enhver sammenligning være forbundet med en høj usikkerhed.

På baggrund af måledata kan det ikke udelukkes, at emissionen af bromerede dioxiner og furaner ligger på samme niveau eller overstiger emissionen af klorerede dioxiner og furaner.

Ud fra et toksikologisk synspunkt er bidraget fra de bromerede flammehæmmere af bekymring, idet målingerne inkluderet i dette projekt kun dækker et mindre antal af de mulige kongener, nemlig summen af de antaget mest toksiske enkelt kongener af rene klorerede hhv. bromerede dioxiner og furaner. Her er ikke medtaget de blandede PBCDD/-F'ere som udgør op mod 1000 mulige 2,3,7,8-kongenerer mod de 17 mest toksisk potente PCDD/-F hhv. PBDD/-F kongenerer (Söderström & Marklund, 2002).

6.2 PCB

PCB'erne indgik ligesom PBDD/-F'erne som screeningskomponenter i måleprogrammet. Datasættet dækker affaldsforbrænding, biogasdrevne motorer, gasoliedrevne motorer samt motorer der anvender forgasningsgas baseret på træ.

PCB er, sammen med en række andre POP-stoffer, anbefalet rapporteret i de nationale emissionsopgørelser til konventionen om langtransporteret grænseoverskridende luftforurening. PCB'erne er desuden kilde til emissionen af klorerede dioxiner fra affaldsforbrænding.

For PCB har det været vigtigt ud fra komponentens toxicitetspotentiale, at få frembragt dokumentation for en retvisende dansk

emissionsfaktor, da usikkerheden i tidligere undersøgelser har vist sig at varierer meget kraftigt og for Danmarks tilfælde, at være lavere end eksisterende viden fra andre lande viser (Thomsen et al., 2009).

Alle målinger fra motoranlæggene lå under detektionsgrænsen. Der er bestemt emissionsfaktorer ud fra detektionsgrænserne. For affald er flere kongenerer over detektionsgrænsen. Emissionen er estimeret størst fra affaldsforbrænding som forventet; den estimerede emissionsfaktor ligger langt under angivne EF-værdier fra tidligere studier (Thomsen et al., 2009).

6.3 HCB

HCB indgik som screeningskomponent i måleprogrammet. Data-sættet dækker affaldsforbrænding, biogasdrevne motorer, gasolie-drevne motorer samt motorer der anvender forgasningsgas baseret på træ, samt halmfyrede anlæg.

HCB indgår i de nationale emissionsopgørelser, der rapporteres til konventionen om langtransporteret grænseoverskridende luftforurening.

HCB-emissionen er som ventet størst fra affaldsforbrænding. Selvom HCB-emissionen er betydeligt lavere end hidtil estimeret, er decentral kraftvarme, særligt affaldsforbrænding, blandt de største kilder til HCB-emission i Danmark.

HCB anvendes ikke i Danmark, men dannes utilsigtet ved tilstedeværelse af chlor under forbrændingsprocesser.

7 Emissionsopgørelse for decentral kraftvarme

7.1 Datagrundlag

Emissionsopgørelsen for decentral kraftvarme år 2006 er baseret på:

- Energistyrelsens energiproducenttælling for 2006.
- Emissionsfaktorer for 2006 som er fastlagt i dette projekt (tabel 29 i kapitel 5.13). For naturgas er det dog emissionsfaktorer for 2007, der er anvendt.
- DMU's hidtil anvendte emissionsfaktorer for 2006, såfremt nye faktorer ikke er fastlagt i dette projekt.
- Emissionsfaktorer fra det tidligere kortlægningsprojekt (Nielsen & Illerup, 2003) for de faktorer, der ikke er omfattet af de to ovenstående datakilder.

Anlæg med en eleffekt på under 25 MW_e er inkluderet, såfremt de ikke er placeret på centrale anlæg.

Forbrug af sekundære brændsler på anlæggene er inkluderet. Derfor er der mindre afvigelse i forhold til data for brændselsforbrug under anlægsbeskrivelserne i kapitel 3. Forbruget af halm og træ på Grenå Kraftvarmeværk og halmforbruget på Thisted Kraftvarmeværk er inkluderet i opgørelsen. Dual-fuel motorernes forbrug af gasolie er inkluderet under gasoliedrevne motorer. Forbruget af gasolie på dampturbineanlæg og kombianlæg er inkluderet under gasolie, gasturbiner.

7.2 Emissionsfaktorer og brændselsforbrug 2006

Brændselsforbrug og emissionsfaktorer anvendt som basis for beregningen af samlede emissioner fra decentral kraftvarme er vist i tabel 33. De emissionsfaktorer, som ikke er fastlagt i dette projekt, men i stedet refererer til de nationale emissionsopgørelser eller det tidligere kortlægningsprojekt, er markeret med grå.

Forbrug på anlæg der er placeret på centrale anlæg er ikke inkluderet heller ikke selvom den enkelte produktionsenhed er mindre end 25 MW_e. Forbruget af gasolie på kombianlæg og dampturbineanlæg er inkluderet under gasoliedrevne turbiner.

Tabel 33 Emissionsfaktorer og brændselsforbrug der ligger til grund for emissionsopgørelsen for decentrale kraftvarmeværker <25 MW_e. Emissionsfaktorer som refererer til øvrige kilder er markeret med grå. (NE: Not Estimated).

	Enhed	Naturgas- motorer	Biogas- motorer	Naturgasdrevne turbiner	Gasoliedrevne motorer	Gasoliedrevne turbiner	Fuelolie, damppturbine	Forgasnings- gas, motorer	Affaldsforbræn- dingsanlæg	Halm	Træ
Brændselsforbrug	TJ	28033	3125	6907	30	75	2284	66	33728	3139	3562
SO ₂	g pr. GJ	0,3	19,2	0,3	23	23	308	1,88	8,3	49	1,9
NO _x	g pr. GJ	135	202	48	942	83	136	173	102	125	81
UHC (C)	g pr. GJ	435	333	2,5	46	3	1,6	12	0,68	0,94	6,1
NMVOG	g pr. GJ	92	10	1,6	37	2	0,8	2,3	0,56	0,78	5,1
CH ₄	g pr. GJ	481	434	1,7	24	1,5	1,3	13	0,34	0,47	3,1
CO	g pr. GJ	58	310	4,8	130	2,6	2,8	586	3,9	67	90
N ₂ O	g pr. GJ	0,58	1,6	1,0	2,1	-	5,0	2,7	1,2	1,1	0,83
NH ₃	g pr. GJ	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	0,29	NE	NE
TSP	g pr. GJ	0,76	2,63	0,10	5	5	9,5	7,9	0,29	2,3	10
As	mg pr. GJ	0,045	0,042	0,045	0,055	0,055	14,07	0,12	0,59	2,0	2,34
Cd	mg pr. GJ	0,003	0,002	0,003	0,011	0,011	13,5	0,009	0,44	0,32	0,27
Co	mg pr. GJ	0,20	0,21	0,20	0,28	0,28	NE	0,223	0,56	NE	NE
Cr	mg pr. GJ	0,048	0,18	0,048	0,20	0,20	33,33	0,029	1,6	1,52	2,34
Cu	mg pr. GJ	0,015	0,31	0,015	0,30	0,30	12,96	0,045	1,3	1,66	2,6
Hg	mg pr. GJ	0,098	0,12	0,098	0,11	0,11	4,3	0,54	1,8	0,31	0,40
Mn	mg pr. GJ	0,046	0,19	0,046	0,009	0,009	NE	0,008	2,1	NE	NE
Ni	mg pr. GJ	0,045	0,23	0,045	0,013	0,013	642	0,014	2,1	1,62	2,34
Pb	mg pr. GJ	0,043	0,005	0,043	0,15	0,15	23,46	0,022	5,5	6,12	3,62
Sb	mg pr. GJ	0,049	0,12	0,049	0,055	0,055	NE	0,045	1,1	NE	NE
Se	mg pr. GJ	0,01	0,21	0,01	0,22	0,22	12,30	0,18	1,1	NE	NE
Sn	mg pr. GJ	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	1,0	NE	NE
Tl	mg pr. GJ	0,20	0,21	0,20	0,22	0,22	NE	0,18	0,45	NE	NE
V	mg pr. GJ	0,048	0,042	0,048	0,007	0,007	NE	0,045	0,33	NE	NE
Zn	mg pr. GJ	2,9	4,0	2,9	58	58	2,72	0,06	2,3	8,39	2,3
PCDD/-F	ng pr. GJ	0,57	0,96	0,025	0,99	0,882	0,882	1,7	5,0	22	14
PBDD/-F	ng pr. GJ	NE	5,0	NE	NE	NE	NE	7,2	6,3	NE	NE
PAH (BaP)	µg pr. GJ	13	4,2	5	33	NE	NE	5	2	125	13
ΣPAH	µg pr. GJ	1025	606	83	8988	NE	NE	181	37	5946	664
Naphthalen	µg pr. GJ	2452	4577	300	17642	NE	NE	8492	129	12088	2314
HCB	µg pr. GJ	NE	0,19	NE	0,22	NE	NE	0,80	4	0,11	4
PCB	ng pr. GJ	NE	0,19	NE	0,13	NE	NE	0,24	0,32	NE	NE
Formaldehyd	g pr. GJ	14,1	8,7	0,01	1,3	NE	0,002	1,5	NE	NE	NE
Acetaldehyd	g pr. GJ	1,01	0,12	NE	0,40	NE	0,001	0,56	NE	NE	NE
Acrolein	g pr. GJ	0,016	0,001	NE	0,002	NE	0,001	0,001	NE	NE	NE
Propanal	g pr. GJ	0,078	0,023	NE	0,045	NE	0,001	0,048	NE	NE	NE
Acetone	g pr. GJ	0,45	0,023	0,01	0,082	NE	0,004	0,56	NE	NE	NE
Butanal	g pr. GJ	0,071	0,001	0,01	0,055	NE	0,001	0,001	NE	NE	NE
Pentanal	g pr. GJ	0,012	0,001	NE	0,007	NE	0,001	0,001	NE	NE	NE
Hexanal	g pr. GJ	0,006	0,001	NE	0,002	NE	0,001	0,001	NE	NE	NE
Benzaldehyd	g pr. GJ	0,002	0,013	NE	0,029	NE	0,001	0,14	NE	NE	NE
HCl	g pr. GJ	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	1,14	56	0,9
HF	g pr. GJ	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	0,14	0,2	0,09

7.3 Emissionsopgørelse 2006

Samlede emissioner fra decentral kraftvarme < 25MW_e i 2006 er vist i tabel 34. En tilsvarende tabel, der viser fordelingen i % findes i bilag 13.

Brændselsforbruget på decentrale kraftvarmeværker var i 2006 højest for affaldsforbrændingsanlæg (42 %) og naturgasdrevne motorer (35 %). Brændselsforbruget for naturgasdrevne turbiner (herunder hele forbruget på combined cycle-anlæg) udgjorde 9 %, mens forbruget på biogasmotorer, halm- og træfyrede værker samt fueloliefyrede damppturbiner hver især udgjorde under 5 %. Forbruget af forgasningsgas og af gasolie udgjorde i 2006 mindre end 1 % af det samlede forbrug på decentrale værker.

Naturgasdrevne motorer var langt den største kilde til emission af CH₄, NMVOC og aldehyder. Endvidere udgjorde gasmotorernes emission af ΣPAH lidt over 50 %. Gasmotorerne var i 2006 den største emissionskilde for CO (49 %) og NO_x (41 %) samt lidt uventet også for Zn (34 %).

Affaldsforbrændingsanlæg var den største kilde til emission af de fleste metaller, N₂O, HF, PCDD/-F, HCB og PCB. Endvidere var der et højt emissionsbidrag for NO_x (37 %) og SO₂ (23 %). Der er kun beregnet NH₃-emission fra affaldsfyrede værker.

Det beregnede emissionsbidrag af PBDD/-F fra affaldsforbrænding er højere end fra de øvrige anlægstyper. Men da alle emissionsmålinger var under detektionsgrænsen for alle kongener og for alle tre anlægstyper, kan den største emissionskilde ikke fastlægges på baggrund af det foreliggende datagrundlag.

Halmfyrede værker var den største emissionskilde for HCl og også en stor kilde til emissionen af ΣPAH (35 %). Træfyrede værker var den største kilde til TSP-emission. Både træ- og halmfyrede værker var desuden væsentlige kilder til emissionen af PCDD/-F.

Fueloliefyrede damppturbiner var den største kilde til SO₂-emission og til emissionen af flere metaller. Emissionsfaktorerne for SO₂ og metaller fra fueloliefyring er ikke fastlagt i dette projekt, men refererer til de nationale emissionsopgørelser. Emissionsfaktorerne for metaller for fueloliefyring er ikke opdateret de senere år, men de store reduktioner af emissionen af metaller fra affaldsforbrændingsanlæg gør, at DMU indenfor de nærmeste år må gennemgå og, om nødvendigt, opdatere emissionsfaktorer for metaller fra andre brændsler, som ikke tidligere har været væsentlige kilder. SO₂-emissionsfaktoren for fuelolie bør tilsvarende opdateres.

Biogasdrevne motorer var i 2006 en væsentlig kilde til CO-emission (29 %), men ellers var emissionsandelen fra biogasdrevne motorer begrænset.

Emissionsbidragene fra naturgasdrevne turbiner, gasolie og forgasningsgas er alle lave.

I kapitel 8 er de emitterede mængder sammenlignet med de samlede danske emissioner.

Tabel 34 Emissionsopgørelse for decentrale kraftvarmeværker <25 MW_e.

	Enhed	Naturgas-motorer	Biogas-motorer	Naturgas-drevne turbiner	Gasolie drevne motorer	Gasolie drevne turbiner	Fuelolie, damp-turbine	Forgasningsgas, motorer	Affaldsforbrændingsanlæg	Halm	Træ	Decentral kraftvarme total
Brændselsforbrug	TJ	28033	3125	6907	30	75	2284	66	33728	3139	3562	80950
SO ₂	Ton	8	60	2	1	2	704	0	279	153	7	1215
NO _x	Ton	3781	632	329	29	6	310	11	3453	393	290	9234
UHC (C)	Ton	12186	1041	17	1	0	4	1	23	3	22	13298
NMVOG	Ton	2568	30	11	1	0	2	0	19	2	18	2652
CH ₄	Ton	13495	1357	12	1	0	3	1	11	1	11	14892
CO	Ton	1633	970	33	4	0	6	39	132	212	322	3352
N ₂ O	Ton	16	5	7	0	NE	11	0	42	4	3	88
NH ₃	Ton	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	10	NE	NE	10
TSP	Ton	21	8	1	0	0	22	1	10	7	36	106
As	kg	1,26	0,13	0,31	0,00	0,00	32	0,01	20,02	6,28	8,33	68
Cd	kg	0,08	0,01	0,02	0,00	0,00	31	0,00	14,81	1,01	0,97	48
Co	kg	5,72	0,65	1,41	0,01	0,02	NE	0,01	19,01	NE	NE	27
Cr	kg	1,34	0,57	0,33	0,01	0,01	76	0,00	52,60	4,77	8,33	144
Cu	kg	0,42	0,98	0,10	0,01	0,02	30	0,00	43,81	5,21	9,26	89
Hg	kg	2,76	0,39	0,68	0,00	0,01	10	0,04	60,30	0,96	1,44	76
Mn	kg	1,28	0,59	0,32	0,00	0,00	NE	0,00	72,24	NE	NE	74
Ni	kg	1,27	0,73	0,31	0,00	0,00	1467	0,00	69,31	5,09	8,33	1552
Pb	kg	1,21	0,01	0,30	0,00	0,01	54	0,00	186,19	19,21	12,89	273
Sb	kg	1,38	0,39	0,34	0,00	0,00	NE	0,00	38,40	NE	NE	41
Se	kg	0,28	0,65	0,07	0,01	0,02	28	0,01	37,30	NE	NE	66
Sn	kg	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	35,33	NE	NE	35
Tl	kg	5,51	0,65	1,36	0,01	0,02	NE	0,01	15,07	NE	NE	23
V	kg	1,35	0,13	0,33	0,00	0,00	NE	0,00	11,03	NE	NE	13
Zn	kg	81,70	12,35	20,13	1,76	4,37	6,2	0,00	78,72	26,34	8,33	240
PCDD/-F	mg	15,88	2,99	0,17	0,03	0,07	2,0	0,12	167,36	69,06	51,16	309
PBDD/-F	mg	NE	15,6	NE	NE	NE	NE	0,5	211	NE	NE	227
PAH (BaP)	kg	0,361	0,013	0,035	0,001	NE	NE	0,000	0,074	0,391	0,047	0,92
ΣPAH	kg	29	2	0,6	0,3	NE	NE	0,01	1,3	19	2	54
Naphthalen	kg	69	14	2	0,5	NE	NE	0,6	4	38	8	137
HCB	g	NE	0,60	NE	0,01	NE	NE	0,05	145	0,4	14	160
PCB	mg	NE	0,60	NE	0,00	NE	NE	0,02	11	NE	NE	11
Formaldehyd	Ton	396	27	0,069	0,040	NE	0,005	0,101	NE	NE	NE	423
Acetaldehyd	Ton	28	0,36	NE	0,012	NE	0,003	0,037	NE	NE	NE	29
Acrolein	Ton	0,44	0,003	NE	0,000	NE	0,003	0,000	NE	NE	NE	0,4
Propanal	Ton	2,18	0,071	NE	0,001	NE	0,003	0,003	NE	NE	NE	2
Acetone	Ton	12,8	0,073	0,069	0,002	NE	0,009	0,037	NE	NE	NE	13
Butanal	Ton	2,0	0,003	0,069	0,002	NE	0,003	0,000	NE	NE	NE	2
Pentanal	Ton	0,33	0,004	NE	0,000	NE	0,003	0,000	NE	NE	NE	0,3
Hexanal	Ton	0,18	0,003	NE	0,000	NE	0,003	0,000	NE	NE	NE	0,2
Benzaldehyd	Ton	0,053	0,040	NE	0,001	NE	0,003	0,010	NE	NE	NE	0,1
HCl	Ton	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	38	175	3	216
HF	Ton	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	4,6	0,6	0,3	6

8 Værkernes andel af samlet dansk emission

Tabel 35 viser emissionsdata for decentral kraftvarme i 2006 sammenlignet med emissionsdata rapporteret under klimakonventionen (Nielsen et al., 2009a) og konventionen om langtransporteret, grænseoverskridende luftforurening (Nielsen et al., 2009b). Emissionen fra decentral kraftvarme er sammenholdt med:

- Sektoren betegnet 1A1a Public electricity and heat production.
- Sektoren betegnet 1A Fuel combustion⁴¹.
- Den samlede nationale emission⁴².

Energinet.dk anvender emissionsfaktorerne til blandt andet at beregne den samlede emission fra elproduktion og til beregning af en miljødeklaration for el. I de nationale emissionsopgørelser er der imidlertid ikke en samlet opgørelse af emissionen fra elproducerende anlæg. Fx indregnes industriel kraftvarme under industriel forbrænding (sektor *1A2 Manufacturing Industries and Construction*). En sammenligning med sektoren *1A1a Public electricity and heat production* giver imidlertid et ganske godt billede af, hvor emissionerne fra decentral kraftvarme er betydelige i forhold til de samlede emissioner fra elproduktion.

Emissionen af NO_x fra decentral kraftvarme udgjorde i 2006 5 % af den samlede danske emission. SO₂ udgjorde ligeledes 5 % af den nationale emission. CH₄-emissionen udgjorde 6 % af den nationale emission, mens emissionen af flere metaller (As, Cr og Ni) lå over 10 %. Emissionsbidraget fra HCB er helt oppe på 30 %, men her skal det bemærkes, at ikke alle emissionskilder er inkluderet i de nationale opgørelser. Emissionsandelen for dioxin er helt nede på 1 %, hvilket er et markant fald siden 1995 hvor andelen var omkring 35 %.

Sammenholdes emissionen fra decentral kraftvarme med sektoren *1A1a Public electricity and heat production* fremgår det, at CH₄-emissionen var højere (23 %) fra decentral kraftvarme. Det skyldes, som nævnt ovenfor, at en del af emissionerne fra decentrale kraftvarmeanlæg er inkluderet under andre sektorer. CH₄-emissionen stammer næsten udelukkende fra gasmotorer, og en del af disse er installeret på industrielle værker. Emissionen af NMVOC stammer også næsten udelukkende fra gasmotorer, der alle er decentrale værker og NMVOC-andelen er 90 %. Derudover er de decentrale værker en væsentlig emissionskilde for NO_x, CO, metaller, dioxin (PCDD/-F) og HCB.

⁴¹ *1A Fuel combustion* inkluderer transport.

⁴² Danske emissioner eksklusiv Færøerne og Grønland.

Tabel 35 Decentrale kraftvarmeværkers andel af nationale emissioner, 2006.

	Enhed	Decentral kraftvarme < 25MW _e	1A1a Public electricity and heat production ¹⁾	1A Fuel combustion ¹⁾	National total ¹⁾	1A1a Public electricity and heat production	1A Fuel combustion	National total
Brændselsforbrug	TJ	80950	386495	842188	-	21 %	10 %	-
SO ₂	Ton	1215	9761	24225	25423	12 %	5 %	5 %
NO _x	Ton	9234	35578	172828	173124	26 %	5 %	5 %
NMVOG	Ton	2652	2935	60137	107085	90 %	4 %	2 %
CH ₄	Ton	14892	12068	24683	268595	123 %	60 %	6 %
CO	Ton	3352	8368	437320	437785	40 %	1 %	1 %
N ₂ O	Ton	88	374	1442	20839	24 %	6 %	0,4 %
NH ₃	Ton	10	-	2303	75707	-	0,4 %	0,01 %
TSP	Ton	106	954	32179	48324	11 %	0,3 %	0,2 %
As	kg	68	174	495	495	39 %	14 %	14 %
Cd	kg	48	96	587	592	50 %	8 %	8 %
Cr	kg	144	336	1165	1165	43 %	12 %	12 %
Cu	kg	89	302	9134	9180	30 %	1 %	1 %
Hg	kg	76	430	1036	1082	18 %	7 %	7 %
Ni	kg	1552	1985	10370	10370	78 %	15 %	15 %
Pb	kg	273	721	3357	3425	38 %	8 %	8 %
Se	kg	66	1108	1945	1946	6 %	3 %	3 %
Zn	kg	240	2224	13412	14054	11 %	2 %	2 %
PCDD/-F	mg	309	1135	18917	25073	27 %	2 %	1 %
HCB	g	160	268	526	532	60 %	30 %	30 %

1) Total emission fra DMU's nationale rapportering for 2006 (Nielsen et al. 2009a, Nielsen et al. 2009b) er korrigeret iht. de nye emissionsfaktorer for decentral kraftvarme.

9 Usikkerhed

DGC og FORCE Technology har beregnet usikkerhed for hovedparten af emissionsfaktorerne. De beregnede usikkerheder og metodebeskrivelse er at finde i projektets delrapport 3 (Boje et al., 2010b) og delrapport 4 (Jørgensen et al., 2010b).

10 Konklusioner

På baggrund af projektmålinger og indsamlede emissionsdata er der blevet udarbejdet opdaterede emissionsfaktorer for decentral kraftvarme < 25 MW_e for år 2006/2007. Et uddrag af emissionsfaktorerne er vist i tabel 36. Når emissionsfaktorerne for naturgasdrevne motorer og turbiner er bestemt for år 2007, hænger det sammen med, at der er nye emissionsgrænseværdier gældende fra 2007.

Tabel 36 Uddrag af emissionsfaktorerne for decentral kraftvarme < 25MW_e, 2006 (2007 for naturgas).

	Enhed	Naturgas- motorer	Biogas- motorer	Naturgas- drevne turbiner	Gasolie- drevne motorer	Gasolie- drevne turbiner	Fuelolie, damp- turbine	Forgas- ningsgas, motorer	Affaldsfor- brændings- anlæg	Halm	Træ
SO ₂	g pr. GJ	-	-	-	-	-	-	-	< 8,3	49	< 1,9
NO _x	g pr. GJ	135 ⁸⁾	202	48	942	83	136	173	102	125	81
UHC (C)	g pr. GJ	435 ⁸⁾	333	2,5 ⁹⁾	(46) ¹⁰⁾	-	(1,6) ¹⁰⁾	12	< 0,68	< 0,94 ⁵⁾	< 6,1 ⁶⁾
NMVOG	g pr. GJ	92 ⁴⁾ 8)	10 ⁴⁾	1,6 ⁴⁾	(37) ¹⁰⁾	-	(0,8) ¹⁰⁾	2,3 ⁴⁾	< 0,56 ⁴⁾	< 0,78 ⁴⁾	< 5,1 ⁴⁾
CH ₄	g pr. GJ	481 ⁴⁾ 8)	434 ⁴⁾	1,7 ⁴⁾	24	-	< 1,3	13 ⁴⁾	< 0,34 ⁴⁾	< 0,47 ⁴⁾	< 3,1 ⁴⁾
CO	g pr. GJ	58 ⁸⁾	310	4,8	130	2,6	2,8	586	< 3,9	67	90
N ₂ O	g pr. GJ	0,58	1,6	1,0	2,1	-	5,0	2,7	1,2	1,1	0,83
NH ₃	g pr. GJ	-	-	-	-	-	-	-	< 0,29	-	-
TSP	g pr. GJ	-	-	-	-	-	9,5	-	< 0,29	< 2,3	10
As	mg pr. GJ	< 0,045	< 0,042	-	< 0,055	-	-	0,116	< 0,59	-	-
Cd	mg pr. GJ	< 0,003	0,002	-	< 0,011	-	-	< 0,009	< 0,44	< 0,32 ³⁾	0,27
Co	mg pr. GJ	< 0,20	< 0,21	-	< 0,28	-	-	< 0,22	< 0,56	-	-
Cr	mg pr. GJ	0,048	0,18	-	0,20	-	-	0,029	< 1,6	-	-
Cu	mg pr. GJ	0,015	0,31	-	0,30	-	-	< 0,045	< 1,3	-	-
Hg	mg pr. GJ	< 0,098 ³⁾	< 0,12	-	< 0,11	-	-	0,54	< 1,8	< 0,31 ³⁾	< 0,40 ³⁾
Mn	mg pr. GJ	< 0,046	0,19	-	0,009	-	-	0,008	< 2,1	-	-
Ni	mg pr. GJ	0,045	0,23	-	0,013	-	-	0,014	< 2,1	-	-
Pb	mg pr. GJ	0,043	0,005	-	0,15	-	-	0,022	< 5,5	-	-
Sb	mg pr. GJ	< 0,049 ³⁾	0,12	-	< 0,055	-	-	< 0,045	< 1,1	-	-
Se	mg pr. GJ	(0,01) ⁷⁾	< 0,21	-	< 0,22	-	-	< 0,18	< 1,1	-	-
Tl	mg pr. GJ	< 0,20 ³⁾	< 0,21	-	< 0,22	-	-	< 0,18	< 0,45 ³⁾	-	-
V	mg pr. GJ	< 0,048	< 0,042	-	0,007	-	-	< 0,045	< 0,33	-	-
Zn	mg pr. GJ	2,9	4,0	-	58	-	-	0,058	2,3	0,41	2,3
PCDD/-F	ng pr. GJ	< 0,57	< 0,96 ¹⁾	-	< 0,99	-	-	< 1,7 ¹⁾	< 5,0	< 19	< 14
PBDD/-F	ng pr. GJ	-	< 5,0 ¹⁾	-	-	-	-	< 7,2 ¹⁾	< 6,3 ¹⁾	-	-
PAH (BaP)	µg pr. GJ	< 13	< 4,2	-	< 33	-	-	< 4,9	< 2	< 125	< 13
ΣPAH	µg pr. GJ	< 1025	< 606	-	< 8988	-	-	< 181	< 37	< 5946	< 664
Naphthalen	µg pr. GJ	2452	4577	-	17642	-	-	8492	< 129 ³⁾	12088	2314
HCB	µg pr. GJ	-	0,19	-	< 0,22	-	-	0,80	< 4,3	< 0,11	-
PCB	ng pr. GJ	-	< 0,19 ¹⁾	-	< 0,13 ¹⁾	-	-	< 0,24 ¹⁾	< 0,32	-	-
Formaldehyd	g pr. GJ	14,1	8,7	-	1,3	-	< 0,002	1,5	-	-	-
HCl	g pr. GJ	-	-	-	-	-	-	-	< 1,14	56	-
HF	g pr. GJ	-	-	-	-	-	-	-	< 0,14	-	-

1) Målingerne var under detektionsgrænsen for alle kongenerne.

2) Baseret på en enkelt måling der var under detektionsgrænsen.

3) Alle målinger under detektionsgrænsen.

4) Baseret på en fordelingsnøgle for UHC.

5) Kun en enkelt af i alt 7 målinger er over detektionsgrænsen.

6) To ud af tre målinger under detektionsgrænsen.

7) Der er foretaget to målinger der begge var under detektionsgrænsen. Der er set bort fra den estimerede emissionsfaktor og i stedet anvendes emissionsfaktoren 0,01 mg pr. GJ (EEA 2009).

8) Forhøjet emission under start og stop er indregnet.

9) Baseret på data fra 2003-2006.

10) Der er set bort fra projektets måleresultater og i stedet anvendes emissionsfaktorer for NMVOC fra EEA (2009). UHC emissionsfaktoren er beregnet på basis af NMVOC og CH₄ emissionsfaktorerne.

Generelt er emissionsfaktorerne for affaldsforbrænding væsentligt lavere end de emissionsfaktorer, der tidligere er fastlagt for år 2000. Den store reduktion af emissionerne er et resultat af nye emissionsgrænseværdier i Affaldsbekendtgørelsen, Bekendtgørelse 162 (MST, 2003), der har medført ombygning af røggasrensingsanlæggene på de fleste affaldsforbrændingsanlæg. Emissionsfaktoren for partikler (TSP) er 86 % lavere end i år 2000, mens reduktionen for tungmetallerne er på 38 % til 96 %. For dioxin (PCDD/-F) er emissionsfaktoren 97 % lavere, og det hænger sammen med at alle affaldsforbrændingsanlæg nu, pga. grænseværdier-

ne i Bekendtgørelse 162, er blevet forsynet med dioxinrensning. NO_x-emissionsfaktoren er 17 % lavere end i år 2000. Emissionsfaktorerne for SO₂, HCl og HF er ligeledes reduceret væsentligt siden år 2000.

For halm- og træfyrede anlæg er der ikke nye emissionsgrænseværdier, og der har ikke været større anlægsændringer siden år 2000. De relativt få anlæg og målinger gør, at det ikke med sikkerhed kan konkluderes, at der har været en udvikling i retning af højere eller lavere emissioner. Ældre emissionsdata er blevet inddraget i datagrundlaget. Der har vist sig at være store variationer i emissionsniveauet fra det enkelte anlæg.

Emissionsfaktorerne for naturgasdrevne motorer er reduceret siden år 2000 som et resultat af de tekniske ændringer af motorerne som de nye emissionsgrænseværdier i Bekendtgørelse 621 (MST, 2005) har nødvendiggjort. De nye emissionsgrænseværdier var for de fleste motorer gældende fra oktober 2006. NO_x-emissionsfaktoren er således faldet med 20 % og CO-emissionsfaktoren med 68 % siden år 2000. Det store fald i CO-emissionsfaktoren skyldes, at alle motorerne nu er forsynet med oxidationskatalysator. UHC-emissionen er ligeledes faldet siden år 2000. CH₄-emissionsfaktoren er faldet 10 %, mens emissionsfaktoren for NMVOC er faldet 24 %.

Brændselsforbruget for biogasdrevne motorer er steget med 32 % siden år 2000, og det er især forbruget på større motorer, der er steget. Dette kan være en del af grunden til de ændringer, der har været i emissionsfaktorerne for biogasdrevne motorer. Biogasdrevne motorer > 1 MW er omfattet af Bekendtgørelse 621 (MST, 2005), men de nye grænseværdier er først gældende fra år 2013. Emissionsfaktoren for NO_x er faldet 63 % siden år 2000, mens emissionsfaktoren for UHC er steget 31 %. CO-emissionsfaktoren er 14 % højere end i år 2000.

NO_x-emissionsfaktoren for naturgasdrevne turbiner er faldet 62 % siden år 2000. Dette er igen et resultat af Bekendtgørelse 621 (MST, 2005), der har betydet, at stort set alle gasturbinerne er blevet forsynet med low-NO_x-brændere.

Der er blevet fastlagt emissionsfaktorer for oliedrevne anlæg og for motorer, der anvender forgasningsgas baseret på træ. For oliedrevne motorer er specielt emissionsfaktoren for NO_x bemærkelsesværdig, idet den er langt højere end for alle de øvrige anlægstyper. Emissionsfaktoren for CO fra motorer der anvender forgasningsgas er meget højere end fra de øvrige gasmotorer, mens UHC-emissionen er meget lavere. Dette stemmer overens med forgasningsgassens sammensætning, idet der er et stort indhold af CO og et lavt indhold af kulbrinter.

Måleprogrammet for projektmålingerne omfattede screening for en række emissionskomponenter. Alle målinger for bromerede dioxiner og furaner (PBDD/-F) var under detektionsgrænsen for alle kongenerne. Detektionsgrænsen for PBDD/-F viste sig at være højere end detektionsgrænsen for PCDD/-F. En sammenligning af emissionsbidraget fra henholdsvis PBDD/-F og PCDD/-F er på denne baggrund vanskelig, og det kan ikke på baggrund af datasættet afvises, at emissionen af PBDD/-F overstiger emissionen af PCDD/-F. For PCDD/-F er der detekteret enkelte kongener for gasoliedrevne motorer og naturgasmotorer, hvorimod alle kongener var under detektionsgrænsen for forgasningsgas-

drevne motorer og biogasdrevne motorer. Endvidere er der måledata over detektionsgrænsen for affald, halm og træ.

PCB-målingerne fra gasoliedrevne motorer, biogasdrevne motorer og forgasningsgasdrevne motorer var alle under detektionsgrænsen for alle kongenerne. For affaldsforbrænding var kun en enkelt prøve under detektionsgrænsen for alle kongenerne, mens flere PCB'er kunne detekteres i de øvrige målinger. PCB-emissionsfaktorerne er langt under de emissionsfaktorer som tidligere studier har angivet (Thomsen et al., 2009).

HCB-emissionen er som ventet størst fra affaldsforbrænding. Selvom HCB-emissionen er betydeligt lavere end hidtil estimeret er affaldsforbrænding blandt de største kilder til HCB-emission i Danmark.

Der er foretaget vurdering af usikkerhed for emissionsfaktorerne i projektets delrapport 3 (Boje et al., 2010b) og 4 (Jørgensen et al., 2010b).

Der er udarbejdet en samlet emissionsopgørelse for decentral kraftvarme år 2006. Denne viser, at naturgasdrevne motorer var langt den største kilde til emission af CH₄, NMVOC og aldehyder. Gasmotorerne var endvidere den største emissionskilde for CO (49 %) og NO_x (41 %) samt lidt uventet også for Zn (34 %). Affaldsforbrændingsanlæg var den største kilde til emission af de fleste metaller, HF, PCDD/-F, HCB og PCB. Endvidere var der et højt emissionsbidrag for NO_x (37 %) og SO₂ (23 %). Halmfyrede værker var den største emissionskilde for HCl. Træfyrede værker var den største kilde til partikelemission (TSP). Både træ- og halmfyrede værker var desuden væsentlige kilder til emissionen af PCDD/-F. Fueloliefyrede dampturbiner var den største kilde til SO₂-emission og til emissionen af flere metaller. Biogasdrevne motorer var i 2006 en væsentlig kilde til CO-emission (29 %), men ellers var emissionsandelen fra biogasdrevne motorer begrænset. Emissionsbidragene fra naturgasdrevne turbiner samt anlæg der anvender gasolie eller forgasningsgas var lave.

Emissionen af NO_x fra decentral kraftvarme udgjorde i 2006 5 % af den samlede danske emission. SO₂ udgjorde ligeledes 5 % af den nationale emission. CH₄-emissionen udgjorde 6 % af den nationale emission, mens emissionen af flere metaller lå over 10 %. Emissionsbidraget af HCB var i 2006 helt oppe på 30 %, men her skal det bemærkes, at ikke alle emissionskilder er inkluderet i de nationale opgørelser. Emissionsandelen for dioxin var helt nede på 1 %, hvilket er et betydeligt fald siden 1995, hvor andelen var ca. 35 %.

Sammenholdes emissionen fra decentral kraftvarme med øvrige elproducerende anlæg fremgår det, at CH₄- og NMVOC-emissionen fra de decentrale værker er relativt høj. Derudover er de decentrale værker en væsentlig emissionskilde for NO_x, CO, metaller, PCDD/-F og HCB.

Forslag til videre arbejde indgår i projektets delrapport 6 (Jørgensen et al., 2010c).

Referencer

- Affaldsinfo.dk, 2009: Videncenter for affald. Available at: <http://www.affaldsinfo.dk/Affaldsh%a5ndtering/Fraktioner/Impr%a6gneret+tr%a6> (28-12-2009).
- Andersen, S.D., Lovett, D.M. & Wit, J. d. 2009: Emissionskortlægning for decentral kraftvarme 2007, Energinet.dk miljøprojekt nr. 07/1882, Målerapporter udarbejdet af DGC, 2009.
- Behnisch, P.A., Hosoe, K. & Sakai, S. 2003: Brominated dioxin-like compounds: in vitro assessment in comparison to classical dioxin-like compounds and other polyaromatic compounds. *Environ. Int.* 2003, 29, 861–877.
- Boje, J., Schleicher, O. & Geertinger, A. 2010a: Emissionskortlægning for decentral kraftvarme 2007, Energinet.dk miljøprojekt nr. 07/1882, Delrapport 1, Indsamling af eksisterende data fra anlæg fyret med affald og biomasse, 2010.
- Boje, J., Oxbøl, A., Schleicher, O. & Geertinger, A. 2010b: Emissionskortlægning for decentral kraftvarme 2007, Energinet.dk miljøprojekt nr. 07/1882, Delrapport 3, Emissioner fra affalds- og biomassefyrede anlæg, 2010.
- Degn, C. 2009: e-mail 2009-09-03.
- Degn, C. & Lykke S.-E. 2009: Emissionskortlægning for decentral kraftvarme 2007, Emissionsmålinger, Anlæg A1 September 2008 (18-09-2009), A2 August 2008 (18-09-2009), A3 August/September 2008 (18-09-2009), B1 Januar 2009 (18-09-2009), B2 Januar 2009 (18-09-2009) og B3 Februar 2009 (18-09-2009).
- DGC, 2009: e-mail fra Lars Jørgensen, Dansk Gasteknisk Center (DGC), 2009.
- EEA, 2009: EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook — 2009. European Environmental Agency (EEA). Available at: <http://www.eea.europa.eu/publications/emep-eea-emission-inventory-guidebook-2009/#> (06-01-2010).
- Energinet.dk, 2009: Characterization of ultrafine and fine particles from CHP Plants, Energinet.dk, ForskEL project No. 2008-1-0071, August 2009. Available at: <http://www.energinet.dk/NR/rdonlyres/41B46669-4B39-485C-A106-46B4830333F5/0/Slutrapport.pdf> (05-01-2010).
- ENS, 2007: Energiproducenttællingen for 2006. Energistyrelsen. Ikke publiceret.

- ENS, 2009: Energistyrelsen, Energistatistikken 2009. Årsstatistik. Available at:
http://www.ens.dk/da-DK/Info/TalOgKort/Statistik_og_noegletal/Maanedsstatistik/Documents/Grunddata08.xls (15-01-2010).
- EU Kommissionen, 2006: Integrated Pollution Prevention and Control. Reference Document on the Best Available Techniques for Waste Incineration. August 2006. Available at:
http://ftp.jrc.es/eippcb/doc/wi_bref_0806.pdf (15-01-2010).
- Hulgaard, T. 1991. Nitrous Oxide from Combustion, Technical University of Denmark, Department of Chemical Engineering, 1991.
- Illerup, J.B.; Geertinger, A.; Hoffmann, L. & Christiansen, K., 1999: Emissionsfaktorer for tungmetaller 1990-1996, Danmarks Miljøundersøgelser. 66 s. - Faglig rapport fra DMU nr. 301.
- IPCC, 1996: Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Reference Manual (Volume 3). Available at:
<http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/invs1.html> (15-01-2010).
- IPCC, 2006: 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Edited by Simon Eggelston, Leandro Buendia, Kyoko Miwa, Todd Ngara, Kiyoto Tanabe.
- IPCS-WHO, 1998. Polybrominated Dibenzo-p-Dioxins and Dibenzofurans; Environmental Health Criteria 205; International Program on Chemical Safety, World Health Organization: Geneva, 1998. Available at:
<http://www.inchem.org/documents/ehc/ehc/ehc205.htm>
- Jacobsen, H.H., 2003: e-mail fra Henrik Houmann Jacobsen, dk-Teknik, 07-02-2003.
- Jørgensen, L., Andersen, S.D., Kristensen, P.G. & Lovett, D.M. 2010a: Emissionskortlægning for decentral kraftvarme 2007, Energinet.dk miljøprojekt nr. 07/1882, Delrapport 2, Anlægs karakterisering og indsamling af eksisterende emissionsdata fra gas- og oliefyrede anlæg mindre end 25 MW_{el}, 2010.
- Jørgensen, L., Andersen, M., Andersen, S.D., Kristensen, P.G. & Lovett, D.M. 2010b: Emissionskortlægning for decentral kraftvarme 2007, Energinet.dk miljøprojekt nr. 07/1882, Delrapport 4, Måleprogram og analyse af emissioner fra gas- og oliefyrede anlæg mindre end 25 MW_{el}, 2010.
- Jørgensen, L., Kristensen, P.G. & Lovett, D.M. 2010c: Emissionskortlægning for decentral kraftvarme 2007, Energinet.dk miljøprojekt nr. 07/1882, Delrapport 6, Forslag til fremtidig F&U indsats, 2010.
- Kristensen, P. G., 2003: e-mail fra Per G. Kristensen, 30-03-2003.
- MST, 2001: Luftvejledningen. Begrænsning af luftforurening fra virksomheder. Vejledning fra Miljøstyrelsen, 2/2001.

- MST, 2003: Bekendtgørelse om anlæg, der forbrænder affald. BEK nr. 162 af 11. marts 2003 (Forbrændingsbekendtgørelsen).
- MST, 2005: Bekendtgørelse om begrænsning af emission af nitrogenoxider, uforbrændte carbonhydrider og carbonmonooxid mv. fra motorer og turbiner. BEK nr 621 af 23/06/2005.
- Nielsen, M. & Illerup, J.B. 2003. Emissionsfaktorer og emissionsopgørelse for decentral kraftvarme. Eltra PSO projekt 3141. Kortlægning af emissioner fra decentrale kraftvarmeværker. Delrapport 6. Danmarks Miljøundersøgelser. 116 s. –Faglig rapport fra DMU nr. 442. Available at: http://www2.dmu.dk/1_viden/2_Publikationer/3_fagrapporter/rapporter/FR442.pdf (06-01-2010).
- Nielsen, M., Illerup, J.B. & Birr-Petersen, K. 2008: Revised emission factors for gas engines including start/stop emissions. Sub-report 3 (NERI). National Environmental Research Institute, University of Aarhus. 69 pp. - NERI Technical Report No. 672. Available at: <http://www2.dmu.dk/Pub/FR672.pdf> (06-01-2010).
- Nielsen, O.-K., Lyck, E., Mikkelsen, M.H., Hoffmann, L., Gyldenkerne, S., Winther, M., Nielsen, M., Fauser, P., Thomsen, M., Plejdrup, M.S., Albrektsen, R., Hjelgaard, K., Vesterdal, L., Møller, I.S. & Baunbæk, L. 2009a: Denmark's National Inventory Report 2009a. Emission Inventories 1990-2007 - Submitted under the United Nations Framework Convention on Climate Change. National Environmental Research Institute, Aarhus University. 826 pp. – NERI Technical Report No 724. Available at: <http://www.dmu.dk/Pub/FR724.pdf>
- Nielsen, O.-K., Winther, M., Mikkelsen, M.H., Hoffmann, L., Nielsen, M., Gyldenkerne, S., Fauser, P., Plejdrup, M.S., Albrektsen, R. & Hjelgaard, K. 2009b: Annual Danish Informative Inventory Report to UNECE. Emission inventories from the base year of the protocols to year 2007. National Environmental Research Institute, Aarhus University, Denmark. 495 pp. – NERI Technical Report No. 716. Available at: <http://www.dmu.dk/Pub/FR716.pdf>
- Samara, F.; Gullett, B.; Harrison, R.; Chu, A. & Clark, G. 2009: Determination of relative assay response factors for toxic chlorinated and brominated dioxins/furans using an enzyme immunoassay (EIA) and a chemically-activated luciferase gene expression cell bioassay (CALUX). Environ. Int. 35, 588–593.
- Söderström, G. & Marklund, S. 2002: PBCDD and PBCDF from Incineration of Waste-Containing Brominated Flame Retardants. Environ. Sci. Technol. 2002, 36, 1959-1964.
- Thomsen, M., Nielsen, O.-K. & Illerup, J.B. 2009: Unintentional formation and emission of the persistent organic pollutants HCB and PCBs in the Nordic countries - Documentation of existing information regarding sources and emission to soil, water and air with focus on reporting obligations according to the Stockholm Convention, the UNECE POP protocol, and PRTR registers. TemaNord. 518, 1-139.

Wit, J. d. & Jensen, T.K. 2009: Erfaringer med biogas til gasmotordrift, Fjernvarmen 5, 2009. Dansk Gasteknisk Center. Available at: <http://www.dff.dk/Faneblade/FJERNVARMEN/arkiv/~media/FJERNVARMEN/Arkiv/2009/Maj/052009ErfaringerMedBiogasTilFasmotordrift.aspx> (10-11-2009).

Wolf, L. & Hansen, S., 2007: PSO 6523, Benchmarkrapport for biomasseværker 2006, DONG Energy, marts 2007.

Bilagsoversigt

- Bilag 1:** Emissionsfaktorer i vægtenhed pr. Nm³
- Bilag 2:** Anlægsoversigt for affaldsforbrændingsanlæg
- Bilag 3:** Emissionsfaktorer for affald
- Bilag 4:** Emissionsfaktorer for halmfyrede værker
- Bilag 5:** Emissionsfaktorer for træfyrede værker
- Bilag 6:** Emissionsfaktorer for naturgasdrevne motorer
- Bilag 7:** Emissionsfaktorer for biogasdrevne motorer
- Bilag 8:** Emissionsfaktorer for naturgasdrevne turbiner
- Bilag 9:** Emissionsfaktorer for gasoliedrevne motorer
- Bilag 10:** Emissionsfaktorer for forgasningsgasdrevne motorer
- Bilag 11:** Emissionsfaktorer for PCDD/-F, PBDD/-F, PAH og PCB
- Bilag 12:** Dækningsgrad
- Bilag 13:** Fordeling af emissioner fra decentral kraftvarmeproduktion på anlægstype
- Bilag 14:** Måleprogram for projektmålinger

Bilag 1 Emissionsfaktorer i vægtenhed pr. Nm³

Tabel 37 Emissionsfaktorer i vægtenhed pr Nm³, 2006 (2007 for naturgas).

Emissionsfaktor	Enhed	Naturgas- motorer	Biogas- motorer	Naturgas- drevne turbiner	Gasolie- drevne motorer	Gasolie- drevne turbiner	Fuelolie, damp- turbine	Forgas- ningsgas, motorer	Affaldsfor- brændings- anlæg	Halm	Træ
O ₂	%	5	5	5	5	5	5	5	11	10	10
k _{fuel}	1000 Nm ³ pr. GJ	0,240	0,254	0,240	0,247	0,247	0,255	0,283	0,249	0,260	0,272
SO ₂	mg pr. Nm ³	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	16	98	4
NO _x	mg pr. Nm ³	429	608	151	2909	255	406	466	195	252	156
UHC (C)	mg pr. Nm ³	1381	1001	7,9	NE	NE	NE	32	1,3	1,9	12
NMVOC	mg pr. Nm ³	291	29	5,1	NE	NE	NE	6	1,1	1,6	10
CH ₄	mg pr. Nm ³	1529	1304	5,4	75	NE	4,0	36	0,6	0,9	5,9
CO	mg pr. Nm ³	185	933	15	401	8,0	8	1575	7,4	136	174
N ₂ O	mg pr. Nm ³	1,8	4,9	3,3	6,4	NE	15	7	2,4	2,3	1,6
NH ₃	mg pr. Nm ³	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	0,56	NE	NE
TSP	mg pr. Nm ³	NE	NE	NE	NE	NE	28	NE	0,55	4,7	19
As	µg pr. Nm ³	0,143	0,125	NE	0,170	NE	NE	0,312	1,133	NE	NE
Cd	µg pr. Nm ³	0,009	0,006	NE	0,034	NE	NE	0,024	0,84	0,65	0,52
Co	µg pr. Nm ³	0,65	0,63	NE	0,85	NE	NE	0,60	1,1	NE	NE
Cr	µg pr. Nm ³	0,15	0,55	NE	0,61	NE	NE	0,078	3,0	NE	NE
Cu	µg pr. Nm ³	0,047	0,94	NE	0,92	NE	NE	0,12	2,5	NE	NE
Hg	µg pr. Nm ³	0,31	0,38	NE	0,34	NE	NE	1,4	3,4	0,62	0,78
Mn	µg pr. Nm ³	0,15	0,56	NE	0,027	NE	NE	0,023	4,1	NE	NE
Ni	µg pr. Nm ³	0,14	0,70	NE	0,039	NE	NE	0,038	3,9	NE	NE
Pb	µg pr. Nm ³	0,14	0,014	NE	0,46	NE	NE	0,059	11	NE	NE
Sb	µg pr. Nm ³	0,16	0,38	NE	0,17	NE	NE	0,12	2,2	NE	NE
Se	µg pr. Nm ³	0,03	0,63	NE	0,68	NE	NE	0,48	2,1	NE	NE
Sn	µg pr. Nm ³	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	2,0	NE	NE
Tl	µg pr. Nm ³	0,62	0,63	NE	0,68	NE	NE	0,48	0,85	NE	NE
V	µg pr. Nm ³	0,15	0,13	NE	0,020	NE	NE	0,12	0,62	NE	NE
Zn	µg pr. Nm ³	9,3	12	NE	179	NE	NE	0,16	4,5	0,82	4,5
PCDD/-F	0,001 ng pr. Nm ³	1,8	2,9	NE	3,1	NE	NE	4,7	9,5	39	28
PBDD/-F	0,001 ng pr. Nm ³	NE	15	NE	NE	NE	NE	19	12	NE	NE
PAH (BaP)	ng pr. Nm ³	41	13	NE	100	NE	NE	13	4	251	25
ΣPAH	ng pr. Nm ³	3256	1821	NE	27751	NE	NE	487	71	11992	1277
Naphthalen	ng pr. Nm ³	7791	13753	NE	54468	NE	NE	22833	246	24380	4449
HCB	ng pr. Nm ³	NE	0,58	NE	0,66	NE	NE	2,2	8,2	0,23	NE
PCB	0,001 ng pr. Nm ³	NE	0,58	NE	0,41	NE	NE	0,64	0,61	NE	NE
Formaldehyd	mg pr. Nm ³	45	26	NE	4,0	NE	0,006	4,1	NE	NE	NE
Acetaldehyd	mg pr. Nm ³	3,2	0,35	NE	1,2	NE	0,0037	1,5	NE	NE	NE
Acrolein	mg pr. Nm ³	0,050	0,0032	NE	0,0054	NE	0,0037	0,0030	NE	NE	NE
Propanal	mg pr. Nm ³	0,25	0,068	NE	0,14	NE	0,0037	0,13	NE	NE	NE
Acetone	mg pr. Nm ³	1,4	0,070	NE	0,25	NE	0,012	1,5	NE	NE	NE
Butanal	mg pr. Nm ³	0,23	0,0032	NE	0,17	NE	0,0037	0,0030	NE	NE	NE
Pentanal	mg pr. Nm ³	0,038	0,0037	NE	0,021	NE	0,0037	0,0030	NE	NE	NE
Hexanal	mg pr. Nm ³	0,020	0,0033	NE	0,0054	NE	0,0037	0,0030	NE	NE	NE
Benzaldehyd	mg pr. Nm ³	0,006	0,038	NE	0,089	NE	0,0037	0,39	NE	NE	NE
Lugt	LE pr. m ³	3904	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
Elvirkningsgrad	%	39,6	NE	28,4	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
HCl	mg pr. Nm ³	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	2,2	112	NE
HF	mg pr. Nm ³	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	0,26	NE	NE

Bilag 2 Anlægsoversigt for affald

Tabel 38 Anlægsoversigt for affaldsforbrændingsanlæg.

Firma	Anlægsnavn	Forbrændingslinie	MWe	Røggasrensning	SNCR
Affaldsselskabet Vendsyssel Vest I/S	AVV-Forbrændingsanlæg	1 stk af 6 ton/h-ovn	4,6	DRY+FB	-
DONG Energy Generation A/S	DONG Energy Generation A/S, Odense Kraftvarmeværk A/S	ODV Odense Kraftvarme Affaldsforbrænding, 11 og 12	24	ESP+WET+FB	-
DONG Energy Generation A/S	DONG Energy Generation A/S, Odense Kraftvarmeværk A/S	ODV Odense Kraftvarme Affaldsforbrænding, 13	12	FB+WET	+
Energi E2 A/S	Slagelse Kraftvarmeværk	SLV	4	SD+CYK+FB	-
Energigruppen Jylland Forbrænding A/S	EnergiGruppen Jylland, Forbrænding A/S	Knudmoseværket	4	ESP+WET	-
Frederikshavn Affaldskraftvarmeværk A/S	Frederikshavn Affaldskraftvarmeværk A/S	FAV	2,5	ESP+WET	-
Haderslev Kraftvarmeværk A/S	Haderslev Kraftvarmeværk A/S	HAV	4,5	FB+WET	-
Horsens Kraftvarmeværk A/S	Horsens Kraftvarmeværk A/S	HOV (2 Affaldskedler, 1 Damp turbin)	35	DRY+FB	-
I/S Amagerforbrænding	Amager Forbrænding	4 ovne + Turbine 1 + Turbine 2	28,5	SD+FB	+
I/S Fasan	Næstved Kraftvarmeværk	NKV	7,7	SD+FB	+
I/S KARA	I/S KARA Forbrændingsanlæg	Anlæg 5	13,7	ESP+WET+FB	+
I/S Kraftvarmeværk Thisted	I/S Kraftvarmeværk Thisted	I/S E.V.A	2,92	ESP+WET	-
I/S Nordforbrænding	I/S Nordforbrænding	Ovn 4	7,4	ESP+WET+FB	+
I/S Refa	Affaldsforbrændingsanlæg I/S REFA	Linie 3	6,7	SD+CYK+FB	-
I/S Reno Nord	I/S Reno Nord	ovnlínie 4	17,9	ESP+WET	+
I/S Reno Syd	I/S Reno Syd	Kraftvarmeanlæg	2,85	ESP+WET+FB	-
I/S Vestforbrænding	I/S Vestforbrænding	Anlæg 5	17	ESP+WET+FB	+
I/S Vestforbrænding	I/S Vestforbrænding	Anlæg 6	22	FB+WET	+
I/S Aars Varmeværk	Aars Fjernvarmeforsyning	Forbrændingen, ovn 2	2,89	DRY+FB	-
Kommunekemi A/S	Kommunekemi A/S	Forbrændingsanlæg 1	7	ESP+WET+FB	-
Kommunekemi A/S	Kommunekemi A/S	Forbrændingsanlæg 3	5	ESP+WET+FB	-
Kommunekemi A/S	Kommunekemi A/S	Forbrændingsanlæg 4	5	ESP+WET+FB	-
L 90 (Leverandørforeningen af 1990)	L-90 Affaldskraftvarme Esbjerg	L90, Affaldskraftvarme Esbjerg	18	FB+WET	+
Måbjergværket A/S	Måbjergværket A/S	MBV	28	ESP+WET	+
Svendborg Kommune	Svendborg Kraftvarmeværk	Affaldsovn 1	4,5	ESP+WET	-
Sønderborg Kraftvarmeværk I/S	Sønderborg Kraftvarme I/S	Sønderborg KV	58	ESP+WET	-
TAS, Trekantområdets Affaldsselskab I/S	Kolding Forbrændingsanlæg	Ovn línie 2	6,26	DRY+FB	-
Vejen Kraftvarmeværk A/S	Vejen Kraftvarmeværk A/S	VEV	2,5	DRY+FB	-
Århus Kommunaleværker, Affaldskontoret	Affaldscenter Århus, Forbrændingsanlægget	Ovnlínie 1+2 samt damp turbine	9	SD+FB	+
Århus Kommunaleværker, Affaldskontoret	Affaldscenter Århus, Forbrændingsanlægget	Ovnlínie 4	11,3	FB+WET	+

Bilag 3 Emissionsfaktorer for affaldsforbrændingsanlæg

Tabel 39 Emissionsfaktorer for affaldsforbrænding.

	Enhed	Emissions- faktor	Min.	Maks.	St. dev.	Antal målinger	Heraf under detektionsgrænsen	Antal anlæg med måling	Dæknings- grad	Baseret på 0,5 x detektionsgrænsen	Baseret på værdien 0	Emissions- faktor år 2000
SO ₂	g pr. GJ	8,3	0,2	29,2	10,9	43	11	7	30 %	8,2	8,2	24
NO _x	g pr. GJ	102	77	140	20	46	0	8	30 %	102	102	124
UHC (C)	g pr. GJ	0,68	0,33	1,11	0,33	52	46	9	33 %	0,44	0,20	1,2
NMVOOC	g pr. GJ	0,56	0,27	0,93	0,27	52	46	9	33 %	0,36	0,16	1,00
CH ₄	g pr. GJ	0,34	0,16	0,56	0,16	52	46	9	33 %	0,22	0,10	0,60
CO	g pr. GJ	3,9	1,0	21,3	5,8	61	10	11	44 %	3,8	3,7	8
N ₂ O	g pr. GJ	1,2	0,4	2,8	1,4	3	0	3	13 %	1,2	1,2	1,2
NH ₃	g pr. GJ	0,29	0,01	1,10	0,42	30	8	13	46 %	0,27	0,25	Ikke beregnet
TSP	g pr. GJ	0,29	0,02	0,57	0,19	61	12	12	46 %	0,28	0,28	2,02
As	mg pr. GJ	0,59	0,04	2,65	0,70	85	55	18	59 %	0,42	0,25	6,8
Cd	mg pr. GJ	0,44	0,00	1,05	0,46	85	57	18	59 %	0,32	0,21	4,8
Co	mg pr. GJ	0,56	0,12	2,31	0,53	81	78	18	59 %	0,34	0,11	2,1
Cr	mg pr. GJ	1,56	0,19	8,12	2,07	85	37	18	59 %	1,37	1,18	2,5
Cu	mg pr. GJ	1,30	0,26	4,62	1,12	85	33	18	59 %	1,20	1,10	10,1
Hg	mg pr. GJ	1,79	0,10	4,45	1,08	91	40	18	59 %	1,75	1,71	7,4
Mn	mg pr. GJ	2,14	0,01	14,04	3,26	85	32	18	59 %	2,05	1,95	3,4
Ni	mg pr. GJ	2,06	0,04	10,08	2,62	85	37	18	59 %	1,65	1,24	4,8
Pb	mg pr. GJ	5,52	0,22	28,81	6,62	85	19	18	59 %	5,48	5,44	123
Sb	mg pr. GJ	1,14	0,01	5,50	1,58	85	49	18	59 %	0,96	0,79	23
Se	mg pr. GJ	1,11	0,16	4,71	1,45	26	24	9	36 %	0,56	0,02	1,6
Sn	mg pr. GJ	1,05	-	-	-	1	1	1	13 %	0,52	0,00	-
Tl	mg pr. GJ	0,45	0,03	1,05	0,36	85	85	18	59 %	0,22	0,00	2,5
V	mg pr. GJ	0,33	0,02	1,05	0,41	85	78	18	59 %	0,17	0,01	2,5
Zn	mg pr. GJ	2,33	0,18	14,52	4,65	26	0	9	36 %	2,33	2,33	359,5 ¹⁾
PCDD/-F	ng pr. GJ	5,0	0,6	12,9	3,9	77	8	18	59 %	4,6	4,2	157
PBDD/-F	ng pr. GJ	6,3	6,0	6,8	0,6	2	2	2	8 %	6	6	Ikke beregnet
PAH (BaP)	µg pr. GJ	2,2	1,9	2,4	0,3	3	3	3	13 %	1,4	0,5	6
ΣPAH	µg pr. GJ	37	21	49	16	3	3	3	13 %	33	28	Ikke beregnet
Naphthalen	µg pr. GJ	129	100	162	34	3	3	3	13 %	64	0	3405
HCB	µg pr. GJ	4,3	0,2	10,5	5,9	3	2	3	13 %	4,2	4,2	Ikke beregnet
PCB	ng pr. GJ	0,32	0,16	0,53	0,21	3	3	3	13 %	0,16	0,00	Ikke beregnet
HCl	g pr. GJ	1,1	0,2	3,0	1,1	48	14	8	32 %	1,0	0,9	4,4
HF	g pr. GJ	0,14	0,05	0,58	0,19	77	68	15	45 %	0,07	0,01	0,3

1) Ikke en del af det tidligere emissionskortlægningsprojekt for decentral kraftvarme

Bilag 4 Emissionsfaktorer for halmfyrede værker

Tabel 40 Emissionsfaktorer for halmfyrede værker, 2006.

		EMF	Min.	Maks.	St. dev.	Antal målinger	Heraf under detektions- grænsen	Antal anlæg med måling	Dæknings- grad	Emissions- faktor år 2000
SO ₂	g pr. GJ	49	24	78	20	15	0	5	83%	47
NO _x	g pr. GJ	125	98	178	32	14	0	5	83%	131
UHC (C)	g pr. GJ	0,94	0,8	1,0	0,1	7	6	4	65%	0,93
CO	g pr. GJ	67	28	145	46	16	0	6	100%	63
N ₂ O	g pr. GJ	1,1	0,8	1,9	0,62	6	0	3	48%	1,4
TSP	g pr. GJ	2,3	0,1	7	3	13	2	5	85%	3,97
Cd	mg pr. GJ	0,32	0,002	0,69	0,38	7	7	4	68%	0,8
Hg	mg pr. GJ	0,31	0,10	0,57	0,25	7	7	4	68%	0,6
Zn	mg pr. GJ	0,41	0,40	0,43	0,02	2	0	2	35%	-
PCDD/-F	ng pr. GJ	19	1,0	97	42	9	2	5	85%	22
PAH (BaP)	µg pr. GJ	125	6	440	307	6	2	3	48%	154
ΣPAH	µg pr. GJ	5946	173	180	4	2	2	2	48%	-
Naphthalen	µg pr. GJ	12088	1238	40468	22378	6	0	3	48%	15200
HCl	g pr. GJ	56	24	75	20	8	0	5	83%	46
HCB	µg pr. GJ	0,11	0,10	0,15	0,04	2	1	2	35%	-

Bilag 5 Emissionsfaktorer for træfyrede værker

Tabel 41 Emissionsfaktorer for træfyrede værker, 2006.

		EMF	Min.	Maks.	Stdev	Antal målinger	Heraf under detektions- grænsen	Antal anlæg med måling	Dæknings- grad	Emissions- faktor år 2000
SO ₂	g pr. GJ	1,9	1	12	8	4	1	2	42 %	1,74
NO _x	g pr. GJ	81	77	92	10	5	0	2	42 %	69
UHC (C)	g pr. GJ	6,1	2	40	27	3	2	2	42 %	4,0
CO	g pr. GJ	90	51	201	106	6	0	2	42 %	79
N ₂ O	g pr. GJ	0,8	2	2	0	2	0	1	31 %	0,8
TSP	g pr. GJ	10	3	29	18	6	0	2	42 %	7,94
Cd	mg pr. GJ	0,27	0	2	1	3	1	2	42 %	0,9
Hg	mg pr. GJ	0,40	0	2	2	3	3	2	42 %	0,72
Zn	mg pr. GJ	2,3	5	5	0	1	0	1	31 %	-
PCDD/-F	ng pr. GJ	14	4	36	23	3	1	2	42 %	1
PAH (BaP)	µg pr. GJ	13	8	31	17	3	2	2	42 %	8
ΣPAH	µg pr. GJ	664	-	-	-	-	-	-	-	-
Naphthalen	µg pr. GJ	2314	879	5717	3421	3	0	2	42 %	2071

Bilag 6 Emissionsfaktorer for naturgasdrevne motorer

Tabel 42 Emissionsfaktorer for naturgasdrevne motorer, 2007.

2007	Enhed	Emissionsfaktor (fuldlastdrift 2007)	Min.	Maks.	St. dev.	Antal målin- ger	Emissionsfaktor år 2000
NO _x	g pr. GJ	135	11	285	34	157	168
UHC (C)	g pr. GJ	421	11	1200	168	157	485
NMVOG	g pr. GJ	89	2	253	36	157	117
CH ₄	g pr. GJ	466	12	1329	187	157	520
CO	g pr. GJ	56	2	240	34	157	175
N ₂ O	g pr. GJ	0,6	0,4	0,8	0,1	10	1,3
As	mg pr. GJ	0,05	0,01	0,05	0,03	2	-
Cd	mg pr. GJ	0,003	0,00	0,01	0,00	2	-
Co	mg pr. GJ	0,20	0,20	0,24	0,03	2	-
Cr	mg pr. GJ	0,05	0,02	0,25	0,16	2	-
Cu	mg pr. GJ	0,01	0,00	0,10	0,06	2	-
Hg	mg pr. GJ	0,10	0,09	0,10	0,01	2	-
Mn	mg pr. GJ	0,05	0,01	0,05	0,03	2	-
Ni	mg pr. GJ	0,05	0,03	0,15	0,08	2	-
Pb	mg pr. GJ	0,04	0,04	0,04	0,00	2	-
Sb	mg pr. GJ	0,05	0,04	0,05	0,00	2	-
Se	mg pr. GJ	0,20	0,18	0,20	0,02	2	-
Tl	mg pr. GJ	0,20	0,18	0,20	0,02	2	-
V	mg pr. GJ	0,05	0,03	0,05	0,01	2	-
Zn	mg pr. GJ	2,9	1,14	3,14	1,42	2	-
PCDD/-F	ng pr. GJ	0,57	0,5	1,1	0,4	2	-
PAH BaP	µg pr. GJ	13	4	14	7	2	23
ΣPAH	µg pr. GJ	1025	47	1150	780	2	-
Naphthalen	µg pr. GJ	2452	184	2743	1809	2	7900
Formaldehyd	g pr. GJ	14,1	0,3	39,7	9,44	32	24
Acetaldehyd	g pr. GJ	1,01	0,00	1,86	0,47	12	1,88
Acrolein	g pr. GJ	0,016	0,001	0,220	0,076	11	0,09
Propanal	g pr. GJ	0,078	0,003	0,101	0,031	12	0,17
Acetone	g pr. GJ	0,45	0,01	0,72	0,24	12	0,22
Butanal	g pr. GJ	0,071	0,001	0,094	0,031	9	0,10
Pentanal	g pr. GJ	0,012	0,001	0,069	0,030	6	0,13
Hexanal	g pr. GJ	0,0063	0,0012	0,066	0,027	7	0,02
Benzaldehyd	g pr. GJ	0,0019	0,0003	0,012	0,005	8	0,03
Lugt	LE pr. m3	3904	1800	12050	3514	6	8229
Elvirkningsgrad	%	39,6	31,3	46,3	2,89	144	38,3

Tabel 43 Emissionsfaktorer for naturgasdrevne motorer baseret på målinger foretaget i 2003-2006.

2003-2006	Unit	Emissionsfaktor fuldlast	Min.	Maks.	St. dev.	Antal målinger
NO _x	g pr. GJ	143	6	353	46	368
UHC (C)	g pr. GJ	406	5	1067	171	366
NMVOC	g pr. GJ	86	1	225	36	366
CH ₄	g pr. GJ	450	6	1181	189	366
CO	g pr. GJ	77	2	285	71	368
Formaldehyd ¹⁾	g pr. GJ	14,1	0,3	39,7	9,44	32
Acetaldehyd ¹⁾	g pr. GJ	1,01	0,00	1,86	0,47	12
Acrolein ¹⁾	g pr. GJ	0,016	0,001	0,220	0,076	11
Propanal ¹⁾	g pr. GJ	0,078	0,003	0,101	0,031	12
Acetone ¹⁾	g pr. GJ	0,45	0,01	0,72	0,24	12
Butanal ¹⁾	g pr. GJ	0,071	0,001	0,094	0,031	9
Pentanal ¹⁾	g pr. GJ	0,012	0,001	0,069	0,030	6
Hexanal ¹⁾	g pr. GJ	0,0063	0,0012	0,066	0,027	7
Benzaldehyd ¹⁾	g pr. GJ	0,0019	0,0003	0,012	0,005	8
Lugt	LE pr. m ³	7809	1150	17200	4974	15
Elvirkningsgrad	%	39,4	32,2	44,7	2,5	352

1. Baseret på målinger fra 2003 til 2009.

Bilag 7 Emissionsfaktorer for biogasdrevne motorer

Tabel 44 Emissionsfaktorer for biogasdrevne motorer, 2007.

	Enhed	Emissionsfaktor	Min.	Maks.	St. dev.	Antal målinger	Emissionsfaktor år 2000
NO _x	g pr. GJ	202	109	367	89	10	540
UHC (C)	g pr. GJ	333	121	626	170	10	254
NMVOC	g pr. GJ	10	3	18	5	10	14
CH ₄	g pr. GJ	434	158	816	221	10	323
CO	g pr. GJ	310	51	432	114	10	273
N ₂ O	g pr. GJ	1,6	1,5	2,1	0,3	3	0,5
As	mg pr. GJ	0,04	-	-	-	1	-
Cd	mg pr. GJ	0,002	-	-	-	1	-
Co	mg pr. GJ	0,21	-	-	-	1	-
Cr	mg pr. GJ	0,18	-	-	-	1	-
Cu	mg pr. GJ	0,31	-	-	-	1	-
Hg	mg pr. GJ	0,12	-	-	-	1	-
Mn	mg pr. GJ	0,19	-	-	-	1	-
Ni	mg pr. GJ	0,23	-	-	-	1	-
Pb	mg pr. GJ	0,005	-	-	-	1	-
Sb	mg pr. GJ	0,12	-	-	-	1	-
Se	mg pr. GJ	0,21	-	-	-	1	-
Tl	mg pr. GJ	0,21	-	-	-	1	-
V	mg pr. GJ	0,04	-	-	-	1	-
Zn	mg pr. GJ	3,95	-	-	-	1	-
PCDD/-F	ng pr. GJ	0,96	-	-	-	1	-
PBDD/-F	ng pr. GJ	5,0	-	-	-	1	-
PAH (BaP)	µg pr. GJ	4,2	-	-	-	1	3
ΣPAH	µg pr. GJ	606	-	-	-	1	
Naphthalen	µg pr. GJ	4577	-	-	-	1	3300
HCB	µg pr. GJ	0,19	-	-	-	1	-
PCB	ng pr. GJ	0,19	-	-	-	1	-
Formaldehyd	g pr. GJ	8,7	6,4	20	6,6	3	21
Acetaldehyd	g pr. GJ	0,116	0,051	0,453	0,213	3	0,11
Acrolein	g pr. GJ	0,001	0,001	0,001	0,000	3	0,01
Propanal	g pr. GJ	0,023	0,001	0,107	0,059	3	0,003
Acetone	g pr. GJ	0,023	0,009	0,079	0,040	3	0,025
Butanal	g pr. GJ	0,001	0,001	0,001	0,000	3	0,004
Pentanal	g pr. GJ	0,001	0,001	0,004	0,001	3	0
Hexanal	g pr. GJ	0,001	0,001	0,001	0,000	3	0
Benzaldehyd	g pr. GJ	0,013	0,006	0,028	0,011	3	0,002

Bilag 8 Emissionsfaktorer for naturgasdrevne turbiner

Tabel 45 Emissionsfaktorer for naturgasdrevne turbiner, 2007.

	Enhed	Emissions- faktor	Min.	Maks.	St. dev.	Antal målinger	Emissionsfaktor år 2000
NO _x	g pr. GJ	48	36	60	10	7	124
UHC (C)	g pr. GJ	2,5	2	14	5	5	2,3
NMVOC	g pr. GJ	1,6	1,4	9,3	3,0	5	
CH ₄	g pr. GJ	1,7	1,5	10,0	3,2	5	
CO	g pr. GJ	4,8	1	86	31	7	6
N ₂ O	g pr. GJ	1,0	0,7	1,2	0,3	3	2,2
Elvirkningsgrad	%	28,4	25	30,2	2,4	4	28,8

Tabel 46 Emissionsfaktorer for naturgasdrevne turbiner baseret på målinger foretaget i 2003-2006.

2003-2006	Enhed	Emissions- faktor	Min.	Maks.	St. dev.	Antal målinger
NO _x	g pr. GJ	98	38	224	56	22
UHC (C)	g pr. GJ	2,5	2,2	14,5	4,6	5
NMVOC	g pr. GJ	1,6	1,4	9,3	3,0	5
CH ₄	g pr. GJ	1,7	1,5	10	3,2	5
CO	g pr. GJ	6,2	2,8	122	42	22
Elvirkningsgrad	%	28,8	26,3	31,5	1,3	22

Bilag 9 Emissionsfaktorer for gasoliedrevne motorer

Tabel 47 Emissionsfaktorer for gasoliedrevne motorer, 2006.

	Enhed	Emissions- faktor	Min.	Maks.	St. dev.	Antal målinger	Emissionsfaktor anvendt i 2008
NO _x	g pr. GJ	942	632	1369	219	17	700
UHC (C)	g pr. GJ	18	4	24	5	12	
NMVOC	g pr. GJ	-	-	-	-	0	100
CH ₄	g pr. GJ	24	6	32	7	12	1,5
CO	g pr. GJ	130	33	269	52	17	100
N ₂ O	g pr. GJ	2,1	1,4	5,9	3,1	2	2
As	mg pr. GJ	0,06	-	-	-	1	1,17
Cd	mg pr. GJ	0,01	-	-	-	1	0,23
Co	mg pr. GJ	0,28	-	-	-	1	-
Cr	mg pr. GJ	0,20	-	-	-	1	0,94
Cu	mg pr. GJ	0,30	-	-	-	1	1,17
Hg	mg pr. GJ	0,11	-	-	-	1	1,17
Mn	mg pr. GJ	0,01	-	-	-	1	-
Ni	mg pr. GJ	0,01	-	-	-	1	0,64
Pb	mg pr. GJ	0,15	-	-	-	1	2,34
Sb	mg pr. GJ	0,06	-	-	-	1	-
Se	mg pr. GJ	0,22	-	-	-	1	4,68
Tl	mg pr. GJ	0,22	-	-	-	1	-
V	mg pr. GJ	0,01	-	-	-	1	-
Zn	mg pr. GJ	58	-	-	-	1	11,7
PCDD/-F	ng pr. GJ	0,99	-	-	-	1	0,882
PAH (BaP)	µg pr. GJ	33	-	-	-	1	
ΣPAH	µg pr. GJ	8988	-	-	-	1	
Naphthalen	µg pr. GJ	17642	-	-	-	1	
HCB	µg pr. GJ	0,22	-	-	-	1	
PCB	ng pr. GJ	0,13	-	-	-	1	
Formaldehyd	g pr. GJ	1,3	1,0	3,3	1,6	2	
Acetaldehyd	g pr. GJ	0,404	0,221	1,470	0,884	2	
Acrolein	g pr. GJ	0,002	0,002	0,002	0,000	2	
Propanal	g pr. GJ	0,045	0,024	0,170	0,104	2	
Acetone	g pr. GJ	0,082	0,006	0,525	0,367	2	
Butanal	g pr. GJ	0,055	0,002	0,363	0,255	2	
Pentanal	g pr. GJ	0,007	0,002	0,037	0,025	2	
Hexanal	g pr. GJ	0,002	0,002	0,002	0,000	2	
Benzaldehyd	g pr. GJ	0,029	0,002	0,186	0,130	2	

Bilag 10 Emissionsfaktorer for forgasningsgasdrevne motorer

Tabel 48 Emissionsfaktorer for forgasningsgasdrevne motorer.

	Enhed	Emissions- faktor	Min.	Maks.	St. dev.	Antal anlæg med måling
NO _x	g pr. GJ	173	173	295	86	2
UHC (C)	g pr. GJ	12	12	30	13	2
NMVOOC	g pr. GJ	2	-	-	-	2
CH ₄	g pr. GJ	13	-	-	-	2
CO	g pr. GJ	586	585	696	79	2
N ₂ O	g pr. GJ	2,7	-	-	-	1
As	mg pr. GJ	0,12	-	-	-	1
Cd	mg pr. GJ	0,009	-	-	-	1
Co	mg pr. GJ	0,22	-	-	-	1
Cr	mg pr. GJ	0,029	-	-	-	1
Cu	mg pr. GJ	0,045	-	-	-	1
Hg	mg pr. GJ	0,54	-	-	-	1
Mn	mg pr. GJ	0,008	-	-	-	1
Ni	mg pr. GJ	0,014	-	-	-	1
Pb	mg pr. GJ	0,022	-	-	-	1
Sb	mg pr. GJ	0,045	-	-	-	1
Se	mg pr. GJ	0,18	-	-	-	1
Tl	mg pr. GJ	0,18	-	-	-	1
V	mg pr. GJ	0,045	-	-	-	1
Zn	mg pr. GJ	0,058	-	-	-	1
PCDD/-F	ng pr. GJ	1,7	-	-	-	1
PBDD/-F	ng pr. GJ	7,2	-	-	-	1
PAH (BaP)	µg pr. GJ	4,9	-	-	-	1
ΣPAH	µg pr. GJ	181	-	-	-	1
Naphthalen	µg pr. GJ	8492	-	-	-	1
HCB	µg pr. GJ	0,80	-	-	-	1
PCB	ng pr. GJ	0,24	-	-	-	1
Formaldehyd	g pr. GJ	1,5	-	-	-	1
Acetaldehyd	g pr. GJ	0,56	-	-	-	1
Acrolein	g pr. GJ	0,001	-	-	-	1
Propanal	g pr. GJ	0,048	-	-	-	1
Acetone	g pr. GJ	0,56	-	-	-	1
Butanal	g pr. GJ	0,001	-	-	-	1
Pentanal	g pr. GJ	0,001	-	-	-	1
Hexanal	g pr. GJ	0,001	-	-	-	1
Benzaldehyd	g pr. GJ	0,14	-	-	-	1

Bilag 11 Emissionsfaktorer for PCDD/-F, PBDD/-F, PAH og PCB

Tabel 49 Emissionsfaktorer og toksiske ækvivalensfaktorer for PCDD/-F (klorerede dioxiner og furaner), alle anlægstyper.

		Gasolie, motor	Forgasnings gas, motor	Biogas, motor	Naturgas motor	Affald ¹⁾	Halm	Træ	Toksisk ækvivalens- faktor ²⁾
PCDD/-F ¹⁾	ng pr. GJ	0,99	1,7	0,96	0,57	2,8	0,73	36	-
2,3,7,8-TCDD	ng pr. GJ	0,20	0,36	0,22	0,12	0,30	0,15	9,0	1
1,2,3,7,8-PeCDD	ng pr. GJ	0,27	0,47	0,29	0,15	0,48	0,20	5,9	0,5
1,2,3,4,7,8-HxCDD	ng pr. GJ	0,53	0,95	0,58	0,31	0,88	0,40	2,3	0,1
1,2,3,6,7,8-HxCDD	ng pr. GJ	0,53	0,95	0,58	0,31	2,3	0,40	3,5	0,1
1,2,3,7,8,9-HxCDD	ng pr. GJ	0,53	0,95	0,58	0,31	1,3	0,40	2,6	0,1
1,2,3,4,6,7,8-HpCDD	ng pr. GJ	0,60	0,67	0,41	0,39	15	0,59	10	0,01
OCDD	ng pr. GJ	2,2	1,9	1,2	1,8	18	0,96	7	0,001
2,3,7,8-TCDF	ng pr. GJ	0,35	0,63	0,38	0,20	0,89	0,26	113	0,1
1,2,3,7,8-PeCDF	ng pr. GJ	0,48	0,85	0,52	0,28	1,7	0,36	14	0,05
2,3,4,7,8-PeCDF	ng pr. GJ	0,48	0,85	0,52	0,28	1,5	0,36	19	0,5
1,2,3,4,7,8-HxCDF	ng pr. GJ	0,45	0,79	0,48	0,26	2,1	0,33	4,87	0,1
1,2,3,6,7,8-HxCDF	ng pr. GJ	0,45	0,79	0,48	0,26	2,0	0,33	3,9	0,1
1,2,3,7,8,9-HxCDF	ng pr. GJ	0,45	0,79	0,48	0,26	0,51	0,33	0,46	0,1
2,3,4,6,7,8-HxCDF	ng pr. GJ	0,45	0,79	0,48	0,26	2,0	0,33	5,1	0,1
1,2,3,4,6,7,8-HpCDF	ng pr. GJ	0,54	0,75	0,46	0,24	5,6	0,32	3,1	0,01
1,2,3,4,7,8,9-HpCDF	ng pr. GJ	0,42	0,75	0,46	0,24	0,80	0,31	0,99	0,01
OCDF	ng pr. GJ	2,1	3,7	2,3	1,2	3,0	1,6	2,2	0,001

- Inkluderer kun projektmålingerne. Data for de enkelte stoffer er ikke til rådighed for andre målinger end projektmålingerne. Data anført for PCDD/-F afviger derfor også fra den emissionsfaktor som er beregnet på basis af alle datasæt.
- Baseret på affaldsbekendtgørelsen (MST 2003).

Tabel 50 Emissionsfaktorer og toksiske ækvivalensfaktorer for PBDD/-F (bromerede dioxiner og furaner), alle anlægstyper.

		Affald	Forgasnings gas, motor	Biogas, motor	Toksisk ækvi- valensfaktor ¹⁾²⁾
PBDD/-F ¹⁾	ng pr. GJ	< 6,3	< 7,2	< 5,0	-
2,3,7,8-TBDF	ng pr. GJ	< 0,23	< 0,39	< 0,24	0,1
1,2,3,7,8-PeBDF	ng pr. GJ	< 0,77	< 1,6	< 0,96	0,05
2,3,4,7,8-PeBDF	ng pr. GJ	< 0,77	< 1,6	< 0,96	0,5
1,2,3,4,7,8/1,2,3,6,7,8 -HxBDF	ng pr. GJ	< 1,5	< 1,6	< 0,96	0,1
2,3,4,6,7,8-HxBDF	ng pr. GJ	< 1,5	< 1,6	< 0,96	0,1
1,2,3,7,8,9-HxBDF	ng pr. GJ	< 1,5	< 1,6	< 0,96	0,1
1,2,3,4,6,7,8-HpBDF	ng pr. GJ	< 25	< 39	< 24	0,01
1,2,3,4,7,8,9-HpBDF	ng pr. GJ	< 25	< 39	< 24	0,01
OBDF	ng pr. GJ	< 376	< 592	< 360	0,001
2,3,7,8-TBDD	ng pr. GJ	< 0,20	< 0,16	< 0,10	1
1,2,3,7,8-PeBDD	ng pr. GJ	< 2,5	< 4	< 2,4	0,5
1,2,3,4,7,8/1,2,3,6,7,8 -HxBDD	ng pr. GJ	< 7,7	< 12	< 7,2	0,1
1,2,3,7,8,9-HxBDD	ng pr. GJ	< 7,7	< 12	< 7,2	0,1
1,2,3,4,6,7,8-HpBDD	ng pr. GJ	< 7,7	< 12	< 7,2	0,01
OBDD	ng pr. GJ	< 7,7	< 13	< 7,2	0,001

- Baseret på affaldsbekendtgørelsen (MST 2003) for klorerede dioxiner og furaner.
- Iht. anbefalet praksis (IPCS-WHO, 1998) er ækvivalensfaktorerne for PCDD/-F anvendt ved summeringen.

Tabel 51 Emissionsfaktorer og toksiske ækvivalensfaktorer for PAH, alle anlægstyper.

PAH	Enhed	Gasolie	Forgasningsgas	Biogas	Naturgas	Affald	Halm	Træ	Toksisk ækvivalensfaktor ¹⁾
		Motor	Motor	Motor	Motor				
Naphthalen	µg pr. GJ	17642	8492	4577	2452	129	12088	2314	-
Acenaphthylen	µg pr. GJ	1020	4	6	124	1,1	3,5	559	0,001
Acenaphthen	µg pr. GJ	295	11	70	29	5,3	1,1	9	0,001
Fluoren	µg pr. GJ	1926	59	87	63	5,6	4,3	36	0,0005
Phenanthren	µg pr. GJ	4139	80	359	327	11	8,7	338	0,0005
Anthracen	µg pr. GJ	400	2,0	11	31	0,8	0,5	30	0,0005
Fluoranthen	µg pr. GJ	404	6	22	158	2,9	1,6	157	0,05
Pyren	µg pr. GJ	647	4	20	254	2,5	1,5	193	0,001
Benz[a]anthracen	µg pr. GJ	45	2,0	2,5	7	0,9	0,5	10	0,005
Chrysen	µg pr. GJ	89	2,0	23	14	1,1	0,5	12	0,03
Benzo[b]fluoranthen	µg pr. GJ	15	2,0	1,2	9	1,7	0,5	15	0,1
Benzo[k]fluoranthen	µg pr. GJ	1,7	2,0	1,2	1,7	0,9	0,5	5	0,05
Benzo[a]pyren	µg pr. GJ	1,9	2,0	1,3	1,2	0,8	0,5	11	1
Dibenz[a,h]anthracen	µg pr. GJ	0,7	2,0	0,5	1,2	0,8	0,5	0,8	1,1
Indeno[1,2,3-cd]pyren	µg pr. GJ	1,5	2,0	0,6	1,8	1,1	0,5	10	0,1
Benzo[ghi]perylen	µg pr. GJ	2,3	2,0	0,6	2,7	1,1	0,5	13	0,01
PAH (BaP)	µg pr. GJ	33	4,9	4,2	13	12	1,3	24	-
ΣPAH	µg pr. GJ	8988	181	606	1025	37	25	1398	-

1. Iht. Luftvejledningen (MST 2001)

Tabel 52 Emissionsfaktorer og toksiske ækvivalensfaktorer for PCB, alle anlægstyper.

PCB	Enhed	Gasolie, motor	Forgasningsgas, motor	Biogas, motor	Affald	Toksisk ækvivalensfaktor ¹⁾
PCB 77	ng/GJ	< 3	< 5	< 3	< 3	0,0001
PCB 81	ng/GJ	< 0,5	< 0,9	< 0,5	< 1	0,0003
PCB 105	ng/GJ	< 13	< 23	< 14	< 15	0,00003
PCB 114	ng/GJ	< 2	< 4	< 2	< 2	0,00003
PCB 118	ng/GJ	< 47	< 83	< 50	< 53	0,00003
PCB 123	ng/GJ	< 2	< 4	< 2	< 2	0,00003
PCB 126	ng/GJ	< 0,7	< 1,2	< 1,0	< 2	0,1
PCB 156	ng/GJ	< 9	< 15	< 10	< 10	0,00003
PCB 157	ng/GJ	< 4	< 7	< 4	< 5	0,00003
PCB 167	ng/GJ	< 5	< 9	< 6	< 6	0,00003
PCB 169	ng/GJ	< 3	< 5	< 3	< 3	0,03
PCB 189	ng/GJ	< 4	< 7	< 4	< 5	0,00003
PCB sum ¹⁾	ng/GJ	< 0,13	< 0,24	< 0,19	< 0,32	-

1. WHO 2005 ækvivalensfaktorer

Bilag 12 Dækningsgrad

Tabel 53 Dækningsgrad, NE: Not estimated.

	Enhed	Naturgas-motorer %	Biogas-motorer %	Naturgas-drevne turbiner %	Gasolie drevne motorer %	Gasolie-drevne turbiner %	Fuelolie-drevne damp-turbiner %	Forgasningsgas, motorer %	Affald %	Halm %	Træ %
SO ₂	g pr. GJ	-	-	-	-	-	-	-	30	83	42
NO _x	g pr. GJ	38	8	31	73	NE	64	100	30	83	42
UHC (C)	g pr. GJ	38	8	NE	27	-	64	100	33	65	42
NMVOC	g pr. GJ	38	8	NE	-	-	-	100	33	65	42
CH ₄	g pr. GJ	38	8	NE	27	-	64	100	33	65	42
CO	g pr. GJ	38	8	31	73	NE	64	100	44	100	42
N ₂ O	g pr. GJ	8	3	17	8	-	64	100	13	48	31
NH ₃	g pr. GJ	-	-	-	-	-	-	-	46	-	-
TSP	g pr. GJ	-	-	-	-	-	88	-	46	85	42
As	mg pr. GJ	4	3	-	27	-	-	100	59	-	-
Cd	mg pr. GJ	4	3	-	27	-	-	100	59	68	42
Co	mg pr. GJ	4	3	-	27	-	-	100	59	-	-
Cr	mg pr. GJ	4	3	-	27	-	-	100	59	-	-
Cu	mg pr. GJ	4	3	-	27	-	-	100	59	-	-
Hg	mg pr. GJ	4	3	-	27	-	-	100	59	68	42
Mn	mg pr. GJ	4	3	-	27	-	-	100	59	-	-
Ni	mg pr. GJ	4	3	-	27	-	-	100	59	-	-
Pb	mg pr. GJ	4	3	-	27	-	-	100	59	-	-
Sb	mg pr. GJ	4	3	-	27	-	-	100	59	-	-
Se	mg pr. GJ	4	3	-	27	-	-	100	36	-	-
Sn	mg pr. GJ	-	-	-	-	-	-	-	13	-	-
Tl	mg pr. GJ	4	3	-	27	-	-	100	59	-	-
V	mg pr. GJ	4	3	-	27	-	-	100	59	-	-
Zn	mg pr. GJ	4	3	-	27	-	-	100	36	35	31
PCDD/-F	ng pr. GJ	4	3	-	27	-	-	100	59	85	42
PBDD/-F	ng pr. GJ	-	3	-	-	-	-	100	8	-	-
PAH (BaP)	µg pr. GJ	4	3	-	27	-	-	100	30	48	42
ΣPAH	µg pr. GJ	4	3	-	27	-	-	100	30	48	42
Naphthalen	µg pr. GJ	4	3	-	27	-	-	100	13	48	42
HCB	µg pr. GJ	-	3	-	27	-	-	100	13	35	-
PCB	ng pr. GJ	-	3	-	27	-	-	100	13	-	-
Formaldehyd	g pr. GJ	11	3	-	8	-	64	100	-	-	-
Acetaldehyd	g pr. GJ	6	3	-	8	-	64	100	-	-	-
Acrolein	g pr. GJ	6	3	-	8	-	64	100	-	-	-
Propanal	g pr. GJ	6	3	-	8	-	64	100	-	-	-
Acetone	g pr. GJ	6	3	-	8	-	64	100	-	-	-
Butanal	g pr. GJ	6	3	-	8	-	64	100	-	-	-
Pentanal	g pr. GJ	5	3	-	8	-	64	100	-	-	-
Hexanal	g pr. GJ	5	3	-	8	-	64	100	-	-	-
Benzaldehyd	g pr. GJ	5	3	-	8	-	64	100	-	-	-
Lugt	LE pr. m3	NE	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Elvkningsgrad	%	NE	-	NE	-	-	-	-	-	-	-
HCl	g pr. GJ	-	-	-	-	-	-	-	32	83	-
HF	g pr. GJ	-	-	-	-	-	-	-	45	-	-

Bilag 13 Fordeling af emissioner fra decentral kraftvarme- produktion på anlægstype

Tabel 54 Fordeling af emissioner fra decentral kraftvarmeproduktion < 25 MW_e på anlægstype.

	Natur- gasdrev- ne motorer	Biogas- drevne motorer	Natur- gas- drevne turbiner	Gasolie- drevne motorer	Gas- oliedrev- ne turbiner	Fuel- olie- drevne damp- turbiner	Forgas- nings- gas, motorer	Affalds- forbræn- dings- anlæg	Halm	Træ	Decen- tral kraft- varme, total
	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
Brændsels- forbrug	35	4	9	0,0	0,1	3	0,1	42	4	4	100
SO ₂	1	5	0	0	0	58	0	23	13	1	100
NO _x	41	7	4	0	0	3	0	37	4	3	100
UHC (C)	92	8	0	0	0	0	0	0	0	0	100
NMVOC	97	1	0	0	0	0	0	1	0	1	100
CH ₄	91	9	0	0	0	0	0	0	0	0	100
CO	49	29	1	0	0	0	1	4	6	10	100
N ₂ O	18	6	8	0	0	13	0	47	4	3	100
NH ₃	0	0	0	0	0	0	0	100	0	0	100
TSP	20	8	1	0	0	21	0	9	7	34	100
As	2	0	0	0	0	47	0	29	9	12	100
Cd	0	0	0	0	0	65	0	31	2	2	100
Co	21	2	5	0	0	0	0	71	0	0	100
Cr	1	0	0	0	0	53	0	37	3	6	100
Cu	0	1	0	0	0	33	0	49	6	10	100
Hg	4	1	1	0	0	13	0	79	1	2	100
Mn	2	1	0	0	0	0	0	97	0	0	100
Ni	0	0	0	0	0	95	0	4	0	1	100
Pb	0	0	0	0	0	20	0	68	7	5	100
Sb	3	1	1	0	0	0	0	95	0	0	100
Se	0	1	0	0	0	42	0	56	0	0	100
Sn	0	0	0	0	0	0	0	100	0	0	100
Tl	24	3	6	0	0	0	0	67	0	0	100
V	10	1	3	0	0	0	0	86	0	0	100
Zn	34	5	8	1	2	3	0	33	11	3	100
PCDD/-F	5	1	0	0	0	1	0	54	22	17	100
PBDD/-F	0	7	0	0	0	0	0	93	0	0	100
PAH (BaP)	39	1	4	0	0	0	0	8	42	5	100
ΣPAH	53	4	1	1	0	0	0	2	35	4	100
Naphthalen	50	10	2	0	0	0	0	3	28	6	100
HCB	0	0	0	0	0	0	0	90	0	9	100
PCB	0	5	0	0	0	0	0	95	0	0	100
Formaldehyd	94	8	0	0	0	0	0	0	0	0	100
Acetaldehyd	99	2	0	0	0	0	0	0	0	0	100
Acrolein	99	1	0	0	0	0	0	0	0	0	100
Propanal	97	7	0	0	0	0	0	0	0	0	100
Acetone	99	1	1	0	0	0	0	0	0	0	100
Butanal	96	0	5	0	0	0	0	0	0	0	100
Pentanal	98	1	0	0	0	0	0	0	0	0	100
Hexanal	97	5	0	0	0	4	0	0	0	0	100
Benzaldehyd	50	25	0	1	0	2	6	0	0	0	100
HCl	0	0	0	0	0	0	0	18	81	1	100
HF	0	0	0	0	0	0	0	83	11	6	100

Bilag 14 Måleprogram for projektmålinger

Tabel 55 Projektmåleprogram for gas og olie.

Anlæg nr.	Anlægstype	Fabrikat	Model	Brændsel	Standardkomponenter	Specialmålinger
1	Motor	Dieselmotoranlæg	Grundlastværk	Olie	O ₂ , NO _x , UHC, CH ₄ , NMVOC, CO, N ₂ O, aldehyd	Dioxin/Furan, PAH, HCB, PCB, Spormetal, UFP
2	Motor	Dieselmotoranlæg	Regulerkraft	Olie	O ₂ , NO _x , UHC, CH ₄ , NMVOC, CO, N ₂ O, aldehyd	
3	Damp turbine	Ukendt	Ukendt	Fuelolie	O ₂ , NO _x , UHC, CH ₄ , NMVOC, CO, N ₂ O, aldehyd	
4	Motor	Jenbacher	J 320	Forgasningsgas	O ₂ , NO _x , UHC, CH ₄ , NMVOC, CO, N ₂ O, aldehyd	Dioxin/Furan, PAH, HCB, PCB, PBDD/-F
5	Motor	Jenbacher	J 316	Biogas, deponi	O ₂ , NO _x , UHC, CH ₄ , NMVOC, CO, N ₂ O, aldehyd	Dioxin/Furan, PAH, HCB, PCB, Spormetal, PBDD/-F, UFP
6	Motor	Jenbacher	J 208 GS-C	Biogas, gylle	O ₂ , NO _x , UHC, CH ₄ , NMVOC, CO, N ₂ O, aldehyd	
7	Motor	MAN	E0836 LE202	Biogas, rens.	O ₂ , NO _x , UHC, CH ₄ , NMVOC, CO, N ₂ O, aldehyd	
8	Motor	Rolls Royce	KVGS-18G4	N-gas	O ₂ , NO _x , UHC, CH ₄ , NMVOC, CO, N ₂ O, aldehyd	Dioxin/Furan, PAH, Spormetal, UFP
9	Motor	Jenbacher	JMS 316	N-gas	O ₂ , NO _x , UHC, CH ₄ , NMVOC, CO, N ₂ O, aldehyd	
10	Motor	Wärtsilä	18V34SG	N-gas	O ₂ , NO _x , UHC, CH ₄ , NMVOC, CO, N ₂ O, aldehyd	
11	Motor	Caterpillar	G3516	N-gas	O ₂ , NO _x , UHC, CH ₄ , NMVOC, CO, N ₂ O, aldehyd	Dioxin/Furan, PAH, Spormetal
12	Motor	Caterpillar	G 3612	N-gas	O ₂ , NO _x , UHC, CH ₄ , NMVOC, CO, N ₂ O	
13	Motor	Jenbacher	JMS 620	N-gas	O ₂ , NO _x , UHC, CH ₄ , NMVOC, CO, N ₂ O	
14	Motor	Wärtsilä	12V25SG	N-gas	O ₂ , NO _x , UHC, CH ₄ , NMVOC, CO, N ₂ O	
15	Motor	Deutz MVM	TBG 604	N-gas	O ₂ , NO _x , UHC, CH ₄ , NMVOC, CO, N ₂ O	
16	Motor	Rolls Royce	B35:40V-12AG	N-gas	O ₂ , NO _x , UHC, CH ₄ , NMVOC, CO, N ₂ O	
17	Gasturbine	EGT	Typhoon	N-gas	O ₂ , NO _x , CO, N ₂ O	
18	Gasturbine	EGT	Tornado	N-gas	O ₂ , NO _x , CO, N ₂ O	
19	Gasturbine	Alstom	GT35C2	N-gas	O ₂ , NO _x , CO, N ₂ O	

Tabel 56 Projektmåleprogram for affald og biomasse.

Anlæg nr.	Anlægstype	Røggasrensning	Emissionsmålinger
A1	Affaldsforbrænding	ESP+WET+FB, SNCR	TSP, As, Cd, Co, Cr, Cu, Hg, Mn, Ni, Pb, Sb, Se, Tl, V, Zn, CO, CO ₂ , O ₂ , PCDD/-F, PBDD/-F, HCB, PCB, PAH, Naphthalen, NH ₃ , N ₂ O
A2	Affaldsforbrænding	ESP+WET, SNCR	TSP, As, Cd, Co, Cr, Cu, Hg, Mn, Ni, Pb, Sb, Se, Tl, V, Zn, CO, CO ₂ , O ₂ , PCDD/-F, PBDD/-F, HCB, PCB, PAH, Naphthalen, NH ₃ , N ₂ O
A3	Affaldsforbrænding	SD+CYK+FB	TSP, As, Cd, Co, Cr, Cu, Hg, Mn, Ni, Pb, Sb, Se, Tl, V, Zn, CO, CO ₂ , O ₂ , PCDD/-F, PBDD/-F, HCB, PCB, PAH, Naphthalen, NH ₃ , N ₂ O
B1	Biomasse, Halm	Posefilter	TSP, Cd, Hg, Zn, CO, CO ₂ , O ₂ , PCDD/-F, HCB, PAH, Naphthalen, TOC, NO _x , SO ₂ , HCl, N ₂ O
B2	Biomasse, Halm	Posefilter	TSP, Cd, Hg, Zn, CO, CO ₂ , O ₂ , PCDD/-F, HCB, PAH, Naphthalen, TOC, NO _x , SO ₂ , HCl, N ₂ O
B3	Biomasse, Træ	Elektrofilter	TSP, Cd, Hg, Zn, CO, CO ₂ , O ₂ , PCDD/-F, PAH, Naphthalen, TOC, NO _x , N ₂ O

DMU Danmarks Miljøundersøgelser

Danmarks Miljøundersøgelser er en del af Aarhus Universitet. På DMU's hjemmeside www.dmu.dk finder du beskrivelser af DMU's aktuelle forsknings- og udviklingsprojekter.

DMU's opgaver omfatter forskning, overvågning og faglig rådgivning inden for natur og miljø. Her kan du også finde en database over alle publikationer som DMU's medarbejdere har publiceret, dvs. videnskabelige artikler, rapporter, konferencebidrag og populærfaglige artikler.

Yderligere information: www.dmu.dk

Danmarks Miljøundersøgelser
Frederiksborgvej 399
Postboks 358
4000 Roskilde
Tlf.: 4630 1200
Fax: 4630 1114

Administration
Afdeling for Arktisk Miljø
Afdeling for Atmosfærisk Miljø
Afdeling for Marin Økologi
Afdeling for Miljøkemi og Mikrobiologi
Afdeling for Systemanalyse

Danmarks Miljøundersøgelser
Vejløvej 25
Postboks 314
8600 Silkeborg
Tlf.: 8920 1400
Fax: 8920 1414

Afdeling for Ferskvandsøkologi
Afdeling for Terrestrisk Økologi

Danmarks Miljøundersøgelser
Grenåvej 14, Kalø
8410 Rønne
Tlf.: 8920 1700
Fax: 8920 1514

Afdeling for Vildtbiologi og Biodiversitet

Faglige rapporter fra DMU

På DMU's hjemmeside, www.dmu.dk/Udgivelser/, finder du alle faglige rapporter fra DMU sammen med andre DMU-publikationer. Alle nyere rapporter kan gratis downloades i elektronisk format (pdf).

- Nr./No. 2010**
- 774 Kvælstofbelastningen ved udvalgte terrestriske habitatområder i Sønderborg kommune.
Af Frohn, L. M., Skjøth, C. A., Becker, T., Geels, C. & Hertel, O. 30 s.
- 769 Biological baseline study in the Ramsar site "Heden" and the entire Jameson Land, East Greenland.
By Glahder, C.M., Boertmann, D., Madsen, J., Tamstorf, M., Johansen, K., Hansen, J., Walsh, A., Jaspers, C. & Bjerrum, M. 86 pp.
- 768 Danish Emission Inventory for Solvent Use in Industries and Households.
By Fauser, P. 47 pp.
- 767 Vandmiljø og Natur 2008. NOVANA. Tilstand og udvikling.
Af Nordemann Jensen, P., Boutrup, S., Bijl, L. van der, Svendsen, L.M., Grant, R., Wiberg-Larsen, P., Jørgensen, T.B., Ellermann, T., Hjorth, M., Josefson, A.B., Bruus, M., Søgaard, B., Thorling, L. & Dahlgren, K. 106 s.
- 766 Arter 2008. NOVANA.
Af Søgaard, B., Pihl, S., Wind, P., Laursen, K., Clausen, P., Andersen, P.N., Bregnballe, T., Petersen, I.K. & Teilmann, J. 118 s.
- 765 Terrestriske Naturtyper 2008. NOVANA.
Af Bruus, M., Nielsen, K. E., Damgaard, C., Nygaard, B., Fredshavn, J. R. & Ejrnæs, R. 80 s.
- 764 Vandløb 2008. NOVANA.
Af Wiberg-Larsen, P. (red.) 66 s.
- 763 Søer 2008. NOVANA.
Af Jørgensen, T.B., Bjerring, R., Landkildehus, F., Søndergaard, M., Sortkjær, L. & Clausen, J. 46 s.
- 762 Landovervågningsoplande 2008. NOVANA.
Af Grant, R., Blicher-Mathiesen, G., Pedersen, L.E., Jensen, P.G., Hansen, B. & Thorling, L. 128 s.
- 761 Atmosfærisk deposition 2008. NOVANA.
Af Ellermann, T., Andersen, H.V., Bossi, R., Christensen, J., Kemp, K., Løfstrøm, P. & Monies, C. 74 s.
- 760 Marine områder 2008. NOVANA. Tilstand og udvikling i miljø- og naturkvaliteten.
Af Hjorth, M. & Josefson, A.B. (red.) 136 s.
- 2009**
- 759 Control of Pesticides 2008. Chemical Substances and Chemical Preparations.
By Krongaard, T. 25 pp.
- 758 Oplandsmodellering af vand og kvælstof i umættet zone for oplandet til Højvads Rende.
Af Grant, R., Mejlhede, P. & Blicher-Mathiesen, G. 74 s.
- 757 Ecology of Læsø Trindel – A reef impacted by extraction of boulders.
By Dahl, K., Stenberg, C., Lundsteen, S., Støttrup, J., Dolmer, P., & Tendal, O.S. 48 pp.
- 755 Historisk udbredelse af ålegræs i danske kystområder.
Af Krause-Jensen, D. & Rasmussen, M.B. 38 s.
- 754 Indicators for Danish Greenhouse Gas Emissions from 1990 to 2007.
By Lyck, E., Nielsen, M., Nielsen, O.-K., Winther, M., Hoffmann, L. & Thomsen, M. 94 pp.
- 753 Environmental monitoring at the Seqi olivine mine 2008-2009.
By Søndergaard, J., Schiedek, D. & Asmund, G. 48 pp.
- 751 Natur og Miljø 2009 – Del B: Fakta.
Af Normander, B., Henriksen, C.I., Jensen, T.S., Sanderson, H., Henrichs, T., Larsen, L.E. & Pedersen, A.B. (red.) 170 s. (også tilgængelig i trykt udgave, DKK 200)
- 750 Natur og Miljø 2009 – Del A: Danmarks miljø under globale udfordringer.
Af Normander, B., Jensen, T.S., Henrichs, T., Sanderson, H. & Pedersen, A.B. (red.) 94 s. (også tilgængelig i trykt udgave, DKK 150)
- 749 Thick-billed Murre studies in Disko Bay (Ritenbenk), West Greenland.
By Mosbech, A., Merkel, F., Boertmann, D., Falk, K., Frederiksen, M., Johansen, K. & Sonne, C. 60 pp.
- 747 Bunddyr som indikatorer ved bedømmelse af økologisk kvalitet i danske søer.
Af Wiberg-Larsen, P., Bjerring, R. & Clausen, J. 46 s.

[Tom side]

EMISSIONSKORTLÆGNING FOR DECENTRAL KRAFTVARME 2007 – ENERGINET.DK MILJØPROJEKT NR. 07/1882

Delrapport 5. Emissionsfaktorer og emissionsopgørelse
for decentral kraftvarme, 2006

På basis af såvel indsamlede emissionsdata som projektmålinger er der blevet udarbejdet opdaterede emissionsfaktorer for decentrale kraftvarmeværker < 25 MWe for år 2006/2007. Projektet omfatter følgende typer af decentrale kraftvarmeværker: affaldsforbrændingsanlæg, halmfyrede værker, træfyrede værker, naturgasdrevne motorer, biogasdrevne motorer og naturgasdrevne gasturbiner, gasoliedrevne motorer, gasoliedrevne gasturbiner, fueloliedrevne dampturbiner samt motorer, der anvender forgasningsgas baseret på træ.

Generelt er emissionsfaktorerne for affaldsforbrænding væsentligt lavere end de emissionsfaktorer, der tidligere er fastlagt for år 2000. Den store reduktion af emissionerne er et resultat af nye emissionsgrænseværdier i Affaldsbekendtgørelsen, Bekendtgørelse 162, der har medført ombygning af røggas-rensningsanlæggene på de fleste affaldsforbrændingsanlæg. For halm- og træfyrede anlæg er der ikke nye emissionsgrænseværdier, og der har ikke været større anlægsændringer siden år 2000. Emissionsfaktorerne for naturgasdrevne motorer er reduceret siden år 2000 som et resultat af de tekniske ændringer af motorerne, som de nye emissionsgrænseværdier i Bekendtgørelse 621 har nødvendiggjort.

NO_x-emissionsfaktoren for naturgasdrevne turbiner er faldet 62 % siden år 2000. Dette er igen et resultat af Bekendtgørelse 621, der har betydet, at stort set alle gasturbinerne er blevet forsynet med low-NO_x-brændere. Måleprogrammet omfattede screening for en række emissionskomponenter: HCB, PCB, PCDD/-F og PBDD/-F. Decentrale kraft-varmeværker er en væsentlig kilde til de danske emissioner af CH₄, NO_x, SO₂, tungmetaller og HCB.