

Mærsk Olie og Gas A/S
Britanniavej 10
6700 Esbjerg

Virksomheder
J.nr. MST-1270-01568
Ref. vba/marip
Den 6. juli 2015

Sendt som digital post til CVR 22757318

MILJØGODKENDELSE

For: Mærsk Olie og Gas A/S

Britanniavej 10
6700 Esbjerg

Placering: Nordsøen
CVR-nummer: 22757318
P-nummer: 1016529571

Listepunkt: bilag 1 punkt 1.1.c, forbrænding af brændsel i anlæg med en samlet nominel indfyret termisk effekt på 50 MW eller derover i fyringsanlæg på platforme på havet (offshore). (s)

Journalnummer: MST-1270-01568

Godkendelsen omfatter:

Fyringsanlæg på offshoreplatforme i Dan F feltet

Dato: 6. juli 2015

Godkendt: Villum Bacher

Annonceres den 6. juli 2015

Klagefristen udløber den 3. august 2015

Søgsmålsfristen udløber den 6. januar 2016

Revurdering påbegyndes, når EU-kommissionen har offentliggjort en BAT-konklusion i EU-tidende, der vedrører virksomhedens listepunkt.

INDHOLDSFORTEGNELSE

1.	INDLEDNING	3
2.	AFGØRELSE OG VILKÅR	3
	2.1 Vilkår for miljøgodkendelsen.....	3
	2.1.1 Generelle forhold	3
	2.1.2 Indretning og drift	4
	2.1.3 Luftforurening	4
	2.1.4 Journalisering og opbevaring af servicereporter	6
3.	VURDERING OG BEMÆRKNINGER	7
	3.1 Vurdering af vilkår.....	7
	3.1.1 Miljøgodkendelsens omfang	7
	3.1.2 Vilkår om generelle forhold	8
	3.1.3 Vilkår om indretning og drift	8
	3.1.4 Begrænsning af NOx emissionen	9
	3.1.5 Egenkontrol	10
	3.1.6 Journalisering og opbevaring af rapporter	11
	3.1.7 Bedst tilgængelig teknik	11
	3.1.8 Øvrige bemærkninger	12
	3.2 Udtalelser/høringssvar	12
	3.2.1 Udtalelse fra borgere mv.	12
	3.2.2 Udtalelse fra virksomheden	12
4.	FORHOLDET TIL LOVEN.....	12
	4.1 Lovgrundlag.....	12
	4.1.1 Miljøbeskyttelsesloven m.v.	12
	4.1.2 Undergrundsloven, VVM bekendtgørelse og havmiljøloven	13
	4.1.3 Listepunkt	14
	4.1.4 BREF.....	14
	4.1.5 Revurdering	14
	4.2 Tilsyn med virksomheden	14
	4.3 Offentliggørelse og klagevejledning	14
	Søgsmål	15
	4.4 Liste over modtagere af kopi af afgørelsen	15
	BILAG.....	15
	Bilag A: Ansøgning om miljøgodkendelse/miljøteknisk beskrivelse	15

1. INDLEDNING

Mærsk Oil og Gas A/S har i juni 2013 ansøgt om miljøgodkendelse af eksisterende fyringsanlæg på offshore platformene Dan F, som er placeret i Nordsøen, ca. 200 km vest for Esbjerg. Ansøgningen er i revideret form genindsendt 18. marts 2014.

Ansøgningen omhandler 15 fyringsanlæg med en samlet indfyret termisk effekt på 453,3 MW fordelt på 5 ud af 7 broforbundne platforme på Dan F platformkomplekset. Da fyringsanlæggene på de broforbundne platforme tilsammen har en indfyret effekt større end 50 MW er anlæggene omfattet af krav om miljøgodkendelse, jf. Bekendtgørelse om visse luftforurenende emissioner fra fyringsanlæg på platforme på havet, BEK nr 1449 af 20/12/2012 (herefter bekendtgørelsen). Det fremgår af bekendtgørelsens § 4, at Miljøstyrelsen i miljøgodkendelsen skal fastsætte vilkår for den maksimale emission af NO_x til luften.

Fyringsanlæggene er alle gasturbiner, som driver generatorer til el produktion, vandpumper eller kompressorer.

2. AFGØRELSE OG VILKÅR

På grundlag af oplysningerne i bilag A, ansøgning om miljøgodkendelse, godkender Miljøstyrelsen hermed fyringsanlæggene på platformene på Dan F.

Miljøgodkendelsen meddeles i henhold til § 33, stk. 1, i miljøbeskyttelsesloven.

Godkendelsen gives på følgende vilkår, der som udgangspunkt er retsbeskyttede i en periode på 8 år fra godkendelsens dato. Godkendelsen tages dog op til revurdering i overensstemmelse med reglerne i miljøbeskyttelseslovens § 41a, stk. 2 og stk. 3, herunder når EU-Kommissionen har offentliggjort en BAT-konklusion i EU-Tidende, der vedrører virksomhedens listepunkt.

2.1 Vilkår for miljøgodkendelsen

2.1.1 Generelle forhold

- A1 Godkendelsen skal være tilgængelig på Dan F og driftspersonalet skal være orienteret om godkendelsens indhold og vilkår, således at det sikres at ansvarlige for driften af fyringsanlæggene er bekendte med miljøgodkendelsen og sikrer at denne overholdes til enhver tid.
- A2 Tilsynsmyndigheden skal orienteres om følgende forhold:
- Ejerskifte af virksomhed
 - Hel eller delvis udskiftning af driftsherre
 - Indstilling af driften af en listeaktivitet for en periode længere end 6 måneder
 - Fuldt ophør af listeaktiviteten

Orienteringen skal være skriftlig og fremsendes senest fire uger efter offentliggørelse af ændringen (ejerskifte, driftsherreforhold)/ beslutningen om ændringen (indstilling, ophør).

- A3 Tilsynsmyndigheden skal straks underrettes, såfremt vilkårene i denne godkendelse ikke overholdes, og virksomheden skal straks træffe de fornødne foranstaltninger til sikring af, at vilkårene igen overholdes.
- A4 Såfremt manglende overholdelse af vilkårene medfører umiddelbar fare for menneskers sundhed eller i betydeligt omfang truer med at påvirke miljøet negativt, skal driften af de respektive anlæg straks indstilles.

2.1.2 Indretning og drift

- B1 Fyringsanlæggene må være i drift alle ugens dage i tidsrummet 00-24.
- B2 Røggaskanalen i hvert fyringsanlæg skal senest den 1. januar 2016 være indrettet på en sådan måde, at der kan udtages røggasprøver for kvalitetssikring af udstyr/system til kontinuert bestemmelse af emissionen.
- B3 Udstyr, styringssystemer og systemer til dataopsamling, som har betydning for røggasemissionen, herunder kontrol og overvågning af emissionen fra et fyringsanlæg, må ikke tages ud af drift, mens der er produktion på det pågældende anlæg. Såfremt dette i særlige situationer ikke kan undgås, skal tilsynsmyndigheden underrettes om udetidens omfang (antal timer). Underretning skal ske kvartalsvis i forbindelse med indberetning af resultatet af egenkontrol, første gang dækkende 2. kvartal 2016, jf. vilkår C5.
- Virksomheden skal senest den 1. december 2015 indsende et oplæg til godkendelse i Miljøstyrelsen med begrundede forslag til, hvilket udstyr og hvilke systemer, der bør omfattes af rapporteringen.
- B4 Virksomheden må ikke ibrugtage andre brændsler end fuelgas eller diesel.
- B5 Virksomheden skal senest 3 måneder før en mobil rig planlægges at blive broforbundet med hovedplatformen på Dan F feltet oplyse dette til Miljøstyrelsen, hvis fyringsanlæg på den mobile platform skal drive produktionsaktiviteter på en permanent platform via en fysisk forbindelse (f.eks. rørledning eller kabel).

2.1.3 Luftforurening

Emissionsgrænser

- C1 Der fastsættes følgende emissionsgrænseværdier for NO_x i røggassen med fuelgas som brændsel fra de respektive fyringsanlæg:

Fyringsanlæg	Max indfyret effekt	Emissionsgrænseværdi (referencetilstand: 15 % O ₂ , 273 K, tør) mg NO _x /Nm ³
DFBA-3550	16,7	343
DFBA-3560	13,5	245
DFCI-1610	13,5	343

DFCI-1620	13,5	343
DFCI-1630	13,5	343
DFEY-3551	26,0	246
DFFA-1610	16,7	245
DFFA-1620	16,7	245
DFFA-1630	16,7	245
DFFA-3520	42,7	266
DFFB-3580.	46,5	508
DFFA-4301	62,9	382
DFGA-1640	17,0	245
DFGA-3590	46,5	508
DFGA-4302	91,0	574

C2 Emissionsgrænseværdien for det respektive fyringsanlæg anses for overholdt, når en vurdering af resultaterne for driftstiden (undtaget start- og stopperioder) inden for et kalenderår viser:

- at ingen af de validerede månedlige gennemsnitsværdier overskrider grænseværdien
- at ingen af de validerede gennemsnitsværdier i et døgn overskrider 110 % grænseværdien
- at mindst 95 % af alle de validerede timegennemsnitsværdier i årets løb ikke overskrider 200 % af grænseværdien

De validerede gennemsnitsværdier pr. time og pr. døgn bestemmes fra de gyldigt målte timegennemsnitsværdier efter fratrækning af værdien af 95 % konfidensintervallet, som er 20 % af emissionsgrænseværdien.

Gennemsnitsværdier for et døgn, hvor mere end tre timegennemsnitsværdier er ugyldige, fordi målesystemet ikke fungerer korrekt eller er under vedligeholdelse, anses for ugyldige.

Såfremt mere end ti døgngennemsnitsværdier over et år er ugyldige på grund af sådanne forhold, skal virksomheden træffe passende foranstaltninger til at gøre målesystemet mere pålideligt.

Ved bestemmelse af gennemsnitsværdierne indgår ikke start- og nedlukningsperioder

Start- og nedlukningsperioder defineres således: Start- og stopperioder regnes i hele timer. Startperioden slutter, når turbinen har nået et indfyringsniveau på 40 % af den maksimale indfyrede effekt.

Nedlukningsperioden starter, når gasturbinens indfyringsniveau under nedlukning når ned på 40 % af den maksimale indfyrede effekt.

Egenkontrol og rapportering

C3 Kvalitetskontrol af udstyr og system til måling og beregning af NOx emission m.v., jf. bilag 2 til bekendtgørelsen skal gennemføres på grundlag

af MEL-16¹. Anvendes diesel som brændstof i mere end 500 timer pr. år, skal kvalitetskontrollen tillige udføres med diesel som brændstof, hvis dette er teknisk muligt.

- C4 Emissionen (mg NO_x/Nm³) skal opgøres kontinuerligt på grundlag af målinger, som udføres i henhold til bekendtgørelsens krav om egenkontrol, jfr. bilag 2 til bekendtgørelsen.
- C5 Resultatet af emissionskontrollen, jf. vilkår C4 skal rapporteres til Miljøstyrelsen en gang i kvartalet, senest en måned efter kvartalets udløb. Rapportering skal første gang ske senest den 30. april 2016 dækkende 1. kvartal 2016. For gasturbiner, der først skal have monteret udtag til røggasprøver jf. vilkår B2 skal rapportering første gang ske senest den 31. juli dækkende 2. kvartal 2016.

I rapporteringen skal resultatet være bearbejdet og opstillet på en sådan måde, at Miljøstyrelsen kan kontrollere, at emissionsgrænseværdierne jf. vilkår C1 overholdes. Rapporteringens form og layout godkendes af Miljøstyrelsen.

- C6 Sammen med den årlige rapportering af NO_x emissionen, jf. bekendtgørelsens bilag 2, punkt 7, skal virksomheden for hvert fyringsanlæg for kalenderåret tillige rapportere (i drifts- og forbrugsopgørelsen skal opstarts- og nedlukningstid regnes med):
- det samlede antal driftstimer
 - antallet af driftstimer kun på fuelgas
 - antallet af driftstimer kun på diesel
 - antallet af driftstimer på både fuelgas og diesel
 - forbrug af fuelgas (Nm³)
 - forbrug diesel (tons)
 - døgnmiddelværdier for indfyret effekt (kurv billede)
- C7 Virksomheden skal udarbejde en teknisk økonomisk redegørelse om mulighederne for at begrænse emissionen af NO_x fra de omfattede fyringsanlæg. I redegørelsen skal for de forskellige typer fyringsanlæg beskrives mulige tekniske løsninger, den forventede emissionsbegrænsende effekt og omkostninger ved at implementere disse på de respektive fyringsanlæg. Redegørelsen skal indsendes til Miljøstyrelsen senest den 30. juni 2017.

2.1.4 Journalisering og opbevaring af servicerapporter

- D1 Virksomheden skal føre journal over forebyggende vedligehold, reparationer og test, samt opbevare test- og servicerapporter.
- D2 Journaler og rapporter jf. vilkår D1 skal opbevares på virksomheden i mindst 3 år og skal være tilgængelige for og på forlangende indberettes til tilsynsmyndigheden.

¹ Metodeblad MEL-16 om kvalitetssikring af AMS, Miljøstyrelsens Referencelaboratorium for Måling af Emissioner til luften, seneste version er fra 2013.

3. VURDERING OG BEMÆRKNINGER

3.1 Vurdering af vilkår

3.1.1 Miljøgodkendelsens omfang

Ansøgningen omfatter 15 fyringsanlæg på platformskomplekset Dan F, der består af 7 indbyrdes forbundne platforme. Fyringsanlægge er placeret på 5 af disse platforme, benævnt Dan FB, Dan FC, Dan FE, Dan FF og Dan FG.

De 15 anlæg er:

Dan FB

Vandinjektionspumpe DFBA-GT-3550: Fyringsanlægget er en gasturbine, der leverer effekt til vandinjektionen på feltet, herefter DFBA-3550. Den nominelle indfyrede termiske effekt er 16,7 MW. Fyringsanlægget er single fuel. Fyringsanlægget er etableret i 1998.

Vandinjektionspumpe DFBA-GT-3560: Fyringsanlægget er en gasturbine, der leverer effekt til vandinjektionen på feltet, herefter DFBA-3560. Den nominelle indfyrede termiske effekt er 13,5 MW. Fyringsanlægget er single fuel. Fyringsanlægget er etableret i 1993.

Dan FC

Elgenerator DFCI-G-1610: Fyringsanlægget er en gasturbine, der giver effekt til en el-generator, herefter DFCI-1610. Den nominelle indfyrede termiske effekt er 13,5 MW. Fyringsanlægget er dual fuel. Fyringsanlægget er etableret i 1985.

Elgenerator DFCI- G-1620: Fyringsanlægget er tilsvarende ovenstående. Herefter DFCI-1620.

Elgenerator DFCI- G-1630: Fyringsanlægget er tilsvarende ovenstående. Herefter DFCI-1630.

Dan FE

Vandinjektionspumpe DFEY-GT-3551: Fyringsanlægget er en gasturbine, der leverer effekt til vandinjektionen på feltet, herefter DFEY-3551. Den nominelle indfyrede termiske effekt er 26,0 MW. Fyringsanlægget er single fuel. Fyringsanlægget er etableret i 1992.

Dan FF

Elgenerator DFFA-GT-1610: Fyringsanlægget er en gasturbine, der giver effekt til en el-generator, herefter DFFA-1610. Den nominelle indfyrede termiske effekt er 16,7 MW. Fyringsanlægget er dual fuel. Fyringsanlægget er etableret i 1996.

Elgenerator DFFA-GT-1620: Fyringsanlægget er tilsvarende ovenstående. Herefter DFFA-1620.

Elgenerator DFFA-GT-1630: Fyringsanlægget er en gasturbine, der giver effekt til en el-generator, herefter DFFA-1630. Den nominelle indfyrede termiske effekt er 17,0 MW. Fyringsanlægget er dual fuel. Fyringsanlægget er etableret i 2003.

Vandinjektionspumpe DFFA-GP-3520: Fyringsanlægget er en gasturbine, der leverer effekt til vandinjektionen på feltet, herefter DFFA-3520. Den nominelle indfyrede termiske effekt er 42,7 MW. Fyringsanlægget er single fuel. Fyringsanlægget er etableret i 1998.

Vandinjektionspumpe DFFB-PT-3580: Fyringsanlægget er en gasturbine, der leverer effekt til vandinjektionen på feltet, herefter DFFB-3580. Den nominelle indfyrede termiske effekt er 46,5 MW. Fyringsanlægget er single fuel. Fyringsanlægget er etableret i 2003.

IP/HP kompressor DFFA-CT-4301: Fyringsanlægget er en gasturbine, der leverer effekt til en kompressor, herefter DFFA-4301. Den nominelle indfyrede termiske effekt er 62,9 MW. Fyringsanlægget er single fuel. Fyringsanlægget er etableret i 1998.

Dan FG

Elgenerator DFGA-GT-1640: Fyringsanlægget er en gasturbine, der giver effekt til en el-generator, herefter DFGA-1640. Den nominelle indfyrede termiske effekt er 17,0 MW. Fyringsanlægget er dual fuel. Fyringsanlægget er etableret i 2005.

Vandinjektionsgasturbine DFGA-GT-3590: Fyringsanlægget er en gasturbine, der leverer effekt til vandinjektionen på feltet, herefter DFGA-3590. Den nominelle indfyrede termiske effekt er 46,5 MW. Fyringsanlægget er single fuel. Fyringsanlægget er etableret i 2005.

IP/HP kompressor DFGA-GT-4302: Fyringsanlægget er en gasturbine, der leverer effekt til en kompressor, herefter DFGA-4302. Den nominelle indfyrede termiske effekt er 91,0 MW. Fyringsanlægget er single fuel. Fyringsanlægget er etableret i 2005.

Ansøgningen (bilag A) indeholder beskrivelser af fyringsanlæggene og deres placering, samt oversigter med nøgledata, såsom funktion, størrelse, alder, driftstimer og brændselsforbrug. Endvidere er der oplysninger om de enkelte turbiners udledning af NO_x både i form af samlede mængder pr. år og NO_x koncentration i røggassen. For nogle fyringsanlæg var oplysninger om NO_x koncentration i røggassen ikke til stede på ansøgningstidspunkt, men er efterfølgende oplyst til Miljøstyrelsen.

I ansøgningen oplyses det, at mobile rigge i perioder broforbindes med platformene på Dan F.

3.1.2 Vilkår om generelle forhold

Formålet med disse vilkår er blandt andet, at tilsynsmyndigheden bliver holdt informeret om væsentlige ændringer ved virksomheden, for eksempel ejerskifte og om forhold, der har betydning for overholdelse af de forureningsbegrænsende vilkår. Der er også vilkår om virksomhedens forpligtelser i tilfælde af manglende overholdelse af vilkår, hvis formål er at begrænse forureningen.

3.1.3 Vilkår om indretning og drift

En række krav til indretning af fyringsanlæggene med henblik på måling og kontrol af NO_x emissionen følger direkte af bekendtgørelsen.

Som supplement hertil stiller Miljøstyrelsen vilkår om, at der skal kunne udtages røggasprøver i røggaskanalen, idet dette er en forudsætning for at udføre den krævede kvalitetskontrol af de systemer, der benyttes til at måle og beregne emissionskoncentrationen.

Miljøstyrelsen har indsat et vilkår om, at udstyr og styringssystemer, som har en betydning for røggasemissionen og systemer til dataopsamling, ikke må tages ud af drift, mens der er produktion på et anlæg. Det skyldes, at emissionen af NO_x afhænger af hvor meget NO_x, der dannes under forbrændingsprocessen og at udfald af hele eller dele af driftsmonitoring og driftsstyring kan have konsekvenser for dannelsen og dermed emissionen af NO_x. Hvis det i særlige tilfælde ikke kan undgås, at tage udstyr eller systemer ud af drift, skal Miljøstyrelsen underrettes om omfanget i den kvartalsvise rapportering af resultaterne af emissionskontrollen. Rapportering skal første gang omfatte 2. kvartal 2016. Inden da vil der være en dialog mellem virksomhed og tilsynsmyndighed, idet virksomheden skal fremsende et oplæg til Miljøstyrelsens godkendelse med forslag til hvilket udstyr og systemer, der bør omfattes af rapporteringen.

Beregning af NO_x koncentrationen sker på grundlag af en enkel driftsparameter, nemlig den indfyrede effekt. Sammenhængen mellem den indfyrede effekt og NO_x emissionen findes ved stikprøvemåling af NO_x koncentrationen i røggassen. Denne sammenhæng er gyldig under de driftsbetingelser, som var til stede ved stikprøvekontrollen. Afvigelser fra driftsbetingelserne kan betyde, at de beregnede NO_x emissioner i mindre grad svarer til de faktiske emissioner.

Uagtet, at udfald af hele eller dele af driftsmonitoring og driftsstyring ikke giver sig udslag i en entydig påvirkning af NO_x emissionen, er det Miljøstyrelsens vurdering, at rapporteringen vil bidrage væsentligt til Miljøstyrelsens opbygning af viden om de konkrete driftsbetingelser for offshore fyringsanlæg, herunder om værdien af emissionsindberetningerne.

Manglende dataopsamling for så vidt angår den indfyrede effekt, vil umiddelbart afspejle sig i emissionsindberetningen i form af manglende emissionsdata.

Der er endvidere indsat et vilkår om, at virksomheden senest 3 måneder inden en mobil rig planlægges broforbundet til de permanente platforme på Dan F feltet skal anmelde dette til Miljøstyrelsen, hvis fyringsanlæg på den mobile platform skal drive produktionsaktiviteter på den permanente platform.

Formålet med dette vilkår er, at Miljøstyrelsen på grundlag af disse oplysninger kan vurdere om boreriggens fyringsanlæg bliver teknisk og forureningsmæssigt forbundet til de produktionsaktiviteter, der udføres på de permanente platforme, på en sådan måde at de skal omfattes af miljøgodkendelsen.

3.1.4 Begrænsning af NO_x emissionen

I miljøgodkendelsen skal der i henhold til bekendtgørelsens § 4 fastsættes vilkår for den maksimale emission af NO_x til luften.

Miljøstyrelsen har i denne miljøgodkendelse fastsat specifikke emissionsgrænseværdier (mg NO_x/Nm³) for de enkelte gasturbiner. Emissionsgrænseværdien er den højeste koncentration af NO_x, der må være i røggassen fra gasturbinen.

Der findes hverken bindende eller vejledende regler om niveauer for emission af NO_x fra fyringsanlæg på offshoreplatforme. Anlæggene er således, i modsætning til tilsvarende anlæg på land, ikke omfattet af IE direktivets kapitel III (EU-direktiv 2010/75) og den deraf afledte danske bekendtgørelse om emissioner fra store fyringsanlæg (BEK nr 162 af 16/02/2015), som indeholder bindende regler om NO_x emission. Der er heller ikke opstillet BAT-emissionsgrænseværdier for offshore fyringsanlæg i BREF for store fyringsanlæg fra 2006.

Miljøstyrelsen har modtaget oplysninger om NO_x emissioner fra de enkelte gasturbiner. Oplysningerne omfatter bl.a. analyseresultater, som er fremkommet i forbindelse med kvalitetskontrol af emissionsmålesystemet på de enkelte gasturbiner. Miljøstyrelsen har desuden fået oplyst gasturbineleverandørens specifikation af NO_x emissionen ved 100 % last, målt som den indfyrede effekt, svarende til gasturbinens nominelle indfyrede effekt.

Miljøstyrelsen har valgt for nuværende at fastsætte emissionsgrænseværdierne svarende til det niveau det enkelte fyringsanlæg kan præstere ved fuld udnyttelse af fyringsanlæggets kapacitet. Det er styrelsens vurdering, at denne fremgangsmåde ikke umiddelbart indebærer en begrænsning af luftforureningen fra fyringsanlæggene.

Når egenkontrollen i form af emissionsmålinger og rapportering af disse til Miljøstyrelsen, har virket i nogen tid, vil styrelsen opnå mere viden på området. Kombineret med, at virksomheden skal udarbejde en teknisk økonomisk redegørelse, jf. vilkår C7 om mulighederne for at begrænse forureningen fra fyringsanlæggene, er det Miljøstyrelsen vurdering, at der i løbet af få år bliver skabt et grundlag for på at vurdere muligheden for at fastsætte nye emissionsgrænseværdier.

Opmærksomheden henledes i øvrigt på, at BREF dokument for store fyringsanlæg er under revision. Eventuelle bindende krav i form af skærpede emissionsgrænseværdier i BAT-konklusionerne for fyringsanlæg på offshoreplatforme skal implementeres indenfor 4 år efter vedtagelsen af BAT-konklusionerne.

Af vilkår C2 fremgår kriterier for vurdering af om emissionsgrænseværdien for det enkelte anlæg er overholdt. Det sker på grundlag af resultaterne af kontinuerede målinger af NO_x indholdet i røggassen. Se nedenfor om egenkontrol.

3.1.5 Egenkontrol

I bekendtgørelsen om visse luftforurenende emissioner fra fyringsanlæg på platforme på havet, er der fastsat bindende regler om egenkontrol og indberetning af emissionsdata. Indberetningskravet omfatter den årlige udledning af NO_x fra fyringsanlæggene på platformene.

Indberetningskravet i bekendtgørelsen omfatter ikke oplysninger om NO_x koncentrationen. Derfor er der stillet vilkår om det, således at det er muligt at vurdere om emissionsgrænseværdien er overholdt.

Bekendtgørelsens krav om måling er, at NO_x indholdet i røggassen skal måles kontinuert ved AMS (Automatisk Måle System) eller ved en alternativ metode, som har samme sikkerhed og kan kvalitetssikres efter samme standard, som AMS målere kvalitetssikres.

NOx indholdet i røggaskanalerne på gasturbinerne på Dan F måles ikke direkte, men beregnes på grundlag af kontinuert måling af den indfyrede effekt enten direkte til den respektive turbine eller den opgøres ved allokering ud fra data fra hovedmåler.

Beregningsmodellen er specifik for den enkelte gasturbine og den skal med jævne mellemrum kvalitetsprøves og om nødvendigt kalibreres. Ved kvalitetsprøvningen skal der udføres direkte målinger i røggassen og måleresultatet skal sammenholdes med det beregnede resultat. I tilfælde af afvigelse mellem det beregnede og det målte resultat skal de relevante driftsmålere eller beregningen kalibreres.

Krav til kvalitetsprøvningen er fastsat i bekendtgørelsens bilag 2 og er i vilkår C3 suppleret og præciseret ved henvisning til Metodeblad MEL-16, som udgives af Miljøstyrelsens Referencelaboratorium for Måling af Emissioner. Seneste udgave er fra 2013. MEL-16 opdateres jævnligt, eksempelvis når der kommer nye standarder eller opnås ny relevant viden indenfor området. En opdateret udgave, som præciserer en række forhold vedrørende målemetoder, som er alternative til AMS, er umiddelbart forestående og forventes udgivet, således at anbefalinger herfra kan indarbejdes i kvalitetsefterprøvnings i henhold til nærværende miljøgodkendelse.

De nye krav om egenkontrol vil ikke afstedkomme væsentlige omkostninger, idet oplysningen om NOx koncentration allerede findes i den nuværende kontinuerede dataopsamling. Måleresultatet skal præsenteres på en ny måde, hvilket kræver en tilpasning af databehandlings- og rapporteringssystemet. Første rapportering skal dække 1. kvartal 2016, hvilket giver virksomheden den fornødne tid til at implementere systemændringen.

For gasturbiner, der først skal indrettes med henblik på udtagning af røggasprøver, skal den første rapportering dække 2. kvartal 2016.

3.1.6 Journalisering og opbevaring af rapporter

For at sikre mulighed for en effektiv kontrol og dermed begrænse forureningen fra fyringsanlæggene, er der endvidere i godkendelsen fastsat vilkår om, at der skal føres journal over forebyggende vedligehold, reparationer og test, og at test- og servicereporter er tilgængelige for Miljøstyrelsen.

3.1.7 Bedst tilgængelig teknik

I BREF referencedokument for store fyringsanlæg 2006 indgår noter og anbefalinger, der omfatter offshore fyringsanlæg. Disse omfatter dog ikke BAT konklusioner med vejledende emissionsgrænseværdier for offshore fyringsanlæg.

I BREF for så vidt angår eksisterende offshore fyringsanlæg lægges blandt andet vægt på optimering og styring af driften på selve gasturbinerne og vægt på, at energiforbrugende enheder på offshoreplatforme optimeres i forhold til mindst mulig energiforbrug.

I miljøansøgningen har virksomheden redegjort grundigt for anvendelse af bedst tilgængelig teknik.

Miljøstyrelsen vurderer, at virksomheden løbende gør en tilfredsstillende indsats med hensyn til driftsstyring og vedligeholdelse af gasturbinerne og effektivisering af energiforbruget på platformene.

Virksomheden har et certificeret miljøledelsessystem i henhold til ISO 14001, hvori energiledelsessystemet er indarbejdet. Energiledelsessystemet bygger på principperne i ISO 50001.

3.1.8 Øvrige bemærkninger

Miljøgodkendelsen tager alene sigte på regulering af NO_x emissionerne fra fyringsanlæggene på offshore platformene. I forbindelse med udstedelse af bekendtgørelse om visse luftforurenende emissioner fra fyringsanlæg på platforme på havet, blev det vurderet, at andre luftforurenende stoffer fra disse fyringsanlæg ikke udgør nogen betydelig miljøpåvirkning. Miljøstyrelsen finder, at denne vurdering fortsat er gældende.

3.2 Udtalelser/hørings svar

3.2.1 Udtalelse fra borgere mv.

Ansøgningen om godkendelse har været annonceret på Miljøstyrelsens hjemmeside den 9. marts 2015.

Der er ikke modtaget henvendelser vedrørende ansøgningen.

3.2.2 Udtalelse fra virksomheden

Mærsk Oil og Gas A/S har den 19. juni modtaget et udkast til miljøgodkendelsen og har den 24. juni 2015 fremsendt bemærkninger og forslag til ændringer. Virksomhedens bemærkninger har afstedkommet korrektioner af vilkår med henblik på at gøre disse mere tydelige og begrundelsen af enkelte vilkår er blevet uddybet.

4. FORHOLDET TIL LOVEN

4.1 Lovgrundlag

Det anvendte lovgrundlag er:

- Bekendtgørelse om visse luftforurenende emissioner fra fyringsanlæg på platforme på havet, BEK nr 1449 af 20/12/2012
- Bekendtgørelse om godkendelse af listevirksomhed, BEK nr 669 af 18/06/2014
- Bekendtgørelse af lov om miljøbeskyttelse, LBK nr 879 af 26/06/2010

Loven og bekendtgørelserne implementerer relevante regler på området i

- Europaparlamentets og Rådets direktiv om industrielle emissioner 2010/75/EU af 24/06/2010

4.1.1 Miljøbeskyttelsesloven m.v.

Denne godkendelse gives i henhold til § 33, stk. 1, i miljøbeskyttelsesloven. LBK nr 879 af 26/06/2010

Det er en forudsætning for udnyttelse af godkendelsen, at vilkårene, der er anført i godkendelsen, overholdes straks, med mindre der i et vilkår er fastsat et tidspunkt, hvor vilkåret senest skal overholdes.

Efter ibrugtagning vil godkendelsen bortfalde, hvis den ikke har været udnyttet i 3 på hinanden følgende år, jf. miljøbeskyttelseslovens § 78a.

Fyringsanlæggene er en integreret del af de samlede aktiviteter på platformene, som afhængig af platformstype i store træk omfatter boringer i undergrunden, indvinding af olie og gas, herunder injektion af vand i boringer, separation af olie, gas og vand, samt transport af olie- og gas i rørledninger. Hertil kommer beboelse.

Aktiviteterne på offshoreplatforme afstedkommer udledning af spildevand fra produktionen, udledning af stoffer til luften ud over de der stammer fra fyringsanlæg, støj og vibrationer og produktion af affald. Miljøpåvirkninger fra offshoreplatforme er generelt reguleret efter havmiljøloven. Det er alene regulering af luftforurening fra fyringsanlæggene, der reguleres efter miljøbeskyttelsesloven.

De nærmere regler om godkendelse af fyringsanlæg på offshoreplatforme fremgår af bekendtgørelse om visse luftforurenende emissioner fra fyringsanlæg på platforme på havet. BEK nr 1449 af 20/12/2012.

Bekendtgørelsen om visse luftforurenende emissioner fra fyringsanlæg på platforme på havet supplerer reglerne i bekendtgørelsen om godkendelse af listevirksomheder, BEK nr 669 af 18/06/2014. Fyringsanlæg på offshore platforme er optaget som listepunkt 1.1.c i bilag 1 til denne bekendtgørelse.

4.1.2 Undergrundsloven, VVM bekendtgørelse og havmiljøloven

Tilladelse til efterforskning og godkendelse af indvinding af olie og gas offshore gives i henhold til undergrundsloven (nr. 960/2011) af Energistyrelsen.

Forud herfor skal der udføres en VVM (Vurdering af virkninger på miljøet)-screening af efterforskningsaktiviteter, og der skal tillige udarbejdes en VVM redegørelse forud for etablering af produktionsanlæg. Reglerne om VVM i forhold til offshoreplatforme er fastsat i bekendtgørelse om VVM, konsekvensvurdering vedrørende internationale naturbeskyttelsesområder og beskyttelse af visse arter ved efterforskning og indvinding af kulbrinter, lagring i undergrunden, rørledninger, m.v. offshore, BEK nr. 632 af 11/06/2012 udstedt i henhold til undergrundsloven. Energistyrelsen er VVM myndighed og hører Miljøstyrelsen, inden der meddeles tilladelser til efterforskning og produktion.

Den miljømæssige regulering af offshoreplatforme sker efter havmiljøloven LBK nr 963 af 03/07/2013, dog reguleres luftforurening fra fyringsanlæg på platforme efter miljøbeskyttelsesloven og regler udstedt i medfør heraf.

Miljøstyrelsen meddeler udledningstilladelser i henhold til bekendtgørelse nr. 394/1984 om udledning i havet af stoffer og materialer fra visse havanlæg udstedt i henhold til den daværende lov om visse havanlæg (nr. 292/1981) og fører løbende tilsyn med overholdelse af tilladelserne på offshoreplatformene.

Mærsk Olie og Gas A/S har lavet VVM redegørelsen "Vurdering af virkningen på miljøet fra yderligere olie og gas aktiviteter i Nordsøen, juli 2011. Denne omfatter samtlige virksomhedens eksisterende og planlagte olie- og gasindvindingsaktiviteter i Nordsøen i en femårig periode, herunder vurdering af miljøpåvirkning af luftforurening fra fyringsanlæggene. Den hidtidige praksis har

været, at VVM redegørelsen fornyes hvert femte år. Ny praksis er, at der udarbejdes VVM redegørelser ved betydelige ændringer.

Forhold vedr. Natura 2000 områder og bilag IV arter er omfattet af VVM redegørelsen og ligger således til grund for godkendelse af aktiviteterne. Miljøstyrelsen finder ikke anledning til at foretage yderligere vurdering heraf i forbindelse med denne godkendelse af fyringsanlæggene.

4.1.3 Listepunkt

Fyringsanlæggene er omfattet af godkendelsesbekendtgørelsens listepunkt 1.1.c, forbrænding af brændsel i anlæg med en samlet nominel indfyret termisk effekt på 50 MW eller derover i fyringsanlæg på platforme på havet (offshore)(s).

S-mærket betyder, at staten er godkendelses- og tilsynsmyndighed.

4.1.4 BREF

Relevant BREF til dette listepunkt er BREF for store fyringsanlæg (Reference Document on Best Available Techniques (BAT) for Large Combustion Plants July 2006), som er den seneste BREF. Referencedokumentet er under revision.

4.1.5 Revurdering

Revurdering påbegyndes når EU-kommissionen har offentliggjort en BAT-konklusion i EU-tidende, der vedrører virksomhedens listepunkt. Fremover er BAT-konklusioner bindende og de skal være implementeret senest 4 år efter offentliggørelse.

Revurdering påbegyndes senest i 8 år fra godkendelsestidspunktet.

4.2 Tilsyn med virksomheden

Miljøstyrelsen fører tilsyn med fyringsanlæggene på Dan F.

4.3 Offentliggørelse og klagevejledning

Denne miljøgodkendelse vil blive annonceret på www.mst.dk.

Følgende parter kan klage over miljøgodkendelsen til Natur- og Miljøklagenævnet ansøgeren

- enhver, der har en individuel, væsentlig interesse i sagens udfald
- Sundhedsstyrelsen
- landsdækkende foreninger og organisationer i det omfang, de har klageret over den konkrete afgørelse, jf. miljøbeskyttelseslovens §§ 99 og 100
- lokale foreninger og organisationer, der har beskyttelse af natur og miljø eller rekreative interesser som formål, og som har ønsket underretning om afgørelsen

Hvis du ønsker at klage over denne afgørelse, kan du klage til Natur- og Miljøklagenævnet. Du klager via Klageportalen, som du finder et link til på forsiden af www.nmkn.dk. Klageportalen ligger på www.borger.dk og www.virk.dk. Du logger på www.borger.dk eller www.virk.dk, ligesom du plejer, typisk med NEM-ID. Klagen sendes gennem Klageportalen til den myndighed, der har truffet afgørelsen. En klage er indgivet, når den er tilgængelig for myndigheden i Klageportalen. Når du klager, skal du betale et gebyr på kr. 500. Du betaler gebyret med betalingskort i Klageportalen.

Natur- og Miljøklagenævnet skal som udgangspunkt afvise en klage, der kommer uden om Klageportalen, hvis der ikke er særlige grunde til det. Hvis du ønsker at blive fritaget for at bruge Klageportalen, skal du sende en begrundet anmodning til den myndighed, der har truffet afgørelse i sagen. Myndigheden videresender herefter anmodningen til Natur- og Miljøklagenævnet, som træffer afgørelse om, hvorvidt din anmodning kan imødekommes.

Klagen skal være modtaget senest den 3. august 2015.

Du kan læse mere om gebyrordningen og klage på Natur- og Miljøklagenævnets hjemmeside (<http://nmkn.dk/klage/>).

Betingelser, mens en klage behandles

Virksomheden vil kunne udnytte miljøgodkendelsen, mens Natur- og Miljøklagenævnet behandler en eventuel klage, medmindre nævnet bestemmer noget andet. Forudsætningen for det er, at virksomheden opfylder de vilkår, der er stillet i godkendelsen. Udnyttes miljøgodkendelsen indebærer dette dog ingen begrænsning for Natur- og Miljøklagenævnets mulighed for at ændre eller ophæve godkendelsen.

Søgsmål

Hvis man ønsker at anlægge et søgsmål om miljøgodkendelsen ved domstolene, skal det ske senest 6 måneder efter, at Miljøstyrelsen har offentliggjort afgørelsen.

4.4 Liste over modtagere af kopi af afgørelsen

Energistyrelsen, ens@ens.dk

Sundhedsstyrelsen, sst@sst.dk

Danmarks Naturfredningsforening, dn@dn.dk

Greenpeace, info.dk@greenpeace.org

Friluftsrådet, fr@friluftsradet.dk

Danmarks Sportsfiskerforbund, post@sportsfiskerforbundet.dk

BILAG

Bilag A: Ansøgning om miljøgodkendelse/miljøteknisk beskrivelse



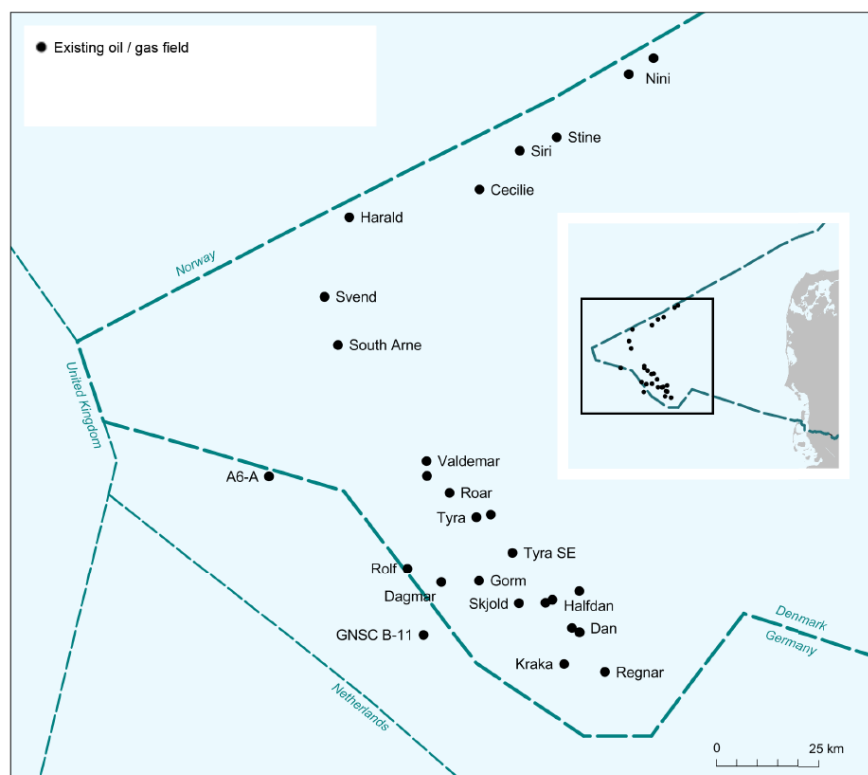
ANSØGNING OM MILJØGODKENDELSE FOR FYRINGSANLÆG - DAN F



JUNI 2013, REV. MARTS 2014

MILJØTEKNISK REDEGØRELSE - FYRINGSANLÆG PÅ DAN F PLATFORME

ANSØGNING OM MILJØGODKENDELSE



PROJEKTNR.	A036762
DOKUMENTNR.	A036762-002
VERSION	3.0
UDGIVELSESDATO	18.03.2014
UDARBEJDET	Tine Eis, Louise B. Hübschmann
KONTROLLERET	Mette Quaade
GODKENDT	Louise B. Hübschmann

INDHOLD

1	Indledning	5
1.1	Baggrund	5
2	Oplysninger om ansøger og ejerforhold	7
2.1	Ansøgers navn, adresse og telefonnummer	7
2.2	Virksomhedens navn, adresse og CVR- og P-nummer	7
2.3	Oplysninger om virksomhedens kontaktperson	7
3	Oplysninger om virksomhedens art	8
3.1	Kort beskrivelse af det ansøgte projekt	8
3.2	Projektets varighed	10
4	Oplysninger om etablering	11
4.1	Oplysninger om konstruktionsmæssige ændringer	11
4.2	Forventede tidspunkter for start og afslutning af konstruktionsarbejder og drift	11
5	Oplysninger om beliggenhed og driftstid	12
5.1	Platformens navn og placering	12
5.2	Den årlige driftstid for de enkelte fyringsanlæg	13
6	Tegninger over indretning	15
7	Beskrivelse af produktion	16
7.1	Oplysninger om nominel termisk effekt samt brændstof	16

7.2	Beskrivelse af anlægstype og anvendelse af de enkelte fyringsanlæg	19
7.3	Driftsforstyrrelser og uheld	23
7.4	Særlige forhold ved opstart og nedlukning	23
8	Oplysninger om valg af bedste tilgængelige teknik (BAT)	25
8.1	BAT for store fyringsanlæg - offshore	25
8.2	Beskrivelse af BAT på Dan F	27
8.3	BAT vurdering	30
9	Forurening og forureningsbegrænsende foranstaltninger	32
9.1	Emission af NO _x	32
9.2	Egenkontrol	37
9.3	Emissioner fra diffuse kilder	39
9.4	Afvigende emissioner ved opstart og nedlukning	39
10	Driftsforstyrrelser og uheld	40
10.1	Særlige emissioner ved driftsforstyrrelser og uheld	40
10.2	Foranstaltninger til imødegåelse af driftsforstyrrelser og uheld	41
10.3	Foranstaltninger til begrænsning af virkninger for mennesker og miljø under driftsforstyrrelser og uheld	41
11	Ikke-teknisk resume	43
12	Bilag	44

1 Indledning

Miljøministeriets bekendtgørelse om visse luftforurenende emissioner fra fyringsanlæg på platforme på havet¹ indeholder bestemmelser vedrørende miljøgodkendelse af fyringsanlæg på platforme på havet efter miljøbeskyttelseslovens² § 33. Førstnævnte bekendtgørelse supplerer bekendtgørelse om godkendelse af listevirksomhed³ og angiver kravene til og indholdet af godkendelserne af denne type fyringsanlæg.

Bekendtgørelsen omfatter fyringsanlæg med en samlet nominel termisk effekt på 50 MW eller derover placeret på platforme på havet. Bekendtgørelsen omfatter bl.a. bestemmelser om, at virksomheden udfører egenkontrol med NO_x emissionen (jf. bilag 2) samt om at myndigheden fastsætter vilkår om den maksimale NO_x emission.

Bekendtgørelsens bilag 1 indeholder en liste over oplysningskrav ved ansøgning om godkendelse af fyringsanlæg. Denne ansøgning er opbygget efter denne liste.

1.1 Baggrund

Mærsk Olie og Gas A/S blev oprettet i 1962 med det formål at efterforske og indvinde olie og gas i den danske undergrund samt den danske sektordel af Nordsøen. Mærsk Olie og Gas A/S varetager som operatør for Dansk Undergrunds Consortium (DUC) arbejdet med efterforskning, udbygning og produktion fra de danske olie- og gasfelter⁴. DUC består af A. P. Møller-Mærsk (31,2 %), Shell (36,8 %) og Chevron (12 %) samt Nordsøfonden (20 %). DUC råder over 16 produktionsfelter i Nordsøen, heraf 9 af bemandede.

¹ BEK nr. 1449 af 20/12/2012 om visse luftforurenende emissioner fra fyringsanlæg på platforme på havet

² LBK nr. 879 af 26/06/2010 af lov om miljøbeskyttelse

³ BEK nr. 1454 af 20/12/2012 om godkendelse af listevirksomhed

⁴ <http://www.duc.dk/#>, den 08022013

Felterne Dan, Dagmar, Gorm, Halfdan, Kraka, Lulita, Regnar, Rolf, Skjold, Svend og Valdemar producerer hovedsageligt olie. Felter Halfdan Nordøst, Tyra, Tyra Sydøst, Roar og Harald producerer primært naturgas. De danske installationer er forbundet med et samlet system, hvori olie og gas transporteres til land.

Mærsk Olie og Gas A/S Danish Business Unit (herefter omtalt som Mærsk Olie og Gas) har flere offshore installationer med fyringsanlæg omfattet af de nye krav om miljøgodkendelse (Dan F, Halfdan A og B, Gorm, Harald samt Tyra Vest og Øst).

Denne ansøgning omhandler 15 fyringsanlæg med en samlet indfyret termisk effekt på 453,3 MW på Dan F platformkomplekset. Dan F platformkompleks omfatter i alt 7 broforbundne platforme. Denne ansøgning om miljøgodkendelse omhandler fyringsanlæg på 5 af disse platforme henholdsvis Dan FB, FC, FE, FF og FG.

For de godkendelsespligtige platforme gælder, at der med mellemrum kan være placeret broforbundne rigge ved disse platforme, som er udstyret med egne fyringsanlæg. Såfremt en rig er beliggende ved en platform i en periode, der overskrider det i miljøgodkendelsens fastlagte tidsinterval, vil riggen anses for ikke at være en midlertidig foranstaltning. Som følge heraf skal riggens energianlæg jf. bekendtgørelsen nr. 1449, § 2, stk. 2 og emissionerne herfra, medtages i miljøgodkendelsen for pågældende platforme. Der er derfor udarbejdet en procedure for anmeldelse og opgørelse af emissioner fra rigge, der er omfattet af ovenstående beskrivelse, se endvidere bilag 8.

2 Oplysninger om ansøger og ejerforhold

2.1 Ansøgers navn, adresse og telefonnummer

Mærsk Olie og Gas A/S
Kanalen 2
6700 Esbjerg
Tlf.: +45 7545 1366

2.2 Virksomhedens navn, adresse og CVR- og P-nummer

Mærsk Olie og Gas A/S
Kanalen 2
6700 Esbjerg
Tlf.: +45 7545 1366
CVR nr. 22757318
P-nr. 1016529571

2.3 Oplysninger om virksomhedens kontaktperson

Mærsk Olie og Gas A/S
Att.: Lars Hvejsel Hansen
Kanalen 2
6700 Esbjerg

Tlf.: +45 79111293
E-mail: Lars.Hvejsel.Hansen@maerskoil.com

Miljøansøgningen er udarbejdet i samarbejde med COWI.

3 Oplysninger om virksomhedens art

3.1 Kort beskrivelse af det ansøgte projekt

Denne ansøgning omfatter i alt 15 bestående fyringsanlæg placeret på i alt 5 off-shore platforme: Dan FB, Dan FC, Dan FE, Dan FF og Dan FG, alle del af Dan F komplekset. De 15 fyringsanlæg er ikke tidligere miljøgodkendt. I det følgende findes en kort beskrivelse af anlæggene. For rigge henvises til proceduren beskrevet i bilag 8.

Betegnelsen *single fuel* brugt nedenfor og igennem dokumentet er anvendt for fyringsanlæg, hvor brændslet er naturgas. Naturgas er i denne forbindelse produceret gas fra de enkelte felter, som efterfølgende er behandlet til en tørhed og renhed som gør at det kan anvendes som brændsel i forhold til gasturbineleverandørernes specifikationer. Der findes behandlingsanlæg på både Dan FC, Dan FF og Dan FG som forsyner gasturbinerne på de 5 platforme.

Betegnelsen *dual fuel* er på samme vis brugt for fyringsanlæg, hvor brændslet enten er naturgas eller diesel. Diesel er kommercielt diesel brændstof, som tilgår platformene via forsyningskibene.

Dan FB

- › **Vandinjektionspumpe DFBA-GT-3550:** Fyringsanlægget er en gasturbine, der leverer effekt til vandinjektionen på feltet, herefter DFBA-3550. Den nominelle indfyrede termiske effekt er 16,7 MW. Fyringsanlægget er single fuel. Fyringsanlægget er etableret i 1998.
- › **Vandinjektionspumpe DFBA-GT-3560:** Fyringsanlægget er en gasturbine, der leverer effekt til vandinjektionen på feltet, herefter DFBA-3560. Den nominelle indfyrede termiske effekt er 13,5 MW. Fyringsanlægget er single fuel. Fyringsanlægget er etableret i 1993.

Dan FC

- › **Elgenerator DFCI-G-1610:** Fyringsanlægget er en gasturbine, der giver effekt til en el-generator, herefter DFCI-1610. Den nominelle indfyrede termiske effekt er 13,5 MW. Fyringsanlægget er dual fuel. Fyringsanlægget er etableret i 1985.
- › **Elgenerator DFCI- G-1620:** Fyringsanlægget er tilsvarende ovenstående. Herefter DFCI-1620.
- › **Elgenerator DFCI- G-1630:** Fyringsanlægget er tilsvarende ovenstående. Herefter DFCI-1630.

Dan FE

- › **Vandinjektionspumpe DFEY-GT-3551:** Fyringsanlægget er en gasturbine, der leverer effekt til vandinjektionen på feltet, herefter DFEY-3551. Den nominelle indfyrede termiske effekt er 26,0 MW. Fyringsanlægget er single fuel. Fyringsanlægget er etableret i 1992.

Dan FF

- › **Elgenerator DFFA-GT-1610:** Fyringsanlægget er en gasturbine, der giver effekt til en el-generator, herefter DFFA-1610. Den nominelle indfyrede termiske effekt er 16,7 MW. Fyringsanlægget er dual fuel. Fyringsanlægget er etableret i 1996.
- › **Elgenerator DFFA-GT-1620:** Fyringsanlægget er tilsvarende ovenstående. Herefter DFFA-1620.
- › **Elgenerator DFFA-GT-1630:** Fyringsanlægget er en gasturbine, der giver effekt til en el-generator, herefter DFFA-1630. Den nominelle indfyrede termiske effekt er 17,0 MW. Fyringsanlægget er dual fuel. Fyringsanlægget er etableret i 2003.
- › **Vandinjektionspumpe DFFA-GP-3520:** Fyringsanlægget er en gasturbine, der leverer effekt til vandinjektionen på feltet, herefter DFFA-3520. Den nominelle indfyrede termiske effekt er 42,7 MW. Fyringsanlægget er single fuels. Fyringsanlægget er etableret i 1998.
- › **Vandinjektionspumpe DFFB-PT-3580:** Fyringsanlægget er en gasturbine, der leverer effekt til vandinjektionen på feltet, herefter DFFB-3580. Den nominelle indfyrede termiske effekt er 46,5 MW. Fyringsanlægget er single fuel. Fyringsanlægget er etableret i 2003.
- › **IP/HP kompressor DFFA-CT-4301:** Fyringsanlægget er en gasturbine, der leverer effekt til en kompressor, herefter DFFA-4301. Den nominelle indfyrede termiske effekt er 62,9 MW. Fyringsanlægget er single fuel. Fyringsanlægget er etableret i 1998.

Dan FG

- › **Elgenerator DFGA-GT-1640:** Fyringsanlægget er en gasturbine, der giver effekt til en el-generator, herefter DFGA-1640. Den nominelle indfyrede termiske effekt er 17,0 MW. Fyringsanlægget er dual fuel. Fyringsanlægget er etableret i 2005.
- › **Vandinjektionsgasturbine DFGA-GT-3590:** Fyringsanlægget er en gasturbine, der leverer effekt til vandinjektionen på feltet, herefter DFGA-3590. Den nominelle indfyrede termiske effekt er 46,5 MW. Fyringsanlægget er single fuel. Fyringsanlægget er etableret i 2005.
- › **IP/HP kompressor DFGA-GT-4302:** Fyringsanlægget er en gasturbine, der leverer effekt til en kompressor, herefter DFGA-4302. Den nominelle indfyrede termiske effekt er 91,0 MW. Fyringsanlægget er single fuel. Fyringsanlægget er etableret i 2005.

Samlet effekt er 453,3 MW.

3.2 Projektets varighed

Der ansøges om miljøgodkendelse af eksisterende fyringsanlæg, og projektet er ikke af midlertidig karakter.

4 Oplysninger om etablering

4.1 Oplysninger om konstruktionsmæssige ændringer

De fyringsanlæg, der er omfattet af denne ansøgning er etablerede. Der planlægges ikke konstruktionsmæssige ændringer af disse.

4.2 Forventede tidspunkter for start og afslutning af konstruktionsarbejder og drift

Jævnfør ovenstående pkt. 4.1 planlægges der ikke konstruktionsmæssige ændringer af fyringsanlæggene omfattet af denne ansøgning.

5 Oplysninger om beliggenhed og driftstid

5.1 Platformens navn og placering

Denne ansøgning omhandler fyringsanlæggene på platformkomplekset Dan F.

Dan F behandlingscenteret omfatter i alt 7 indbyrdes broforbundne platforme:

- › Dan FA Brøndhovedplatform, som også understøtter et bromodul
- › Dan FB Brøndhovedplatform
- › Dan FC Beboelses- and behandlingsplatform med helikopterdæk
- › Dan FD Afbrændingsplatform
- › Dan FE Brøndhovedplatform, som også understøtter et bromodul
- › Dan FF Brøndhoved- og behandlingsplatform
- › Dan FG Behandlings- og afbrændingsplatform

Nærværende ansøgning om miljøgodkendelse omfatter fyringsanlæg på platforme Dan FB, Dan FC, Dan FE, Dan FF og Dan FG, hvor der er installeret i alt 15 fyringsanlæg, jf. afsnit 3.1.

Oversigtskort er vedlagt i kapitel 12 - Bilag.

5.2 Den årlige driftstid for de enkelte fyringsanlæg

Den årlige for driftstid for hvert af fyringsanlæggene i 2010, 2011 og 2012 fremgår af nedenstående tabel:

Tabel 5-1 Driftstid for fyringsanlæg Dan FB

Dan FB	Driftstid, 2009 (timer)	Driftstid, 2010 (timer)	Driftstid, 2011 (timer)	Driftstid, 2012 (timer)
DFBA-3550	1.429	3.921	4.673	92
DFBA-3560	4.792	5.057	5.903	2.428
Samlet Dan FB	6.221	8.978	10.576	2.520

Tabel 5-2 Driftstid for fyringsanlæg Dan FC

Dan FC	Driftstid, 2009 (timer)	Driftstid, 2010 (timer)	Driftstid, 2011 (timer)	Driftstid, 2012 (timer)
DFCI-1610	3.548	4.474	4.084	2.250
DFCI-1620	7.222	4.514	3.761	5.696
DFCI-1630	6.052	4.762	5.041	2.524
Samlet Dan FC	16.822	13.750	12.886	10.470

Tabel 5-3 Driftstid for fyringsanlæg Dan FE

Dan FE	Driftstid, 2009 (timer)	Driftstid, 2010 (timer)	Driftstid, 2011 (timer)	Driftstid, 2012 (timer)
DFEY-3551	3.471	4.544	3.881	4.634
Samlet Dan FE	3.471	4.544	3.881	4.634

Tabel 5-4 *Driftstid for fyringsanlæg Dan FF*

Dan FF	Driftstid, 2009 (timer)	Driftstid, 2010 (timer)	Driftstid, 2011 (timer)	Driftstid, 2012 (timer)
DFFA-1610	6.313	4.058	6.402	5.942
DFFA-1620	6.505	7.701	3.428	5.112
DFFA-1630	6.825	6.050	6.127	6.447
DFFA-3520	7.157	7.906	7.545	6.193
DFFB-3580	7.984	7.351	5.369	7.025
DFFA-4301	7.516	6.670	4.816	5.132
Samlet Dan FF	42.299	39.736	33.686	35.852

 Tabel 5-5 *Driftstid for fyringsanlæg Dan FG*

Dan FG	Driftstid, 2009 (timer)	Driftstid, 2010 (timer)	Driftstid, 2011 (timer)	Driftstid, 2012 (timer)
DFGA-1640	6.706	7.918	7.905	7.738
DFGA-3590	0	398	8.299	6.945
DFGA-4302	5.992	8.192	6.012	7.153
Samlet Dan FG	12.698	16.508	22.216	21.835

Der anvendes fremadrettet data for brændstofforbrug og emissionsdata fra seneste hele år (2012).

6 Tegninger over indretning

Vedlagte kort og tegninger findes i bilag (kapitel 12):

Bilag 1: Placering af platforme i Dan F kompleks

Bilag 2: Placering af de enkelte fyringsanlæg samt skorstene herfra, Dan FB

Bilag 3: Placering af de enkelte fyringsanlæg samt skorstene herfra, Dan FC

Bilag 4: Placering af de enkelte fyringsanlæg samt skorstene herfra, Dan FE

Bilag 5: Placering af de enkelte fyringsanlæg samt skorstene herfra, Dan FF

Bilag 6: Placering af de enkelte fyringsanlæg samt skorstene herfra, Dan FG

Bilag 7.1-7.8: QAL2 validerede PEMS kurver*)

*) QAL2 validerede PEMS kurver (Prediktivt Emissions Monitorerings System) er for indeværende udført for 8 fyringsanlæg på Dan FF/FG (se bilag 7). De øvrige følger så snart som teknisk muligt og senest i forbindelse med afrapporteringen til Miljøstyrelsen, jf. BEK nr. 1449 af 20/12/2012, bilag 2, stk. 7.

7 Beskrivelse af produktion

7.1 Oplysninger om nominel termisk effekt samt brændstof

Nedenstående tabel indeholder oplysninger om den nominelle indfyrede termiske effekt (MW) af de enkelte fyringsanlæg, som indgår i det samlede fyringsanlæg, og om art og forbrug af brændsel i alt og på de enkelte fyringsanlæg, som indgår i det samlede anlæg. Den samlede nominelle indfyrede termiske effekt er 453,3 MW.

Forbruget af naturgasbrændsel måles direkte ved det enkelte fyringsanlæg på de nyeste anlæg. På ældre anlæg anvendes allokering af det samlede forbrug til 2 eller flere fyringsanlæg med naturgasforsyning fra samme manifold. Allokeringen er en del af PEMS-modellerne, der anvendes til fastlæggelse af emissionerne.

Den samlede allokerede mængde brændsel indgår som målepunkt for EU Emission Trading System (EU ETS) CO₂ kvote opgørelsen for Dan F og er underlagt kvalitetskontrol iht. kravene for opgørelse af CO₂ udledningen.

Dieselforbrug

Diesel bruges kun under unormale driftsforhold, og dieselforbruget er derved lavt i forhold til naturgasforbruget. Der er et samlet dieselforbrug på Dan F på 438,8 m³ diesel til alle turbiner og nødgeneratorer mv. Dieselforbruget til gasturbiner er estimeret til at være ca. 0,7 m³/h, og forbruget er ligeledes vurderet fordelt jævnt på de i tabel 7-8 angivne fyringsanlæg. Dette svarer til under 630 driftstimer, ud af en samlet driftstid på de ovenstående turbiner på 35.982 timer – altså under 1,8 % af tiden. Dieselforbruget er derfor ikke opgjort per anlæg, men samlet set for Dan F komplekset.

I forbindelse med opgørelse af CO₂ udledningen anvendes den bunkrede mængde af diesel til Dan F som målepunkt. Denne værdi kan ikke anvendes i forbindelse med opgørelse af NO_x emissionerne fra fyringsanlæggene, da den bunkrede mængde diesel omfatter diesel anvendt som brændstof til mindre motorer (f.eks. kraner) som ikke indgår i listen af fyringsanlæg som skal miljøgodkendes. Forbruget af

diesel til den enkelte gasturbine og antallet af driftstimer på diesel måles ikke direkte, men opgøres som et sekundært resultat fra PEMS modellerne.

Broforbundne rigge

Beskrivelse af termisk effekt og brændselsforbrug fra broforbundne rigge ses af bilag 8.

Tabel 7-1 Beskrivelse af fyringsanlæg og brændselsforbrug på Dan FB for 2012

Dan FB	Nominal indfyret termisk effekt (MW)	Etablerings år	Brændselstype	Årlig driftstid (timer)	Gasforbrug (Nm ³)
DFBA-3550	16,7	1998	Naturgas	92	8.706
DFBA-3560	13,5	1993	Naturgas	2.428	2.023.247
Samlet Dan FB	30,2	-	-	2.520	2.031.954

Tabel 7-2 Beskrivelse af fyringsanlæg og brændselsforbrug på Dan FC for 2012

Dan FC	Nominal indfyret termisk effekt (MW)	Etablerings år	Brændselstype	Årlig driftstid (timer)	Gasforbrug (Nm ³)
DFCI-1610	13,5	1985	Diesel/ naturgas	2.250	1.703.394
DFCI-1620	13,5	1985	Diesel/ naturgas	5.696	4.181.854
DFCI-1630	13,5	1985	Diesel/ naturgas	2.524	2.011.316
Samlet Dan FC	40,5	-	-	10.470	7.896.564

Tabel 7-3 Beskrivelse af fyringsanlæg og brændselsforbrug på Dan FE for 2012

Dan FE	Nominal indfyret termisk effekt (MW)	Etablerings år	Brændselstype	Årlig driftstid (timer)	Gasforbrug (Nm ³)
DFEY-3551	26,0	1992	Naturgas	4.634	5.023.708
Samlet Dan FE	26,0			4.634	5.023.708

Tabel 7-4 Beskrivelse af fyringsanlæg og brændselsforbrug på Dan FF for 2012

Dan FF	Nominal indfyret termisk effekt (MW)	Etableringsår	Brændselstype	Årlig driftstid (timer)	Gasforbrug (Nm ³)
DFFA-1610	17,0	1996	Diesel/ naturgas	5.942	6.006.303
DFFA-1620	17,0	1996	Diesel/ naturgas	5.112	4.461.180
DFFA-1630	17,0	2003	Diesel/ naturgas	6.447	5.824.017
DFFA-3520	42,7	1998	Naturgas	6.193	17.487.760
DFFB-3580	46,5	2003	Naturgas	7.025	17.618.204
DFFA-4301	62,9	1998	Naturgas	5.132	22.549.866
Samlet Dan FF	202,7	-	-	35.851	73.947.329

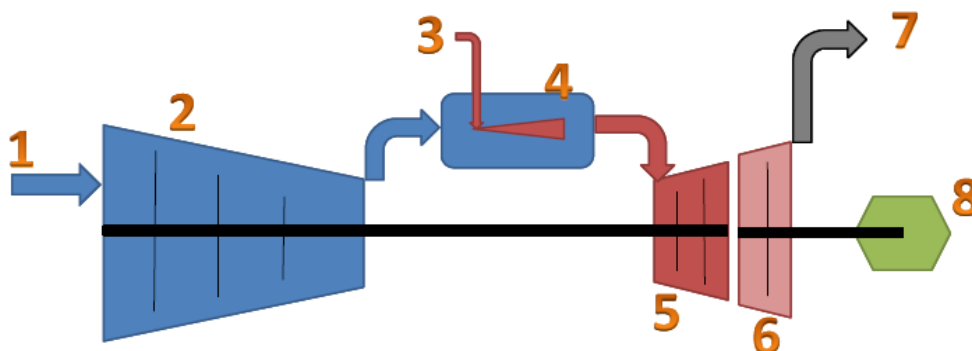
Tabel 7-5 Beskrivelse af fyringsanlæg og brændselsforbrug på Dan FG for 2012

Dan FG	Nominal indfyret termisk effekt (MW)	Etableringsår	Brændselstype	Årlig driftstid (timer)	Gasforbrug (Nm ³)
DFGA-1640	17,0	2005	Diesel/ naturgas	7.738	7.577.753
DFGA-3590	46,0	2005	Naturgas	6.945	20.852.652
DFGA-4302	91,0	2005	Naturgas	7.153	47.292.482
Samlet Dan FG	154,0	-	-	21.835	75.722.887

7.2 Beskrivelse af anlægstype og anvendelse af de enkelte fyringsanlæg

7.2.1 Generel beskrivelse af gasturbiner

Alle fyringsanlæg omfattet af denne ansøgning er gasturbiner. Fyringsanlæg med gasturbiner er opbygget efter samme principper – uanset hvad gasturbinen driver.



- 1: Filtreret atmosfærisk luft
- 2: Luft kompressor
- 3: Tilførsel af brændsel
- 4: Brændkammer
- 5: Gasturbine første trin driver (2) Luft kompressor
- 6: Gasturbine andet trin driver (8) Dreven enhed
- 7: Røggas til skorsten
- 8: Dreven enhed (Gaskompressor, pumpe eller generator)

En gasturbine fungerer tilsvarende en ”jetmotor”, bortset fra at der er tilføjet et yderligere trin i gasturbinen, således den energi der tilføres luften ikke bruges til fremdrift, men omsættes til akseffekt.

Filtreret atmosfærisk luft siges ind i luft kompressor sektionen, og føres herfra videre til brændkammeret, hvor omkring 30 % af luften indgår i en kontrolleret forbrænding, mens resten af luften bruges til køling af brændkammeret.

Energien i røggassen omsættes til akseffekt i selve gasturbinen sektionen. Første trin af gasturbinen driver luftkompressoren, mens andet trin af gasturbinen driver en proces gas kompressor, en pumpe eller en generator.

Røggassen ledes til skorstenen, eventuelt efter at have været igennem en varmeveksler med henblik på at udnytte den varme røggas til opvarmning af platform proces faciliteter.

Til forskel fra en stempelmotor sker der en kontinuer forbrænding i en gasturbine, hvilket blandt andet betyder at en gasturbine har et fordelagtigt forhold mellem størrelse og den udviklede akseffekt.

Virkningsgraden af en gasturbine er forbundet med trykket af den komprimerede luft og temperaturen i brændkammeret, som igen er koblet til udledning af NO_x.

Et standard brændkammer er designet ud fra ønsket om en høj forbrændingstemperatur, mens et ”lav-NO_x” (DLE) brændkammer typisk søger at opnå en længere flamme med en tilsvarende lavere forbrændingstemperatur, hvorved NO_x sænkes og akseffekten fastholdes stort set uændret.

Teknologi til DLE forbrænding kræver derfor væsentlig mere plads til brændkammer og en meget avanceret styring af forbrændingen. Driften af gasturbinen styres udelukkende ved at kontrollere den tilførte mængde brændsel ved hjælp af en meget præcis reguleringsventil. Ventilstyringen vil typisk søge at fastholde et prædefineret omdrejningstal på turbinen og af den drevne enhed. Det ønskede omdrejningstal tilgår gasturbinens styresystem via signaler fra platformens styringssystem, som igen kan beregnes på basis af et ønsket driftspunkt for de drevne udstyr – f.eks. elektrisk last, et pumpetryk eller et kompressor-sugetryk. Reguleringsventilen til forbrændingsgas er ”fail safe”, således at det kræver et aktivt signal at holde ventilen åben og at der lukkes umiddelbart for forbrændingsgassen ved mangel på signal eller ved et forkert signal. Uanset signalet fra platformens styringssystem foretages en automatisk nedlukning af gasturbinen såfremt forbrændingstemperatur og omdrejningshastighed(-er) er udenfor de accepterede interval under drift - uanset signalet fra platformens styringssystem.

I det følgende anvendes udtrykket kompressor udelukkende for drevne enheder, som anvendes til kompression af procesgas. For omdrejningsregulerede gasturbiner forstås ligeledes implicit at den tilførte mængde brændsel ligeledes reguleres.

7.2.2 Beskrivelse af Dan F gasturbineenheder

Gasturbiner tilknyttet kompressor

Hele enheden er bestående af:

- › Gasturbine
- › Gear
- › Mellemtryk/kompressor og højtryk/kompressor
- › Fælles ramme, hvor det hele er placeret

Hastigheden af gasturbinen, styres typisk fra et tryksignal på sugesiden af mellemtryk/kompressoren, hvor man ønsker at holde et fast tryk uanset de naturlige udsving i produktionen. Mængden af brændsel ændres hele tiden, da de enkelte brønde producerer gas med store variationer. Denne beskrivelse gælder for følgende fyringsanlæg:

Tabel 7-6 Fyringsanlæg, hvor en gasturbine er tilknyttet en kompressor.

Dan FF	
	DFFA-4301
Dan FG	
	DFGA-4302

Gasturbine tilknyttet vandinjektion

Hele enheden er bestående af:

- › Gasturbine
- › Gear
- › Kobling-pumpe
- › Fælles ramme, hvor det hele er placeret

Hastigheden af gasturbinen styres typisk fra et tryksignal på afgangssiden af pumpen, hvor man ønsker at holde et fast tryk til de brønde, som forsynes med højtryks injektionsvand. Flowet af injektionsvandet er jævnt idet der er modtryk i reservoi-ret og pumpens tryk. Gasturbinen vil derfor skulle levere et akselarbejde, som er relativt stabilt, hvilket igen betyder relativt små variationer i mængden af brændsel. Denne beskrivelse gælder for følgende fyringsanlæg:

Tabel 7-7 Fyringsanlæg, hvor en gasturbine er tilknyttet en pumpe til vandinjektion.

Dan FB	
	DFBA-3550
	DFBA-3560
Dan FE	
	DFEY-3551
Dan FF	
	DFFA-3520
	DFFB-3580
Dan FG	
	DFGA-3590

Gasturbine tilknyttet generator

Hele enheden er bestående af:

- > Gasturbine
- > Gear
- > Kobling-generator
- > Fælles ramme, hvor det hele er placeret

Denne type gasturbine kan køre på naturgas og på diesel, og der skiftes automatisk fra naturgas til diesel, hvis trykket på den tilførte naturgas falder. Det betyder, at platformen ikke mister generatorkapacitet, selv om olie/gas produktionen stopper. Så snart der er naturgas til rådighed igen, skiftes tilbage fra diesel. Mængden af brændsel styres fra et hastighedssignal på gasturbinen, da der ønskes fastholdt en helt præcis hastighed idet denne styrer frekvensen på platformens vekselstrømsfor-syning.

Da det elektriske forbrug på en platform er jævnt med små udsving, og da flere generatorer deler lasten ligeligt, vil der kun være små variationer i belastningen af gasturbinerne og dermed mængden af brændsel. Temperaturen i gasturbinen varierer dermed også kun lidt over tid, hvorfor en gasturbine i generatordrift har væsentlig bedre holdbarhed end for eksempel en gasturbine, som driver kompressorer.

Denne beskrivelse gælder for følgende fyringsanlæg:

Tabel 7-8 Fyringsanlæg, hvor en gasturbine er tilknyttet en generator.

Dan FC	
	DFCI-1610
	DFCI-1620
	DFCI-1630

Dan FF	
	DFFA-1610
	DFFA-1620
	DFFA-1630
Dan FG	
	DFGA-1640

Diesel bruges som nævnt kun som brændsel under unormale driftsforhold. Dieselforbruget er derved lavt i forhold til naturgasforbruget. Der har været et samlet dieselforbrug på Dan F på 438,8 m³ diesel i 2012 til alle turbiner, nødgeneratorer, kraner mv.

7.2.3 Beskrivelse af vedligehold og forventet levetid for gasturbiner

Leverandører af gasturbiner har meget omfattende beskrivelser af anbefalet vedligehold. Alle komponenter i turbinen er beskrevet, og der er angivet forventet levetid og muligheder for inspektion. Selvom en gasturbine har en simpel teknisk opbygning, så er risiko for sekundære skader ved svigt af komponenter ret stor - primært som en følge af at gasturbinen er opbygget omkring hurtigt roterende tunge komponenter.

Leverandøren logger alle kendte skader og fejl, og han udsender jævnligt opdateringer til anbefalede vedligeholdsprogrammer. Mærsk Olie og Gas følger generelt leverandørens anbefalinger med hensyn til inspektion og vedligehold af gasturbiner for at sikre højest mulig effektivitet og pålidelighed.

Leverandøren foreskriver et anbefalet interval for skift af komponenter i gasturbinen baseret på generel erfaring. De dele af gasturbinen, som er i kontakt med den gennemstrømmende luft og med den varme forbrændingsgas, vil nedslides afhængigt af forbrændingstemperatur, partikler og salt i den filtrerede indsugningsluft, antal start/stop situationer og af kvaliteten på forbrændingsgassen. Gasturbiner undersøges derfor regelmæssigt indvendigt med en speciel kikkert, for løbende at vurdere forventet antal driftstimer inden næste hovedoverhaling.

Ved en hovedoverhaling skiftes hele gasturbinen med en tilsvarende hovedoverhaling, altså en såkaldt 1 til 1 udskiftning. Typisk udføres hovedoverhaling på gasturbiner tilknyttet gaskompressorer og -pumper efter 30.000 timers drift, og på gasturbiner tilknyttet generatorer efter 40.000 timers drift.

Der udføres løbende tekniske forbedringer for at forlænge tiden mellem hovedoverhalinger. Det kan være forbedret køling af turbineblade, udsat for den største varme eller forbedret filtrering af indsugningsluften.

En hovedoverhaling har marginal indflydelse på emissioner, og det skyldes at komponenterne er helt nye. Effekten er derfor relativt kortvarig. En hovedoverhaling vil dog betragtes som en væsentlig ændring, som vil medføre fornyet QAL2 kontrol af PEMS modellen for det givne anlæg, uanset at der ud fra en teknisk vurdering forventes sammenlignelige emissioner efter en hovedoverhaling.

7.3 Driftsforstyrrelser og uheld

Som en følge af det systematiske vedligehold samt nedlukning af gasturbinen hvis f.eks. vibrationer overstiger fastlagte grænser, så forekommer egentlige uheld med ødelagte dele meget sjældent.

Mærsk Olie og Gas har et omfattende sikkerhedssystem for deres operationer offshore, og har i forbindelse med dette en række operationelle sikkerheds procedurer, hvoraf nævnes OSP 001 – sundheds, sikkerheds og miljørapportering og undersøgelser på offshoreanlæg og skibe. Derudover er der faste procedurer for det rutinemæssige service og vedligehold af alle offshore anlæg.

Nedenfor er beskrevet mulige driftsforstyrrelser og uheld, der kan tænkes at få indvirkning på luftemissioner fra fyringsanlæggene.

Tilstoppede filtre

Effektiviteten af gasturbinen påvirkes meget af den luft som suges ind i den ”kolde ende”. Filtre ved indsugningsluften skal skiftes regelmæssigt. Ved tilstoppede filtre reduceres gasturbinens sugetryk, hvorefter der skal tilføres mere brændsel for at opnå samme akseffekt. Bliver sugetrykket for lavt foretages nedlukning af gasturbinen.

Undertryk ved indsug under storm og orkan

I forbindelse med stærk storm eller orkan i området, kan der forekomme undertryk omkring indsugning til turbinen, hvilket vil have samme negative effekt som en delvis blokering af indsugningsfiltre.

Ekstreme temperaturer

Meget høj lufttemperatur (højere end 25 °C) nedsætter effektivitet af gasturbinen. Den varme luft er lettere, og mængden af brændsel må derfor øges for at fastholde akseffekt i gasturbinen.

Kold luft har normalt en positiv indflydelse på gasturbinens effektivitet, men meget kold luft (mindre end -10 °C) kan begrænse denne, da gasturbinens styring kun tillader en vis temperaturstigning i brændkammeret.

Lækager i gasforsyningen

Der kan i sjældne tilfælde opstå lækager i brændselsforsyningen som følge af temperaturudsving eller ved defekte pakninger.

7.4 Særlige forhold ved opstart og nedlukning

I dette afsnit beskrives særlige forhold i forbindelse med opstart og nedlukning af fyringsanlæggene.

Start og stop af en gasturbine sker altid automatisk og er styret af leverandørens kontrolsystem.

Opstart

Inden start afprøver den automatiske styring både reguleringsventilen til brændslet, ventiler til hurtiglukke og afspærring af brændsel. Enhver uregelmæssighed giver alarm og afbryder start sekvensen. Ligeledes sikrer automatikken, at alle brændkamre antændes og styres korrekt. Der er derfor ikke vurderet at være særlige forhold vedrørende emissioner fra gasturbinestart.

Nedlukning

Stop sker ved, at der lukkes hurtigt for forbrændingsgassen. Der er lukket på under et ½ sekund efter signal til at stoppe. Udledning af emissioner stopper derfor umiddelbart, der gives signal til stop. Der er ca. 1 start/stop per uge, se endvidere afsnit 9.4.

8 Oplysninger om valg af bedste tilgængelige teknik (BAT)

I dette afsnit redegøres der for den valgte teknologi og andre teknikker med henblik på at forebygge og begrænse emissionen af NO_x fra fyringsanlægget i relation til mulighed for valg af bedst tilgængelige teknik (BAT).

Redegørelsen bygger på de kriterier, der er nævnt i bilag 5 i bekendtgørelse om godkendelse af listevirksomheder⁵, under hensynstagen til BAT vurderinger på offshore energianlæg som beskrevet nedenfor.

8.1 BAT for store fyringsanlæg - offshore

Forbrændingsanlæg på offshore platforme fungerer i et mere komplekst og risikofyldt miljø end fyringsanlæg på landjorden. På offshore platforme er der desuden særlige hensyn til vægt og rumfang af turbiner og udstyr, der skal tages.

Der skal tages hensyn til pladsmæssige forhold, herunder vægt samt ikke mindst sikkerheds- og arbejdsmiljørelaterede forhold. Derudover er driftssikkerhed en meget væsentlig parameter. Dette betyder, at visse teknikker for landbaserede fyringsanlæg ikke er kommercielt tilgængelige eller BAT for offshorebaserede. F.eks. er mange NO_x-reducerende miljøteknologier BAT for landbaserede fyringsanlæg, men ikke for offshore, ligesom eftermontering af udstyr på eksisterende fyringsanlæg oftest er meget dyrere på offshoreanlæg end på landbaserede fyringsanlæg som følge af behov for udbygning af platform struktur etc..

Miljøstyrelsen har tidligere gennemført et projekt⁶, hvor samfundsøkonomien ved forskellige tiltag til NO_x reduktion bl.a. offshore er vurderet. Denne rapport indeholder vurderinger af DLE (Dry Low Emission) teknologi på gasturbiner på off-

⁵ BEK nr. 1454 af 20/12/2012 Bekendtgørelse om godkendelse af listevirksomhed

⁶ Samfundsøkonomisk analyse af NO_x reduktion - Bilagsrapport", Arbejdsrapport fra Miljøstyrelsen nr. 21/2006, Miljøstyrelsen, 2006.

shore anlæg. Ved DLE mindskes NO_x-udledningen ved at indføre brændstof til brandkammeret via dyser flere forskellige steder. Herved opnås en mere kontrolleret og jævn forbrænding med en lavere forbrændingstemperatur.

I Miljøstyrelsens rapport beregnes samfundsøkonomi ved at ombygge et antal af Mærsk Olie og Gas' nyere, single fuel, gasturbiner til DLE. De vurderede turbiner har en samlet effekt svarende til over halvdelen af den samlede gasturbine effekt på Mærsk Olie og Gas' platforme. De resterende turbiner er ikke med i vurderingen, primært fordi det vurderes at kræve ombygninger svarende til en komplet udskiftning af hele gasturbineenheden, for at skulle ændre til DLE forbrænding.

Fra tjeklisten vedr. BAT for store fyringsanlæg⁷ fremgår følgende i afsnit 7.5.5, BAT – Offshore forbrændingsanlæg.

7.5.5 BAT - Offshore forbrændingsanlæg
Ved anvendelse af nye gasturbiner kan der opnås en reduktion af NO _x gennem primære tiltag som f.eks. (tør) lav-NO _x -brændere (på engelsk <i>DLE – Dry Low Emission</i>)
BAT-niveauer for eksisterende installationer skal vurderes for hver enkelt sag
Anvendelse af dieselmotorer med elektronisk styret højtryksinjektion af brændstof, hvilket økonomiserer brændstofforbruget og hermed reducerer NO _x - og andre gasemissioner anses som BAT
Anvendelse af teknikker og metoder til forøgelse af den termiske virkningsgrad til nedbringelse af drivhusgasser, især CO ₂ , anses for BAT
Anvendelse af overvågningssystemer som f.eks. PEMS på nye og eksisterende offshoreanlæg anses som BAT

BREF-noten for store fyringsanlæg⁸ fra juli 2006 behandler BAT for offshore energianlæg. For offshore gasturbiner gælder følgende BAT-tiltag:

- > Ved nye fyringsanlæg vælges der turbiner, der både har høj virkningsgrad og lavt emissionsniveau
- > Kun hvor det er nødvendig for driften at benytte dual fuel turbiner
- > Minimering af reservelast
- > Anvendelse af gas med ensartede forbrændingsegenskaber som f.eks. brændværdi

⁷ http://www.mst.dk/Virksomhed_og_myndighed/Industri/BAT-bedst+tilgaengelige+teknik/ekstra_hjaelp.htm

⁸ EU: "Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants", juli 2006.

- > Anvendelse af gas med lav komposition af svovl forbindelser – for reduktion af SO₂ dannelse
- > Installering af flere gasturbiner (*power integration*) og tilrettelægge driften af disse således at de kører ved den mest optimale last, således forureningen minimeres
- > Optimering af vedligeholdelses- og renoveringsprogrammer
- > Optimering og vedligeholdelse af indsugnings- og udstødningssystemer således at tryktab holdes lavest muligt
- > Optimering af processen således, at kravene til den mekaniske kraft og forureningen kan nedsættes
- > Genindvinding af gasturbinsens overskudsvarme til opvarmning på platformen
- > PEMS (Prediktivt Emissions Monitorerings System) til overvågning og beregning af emissioner er BAT for nye og eksisterende fyringsanlæg.

Nedenfor er de overordnede BAT-tiltag fra BREF-noten relevante for eksisterende anlæg opdelt i to overordnede kategorier:

- > Minimering af energiforbrug og kapacitet (størrelse på reservelast samt integration af systemer, vedligehold og genindvinding)
- > Optimering af drift iht. emissioner (brændselsvalg, procesoptimering, valg af single fuel og PEMS)

I det følgende vil disse BAT-tiltag vurderes ud fra produktionen på platformene i Dan F komplekset. Derudover er inddraget konklusioner fra BREF-dokument om Energieffektivitet⁹.

*"As the operator, Maersk Oil has a long-term objective of protecting the environment as effectively as possible against harmful impacts by applying the principles of **Best Available Technology (BAT)** and **Best Environmental Practices (BEP)**. The intention is to realize this objective through ongoing improvements and efforts prioritizing reduced discharges of the most harmful substances".*
Environmental status rapport, 2011

8.2 Beskrivelse af BAT på Dan F

Generelt – energiledelse

Energioptimering er BAT, jf. BREF-noten om offshore fyringsanlæg samt BREF-dokumentet om Energieffektivitet. BAT er ifølge BREF-dokument om Energieffektivitet bl.a. implementering af et energiledelsessystem, hvor virksomheden løbende indfører miljøforbedringer gennem planlagte handlinger og investeringer, og hvor der foretages en kortlægning af forhold vedrørende energieffektivitet og muligheder for energibesparelser bl.a. ved at identificere energiforbruget og energiforbrugende udstyr og etablere nedskrevne procedurer til overvågning og måling af energieffektivitet.

Mærsk Olie og Gas har løbende et overordnet fokus på energiforbrug og energioptimering. Virksomheden har implementeret energiledelsessystemet ISO 50001. Dette system har til formål løbende at understøtte og systematisere energieffektiv-

⁹ Draft Reference Document on Best Available Techniques for Energy Efficiency, Marts 2008. <http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/>

teten og øge virksomhedens performance indenfor energiforbrug, brug af *energy performance indicators* (EnPIs) og målopfyldelse af Handlingsplan 2012-2014¹⁰.

Mærsk Olie og Gas har faste procedurer for løbende at identificere energibesparende forbedringer og der i Handlingsplan 2012-2014 skitseret målet om til reduktionerne i gasforbrug til forbrug som fuel offshore samt flare. Derudover indeholder Handlingsplanen en række initiativer, hvoraf energiledelse også indgår. Mærsk Olie og Gas er certificeret og auditeret efter ISO 50001.

Derudover vil systematiseringen indenfor reduktion af energiforbrug, energibevidst indkøb og løbende energiforbedringer påvirke NO_x emissionen og andre forbrugsrelaterede emissioner gavnligt. I processen for nye projekter er indlejret hensynet til energieffektivitet og performance. Der vil derfor gøres en fortløbende indsats for at minimere emissioner ved nye projekter under hensyntagen til omkostningsfordele og påvirkninger på tværs af andre miljøelementer.

Dampkedelanlæg

Det har i mange år været god praksis at bruge overskudsvarme fra gasturbiner til dels varme, dels til platformsprocessen. Det kan være for at undgå opfrysninger eller for at fremme olie/gas separationen. Alle offshoreanlæg er simple lavtryks systemer.

Egentlige dampkedelanlæg hvor overskudsvarmen bruges til generatoranlæg har ikke været en mulighed offshore; dels på grund af særdeles begrænsede pladsforhold og dels på grund af de meget omfattende sikkerheds og driftmæssige procedurer som følger med et sådan anlæg.

Det er først inden de seneste par år, hvor man har udviklet mindre dampkedelanlæg til brug på skibe, at man kan begynde at overveje brug af disse anlæg offshore. Eftermontering af disse anlæg er ikke en teknisk mulighed, så det kan kun overvejes i forbindelse med nye og større offshore anlæg.

NO_x emission og PEMS

Emissionen af NO_x reguleres efter den kommende miljøgodkendelse. Denne ansøgning om miljøgodkendelse omhandler eksisterende gasturbiner, hvilket er en kendt teknologi. Da der er tale om eksisterende fyringsanlæg, der ikke planlægges ændret, er der ikke indhentet erfaringer omkring mulige, nye indretninger. Der er ligeledes ikke undersøgt alternativer.

Opgørelsen af NO_x sker ved anvendelse af PEMS (Prediktivt Emissions Monitorings System), der er vurderet som BAT for offshore fyringsanlæg. PEMS er en metode, hvor det ud fra måling af andre parametre end NO_x kan bestemme NO_x emissionen fra forbrændingsprocesser i bl.a. gasturbiner.

PEMS data bliver valideret efter principperne i DS/EN 14181 "Stationary source emissions - quality of automated measuring systems", se endvidere afsnit 9.1.

¹⁰ Handlingsplan for energieffektivisering ved indvinding af olie og gas i Nordsøen 2012-2014, Klima-, Energi- og Bygningsministeriet, april 2012.

Integration af energiproduktion

Hvor det er muligt er integrering af energiproduktionen fra flere felter BAT. Dette skal dog vurderes ud fra det konkrete tilfælde.

Nedenfor er beskrevet hvordan samspillet og udbygningsprocessen i platformene i Dan F komplekset har udviklet sig.

Den oprindelige Dan F platform er fra 1985 og består af hovedplatformen FC og to brøndplatforme FA og FB. Dette var valgt ud fra ret ringe forventninger til produktionen fra Dan feltet. De senere tilbygninger med Dan FE i 1991, og Dan FF i 1998 samt Dan FG i 2004, bygger på nye vurderinger af feltet. De tekniske vurderinger, som ligger til grund for valg af gasturbiner, reflekterer dels de løbende ændringer i vurderingen af feltets potentiale og dels den produktionsmæssige sammenhæng med øvrige feltudbygninger, herunder specielt Halfdan feltet.

Det er god praksis altid at indbygge ekstra generatorkapacitet. Processen på platformen kan ikke køres uden en hovedgenerator i drift, derfor installeres der typisk 2 x 100 %. Ligeledes kan olieproduktion ikke køres uden at gaskompression er i drift. Derfor installeres der typisk ekstra kapacitet, i form af parallelle fyringsanlæg eller alternativ kompression på en anden platform. Det er først i de senere år, at pålideligheden af gasturbinedrevne kompressorenheder er blevet så høj, at det kan forsvares at køre med enkeltstrengt kompressor anlæg.

Det har været god praksis at montere udstødningskedler på gasturbiner, hvis processen havde behov for konstant varme. Det var ret simple anlæg med lavt tryk. Egentlige dampkedelanlæg med dampturbiner til at drive en generator, var slet ikke en mulighed offshore på grund af pladskrav og krav til sikker drift af kedelanlæg. Det er først indenfor de seneste år, at den mulighed overhovedet kan overvejes til offshore brug.

Dan FC blev valgt med 3 x 80 % gasturbinedrevne hovedgeneratorer, da disse også drev brandpumper sammen med nødgeneratoren, og der derfor skulle være en meget høj grad af sikkerhed for, at der altid var en hovedgenerator til rådighed. Det tekniske valg kunne imødekommes med at vælge Solar Centaur turbiner, som var kendt fra Gorm platformen for meget stor pålidelighed.

I 1992 blev Dan F udbygget med **Dan FE** platformen for at afprøve vandinjektion i Dan feltet. Man valgte en gasturbinedreven pumpe, som den mest energieffektive løsning. Gasturbinen blev en EGT Tornado, da der allerede var en tilsvarende pumpeenhed på Gorm-feltet. Frekvensstyring af store pumper, var dengang ikke en løsning til offshore brug, så alternativet havde været en ny gasturbinedreven hovedgenerator og mange mindre pumper - alt i alt en mere ineffektiv løsning. Nogle år efter kom så endnu en gasturbinedreven vandinjektionspumpe på **Dan FB** platformen. Igen blev en gasturbine valgt som den mest energieffektive løsning.

Dan FF platformen i 1998 blev valgt som en form for kopi af Dan FC, for at de to platforme kunne køre uafhængigt af hinanden og derved forbedre den totale oppe-tid på hele Dan F platform komplekset. Hovedgeneratorer blev valgt som 3 x 50 % med Solar Centaur gasturbiner. Gaskompression blev nu valgt ud fra størst mulig

effektivitet af gasturbinen samtidig med minimum vægt og pladskrav. I stedet for de 6 x 3,5 MW på Dan FC valgte man derfor en GE LM 2500 gasturbine, som den mest effektive løsning. Behov for vandinjektion var nu steget voldsomt, specielt fordi Dan FF fik vandinjektion pipeline til Halfdan.

En løsning med mange mindre pumper, blev ikke vurderet som en attraktiv løsning ud fra noget synspunkt. Frekvensstyring af store motorer var stadig ikke en egentlig løsning til offshore brug på grund af størrelse/vægt og manglende erfaring med offshore drift. Der blev valgt to gasturbinedrevne pumper af den største størrelse for "boiler feed" pumper på markedet. En GE LM 1600 gasturbinedreven pumpe og en Solar Titan gasturbine drevne pumpe i forbindelse med to udbudsrunder. Der er ikke behov for konstant procesvarme på Dan FF, så ingen af gasturbinerne er forsynet med udstødningskedler. Gasturbiner med "Dry Low Emission" (DLE) var ikke en kommerciel mulighed da teknologien ikke var udviklet således at gasturbine pålidelighed kunne sammenlignes med ikke-DLE turbiner, og da garanti-forhold omkring drift og vedligehold var uklare.

Dan FG platformen fra 2004 er mere eller mindre en kopi af Dan FF, og FG kan producere selv om FF processen er lukket ned.

Da alle systemer på FF og FG er forbundet, blev en enkelt hovedgenerator af typen Solar Centaur til FG valgt, således at FG kan køre hovedprocessen uanset om generatorer på FF er i drift. Gasturbinen til kompression blev igen valgt ud fra krav til meget høj effektivitet og minimum vægt og pladskrav. Valget faldt derfor på GE LM 2500+. DLE drift var en mulighed, men der var kun meget få LM 2500+ DLE i drift, og erfaringerne var generelt ikke gode. Det blev derfor anset for høj-risiko at forsøge med en LM 2500+ DLE turbine. Den gasturbine drevne vandinjektionspumpe blev valgt som en kopi af Solar Titan pumpe enheden på Dan FF, da den havde vist sig som effektiv og driftsikker.

8.3 BAT vurdering

I det følgende vurderes implementeringen af BAT, jf. BAT-tiltagene i afsnit 8.1.

Nedenfor er de relevante BAT-tiltag, for eksisterende fyringsanlæg, angivet og i relevant omfang kommenteret. Kommentarer står med *kursiv*.

- > Minimering af energiforbrug og kapacitet (størrelse på reservelast samt integration af systemer, vedligehold og genindvinding)
 - > *Der foreligger ikke konkrete projekter for ombygning til DLE, men der arbejdes kontinuerligt på at minimere energiforbruget – se bl.a. under Generelt – energiledelse ovenfor. Dan feltets modenhed og vurderingerne heraf vil væsentligt påvirke rentabiliteten af projekter, dette vil også afspejles indenfor en kortere tidshorison (>8 år).*

Der er inddraget en ekstern sparringspartner, der med opstart indenfor nærmere fremtid (forventeligt 2013) foretager en gennemgribende evaluering af alle platformes energiprformance og afdækker mulige forbedringer samt effektiviseringer. Dette arbejde pågår over en længere årrække, men der forventes at være forslag indenfor en 8 års horison.

- > *Hovedparten af de installerede fyringsanlæg er single fuel. Dual fuel er installeret i nødvendigt omfang.*
- > *Vedr. minimering af reservelast/ kapacitet er der installeret flere turbiner og driften tilrettelægges på den mest optimale måde ud fra flere kriterier, hvor hensyn til platformenes produktion vurderes op imod platformens energiforbrug. Det betyder blandt andet at gasturbiner ikke holdes kørende i "tomgang", med mindre man skal være klar til at indeholde en umiddelbar forventet ændring i produktionen. Se desuden under afsnittet Integration af energiproduktion.*
- > *Som nævnt følger Mærsk Olie og Gas generelt leverandørens anbefalinger med hensyn til inspektion og vedligehold af gasturbiner for at sikre højest mulig effektivitet og pålidelighed.*
- > *Optimering af drift iht. emissioner (brændselsvalg, procesoptimering, valg af single fuel og PEMS)*
 - > *Der benyttes den tilgængelige gas. Brændselsvalget er derfor begrænset men afhænger tilgængeligheden indenfor rammerne af de nuværende forsyningslinjer.*
 - > *Processerne søges optimeret løbende. Som en del af opfyldelse af Handlingsplanens mål er der igangsat flere processer, heraf ikke mindst en certificeringsproces efter ISO 50001. Opfyldelse af Handlingsplanen mål i forhold til reduktion af gasforbrug til fuel og flare vil desuden sætte løbende krav til energiprformance og nedsætte det samlede emissionsniveau for alle operatører inkl. Mærsk Olie og Gas.*
 - > *PEMS benyttes som værktøj til emissionsopgørelse, jf. afsnit 9.1 ff.*
 - > *Installationen af DLE på fyringsanlæggene vil medføre en stor omkostning for Mærsk Olie og Gas. Den samfundsøkonomiske gevinst ved benyttelse af DLE på Mærsk Olie og Gas heraf afhænger af forudsætningerne for beregningerne – herunder af størrelsen af den samfundsøkonomiske omkostning for udledning af NO_x. Mærsk Olie og Gas har tidligere, jf. arbejdsrapport 21/2006 (MST), undersøgt mulighederne for installation af SCR og konkluderet, at benyttelse af SCR (Selective Catalytic Reduction) ikke er realistisk, da anvendelse af SCR medfører problemer mht. plads og vægt af udstyr samt praktiske problemer i forhold til sikkerhed og arbejdsmiljø.*

Mærsk Olie og Gas vil ved fremtidige indkøb af nye single fuel gasturbiner købe turbiner med lav-NOX teknologi. Nye dual fuel gasturbiner vil ligeledes blive indkøbt med lav-NOX teknologien, i det omfang teknologien er moden til det.

9 Forurening og forureningsbegrænsende foranstaltninger

9.1 Emission af NO_x

Dette afsnit omhandler emissionen af NO_x, herunder massestrømmen af NO_x fra det samlede fyringsanlæg og de enkelte fyringsanlæg, der indgår heri, samt emissionskoncentrationen i skorstene. Afsnittet omhandler desuden resultater af PEMS opgørelser for en repræsentativ periode på mindst en måned. Endeligt behandles rensningsmetoder.

9.1.1 Baggrund for emissionsmåling

I forbindelse med LOV nr. 472 af 17/06/2008, ”Lov om afgift af kvælstofoxider”, blev der etableret PEMS systemer for 13 gasturbiner med et termisk input på over 30 MW, hvoraf 5 er placeret på Dan F. Udgangspunktet har i denne forbindelse været at sikre størst mulig synergi med det etablerede opgørelsessystem for CO₂ udledning (EU-ETS), som blev etableret i 2005.

Som følge af vedtagelse af LOV nr. 1385 af 28/12/2011, ”Lov om ændring af lov om afgift af kvælstofoxider, lov om energiafgift af mineralolieprodukter m.v. og lov om afgift af naturgas og bygas” udvides PEMS til at gælde for 21 gasturbiner på Dan F og på basis af den samme konceptuelle opsætning. Det større antal gasturbiner har medført et behov for revidering af arbejdsgangene samt hvorledes implementering af DS/EN 14181 gennemføres. Mærsk olie og Gas har i den forbindelse udviklet et system for monitorering af NO_x emissionen omfattet af afgiftssystemet samt en række interne procedurer herfor.

Opgørelse af emissionen af NO_x sker ved anvendelse af PEMS modeller (Prediktivt Emissions Monitorings System).

9.1.2 PEMS og kvalitetssikring af PEMS data

Mærsk Olie og Gas har i forhold til måling og registrering af emissionen af NO_x efterfulgt bekendtgørelsen om måling af NO_x § 2 stk. 7 (¹¹), hvori kravene til kvalitetssikring og kontrol af de fremkomne data er beskrevet. I henhold til § 2 i Bekendtgørelse om måling af udledningen af kvælstofoxider skal der anvendes AMS eller en anden metode, der giver en tilsvarende sikkerhed for korrekte opgørelser. Emissionen fra fyringsanlæggene omfattet af denne ansøgning opgøres vha. PEMS, som lever op til dette. Bekendtgørelsens § 2 indeholder ligeledes krav om kvalitetssikring. Krav om kvalitetssikring af PEMS findes ligeledes i bilag 2 til bekendtgørelse om offshore fyringsanlæg, se endvidere afsnit 9.2 om egenkontrol.

PEMS består af 3 delelementer: PEMS formler, data validering samt referencemålinger.

PEMS formler og beregninger er valgt ud fra sikre transparente og sporbare beregninger, at anvende færrest mulige datainput men samtidigt sikre tilstrækkeligt nøjagtige emissionsdata som overholder tolerance kravene angivet i DS/EN 14181.

Det er på baggrund af litteratursøgninger, leverandøranvisninger og ekspert assistance valgt at tage udgangspunkt i at korrelere emissioner med det termiske input direkte hvorved usikkerheden på hhv. flow og NO_x-koncentrationen kombineres.

Driftsforholdene offshore kan betegnes som værende stabile, idet:

- › Gasturbinerne drift ligger indenfor et smalt belastningsinterval
- › Variationer i kvaliteten af brændslet er indenfor 1.5-3.9 %, hvilket må betegnes som mindre.
- › Variation i lufttemperatur og luftfugtighed offshore, som menes at være de primære afvigelser i forhold til den termiske effekt, er vurderet til at have en mindre effekt på udledningen (ISO korrektion grundet variationer i temperatur og luftfugtighed er ca. +/-2.5 % som vil udglattes set over en længere periode).

Derudover er der taget højde for at rapporteringsniveauet er udledt masse per tidsenhed.

Validering

Valideringen sker ved et eksternt, akkrediteret firma. Data validering foretages i flere trin men med udgangspunkt i anvendelse af de etablerede metoder i forbindelse med CO₂ udledning (EU-ETS), DS/EN 14181 samt InfoMil Factsheet L40-7C (hollandske guideline).

Ved reconciliering af data sikres ligeledes at de anvendte termiske input til de enkelte gasturbiner modsvarer de mængder, som under krav til større nøjagtighed, rapporteres i forbindelse med CO₂ udledning (EU-ETS). Disse er ligeledes verificere-

¹¹ Bekendtgørelse om måling af udledning af kvælstofoxider (NO_x) og om godtgørelse af afgiften, BEK nr. 723 af 24/06/2011)

ret af en akkrediteret verifikator, som af praktiske hensyn også gennemgår NO_x regnskabet med henblik på at kunne fremsende 3. parts vurdering til SKAT sammen med årsregnskabet jf. BEK nr. 723 af 24/06/2011, "Bekendtgørelse om måling af udledningen af kvælstofoxider (NO_x) og om godtgørelse af afgiften" § 2, stk. 7.

Output fra PEMS beregningerne vurderes ligeledes mht. om der f.eks. er sammenhæng imellem udledning og driftstimer, balancen omkring fuel gas manifolds. Det er her tilsigtet at der sammenlignes et estimeret (evt. målte) termisk input med den anvendte værdi og hvor disse værdier ikke er indbyrdes relaterede.

For alle led i datavalideringen er fastlæggelse af alarmgrænser en proces som vil foregå løbende efterhånden som der opsamles erfaringer med drift af de 61 PEMS systemer.

Transmittere placeret offshore er under periodisk kontrol og er generelt meget stabile. Den største risiko for fejlhæftede data er midlertidige udfald i dataopsamlingen eller defekte transmittere. Disse situationer vurderes ved at forholde sig til variationer på data.

Konfigurering af PEMS beregninger auditeres årligt af 3. part som kontrol af beregningernes korrekthed.

Referencemålinger

Kontrol af sammenhængen imellem termisk input og udledning sikres igennem målinger foretaget offshore af et akkrediteret laboratorium (AST og QAL2). I denne forbindelse måles både ilt og NO_x koncentrationen akkrediteret og omsættes via information of termisk input til emissioner baseret på massestrøm.

Da DS/EN 14181 er tiltænkt anvendelse på AMS systemer og ikke PEMS beregninger, er det nødvendigt at fortolke ISO14181/MEL-16 med henblik på at opnå bedst mulig datagrundlag og med et arbejdsflow, som kan indgå i den daglige drift. Der etableres en *Overvågningsplan for NO_x-udledningen* hvor disse fortolkninger er uddybet. Se endvidere beskrivelsen af AST/QAL2 i kapitel 9 "Egenkontrol".

9.1.3 Massestrømme og emissionskoncentrationer

Nedenstående Tabel 9-1 - Tabel 9-5 indeholder oplysninger om årlig NO_x emission i ton, den maksimale NO_x koncentration mv.

Udledning er baseret på kalenderåret 2012. Koncentrationer er angivet ”tbd” (to be determined), hvor disse endnu ikke er fastlagt via QAL2 referencemålinger.

Tabel 9-1 NO_x emission og emissionskoncentrationer for Dan FB.

Dan FB	Årlig drifts-tid (timer)	NO _x emission (ton NO _x)	Maksimal NO _x koncentration (mg NO _x /Nm ³)
DFBA- 3550	92	15,7	tbd
DFBA-3560	2.428	44,1	tbd
Samlet Dan FB	2.520	59,8	-

Tabel 9-2 NO_x emission og emissionskoncentrationer for Dan FC

Dan FC	Årlig drifts-tid (timer)	NO _x emission (ton NO _x)	Maksimal NO _x koncentration (mg NO _x /Nm ³)
DFCI-1610	2.250	21,8	tbd
DFCI-1620	5.696	19,9	tbd
DFCI-1630	2.524	28,1	tbd
Samlet Dan FC	10.470	69,8	-

Tabel 9-3 NO_x emission og emissionskoncentrationer for Dan FE

Dan FE	Årlig drifts-tid (timer)	NO _x emission (ton NO _x)	Maksimal NO _x koncentration (mg NO _x /Nm ³)
DFEY-3551	4.634	34,4	tbd
Samlet FE	4.634	34,4	-

Tabel 9-4 NO_x emission og emissionskoncentrationer for Dan FF

Dan FF	Årlig driftstid (timer)	NO _x emission (ton NO _x)	Maksimal NO _x koncentration (mg NO _x /Nm ³)
DFFA-1610	5.942	21,8	208
DFFA-1620	5.112	40,6	204
DFFA-1630	6.447	35,0	197
DFFA-3520	6.193	187,3	232
DFFB-3580	7.025	100,2	231
DFFA-4301	5.132	273,0	254
Samlet Dan FF	35.851	657,9	-

Tabel 9-5 NO_x emission og emissionskoncentrationer for Dan FG

Dan FG	Årlig driftstid (timer)	NO _x emission (ton NO _x)	Maksimal NO _x koncentration (mg NO _x /Nm ³)
DFGA-1640	7.738	52,8	tbd
DFGA-3590	6.945	616,5	373
DFGA-4302	7.153	739,0	479
Samlet Dan FG	21.835	1.408,3	-

9.1.4 Resultater af PEMS

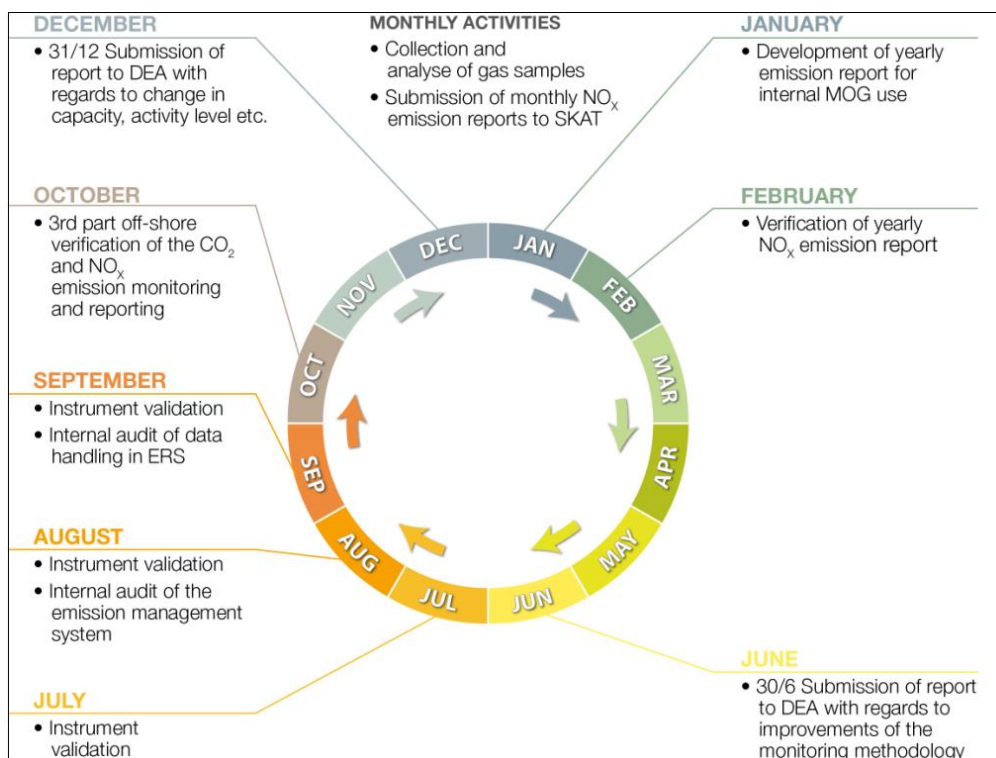
Der findes ikke AMS på fyringsanlæggene. Kurver over QAL2 validerede PEMS kurver er vedlagt som bilag 7.1 – 7.8.

9.1.5 Rensningsmetoder og rensningsgraden

Der foregår ingen rensning af afkast fra fyringsanlæggene.

9.2 Egenkontrol

Mærsk Olie og Gas benytter PEMS til opgørelse, samt benytter deres eget interne kvalitetssystem samt afrapporteringer i henhold til ISO 14001 (og ISO 50001) til en række andre emissionsrelaterede afrapporteringer, se nedenstående figur.



Figur 9-1 Det generelle afrapporteringssystem for emissioner, med fokus på NO_x. ERS står for Environmental Reporting System.

Bilag 2 i Bekendtgørelse om visse luftforurenende emissioner fra fyringsanlæg på platforme på havet indeholder regler for egenkontrol af O₂ og NO_x. For fyringsanlæg omfattet af denne ansøgning opgøres NO_x emissionen som nævnt vha. PEMS. For opgørelsen fra rigge se bilag 8.

De relevante krav ses (markeret med *kursiv*) og kommenteres i det nedenstående:

1. *De enkelte fyringsanlæg, der indgår i et fyringsanlæg omfattet af § 1, stk.1, skal være forsynet med måleudstyr for O₂ og med AMS-måleudstyr for NO_x, eller foretage måling ved en anden metode (f.eks. PEMS), der giver en tilsvarende sikkerhed for, at målingen af den udledte mængde af NO_x, regnet som NO₂-ækvivalenter, bliver som ved AMS-målingen.*

NO_x emission fra fyringsanlæg omfattet af denne ansøgning vil opgøres via PEMS.

3. *Kontinuert måling af NO_x og af driftsparametre samt kvalitetssikring af de automatiske målesystemer og referencemålemetoderne, som benyttes til kalibrering af disse systemer, skal gennemføres i overensstemmelse med CEN's standarder. Hvis der ikke foreligger CEN-standarder, finder ISO-standarder, nationale eller andre internationale standarder, som sikrer, at der fremskaffes informationer af tilsvarende videnskabelig kvalitet, anvendelse. Kvalitetssikringen skal gennemføres hvert 5. år.*

PEMS udstyrets egnethed til måling af røggasemissioner kontrolleres i henhold til DS/EN14181 "Stationary source emissions - quality of automated measuring systems".

4. Kontrollen med PEMS skal ske én gang årligt i henhold til DS/EN 14181, i det omfang det er teknisk muligt. Målingerne skal gennemføres af et laboratorium, der er akkrediteret til målinger af NO_x og andre parametre, der er nødvendige for at kunne validere PEMS resultaterne. På dual-fuel turbiner, der anvender gas som primær brændselskilde og diesel i kortvarige backup-perioder, kan emissionerne, når der anvendes diesel, fastlægges til at være den samme som emissionen ville have været ved samme driftstilstand, men med gas som brændsel. Kortvarige backup-perioder er mindre end 500 driftstimer pr. år.

Mærsk Olie og Gas udfører i henhold til DS/EN14181 én gang årligt kontrol af PEMS i det omfang, det er teknisk muligt. Målingerne udføres af et akkrediteret laboratorium.

5. Kvalitetssikring af AMS på anlæg omfattet af § 1, stk. 2, skal gennemføres i overensstemmelse med principperne i EN 14181. AMS skal ved ibrugtagning kalibreres (QAL2 omfattende 5 parallelle målinger udført over én dag). Derefter underkastes AMS kontrol med parallelle målinger efter referencemetoder (AST omfattende 3 parallelle målinger) hvert 3. år. AMS skal gennemgå en årlig kontrol og et årligt serviceeftersyn (funktionstest uden linearisering). AMS efterses og justeres med kalibreringsgasser efter leverandørens anvisninger (som erstatning for QAL3). Alternative metoder (f.eks. PEMS) skal kvalitetssikres og kontrolleres efter principperne i EN14181, som beskrevet for AMS, i det omfang det er teknisk muligt.

Samme bemærkning som for ovenstående pkt. 3 og 4.

6. Kvalitetskravet (95 % konfidensintervallet) for NO_x er 20 % af det gyldige kalibreringsinterval for AMS/PEMS eller 20 % af en eventuel emissionsgrænseværdi. Det laveste kvalitetskrav vælges.

Dette gøres i forbindelse med PEMS-modellering og -afrapportering.

7. Den samlede emission af NO_x fra et fyringsanlæg omfattet af § 1, stk. 1, og emissionen fra de enkelte fyringsanlæg der indgår heri, opgjort over et kalenderår, skal årligt inden udgangen af februar det efterfølgende år rapporteres til Miljøstyrelsen.

Dette gøres fremadrettet.

8. Resultaterne af målingerne nævnt i nr. 3 og 4 skal fremsendes til Miljøstyrelsen senest 2 måneder efter, de er gennemført, for AMS sammen med opdaterede kalibreringskurver, for PEMS sammen med kurver, der viser målte og forudsagte emissioner for de enkelte anlæg ved forskellige belastninger af anlæggene.

Afrapporteringen er igangsat for målinger efter 1/1 2013, og dette videreføres for fremadrettede tests. Det har ikke været muligt at færdiggøre AST/QAL2 kontrol for alle PEMS på Dan F fyringsanlæg, men de foreliggende er fremsendt og resterende QAL2 rapporter vil blive udarbejdet og fremsendt så snart som det er teknisk muligt.

9.3 Emissioner fra diffuse kilder

Under drift af gasturbiner udledes alle emissioner gennem skorstens afkast. Der er ingen diffuse emissionskilder.

9.4 Afvigende emissioner ved opstart og nedlukning

I forbindelse med opstart af en gasturbine gennemføres automatisk en kontrol af system til regulering og afspærring af forbrændingsgas. I forbindelse hermed udføres en tæthedsprøve, hvor der afblæses en lille mængde naturgas til atmosfæren. Det afblæses maksimalt 50 liter gas ved hver start. Emissionen af gas til atmosfæren bidrager ikke til fyringsanlæggenes udledning af NO_x. Emission af ren naturgas vil dog påvirke fyringsanlæggenes samlede udledning af drivhusgasser, da naturgas er en drivhusgas.

En gasturbine vil typisk have et planlagt stop hver 8. uge for vedligehold. Herudover er der ikke planlagte stop i forbindelse med problemer på udstyr eller anlæg. Der opstår endvidere driftsmæssige stop, som følge af ændringer i produktionen på platformen eller på en tilknyttet platform - altså en anden platform som er forbundet med pipelines. Endelig er der tilfælde, hvor der skal bruges 2-3 startforsøg, inden gasturbines opstart lykkes.

Set over en årrække giver dette i snit 1 start per uge, altså i snit 52 startsekvenser med kontrol af forbrændingsgas per år. En typisk startsekvens med kontrol af system til forbrændingsgas, hvor maksimalt 50 liter gas ventileres til atmosfæren, giver altså ca. 2.600 liter gas om året, svarende til 2,6 m³.

I forbindelse med nedlukning sker der ikke nogen udledning af gas eller emissioner, da der meget hurtigt lukkes for forbrændingsgassen.

10 Driftsforstyrrelser og uheld

10.1 Særlige emissioner ved driftsforstyrrelser og uheld

Dette afsnit indeholder oplysninger om særlige emissioner ved de nævnte driftsforstyrrelser eller uheld, jf. afsnit 7.3.

Tilstoppede filtre

For at undgå tilstoppede filtre ved indsugningen og deraf følgende lavere effektivitet overvåges filtrene med trykmålere og skiftes med faste intervaller uanset tilstand. Trykmålingen sikrer, at tilstoppede filtre opdages, mens den regelmæssige udskiftning søger at forhindre, at tilstopning sker. Som følge af disse tiltag vurderes tilstoppede filtre ikke at være et problem.

Undertryk ved indsug under storm og orkan

Undertryk ved indsug som følge af storm eller orkan vil sandsynligvis kunne spores et par gange om året. Det vurderes derved ikke at udgøre et væsentligt problem.

Nedsat effektivitet som følge af varmt/koldt vejr eller som følge af stærk storm, kan muligvis måles, men vil være svære at kvantificere. Indflydelse fra vejrforhold vil dog afspejles i PEMS over et år.

Ekstreme lufttemperaturer

Ekstreme lufttemperaturer vil kunne påvirke effektiviteten. Da gasturbinerne er placeret offshore, vil disse ekstreme lufttemperaturer sjældent forekomme.

Lækager i gasforsyningen

Lækager i gasforsyningen ses uhyre sjældent og vil være meget små, og dette vil ikke påvirke emissionerne målbart.

Gasturbiner er stabile og der forekommer sjældent uheld. Der generes automatiske vedligeholdelsesopgaver i Mærsk Olie og Gas, og såfremt der foretages ændringer

af udstyr mv. vil det sikres at de ønskede kvalitets- og sikkerhedskrav er opfyldt inden ibrugtagelse eller idriftsættelse.

10.2 Foranstaltninger til imødegåelse af driftsforstyrrelser og uheld

Dette afsnit indeholder en beskrivelse af de foranstaltninger, der er truffet for at imødegå driftsforstyrrelser og uheld.

Gasturbiner offshore overvåges og styres af leverandørens kontrolsystem. Der bruges kun meget driftsikre kontrolsystemer, og de vigtigste systemer er fail-safe. "Fail-safe" betyder, som nævnt, at der hurtigt lukkes for forbrændingsgassen.

Temperaturen i brændkammeret overvåges af et antal temperaturfølere. Hvis temperaturen overskrider et vist punkt, eller hvis der måles for stor forskel på de enkelte følere, stoppes turbinen.

Omdrejningshastigheden af gasturbinen måles af to uafhængige systemer. Hvis hastigheden overskrider et vist punkt på det ene system, stoppes gasturbinen. Det gælder også, hvis det ene system giver fejl signaler eller intet signal. Gasturbinen stoppes ligeledes, hvis omdrejningshastighed ændres for meget per sekund.

Reguleringsventil til forbrændingsgas skal have et aktivt signal for at være åben. Afspærringsventiler skal også have et aktivt signal for at være åbne.

Gasturbinens lejer overvåges for temperatur og vibrationer, og turbinen stoppes hvis grænser overskrides.

Kontrolsystemer overvåges for fejlsignaler eller manglende signaler, og fejl stopper turbinen.

Ligeledes stopper turbinen hvis strømmen til kontrolsystem afbrydes.

10.3 Foranstaltninger til begrænsning af virkninger for mennesker og miljø under driftsforstyrrelser og uheld

Afsnit 10.1 omhandler driftsforstyrrelser, mens afsnit 10.2 indeholder en beskrivelse af de foranstaltninger, der er truffet for at begrænse virkningerne for mennesker og miljø af de nævnte driftsforstyrrelser. Gasturbiner er generelt godt beskyttet mod uheld, jf. afsnit 10.2. Effektivitetsnedsættelse som følge af vejrforhold, kan dog ikke umiddelbart begrænses, ud over ved at stoppe gasturbinen.

De potentielle driftsforstyrrelser og uheld vedrørende fyringsanlæg omhandler primært forhold, som bevirker, at fyringsanlæggenes drift bliver mindre effektiv eller eventuelt må stoppes. Driftsforstyrrelser og uheld kan derved medføre øget NO_x-udledning.

Mærsk Olie og Gas har i juli 2011 udarbejdet en VVM-redegørelse¹² for sine aktiviteter på Nordsøen. I denne VVM-redegørelse behandles bl.a. effekterne af udledning af NO_x. I redegørelsen er de langsigtede miljøeffekter vurderet ud fra de forventede emissioner for aktiviteterne i Nordsøen fremskrevet til 2040. Heraf fremgår det, at emissionerne og dermed de langsigtede miljøeffekter generelt vil reducere i forhold til i dag. Det vurderes, at effekten af den udledte NO_x fra offshoreanlæg er mindre betydelige i sammenligning med den øvrige udledning fra andre kilder.

VVM-redegørelsen konkluderer, at Mærsk Olie og Gas planlagte aktiviteter i forbindelse med indvinding på Nordsøen – herunder emissioner til luften - vurderes at medføre en begrænset belastning af miljøet. Det konkluderes endvidere, at ikke-planlagte hændelser, som f.eks. oliespild kan have en væsentlig - men midlertidig - miljøpåvirkning i større afstand fra de eksisterende og planlagte installationer. Ikke-planlagte hændelser i forbindelse med fyringsanlæg behandles ikke i VVM-redegørelsen. Betydningen af disse er behandlet i afsnit 10.1, hvoraf det bl.a. andet fremgår at udslip i form af naturgas vil være i så små mængder, at der ikke forventes at være nogen påvirkninger på omgivelser, mennesker eller miljø. Der er, som tidligere beskrevet, omfattende sikkerhedsprogrammer og sikkerhedsanalyser for alle væsentlige operationer offshore og driften af fyringsanlæg falder ind under dette. Dette gælder tillige beredskabsplaner, der træder i kraft ved driftsforstyrrelser/uheld, hvorved virkninger af sådanne minimeres. Fyringsanlæggene overvåges og kontrolleres tillige løbende af leverandørens kontrolsystemer.

De uheld og driftsforstyrrelser, der er omtalt i 10.1 vurderes ikke at medføre væsentlige påvirkninger af mennesker og miljø på grund af karakteren og afstanden til nærmeste recipienter.

¹² Mærsk Olie og Gas A/S: "Vurderingen af virkningen på miljøet fra yderligere olie og gas aktiviteter i Nordsøen", juli 2009

11 Ikke-teknisk resume

Dette afsnit indeholder et ikke-teknisk resume af ansøgning om miljøgodkendelse. Mærsk Olie og Gas søger om miljøgodkendelse af i alt 15 eksisterende fyringsanlæg fordelt på i alt 5 offshore platforme, Dan FB, Dan FC, Dan FE, Dan FF samt Dan FG. Samtlige platforme er forbundne i komplekset Dan F. De 15 fyringsanlæg har en samlet indfyret effekt på 453,3 MW.

Ansøgningen er indsendt efter en bekendtgørelse om offshore fyringsanlæg. Bekendtgørelsen omfatter fyringsanlæg på platforme på havet med en samlet indfyret effekt på 50 MW eller derover. Bekendtgørelsen omfatter bestemmelser om, at virksomheden udfører egenkontrol med udledningen af NO_x samt om at miljømyndigheden skal fastsætte krav til den maksimale udledning af NO_x.

Alle 15 fyringsanlæg er gasturbiner. En gasturbine er relativt simpel opbygget, og egentlige uheld med ødelagte dele/havari forekommer meget sjældent. Desuden har producenten indbygget foranstaltninger til minimering af risikoen for uheld. Der er ikke særlige udledninger af forurenende stoffer i forbindelse med opstart og nedlukning af gasturbinerne.

Alle 15 fyringsanlæg er eksisterende og der foretages ikke ændringer af dem i forbindelse med ansøgning om miljøgodkendelse. Fyringsanlæggene fyres alle med naturgas. En del af anlæggene kan desuden fyres med diesel. Fyringsanlæggene fyres overvejende med naturgas og andelen af driftstid på diesel er under 2 %.

Kvalitetssikrede kurver over NO_x emissionen, beskrevet ved predikativ emission monitorerings system (PEMS) ses af ansøgningens bilag. Ansøgningen indeholder desuden opgørelser over årlig driftstid for de enkelte fyringsanlæg.

En beskrivelse af en procedure for anmeldelse og opgørelse af emissioner forbundet med driften af rigge, placeret ved platforme i Dan F ses af bilag 8.

12 Bilag

Vedlagt som bilag findes følgende kort og tegninger, samt PEMS:

Bilag 1: Placering af platforme i Dan F kompleks

Bilag 2: Placering af de enkelte fyringsanlæg samt skorstene herfra, Dan FB

Bilag 3: Placering af de enkelte fyringsanlæg samt skorstene herfra, Dan FC

Bilag 4: Placering af de enkelte fyringsanlæg samt skorstene herfra, Dan FE

Bilag 5: Placering af de enkelte fyringsanlæg samt skorstene herfra, Dan FF

Bilag 6: Placering af de enkelte fyringsanlæg samt skorstene herfra, Dan FG

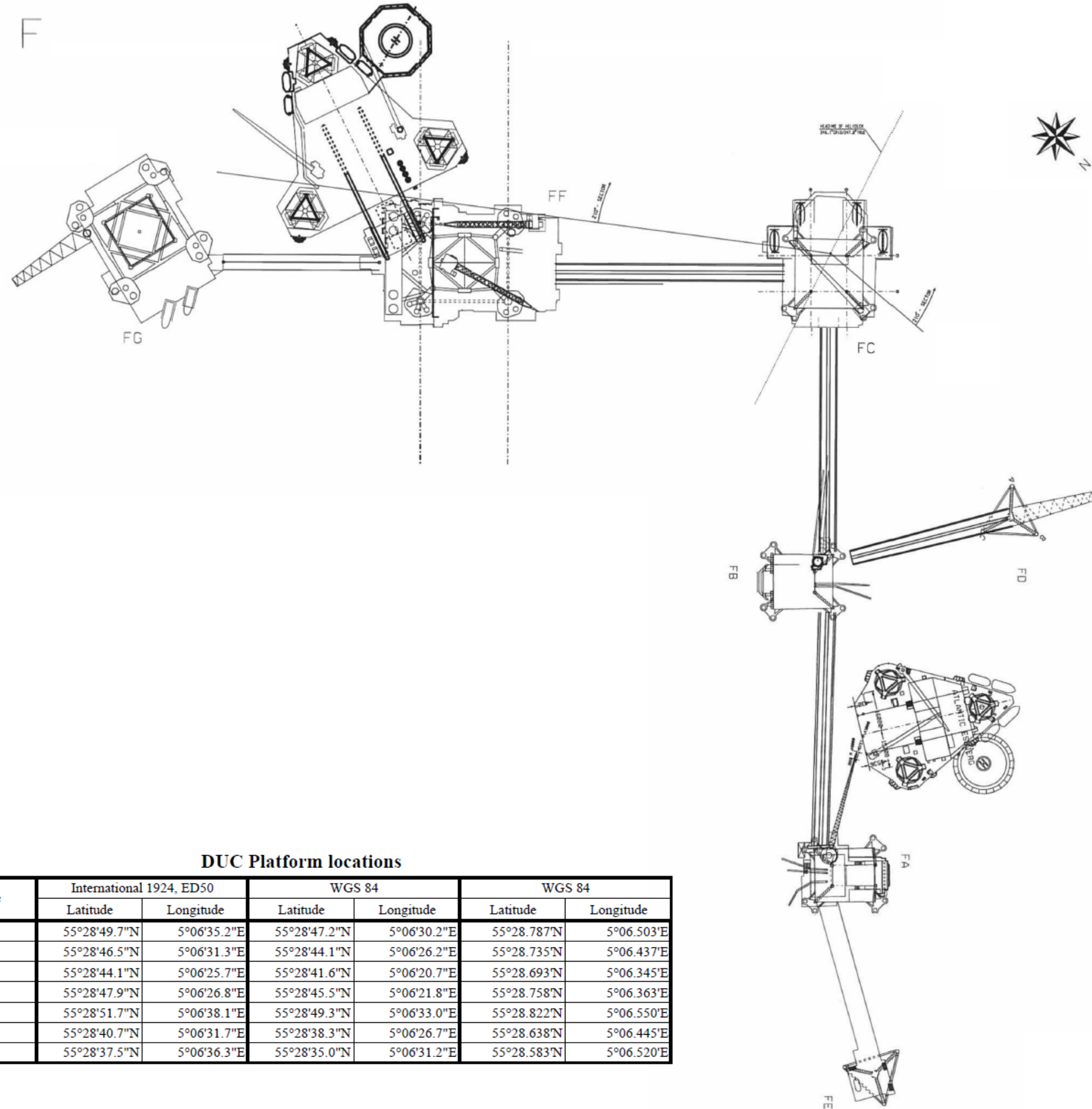
Bilag 7.1-7.8: QAL2 validerede PEMS kurver

Bilag 8: Broforbundne rigge

Bilag 1 Placering af platforme i Dan F kompleks

(næste side)

DAN F



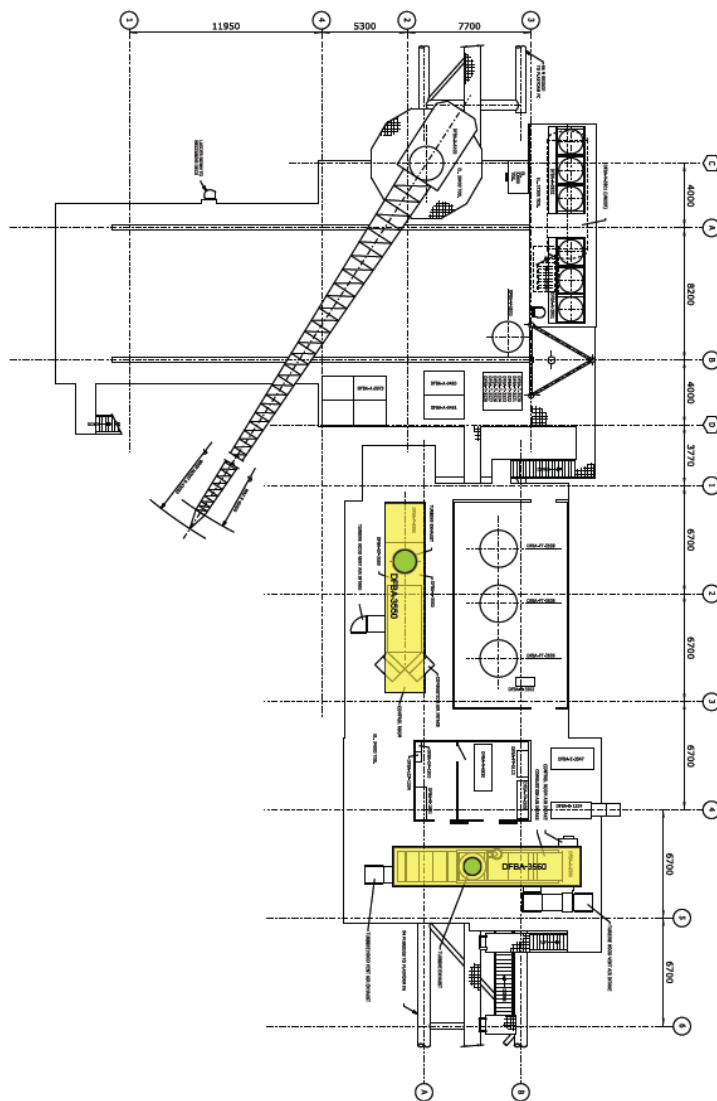
DUC Platform locations

Name	International 1924, ED50		WGS 84		WGS 84	
	Latitude	Longitude	Latitude	Longitude	Latitude	Longitude
Dan F-A	55°28'49.7"N	5°06'35.2"E	55°28'47.2"N	5°06'30.2"E	55°28.787°N	5°06.503°E
Dan F-B	55°28'46.5"N	5°06'31.3"E	55°28'44.1"N	5°06'26.2"E	55°28.735°N	5°06.437°E
Dan F-C	55°28'44.1"N	5°06'25.7"E	55°28'41.6"N	5°06'20.7"E	55°28.693°N	5°06.345°E
Dan F-D	55°28'47.9"N	5°06'26.8"E	55°28'45.5"N	5°06'21.8"E	55°28.758°N	5°06.363°E
Dan F-E	55°28'51.7"N	5°06'38.1"E	55°28'49.3"N	5°06'33.0"E	55°28.822°N	5°06.550°E
Dan F-F	55°28'40.7"N	5°06'31.7"E	55°28'38.3"N	5°06'26.7"E	55°28.638°N	5°06.445°E
Dan F-G	55°28'37.5"N	5°06'36.3"E	55°28'35.0"N	5°06'31.2"E	55°28.583°N	5°06.520°E

Målestok

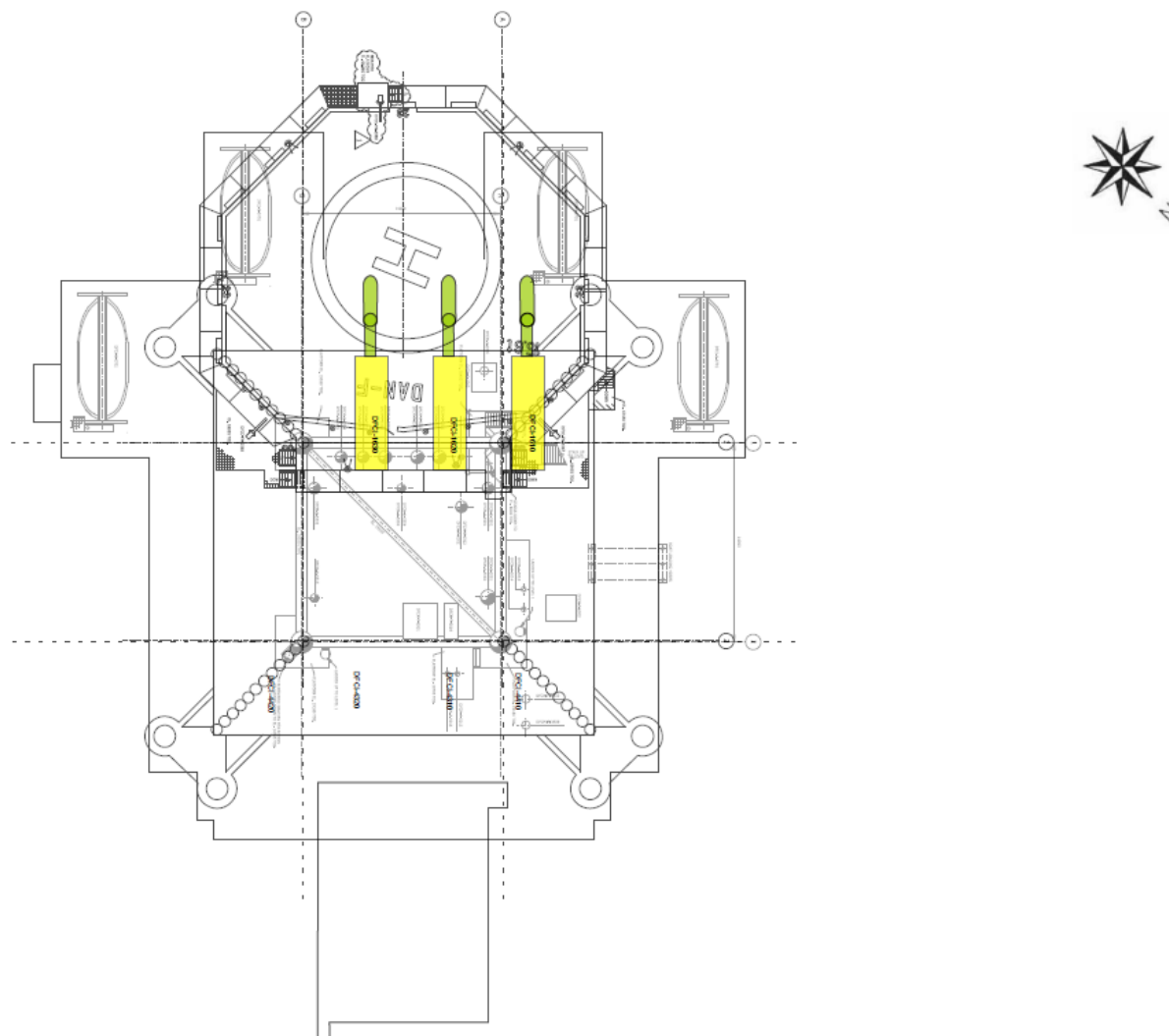


Bilag 2 Placering af de enkelte fyringsanlæg samt skorstene herfra, Dan FB

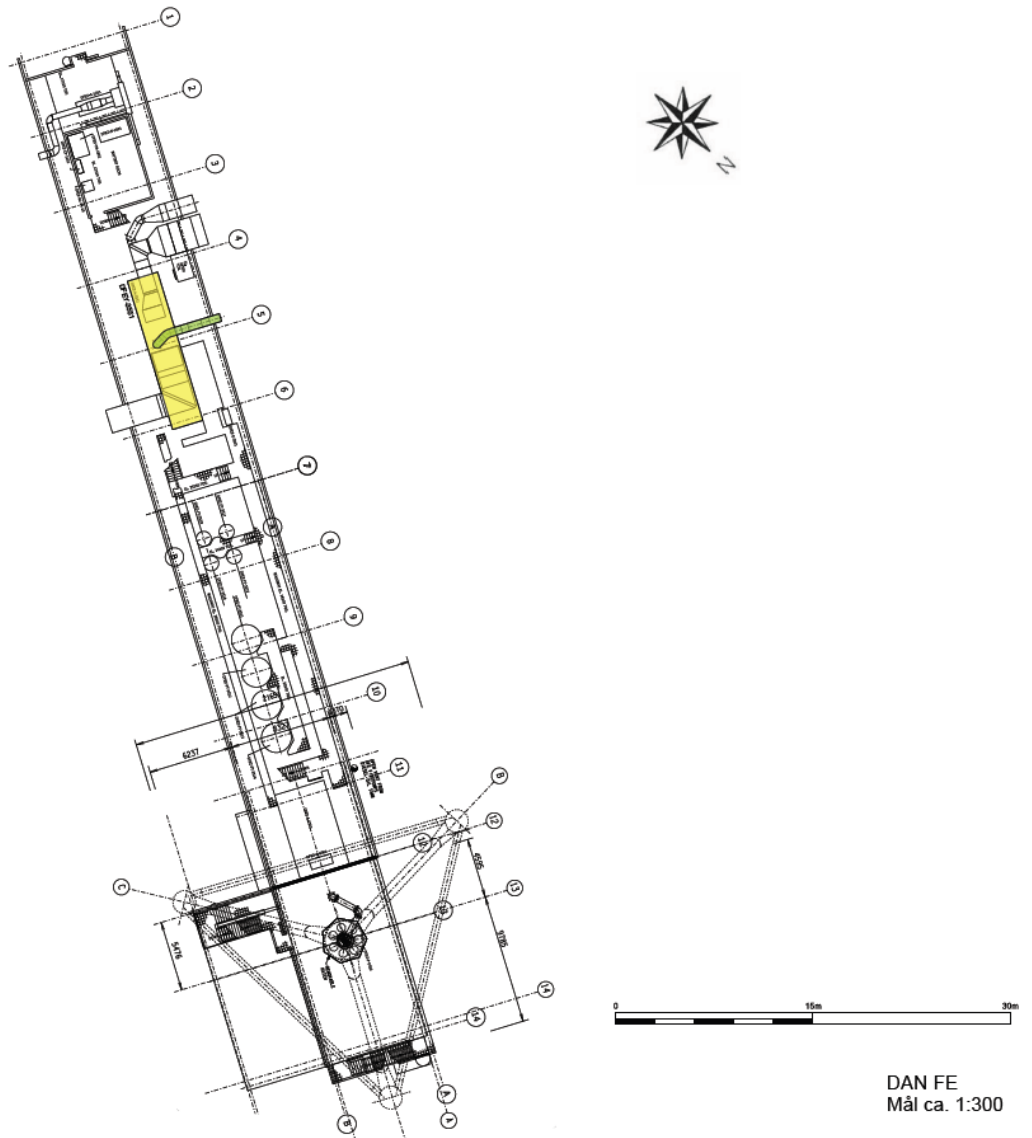


DAN FB
Mål ca. 1:300

Bilag 3 Placering af de enkelte fyringsanlæg samt skorstene herfra, Dan FC

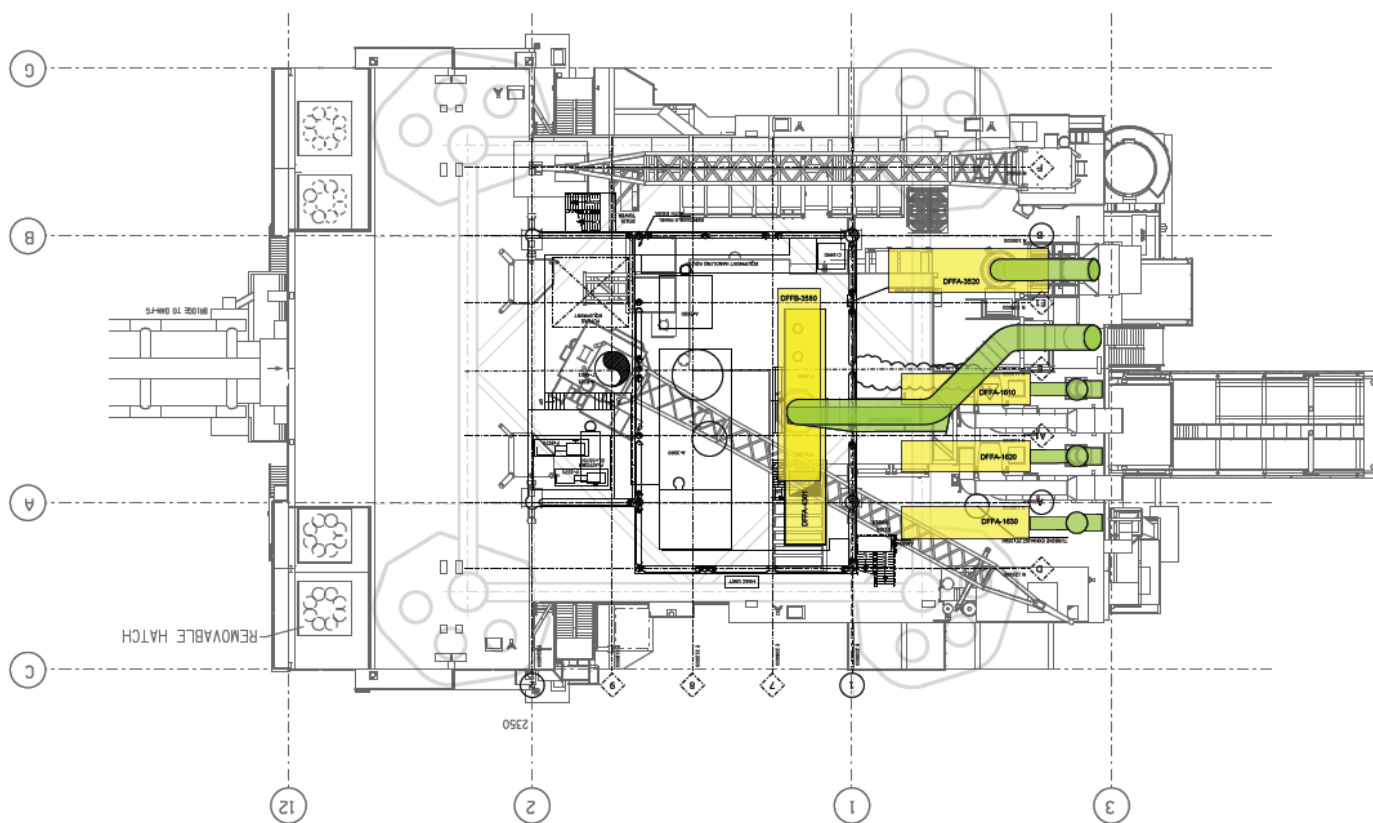


Bilag 4 Placering af de enkelte fyringsanlæg samt skorstene herfra, Dan FE



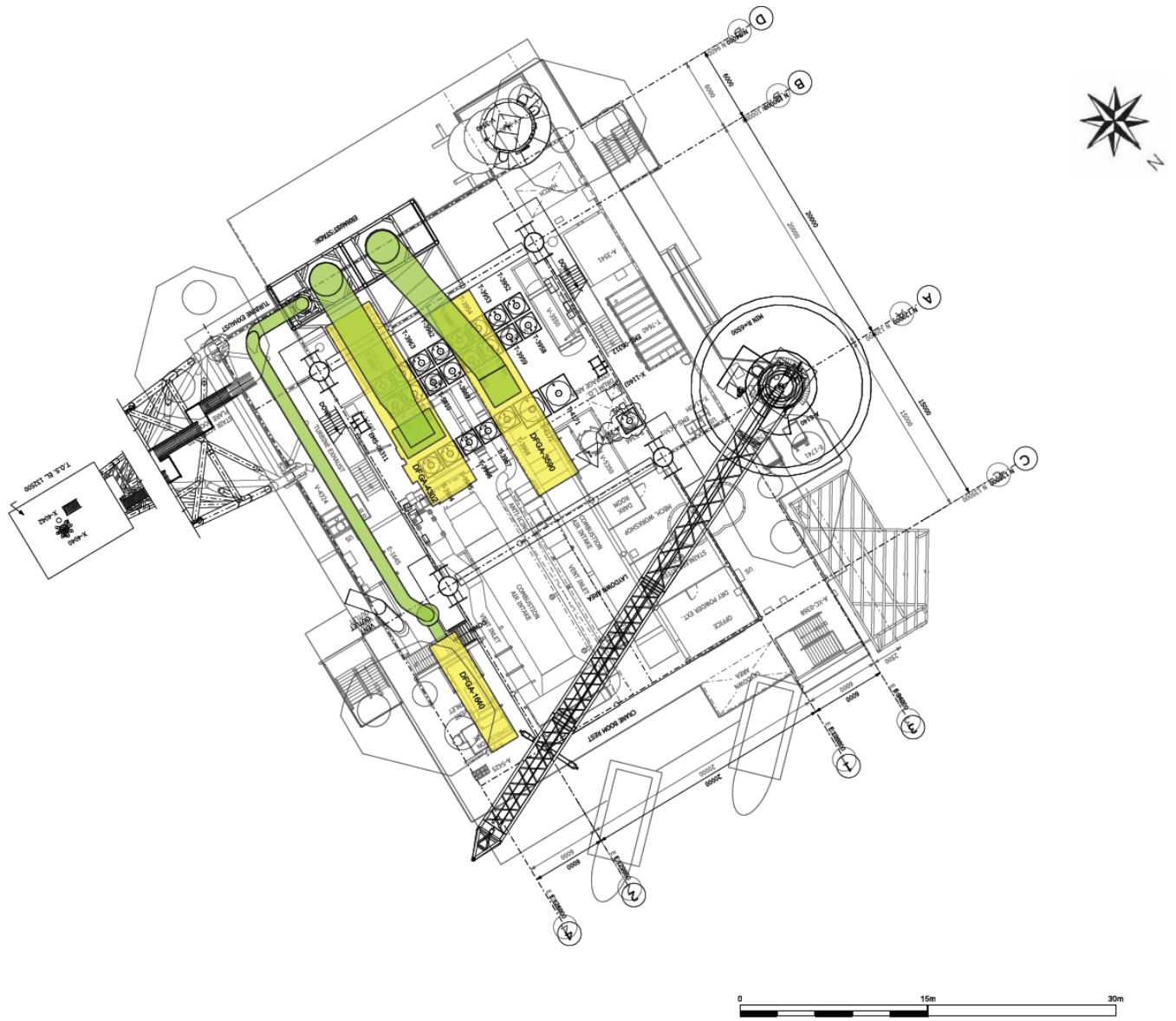
DAN FE
Mål ca. 1:300

Bilag 5 Placering af de enkelte fyringsanlæg samt skorstene herfra, Dan FF



DAN FF
Mål ca. 1:300

Bilag 6 Placering af de enkelte fyringsanlæg samt skorstene herfra, Dan FG



DAN FG
Mål ca. 1:300

Bilag 7.1-7.8 QAL2 valideret PEMS kurver

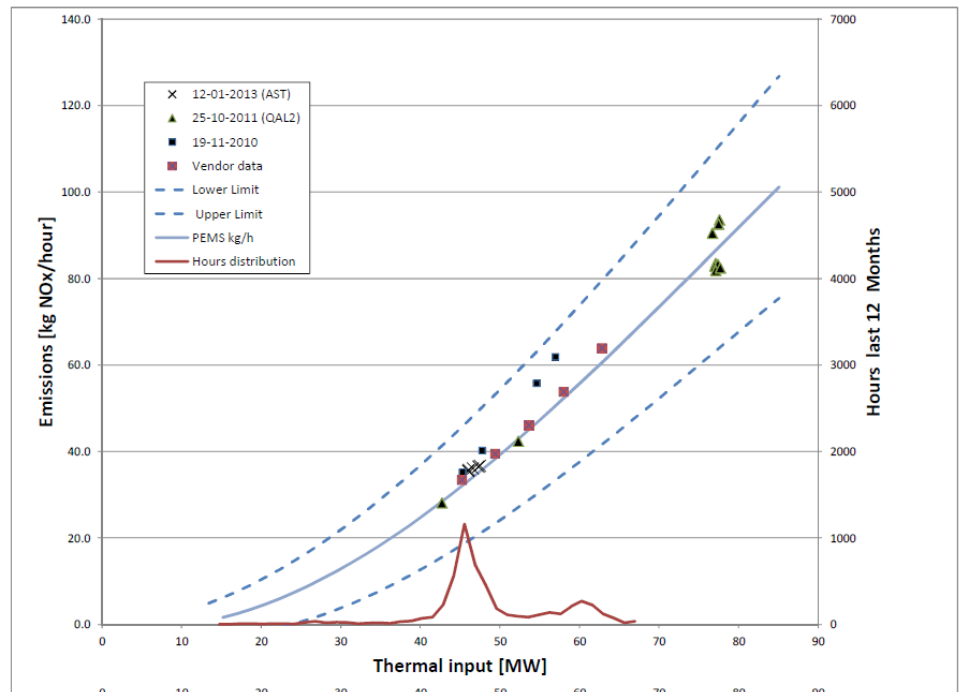
Bilag 7.1 DFFA-4301



Date/rev:	22-feb-2013	Max thermal input:	67 MW (100% load)
		Emissions @ 100% load:	186.5 ppmv NO _x (ISO)
Latest test date:	12-jan-2013	Max range PEMS:	85.1 MW
Latest test report:	DGtekA/S, 130112	Min range PEMS:	n/a MW
Gas turbine:	DFFA-CT-4301	Max ELV (reference):	419 mg NO _x /MJ
Make:	GE LM2500		185.6 ppmv NO _x
		Tolerance:	20%

Max thermal input and emissions @ 100% load is based on vendor data.

Comments:
AST approved;
Note: Latest QAL2 test during very special operating condition at low ambient temperature (not typical; overload of turbine).



Bilag 7.2 DFFA-1610



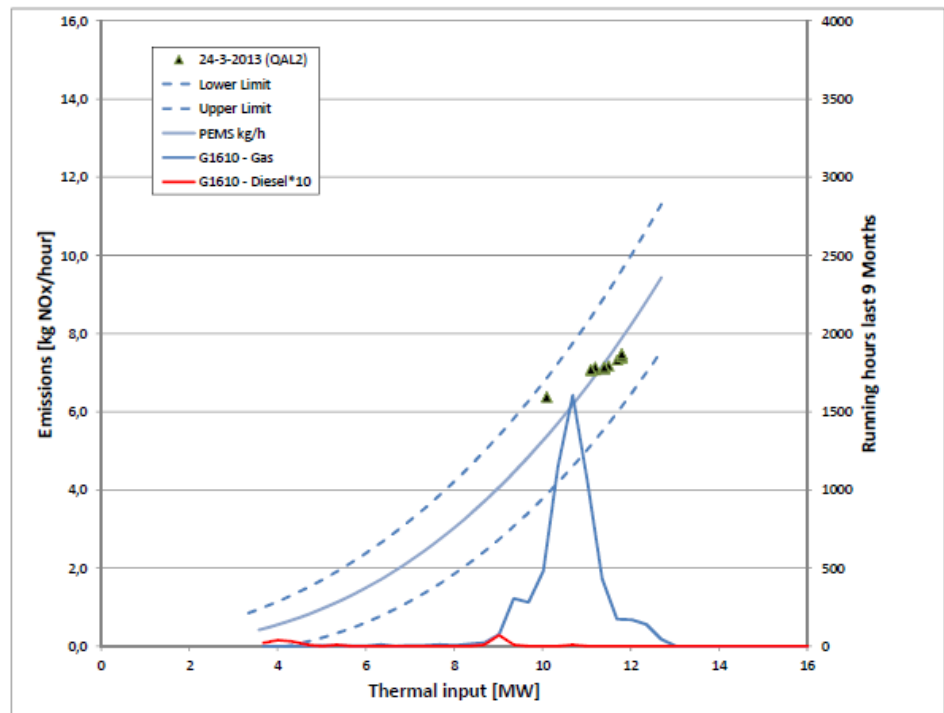
Date/rev:	14-maj-2013	Max thermal input:	16,7 MW (100% load)
		Emissions @ 100% load:	- ppmv NO _x (ISO)
Latest test date:	24-mar-2013	Max range PEMS:	12,7 MW
Latest test report:	DGtekA/S, 130324	Min range PEMS:	n/a MW
Gas turbine:	DFFA-GT-1610	Max ELV (reference):	205 mg NO _x /MJ
Make:	Solar Centaur 50-5901		208 mg NO _x /Nm ³ (RG),ref
		Tolerance:	20%
DUAL FUEL OPERATION:		Max thermal input and emissions @ 100% load is based on vendor data.	
Running hours - gas:	5997 hours last 10 months		
Running hours - diesel:	21 hours last 10 months		

Comments:

QAL2 approved.

The PEMS shape is not corrected on the basis of this QAL2 although indication is a lower relation between thermal input and NO_x emissions. Reformulation of the PEMS formula awaits further tests on this and similar turbines.

Note: The 10 months distribution based on other model for thermal input than applied in the PEMS and is only indicative.

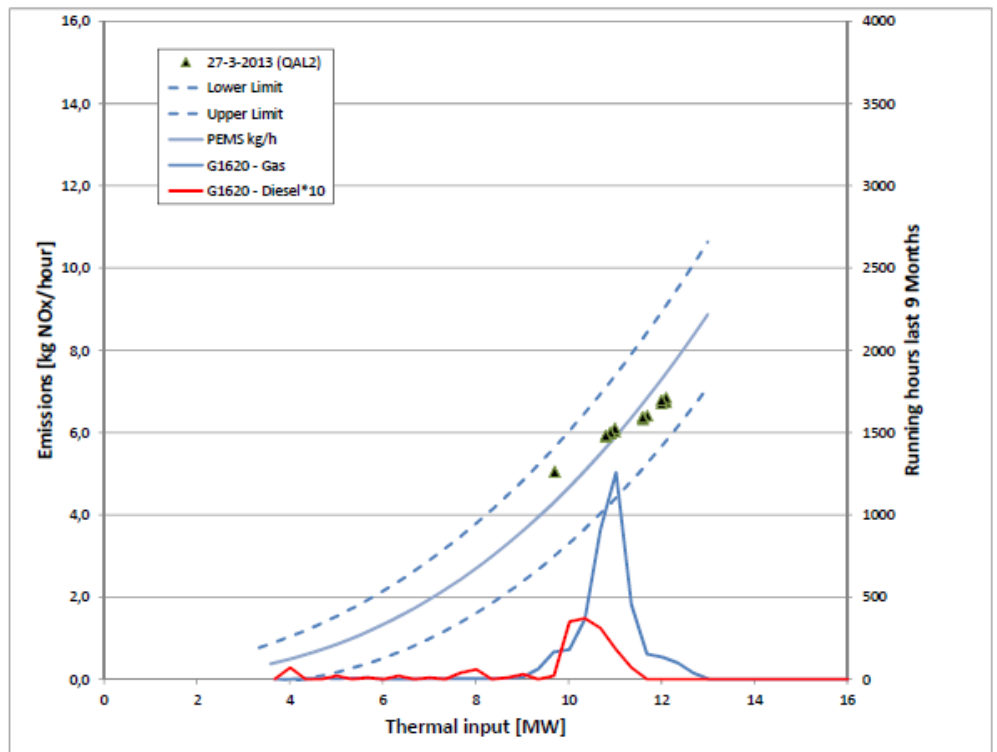


Bilag 7.3 DFFA-1620



Date/rev:	13-maj-2013	Max thermal input:	16,7 MW (100% load)
Latest test date:	27-mar-2013	Emissions @ 100% load:	- ppmv NO _x (ISO)
Latest test report:	DGtekA/S, 130325	Max range PEMS:	13 MW
Gas turbine:	DFFA-GT-1620	Min range PEMS:	n/a MW
Make:	Solar Centaur 50-5901	Max ELV (reference):	189 mg NO _x /MJ 203,9 mg NO _x /Nm ³ (RG) _{,ref}
DUAL FUEL OPERATION:		Tolerance:	20%
Running hours - gas:	6564 hours last 10 months	Max thermal input and emissions @ 100% load is based on vendor data.	
Running hours - diesel:	157 hours last 10 months		

Comments:
 QAL2 approved.
 The PEMS shape is not corrected on the basis of this QAL2 although indication is a lower relation between thermal input and NO_x emissions. Reformulation of the PEMS formula awaits further tests on this and similar turbines.
 Note: The 10 months distribution based on other model for thermal input than applied in the PEMS and is only indicative.



Bilag 7.4 DFFA-1630



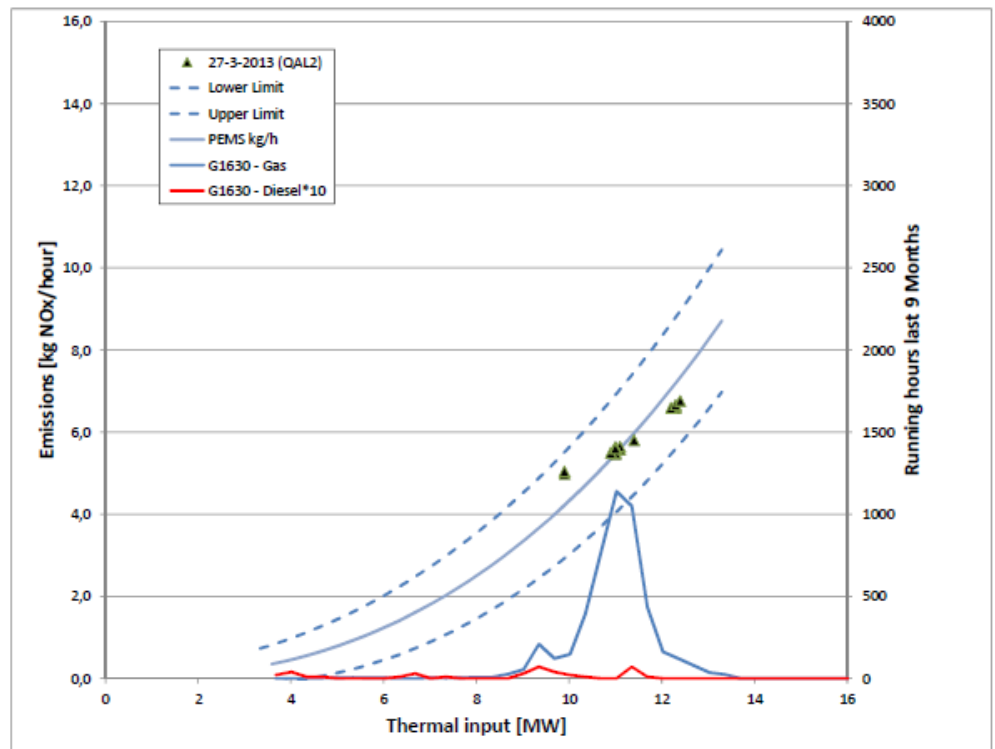
Date/rev:	14-maj-2013	Max thermal input:	16,7 MW (100% load)
		Emissions @ 100% load:	- ppmv NO _x (ISO)
Latest test date:	27-mar-2013	Max range PEMS:	13,3 MW
Latest test report:	DGtekA/S, 130327	Min range PEMS:	n/a MW
Gas turbine:	DFFA-GT-1630	Max ELV (reference):	181,1 mg NO _x /MJ
Make:	Solar Centaur 60-6201		196,9 mg NO _x /Nm ³ (RG),ref
		Tolerance:	20%
DUAL FUEL OPERATION:			
Running hours - gas:	4806 hours last 10 months	Max thermal input and emissions @ 100% load is based on vendor data.	
Running hours - diesel:	38 hours last 10 months		

Comments:

QAL2 approved.

The PEMS shape is not corrected on the basis of this QAL2 although indication is a lower relation between thermal input and NO_x emissions. Reformulation of the PEMS formula awaits further tests on this and similar turbines.

Note: The 10 months distribution based on other model for thermal input than applied in the PEMS and is only indicative.



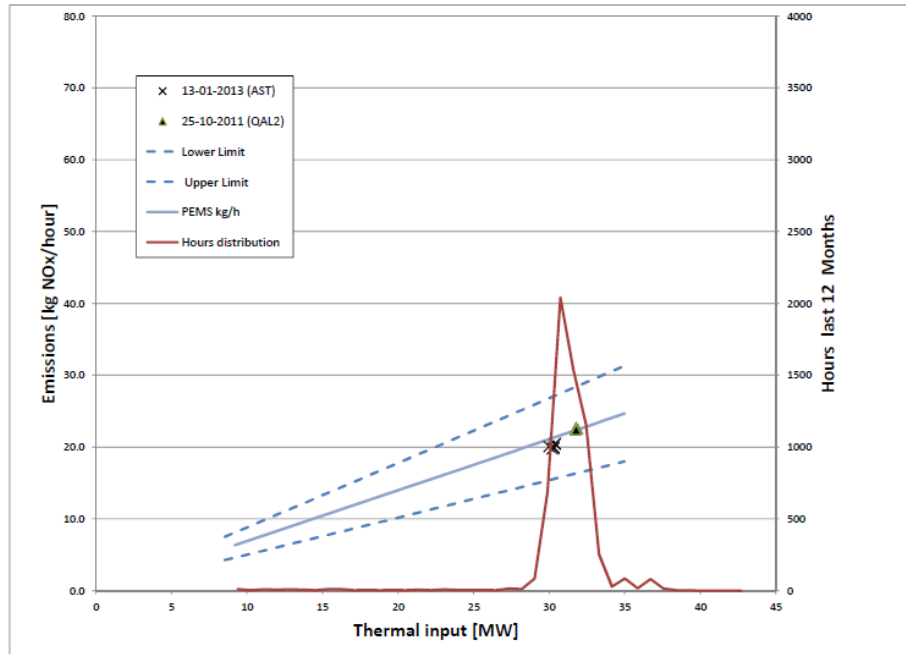
Bilag 7.5 DFFA-3520



Date/rev:	22-02-2013; rev. 1	Max thermal input:	42.7 MW (100% load)
		Emissions @ 100% load:	129.9 ppmv NO _x (ISO)
Latest test date:	13-jan-2013	Max range PEMS:	35 MW
Latest test report:	DGtekA/S, 130113, rev. 01	Min range PEMS:	n/a MW
Gas turbine:	DFFA-PT-3520	Max ELV (reference):	264 mg NO _x /MJ
Make:	GE LM1600		117 ppmv NO _x
		Tolerance:	20%

Max thermal input and emissions @ 100% load is based on vendor data.

Comments:
 AST approved;



Bilag 7.6 DFFA-3580

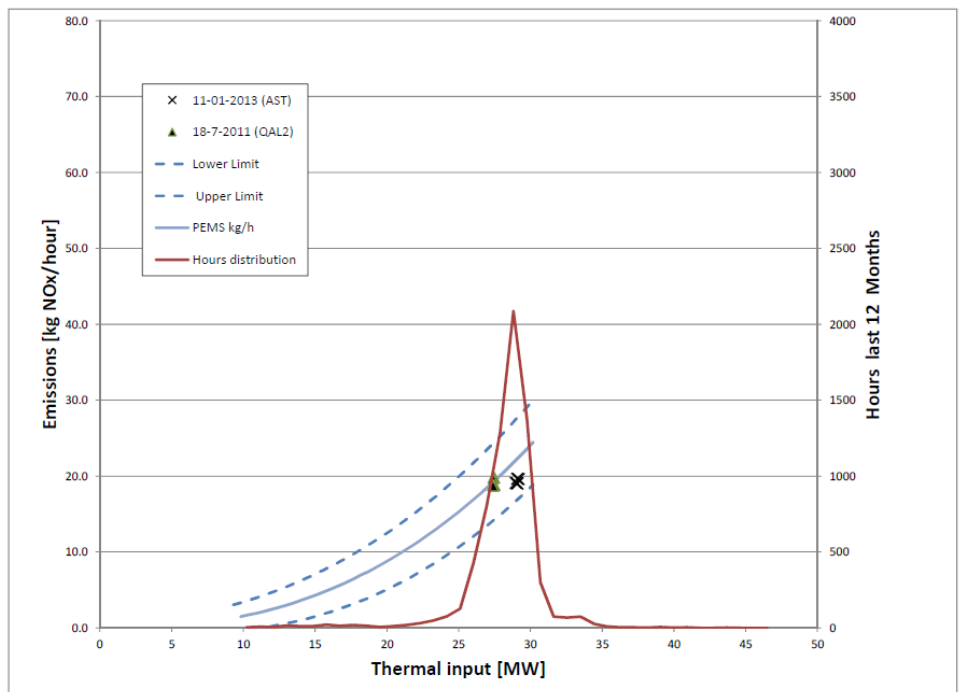


Date/rev:	22-feb-2013	Max thermal input:	46.5	MW (100% load)
		Emissions @ 100% load:	250	ppmv NO _x (ISO)
Latest test date:	11-jan-2013	Max range PEMS:	30.2	MW
Latest test report:	DGtekA/S, 130111	Min range PEMS:	n/a	MW
Gas turbine:	DFFB-PT-3580	Max ELV (reference):	258	mg NO _x /MJ
Make:	SOLAR TITAN 130		-	ppmv NO _x
		Tolerance:	20%	

Max thermal input and emissions @ 100% load is based on vendor data.

Comments:

AST approved;

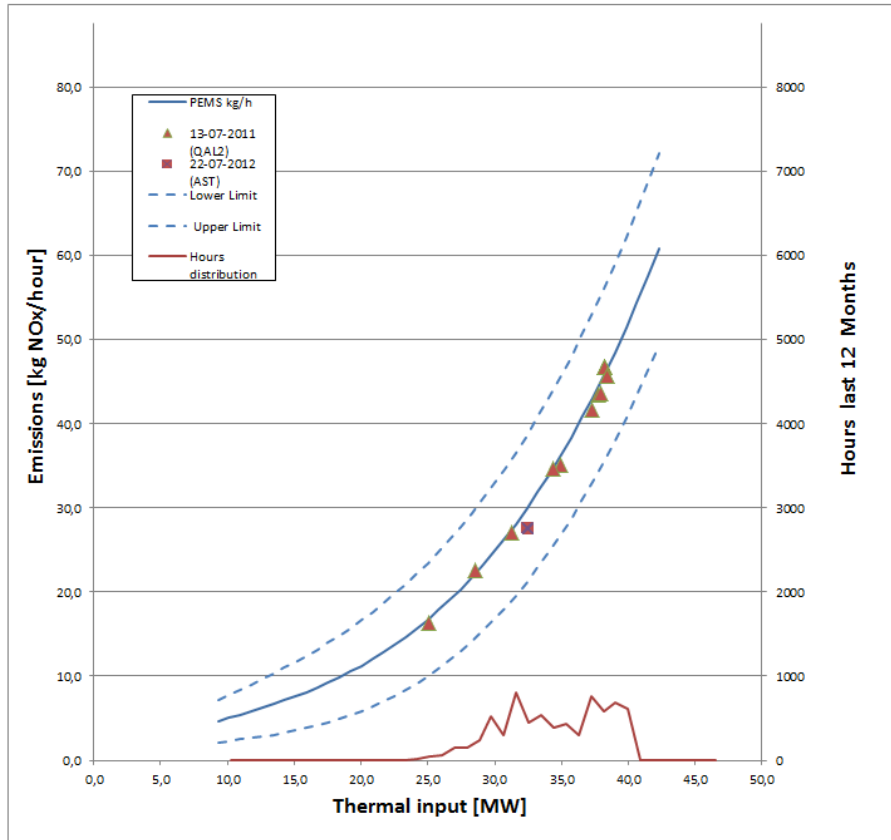


Bilag 7.7 DFGA-3590



Date/rev: 01-feb-2013
 Gas turbine: DFGA-GT-3590
 Make: SOLAR TITAN 130

Max thermal input: 46,5 MW
 Max range PEMS: 42,3 MW
 Max ELV: 374 mg NOx/MJ
 Tolerance: 20%

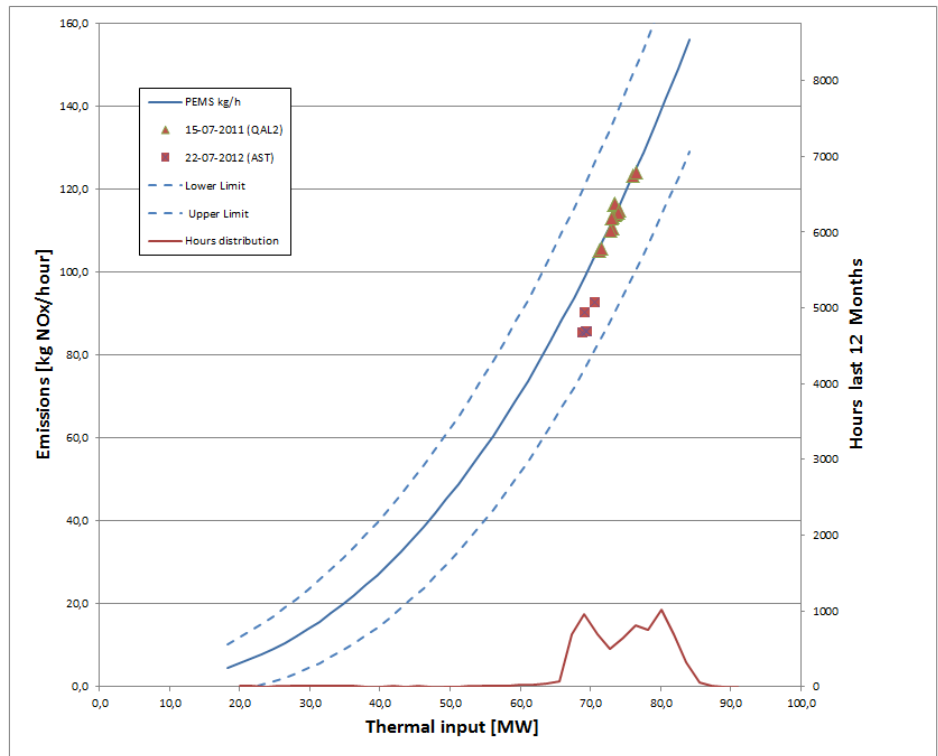


Bilag 7.8 DFGA-4302



Date/rev: 01-feb-2013
 Gas turbine: DFGA-GT-4302
 Make: GE LM2500+

Max thermal input: 91 MW
 Max range PEMS: 84,1 MW
 Max ELV: 443 mg NOx/MJ
 Tolerance: 20%



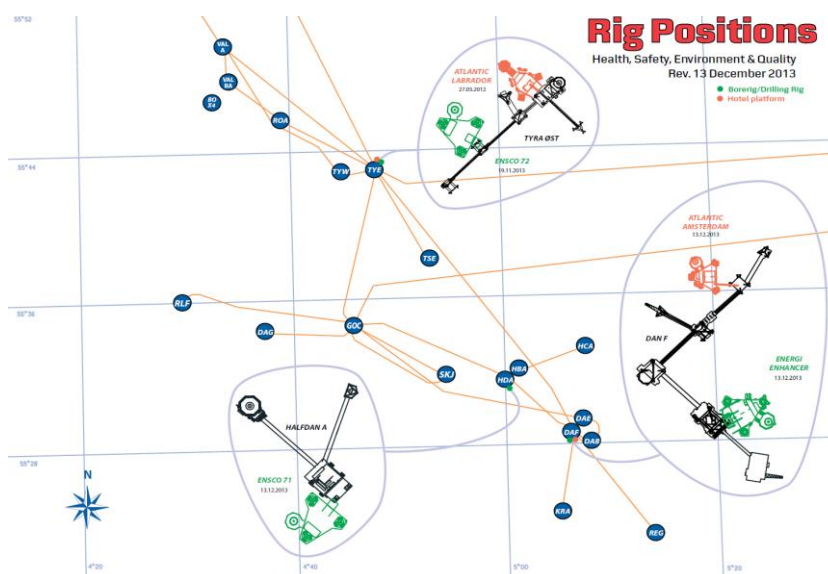
Bilag 8 Broforbundne rigge

For de godkendelsespligtige platforme gælder, at der med mellemrum kan være placeret broforbundne rigge ved disse platforme, som er udstyret med egne fyringsanlæg. Såfremt en rig er beliggende ved en platform i en periode, der overskrider det i miljøgodkendelsens fastlagte tidsinterval, vil riggen anses for ikke at være en midlertidig foranstaltning. Som følge heraf skal riggens energianlæg jf. bekendtgørelsen nr. 1449, § 2, stk. 2 og emissionerne herfra, medtages i miljøgodkendelsen for pågældende platforme.



*Bilagsfigur 1 Eksempel på en rig placeret ved Dan F; Atlantic Labrador
<http://www.atlanticmarineservices.com/rigs/atlantic-labrador/>*

Der anvendes flere forskellige rigge afhængig af tilgængelighed, formål mv., se figur 2 nedenfor. Riggene er alle karakteriseret ved at anvende ”ø-drift” – dvs. at de har egne fyringsanlæg til produktion af strøm og varme til forbrug og er således ikke forbundet til platformen.



Figur 2 Illustration over riggens placering, her pr. december 2013. Grøn rig er bo-riger mens rød er beboelsesrig.

Fyringsanlæg på en rig består typisk af 4-5 dieselgeneratorsæt samt en nøddiesel-generator. Den samlede termiske effekt af disse maskiner er under 20 MW (indfyret). Denne størrelse dækker samtlige rigge, der anvendes af Mærsk Olie og Gas. Diesel tilføres direkte til riggen fra forsyningskibene og den tilførte mængde registreres særskilt.

Opgørelse af emissioner fra rigge

Andelen af NO_x emission fra rigge placeret ved platforme i en periode over 6 måneder ses af nedenstående tabel. Af tabellen fremgår det, at emissionen fra rigge udgør en meget begrænset del af den samlede NO_x udledning for alle platforme.

*Tabel 1 Historisk opgørelse over NO_x emission fra rigge placeret ved platforme over 6 mdr. *)*

År	NO _x fra rigge (ton)	Andel af samlet NO _x for alle platforme (u. rigge)
2012	47,9	1,1 %
2013	89,9	2,0 %

*) Note: ved beregningen for NO_x fra rigge er anvendt emissionsfaktoren fra OGP94¹³ (tier 3) på 0,07 ton NO_x/ton bunkret diesel. Den samlede emission af NO_x for platforme er beregnet vha. PEMS.

Andelen af NO_x fra den enkelte rig, i forhold til den broforbundne platform, vil variere meget alt efter platform. Eksempel: I 2013 var udledningen af NO_x på Dan F 1818 ton NO_x men kun 81 ton NO_x fra Harald. NO_x fra samme rig vil således i 2013 kunne udgøre fra 5 %, hvis placeret på Dan F, til 53 % ved en placering ved Harald.

Ved fremadrettet opgørelse af emissioner fra rigge og fastlæggelse af overvågningsprincip tages derfor udgangspunkt i betydningen for den samlede emission.

Anmeldelse

Der foreslås en simplificeret anmeldelsesprocedure ved inddragelse af rigge i platformsgodkendelsen som beskrevet i det følgende.

Det foreslås, at godkendelsen kan omfatte et ikke-fastlagt antal broforbundne rigge med følgende karakteristik;

- Riggen har "ø-drift"
- Den samlede, termiske indfyrede effekt til dieselgeneratorerne ekskl. nød-generator under 20 MW
- Riggen har egen bunker faciliteter og dieselopbevaring,
- Riggen er broforbunden til samme platform i en tilstrækkelig lang periode til at riggen ikke kan betegnes som værende midlertidig

¹³ The Oil Industry International Exploration and Production Forum: Methods for Estimating Atmospheric Emissions From E&P Operations, Report 2.59/197, September 1994

Og der forslås endvidere en procedure, hvor der i forbindelse med ankomst af rig til en platform (senest 4 måneder herefter) fremsendes en skriftlig anmeldelse til Miljøstyrelsen med angivelse af ankomstdato, navn på rig samt type (bore- eller beboelsesrig). Tilsvarende gives besked til Miljøstyrelsen, når riggen ikke længere er broforbunden.

Afrapportering

Emission fra riggens energianlæg medtages ved den årlige rapportering i henhold til BEK 1449 af 20/12/2012, bilag 2, stk. 7, fra første dag efter riggen betegnes som ikke værende midlertidig. Rapporteringen vil indeholde

- Rig navn/nr.
- Placering fra/til
- Diesel forbrug samt
- Beregnet NO_x emission.

Ved opgørelse af emissionsfaktoren betragtes riggen som et fælles fyringsanlæg, hvorfor emissionerne ikke opdeles på de enkelte dieselgeneratorer.

Emissionerne vil blive beregnet på basis af emissionsfaktoren fra OGP94 (tier 3) på 0,07 ton NO_x/ton diesel, ud fra det angivne dieselforbrug i perioden.