



**Miljø- og
Ligestillingsministeriet**
Miljøstyrelsen

Revurdering af miljøgodkendelse

For:

Total Energies EP Danmark A/S - DAN F



Virksomheder

Ref. JEPPJ

J.nr. 2019 - 1553

Dato: 17. december 2024

REVURDERING AF MILJØGODKENDELSE

For:

TotalEnergies EP Danmark A/S

Adresse: Britanniavej 10, 6700 Esbjerg

CVR-nummer: 22757318

P-nummer: 1016529571

Listepunkt nummer: 1.1.c Forbrænding af brændsel i anlæg med en sam-
let nominel indfyret termisk effekt på 50 MW eller
derover i fyringsanlæg på platforme på havet (off-
shore). (s).

J. nummer: 2019 - 1553

Revurderingen omfatter:

9 fyringsanlæg på offshoreplatformskomplekset, Dan F

Dato: 17. december 2024

Godkendt: Marie Bernhoff Bay



**Miljø- og
Ligestillingsministeriet**
Miljøstyrelsen

Annonceres den 17. december 2024

Klagefristen udløber den 14. januar 2025

Søgsmålsfristen udløber den 18. juni 2025

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

Indhold

Indholdsfortegnelse

1.	Indledning	1
2.	Afgørelse og vilkår	3
2.1	Vilkår for revurderingen	3
A	Generelle forhold	3
B	Indretning og drift	5
C	Luftforurening	5
D	Indberetning, rapportering og journaler	8
E	Ophør	9
3.	Vurdering og begrundelse	10
3.1	Begrundelse for afgørelsen	10
3.2	Revurderingens omfang	10
3.3	Begrundelse for og bemærkninger til de enkelte vilkår	11
A	Generelle forhold	11
B	Indretning og drift	13
C	Luftforurening	14
D	Indberetning, rapportering og journaler	20
E	Ophør	20
3.4	Udtalelser/høringssvar	20
4.	Forholdet til loven	23
4.1	Lovgrundlag	23
4.2	Tilsyn med virksomheden	25
4.3	Offentliggørelse og klagevejledning	25
4.4	Liste over modtagere af kopi af afgørelsen	26
Bilag A. Miljøteknisk beskrivelse – Nox Derogation Justification – Dan F + revideret Dan F NOx Derogation		
Bilag B. Teknisk økonomisk redegørelse om mulighederne for at begrænse emissionen af NOx fra fyringsanlæg – Dan F		
Bilag C. BAT-tjekliste		
Bilag D. Oversigt over revurdering af vilkår		

1. Indledning

TOTAL E&P Danmark A/S (herefter blot "Total") har i 2015 fået miljøgodkendelse til 15 fyringsanlæg på offshore platformen, Dan F, som er placeret ca. 210 km vest for Esbjerg. Denne revurdering omfatter 9 af de i alt 15 fyringsanlæg.

Anlæggene DFBA-3550, DFBA-3560, DFCI-1610, DFCI-1620, DFCI-1630 og DFEY-3551 har ikke været i drift i adskillige år og godkendelsen er derfor bortfaldet grundet kontinuitetsbrud. De 6 fyringsanlæg vil ikke indgå i denne revurdering og vil efter revurderings datoen ikke have en miljøgodkendelse. Hvis TOTAL ønsker at genoptage driften skal der ansøges om ny miljøgodkendelse.

Revurderingen omhandler altså 9 fyringsanlæg med en samlet indfyret termisk effekt på 357 MW, som er installeret på Dan FC, Dan FF og Dan FG.

Platformskomplekset Dan F består af 7 indbyrdes broforbundne platforme:

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

Da fyringsanlæggene, som er installeret på de indbyrdes broforbundne platforme Dan FC, FF og FG, tilsammen har en indfyret effekt større end 50 MW er anlægget omfattet af krav om miljøgodkendelse, jf. bekendtgørelse om visse luftforurenende emissioner fra fyringsanlæg på platforme på havet¹ (herefter bekendtgørelsen om offshore fyringsanlæg).

To fyringsanlæg DFFA-4301 og DFGA-4302 har en individuel indfyret effekt større end 50 MW, hhv. 62,9 og 91 MW, og anlæggene er derfor også omfattet af BAT-konklusionen for store fyringsanlæg.

EU-Kommissionen har den 17. august 2017 offentliggjort BAT (Best Available Techniques) konklusionen nr. C (2017) 5225 for Store Fyringsanlæg. Offshore fyringsanlæg skal derfor revurderes med henblik på at kunne overholde kravene inden 4 år fra offentliggørelsen. Det er på baggrund af disse BAT-konklusioner, at Miljøstyrelsen har udført denne revurdering af fyringsanlægget på Dan F platformen. Ud over de generelle BAT-krav, er offshore fyringsanlæg omfattet af de specifikke BAT-konklusioner 52, 53 og 54. BAT 54 indeholder en BAT-AEL for luftemissioner af NO_x for gasturbiner, der brænder gasformigt brændsel, og Miljøstyrelsen har derfor fastsat en ny emissionsgrænseværdi for de to pågældende anlæg.

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

Den oprindelige godkendelsen af den 6. juli 2015 og denne revurdering omfatter kun fyringsanlæggene og emissionerne herfra, idet platformens øvrige tekniske installationer er omfattet af anden lovgivning. Emissionerne til havet fra olie- og gasproduktionen er dækket af bestemmelser i havmiljøloven.

Fyringsanlæggene er alle gasturbiner, der driver generatorer til elproduktion til brug for bl.a. vandpumper og kompressorer. Fyringsanlæggene er både dual fuel og single fuel, hvoraf brændslet enten er naturgas og/eller diesel.

De 7 fyringsanlæg med en indfyret effekt på under 50 MW, DFFA-GT-1610, DFFA-GT-1620, DFFA-GT-1630, DFFA-GP-3520, DFFA-PT-3580, DFGA-GT-1640, DFGA-GT-3590 på Dan F platformene revurderes sammen med de to store fyringsanlæg DFFA-CT-4301 og DFGA-GT-4302 med en indfyret effekt større end 50 MW.

2. Afgørelse og vilkår

I godkendelsesbekendtgørelsen² er der krav om, at tilsynsmyndigheden skal tage godkendelser af en bilag 1 virksomhed op til revurdering, når EU-Kommissionen har offentliggjort BAT-konklusioner i Den Europæiske Unions Tidende (EU-Tidende), der vedrører virksomhedens hovedlistepunkt.

EU-Kommissionen har den 17. august 2017 offentliggjort BAT (Best Available Techniques) konklusioner for store fyringsanlæg. Virksomheder, der er omfattet af BAT-konklusionerne, skal overholde disse senest 4 år efter offentliggørelsen, dvs. senest den 17. august 2021.

TOTAL har følgende miljøgodkendelse, der er omfattet af revurderingen:

- Fyringsanlæg på offshoreplatform i Dan F feltet af 6.juli 2015.

Vilkår fra denne godkendelse er overført til denne afgørelse eller sløjfet, fordi de er utidssvarende. De overførte vilkår er enten overført uændret, eller ændret som led i revurderingen. Endvidere er der ved revurderingen tilføjet nye vilkår. Samlet oversigt over nye og ændrede vilkår fremgår af bilag D.

Afgørelsen meddeles i henhold til § 41, stk. 1, jf. § 41a, og § 72, stk. 3 i miljøbeskyttelsesloven³. Vilkårene træder i kraft straks ved meddelelse af afgørelsen med mindre andet fremgår i det enkelte vilkår eller afgørelsen påklages, jf. afsnit 4.4. Da der ikke er tale om godkendelse af nye aktiviteter eller udvidelser, er vilkårene i denne godkendelse ikke omfattet af retsbeskyttelse.

2.1 Vilkår for revurderingen

A Generelle forhold

- A1 Et eksemplar af godkendelsen skal til enhver tid være tilgængeligt på virksomheden. De ansvarlige for driften af fyringsanlæggene skal være bekendte med miljøgodkendelsens indhold og sikre, at den 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.

² Bekendtgørelse om godkendelse af listevirksomhed, BEK nr 1027 af 02/09/2024

³ Bekendtgørelse af lov om miljøbeskyttelse, LBK nr 48 af 12/01/2024.

- Fuldt ophør af listeaktiviteten

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

- A3 Tilsynsmyndigheden skal straks underrettes, såfremt vilkårene i denne godkendelse ikke overholdes.

Hvis overskridelser af vilkår eller andre driftsforstyrrelser eller uheld medfører umiddelbar fare for menneskers sundhed, eller i betydelig omfang truer med at påvirke miljøet negativt, skal driften af anlægget i relevant omfang indstilles.

Virksomheden skal straks træffe de fornødne foranstaltninger til sikring af, at vilkårene igen overholdes.

- Virksomheden skal indberette overskridelser af døgnmiddelværdien i vilkår C1 for NO_x inden for 48 timer eller ved førstkommande hverdag.
- Virksomheden skal indberette overtrædelse af vilkår B3 inden for 48 timer eller ved førstkommande hverdag. Indberetningen skal redegøre for årsag og antal timer.

Alle indberetninger skal ligeledes fremgå i den kvartalsvise indberetning af resultatet af egenkontrol, jf. vilkår o.

- A4 Virksomheden skal indføre og vedligeholde et miljøledelsessystem, som opfylder BAT 1 i BAT-konklusion nr. C (2017) 5225 for Store Fyringsanlæg.

- A5 Virksomheden skal orientere tilsynsmyndigheden, hvis virksomheden ophører med at have et certificeret miljøledelsessystem. Orienteringen skal meddeles tilsynsmyndigheden senest 1 måned efter udløbet af gældende miljøcertificering.

- A6 Overholdelse af energieffektiviteten skal dokumenteres igen, hvis der sker anlægsmodifikationer, som reducerer virkningsgraden af anlægget. Dette dokumenteres ved effektivitetstest ved højeste teknisk opnåelige last under drift af turbinen, bestemme nettoelvirkningsgraden.

Såfremt det ikke er muligt at drifte turbinen ved højest muligt last skal tilsynsmyndigheden informeres.

Resultatet af effektivitetstesten skal fremsendes til tilsynsmyndigheden senest tre måneder efter udført test.

B Indretning og drift

- B1 Fyringsanlæggene må være i drift alle ugens dage i tidsrummet ml. kl. 00-24.
- B2 Røggaskanalen for fyringsanlægget skal være indrettet på en sådan måde, at der kan udtages røggasprøver for kvalitetssikring af udstyr/systemer til kontinuert bestemmelse af emissionen i overensstemmelse med MEL 16.
- B3 Udstyr, styringssystemer og systemer til dataopsamling, som har betydning for bestemmelse af røggasemissionen, herunder kontrol og overvågning af emissionen fra et fyringsanlæg, må ikke tages ud af drift, mens der er produktion på det pågældende anlæg.

Ved overtrædelse af vilkåret skal tilsynsmyndigheden underrettes straks jf. vilkår A3 om udetidens omfang (antal timer).

Underretning skal ligeledes fremgå i den kvartalsvise indberetning af resultatet af egenkontrol, jf. vilkår o.

- B4 Virksomheden må udelukkende anvende naturgas og diesel som brændsel.
- B5 Virksomheden skal senest 3 måneder før en mobil rig planlægges at blive broforbundet med Dan F platformen oplyse dette til tilsynsmyndigheden, hvis fyringsanlæg på den mobile rig skal drive produktionsaktiviteter på en permanent platform via en fysisk forbindelse (f. eks. rørledning eller kabel).

C Luftforurening

Emissionsgrænser

- C1 Emissionen af NO_x fra gasturbineanlægget må ikke overskride de i tabellen anførte grænseværdier:

Fyringsanlæg	Max indfyret termiskeffekt MW	NO _x regnet som NO ₂ mg/Nm ³ (Døgngrænseværdi) ved drift på fuelgas	NO _x regnet som NO ₂ mg/Nm ³ (Døgngrænseværdi) ved drift på diesel
DFFA-GT-1610	16,7	245	350
DFFA-GT-1620	16,7	245	350
DFFA-GT-1630	17,0	245	350
DFFA-GP-3520	42,7	266	-

DFFA-PT-3580	46,5	350	-
DFFA-CT-4301	62,9	350	-
DFGA-GT-1640	17,0	245	350
DFGA-GT-3590	46,5	350	-
DFGA-GT-4302	91,0	508/350*	-

*) Lempet grænseværdi på 508 mg/Nm³ er gældende til og med den 30. juni 2026. Fra 1. juli 2026 er grænseværdien 350 mg/Nm³.

En emissionsgrænse udtrykker det maksimalt tilladelige indhold af stoffet i den luft, virksomheden udsender gennem et afkast omregnet til tør gas og 15 % O₂.

Det skal udarbejdes og vedligeholdes en oversigt over udførte og kommende kvalitetskontroller. Oversigten skal være tilgængelig for tilsynsmyndigheden.

- C2 Emissionsgrænseværdierne ved alle lastsituationer for fyringsanlægget anses for overholdt, når ingen af de validerede eller ikke-validerede (hvis kvalitetskontrollen ikke er bestået) gennemsnitsværdier i prøvetagningsperioden (døgnmiddelværdi) overskrider emissionsgrænseværdierne.

Validerede gennemsnitsværdier pr. døgn bestemmes fra de gyldigt målte timegennemsnitsværdier efter fratrækning af værdien af 95 % konfidensintervallet, jf. bekendtgørelsen om offshore fyringsanlæg, bilag 2, punkt 6.

For målere, der ikke har bestået QAL2 og AST i DS/EN 14181, må der ikke valideres, dvs. konfidensintervallet må ikke fratrækkes fra det øjeblik, det er virksomheden bekendt og frem til næste beståede QAL2.

- C3 Under OTNOC skal grænseværdierne i C1 ikke overholdes. OTNOC defineres som unormal drift, herunder opstart og nedlukning.

Såfremt timer under OTNOC overstiger 400 timer på et kalenderår skal TOTAL indsende en handlingsplan for, hvordan man vil reducere antallet driftstimer under OTNOC.

- C4 Gennemsnitsværdier for et døgn, hvor mere end tre timegennemsnitsværdier er ugyldige, fordi målesystemet ikke fungerer korrekt eller er under vedligeholdelse, anses for ugyldige.

Der må maksimalt kasseres 10 døgnmiddelværdier pr. år pr måler parameter pr fyringsanlæg.

Inden der er mere end ti døgnmiddelværdier over et kalenderår, som er ugyldige på grund af sådanne forhold, skal virksomheden træffe passende foranstaltninger til at gøre målesystemet mere pålideligt.

Der beregnes døgnmiddelværdi for alle døgn, hvor der er flere end 6 driftstimer.

- C5 Der skal mindst hvert 5. år gennemføres en test af DAHS-systemet. Test kan udføres i forbindelse med QAL2 og gennemføres ved næstkommende QAL2.

TOTAL skal senest seks måneder afgørelsens datoen fremsende en procedure til test af DAHS for PEMS.

- C6 Fra den 1. juli 2026 må den samlede årlige udledning af NO_x fra fyringsanlæggene på Dan F maksimalt udgøre 1120 tons pr år. I perioden frem til og med den 30. juni 2026 må den maksimale udledning af NO_x udgøre 1400 tons pr år.

Beregningen skal foretages på emissioner uden fratrækning af konfidensintervallet.

Egenkontrol

- C7 Emissionen af NO_x skal opgøres kontinuerligt på grundlag af målinger (PEMS), som udføres i henhold til bekendtgørelse om offshore fyringsanlæg krav om egenkontrol i bilag 2.

Kvalitetskontrol af udstyr og system til måling og beregning af NO_x emission m.v. i henhold til bekendtgørelsen om offshore fyringsanlæg, bilag 2, skal gennemføres mindst 1 gang pr. kalenderår på grundlag af DS/EN 14181 - MEL-16⁴. Anvendes diesel som brændstof i mere end 500 timer om året, skal kontrollen tillige udføres med diesel som brændstof, hvis dette er teknisk muligt.

Præstationsmålinger

- C8 Emissionen af CO kan opgøres ved kontinuerligt på grundlag af målinger (PEMS) eller skal alternativt bestemmes en gang årligt ved præstationsmåling.
- C9 Præstationsmålinger til dokumentation af CO emissioner skal foruden CO omfatte de relevante driftsparametre for iltindhold, temperatur, tryk og vanddampindhold.

Målingerne skal udføres under normal drift af anlægget og med den brændselstype eller brændselsblanding, der giver anledning til de største emissioner (såfremt at turbinen har drifter på diesel >500 timer skal kvalitetskontrollen udføres med diesel som brændstof).

⁴ Metodeblad MEL-16 om kvalitetssikring af AMS (Automatisk målende systemer), Miljøstyrelsen Referencelaboratorium for Måling af Emissioner til luften, seneste revideret i 2017

Der skal foretages 3 målinger af mindst 1 times varighed.

Målingerne skal udføres som akkrediteret teknisk prøvning, og målerapporterne skal udfærdiges som akkrediterede prøvningsrapporter. Målelaboratoriet skal være akkrediteret til bestemmelse af de aktuelle stoffer af Den Danske Akkreditering- og Metrologifond (DANAK) eller et tilsvarende akkrediteringsorgan, som er medunderskriver af EA's multilaterale aftale om gensidig anerkendelse.

Rapport om præstationskontrollen skal sendes til tilsynsmyndigheden senest 2 måneder efter, at målingen er gennemført. Rapporten skal indeholde oplysninger om driftsforholdene under målingen.

Analysemetode skal følge standard DS/EN 15058 - MEL 06⁵.

Generelle krav til kvalitet i emissionsmålinger, jf. MEL-22⁶, skal være overholdt.

D Indberetning, rapportering og journaler

Kvartalsrapport

- D1 Resultatet af emissionsmålingerne for NO_x, jf. vilkår C1, skal rapporteres til tilsynsmyndigheden en gang i kvartalet, senest en måned efter kvartalets udløb.

Emissionerne omregnet til gennemsnit for døgnet på baggrund af time-middelværdier skal fremgå af rapporteringen.

Overskridelser af døgngrænseværdier og kasserede døgnmiddelværdier skal fremhæves og antallet skal summeres for kvartalet og for året. jf. vilkår C1 og vilkår C4.

Kvartalsrapporten skal indeholde en oversigt over alle straksindberetninger i kvartalet og summeret for året jf. vilkår A3.

Kvartalsrapportering skal indeholde en kumuleret opgørelse over den samlede NO_x-udledning ved brug af alle typer brændsel over året.

I rapporteringen skal resultatet være bearbejdet og opstillet på en sådan måde, at tilsynsmyndigheden kan kontrollere, om emissionsgrænseværdierne jf. vilkår C1 overholdes og kan kontrollere beregningsmetoden jf. vilkår C6 er korrekt.

⁵ Metodeblad MEL – 06 om bestemmelse af koncentrationer af kulmonoxid (CO) i strømmende gas (NDIR metode), 2017

⁶ Metodeblad MEL – 22 om kvalitet i emissionsmålinger, 2016

Årsrapport

D2 Virksomheden skal senest inden udgangen af februar fremsende rapporteringen for det netop afsluttede kalenderår (som listet i bekendtgørelsens bilag 2 pkt. 7) herunder emissionen af NO_x fra gasturbinerne oplyse følgende for det forløbne kalenderår:

- Antal driftstimer
- Antal driftstimer kun på naturgas
- Antal driftstimer kun på diesel
- Antal driftstimer på både diesel og naturgas
- Forbrug af naturgas (Nm³)
- Forbrug af diesel (tons)
- Døgnmiddelværdier for gasfyret drift (kurvebillede)
- Årsgennemsnit for emissionskoncentrationen for dieseldrift
- Summen af timer samt emissionsmængden af NO_x under OT-NOC.
- Årlig udledte mængde af NO_x i ton jf. vilkår C6

Emissionen af CO jf. C8 og C9 skal indrapporteres sammen med den årlige rapportering.

Datoen for sidst gennemførte QAL2 (vilkår C7 og test af DAHS-systemet vilkår **Fejl! Henvisningskilde ikke fundet.**) skal fremgå af årsrapporteringen.

D3 Der skal føres journal over forebyggende vedligehold, reparationer og test, samt oplysninger om eventuelt forekommende driftsforstyrrelser.

Journaler skal opbevares på virksomheden i mindst 5 år.

Journalerne skal være tilgængelige for og på forlangende indberettes til tilsynsmyndigheden.

E Ophør

E1 Ved helt eller delvist ophør af driften skal tilsynsmyndigheden orienteres, og virksomhedens skal træffe de nødvendige foranstaltninger for at imødegå fremtidig forurening.

Virksomheden skal senest fire uger efter helt eller delvist driftsophør anmelde dette til tilsynsmyndigheden.

3. Vurdering og begrundelse

3.1 Begrundelse for afgørelsen

Miljøgodkendelsen er taget op til revurdering i overensstemmelse med reglerne i miljøbeskyttelseslovens § 41a, da EU-Kommissionen har offentliggjort en BAT-konklusion i EU-Tidende, der vedrører virksomhedens hovedlistepunkt.

Etablering af fyringsanlæg på platforme offshore kræver godkendelse i medfør af § 33, stk. 1, i miljøbeskyttelsesloven. Med vedtagelse af EU's direktiv vedrørende Industrielle Emissioner (IE-direktivet, IED) er miljøkrav i BAT-konklusioner bindende for bilag 1-virksomheder, som således skal have indarbejdet disse nye BAT-krav i deres miljøgodkendelse. Endvidere skal der i godkendelsen tages højde for krav i bekendtgørelse om offshore fyringsanlæg.

3.2 Revurderingens omfang

Revurderingen omfatter 9 fyringsanlæg på platformskomplekset Dan F, som består af i alt 7 broforbundne platforme.

De 9 anlæg er:

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.

3.3 Begrundelse for og bemærkninger til de enkelte vilkår

Det fremgår af bekendtgørelsen om fyringsanlæg på offshore platforme § 2, stk. 2, at broforbundne platforme anses som én platform. Denne revurdering omfatter 9 fyringsanlæg med en samlet indfyret termisk effekt på 357 MW.

A Generelle forhold

Vilkår A1

Afgørelsen skal være tilgængelig på virksomheden og driftspersonalet skal være orienteret om godkendelsens indhold og vilkår, således at det sikres at ansvarlige for driften er bekendte med virksomhedens miljøgodkendelse og sikrer, at denne overholdes til enhver tid.

Vilkår A2

Der fastsættes vilkår om, at tilsynsmyndigheden skal orienteres, hvis der sker ejerskifte af virksomheden eller udskiftning af driftsherren. Dette er blandt andet for at fastlægge, om ejerskiftet eller udskiftning af driftsherre involverer personer eller selskaber, der er registreret af Miljøstyrelsen, jf. miljøbeskyttelseslovens § 40a og b. Hvis dette er tilfældet, kan tilsynsmyndigheden tilbagekalde godkendelsen eller fastsætte særlige vilkår, jf. miljøbeskyttelseslovens § 41d.

Baggrunden for at stille vilkår om, at virksomheden skal orientere tilsynsmyndigheden ved indstilling af driften i mere end 6 måneder skyldes, at det kan have betydning for planlægning af tilsyn og opkrævning af gebyrer.

Vilkår A3

Vilkåret er fastsat med udgangspunkt i godkendelsesbekendtgørelsens § 22, stk. 1 nr. 6. Vilkåret er fastsat for bilag 1-virksomheder og skal sikre, at driftsherren straks indberetter til tilsynsmyndigheden, når vilkår ikke overholdes.

Miljøstyrelsen har præciseret at ved overskridelser af døgnmiddelværdier er ”straks” senest inden for 48 timer eller førstkommande hverdag jf. vilkår C1. Det skal straks indrapporteres, hvis det ikke er muligt, at udføre kontinuert måling på det pågældende anlæg jf. vilkår B3.

Vilkår A4

BAT 1 i BAT-konklusionerne for store fyringsanlæg omhandler indførelse og overholdelse af et miljøledelsessystem. Godkendelsesmyndigheden skal således ved afgørelse om miljøgodkendelse kunne konstatere, at virksomheden benytter miljøledelse til systematisk og bevidst at arbejde med at forbedre virksomhedens miljøindsats. TOTAL er jf. miljøansøgningen certificeret og auditeres efter ISO 14001:2015.

Det vurderes ikke at punkterne 14, 15 og 16 i BAT 1 er relevante for offshore fyringsanlæg, og disse punkter skal derfor ikke være omfattet af miljøledelsessystemet tilknyttet fyringsanlægget. For punkt 13 gælder, at der skal fokuseres på emissioner til havet og luften, da punkt a) og b) ikke finder anvendelse.

Vilkår A5

Såfremt virksomheden ophører med at have et certificeret miljøledelsessystem skal myndigheden orienteres om dette, så tilsynet med miljøledelsen kan justeres til et passende niveau.

Vilkår A6

Det er BAT (2) at fastlægge nettoelvirkningsgraden, nettobrændselsudnyttelse eller mekanisk nettoenergieffekt ved fuld belastning efter EN-standarder efter ibrugtagning og efter hver ændring, der kan påvirke enhedens nettoelvirkningsgrad, nettobrændselsudnyttelse eller mekanisk nettoenergieffekt. Miljøstyrelsen vurderer, at det er relevant at bestemme nettoelvirkningsgraden for pågældende anlæg, såfremt der sker anlægsmodifikationer, som reducerer virkningsgraden af anlægget.

Såfremt det ikke er muligt at drifte turbinen ved højest muligt last, kan der foretages en ekstrapolering fra nuværende drift og /eller indhente information hos producenten af turbinen. Dette skal i så fald aftales med tilsynsmyndigheden.

B Indretning og drift

Vilkår B1

Der er stillet vilkår om, at fyringsanlæggene kan drifte alle ugens dage. Bekendtgørelsen for fyringsanlæg definerer driftstimer, hvor fyringsanlæggene er helt eller delvis i drift og udleder emissioner i luften.

Miljøstyrelsen vurderer ikke, at der skal være en begrænsning af driftstimer, da fyringsanlæg på offshore platforme ikke er begrænset i driftstid jf. bekendtgørelsen om visse luftforurenende emissioner fra fyringsanlæg på platforme på havet.

Vilkår B2

Der er stillet 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 kontinuert måle og beregne emissionskoncentrationen af NO_x, jf. §6 i bekendtgørelsen om offshore fyringsanlæg.

Vilkår B3

Der er indsat et vilkår om, at udstyr og styringssystemer, som har en betydning for bestemmelse af 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.

Virksomheden har oplyst at de benytter sig af PEMS til bestemmelse af emissionen af NO_x. Beregning af NO_x koncentrationen sker på grundlag af flere driftsparametre, herunder fyringsanlægget last, mængden af brændsel og brændslets brændværdi.

Sammenhængen mellem driftsparametrene 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.

Underretning af tilsynsmyndigheden skal ske hvis der tages udstyr eller systemer ud af drift. Tilsynsmyndigheden skal underrettes om omfanget i den kvartalsvise rapportering af resultaterne af emissionskontrollen.

Dette inkludere også tab af internetforbindelse og andre situationer, hvorfor det ikke er muligt at indsamle korrekt resultat af emissioner.

Vilkår B4

Der er stillet vilkår om, at der ikke må benyttes andre brændsler end naturgas og diesel.

Beskrivelse af termisk effekt for de enkelte anlæg og deres brændselsforbrug fra broforbundne rigge ses i nedenstående tabeller. Der er taget udgangspunkt i 2023 data.

	Nom. Indfyret effekt	Etableringsår	Brændsels type	Driftstimer	Driftstimer naturgas	Driftstimer olie	Forbrug naturgas	Forbrug dieselolie
Turbine	MW			Total 2023	2023	2023	FG [Nm3]	DI [tons]
DFF-1610	17,0	1996	Dieselolie /naturgas	6.340	6.223	116	5.572.121	73
DFF-1620	17,0	1996	Dieselolie /naturgas	5.818	5.590	229	5.154.028	144
DFF-1630	17,0	2003	Dieselolie /naturgas	5.957	5.786	171	5.239.427	118
DFF-3520	42,7	1998	Naturgas	2.952	2.952	0	7.161.939	0
DFF-3580	46,5	2003	Naturgas	3.957	3.957	0	9.069.153	0
DFF-4301	62,9	1998	Naturgas	4.297	4.297	0	17.957.060	0
DFG-1640	17,0	2005	Dieselolie /naturgas	7.657	7.611	45	7.479.359	8
DFG-3590	46,0	2005	Naturgas	7.872	7.872	0	25.051.809	0
DFG-4302	91,0	2005	Naturgas	7.830	7.830	0	54.850.359	0

Fyringsanlæggene drifter primært på naturgas.

Diesel bruges kun under unormale driftsforhold, og dieselforbruget er derved lavt i forhold til naturgasforbruget.

Vilkår B5

Formålet med vilkåret er, at Miljøstyrelsen på grundlag af disse oplysninger kan vurdere om en evt. broforbundet borerig bliver teknisk og forureningsmæssigt forbundet til de aktiviteter, der udføres på Dan F-plattformen, hvilket kan have betydning for miljøgodkendelsen af fyringsanlægget på Dan F. TOTAL har oplyst, at de ser en borerig for værende en midlertidig og ikke permanent del af installationen.

Fra tid til anden bliver der etableret broforbindelse til øvrige mobile platforme. Disse rigge kan være udstyret med egne fyringsanlæg. Såfremt en rig er beliggende ved en platform i en periode, vil Miljøstyrelsen vurdere i den konkrete situationer om riggen anses for ikke at være en midlertidig foranstaltning og som følge heraf skal riggens energianlæg jf. bekendtgørelsen om offshore fyringsanlæg § 2, stk. 2 og emissionerne herfra, medtages i miljøgodkendelsen for de pågældende platforme.

Der er derfor stillet vilkår om, at virksomheden skal orientere tilsynsmyndigheden 3 måneder før en mobil rig planlægges at blive broforbundet med platformen.

C Luftforurening

Miljøstyrelsen har i denne miljøgodkendelse fastsat specifikke emissionsgrænseværdier for de enkelte gasturbiner. Emissionsgrænseværdien er den højeste koncentration af NOx, der må være i røggassen fra gasturbinen.

Emissionsgrænseværdierne er fastsat ud fra den tidligere viden Miljøstyrelsen har om de enkelte fyringsanlæg, og herunder en emissionsgrænseværdi, der er i den høje ende af BAT-AEL intervallet for de store fyringsanlæg, DFFA-CT-4301 og DFGA-GT-4302.

For de to andre fyringsanlæg med en indfyret effekt på knap 50 MW (DFFA-PT-3580 og DFGA-GT-3590) har Miljøstyrelsen i forbindelse med nærværende revurdering også valgt at skærpe NO_x grænseværdien.

Vilkår C1

Der skal i henhold til § 4 i bekendtgørelse om offshore fyringsanlæg fastsættes vilkår i miljøgodkendelsen for den maksimale emission af NO_x til luften.

Miljøstyrelsen har valgt at fastholde grænseværdien for DFFA-GT-1610, DFFA-GT-1620, DFFA-GT-1630, DFFA-GT-1640 og DFFA-GP-3520. Derudover er der fastsat en emissionsgrænseværdi på 350 mg/Nm² når anlæggene drifter på diesel, for de fire anlæg, der er dual-fuel.

BAT 54 indeholder et BAT-AEL interval for NO_x, < 50-350 mg/Nm³ ved en grundbelastning på eller over 70% over et døgn for gasturbiner med tørre lav-NO_x brændere, der anvender naturgas som brændsel.

Miljøstyrelsen har gennemgået emissionsdata for NO_x for fyringsanlæggene på Dan F i perioden 2022 og 2023 (max. døgnmiddelværdier ses nedenfor).

NO _x Max døgnmiddelværdier mg/Nm ³ , ref.	2022	2023	Grænseværdi i 2015 miljøgodkendelse
DFFA-CT-4301	324	342	382
DFGA-GT-4302	755	507	574
DFFA-PT-3580	235	152	508
DFGA-GT-3590	301	337	508

Heraf kan det konstateres, at emissionerne for DFFA-CT-4301 ligger i den høje ende af BAT-AEL intervallet (uden OTNOC), når turbinen driftes på eller over 70% last, men påvist ved et gennemsnitlig NO_x måling, at fyringsanlægget kan performe under eller på BAT-AEL grænsen, 350 mg/Nm³, som døgnmiddelværdi. En tidligere økonomisk redegørelse udført af Mærsk Oil i august 2017, har redegjort for mulighederne for at begrænse emissionen af NO_x fra fyringsanlæg på Dan F. Det vurderes at være relevant at se på avanceret styring af turbine, Dry Low NO_x brændere og optimering af forbrænding, som relevante teknologier på Dan F.

Disse teknikker er specielt relevante for det fyringsanlæg, hvor den øverste BAT-AEL grænseværdi vil være udfordret. Baseret på 2022 og 2023 data vurderes det kun at være tilfældet for DFGA-GT-4302.

TOTAL har gennemset den tekniske redegørelse lavet af Mærsk Oil i august 2017 og har ikke frembragt nye informationer og bekræfter denne tidligere BAT vurdering for Dan F komplekset.

TOTAL har fokuseret på de to fyringsanlæg, der har en indfyret effekt på > 50 MW. Det noteres, at begge fyringsanlæg under denne rapport ikke drifter under 70% kapacitet.

TOTAL har redegjort for at opgradere de eksisterende fyringsanlæg til Dry Low Emission teknologi, hvilket de mener er den eneste mulige løsning. Virksomheden vurderer, at installationen af Dry Low NOx (DLN) vil medføre en stor omkostning.

TOTAL har ansøgt om afvigelse fra BAT-krav for NOx emissioner for de to fyringsanlæg der er omfattet af store fyr LCP BAT konklusionerne.

I forbindelse med høring af udkast i juli 2023 og maj 2024 har TOTAL haft mulighed for at komme med yderligere supplerende oplysninger, der retfærdiggør en lempelse af grænseværdien på 350 mg/Nm³.

TOTAL har fremsendt en opdateret NOx Derogations Justification (se bilag A), som bemærkninger til høringen, hvor de vurderer, at den teknisk- økonomiske redegørelse fortsat er retvisende for anlæggene DFFA-CT-4301 og DFGA-GT-4302.

Miljøstyrelsen vurderer, at den økonomiske vurdering har behov for ændringer, da inflation ikke skal indgå, diskonteringsrenten skal være 3,5%, betalinger af NOx afgiften skal ikke indgå i driftsomkostningerne, samt den samfundsøkonomiske værdi af reducerede NOx-udledninger har været for lav.

Miljøstyrelsen vurderer på den baggrund, at der ikke er mulighed for en afvigelse fra grænseværdien og fastholder den højeste BAT-AEL emissionsgrænseværdi på 350 mg/Nm³ for begge anlæg.

Miljøstyrelsen har derfor fastsat en grænseværdi for NOx på 350 mg/Nm³ for DFFA-GT-4302, dog med en lang overgangsperiode på 2 år, således at det bliver teknisk muligt at implementere en ny teknologi på dette anlæg. I overgangsperioden bibeholdes en lempet grænseværdi på 508 mg/Nm³, som DFGA-GT-4302 ser ud til umiddelbart at kunne overholde.

Det bemærkes at BAT-AEL'er er bindende, og godkendelsesmyndigheden derfor er forpligtiget til, at fastsætte en emissionsgrænse for NOx i det anførte interval.

For de to andre fyringsanlæg med en indfyret effekt på knap 50 MW (DFFA-PT-3580 og DFGA-GT-3590) kan Miljøstyrelsen konstatere, at der under normal drift i 2022 og 2023 ikke har været problemer med at overholde en BAT-AEL grænseværdi på 350 mg/Nm³ (som døgnmiddelværdi). I forbindelse med nærværende revurdering af Dan F vurderes det derfor relevant at skærpe NOx grænseværdien for begge anlæg fra 508 mg/Nm³ til de 350 mg/Nm³.

BAT-AEL værdierne for CO er vejledende, men kan anvendes som grundlag for fastsættelse af en grænseværdi for årsmiddel. Miljøstyrelsen har valgt ikke at fastsætte en grænseværdi for CO for fyringsanlægget på Dan F, da anlægget placering 210 km vest Jylland gør, at der ikke er tungtvejende miljømæssige hensyn for at

sætte en sådan grænseværdi. CO-emissionerne skal dog måles og indrapporteres jf. C8 og C9.

For at sikre et effektivt tilsyn med udførelse af kvalitetskontrollen af PEMS, stilles vilkår om at der udarbejdes en oversigt over udførte og kommende kvalitetskontroller.

Vilkår C2

Det er i vilkåret specificeret, hvornår emissionsgrænseværdien for NO_x anses for overholdt. Reglen følger af bilag 2, punkt 6, i bekendtgørelsen om offshore fyringsanlæg.

Miljøstyrelsen stiller krav til, at konfidensintervallet ikke fratrækkes i perioden fra datoen for en ikke-bestået AST til der foreligger en QAL2. Kvalitetssikring af PEMS sikres ved at et certificeret firma udfører AST eller QAL2, hvoraf konfidensintervallet kan fratrækkes, hvis PEMS opfylder kvalitetskravene.

Vilkår C3

Miljøstyrelsen skal definere OTNOC for gasturbinerne med henblik på overholdelse af BAT-AEL og for begrænsning af disse perioder. OTNOC defineres i dette tilfælde som perioder med eksempelvis anti-icing.

Årsagen til de højere emissioner er, at belastningen på turbinen øges og da NO_x koncentrationen øges signifikant mere ved høje belastninger end ved lave, og derved stor betydning for NO_x koncentrationen.

Anti-icing systemet slås til under visse koldere vejrforhold. Anti-icing systemet virker ved at varm ventilationsluft fra turbine-enclosuren ledes tilbage til indsugningen. Dette gør, at forbrændingen sker ved en højere temperatur, hvilket resulterer i højere NO_x koncentrationer end ved normal drift.

OTNOC er i BREF-dokumentet defineret som hændelser af begrænset varighed som forårsager forhøjede emissioner.

Måling og indrapportering af NO_x-emissioner skal forsat ske under OTNOC. Emissionsniveauerne skal således måles og rapporteres for alle driftstilstande.

Virksomheden skal jf. BAT 1 punkt xi gennem planlægning af driften begrænse perioder under OTNOC. Miljøstyrelsen vil løbende føre tilsyn med, om virksomheden gør tilstrækkeligt for at reducere perioder under OTNOC.

Der er samtidig indsat et vilkår om, at hvis antallet af timer under OTNOC overstiger 400 timer på et kalenderår skal virksomheden reducere antallet og fremsende en handlingsplan for reduktion af OTNOC.

Vilkår C4

Miljøstyrelsen vurderer, at hvis mere end tre timegennemsnitsværdier er ugyldige vil det ikke være muligt at vurdere om emissionsgrænseværdien for det enkelte anlæg er overholdt. Det sker på grundlag af resultaterne af de kontinuerte målinger af NO_x i røggassen.

Det er derudover præciseret, at der skal beregnes døgnmiddelværdier for døgn, hvor gasturbinen har været i drift i 6 timer eller mere og, at der skal være mindst 6 timers valide målinger. Dette er i overensstemmelse med DAHS standarden.

Vilkår C5

Der er stillet vilkår om udførsel af test af datahåndteringen jf. notat fra Reference-laboratoriet: "Test af DAHS ved QAL2 og AST – signalveje og beregninger af AMS data".

Vilkår C6

Der er stillet vilkår om den maksimale årlige udledte mængde af NO_x. Niveauet er fastsat i overensstemmelse de beregnede niveauer, som der er vurderet på i tidligere ansøgning.

Miljøstyrelsen har baseret på et årligt niveau på driftstimer og brændselstype fastsat jf. §4 i bekendtgørelsen for offshore fyringsanlæg en årlig emission af NO_x for de enkelte fyringsanlæg og en summeret mængde for fyringsanlæggene. Jf. BAT 54 har Miljøstyrelsen fastsat en skærpet emissionsgrænseværdi for de store fyringsanlæg, DFFA-4301 og DFGA-4302 (> 50 MW indfyret effekt) samt for DFFA-PT-3580 og DFGA-GT-3590 og vurderet en mindre årlig udledt mængde NO_x (ton) end tidligere ansøgt i forbindelse med deres miljøgodkendelse givet den 6. juli 2015.

Tabel med NO_x emissioner og driftstimer i 2022 og 2023 - baseret på årsrapporter for DAN F. Derudover er beregnet resulterende emissioner af NO_x med udgangspunkt i 2023 data og nye emissionsgrænseværdier for NO_x (forholdsregning).

Turbine	Driftstimer	NO _x [kg]	Driftstimer	NO _x [kg]	NO _x regnet som NO ₂ mg/Nm ³	NO _x regnet som NO ₂ mg/Nm ³	NO _x [kg] pr år	NO _x [kg] pr år
	2022	2022	2023	2023	(Døgngrænseværdi 2015)	(Døgngrænseværdi 2024)	Baseret på grænseværdi frem til 1. juli 2026	Baseret på grænseværdi fra den 1. juli 2026
DFF-1610	7122	26.686	6.340	28.994	245	245	28.994	28.994
DFF-1620	4637	19.978	5818	29.034	245	245	29.034	29.034
DFF-1630	7156	25.921	5957	28.250	245	245	28.250	28.250
DFF-3520	4740	72.961	2952	49.048	266	266	49.048	49.048
DFF-3580	3854	53.894	3957	56.295	508	350	38.786	38.786
DFF-4301	2251	91.740	4297	170.719	382	350	156.418	156.418
DFG-1640	7357	45.326	7657	50.482	245	245	50.482	50.482
DFG-3590	6875	191.493	7872	274.963	508	350	189.443	189.443
DFG-4302	7910	893.987	7830	896.254	574	508	793.200	
					574	350		546.496
Sum		1.421.986	52.680	1.584.039			1.363.655	1.116.951

Med udgangspunkt i data fra 2023 og de nye skærpede grænseværdier (se ovenstående tabel) vurderer Miljøstyrelsen, at den årlige maksimale emissioner af NO_x

ikke må overskride 1.120 tons pr. år fra den 1. juli 2026. Indtil da er det vurderet, at mængden af NOx ikke må overskride 1400 tons pr. år.

Vilkåret om årlige maksimale emissioner af NOx er ligeledes sat under hensynet til §4 i bekendtgørelsen om offshore fyringsanlæg, hvorved reguleringen både omfatter emissionerne fra diesel- og gasfyring.

Beregningsmetoden af masseemissionen skal, som angivet i MEL-16, være baseret på data, der ikke er valideret. Alle udledningerne af NOx skal således medtages i beregningen af den årlige udledning og således også emissioner under OTNOC.

Egenkontrol

I bekendtgørelsen om offshore fyringsanlæg er der fastsat bindende regler om egenkontrol og indberetning af emissionsdata. Indberetningskravet omfatter den årlige udledning af NOx fra fyringsanlæggene på platformene.

Vilkår C7, vilkår C8 og vilkår C9

Jf. bekendtgørelse om offshore fyringsanlægs § 5 skal virksomheder gennemføre egenkontrol af fyringsanlæg efter reglerne i bilag 2 punkt 3. Miljøstyrelsen kan i godkendelsen fastlægge yderligere vilkår om den egenkontrol, der skal gennemføres.

For NOx er der krav om kontinuerlig måling (herunder PEMS) i bekendtgørelsen om offshore fyringsanlæg. 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 hovedmålere. 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 driftsmålerne eller beregningen kalibreres.

I egenkontrollvilkårene C7 til C9 er der fastsat krav til kontrol- og målemetode, kontrolperiode, måletid og antal enkeltmålinger for bestemmelse af NOx og CO emissioner. For begge parametre gælder, at brug af PEMS er tilladt jf. BAT-konklusion skema 4.

Jf. bekendtgørelsen om offshore fyringsanlæg bilag 2, punkt 4, skal kvalitetskontrollen kunne udføres på dual-fuel turbiner, der anvender gas som primær brændselskilde og kan anvende diesel i kortvarige perioder. Hvis turbinen har kørt på diesel >500 timer skal kvalitetskontrollen udføres med diesel som brændstof, såfremt det er teknisk muligt.

D Indberetning, rapportering og journaler

Vilkår D1

Kvartalsrapporten over fyringsanlæggets drift og luftemissioner skal indeholde alle de nødvendige oplysninger for, at tilsynsmyndigheden kan vurdere om alle vilkår, der omhandler drift og emissioner er overholdt.

Vilkår D2

Vilkåret stilles i overensstemmelse med bekendtgørelse om offshore fyringsanlæg, bilag 2, stk. 7. Årsrapporten over fyringsanlæggets drift og luftemissioner skal indeholde alle de nødvendige oplysninger for, at tilsynsmyndigheden kan vurdere om alle vilkår, der omhandler drift og emissioner er overholdt.

”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. Emissioner fra fyringsanlæg omfattet af §1, stk. 2, opgjort over et kalenderår, skal årligt d. 31. januar det efterfølgende år rapporteres til Miljøstyrelsen.

Vilkår D3

For at sikre en effektiv kontrol og dermed begrænse forureningen fra fyringsanlægge, 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 miljømyndigheden.

Journaler og rapporter skal opbevares på virksomheden i mindst 5 år.

E Ophør

Vilkår E1

Vilkåret er fastsat med hjemmel i godkendelsesbekendtgørelsens §22 nr. 12. Den fastsatte frist på 4 uger svarer til den frist, som er gældende for bilag 1 virksomheder, jf. godkendelsesbekendtgørelsens § 55. Anmeldelsen har til formål at sikre, at tilsynsmyndigheden kan føre tilsyn med, at der er truffet de fornødne foranstaltninger i forbindelse med virksomhedens ophør.

3.4 Udtalelser/høringssvar

3.4.1 Udtalelse fra virksomheden

De nye og ændrede vilkår har været varslet over for virksomheden i form af udkast til afgørelse og i henhold til miljøbeskyttelseslovens § 75.

Miljøstyrelsen har den 6. juli 2023 sendt udkastet i høring hos virksomheden. TOTAL har den 17. august 2023 fremsendt en række kommentarer til udkastet, som fremgår herunder med Miljøstyrelsens kommentering.

”Indledning: Vi har noteret, at vi skal søge om tilladelse til at genoptage driften af DFBA-3550, DFBA-3560, DFCI-1610, DFCI-1620, DFCI-1630 og DFY-3551”.

MST: Der er givet godkendelse til 9 anlæg i forbindelse med denne revurdering, hvoraf der i 2015 er givet tilladelse til 15 anlæg, Miljøstyrelsen har bemærket, at eftersom de ovenstående anlæg ikke har været i drift i 3 år er godkendelsen frafaldet og der skal søges om tilladelse til at genoptage driften.

Vilkår A6:

"Hvilke turbiner gælder dette for? Alle 9 – eller kun DFFA-CT-4301 og DFGA-GT-4302?"

MST: Miljøstyrelsen har ændret vilkåret til, at der skal udføres en effektivitetstest såfremt, der sker anlægsmodifikationer, der kan reducerer virkningsgraden. Det vil gælde for alle anlæg.

Vilkår C1:

"Vi foreslår en drøftelse af konsekvenserne ved eventuel overskridelse af grænseværdierne og henleder samtidigt opmærksomheden på den allerede indsendte vurdering i bilagsmaterialet."

MST: Grænseværdierne er fastsat på baggrund af BAT-AEL intervallet. Se endvidere begrundelse for vilkår C1.

Vilkår C6 (nu vilkår C5):

"Vi har undersøgt om denne AMS-metode er anvendelig på PEMS også. Det er ikke muligt at lave test af DASH-systemet, når vi anvender PEMS. DASH-systemtesten er alene egnet til AMS. (Baseret på information fra FORCE Technology (Lars K. Gram))"

MST: TOTAL har tidligere fremsendt en procedure til udførsel af test af DAHS-systemet for PEMS til Harald turbinerne.

Vilkår C6:

"Vi foreslår en drøftelse af konsekvenserne ved eventuel overskridelse."

MST: Ingen bemærkninger.

Miljøstyrelsen har den 22. maj 2024 sendt udkastet i høring hos virksomheden igen. TOTAL har den 30. august 2024 fremsendt en række kommentarer til udkastet, som fremgår herunder med Miljøstyrelsens kommentering.

Vilkår B5:

"TEPDK do not see Mobile Rigs as part of the permanent installation i.e. always considered temporary installation."

MST: Miljøstyrelsen har på baggrund af virksomhedens kommentar foretaget en mindre redaktionel ændring til vurderingsafsnittet for vilkår B5. Miljøstyrelsen vurderer hermed at have adresseret kommentaren.

Vilkår C1:

"TEPDK would like to request NOx derogation extension of the 508 mg/Nm³ (ref.) from 06/2026 to end of 2028 for DFGA-GT-4302".

Vilkår C6:

“Same extension request as in term C1.”

MST: Miljøstyrelsen har i den første høring foretaget den 6. juli 2023 taget stilling til både vilkår C1 og C6. Se begrundelsen for vilkår C1.

Miljøstyrelsen har derudover siden høringen foretaget ændringer af udelukkende redaktionel karakter og taget den reviderede ansøgning til efterretning, fremsendt den 18. september 2024. Miljøstyrelsen har derudover efter aftale med TotalEnergies fastsat emissionsgrænser for dieseldrift for de 4 anlæg, der er dual fuel.

3.4.2 Udtalelse fra borgere eller organisationer

Miljøstyrelsen har den 27. oktober 2020 foretaget en indlændende høring af Energistyrelsen vdr. revurderingen af miljøgodkendelse for visse fyringsanlæg på Dan-feltet.

Miljøstyrelsen er under arbejdet med revurderingerne blevet bekendt med, at der burde have været koordineret en fastholdelse af forudsætningerne i VVM'en for Dan-feltet med miljøgodkendelsen, der er udstedt til fyringsanlæggene.

Energistyrelsen er i den forbindelse blevet bedt om at oplyse Miljøstyrelsen, hvilken mængde NO_x fyringsanlæggene på Dan-feltet årligt er miljøvurderet på, til at vilkårssætte et årligt udledningsloft af NO_x.

Energistyrelsen har givet følgende bemærkninger den 16. december 2020.

”Energistyrelsen kan oplyse, at der i VVM'en for TOTALs aktiviteter i Nordsøen fremgår, at den samlede fremtidige NO_x emission for drift og forsyning, var estimeret til at være 8015 tons NO_x udledt årligt. Energistyrelsen kan samtidigt oplyse, at der i VVM'en ikke er vurderinger der er knyttet op på en emissionskoncentration for NO_x (NO_x mg/Nm³) for hver af de to turbine”.

Miljøstyrelsen vil bemærke, at denne NO_x emission er baseret på en miljøvurderingen (VVM) lavet i 2011, og der i 2015 blev vurderet en total emission af NO_x på 2385 tons, hvilket er baseret på den samlede årlige produktionsemissioner ved Dan-projektet (ekskl. boring, nye konstruktioner og afvikling).

Miljøstyrelsen vil bemærke, at den totale emission af NO_x på data fra fyringsanlæggene er baseret på data for 2022-2023, hvoraf der er fastsat en emissionsgrænseværdi samt en årlig udledning, der er lavere end den udledning, der fremgår i VVM'en for Dan-feltet af 2015.

4. Forholdet til loven

4.1 Lovgrundlag

Der er i afgørelsen anvendt populærnavne for love og bekendtgørelser mv. 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. 1027 af 02/09/2024
- Bekendtgørelse af lov om miljøbeskyttelse, LBK nr. 1093 af 11/10/2024

Loven og bekendtgørelserne implementerer de relevante regler på området i

- Europaparlamentets og Rådets direktiv om industrielle emissioner 2010/75/EU af 24/06/2010
- Kommissionens gennemførelsesafgørelse (EU) 2017/1442 af 31. juli 2017 om fastsættelse af BAT (bedst tilgængelige teknik) konklusioner i henhold til Europa-Parlamentets og Rådets direktiv 2010/75/EU for så vidt angår store fyringsanlæg.

Den samlede afgørelse omfatter kun de miljømæssige forhold, der reguleres af miljøbeskyttelsesloven. 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 luftforurening fra fyringsanlæggene, der reguleres efter miljøbeskyttelsesloven.

4.1.1 Revurdering

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

Revurdering påbegyndes senest i 10. år fra godkendelsesåret.

4.1.2 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.

4.1.3 BAT

Virksomheder, der forurener, skal ifølge miljøbeskyttelsesloven begrænse forureningen, så det svarer til de bedste tilgængelige teknikker. På engelsk "Best Available Techniques" eller BAT.

EU beslutter miljøkravene til de europæiske virksomheder ud fra, hvad der kan opnås med BAT. Miljøkravene bliver formuleret som BAT- konklusioner og indgår i de såkaldte BREF-dokumenter, som står for "BAT reference documents". BREF-dokumenterne bliver revideret hvert 8. år, så nye teknikker kan blive del af lovgivningen.

BREF dokumenternes miljøkrav omfatter virksomhedernes udledninger og brug af ressourcer. BREF-dokumenterne er – jf. direktivet for industrielle emissioner ("[direktivet for industrielle emissioner](#)") (IED), som trådte i kraft i Danmark den 7. januar 2013 – bindende for virksomhederne, som får indarbejdet kravene i deres miljøgodkendelse.

EU-Kommissionen har den 17. august 2017 offentliggjort BAT (Best Available Techniques) konklusionen nr. C (2017) 5225 for Store Fyringsanlæg. Offshore fyringsanlæg skal derfor revurderes med henblik på at kunne overholde kravene inden 4 år fra offentliggørelsen. Ud over de generelle BAT-krav, er offshore fyringsanlæg omfattet af de specifikke BAT-konklusioner 52, 53 og 54. BAT 54 indeholder en BAT-AEL for luftemissioner af NO_x for gasturbiner, der brænder gasformigt brændsel.

4.1.4 Bedste tilgængelige teknik

TOTAL har til støtte for den tekniske beskrivelse af fyringsanlægget på Dan F indsendt et BAT-skema (Bilag C), hvor de enkelte BAT-konklusioner vurderes. Vilkaarne i denne revurdering tager bl.a. udgangspunkt i BAT.

4.1.5 Miljøvurderingsloven

TOTAL har i 2015 udarbejdet en VVM-rapport. Denne omfatter de eksisterende og planlagte olie- og gasindvindingsaktiviteter på Dan- feltet, herunder fyringsanlæggets påvirkning af miljøet og udledning af NO_x og CO.

Der er i 2020 foretaget en VVM-screening af udledningen af NO_x fra fyringsanlægget på Dan F. Der er sat vilkår om den årlige udledning af NO_x i denne revurdering således, at der sikres drift indenfor rammerne af gældende miljøvurdering.

4.1.6 Habitatdirektivet

Forhold vedr. Natura 2000 områder og bilag IV arter iagttages ikke under revurderinger efter §41 i Miljøbeskyttelsesloven, da der ikke er tale om en afgørelse der kan medføre forøget forurening.

4.2 Tilsyn med virksomheden

Miljøstyrelsen er tilsynsmyndighed for virksomheden.

4.3 Offentliggørelse og klagevejledning

Miljøstyrelsens afgørelse offentliggøres udelukkende digitalt. Materialet kan tilgås på www.mst.dk.

Offentligheden har adgang til sagens øvrige oplysninger med de begrænsninger, der følger af lovgivningen.

Følgende kan klage over afgørelsen til Miljø- og Fødevareklagenævnet

- afgørelsens adressat
- enhver, der har en individuel, væsentlig interesse i sagens udfald
- kommunalbestyrelsen
- Styrelsen for Patientsikkerhed
- 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 Miljø- og Fødevareklagenævnet. Du klager via Klageportalen, som du finder et link til på forsiden af www.naevneneshus.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 Miljøstyrelsen. En klage er indgivet, når den er tilgængelig for Miljøstyrelsen i Klageportalen. Når du klager, skal du betale et gebyr på kr. 900 for private og kr. 1800 for virksomheder og organisationer. Du betaler gebyret med betalingskort i Klageportalen.

Du kan læse mere om gebyrordningen og klage på Miljø- og Fødevareklagenævnets hjemmeside (<https://naevneneshus.dk/start-din-klage/miljoe-og-foedevareklage-naevnet/>).

Miljø- og Fødevareklagenævnet 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. Miljøstyrelsen videresender herefter anmodningen til Miljø- og Fødevareklagenævnet, som træffer afgørelse om, hvorvidt din anmodning kan imødekommes.

Klagen skal være modtaget senest den 14. januar 2025.

Dette gælder mens en klage behandles

En klage over påbud om revurdering har opsættende virkning. Det betyder, at virksomheden ikke er forpligtet til at efterleve revurderingsafgørelsen, mens Miljø- og Fødevareklagenævnet behandler en eventuel klage. Indtil nævnets afgørelse foreligger, er virksomheden derfor forpligtet til at efterleve de hidtil gældende vilkår. Dette gælder, medmindre klagenævnet bestemmer noget andet.

Orientering om klage

Hvis Miljøstyrelsen får besked fra Klageportalen om, at der er indgivet en klage over afgørelsen, orienterer Miljøstyrelsen virksomheden herom. Miljøstyrelsen orienterer ligeledes virksomheden, hvis Miljøstyrelsen modtager en klage over afgørelsen fra en klager, som efter anmodning til Miljø- og Fødevareklagenævnet er blevet fritaget for at klage via Klageportalen. Herudover orienterer Miljøstyrelsen ikke virksomheden.

Søgsmål

Hvis man ønsker at anlægge et søgsmål om afgørelsen ved domstolene, skal det ske senest 6 måneder efter, at Miljøstyrelsen har meddelt 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. Miljøteknisk beskrivelse – Nox Derogation Justification – Dan F + revideret Dan F NOx Derogation

Bilag B. Teknisk økonomisk redegørelse om mulighederne for at begrænse emissionen af NOx fra fyringsanlæg – Dan F

Bilag C. BAT-tjekliste

Bilag D. Oversigt over revurdering af vilkår

Bilag A:

Miljøteknisk beskrivelse – Nox Derogation Justification – Dan F + revideret Dan F NOx Derogation

Introduction

This technical note is intended to address the further request for information outlined by the Danish Environmental Protection Agency (DEPA) in a letter titled: 'LCP_BREF_Total' (Ref: EMIBM/CHSCH) which was received on June 28th 2019. The content within this technical note is also shaped in accordance with a clarification meeting held between DEPA and TOTAL, at DEPA's office (Slagelse) on August 29th 2019.

Furthermore, it is advisable that the information contained within this technical note is treated as an addendum to the original technical note titled: 'Technical Note on BAT Conclusions from LCP' (Appendix A) submitted on June 27th 2019, and should therefore be reviewed in conjunction with this parent document.

BAT Schedule (Updated Environmental Technical Description)

DEPA has requested that the technical environmental assessment is updated. TEPDK have reviewed the conclusions from the Technical Economic Evaluation, August 2017 (Teknisk økonomisk redegørelse om mulighederne for at begrænse emissionen af NOx fra fyringsanlæg på Dan F Platforme, August 2017)

The review did not bring any new information and it is hereby confirmed that the BAT assessment made in the Technical Economic Evaluation is still valid. The further evaluation in this document will therefore be based on upgrading the existing gas turbines to DLE technology, which is the only technical viable option.

Scope of Derogation Request

The scope of the derogation request includes and is limited to the DFFA-CT-4301 and the DFGA-CT-4302 turbine units.

In recent history (as far back as 2016) the DFGA-CT-4302 turbine and its associated compression system was operated as the primary compression system within the Dan F offshore complex, as it has inherently has a larger processing capacity (240 MMScfd).

The DFFA-CT-4301 turbine and its associated compression system has a relatively lower processing capacity (~170 MMScfd) and was therefore inactive for majority of the year – and only brought into service/operation to support specific operational challenges (e.g. maintenance of the DFGA-CT-4302 system, periods of flush production from Dan and Halfdan fields – requiring both Dan F compression systems to be online).

Due to the significant difference in capacity between both compression systems, there will most certainly be volumes of production losses realised whenever the DFGA-CT-4302 system is operationally unavailable.

Prior to shut-in of the Tyra facilities (for redevelopment work) the Tyra East and West complexes were utilised as the gas export hub – handling/commingling surplus gas from the DUC North Sea complexes and treating it accordingly (to ensure sales gas specifications) prior to export to shore.

Post shut-in of the Tyra facilities (September 2019) the associated subsea export infrastructure has been reconfigured to enable the Dan F complex to operate as the interim gas export hub (during the Tyra redevelopment phase). It is in this interim period that the Dan F complex will receive surplus gas from the DUC North Sea complexes and ensure a specified gas quality prior to export to the Northern Offshore Gas Transport (NOGAT) system.

It is therefore on the basis of securing operational uptime, that a derogation request for both Dan F compression system turbine units (i.e. DFFA-CT-4301 and DFGA-CT-4302) is sought. Based upon Economical analysis this derogation is sought until Dan production end-of-life due to the disproportionately higher costs compared to the environmental benefits.

Historical NOX Emissions Data

Operating performance data between January 2016 and November 2018 was sampled in an effort to determine theoretical NOx emissions for the DFFA-CT-4301 and DFGA-CT-4302 turbine units.

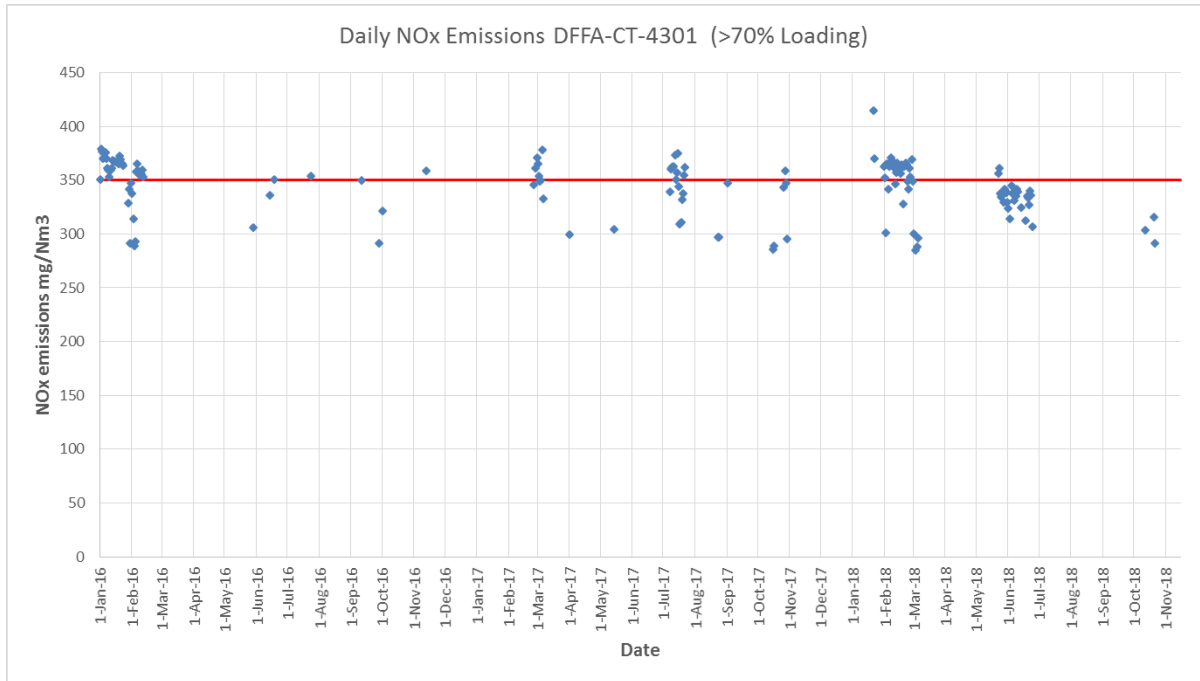
The following sub-sections outline performance history covering the following requested information for each system:

- 10 highest daily average NOx emission values (per year)
- Yearly average NOx emission values (2016-2018 inclusive)
- Number of days (per year) where NOx emission is expected to be above 350 mg/Nm³

It should be noted that the following data excludes any instances where each turbine unit is operating below 70% capacity. This was agreed with DEPA during the clarification meeting held on August 29th 2019, with the ultimate aim being to negate a mathematical reduction in the calculated average NOx emission values during periods where the turbine unit is ramping up, or ramping down, or not operating at all.

DFFA-CT-4301 System

The graph below presents the 2016-2018 NOx emissions for instances when the turbine unit is operating at or above 70% capacity (otherwise referred to as 'loading').



The associated 10 highest daily average NOx emission values for each year are provided in the following table.

Top 10 Highest Daily NOx Emission Values		
2016	2017	2018
379.1	378.0	414.9
376.1	374.7	371.0
375.9	372.9	370.3
372.5	370.8	369.2
371.2	365.0	368.1
370.4	362.5	366.0
370.2	361.8	365.6
369.3	361.8	365.3
368.3	361.7	365.1
367.4	360.8	364.6

The associated yearly average NOx emission values are provided in the following table.

Year	Average NOx Emission Value
2016	351
2017	341
2018	342

It is evident that on a yearly basis, the DFFA-CT-4301 turbine is performing at or under the BAT-AEL limit (350 mg/Nm³). Furthermore, if the daily average calculation considered values when the unit is ramping up, ramping down and when not in operation, the average yearly NOx emission value would certainly be appreciably lower than the BAT-AEL limit.

The average yearly uptime for the DFFA-CT-4301 system, along with an average uptime for the 2016-2018 period, inclusive, is provided in the following table.

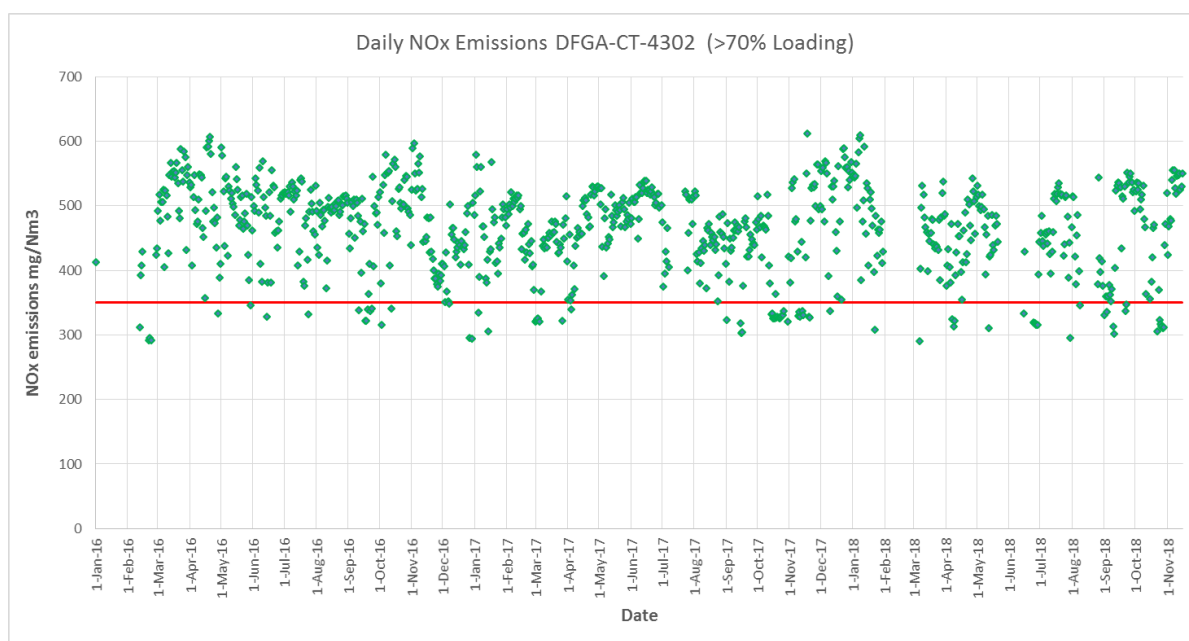
Year	Unit Uptime (%)	No. of Days >350 mg/Nm ³
2016	28	34
2017	30	16
2018	33	26
2016-18	30	25

Latest production forecasts indicate that there are no foreseeable periods when the DFFA-CT-4301 system is expected to be operational for long periods (resulting in a yearly uptime greater than that indicated in the table above).

Therefore, on a conservative basis, the number of days that the DFFA-CT-4301 turbine is expected to be in breach of the BAT-AEL limit (> 350 mg/Nm³) is anticipated to be 50 days (+50% of average no. of days > 350 mg/Nm³).

DFFA-CT-4302 System

The graph below presents the 2016-2018 NOx emissions for instances when the turbine unit is operating at or above 70% capacity (otherwise referred to as 'loading').



The associated 10 highest daily average NO_x emission values for each year are provided in the following table.

Top 10 Highest Daily NO_x Emission Values		
2016	2017	2018
607.1	612.7	609.0
600.9	589.6	604.8
596.7	588.2	591.8
592.2	579.1	582.8
590.5	575.4	564.9
590.4	569.2	555.0
589.5	568.5	554.9
587.6	568.5	551.9
583.8	566.2	550.1
580.9	564.0	550.1

The associated yearly average NO_x emission values are provided in the following table.

Year	Average NO_x Emission Value
2016	478
2017	459
2018	455

It is evident that on a yearly basis, the DFGA-CT-4302 turbine is performing above the BAT-AEL limit (350 mg/Nm³).

The average yearly uptime for the DFGA-CT-4302 system, along with an average uptime for the 2016-2018 period, inclusive, is provided in the following table.

Year	Unit Uptime (%)	No. of Days >350 mg/Nm³
2016	87	295
2017	94	308
2018	73	206
2016-18	85	270

Latest production forecasts indicate that there are no foreseeable periods when the DFGA-CT-4302 system is expected to be out of service (e.g. for considerable maintenance or modification) periods – which would otherwise result in a yearly uptime lower than that indicated in the table above.

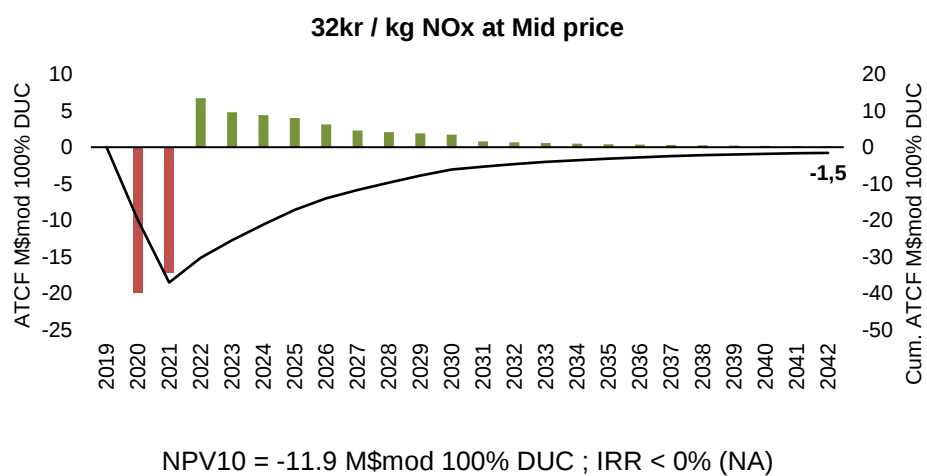
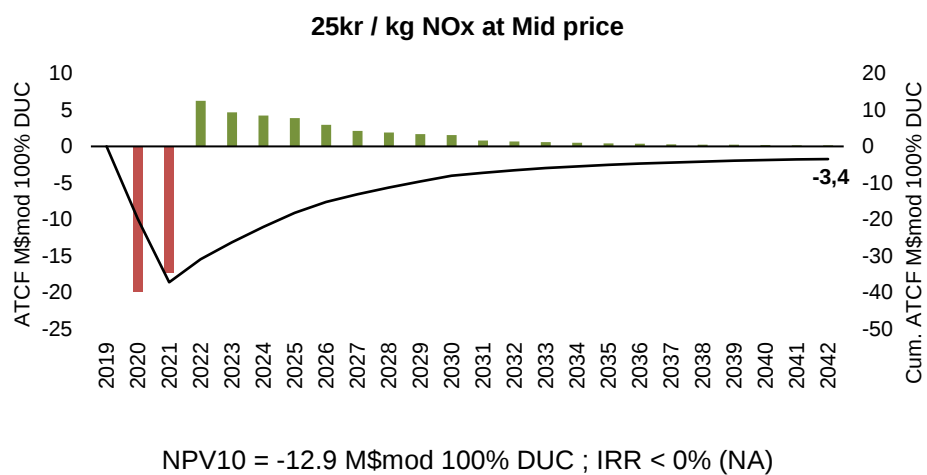
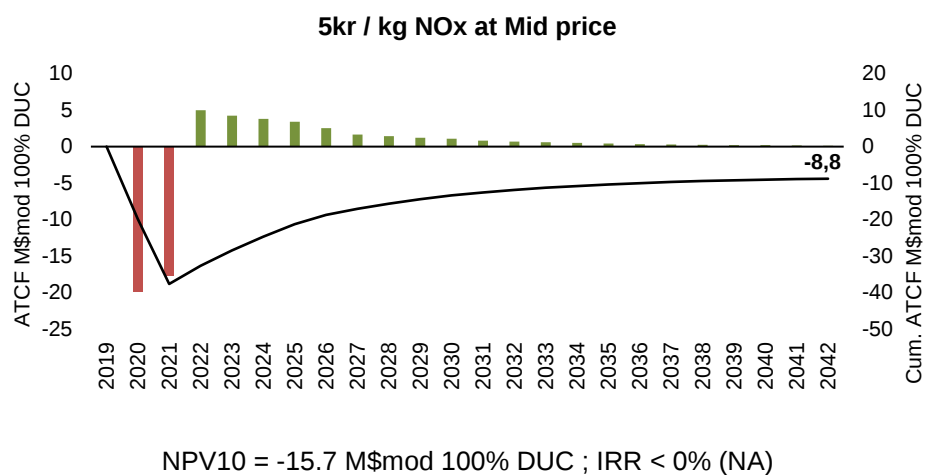
Therefore, on a conservative basis, the number of days that the DFGA-CT-4302 turbine is expected to be in breach of the BAT-AEL limit ($> 350 \text{ mg/Nm}^3$) is anticipated to be approx. 340 days (+10% of calculated average uptime).

Economic Evaluation

Assumptions

Model	▪ DUC Open Book Model (FID model)
Macro parameters	▪ Hydrocarbon prices based on WoodMac Key Valuation Assumptions (Q2 2019) for Brent and Dutch Natural Gas ▪ Inflation assumed at 2% p.a. applied from year n+1 ▪ DKK per USD assumed at 6.25
Economic parameters	▪ Discount rate used is 10% on nominal cash flows ▪ Discount date assumed at 1 January 2019 ▪ Change-out of compressors (CAPEX) and incurring lower NOx taxes (lower OPEX) run incrementally to continuing with current compressors (no CAPEX) and incurring NOx taxes at higher emissions (higher OPEX).
Fiscal parameters	▪ Economics run on “flow-through” model (assumption always positive taxable income) ▪ No fiscal incentives assumed
Technical parameters	▪ Costs for compressor change-outs totals 18.65 MEUR, or 138.8 MDKK (at 7.44 DKK per EUR) for each compressor. ▪ DFGA-4301 assumed change-out in December 2020, and DFFA-4302 assumed change-out in June 2021. ▪ DFGA-4302 assumed to be decommissioned at end of 2022, and DFFA-4301 to continue operation until end of field life. ▪ Change-out of DFGA-4301 not assumed to incur shut-down production losses; however, change-out of DFFA-4302 in June 2021 assumed to incur minor production loss. ▪ Change-out of compressors to reduce NOx emissions from base case to DLE. ▪ Price per kg of NOx emissions tested at 5 kr., 25 kr., and 32 kr.

Outputs



Comments

The red bars represent the capital expenditure associated with implementing the upgrades. The large expenditure results in a saving in the NOx emissions costs as can be seen on the green bar. The cumulative cashflow, black line, is shown a negative value due to project capital costs. Project economics indicators are displayed below the charts.

Net present value of the project (NPV), which is a measure that brings the cashflows in the future back to today's value. NPV10 illustrates that each cashflow is discounted by 10%, compounded each year. These 10% incorporate the time value of money, meaning the return that capital providers require to be realized on their money, for the risk they are taking. This figure needs to be above zero to generate profit, otherwise the money should be spent elsewhere. Internal Rate of Return (IRR) is profitability indicator not applicable for this type of projects.

The project under current condition does not pay off the cost of investments.

Comparison of NOx Emissions

DFFA-CT-4301 System – Delta NOx (Actual vs. BAT Implementation)

The annual NOx yield (based on historic 2016-2018 data) for the DFFA-CT-4301 system, is provided in the following table – note that the calculation considers actual emission level vs. the emission level resulting from BAT implementation, and the resulting delta NOx amount (metric tons).

Annual NOx Yield (tons, >70% Loading)			
Year	Base Case (Do Nothing)	Implement BAT (DLE Mods)	Delta NOx
2016	94.7	31.7	63.0
2017	85.0	44.0	41.0
2018	109.4	28.5	80.9

DFFA-CT-4302 System – Delta NOx (Actual vs. BAT Implementation)

The annual NOx yield (based on historic 2016-2018 data) for the DFFA-CT-4302 system, is provided in the following table – note that the calculation considers actual emission level vs. the emission level resulting from BAT implementation, and the resulting delta NOx amount (metric tons).

Annual NOx Yield (tons, >70% Loading)			
Year	Base Case (Do Nothing)	Implement BAT (DLE Mods)	Delta NOx
2016	813.8	50.5	763.2
2017	833.7	51.5	782.2
2018	558.8	34.5	524.3

Appendices

Appendix A:- “Technical Note on BAT Conclusions from LCP”

27/06/2019

Technical Note: EU BAT reference document on Large Combustion Plants

Initially, all turbines under the following permits were considered, as presented in the reports from August 2017, “TEKNISK ØKONOMISK REDEGØRELSE OM MULIGHEDER FOR AT BEGRÆNSE EMISSIONEN AF NOx FRA FYRINGSANLÆG”, for each of the fields.

- Fyringsanlæg på offshoreplatforme i DAN F feltet, 6. juli 2015
- Fyringsanlæg på offshoreplatforme i GORM feltet, 6. juli 2015
- Fyringsanlæg på offshoreplatforme i HALFDAN B komplekset, 6. juli 2015
- Fyringsanlæg på offshoreplatforme i HALFDAN D feltet, 6. juli 2015
- Fyringsanlæg på offshoreplatforme i HARALD feltet, 6. juli 2015
- Fyringsanlæg på offshoreplatforme i TYRA W komplekset, 6. juli 2015
- Fyringsanlæg på offshoreplatforme i TYRA E feltet, 6. juli 2015
- Fyringsanlæg på offshoreplatform- Tyra East i Tyra-feltet, TBD 2018

As presented in the following sections, further analyses were performed on turbines with the potential to exceed 350 mg NOx/Nm³ for the different fields.

Dan Field

In reference to approval *Fyringsanlæg på offshoreplatforme i Dan F feltet, 6.juli 2015*, the following turbines were further evaluated as part of the compliance with EU BAT reference document on Large Combustion Plants:

- DFFA-CT-4301
- DFGA-GT-4302
- DFFB-PT-3580
- DFGA-GT-3590

The evaluations considered under scope were based on the available PEMS data and a forecast beyond 2021, to include potential modifications to the installations (With the start-up of the new Tyra Field). The evaluation considered turbines with a potential for exceeding 350 mg NOx/Nm³.

The rest of the turbines on Dan were not further analyzed as their nominal thermal power is < 50 MWt, and their emission levels are below 350 mg NOx/Nm³.

Based on the following two EU Directives:

- EU Directive on Industrial Emissions (integrated pollution prevention and control) 2010/75/EU

- EU Directive on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from medium combustion plants 2015/2193

Specifically, point 1.1 in Annex I of 2010/75/EU and Article 2(1) of 2015/2193, turbines DFFB-PT-3580 and DFGA-GT-3590, both with a nominal thermal power < 50 MWt, are deemed out of scope. Regarding turbine DFFA-CT-4301, an evaluation is ongoing on the potential options for the compliance with BAT reference document. In addition, a parallel evaluation of its future operation is also being undertaken, as this turbine is relatively seldom running. As part of the evaluation, a potential decommission after 2021 is also being considered.

The technology options which were considered for the evaluation of turbines DFFA-CT-4301 and DFGA-GT-4302 were:

- Optimized operation based on production forecast.
- Advanced control system to monitor fuel/air ratio and discharged NOx to optimize the performance.
- Replacement of the burners with DLE (low NOx) burners.
- Replacement of the whole turbine with new low-NOx type.

From the above mentioned options, none seem to be viable at this point and with the current conditions. The first two options are technically not feasible.

For the last two replacement options, the costs are unreasonable. From these two, the replacement of the burners with DLE (low NOx) burners was initially investigated, being the least costly of these options, and the following was concluded:

Replacing the burners with low NOx ones, requires the following modifications:

- Package modification (Bleed valves air piping, ignition system, engine piping and brackets, electrical arrangement)
- Fuel system (Staging valves, fuel manifold and support tubes, fuel gas piping, fuel gas valve – metering system, fuel gas stop valve)
- Auxiliaries (Ventilation system modification, exhaust duct modification, enclosure modification, synthetic lube oil system modification, crane upgrade)
- Electrical & Control (Option 1 – Dedicated fuel governor panel or Option 2 – Complete UCP supply – Auxiliaries control & Anti-surge)

These modifications were quoted by the vendor at a cost of 10.000.000 €. This cost does not include the offshore man-hours for the installation and commissioning, which are estimated to be of the magnitude of 10.000.000 €. From these costs, two scenarios were used to estimate the payback time, based on NOx tax costs (in savings), one at 5 DKK/kg and one at 25 DKK/kg. These resulted on a payback time of 493 and 99 years respectively for turbine DFFA-CT-4301 and 43 and 9 years respectively for turbine DFGA-CT-4302. More details on the economic justification can be forwarded if required.

Based on the above assessment and EU Directive 2010/75/EU, Art. 15(4), given that the achievement of emission levels associated with the best available techniques as described in the BAT conclusions would lead to disproportionately higher costs compared to the environmental benefits, both because of the geographical location and the technical characteristics of the turbine, we hereby ask for a derogation of these turbines for the compliance on the BAT conclusions.

Halfdan D Field

In reference to approval *Fyringsanlæg på offshoreplatforme i Halfdan D feltet*, 6.juli 2015, the following turbine was evaluated as part of the compliance with EU BAT reference document on Large Combustion Plants:

- HDAF-CT-4301

The evaluation was based on the available PEMS data and a forecast beyond 2021, and considered turbines with a potential for exceeding >350 mg NO_x/Nm³. The rest of the turbines on Halfdan D were not further analyzed as their nominal thermal power is < 50 MWt, and their emission levels are below 350 mg NO_x/Nm³.

Based on the following two EU Directives:

EU Directive on Industrial Emissions (integrated pollution prevention and control) 2010/75/EU

EU Directive on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from medium combustion plants 2015/2193

Specifically, point 1.1 in Annex I of 2010/75/EU and Article 2(1) of 2015/2193, turbine HDAF-CT-4301 with a nominal thermal power < 50 MWt, is deemed out of scope.

Moreover, under the current operational mode of turbine HDAF-CT-4301, emissions are not expected to exceed the limit of >350 mg NO_x/Nm³.

Gorm Field

In reference to *Fyringsanlæg på offshoreplatforme i Gorm feltet, 6.juli 2015*, the following turbine was evaluated as part of the compliance with BAT reference document on Large Combustion Plants:

- GOFD-4201

The evaluation was based on the available PEMS data, and considered turbines with a potential for exceeding >350 mg NO_x/Nm³. The rest of the turbines on Gorm were not further analyzed as their nominal thermal power is < 50 MWt, and their emission levels are below 350 mg NO_x/Nm³.

Based on the following two EU Directives:

- EU Directive on Industrial Emissions (integrated pollution prevention and control) 2010/75/EU

- EU Directive on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from medium combustion plants 2015/2193

Specifically, point 1.1 in Annex I of 2010/75/EU and Article 2(1) of 2015/2193, turbine GOFD-4201, with a nominal thermal power < 50 MWt, is deemed out of scope.

Harald Field

In reference to *Fyringsanlæg på offshoreplatforme i Harald feltet, 6.juli 2015*, turbines on Harald are deemed out of scope regarding the EU BAT reference document on Large Combustion Plants due to the following.

Based on EU Directives:

- EU Directive on Industrial Emissions (integrated pollution prevention and control) 2010/75/EU

- EU Directive on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from medium combustion plants 2015/2193

Specifically, point 1.1 in Annex I of 2010/75/EU and Article 2(1) of 2015/2193, all three turbines on Harald, all with a nominal thermal power < 50 MWt, are deemed out of scope.

Moreover, under the current operational mode of the turbines, emissions are not expected to exceed the limit of >350 mg NO_x/Nm³.

Halfdan B Complex

In reference to *Fyringsanlæg på offshoreplatforme i Halfdan B komplekset, 6.juli 2015*, turbines on Halfdan B are out of scope regarding the EU BAT reference document on Large Combustion Plants, as these comply with the NO_x emission limits (<350 mg/Nm³), having DLE technology.

Tyra East and Tyra West Fields

In reference to *Fyringsanlæg på offshoreplatform- Tyra East i Tyra-feltet, TBD 2018*, Tyra East and Tyra West are out of the scope of the EU BAT reference document on Large Combustion Plants, as these will be decommissioned, and a new platform will be installed, which will comply with the NO_x emission limits (<350 mg/Nm³).

Introduction:

This technical note is intended to address the further request for updating the previous memo “Bilag A – Miljøteknisk beskrivelse – NOx Derogation Justification”. The content within this technical note is also shaped in accordance with an email send out by DEPA on 24th of January 2024. This is a revised version replacing the previous MEMO send out 30th August 2024. This revision is due to an error in the calculations of the NOx emissions, which have now been corrected.

Furthermore, it is advisable that the information contained within this technical note is treated as an addendum to the original technical note titled: ‘Technical Note on BAT Conclusions from LCP’ (Appendix A) submitted on June 27th 2019, as well as the previous memo “Bilag A – Miljøteknisk beskrivelse – NOx Derogation Justification”, and should therefore be reviewed in conjunction with these parent documents.

BAT Schedule (Updated Environmental Technical Description):

DEPA has requested that the technical environmental assessment is updated. TEPDK have reviewed the conclusions from the Technical Economic Evaluation, August 2017 (Teknisk økonomisk redegørelse om mulighederne for at begrænse emissionen af NOx fra fyringsanlæg på Dan F Platforme, August 2017), as well as “Bilag A – Miljøteknisk beskrivelse – NOx Derogation Justification” - The review did not bring any new information and it is hereby confirmed that the BAT assessment made in the Technical Economic Evaluation is still valid. The further evaluation in this document will therefore be based on upgrading the existing gas turbines to DLE technology, which is the only technical viable option. Declining production forecast indicates an opportunity to run DFFA-CT-4301 from end of 2028, which will be compliant with BAT-AEL for NOx and in-line with company strategy to reduce CO2-emissions. As of 28-08-2024 this scenario needs further validation.

Scope of Derogation Request

The scope of the derogation request includes and is limited to the DFGA-CT-4302 turbine unit. DFFA-CT-4301 will be included in this updated MEMO due to the request from DEPA to provide an update on both CT. In recent history (as far back as 2016) the DFGA-CT-4302 turbine and its associated compression system was operated as the primary compression system within the Dan F offshore complex, as it inherently has a larger processing capacity (240 MMScfd). The DFFA-CT-4301 turbine and its associated compression system has a relatively lower processing capacity (~170 MMScfd) and was therefore inactive for majority of the year – and only brought into service/operation to support specific operational challenges (e.g. maintenance of the DFGA-CT-4302 system, periods of flush production from Dan and Halfdan fields –requiring both Dan F compression systems to be online). Due to the significant difference in capacity between both compression systems, there will most certainly be volumes of production losses realised whenever the DFGA-CT-4302 system is operationally unavailable. Production profile as of 28-08-2028 indicates that from end of 2028 and onwards, DFFA-CT-4301 could potentially be able to run as primary below BAT-AEL ELV of 350 mg/Nm³. There is a further need for validation and study on this scenario. Alternatively, DFGA-CT-4302 can be engine-swapped or retrofitted with DLE in 2028, resulting in compliance with BAT-AEL ELV by end of 2028. Engine swap is planned to happen in 2025 and 2028 due to running hours of the turbine. Due to already being planned and the short deadline before the engine-swap, it is not possible to include DLE in the 2025 swap. TotalEnergies EP Denmark A/S is requesting extension of the NOx derogation until end of 2028.

Historical NOx Emissions Data

Operating performance data between January 2021 and December 2023 was sampled to determine theoretical NO_x emissions for the DFFA-CT-4301 and DFGA-CT-4302 turbine units.

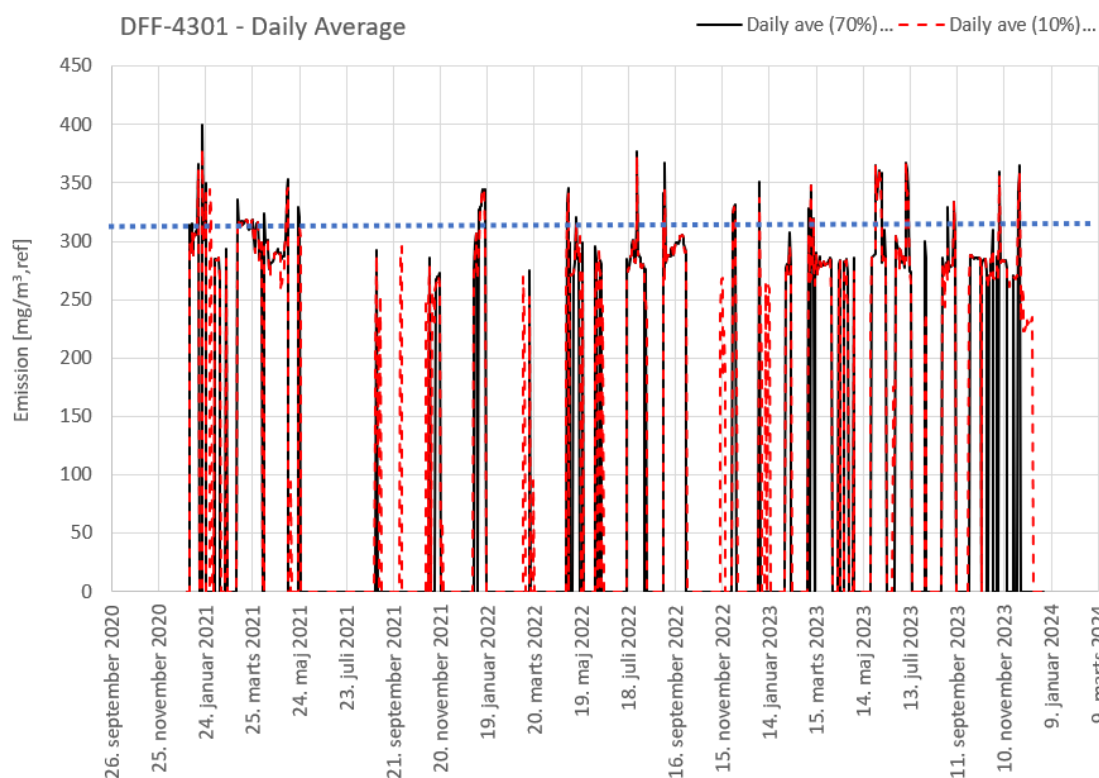
The following sub-sections outline performance history covering the following requested information for each system:

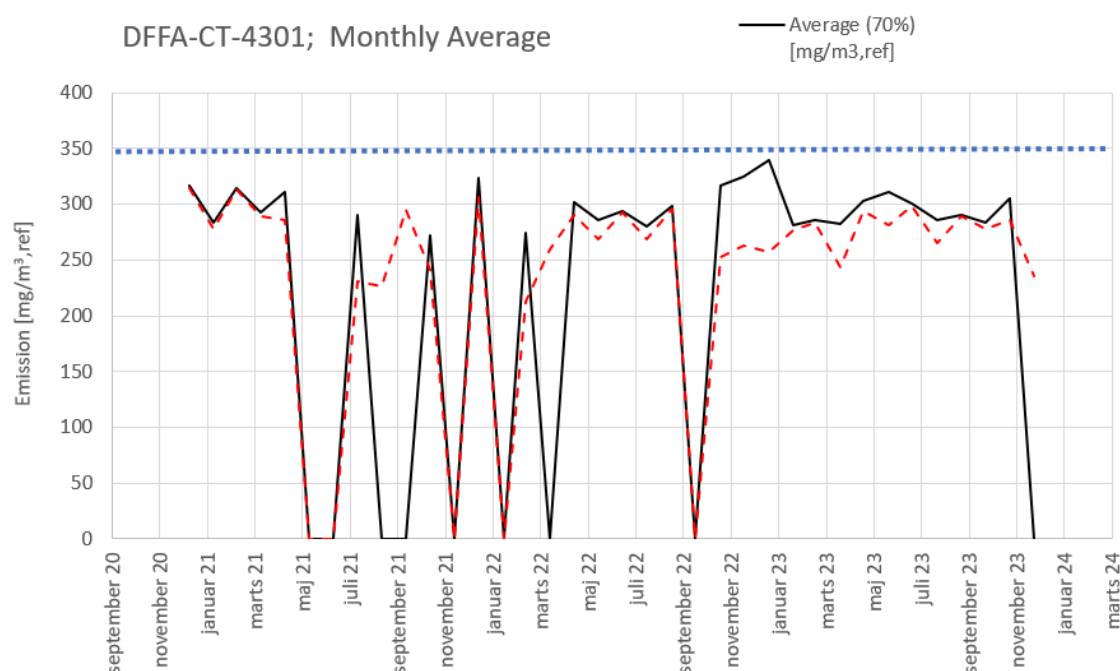
- 10 highest daily average NO_x emission values (per year)
- Yearly average NO_x emission values (2021-2023 inclusive)
- Number of days (per year) where NO_x emission is expected to be above 350 mg/Nm³
- Daily- and monthly values plotted in relation to 350 mg/Nm³

It should be noted that the following data excludes any instances where each turbine unit is operating below 70% capacity. This was agreed with DEPA during the clarification meeting held on August 29th 2019 and used in the previous “Bilag A – Miljøteknisk beskrivelse – NO_x Derogation Justification”, with the ultimate aim being to negate a mathematical reduction in the calculated average NO_x emission values during periods where the turbine unit is ramping up, or ramping down, or not operating at all. Days where hours run is below 25% is excluded, in correspondence with Danish method implementation document, MEL-16:2023, description of calculated Long Term Average values.

DFFA-CT-4301 System

The graphs below present the 2021-2023 NO_x emissions for instances when the turbine unit is operating at or above 70% capacity (otherwise referred to as ‘loading’), and with a minimum of 25% of daily hours.





The associated 10 highest daily average NOx emission values for each year are provided in the following table.

Top 10 highest daily NOx emission value		
2021	2022	2023
400,18	376,90	367,12
365,97	367,16	364,64
352,66	345,58	364,54
350,07	344,17	361,95
341,79	344,01	360,41
335,40	342,87	359,40
331,69	342,18	359,05
329,71	341,36	358,29
323,45	337,13	354,97
320,58	333,71	353,92

The associated yearly average NOx emission values are provided in the following table

Year	Average NOx emissions value
2021	301,89
2022	300,42
2023	293,90

It is evident that on a yearly basis, the DFFA-CT-4301 turbine is performing around the BAT-AEL limit (350 mg/Nm³) and in periods it is performing above.

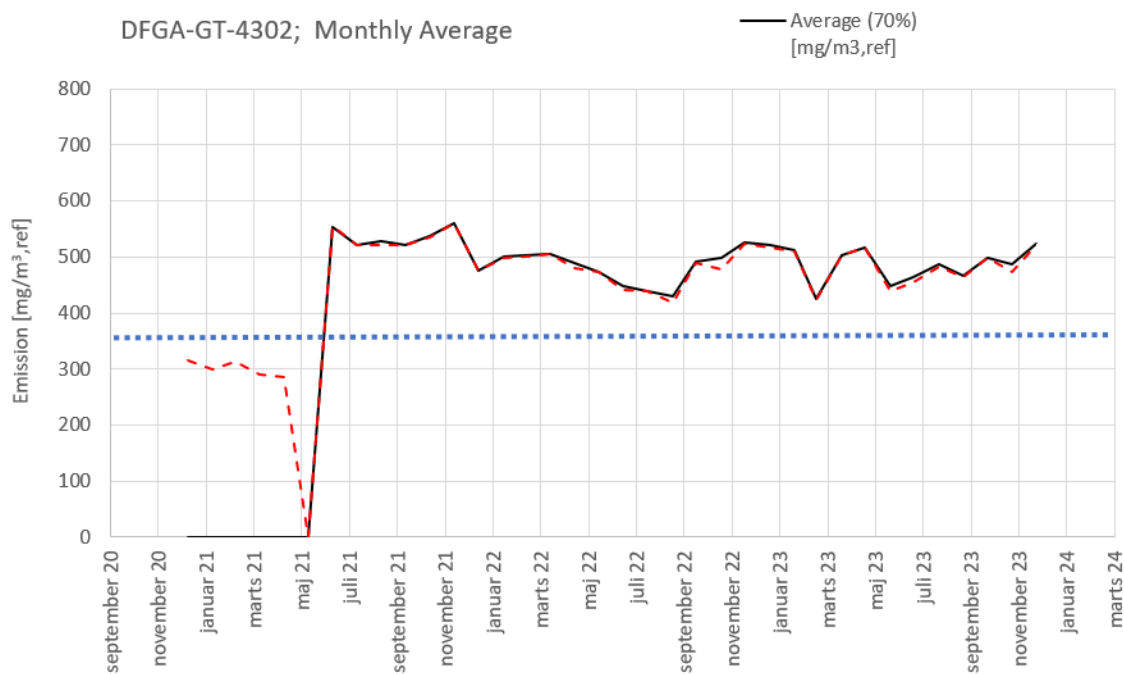
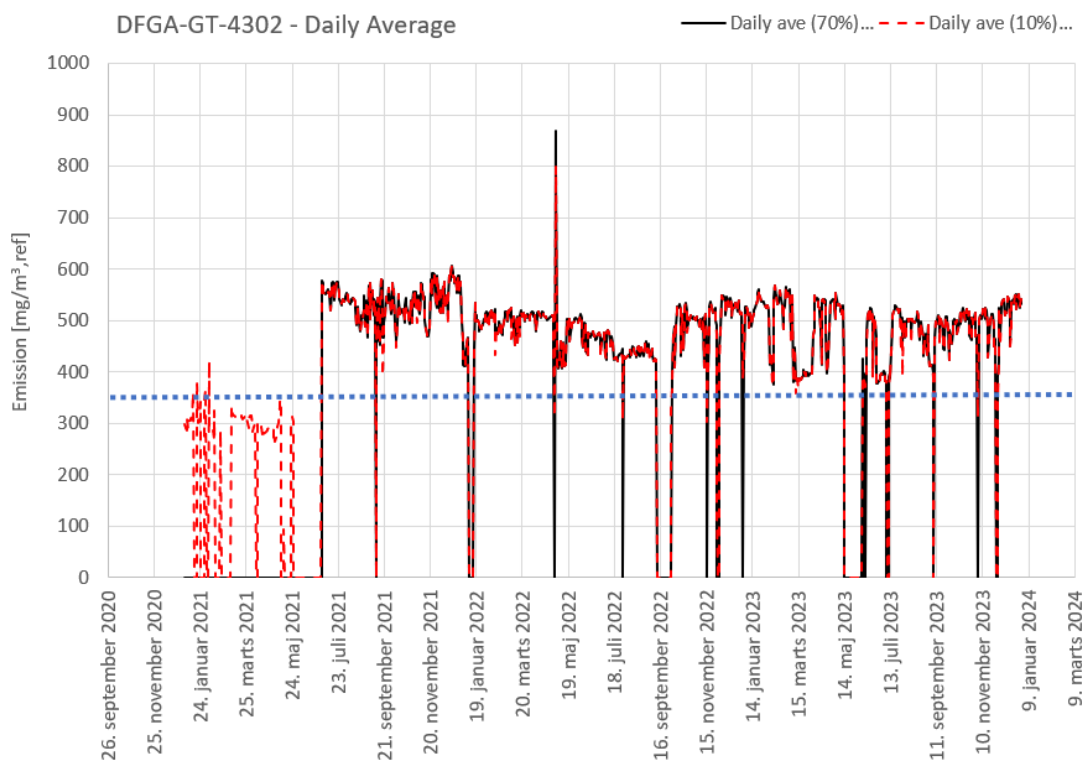
The average yearly uptime for the DFFA-CT-4301 system, along with an average uptime for the 2021-2023 period, inclusive, is provided in the following table.

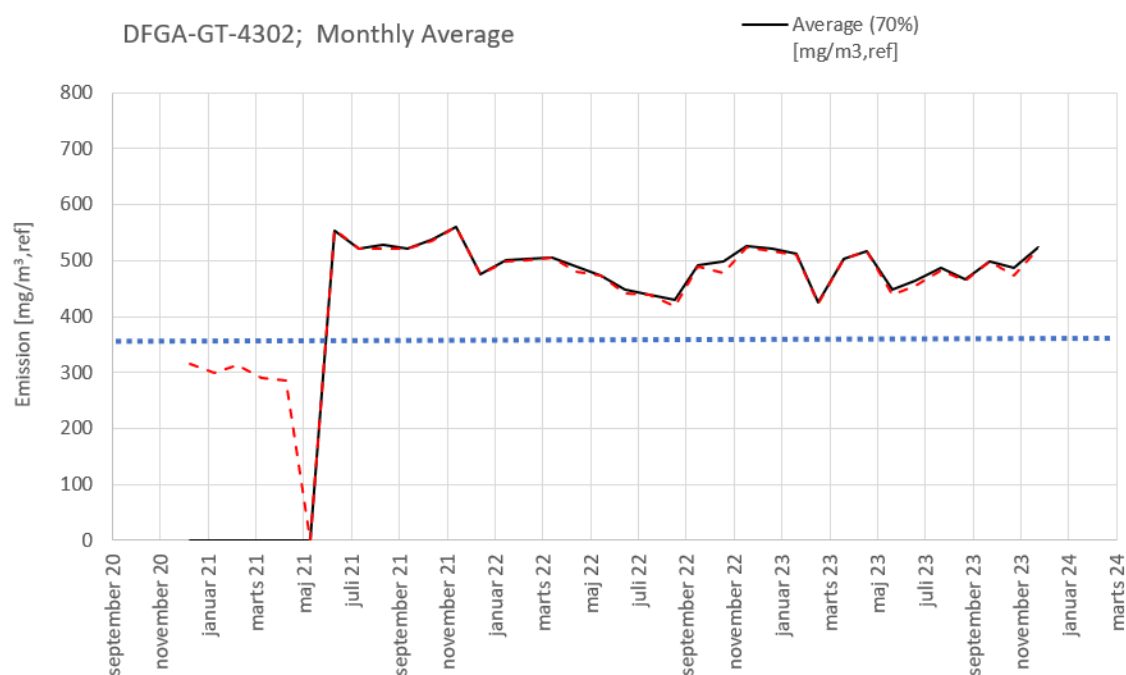
Year	Unit uptime (%)	No. of days >350mg/Nm ³
2021	30,6	4
2022	25,5	2
2023	48,6	12
2021-2023 (average)	34,9	6

Latest production forecasts indicate that from 2028 and onwards there is a possibility of running DFFA-CT-4301 as the primary compressor turbine, resulting in a yearly uptime greater than that indicated in the table above. Need for further validation as of 28-08-2024.

DFGA-CT-4302 System

The graph below presents the 2021-2023 NOx emissions for instances when the turbine unit is operating at or above 70% capacity (otherwise referred to as 'loading'), and with a minimum of 25%





The associated 10 highest daily average NOx emission values for each year are provided in the following table.

Top 10 highest daily NOx emission value		
2021	2022	2023
605,53	799,41	568,50
593,94	785,95	565,94
593,18	547,73	561,92
592,48	547,54	561,59
590,85	545,72	560,55
589,11	545,60	559,46
588,31	544,36	559,06
587,85	541,46	558,56
587,38	540,94	558,13
586,10	539,64	555,97

The associated yearly average NOx emission values are provided in the following table

Year	Average NOx emissions value
2021	537,43
2022	484,33
2023	486,93

It is evident that on a daily and yearly basis, the DFGA-CT-4302 turbine is performing above the BAT-AEL limit (350 mg/Nm³)

The average yearly uptime for the DFGA-CT-4302 system, along with an average uptime for the 2021-2023 period, inclusive, is provided in the following table.

Year	Unit uptime (%)	No. of days >350mg/Nm ³
2021	97,3	182
2022	90	333
2023	88,8	330
2021-2023 (average)	92	282

Latest production forecasts indicate that there are no foreseeable periods when the DFGA-CT-4302 system is expected to be out of service (e.g. for considerable maintenance or modification) periods – which would otherwise result in a yearly uptime lower than that indicated in the table above.

Comparison of NOx Emissions

DFFA-CT-4301 System – Delta NOx (Actual vs. BAT Implementation)

The annual NOx yield (based on historic 2021-2023 data) for the DFFA-CT-4301 system, is provided in the following table – note that the calculation considers actual emission level vs. the emission level resulting from BAT implementation, and the resulting delta NOx amount (metric tons).

Year	Base case	Implementing BAT (DLE)	Delta NOx
2021	101,6	17,6	84
2022	94,5	16,5	77
2023	173,6	31,1	142,5

DFGA-CT-4302 System – Delta NOx (Actual vs. BAT Implementation)

The annual NOx yield (based on historic 2021-2023 data) for the DFGA-CT-4302 system, is provided in the following table – note that the calculation considers actual emission level vs. the emission level resulting from BAT implementation, and the resulting delta NOx amount (metric tons).

Year	Base case	Implementing BAT (DLE)	Delta NOx
2021	614,2	64,7	549,5
2022	895,5	94,3	801,2
2023	896,4	93,4	803

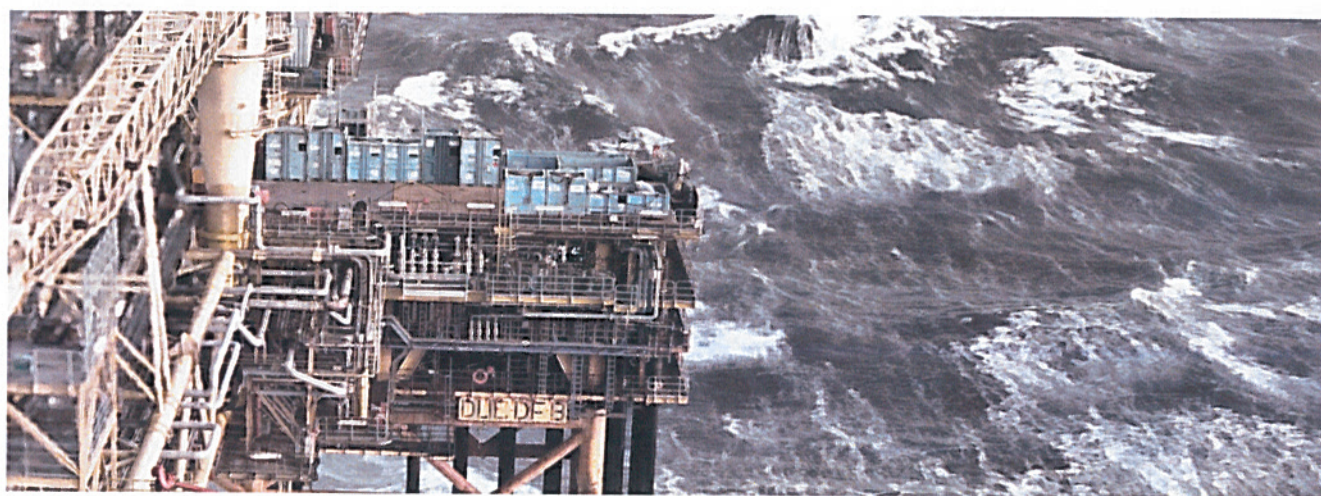
Bilag B:

Teknisk økonomisk redegørelse om mulighederne for at begrænse emissionen af NOx fra fyringsanlæg
– Dan F



MAERSK OIL

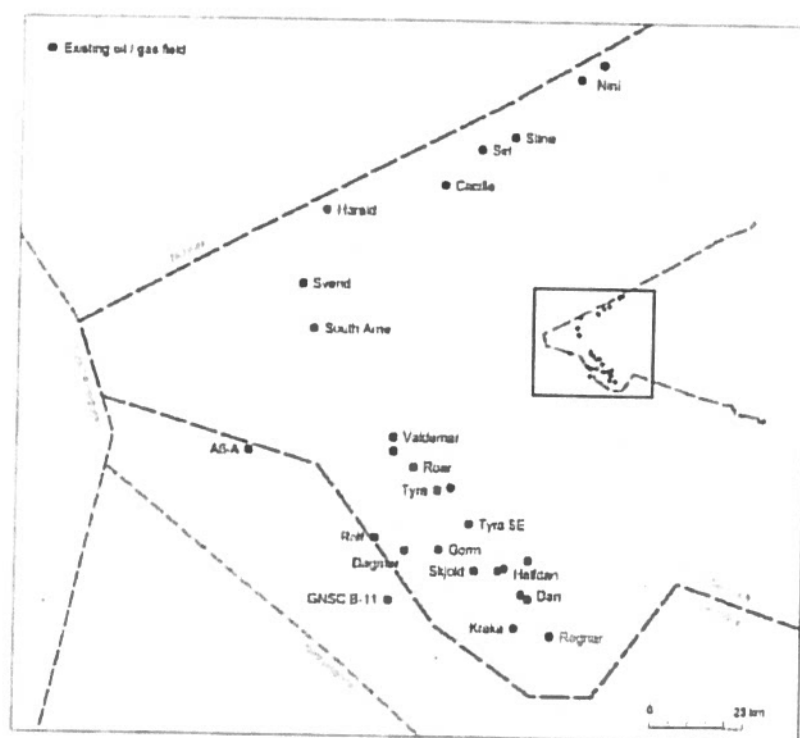
TEKNISK ØKONOMISK REDEGØRELSE OM MULIGHEDER FOR AT BEGRÆNSE
EMISSIONEN AF NO_x FRA FYRINGSANLÆG - DAN F



AUGUST 2017

TEKNISK ØKONOMISK REDEGØRELSE OM MULIGHEDERNE FOR AT BEGRÆNSE EMISSIONEN AF NO_x FRA FYRINGSANLÆG PÅ DAN F PLATFORME

VILKÅR C7 I MILJØGODKENDELSE



A101265
A101265-001-DF-01
Version
1.0
25. august 2017
Lene Kristensen
Karsten Søgaard Jensen
Lars Hvejsel Hansen

[Handwritten signatures]
Lars S. S.

INDHOLD

1	Indledning	4
2	Indhold i redegørelse	5
3	Beskrivelse af fyringsanlæg	6
4	BAT konklusioner for offshore fyringsanlæg	10
5	Teknisk økonomisk vurdering af BAT teknologier	15
5.1	BAT Vurdering	19

1 Indledning

Mærsk Olie Danish Business Unit ansøgte i juni 2013 om miljøgodkendelse af fyringsanlæggene på Dan F platformskomplekset.

Dan F platformkompleks omfatter i alt 7 broforbundne platforme. Ansøgning om miljøgodkendelse omhandlede fyringsanlæg på 5 af disse platforme henholdsvis Dan FB, FC, FE, FF og FG.

Mærsk Olie Danish Business Unit modtog miljøgodkendelsen for disse anlæg i juli 2015. Som en del af denne miljøgodkendelse blev der givet et vilkår C7:

Virksomheden skal udarbejde en teknisk økonomisk redegørelse om muligheder 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 omkostningen ved at implementere disse på de respektive fyringsanlæg.

Det er aftalt med Miljøstyrelsen at denne redegørelse skal fremsendes for Dan F senest den 25. august 2017.

Denne rapport omfatter den påkrævede redegørelse til opfyldelse af vilkår C7.

2 Indhold i redegørelse

Redegørelsen indeholder en kort beskrivelse af Dan F platformskomplekset og de tilhørende fyringsanlæg.

Redegørelsen omfatter endvidere en kort gennemgang i kapitel 4 af de bedste tilgængelige teknikker (BAT) til reduktion af NO_x fra offshore fyringsanlæg i henhold til EU "Reference document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants" fra juni 2016 i en final draft udgave.

Teknikker til forøgelse af energieffektivitet og til reduktion af udledning af CO er ikke medtaget i denne redegørelse.

I kapitel 5 vurderes mulighederne for at implementere teknikker på de respektive fyringsanlæg på Dan F platformskomplekset til reduktion af NO_x udledningen.

3 Beskrivelse af fyringsanlæg

Dan F behandlingscenteret omfatter i alt 7 indbyrdes broforbundne platforme:

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

Denne redegørelse omfatter i alt 21 bestående fyringsanlæg placeret på 5 af de 7 offshore platforme: Dan FB, Dan FC, Dan FE, Dan FF og Dan FG, alle del af Dan F komplekset. 6 af disse fyringsanlæg er dog ikke længere i drift. I det følgende er en givet en kort beskrivelse af fyringsanlæggene.

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

<i>Udstyr</i>	<i>Beskrivelse</i>	<i>Effekt MW</i>	<i>Brændstof</i>	<i>Installeret</i>	<i>Status</i>
Vandinjektion DFBA-GT-3550	Fyringsanlægget er en gasturbine, der leverer effekt til vandinjektionen på feltet	16,7	Single fuel - gas	1998	I drift
Vandinjektion DFBA-GT-3560	Fyringsanlægget er en gasturbine, der leverer effekt til vandinjektionen på feltet	13,5	Singe fuel - gas	1993	I drift

Dan FC

<i>Udstyr</i>	<i>Beskrivelse</i>	<i>Effekt MW</i>	<i>Brændstof</i>	<i>Installeret</i>	<i>Status</i>
El-generator DFCI-G-1610	Fyringsanlægget er en gasturbine, der giver effekt til en el-generator	13,5	Dual fuel – gas og diesel	1985	I drift
El-generator DFCI- G-1620	Som fyringsanlæg ovenfor	13,5	Dual fuel – gas og diesel	1985	I drift
El-generator DFCI- G-1630	Som fyringsanlæg ovenfor	13,5	Dual fuel – gas og diesel	1985	I drift
IP kompressor DFCI-CT-4310	Fyringsanlægget er en gasturbine, der leverer effekt til en kompressor	16,7	Single fuel - gas	1985/1991	Ikke i drift
IP kompressor DFCI-CT-4320	Som fyringsanlæg ovenfor	16,7	Single fuel - gas	1985/1991	Ikke i drift
IP kompressor DFCI-CT-4330	Som fyringsanlæg ovenfor	16,7	Single fuel - gas	1985/1991	Ikke i drift
HP kompressor DFCI-CT-4410	Som fyringsanlæg ovenfor	16,7	Single fuel - gas	1985/1991	Ikke i drift
HP kompressor DFCI-CT-4420	Som fyringsanlæg ovenfor	16,7	Single fuel - gas	1985/1991	Ikke i drift
Booster kompressor DFCI-CT-4430	Fyringsanlægget er en gasturbine, der leverer effekt til en kompressor	16,7	Single fuel - gas	1985/1991	Ikke i drift

Dan FE

<i>Udstyr</i>	<i>Beskrivelse</i>	<i>Effekt MW</i>	<i>Brændstof</i>	<i>Installeret</i>	<i>Status</i>
Vandinjektionspumpe DFEY-GT-3551	Fyringsanlægget er en gasturbine, der leverer effekt til vandinjektio- nen på feltet	26	Single fuel - gas	1992	I drift

Dan FF

<i>Udstyr</i>	<i>Beskrivelse</i>	<i>Effekt MW</i>	<i>Brændstof</i>	<i>Installeret</i>	<i>Status</i>
El-generator DFFA-GT-1610	Fyringsanlægget er en gasturbine, der giver effekt til en el-generator	16,7	Dual fuel – gas og die- sel	1996	I drift
El-generator DFFA-GT-1620	Som fyringsanlæg ovenfor	16,7	Dual fuel – gas og die- sel	1996	I drift
Elgenerator DFFA-GT-1630	Fyringsanlægget er en gasturbine, der giver effekt til en el-generator	17,0	Dual fuel – gas og die- sel	2003	I drift
Vandinjektionspumpe DFFA-GP-3520	Fyringsanlægget er en gasturbine, der leverer effekt til vandinjektio- nen på feltet	42,7	Single fuel - gas	1998	I drift
Vandinjektionspumpe DFFB-PT-3580	Fyringsanlægget er en gasturbine, der leverer effekt til vandinjektio- nen på feltet	46,5	Single fuel - gas	2003	I drift
IP/HP kompressor DFFA-CT-4301	Fyringsanlægget er en gasturbi- ne, der leverer effekt til en kom- pressor	62,9	Single fuel - gas	1998	I drift

Dan FG

<i>Udstyr</i>	<i>Beskrivelse</i>	<i>Effekt MW</i>	<i>Brændstof</i>	<i>Installeret</i>	<i>Status</i>
Elgenerator DFGA-GT-1640	Fyringsanlægget er en gasturbine, der giver effekt til en el-generator	17	Dual fuel – gas og diesel	2005	I drift
Vandinjektionsgasturbine DFGA-GT-3590	Fyringsanlægget er en gasturbine, der leverer effekt til vandinjektionen på feltet	46,5	Single fuel - gas	2005	I drift
IP/HP kompressor DFGA-GT-4302	Fyringsanlægget er en gasturbine, der leverer effekt til en kompressor	91	Single fuel - gas	2005	I drift

Samlet nominel indfyret effekt er 470 MW

4 BAT konklusioner for offshore fyringsanlæg

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

Der skal tages hensyn til pladsmæssige forhold, herunder vægt samt ikke mindst sikkerheds- og arbejdsmiljørelaterede forhold. Dette betyder, at visse teknikker for landbaserede fyringsanlæg ikke er kommercielt tilgængelige eller BAT for offshorebaserede anlæg. Eksempelvis kan eftermontering af udstyr på eksisterende fyringsanlæg oftest være meget dyrere på offshoreanlæg end på landbaserede fyringsanlæg som følge af behov for udbygning af platform struktur, højere omkostninger ved gennemførelse af aktiviteter offshore, højere materialekrav mv.

I EU "Reference document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants" i draft fra juni 2016 kapitel 7.28 er beskrevet de teknikker, som skal indgå i en BAT vurdering af muligheder for reduktion af NO_x emissioner fra offshore fyringsanlæg. Disse teknikker er gengivet i nedenstående tabel 4.1.

Tabel 4.1 *Oversigt over BAT teknologier i henhold til I EU "Reference document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants" i draft fra juni 2016 kapitel 7.28*

Teknik	Beskrivelse af teknik	Miljøgevinst	Erfaring med teknik	Overvejelser i forbindelse med implementering på eksisterende fyringsanlæg
Direkte injektion af vanddamp	Vanddamp anvendes til at reducere forbrændingstemperaturen i forbrændingskammeret. Det kan enten ske ved opblanding af dampen i brændstoffet eller ved direkte injektion af vanddamp i brændkammeret.	Reduktion af NO _x udledning. En særlig teknologi Cheng cyklus også med damp injektion vil ud over at reducere NO _x udledningen forøge energieffektiviteten.	Begrænset erfaring med denne teknik offshore	Ved denne teknik kræves vand af en høj kvalitet og i store mængder. Da dette ikke er tilgængeligt offshore vil det kræve at vanddampen produceres ud fra havvand, eller at vandet bliver sejlet offshore med et forsyningskib. Da der kræves store mængde damp for at medføre en væsentlig NO _x reduktion vil sådanne anlæg være for pladskrævende til at være realiserbare på eksisterende installationer offshore. Ifølge BAT dokumentet vil der kræves 4 ton vanddamp per time for at reducere NO _x udledningen med 65%. Cheng systemet vil dog kunne reducere NO _x udledningen med 95%.
Direkte injektion af vand	Vand anvendes tilsvarende vanddamp til at reducere forbrændingstemperaturen i forbrændingskammeret. Det kan enten ske ved opblanding af vandet i brændstoffet eller ved direkte injektion af vand i brændkammeret.	Forøget energieffektivitet og reduktion af NO _x udledning	Ingen erfaring med denne teknik offshore	Samme som beskrevet for injektion af vanddamp. Det vil kræve omkring 3 ton vand per time for at reducere NO _x udledningen med 65%.

Tabel 4.1 *Oversigt over BAT teknologier i henhold til I EU "Reference document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants" i draft fra juni 2016 kapitel 7.28*

Teknik	Beskrivelse af teknik	Miljøgevinst	Erfaring med teknik	Overvejelser i forbindelse med implementering på eksisterende fyringsanlæg
Avanceret styring af turbine	Effektiviteten af forbrændingen i brændkammeret kan blive optimeret ved at have mulighed for at overvåge og agere på en række parametre såsom forbrændingstemperaturen, forholdet mellem brændstof og luft ved brænder, temperatur ved udgang, iltindhold i røggas osv. På baggrund af disse målinger vil en række driftsparametre kunne justeres, så forbrændingen forbedres og så brændstofforbruget ligeledes kan optimeres.	Forøget energieffektivitet og reduktion af NO _x udledning	God erfaring med denne teknologi.	Skal vurderes for den enkelte turbine. Der kan være behov for at ombygge dele af turbinen og supplere med et overvågningssystem. Baseret på BREF dokumentets teknik kapitel 3 vurderes det, at der kan opnås NO _x reduktion op til 10%.
PEMS (Predictive Emission Monitoring System)	System til beregning af NO _x udledningen på baggrund af en række procesparametre. Beregningen kalibreres med målinger af udledningen.	Forbedret overvågning og reduktion af NO _x	God erfaring med denne teknologi.	Kan implementeres offshore også på eksisterende installationer.

Tabel 4.1 *Oversigt over BAT teknologier i henhold til I EU "Reference document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants" i draft fra juni 2016 kapitel 7.28*

Teknik	Beskrivelse af teknik	Miljøgevinst	Erfaring med teknik	Overvejelser i forbindelse med implementering på eksisterende fyringsanlæg
Dry Low NO _x brændere (DLN)	Gas turbine brændere, hvor gas og luft blandes inden forbrændingszonen. Dette medfører en mere jævnt temperaturofordeling i brændekammeret og en lavere flammetemperatur, hvilket igen medfører et lavere NO _x niveau.	Reduktion af NO _x udledning	Der forefindes eksempler på disse brændere offshore. Det er dog først og fremmest ved nye anlæg.	Muligheden for at udskifte brændere til DLN brændere skal vurderes for den enkelte type turbine. Vurderingen skal bl.a. omfatte en vurdering af om en "retrofit" pakke er tilgængelig for den pågældende turbine, hvilke ændringer vil det kræve til styresystemet mv. Muligheden afhænger endvidere af sammensætningen af den gas, som produceres på platformen og muligheden for at gassen kan leve op til specifikationer for brug i turbinen.
Lean-burn concept	Styring af forbrændingen således at fordeling mellem brændstof og luft holdes på et magert niveau. Det betyder, at der er mere forbrændingsluft til rådighed, end der behøves til forbrænding af brændstoffet. Luftoverskuddet medfører, at forbrændingstemperaturen falder og dermed også at NO _x udledningen reduceres.	Reduktion af NO _x udledning.		Tilsvarende teknologi som DLN brændere.

Tabel 4.1 Oversigt over BAT teknologier i henhold til I EU "Reference document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants" i draft fra juni 2016 kapitel 7.28

Teknik	Beskrivelse af teknik	Miljøgevinst	Erfaring med teknik	Overvejelser i forbindelse med implementering på eksisterende fyringsanlæg
Katalytisk reduktion af NO _x (SCR)	SCR er en kemisk reduktion af NO _x ved at tilsætte et reducerende stof som ammoniak til røggassen. Dette vil kræve et ekstra behandlingstrin indsat efter brændkammeret og mulighed for at oplagre ammoniak.	Reduktion af NO _x udledning	NA	Vil ikke normalt være anvendeligt i forhold til eksisterende offshore fyringsanlæg til dels pga. ekstra plads behov til en SCR enhed og i særdeleshed pga. behovet for at kunne opmagasinere ammoniak. Opmagasineret af ammoniak på en offshore olie og gas platform anses ikke for hensigtsmæssigt af sikkerhedsmæssige årsager, da risiko tillægget fra et sådant anlæg vil forøge den samlede risiko for mennesker og udstyr til et uacceptabelt niveau. Anvendeligheden af SCR enheden reduceres ligeledes, hvis turbinen har mange opstart- og nedlukninger eller kører med meget varieret last.
Optimering af forbrænding	Forbrændingen kan optimeres ved et gennemtænkt design af eksempelvis afkast, forbrændingskammer brændere mv. og ved et optimere på vedligehold af udstyret.	Reduktion af NO _x		For eksisterende installationer kan det være omkostningsfuldt at ændre på design af turbine, men det vil være muligt at optimere på vedligeholdelse og overvågning, jf. og så avanceret styring af turbine.

5 Teknisk økonomisk vurdering af BAT teknologier

I henhold til I EU "Reference document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants" i draft fra juni 2016 kapitel 7.28 er følgende BAT teknologier relevante i forholdt til at reducere udledning af NO_x fra store fyringsanlæg offshore:

- 1 Direkte injektion af vanddamp
- 2 Direkte injektion af vand
- 3 Avanceret styring af turbine
- 4 PEMS (Predictive Emission Monitoring system)
- 5 Dry Low NO_x brændere (DLN)
- 6 Lean-burn koncept
- 7 Katalytisk reduktion af NO_x (SCR)
- 8 Optimering af forbrænding

I relation til Dan F komplekset kan teknologier 1, 2 og 7 udelukkes, jf. tabel 4.1.

PEMS, teknologi 4 er allerede i dag implementeret for fyringsanlæggene på Dan F og vil ikke blive uddybet i det nedenstående. Teknologi 5 og 6 vurderes under et, da principperne er de samme.

Samlet set vurderes det, at det er relevant at se på, om avanceret styring af turbine, Dry Low NO_x brændere og optimering af forbrænding kan være relevante for fyringsanlæg på Dan F komplekset. Mulighederne for implementering af disse teknologier er drøftet i det nedenstående.

Disse teknikker er specielt relevante for de offshore fyringsanlæg, hvor det vurderes, at der vil være en risiko for at de kommende grænseværdier på 350 mg/Nm³ for offshore fyringsanlæg kan blive en udfordring at overholde.

For Dan F platformskomplekset vil det omfatte følgende fyringsanlæg:

- › Vandinjektionspumpe DFFB-PT-3580
- › IP/HP kompressor DFFA-CT-4301

- › Vandinjektionsgasturbine DFGA-GT-3590
- › IP/HP kompressor DFGA-GT-4302

I tabel 5.1 fremgår årlige, gennemsnitlige målte emissionsniveauer for NO_x for fyringsanlæggene på Dan F for 2015 og 2016. Endvidere er det maksimale emissionsniveau i henhold til leverandørens oplysninger anført. For hvert enkelt fyringsanlæg er det vurderet, om den kommende grænseværdi kan overholdes.

Tabel 5.1		<i>NO_x emissionsniveauer fra fyringsanlæg i Dan F platformskomplekset</i>		
Fyringsanlæg	NO _x emissionsniveau beregnet på baggrund af data fra leverandør	Gennemsnitlig NO _x emission beregnet på baggrund af PEMS data 2015	Gennemsnitlig NO _x emission beregnet på baggrund af PEMS data 2016	Vurdering af overholdelse af grænseværdi
	mg/Nm ³	mg/Nm ³	mg/Nm ³	
DFBA-3560	Ingen info	154	138	Grænseværdi kan overholdes med nuværende teknologi
DFBA-3550	242	0	0	
DFEY-3551	242	119	115	
DFFA-1610	242	202	196	
DFFA-1620	242	178	158	
DFFA-1630	242	160	146	
DFFA-3520	264	232	213	
DFFB-3580	513	232	192	<i>Ifølge leverandøren kan grænseværdi ikke overholdes. Med den nuværende driftsform kan grænseværdien overholdes, jf. måledata.</i>
DFFA-4301	404	233	279	<i>Som for DFFB-3580.</i>
DFGA-1640	242	151	168	Grænseværdi kan overholdes med nuværende teknologi
DFGA-3590	513	303	320	<i>Ifølge leverandøren kan grænseværdi ikke overholdes. Med den nuværende driftsform kan grænseværdien netop overholdes, jf. måledata.</i>

Tabel 5.1		NO _x emissionsniveauer fra fyringsanlæg i Dan F platformskomplekset		
Fyringsanlæg	NO _x emissionsniveau beregnet på baggrund af data fra leverandør	Gennemsnitlig NO _x emission beregnet på baggrund af PEMS data 2015	Gennemsnitlig NO _x emission beregnet på baggrund af PEMS data 2016	Vurdering af overholdelse af grænseværdi
	mg/Nm ³	mg/Nm ³	mg/Nm ³	
DFGA-4302	533	498	480	Ifølge leverandøren kan grænseværdi ikke overholdes. Ifølge målingerne kan grænseværdierne heller ikke overholdes med den nuværende måde at drive turbinen på.

Økonomien for de enkelte teknologier er gennemgået i det følgende.

Normalvis tilføjes et risikotillæg på omkostninger til offshore projekter på op til 20%. Størrelsen af risikotillægget afhænger af kompleksiteten af projektet. Dette risikotillæg er ikke medtaget i nedenstående overslag over omkostninger for de enkelte teknologier. Dette kan betyde at omkostningerne i tabellen er i underkanten af, hvad de faktiske omkostninger kan vise sig at blive.

Teknologi 3 - Avanceret styring af turbine					
Udstyr	Omkostninger til kontrol panel DKK	Produktionstab DKK	Total DKK	Forventet NO _x reduktion	Estimeret årlig reduktion i NO _x afgift ved NO _x afgift på 5,1 kr/kg - DKK
DFFB-3580	44 mill	65 mill	109 mill	~ 10 %	0,04-0,06 mill
DFFA-4301	41 mill	65 mill	106 mill	~ 10 %	0,05-0,12 mill
DFGA-3590	27 mill	65 mill	92 mill	~ 10 %	0,11-0,13 mill
DFGA-4302	37 mill	230 mill	267 mill	~ 10 %	0,41-0,49 mill

Der foreligger ikke konkrete projekter for ombygning til DLN.

Dan feltets modenhed og vurderingerne heraf vil væsentligt påvirke rentabiliteten af projekter, dette vil også afspejles indenfor en kortere tidshorisont (<8 år).

Installationen af DLE på fyringsanlæggene vil medføre en stor omkostning for Mærsk Olie Danish Business Unit, jf. nedenstående tabel.

Teknologi 5 (Og 6) – Dry Low NO_x brændere

Udstyr	Omkostninger til retrofit DKK	Omkostninger til beboelse DKK	Produktionstab DKK	Total DKK	Forventet NO _x reduktion	Estimeret årlig reduktion i NO _x afgift ved NO _x afgift på 5,1 kr/kg – DKK
DFFB-3580	92 mill	13 mill	65 mill	170 mill	30-60%	0,11-0,38 mill
DFFA-4301	97 mill	17 mill	65 mill	179 mill	30-60%	0,16-0,72 mill
DFGA-3590	74 mill	13 mill	70 mill	157 mill	30-60%	0,34-0,78 mill
DFGA-4302	116 mill	17 mill	250 mill	383 mill	30-60%	1,23-2,97 mill

Forbrændingen kan optimeres på forskellig vis uden at udskifte turbinerne.

Som udgangspunkt vil NO_x emissionen falde ved faldende belastning af turbinen. Ved fordeling af last mellem turbiner vil der være mulighed for at drive den enkelte turbine ved lavere last med lavere udledning af NO_x til følge. I dag er der mulighed for at fordele lasten manuelt. Lastfordelingen kan optimeres ved at lastfordelingen kan ske automatisk. Dette vil kræve et separat kontrolsystem til overvågning.

Teknologi 8 – Optimering af forbrænding

Udstyr	Omkostninger til kontrol panel DKK	Produktionstab DKK	Total DKK	Forventet NO _x reduktion	Estimeret årlig reduktion i NO _x afgift ved NO _x afgift på 5,1 kr/kg -DKK
DFFB-3580	7 mill	11 mill	18 mill	~ 10 %	0,04-0,06 mill
DFFA-4301	10 mill	12 mill	22 mill	~ 10 %	0,05-0,12 mill
DFGA-3590	8 mill	11 mill	19 mill	~ 10 %	0,11-0,13 mill
DFGA-4302	19 mill	80 mill	99 mill	~ 10 %	0,41-0,49 mill

5.1 BAT Vurdering

På baggrund af gennemgang af de enkelte teknikker vil det for nuværende være for omkostningsfuldt at udskifte de eksisterende turbiner til turbiner med DLN brændere. Avanceret styring af turbinen og optimering af forbrænding vil umiddelbart være mere tilgængelige teknikker økonomisk dog uden miljømæssigt at give den helt samme effekt.

I løbet af de kommende 9 måneder vil Mærsk Olie Danish Business Unit undersøge disse teknologier nærmere for at få et bedre indblik i mulighederne for at gennemføre de beskrevne teknologier.

Studiet vil tage højde for de økonomiske, teknologiske og miljømæssige forhold i forbindelse med at indføre teknologierne på den enkelte turbine. Der vil være en række parametre som har indflydelse for disse forhold såsom:

- › De fremtidige planer for dette og andre eksisterende felter
- › Vil der blive mulighed for at tilknytte yderligere felter med yderligere produktion
- › Omkostninger i forbindelse med tiltaget
- › Omkostninger til NO_x afgifter
- › Vedligeholdelsesplaner for turbinen iøvrigt

Bilag C:

BAT-tjekliste

BAT tjekliste for store fyringsanlæg - Forbrænding af gasformigt brændsel

[Gå til generelle BAT-konklusioner, fælles for alle fyringsanlæg](#)
[Gå til BAT-konklusioner for forbrænding af naturgas](#)
[Gå til BAT-konklusioner for forbrænding af procesgasser fra jern- og stålproduktion](#)
[Gå til BAT-konklusioner for forbrænding af gasformigt og/eller flydende brændsel på offshoreplatforme](#)

Column 1: BATC number	Column 2: BAT conclusion	Additions to BAT Conclusion (Description or Application). Possibly, reference to section in BAT conclusion	Chapter in LETTER with evt. detailed information	BAT status: The company's current status in terms of meeting the BAT requirement
Kolonne 1: BATC-nummer	Kolonne 2: BAT-konklusion	Tilføjelser til BAT-konklusion (Beskrivelse eller anvendelse). Evt. henvisning til afsnit i BAT-konklusion	Kapitel i BREF med evt. uddybende information	BAT-status: Virksomhedens nuværende status med hensyn til at opfylde BAT-kravet
1.1 miljøledelsessystemer				

Kolonne 1: BATC-nummer	Kolonne 2: BAT-konklusion	Tilføjelser til BAT-konklusion (Beskrivelse eller anvendelse). Evt. henvisning til afsnit i BAT-konklusion	Kapitel i BREF med evt. uddybende information	BAT-status: Virksomhedens nuværende status med hensyn til at opfylde BAT-kravet
BAT 1	For at forbedre de overordnede miljøpræstationer er det BAT at indføre og overholde et miljøledelsessystem (EMS), der omfatter alle de følgende elementer:	<i>Tilføjelse:</i> Hvis vurderingen viser, at nogle af elementerne angivet i punkt x-xvi ikke er nødvendige, registreres dette med <i>Anvendelse:</i> Miljøledelsessystemets anvendelsesområde (f.eks. detaljeringsniveau) og karakter (f.eks. standardiseret eller ikke-standardiseret) hænger generelt sammen med anlæggets karakter, størrelse og kompleksitet samt de miljøpåvirkninger, det kan have.		
i	Engagement fra ledelsens side, herunder den øverste ledelse			
ii	En ledelsesdefineret miljøpolitik, der omfatter løbende forbedring af anlæggets miljøpræstation			

Kolonne 1: BATC-nummer	Kolonne 2: BAT-konklusion	Tilføjelser til BAT-konklusion (Beskrivelse eller anvendelse). Evt. henvisning til afsnit i BAT-konklusion	Kapitel i BREF med evt. uddybende information	BAT-status: Virksomhedens nuværende status med hensyn til at opfylde BAT-kravet
iii	Planlægning og fastsættelse af de nødvendige procedurer, målsætninger og mål sammen med finansiell planlægning og investering			
iv	Gennemførelse af procedurerne med særlig vægt på: a) struktur og ansvar b) rekruttering, uddannelse, bevidstgørelse og kompetence c) kommunikation d) inddragelse af medarbejdere e) dokumentation f) effektiv processtyring g) planlagte regelmæssige vedligeholdelsesprogrammer h) nødberedskab og indsatskapacitet i) sikring af overholdelse af miljølovgivning			

Kolonne 1: BATC-nummer	Kolonne 2: BAT-konklusion	Tilføjelser til BAT-konklusion (Beskrivelse eller anvendelse). Evt. henvisning til afsnit i BAT-konklusion	Kapitel i BREF med evt. uddybende information	BAT-status: Virksomhedens nuværende status med hensyn til at opfylde BAT-kravet
V	Kontrol af effektivitet og gennemførelse af korrigerende foranstaltninger med særlig vægt på: a) overvågning og måling (se også JRC-referencerapporten om overvågning af emissioner til luft og vand fra IED-anlæg — ROM) b) korrigerende og forebyggende handlinger c) vedligeholdelse af dokumentation d) uafhængig (når dette er muligt) intern og ekstern audit med henblik på at fastlægge, om miljøledelsessystemer er i overensstemmelse med planlagte ordninger, og om de gennemføres og vedligeholdes korrekt			

Kolonne 1: BATC-nummer	Kolonne 2: BAT-konklusion	Tilføjelser til BAT-konklusion (Beskrivelse eller anvendelse). Evt. henvisning til afsnit i BAT-konklusion	Kapitel i BREF med evt. uddybende information	BAT-status: Virksomhedens nuværende status med hensyn til at opfylde BAT-kravet
vi	Den øverste ledelses gennemgang af miljøledelsessystemet og dets fortsatte egnethed, tilstrækkelighed og effektivitet			
vii	tilpasing til udviklingen af renere teknologier			
viii	Overvejelse af miljøpåvirkningerne af den endelige nedlukning af anlægget i designfasen for et nyt anlæg og i hele dets driftslevetid, herunder a) undgå underjordiske strukturer b) indtænkning af elementer, som gør nedtagning nemmere c) valg af overfladebehandlinger, som let dekontamineres d) udstyrskonfiguration, som minimerer ophobning af kemikalier og letter udvaskning eller rensning e) design af fleksible og selvstændige enheder, så anlægget kan nedlukkes i faser f) brug af biologisk nedbrydelige og genanvendelige materialer, hvor det er muligt			
ix	regelmæssig anvendelse af sektorspecifik benchmarking			

Kolonne 1: BATC-nummer	Kolonne 2: BAT-konklusion	Tilføjelser til BAT-konklusion (Beskrivelse eller anvendelse). Evt. henvisning til afsnit i BAT-konklusion	Kapitel i BREF med evt. uddybende information	BAT-status: Virksomhedens nuværende status med hensyn til at opfylde BAT-kravet
Navnlig for denne sektor er det også vigtigt at overveje følgende elementer i miljøledelsessystemet, som beskrives i den relevante BAT, når det er relevant				
x	Kvalitetssikrings-/kvalitetskontrolprogrammer, der sikrer, at alle brændslermes egenskaber bestemmes og kontrolleres fuldt ud (se BAT 9)			

Kolonne 1: BATC-nummer	Kolonne 2: BAT-konklusion	Tilføjelser til BAT-konklusion (Beskrivelse eller anvendelse). Evt. henvisning til afsnit i BAT-konklusion	Kapitel i BREF med evt. uddybende information	BAT-status: Virksomhedens nuværende status med hensyn til at opfylde BAT-kravet
xi	En håndteringsplan for at reducere emissionerne til luft og/eller til vand under andre end de normale driftsbetingelser, herunder opstarts- og nedlukningsperioder (se BAT 10 og BAT 11)			
xii	En affaldshåndteringsplan, som sikrer, at affaldet minimeres, klargøres til genanvendelse, genbruges eller på anden måde genvindes, herunder brug af teknikkerne i BAT 16			
xiv	En støvhåndteringsplan for at forebygge eller, hvor dette ikke er praktisk muligt, nedbringe diffuse emissioner fra pålæsning, aflæsning, lagring og/eller håndtering af brændsel, resprodukter og tilsætningsstoffer			

Kolonne 1: BATC-nummer	Kolonne 2: BAT-konklusion	Tilføjelser til BAT-konklusion (Beskrivelse eller anvendelse). Evt. henvisning til afsnit i BAT-konklusion	Kapitel i BREF med evt. uddybende information	BAT-status: Virksomhedens nuværende status med hensyn til at opfylde BAT-kravet
xv	En støjhåndteringsplan, hvor der forventes og/eller er dokumenteret støjgener i følsomme omgivelser, herunder: a) en protokol for gennemførelse af støjovervågning på anlægsområdet b) et støjreduktionsprogram c) en protokol for håndtering af støjhændelser med passende foranstaltninger og tidsfrister d) en gennemgang af historiske støjhændelser, afhjælpende foranstaltninger og formidling af viden om støjhændelser til de berørte parter			
1.2 Overvågning				

Kolonne 1: BATC-nummer	Kolonne 2: BAT-konklusion	Tilføjelser til BAT-konklusion (Beskrivelse eller anvendelse). Evt. henvisning til afsnit i BAT-konklusion	Kapitel i BREF med evt. uddybende information	BAT-status: Virksomhedens nuværende status med hensyn til at opfylde BAT-kravet
BAT 2	Det er BAT at fastlægge nettoelvirkningsgraden og/eller nettobrændselsudnyttelsen og/eller den mekaniske nettoenergieffektivitet for forgasnings-, IGCC- og/eller forbrændingsenhederne ved at udføre en effektivitetstest ved fuld belastning ⁽¹⁾ i overensstemmelse med EN-standarder efter ibrugtagningen af enheden og efter hver ændring, der kan påvirke enhedens nettoelvirkningsgrad og/eller nettobrændselsudnyttelsen og/eller mekaniske nettoenergieffektivitet. Hvis der ikke foreligger EN-standarder, er det den bedste tilgængelige teknik at anvende ISO-standarder, nationale standarder eller andre internationale standarder, som sikrer, at der tilvejebringes informationer af tilsvarende videnskabelig kvalitet. (¹⁾ Hvis det af tekniske årsager ikke er muligt at udføre en test på en CHP-enhed, der kører med fuld belastning, af varmeproduktionen, kan testen suppleres eller erstattes af en beregning på grundlag af parametre for fuld belastning)		3.2.3	
BAT 3	BAT er at overvåge vigtige procesparametre, der er relevante for emissioner til luft og vand.			
BAT 3 - skema	BAT 3 - skema: Overvågning af vigtige procesparametre			

Kolonne 1: BATC-nummer	Kolonne 2: BAT-konklusion	Tilføjelser til BAT-konklusion (Beskrivelse eller anvendelse). Evt. henvisning til afsnit i BAT-konklusion	Kapitel i BREF med evt. uddybende information	BAT-status: Virksomhedens nuværende status med hensyn til at opfylde BAT-kravet
BAT 4	Det er BAT at overvåge emissioner til luft med mindst den hyppighed, der er angivet nedenfor, og i overensstemmelse med EN-standarder. Hvis der ikke foreligger EN-standarder, er det den bedste tilgængelige teknik at anvende ISO-standarder, nationale standarder eller andre internationale standarder, som sikrer, at der tilvejebringes informationer af tilsvarende videnskabelig kvalitet.			
BAT 4 - skema	BAT 4 - skema: Overvågning af emissioner til luft			
BAT 5	Det er BAT at overvåge emissioner til vand fra røggasrensning med mindst den hyppighed, der er angivet nedenfor, og i overensstemmelse med EN-standarder. Hvis der ikke foreligger EN-standarder, er det den bedste tilgængelige teknik at anvende ISO-standarder, nationale standarder eller andre internationale standarder, som sikrer, at der tilvejebringes informationer af tilsvarende videnskabelig kvalitet.			

Kolonne 1: BATC-nummer	Kolonne 2: BAT-konklusion	Tilføjelser til BAT-konklusion (Beskrivelse eller anvendelse). Evt. henvisning til afsnit i BAT-konklusion	Kapitel i BREF med evt. uddybende information	BAT-status: Virksomhedens nuværende status med hensyn til at opfylde BAT-kravet
BAT 5 - skema	BAT 5 - skema: Overvågning af emissioner til vand			
1.3 Overordnede miljøpræstationer i forbindelse med forbrænding				
BAT 6	For at forbedre fyringsanlægs overordnede miljøpræstationer og reducere emissionerne til luft af CO og uforbrændte stoffer er det den bedste tilgængelige teknik at sikre optimeret forbrænding og at anvende en passende kombination af nedenstående teknikker.			
a	Blanding af brændsel: Sikre stabile forbrændingsvilkår og/eller reducere emissionen af forurenende stoffer ved at blande forskellige kvaliteter af samme brændselstype (kan anvendes generelt)			
b	Vedligeholdelse af forbrændingssystemet: Jævnlig planlagt vedligeholdelse i overensstemmelse med leverandørens anvisninger			

Kolonne 1: BATC-nummer	Kolonne 2: BAT-konklusion	Tilføjelser til BAT-konklusion (Beskrivelse eller anvendelse). Evt. henvisning til afsnit i BAT-konklusion	Kapitel i BREF med evt. uddybende information	BAT-status: Virksomhedens nuværende status med hensyn til at opfylde BAT-kravet
c	Avanceret kontrolsystem: Se beskrivelsen i afsnit 8.1 (Anvendeligheden kan være begrænset for ældre fyringsanlæg på grund af behovet for opgradering af forbrændingssystemet og/eller kontrolsystemet)			
d	Godt design af forbrændingsudstyret: Godt design af ovn, forbrændingskamre, brændere og de hertil knyttede anordninger (Generelt anvendelig for nye fyringsanlæg)			

Kolonne 1: BATC-nummer	Kolonne 2: BAT-konklusion	Tilføjelser til BAT-konklusion (Beskrivelse eller anvendelse). Evt. henvisning til afsnit i BAT-konklusion	Kapitel i BREF med evt. uddybende information	BAT-status: Virksomhedens nuværende status med hensyn til at opfylde BAT-kravet
e	Valg af brændsel. Vælg eller skifte helt eller delvist til en eller flere andre brændselstyper med en bedre miljøprofil (f.eks. med lavt svovl- og/eller kvikslølvindhold) blandt de tilgængelige brændselstyper, herunder i opstartsfasen, eller når der anvendes backup-brændsel (Anvendeligheden kan være begrænset af tilgængeligheden af de forskellige typer brændsel, hvilket kan afhænge af den enkelte medlemsstats energipolitik eller af det integrerede anlægsområdes brændselsbalance i forbindelse med forbrænding af industrielt procesbrændsel. For eksisterende fyringsanlæg kan valget af brændselstype være begrænset af anlæggets konfiguration og design)			

Kolonne 1: BATC-nummer	Kolonne 2: BAT-konklusion	Tilføjelser til BAT-konklusion (Beskrivelse eller anvendelse). Evt. henvisning til afsnit i BAT-konklusion	Kapitel i BREF med evt. uddybende information	BAT-status: Virksomhedens nuværende status med hensyn til at opfylde BAT-kravet
BAT 7 BAT-AEL	For at reducere emissionerne af ammoniak til luft fra brug af selektiv katalytisk reduktion (SCR) og/eller selektiv ikke-katalytisk reduktion (SNCR) ved reduktion af NO _x -emissioner er det BAT at optimere designet og/eller driften af SCR og/eller SNCR (f.eks. optimeret reagens til NO _x -forhold, homogen reagensfordeling og optimal størrelse af reagensdråberne). BAT-relaterede emissionsniveauer: Det BAT-relaterede emissionsniveau (BAT-AEL) for NH ₃ -emissioner til luft fra anvendelsen af SCR og/eller SNCR er < 3-10 mg/Nm ³ som års gennemsnit eller gennemsnit for prøvetagningsperioden. Den nedre ende af intervallet kan opnås ved at anvende SCR, og den øvre ende af intervallet kan opnås ved at anvende SNCR uden anvendelse af våde reduktionsteknikker. For anlæg, der forbrænder biomasse, og som kører med variable belastninger, og for motorer, der forbrænder HFO og/eller gasolie, er den øvre ende af BAT-AEL-intervallet 15 mg/Nm ³ .			
BAT 8	For at forhindre eller reducere emissionerne til luft under normale driftsbetingelser er det BAT at sikre, at emissionsreduktionssystemerne anvendes ved optimal kapacitet og med optimal tilgængelighed ved at sikre et hensigtsmæssig design, drift og vedligeholdelse.			

Kolonne 1: BATC-nummer	Kolonne 2: BAT-konklusion	Tilføjelser til BAT-konklusion (Beskrivelse eller anvendelse). Evt. henvisning til afsnit i BAT-konklusion	Kapitel i BREF med evt. uddybende information	BAT-status: Virksomhedens nuværende status med hensyn til at opfylde BAT-kravet
BAT 9	For at forbedre fyrings- og/eller forgasningsanlægs overordnede miljøpræstationer og reducere emissionerne til luft er det BAT at inkludere følgende elementer i kvalitets sikrings-/kvalitetskontrolprogrammerne for alle anvendte brændsler som led i miljøledelsessystemet (se BAT 1): Den første fulde karakterisering af det anvendte brændsel, herunder som minimum de parametre, der er angivet nedenfor, og i overensstemmelse med EN-standarder. ISO-standarder eller nationale eller andre internationale standarder kan anvendes, hvis de sikrer data af tilsvarende videnskabelig kvalitet	Beskrivelse: BAT 9 - skema		
i	Regelmæssig testning af brændselskvaliteten for at kontrollere, at den er i overensstemmelse med den første karakterisering og anlæggets designspecifikationer. Overvågningshyppigheden og de parametre, der er valgt fra nedenstående tabel, er baseret på brændslets variabilitet og en vurdering af relevansen af udledningen af forurenende stoffer (f.eks. koncentration i brændsel, anvendt røggasrensning)			
ii	Efterfølgende justering af anlægget, når det er nødvendigt og praktisk muligt (f.eks. integration af brændselskarakterisering og -kontrol i det avancerede kontrolsystem (se beskrivelsen i afsnit 8.1)).			
iii				

Kolonne 1: BATC-nummer	Kolonne 2: BAT-konklusion	Tilføjelser til BAT-konklusion (Beskrivelse eller anvendelse). Evt. henvisning til afsnit i BAT-konklusion	Kapitel i BREF med evt. uddybende information	BAT-status: Virksomhedens nuværende status med hensyn til at opfylde BAT-kravet
BAT 10	For at reducere emissionerne til luft og/eller til vand under andre end de normale driftsbetingelser (OTNOC) er det BAT at opstille og gennemføre en håndteringsplan som en del af miljøledelsessystemet (se BAT 1), der står i et rimeligt forhold til relevansen af den potentielle udledning af forurenende stoffer, og som omfatter følgende elementer: — hensigtsmæssigt design af de systemer, der anses for at forårsage OTNOC, som kan have en indvirkning på emissionerne til luft, vand og/eller jord (f.eks. designkoncepter for lav belastning med henblik på at reducere minimumsbelastningerne i opstarts- og nedlukningsfasen for at sikre en stabil produktion i gasturbiner) — etablering og gennemførelse af en specifik forebyggende vedligeholdelsesplan for disse relevante systemer — gennemgang og registrering af emissioner forårsaget af OTNOC og hermed forbundne omstændigheder og gennemførelse af korrigerende foranstaltninger, hvis det er nødvendigt —periodisk vurdering af de samlede emissioner under OTNOC (hyppighed af hændelser, varighed, kvantificering/vurdering af emissioner) og gennemførelse af korrigerende foranstaltninger, hvis det er nødvendigt.			

Kolonne 1: BATC-nummer	Kolonne 2: BAT-konklusion	Tilføjelser til BAT-konklusion (Beskrivelse eller ændrelse). Evt. henvisning til afsnit i BAT-konklusion	Kapitel i BREF med evt. uddybende information	BAT-status: Virksomhedens nuværende status med hensyn til at opfylde BAT-kravet
BAT 11	Det er BAT at overvåge emissioner til luft og/eller til vand behørigt under OTNOC.	Beskrivelse: Overvågningen kan foretages ved direkte måling af emissioner eller ved overvågning af erstatningsparametre, hvis denne overvågning viser sig at være af samme eller bedre videnskabelig kvalitet end den direkte måling af emissioner. Emissioner under opstart og nedlukning kan vurderes på grundlag af en detaljeret emissionsmåling, der foretages i henhold til en typisk opstarts/nedluknings-procedure mindst én gang om året, og hvis resultater bruges til at vurdere emissionerne for hver enkelt opstart/nedlukning hele året.		
1.4 Energieffektivitet				
1.5 Vandforbrug og emissioner til vand				
1.6 Affaldshåndtering				
1.7 Støjemissioner				
BAT 17	For at reducere støjemissioner er det BAT at anvende én eller en kombination af nedenstående teknikker.		3.2.7	

Kolonne 1: BATC-nummer	Kolonne 2: BAT-konklusion	Tilføjelser til BAT-konklusion (Beskrivelse eller anvendelse). Evt. henvisning til afsnit i BAT-konklusion	Kapitel i BREF med evt. uddybende information	BAT-status: Virksomhedens nuværende status med hensyn til at opfylde BAT-kravet
a	Driftsforanstaltninger: Dette omfatter: — bedre inspektion og vedligeholdelse af udstyr — lukning af døre og vinduer i lukkede områder i videst muligt omfang — betjening af udstyret foretaget af erfarent personale — undgåelse af støjende aktiviteter om natten, hvis muligt — regler for støjkontrol i forbindelse med vedligeholdelsesarbejde (Kan anvendes generelt)			
b	Støjsvagt udstyr: Dette kan omfatte kompressorer, pumper og brændere (Kan anvendes generelt, hvis udstyret er nyt eller udskiftet)			
c	Støjdæmpning: Støjudbredelse kan reduceres ved at indsætte barrierer mellem støjkilde og modtager. Passende barrierer omfatter beskyttelsesmure, volde og bygninger. (Kan anvendes generelt i nye anlæg. Ved eksisterende anlæg kan der være begrænset mulighed for at indsætte barrierer, fordi der mangle plads)			

Kolonne 1: BAT-nummer	Kolonne 2: BAT-konklusion	Tilføjelser til BAT-konklusion (Beskrivelse eller anvendelse). Evt. henvisning til afsnit i BAT-konklusion	Kapitel i BREF med evt. uddybende information	BAT-status: Virksomhedens nuværende status med hensyn til at opfylde BAT-kravet
d	Støjdæmpende udstyr: Dette omfatter: — støjdæmpere — isolering af udstyr — indkapsling af støjende udstyr — lydisolering af bygninger (Anvendeligheden kan være begrænset, fordi der mangler plads)			
e	Passende placering af udstyr og bygninger: Støjniveauet kan reduceres ved at øge afstanden mellem kilden og modtageren og ved at bruge bygninger som støjskærme (Kan anvendes generelt i nye anlæg. Ved eksisterende anlæg kan der være begrænset mulighed for at flytte udstyr og produktionsanlæg, fordi der mangler plads, eller fordi det ville være forbundet med for store omkostninger.)			
Tilbage til top				
4. BAT-KONKLUSIONER FOR FORBRÆNDING AF GASFORMIGT BRÆNDSEL				
Medmindre andet er anført, finder de BAT-konklusioner, der er omhandlet i dette afsnit, generelt anvendelse på forbrænding af gasformigt brændsel. De gælder ud over de generelle BAT-konklusioner.				
4.1. BAT-konklusioner for forbrænding af naturgas				
4.1.1. Energieffektivitet				
4.1.2. NO _x , CO-, NMVOC- og CH ₄ -emissioner til luft				
4.3. BAT-konklusioner for forbrænding af gasformigt og/eller flydende brændsel på offshoreplatforme				
BAT 52	For at forbedre de overordnede miljøpræstationer i forbindelse med forbrændingen af gasformigt og/eller flydende brændsel på offshoreplatforme er det BAT at anvende én eller en kombination af nedenstående teknikker.		Kapitel 7.4	

Kolonne 1: BATC-nummer	Kolonne 2: BAT-konklusion	Tilføjelser til BAT-konklusion (Beskrivelse eller anvendelse). Evt. henvisning til afsnit i BAT-konklusion	Kapitel i BREF med evt. uddybende information	BAT-status: Virksomhedens nuværende status med hensyn til at opfylde BAT-kravet
a	Procesoptimering: Optimere processen for at minimere kravene til den mekaniske effekt (Kan anvendes generelt)			
b	Styring af tryktab: Optimere og vedligeholde indsugnings- og udstødningssystemer, således at tryktabene bliver så små som muligt (Kan anvendes generelt)			
c	Styring af belastning: Anvende flere generator- og kompressorsæt ved belastningspunkter, der minimerer emissioner (Kan anvendes generelt)			
d	Minimere den »roterende reserve«: Når den roterende reserve er i drift af hensyn til driftspålideligheden, skal antallet af yderligere turbiner minimeres, undtagen under særlige omstændigheder (Kan anvendes generelt)			

Kolonne 1: BATC-nummer	Kolonne 2: BAT-konklusion	Tilføjelser til BAT-konklusion (Beskrivelse eller anvendelse). Evt. henvisning til afsnit i BAT-konklusion	Kapitel i BREF med evt. uddybende information	BAT-status: Virksomhedens nuværende status med hensyn til at opfylde BAT-kravet
e	Valg af brændsel. Tilføje brændselsgas fra et punkt på topside af olie- og gasprocessen, der opfylder et minimum af forbrændingsparametre for brændselsgas, f.eks. brændværdi, og minimumskoncentrationer af svovlforbindelser, for at minimere SO ₂ -dannelse. For flydende destillerede brændsler er det bedst at vælge brændsel med lavt svovlindhold (Kan anvendes generelt)			
f	Indsprøjtningstilladelse: Optimer indsprøjtningstidspunktet i motorer (Kan anvendes generelt)			
g	Varmegenvinding: Anvendelse af udstødningsvarme fra gasturbiner/motorer til opvarmning af platforme (Kan anvendes generelt i nye fyringsanlæg. På eksisterende anlæg kan anvendeligheden være begrænset af varmebehovet og fyringsanlæggets indretning (plads))			

Kolonne 1: BATC-nummer	Kolonne 2: BAT-konklusion	Tilføjelser til BAT-konklusion (Beskrivelse eller anvendelse). Evt. henvisning til afsnit i BAT-konklusion	Kapitel i BREF med evt. uddybende information	BAT-status: Virksomhedens nuværende status med hensyn til at opfylde BAT-kravet
h	Kraftintegration af flere gasfelter/oliefelter: Anvendelse af en central energiforsyning til forsyning af en række deltagende platforme placeret i forskellige gasfelter/oliefelter (Anvendeligheden kan være begrænset afhængigt af placeringen af de forskellige gasfelter/oliefelter og af indretningen af de forskellige deltagende platforme, herunder tilpasning af tidsplaner for plantægning, opstart og indstilling af produktion)			
BAT 53	For at forebygge eller reducere NO _x -emissionerne til luft fra forbrændingen af gasformigt og/eller flydende brændsel på offshoreplatforme er det BAT at anvende én eller en kombination af nedenstående teknikker.			
a	Avanceret kontrolsystem: Se beskrivelsen i afsnit 8.3 (Anvendeligheden kan være begrænset for ældre fyringsanlæg på grund af behovet for opgradering af forbrændingssystemet og/eller kontrolsystemet)			

Kolonne 1: BATC-nummer	Kolonne 2: BAT-konklusion	Tilføjelser til BAT-konklusion (Beskrivelse eller anvendelse). Evt. henvisning til afsnit i BAT-konklusion	Kapitel i BREF med evt. uddybende information	BAT-status: Virksomhedens nuværende status med hensyn til at opfylde BAT-kravet
b	Tørre lav-NO _x -brændere (DLN): Se beskrivelsen i afsnit 8.3 (Er anvendelig på nye gasturbiner (standardudstyr) med de begrænsninger, der er forbundet med forskellige brændelseskvaliteter. For eksisterende gasturbiner kan anvendeligheden være begrænset af: tilgængeligheden af en opgraderingsmulighed (til drift ved lav belastning), en kompleks indretning af platformen og pladstilgængelighed)			
c	Lean burn: Se beskrivelsen i afsnit 8.3 (Er kun anvendelig på nye gasfyrede motorer)			
d	Lav-NO _x -brændere (LNB): Se beskrivelsen i afsnit 8.3 (Er kun anvendelig på kedler)			
BAT 54	For at forebygge eller reducere CO-emissionerne til luft fra forbrændingen af gasformigt og/eller flydende brændsel i gasturbiner på offshoreplatforme er det BAT at anvende én eller en kombination af nedenstående teknikker.			

Kolonne 1: BATC-nummer	Kolonne 2: BAT-konklusion	Tilføjelser til BAT-konklusion (Beskrivelse eller anvendelse). Evt. henvisning til afsnit i BAT-konklusion	Kapitel i BREF med evt. uddybende information	BAT-status: Virksomhedens nuværende status med hensyn til at opfylde BAT-kravet
a	Forbrændingsoptimering: Se beskrivelsen i afsnit 8.3 (Kan anvendes generelt)			
b	Oxidationskatalysatorer: Se beskrivelsen i afsnit 8.3 (Er ikke anvendelige for fyringsanlæg, som drives < 500 t/år. Opgraderingen af eksisterende fyringsanlæg kan være begrænset af tilgængeligheden af tilstrækkelig plads eller af vægtbegrænsninger)			
54 tabel 32 BAT-AEL	Tabel 32: BAT-relaterede emissionsniveauer (BAT-AEL'er) for NOX-emissioner til luft fra forbrændingen af gasformigt brændsel i gasturbiner med åben cyklus på offshoreplatforme	<i>Tilføjelse:</i> Som indikation vil de gennemsnitlige CO-emissionsniveauer for prøvetagningsperioden generelt være: — < 100 mg/Nm ³ for eksisterende gasturbiner, der fyrer med gasformigt brændsel på offshoreplatforme og drives ≥ 1 500 t/år — < 75 mg/Nm ³ for nye gasturbiner, der fyrer med gasformigt brændsel på offshoreplatforme.		

Bilag D:

Oversigt over revurdering af vilkår

Miljøgodkendelse af fyringanslæg på offshoreplatoforme i Dan F feltet af 6. juli 2015

Vilkår	Overført uændret	Overført ændret	Slettet	Bemærkning
Generelle forhold				
A1	A1			
A2	A2			
A3+A4	A3			Vilkåret er slået sammen med A3. Indhold uændret
Indretning og drift				
B1			X	Ikke relevant
B2	B1			
B3		B2 + B3		Sidste del af det oprindelige vilkår er slettet. Det er blevet opsplittet og præciseret.
B4	B4			
B5	B5			
Luftforurening				
C1		C1		Vilkåret er ændret som følge af BAT-konklusionen. Emissionsgrænserne er blevet ændret og skærpet.
C2	C2			Vilkåret er ændret som følge af BAT-konklusionen
C3	C11			
C4	C8			
C5	D1			
C6	D2			
C7			X	Ikke relevant
Indberetning, rapportering og journaler				
D1+D2	D3			Tidligere vilkår slået sammen. Journaler opbevares nu i mindst 5 år.