

# Krav til bestemmelse av NOx-utslipp fra energianlegg (aktivitetsforskriften §70); Vurdering av økonomiske og administrative konsekvenser

De foreslåtte endringene er utredet i henhold til minimumskravene i utredningsinstruksen. De positive virkningene er beskrevet kvalitativt, mens det angis et kvantifisert anslag for merkostnadene forbundet med forslaget. Endringene anses ikke å medføre vesentlige virkninger og reiser etter vår vurdering ingen prinsipielle spørsmål.

## 1. Sammendrag

Miljødirektoratet foreslår at krav til måling og beregning av NOx-utslipp fra energianlegg på faste innretninger offshore, som fram til nå har blitt stilt i tillatelser etter forurensningsloven, overføres til forskrift. Dette vil sikre likebehandling av operatørene og gi økt forutsigbarhet for alle involverte aktører.

Forslaget innebærer også en innskjerping og presisering av kravstillingen. Dette anses som nødvendig for å redusere usikkerheten i utslippstall som rapporteres og å redusere risikoen for at kravene tolkes forskjellig. Utslippstallene inngår i det nasjonale utslippsregnskapet og skal dokumentere at utslippsgrenser overholdes, samt danne grunnlag for innbetaling av NOx-avgift.

Forslaget vil medføre noe økte kostnader for de fleste operatører, mens akkrediterte måleinstanser vil få økt oppdragsmengde. Merkostnadene som påføres operatørene vurderes ikke å være urimelige i forhold til nytteverdien. Endringen av kravstillingen vurderes å medføre noe mindre administrative kostnader ved at det ikke må gjøres konkrete vurderinger av måle- og beregningsmetoder i den enkelte tillatelse.

## 2. Problembeskrivelse

Utslippene av NOx fra petroleumsvirksomheten er betydelige og utgjorde i underkant av 45 000 tonn i 2019, tilsvarende om lag 28 % av de samlede norske NOx-utslippene i Norge. Det er derfor viktig å kunne bestemme utslippene med tilfredsstillende nøyaktighet.

Utslippene av NOx fra petroleumsvirksomheten er regulert gjennom utslippsgrenser i tillatelser etter forurensningsloven og er underlagt NOx-avgift for oppfyllelse av utslippsforpliktelsen under Gøteborgprotokollen. Petroleumsvirksomheten er også omfattet av EUs kommisjonsbeslutning 2017/1442 for store forbrenningsanlegg, som krever at nasjonale myndigheter skal fastsette konsentrasjonsgrenser for NOx basert på bruk av beste tilgjengelige teknikker (BAT), samt stille krav til utslippskontroll.

De fleste felt på norsk sokkel har fram til nå hatt tilnærmet likelydende krav til måling og beregning av NOx-utslipp i sine tillatelser. I tillatelsene stilles det typisk krav til at måleprogrammet skal være basert på enten kontinuerlige målinger (CEMS), kontinuerlige beregninger (PEMS) eller annen metode som gir tilfredsstillende nøyaktighet. Kravene har imidlertid ikke vært fullt ut harmonisert og

dette har gitt rom for tolkning. Dette har ført til at operatørene har etterlevd kravene på forskjellig måte og med forskjellig ressursbruk.

Det finnes ca. 162 turbiner på norsk sokkel, hvorav 111 er konvensjonelle turbiner og 51 er DLE (lav-NOx)-turbiner. Stort sett alle operatører som har konvensjonelle turbiner, har valgt å installere PEMS for å bestemme NOx-utslippene. Operatørene har imidlertid hatt forskjellig praksis mht. om det gjøres verifikasjonsmålinger for å kontrollere at PEMS-modellen gir riktige resultater.

Blant operatørene som har DLE-turbiner er det også forskjeller i tolkning og etterlevelse av krav, hvor flertallet av operatørene bestemmer utslippene ved bruk av standardfaktor angitt i særavgiftsforskriften. Det er installert PEMS på ca. 10 av DLE-turbinene.

Det er per i dag ca. 14 motorer og ca. 12 kjeler som vil bli omfattet av nye krav til bestemmelse av NOx-utslipp. Flertallet av operatørene bestemmer utslippene fra motorer og kjeler ved bruk av standardfaktor som angitt i særavgiftsforskriften. Dette er utstyr som har betydelige utslipp i regulær drift.

Det at dagens krav er uklare og at operatørene tolker og etterlever kravene forskjellig fører til usikkerhet knyttet til hvor nøyaktige de innrapporterte utslippstallene er. Dette har konsekvenser for bl.a. innbetaling av NOx-avgift og kvaliteten på Norges nasjonale utslippsregnskap. Videre er det uheldig at forskjellig tolkning av kravene medfører forskjellig ressursbruk hos operatørene. Det er grunn til å tro at dette vil fortsette om kravene ikke forskriftsfestes.

På bakgrunn av dette ser vi behov for både å innskjerpe og forskriftsfeste kravene for å få bedre kontroll på utslipp av NOx fra petroleumssektoren, sikre likebehandling og øke forutsigbarheten for aktørene.

### 3. Tiltaks- og virkemiddelvurdering

Miljødirektoratet ser det som nødvendig å stille særskilte krav til kvantifisering av NOx-utslipp for å løse de identifiserte utfordringene som skisseres i pkt. 2. Det foreslås at det stilles like krav til i) bestemmelse av utslipp, ii) verifisering av målinger/beregninger og iii) krav til korrigering ved avvik fra referansemålinger, jf. f § 70.

Endringen innebærer en innskjerping og presisering av krav til hvor ofte det skal gjennomføres verifikasjonsmålinger samt største tillatte avvik mellom referansemålinger og NOx-konsentrasjon målt med CEMS eller beregnet med PEMS.

Miljødirektoratet har vurdert hvor ofte det må gjøres akkrediterte verifikasjonsmålinger for å sikre at PEMS-modeller gir tilstrekkelig pålitelige utslippstall. Teknisk spesifisering SN-CEN/TS 17198:2018 foreskriver årlige målinger, men er primært innrettet mot landbaserte utslippskilder. Det er mer komplisert og kostnadskrevenende å gjennomføre slike målinger offshore enn på land, og Miljødirektoratet vurderer det derfor som rimelig å akseptere målinger hvert tredje år på offshoreinnretninger.

Miljødirektoratet kan ikke se at de foreslåtte endringene av kravene, eller forskriftsfesting av disse, reiser prinsipielle spørsmål som må adresseres.

## 4. Positive og negative virkninger av tiltakene

### 4.1. Nyttvirkninger

Miljødirektoratet har erfart at varierende forståelse av krav til måling av NOx utslipp i tillatelsene ikke gir et tilstrekkelig grunnlag for tilfredsstillende kontroll med utslippene. Utslippsgrenser sammen med NOx-avgift er de to virkemidlene som benyttes i petroleumsindustrien for å begrense NOx utslipp. Nøyaktige målinger er dermed en vesentlig premiss for at virkemidlene skal oppnå sin tiltenkte effekt. På bakgrunn av teknologiutvikling innenfor målemetoder og -beregninger er det mulig å forskriftsfeste krav til kontroll og måling av NOx utslipp slik at man oppnår pålitelige utslippstall fra den enkelte operatør og totalt for sektoren. Dermed reduseres usikkerheten forbundet med rapporterte utslippstall.

Pålitelige utslippstall er avgjørende for korrekt innbetaling av NOx-avgift, overholdelse av utslippsgrenser i tillatelser og som grunnlag for rapportering under internasjonale avtaler og konvensjoner, herunder innskjerpede utslippsforpliktelser fra 2020 iht. Gøteborgprotokollen. Konsekvensen av manglende eller unøyaktige målinger kan bl.a. være feilaktig innbetaling av NOx-avgift. Presisering av kravene og innlemming i forskrift vil bidra til økt likebehandling av aktørene, eksempelvis ved at operatørenes kostnader ved verifikasjonsmålinger utjevnes. Forskriftsregulering gir økt forutsigbarhet for operatører, rettighetshavere og andre interessenter, herunder kontraktører og leverandører.

Den foreslåtte presiseringen av kravene til måling og beregning av NOx-utslipp vil også kunne forenkle myndighetenes oppfølging og tilsyn av virksomhetene ved at kravene blir lettere kontrollerbare.

Merkostnadene forbundet med de innskjerpede kravene anses å være oppveid av de fordeler man oppnår gjennom pålitelige utslippstall.

### 4.2. Kostnader

Hvilke ekstrakostnader som påføres operatører/rettighetshavere som følge av de oppdaterte kravene vil avhenge av hvilke metoder som benyttes for kvantifisering av NOx-utslipp pr. i dag og hvordan aktørene i bransjen velger å tilpasse seg de nye kravene. Miljødirektoratet har gjort et grovt anslag over kostnader ved å overholde de nye kravene:

#### Faktagrunnlag og forutsetninger for beregningene:

- Det er ca. 110 konvensjonelle turbiner og ca. 10 DLE-turbiner på norsk sokkel som har installert PEMS
- Det vil måtte gjennomføres akkrediterte målinger hvert tredje år på alle turbiner med PEMS
- Det er installert 40 DLE-turbiner uten PEMS på norsk sokkel
- Det legges til grunn at operatører som ikke har installert PEMS på sine DLE-turbiner velger å etterleve de nye kravene ved å gjennomføre årlige akkrediterte målinger, snarere enn å installere PEMS

- Kostnaden ved å gjennomføre akkrediterte målinger offshore settes til kr. 90 000,- pr. turbin for både konvensjonelle turbiner og DLE-turbiner, tilsvarende kr. 30 000,- pr. turbin pr. år ved målinger hvert tredje år. For DLE-turbiner uten PEMS vil kostnaden være kr. 90 000,- pr. turbin pr. år.
- For motorer og kjeler med termisk innfyrt effekt lik eller større enn 5 MW og mindre enn eller lik 20 MW, som benyttes til å dekke energibehovet under normal drift, settes kostnaden ved å gjennomføre akkrediterte målinger til kr. 90 000,- pr. motor og pr. kjel, tilsvarende kr. 30 000,- pr. motor og pr. kjel pr. år ved målinger hvert tredje år. Det er i dag ca. 12 motorer og 12 kjeler som vil bli omfattet av dette kravet.
- For motorer og kjeler med termisk innfyrt effekt større enn 20 MW setter kostnaden ved å gjennomføre årlige akkrediterte målinger til kr. 90 000 pr. motor og pr. kjel pr. år. Kravet vil gjelde for et lite antall motorer per i dag.
- Enhetskostnaden ved å gjennomføre akkrediterte utslippsmålinger er i beregningene ovenfor satt til kr. 90 000,- pr. turbin. Dette inkluderer utgifter til målefirmaets reise og opphold offshore og interne kostnader som operatøren har i forbindelse med tilrettelegging for målekampanje. Tilsvarende gjelder for akkrediterte målinger på motorer og kjeler.
- Det er lagt til grunn samme enhetskostnad for akkrediterte målinger på konvensjonelle turbiner og DLE-turbiner.
- Det er lagt til grunn samme enhetskostnad for akkrediterte målinger på motorer og kjeler.
- Kostnadsoverslaget omfatter ikke tilrettelegging for røykgassmålinger der målepunkter ikke allerede er etablert. Det legges til grunn at tilretteleggingen gjennomføres i forbindelse med vedlikeholdsstans.
- Det legges til grunn at aktørene i bransjen ikke påføres andre merkostnader enn de som er nevnt ovenfor, jf. punkt 4.4.

#### Estimerte årlige merkostnader:

|  |                            |
|--|----------------------------|
| Akkrediterte målinger hvert 3. år på turbiner med PEMS: 30 000 kr/turbin x 120 turbiner    | = 3 600 000 kr             |
| Akkrediterte målinger hvert år på turbiner uten PEMS: 90 000 kr/turbin x 40 turbiner       | = 3 600 000 kr             |
| Akkrediterte målinger hvert 3. år på motorer (5-20 MW): 30 000 kr/motor x 12 motorer       | = 360 000 kr               |
| Akkrediterte målinger hvert 3. år på kjeler (5-20 MW): 30 000 kr/kjel x 12 kjeler          | = 360 000 kr               |
| <u>Akkrediterte målinger hvert år på motorer (&gt; 20 MW): 90 000 kr/motor x 2 motorer</u> | <u>= 180 000 kr</u>        |
| <b>Total årlig merkostnad på norsk sokkel:</b>   | <b><u>8 100 000 kr</u></b> |

Med de forutsetningene som er lagt til grunn, anses det for sannsynlig at kostnadene kan være overestimert. Usikkerheter i estimerte kostnader drøftes under pkt. 4.4.

Miljødirektoratet legger til grunn at operatørene ikke vil kunne søke om støtte til implementering av PEMS og/eller verifikasjonsmålinger fra NOx-fondet så lenge dette gjøres for å overholde myndighetskrav. Kostnadene vil derfor i sin helhet måtte dekkes av operatører og rettighetshavere.

#### 4.3 Fordelingsvirkninger

Operatører og rettighetshavere vil få noe økte kostnader, mens akkrediterte måleinstanser vil kunne få økt oppdragsmengde. Utover dette forventes ingen fordelingsvirkninger av betydning.

#### 4.4 Usikkerheter

Miljødirektoratet har vurdert hvilke faktorer som kan bidra til usikkerhet i kostnadsoverslagene som er angitt under pkt. 4.2. Følgende forhold er identifisert:

- Kostnadene ved å gjennomføre akkrediterte tredjepartsmålinger offshore vil kunne variere avhengig av tilbud og etterspørsel etter måletjenester, hvorvidt målingene kan kombineres med andre oppdrag offshore for å redusere kostnader knyttet til reise og opphold og hvorvidt uforutsette omstendigheter medfører kortere eller lengre opphold offshore enn forutsatt.
- Det er også usikkert om operatører som per i dag ikke har installert PEMS på sine DLE-turbiner vil tilpasse seg kravene ved å gjøre årlige akkrediterte målinger, slik vi har lagt til grunn i kostnadsoverslagene ovenfor, eller installerer PEMS. Hvis operatører velger å installere PEMS vil kostnadene kunne avvike noe fra anslagene gjort under pkt. 4.2.

#### 5. Anbefaling

Se pkt. 1 Sammendrag.