

Krav til bestemmelse av NO_x-utslipp fra energianlegg (aktivitetsforskriften §70);

Vurdering av økonomiske og administrative konsekvenser

Innhold

1. Sammendrag	3
2. Bakgrunn og introduksjon	4
2.1 Om NO _x -utslipp på norsk sokkel	4
2.2 Dagens regulering av NO _x -utslipp fra energianlegg på norsk sokkel	4
2.2.1 Tillatelser etter forurensningsloven	4
2.2.2 NO _x -avgift.....	5
2.3 Internasjonale forpliktelser og avtaler	5
2.3.1 Gøteborgprotokollen/EUs takdirektiv	5
2.3.2 Industriutslippsdirektivet og BAT-konklusjon for store forbrenningsanlegg	6
2.3.3 Direktiv for mellomstore forbrenningsanlegg	7
2.3.4 Teknisk spesifisering for PEMS – anvendelse, utførelse og kvalitetssikring	7
2.3.5 Oppsummerende betraktninger	8
2.4 Bruk av innrapporterte utslippstall for NO _x	8
3. Problembeskrivelse	8
3.1 Uklarheter i kravstillingen og ulik tolkning av krav	9
3.2 Overholdelse av krav som følger av internasjonalt regelverk.....	9
3.3 Usikkerhet i rapporterte utslippstall og konsekvenser av dette	10
3.4 Forventet framtidig utvikling (nullalternativet)	10
3.4.1 Utslippsprognoser	10
3.4.2 Forventet utvikling av overholdelsen av kravene	11
3.5 Målformulering – hva vil vi oppnå?	11
4. Hvilke tiltak (alternativer) er aktuelle?.....	11
4.1 Prioriteringer og avgrensninger	12
4.2 Alternativ 1	13
4.3 Alternativ 2	13
5. Positive og negative virkninger av de aktuelle alternativene	14
5.1 Nyttevirkninger.....	14
5.1.1 Overføring av krav til forskrift sikrer likebehandling og forutsigbarhet.....	14

5.1.2 Innskjerping og presisering av krav sikrer lik etterlevelse.....	14
5.1.3 Endringene gir mer nøyaktige utslippsdata	15
5.1.4 Sammenligning av alternativene.....	16
5.2 Kostnader	16
5.2.1 Investeringskostnader	16
5.2.2 Driftskostnader	17
5.2.3 Sammenstilling av positive og negative konsekvenser	17
5.2.4 Usikkerhetsanalyse kostnader.....	19
5.2.5 Andre usikkerhetsmomenter	20
6. Hvilket alternativ anbefales, og hvorfor?	21
7. Hva er forutsetningene for en vellykket gjennomføring?	21

1. Sammendrag

Miljødirektoratet foreslår å fastsette nye krav til bestemmelse av NO_x-utslipp fra energianlegg på faste petroleumsinnretninger på norsk sokkel. Kravene foreslås tatt inn i ny § 70 b i aktivitetsforskriften, og vil da erstatte krav som i dag er stilt i tillatelser etter forurensningsloven til det enkelte felt. Dette dokumentet begrunner forslaget og belyser konsekvenser av å innføre de nye kravene. Konsekvensutredningen er utarbeidet i tråd med utredningsinstruksen, og kostnadsberegningene er i stor grad basert på informasjon innhentet fra operatører av felt på norsk sokkel og fagmiljøer med kompetanse på utslippsmålinger og beregninger.

De fleste felt på norsk sokkel har fram til nå hatt tilnærmet likelydende krav til måling og beregning av NO_x-utslipp i sine tillatelser, men kravene har ikke vært fullt ut harmonisert. Dette har medført ulik grad av etterlevelse fra de enkelte operatørens side som igjen har bidratt til usikkerhet rundt de rapporterte NO_x-utslippstallene. Det er viktig å redusere denne usikkerheten og besørge god kvalitet på innrapporterte utslippstall, bl.a. for å overholde våre internasjonale forpliktelser.

Det er blitt utredet to alternative forslag til nye krav til bestemmelse av NO_x-utslipp i tillegg til nullalternativet, som i all hovedsak er en videreføring av dagens praksis. Begge de utredede alternativene innebærer en innskjerping av krav til akkrediterte utslippsmålinger for konvensjonelle turbiner, lav-NO_x-turbiner, motorer og kjeler med innfyrt effekt på 10 MW eller mer som brukes til oppdekning av energibehov på innretningene under normal drift. Alternativ 1 tar utgangspunkt i forslag til forskrift som ble fremmet av Miljødirektoratet i 2020, mens alternativ 2 stiller mindre strenge krav med tilhørende lavere kostnader enn for alternativ 1.

Samfunnsøkonomiske kostnader ved å innføre kravene som ligger i alternativ 2, er beregnet til 10 millioner kroner pr. år for bransjen som helhet, mens tilsvarende for alternativ 1 er beregnet til 25 millioner kroner pr. år.

Det er ikke mulig å konkludere entydig hvorvidt de to alternativene som er utredet er samfunnsøkonomisk lønnsomme eller ei, da det ikke er mulig å prissette nyttevirkningene. Miljødirektoratets vurdering er likevel at nytten som følger av kravene i alternativ 2 er tilstrekkelig store sammenlignet med nullalternativet, til at de økte kostnadene er forsvarlige. Det er viktig å redusere usikkerheten i utslippstallene og alternativ 2 vil bidra til dette på en tilstrekkelig god måte sammenlignet med nullalternativet. Dette betyr at selv om alternativ 1 har noe større nyttevirkinger, er ikke den relative forskjellen til alternativ 2 stor nok til å kunne forsvare de høyere kostnadene knyttet til alternativ 1. Etter en grundig vurdering av nytte og kostnader foreslår vi derfor at de nye kravene fastsettes i tråd med kravene i alternativ 2.

De nye kravene som foreslås vil sikre bedre kontroll med at utslippsgrenser som fastsettes i medhold av forurensningsloven overholdes, gir bedre sikkerhet i å overholde internasjonale forpliktelser og regelverk, samtidig som usikkerheten i utslippstallene som rapporteres til Miljødirektoratet reduseres. De nye kravene vil også i større grad enn tidligere sikre likebehandling av operatører og rettighetshavere og gi økt forutsigbarhet for aktørene i bransjen.

2. Bakgrunn og introduksjon

2.1 Om NOx-utslipp på norsk sokkel

Utslippene av NOx fra petroleumsvirksomheten på norsk sokkel er betydelige og utgjorde i underkant av 42 000 tonn i 2020, tilsvarende om lag 26 prosent av de samlede norske NOx-utslippene. NOx-utslipp bidrar til forsurening og dannelse av bakkenært ozon som bl.a. kan medføre redusert plantevekst og ha helseskadelige effekter.

Hovedandelen av NOx-utslippene fra norsk sokkel stammer fra gassturbiner som er installert på faste innretninger for å forsyne disse med elektrisk og mekanisk kraft samt varme. Kun et mindre antall faste innretninger benytter dieselmotorer for å dekke kraftbehovet og gassfyrte kjeler for å dekke varmebehovet. Gassfyrte kjeler finnes bl.a. på flere av innretningene som forsynes med kraft fra land (hel-elektrifiserte innretninger).

Flesteparten av turbinene er såkalte konvensjonelle turbiner, også kalt "SAC"-turbiner (Singular Annular Combustion). Disse forbrenner gass ved høy temperatur og har betydelige NOx-utslipp. På nyere innretninger er det i all hovedsak installert "DLE" -turbiner (Dry Low Emission), vanligvis omtalt som lav-NOx-turbiner. Så lenge disse opereres innenfor høye lastområder, dvs. > 70 prosent last (heretter omtalt som garantiområdet), har de vesentlig lavere NOx-utslipp enn konvensjonelle turbiner.

2.2 Dagens regulering av NOx-utslipp fra energianlegg på norsk sokkel

2.2.1 Tillatelser etter forurensningsloven

Utslippene av NOx fra energianlegg på faste innretninger reguleres i dag gjennom grenseverdier fastsatt i tillatelser etter forurensningsloven. Alle felt har en øvre grense for hvor mye (i antall tonn) NOx som tillates sluppet ut per år ved normal drift. Utslippsgrensen i tonn per år omfatter turbiner, motorer og eventuelle kjeler på feltet. For nye felt som har lav-NOx-turbiner, er det også fastsatt konsentrasjonsgrenser i mg NOx per Nm³. Miljødirektoratet har varslet at konsentrasjonsgrenser vil bli fastsatt både for konvensjonelle turbiner og lav-NOx-turbiner i tråd med EUs kommisjonsbeslutning 2017/1442 (se punkt 2.3.2), jf. vårt brev til operatørene på norsk sokkel av 13. november 2020.

I gjeldende tillatelser for faste innretninger er det også fastsatt krav til hvordan utslipp av NOx fra gassturbiner skal måles og beregnes. Det stilles krav om at utslipp fra konvensjonelle turbiner (SAC-turbiner) skal bestemmes ved bruk av CEMS¹, PEMS² eller annen metode som gir tilfredsstillende nøyaktighet, og at metoden skal angi utslippsnivået med usikkerhet som ikke overstiger 15 prosent. For nyere felt er tilsvarende krav også stilt for DLE-turbiner.

NOx-utslipp fra flyttbare innretninger er også regulert gjennom utslippsgrenser fastsatt i tillatelser etter forurensningsloven. Utslippsgrensen i tonn per år er imidlertid begrenset til dieselmotorer og eventuelle kjeler på innretningen.

¹ Continuous Emission Monitoring System

² Predictive Emission Monitoring System

2.2.2 NOx-avgift

For å legge til rette for kostnadseffektive utslippsreduksjoner med sikte på å overholde internasjonale forpliktelser (jf. omtale i pkt. 2.3), ble det innført en avgift på utslipp av NOx i 2007. Utslipp fra energiproduksjon (gasturbiner, motorer og kjeler) er omfattet av avgiften. Det gis avgiftsfritak for utslippsenheter som er omfattet av miljøavtalen (NOx -fondet) som ble inngått mellom en rekke næringsorganisasjoner og Klima- og miljødepartementet i 2008. Alle operatører med faste felt i drift har valgt å delta i NOx-fondet, og dermed er det NOx-fondet og NOx-avtalen som blir omtalt i det følgende.

Avtalen innebærer at operatørene og rettighetshaverne på norsk sokkel har en lavere innbetalingssats til fondet, som for 2021 er 16,5 kr. pr. kg., mens NOx-avgiften for 2021 er på 23,5 kr. pr. kg. Samlet innbetaling til NOx-fondet fra petroleumsvirksomheten på norsk sokkel beløp seg i 2020 til 470 millioner kroner. I NOx-avtalen 2018-2025 har næringslivet forpliktet seg til å redusere NOx-utslipp slik at samlede utslipp holdes under fastsatte to-årige utslippstak.

2.3 Internasjonale forpliktelser og avtaler

Internasjonale krav og forpliktelser som ligger til grunn for reguleringen av utslippene av NOx i Norge er kort omtalt nedenfor.

2.3.1 Gøteborgprotokollen/EUs takdirektiv

Norge er underlagt utslippsforpliktelser for NOx gjennom Gøteborgprotokollen under Konvensjonen om langtransportert luftforurensning ("LRTAP"³). De samlede NOx-utslippene skal fra og med 2020 reduseres med 23 prosent sammenliknet med utslippene i 2005, tilsvarende et samlet årlig utslipp på 169 400 tonn. Fram til 2020 har Norge overholdt sin utslippsforpliktelse etter Gøteborgprotokollen. Det bemerkes imidlertid at utslippet var på 167 868 tonn i 2019, og lå dermed tett opptil de innskjerpede kravene som gjelder fra 2020. Uoffisielle tall for 2020 viser noe lavere utslipp.

Norge har videre vært bundet av EUs "Takdirektiv" (Direktiv 2001/81/EC om nasjonale utslippstak for visse atmosfæriske forurensningskomponenter av 23. oktober 2001), som implementerer Gøteborgprotokollen i EU/EØS-området. Et nytt takdirektiv som ble vedtatt i 2016 (EU 2016/2284⁴) setter krav til reduksjoner i nasjonale utslipp gjeldende fra henholdsvis 2020 og 2030. For 2020 og påfølgende år fastsettes utslippsforpliktelser som det EUs medlemsstater har i den reviderte Gøteborgprotokollen av 2012. For 2030 og påfølgende år er utslippsforpliktelsene for de enkelte statene forhandlet. EFTA-statene vurderer for tiden rettsaktens EØS-relevans. Implementering av det nye Takdirektivet i Norge kan medføre behov for skjerpet eller nytt regelverk for å overholde nye utslippskrav fra 2030.

Det følger av både Gøteborgprotokollen og Takdirektivet at Norge skal innrapportere sine utslipp jevnlig. Norske myndigheter blir også revidert av internasjonale revisjonsteam for å påse at utslippstall som rapporteres er riktige og pålitelige. Selv om Gøteborgprotokollen ikke gir anvisning om en absolutt metode for bestemmelse av NOx-utslipp, og medlemsstatene dermed har handlefrihet ved dette valget, settes det stramme rammer til kvaliteten på målingene.

I henhold til Gøteborgprotokollen (Annex 5, punkt A 4) stilles følgende krav til målinger:

³ Convention on Long-range Transboundary Air Pollution

⁴ Parlaments- og rådsdirektiv (EU) 2016/2284 av 14. desember 2016 om reduksjon av nasjonale utslipp av visse forurensninger til luft, endring av direktiv 2003/35/EF og oppheving av direktiv 2001/81/EF

"Monitoring of relevant polluting substances and measurements of process parameters, as well as the quality assurance of automated measuring systems and the reference measurements to calibrate those systems, shall be carried out in accordance with CEN standards."

Dersom CEN-standarder ikke er tilgjengelige, skal ISO-standarder eller nasjonale eller internasjonale standarder som sikrer data av tilsvarende vitenskapelig kvalitet, benyttes. Dette er også i tråd med EUs kommisjonsbeslutning 2017/1442 for store forbrenningsanlegg (som etablerer BAT-konklusjonen, se nærmere om denne i punkt 2.3.2 nedenfor).

Både PEMS og CEMS er slike "automated measuring systems" som det refereres til i den siterte bestemmelsen over. For PEMS foreligger det foreløpig ikke en etablert CEN-standard. CEN har imidlertid utviklet en teknisk spesifisering, SN-CEN/TS 17198:2018 (nærmere omtalt i punkt 2.3.4). Den tekniske spesifiseringen er utarbeidet i samme format som CEN-standarder og det kan derfor legges til grunn at denne spesifiseringen sikrer data av tilsvarende vitenskapelig kvalitet som en CEN-standard. For CEMS er det etablert en CEN-standard; EN 15267. Kvalitetssikring av PEMS og CEMS og referansemålinger skal gjennomføres i henhold til CEN-standard; EN 14181. Ved at Gøteborgprotokollen gir anvisning om hvilke krav som stilles til målinger av utslipp, er det naturlig å ta utgangspunkt i disse etablerte standardene og spesifiseringene ved utforming av krav til måling av NO_x-utslipp på norsk sokkel.

2.3.2 Industriutslippsdirektivet og BAT-konklusjon for store forbrenningsanlegg

Industriutslippsdirektivet⁵ (IED) trådte i kraft 6. januar 2013 og er tatt inn i norsk rett gjennom forurensningsforskriften kapittel 9 og 36.⁶

Til støtte for gjennomføring av IED beskrives beste tilgjengelige teknikker (BAT) for en sektor eller bransje i såkalte BREF (BAT-referansedokument). BAT-konklusjoner utarbeides på bakgrunn av BREF-dokumentene. Disse konklusjonene beskriver teknikker og forpliktende utslippsnivåer, BAT Associated Emission Levels (BAT-AEL). Myndighetene er forpliktet til å følge BAT-konklusjonene når det fattes vedtak, enten som forskrift eller vilkår i tillatelsen til en forurensende virksomhet.

BAT-konklusjonen for store forbrenningsanlegg med nominell tilført termisk effekt på 50 MW og større, ble vedtatt og offentlig publisert den 31. juli 2017, jf. EUs kommisjonsbeslutning 2017/1442. Denne BAT-konklusjonen omfatter også energianleggene på norsk sokkel, og krever at nasjonale myndigheter fastsetter konsentrasjonsgrenser for NO_x for både konvensjonelle turbiner og lav-NO_x-turbiner.

Det følger også av BAT-konklusjonen at utslippsmålinger skal gjennomføres årlig, alternativt at NO_x-utslippene skal bestemmes ved bruk av PEMS. Hva som er å regne som BAT for utslippskontroll og kvalitetssikring av utslippsdata, beskrives på følgende måte:

"BAT is to monitor emissions to air with at least the frequency given below and in accordance with EN standards. If EN standards are not available, BAT is to use ISO, national or other international standards that ensure the provision of data of an equivalent scientific quality".

⁵ Parlaments- og rådsdirektiv 2010/75/EU av 24. november 2010 om industriutslipp

⁶ I tillegg ble det innført et nytt kapittel 31 om utslipp fra store forbrenningsanlegg (dvs. anlegg som er 50 MW og større). Gassturbiner og gasmotorer som benyttes på offshoreplattformer er imidlertid unntatt kapittelets virkeområde, jf. § 31-1 bokstav i. Disse er derfor bare omfattet av forskriften kap. 9 og 36.

Dette innebærer at utslippsdata som rapporteres til myndighetene må ha samme kvalitet som det som følger av EN standarder (dvs. tilsvarende CEN-standarder, som omtalt over), eventuelt ISO standarder, nasjonale standarder eller andre internasjonale standarder, jf. også redegjørelsen i punkt 2.3.1 over.

2.3.3 Direktiv for mellomstore forbrenningsanlegg

Europaparlaments- og rådsdirektiv (EU) 2015/2193 av 25. november 2015⁷ om begrensning av visse luftforurensende utslipp fra mellomstore forbrenningsanlegg, omfatter forbrenningsanlegg med nominell tilført termisk effekt fra 1 MW og opp til 50 MW.

Rettsakten er vurdert til å være EØS-relevant, men er ennå ikke tatt inn EØS-avtalen. Vi viser i denne sammenheng til endelig forskriftsforslag for gjennomføring av direktivet i norsk rett⁸, som ble oversendt til Klima- og miljødepartementet ved brev av 3. februar 2021.

Direktivet gjelder ikke for gassturbiner og gass- og dieselmotorer på offshore innretninger, jf. artikkel 2. Direktivet vil imidlertid gjelde for kjeler og dieselturbiner (dvs. single fuel-turbiner som kun benytter diesel), men gir mulighet til å unnta anlegg som er i drift i mindre enn 500 timer per år.

Direktivet angir konsentrasjonsgrenser for utslipp av bl.a. NO_x som er differensiert mellom eksisterende og nye anlegg, og mellom ulike typer brensel. For stoffer hvor konsentrasjonsgrenser er gitt, altså for NO_x, stiller direktivet også krav til målinger i Annex III, jf. punkt 3 a.

Det følger av punkt 1 at periodiske målinger skal skje hvert tredje år for forbrenningsanlegg som er større enn 1 MW og mindre eller lik 20 MW, og hvert år for forbrenningsanlegg større enn 20 MW. Medlemsstatene kan i henhold til punkt 6 velge å kreve kontinuerlige målinger. Dersom automatiserte målesystemer benyttes, skal disse kontrolleres og kvalitetssikres minst én gang i året. Av punkt 7 følger det at slike målinger skal baseres på metoder som gir pålitelige, representative og sammenlignbare resultater. Direktivet er ansett som et minimumsdirektiv, og Miljødirektoratet har derfor anledning til å stille strengere krav enn hva som følger av direktivet.

2.3.4 Teknisk spesifisering for PEMS – anvendelse, utførelse og kvalitetssikring

Teknisk spesifisering SN-CEN/TS 17198:2018 (heretter TS) for PEMS er ikke juridisk bindende, men er som nevnt over forventet å bli utviklet til en standard tilvarende som for kontinuerlige måleinstrumenter (CEMS), som vil måtte følges der nasjonale myndigheter og internasjonalt regelverk krever dette, jf. redegjørelsen over i punkt 2.3.1-2.3.3.

For å sikre at PEMS-modellen gir pålitelige utslippskonsentrasjoner, stiller TS-en krav til sensorvalidering og integritetstesting. Sensorvalidering innebærer at funksjonen til sensorene som gir inputdata til modellen, kontrolleres automatisk med jevne mellomrom. Integritetstesting innebærer at forhåndsdefinerte verdier for parameterne som inngår i modellen (input-data), lastes inn én gang pr. døgn, og hvor det sjekkes at modellen responderer riktig på disse input-dataene.

Kun én av PEMS-modellene som er installert på norsk sokkel, har innebygd system for sensorvalidering og integritetstesting pr. i dag. Dette er en såkalt neural nettverksmodell som består

⁷ Europaparlaments- og rådsdirektiv (EU) 2015/2193 av 25. november 2015 om begrensning av visse luftforurensende utslipp fra mellomstore forbrenningsanlegg

⁸ Endring i forslag til gjennomføring av direktiv om mellomstore forbrenningsanlegg (forurensningsforskriften kap. 27) - Miljødirektoratet (miljodirektoratet.no)

av selvlerende algoritmer som utvikler en numerisk metode for å predikere NO_x-utslipp på et sett med inngangsparametere og referansemålinger. Modellen er installert på et mindre antall konvensjonelle turbiner og lav-NO_x-turbiner. De øvrige modellene som er installert på norsk sokkel er såkalte fysiske modeller med justerbare koeffisienter, hvor modellen er integrert i turbinens kontrollsystem og benytter eksisterende turbin-instrumentering som inngangsparametere/sensorer. Disse modellene har en form for sensorvalidering – redundante sensorer og rutiner for kvalitetskontroll og fall-back ved utfall av målesignaler. Modellene har ikke integritetstesting.

Ved annen oppfølging av PEMS-modellen enn i henhold til TS-en, bør det kunne dokumenteres at vedlikehold og kalibrering av PEMS-modellen er utført med tilsvarende grad av kvalitet. TS-en foreskriver årlige kalibreringer mot akkreditert utslippsmålinger, men er primært innrettet mot landbaserte utslippskilder, noe som Miljødirektoratet tar hensyn til når krav til målinger nå foreslås forskriftsfestet.

2.3.5 Oppsummerende betraktninger

Miljødirektoratet anser PEMS og CEMS som pålitelige metoder for bestemmelse av NO_x-utslipp ved at det måles kontinuerlig, men det fordrer vedlikehold og kalibrering av en viss kvalitet. I henhold til Norges internasjonale forpliktelser som beskrevet over, skal slik kalibrering i utgangspunktet skje i henhold til en CEN-standard. For CEMS foreligger det altså en slik standard, men den krever årlige målinger. Det samme følger av TS-en, som potensielt kan få tilsvarende status for PEMS som EN-standard i dag har for CEMS. Som vi vil komme inn på i kapittel 5 nedenfor, vurderer Miljødirektoratet at årlige målinger vil medføre særlig høye kostnader for offshorebransjen. Selv om kravene nå foreslås innskjerpet, understrekes det på denne bakgrunn at kravene til måling fortsatt vil være mindre strenge enn det som følger av ovennevnte konvensjoner og direktiver.

2.4 Bruk av innrapporterte utslippstall for NO_x

Utslippene fra petroleumssektoren inngår i det nasjonale utslippsregnskapet. Dette ligger til grunn for rapporteringen av norske utslipp internasjonalt og er også basisen for nasjonale reguleringer og prioriteringer. Et mest mulig riktig utslippsregnskap er derfor en forutsetning for at myndighetene skal kunne gjøre gode vurderinger av muligheter for utslippsreduksjoner innen forskjellige sektorer og bransjer og for å kunne dokumentere overholdelse av internasjonale avtaler og nasjonale forpliktelser. Mest mulig riktige tall er også viktig for å dokumentere overholdelse av NO_x-avtalen.

3. Problembeskrivelse

I de følgende kapitlene beskriver vi forhold som gjør det nødvendig å innskjerpe og presisere kravene til bestemmelse av NO_x-utslipp fra norsk sokkel.

De punktene som trekkes frem i det følgende er ikke rangert. Usikre utslippstall har flere problemer knyttet til seg, og disse vil også skli noe over i hverandre. Det gjør det dermed krevende å si at det ene er viktigere enn det andre.

3.1 Uklarheter i kravstillingen og ulik tolkning av krav

De fleste felt på norsk sokkel har fram til nå hatt tilnærmet likelydende krav til måling og beregning av NO_x-utslipp i sine tillatelser, jf. omtale ovenfor, men kravene har ikke vært fullt ut harmonisert. Dette har medført ulik grad av etterlevelse fra de enkelte operatørens side. Forskjellene knytter seg bl.a. til om operatørene har installert PEMS på lav-NO_x-turbiner eller ikke, hvilken type PEMS-modell som er tatt i bruk, om det er tilrettelagt for verifikasjonsmålinger på forbrenningsenheter, om verifikasjonsmålinger av utslipp er gjennomført og eventuelt hvor ofte dette er gjort.

Videre har også det fastsatte kravet om maksimalt 15 prosent usikkerhet i utslippstallene blitt tolket ulikt, både med hensyn til hvordan usikkerheten skal beregnes for å tilfredsstillende kravet og hvilken dokumentasjon som må foreligge for at kravet skal anses for overholdt. Miljødirektoratet har i flere tilfeller gitt avvik til operatører som ikke har kunnet framvise tilfredsstillende dokumentasjon på at kravet er overholdt. Det har samtidig vært krevende for Miljødirektoratet å føre tilsyn med etterlevelsen av kravene, særlig med henblikk på vår plikt til å sørge for likebehandling av operatørene.

Uklarheter i dagens kravstilling og hvordan disse blir etterlevd gjør at utslippstallene som er rapportert fra bransjen er beheftet med usikkerhet. Utslippsgrensene i tillatelsene er ett av de viktigste utslippsreducerende virkemidlene vi har på norsk sokkel, og det er viktig at disse er fastsatt på riktig grunnlag. Det må også kunne dokumenteres på en tilfredsstillende måte at kravene overholdes, jf. pkt. 3.3 om usikkerhet i rapporterte utslippstall.

3.2 Overholdelse av krav som følger av internasjonalt regelverk

Det følger av EUs kommisjonsbeslutning 2017/1442 for store forbrenningsanlegg at NO_x-utslippene skal måles årlig, alternativt bestemmes ved bruk av PEMS. Med få unntak er konvensjonelle turbiner på norsk sokkel i dag utstyrt med PEMS. CEMS blir installert for første gang på norsk sokkel i 2021/2022 på fire konvensjonelle turbiner.

Når det gjelder lav-NO_x-turbiner er situasjonen en annen, hvor kun et mindre antall turbiner har PEMS. De øvrige lav-NO_x-turbinerne blir i varierende grad målt av kompetent målemiljø i forbindelse med mapping av turbinene ca. hvert tredje år, og oppfyller dermed ikke krav om årlige målinger i kommisjonsbeslutning 2017/1442. Praktisering av dagens regelverk oppfyller heller ikke krav til kvalitetssikring av målemetoder, jf. punkt 2.3.1 og 2.3.2.

Direktivet for mellomstore forbrenningsanlegg krever at det skal måles årlig eller hvert tredje år avhengig av størrelsen på kjelene, jf. punkt 2.3.3. NO_x-utslippet måles ikke per i dag. Årlig rapportering til Miljødirektoratet samt grunnlag for innkreving av avgift, er basert på standardfaktorer. Tilsvarende er årlig rapportering av NO_x-utslipp fra motorer som benyttes på faste innretninger basert på standardfaktorer med få unntak.

Siden alle konvensjonelle turbiner som er i regulær drift på norsk sokkel er utstyrt med PEMS, er det relevant å vurdere om driften av disse modellene er i tråd med føringene som gis i TS-en. Pr. i dag kan dette være tilfelle på et fåtall felt, men i de fleste tilfeller vil ikke kravene til kvalitetssikring og verifikasjonsmålinger i TS være oppfylt pr. i dag.

3.3 Usikkerhet i rapporterte utslippstall og konsekvenser av dette

Dagens rapportering av NO_x-utslipp er basert på bruk av PEMS på konvensjonelle turbiner og et mindre antall lav-NO_x-turbiner. For lav-NO_x-turbiner uten PEMS, samt motorer og kjeler benyttes utslippsfaktorer angitt i forskrift om særavgifter, kap. 3-19. Avgift på utslipp av NO_x.

Forhold som bidrar til usikkerhet i rapporterte utslipp av NO_x fra norsk sokkel er bl.a.:

- Enkelte PEMS-modeller som er i bruk har aldri blitt verifisert mot akkrediterte målinger på den enkelte innretning. Det kan derfor være systematiske feil i utslippsdataene som rapporteres.
- Standardfaktorer og garantiverdier fra turbinleverandør benyttes på flere felt for å kvantifisere utslipp fra DLE-turbiner og har generelt en iboende usikkerhet. Basert på foreliggende årsrapporter, er vår vurdering at standardfaktoren som er etablert for lastområder innenfor garantiområdet (lav-NO_x-modus), også kan ha blitt benyttet for lastområder utenfor garantiområdet på enkelte innretninger. Denne faktoren er 1,8 g/Sm³ fyrgass, tilsvarende om lag 25 ppm i røykgassen. Rapporterte utslippstall kan i så fall være lavere enn de reelle utslippene. Miljødirektoratet har manglende oversikt over hvor hyppig dette eventuelt forekommer.
- DLE-turbiner innjusteres på grunnlag av såkalt mapping, som omfatter utslippsmålinger med en forenklet målemetode. Kontrollmålinger utført av kompetent målemiljø har i enkelte tilfeller vist til dels store avvik i måleresultatene, også innenfor garantiområdet ("lav-NO_x-modus") til turbinen. Dersom turbinen innjusteres på grunnlag av feilaktige utslippstall, vil dette kunne medføre at de faktiske utslippene blir høyere enn garantiverdien tilsier.
- Utslipp fra motorer og kjeler er i svært liten grad målt, og PEMS eller CEMS er ikke installert på noen av dem. Særlig motorer kan ha til dels betydelige NO_x-utslipp, som følgelig er beheftet med betydelig usikkerhet.

Disse forholdene gjør at man ikke kan se bort fra at det forekommer systematiske feil i de rapporterte utslippstallene. Slike systematiske feil kan bl.a. medføre feilaktig innbetaling til NO_x-fondet, at utslippskrav ikke reflekterer drift av turbinene på norsk sokkel og at det dermed oppstår feil i det nasjonale utslippsregnskapet.

3.4 Forventet framtidig utvikling (nullalternativet)

3.4.1 Utslippsprognoser

Utslippsframskrivningen for NO_x er angitt i nasjonalbudsjettet for 2021 (Meld. St. 1 (2020–2021)). Framskrivningen omfatter effekt av besluttede tiltak, som f.eks. nye feltutbygginger, nedstenginger av felt og elektrifisering av innretninger med kraft fra land eller fra havvind. I tillegg til dette er det tatt hensyn til vedtatte regelverksendringer.

I framskrivingene avtar de samlede nasjonale utslippene av NO_x fra 147 000 tonn i 2020 til 96 000 tonn i 2030. Nedgangen skyldes i stor grad forventede utslippsreduksjoner i transportsektoren, men utslippene fra olje- og gassvirksomheten forventes også å avta.

Kraft fra land, sammen med energieffektivisering og redusert fakling, har vært de viktigste tiltakene for å redusere utslipp av NO_x fram til nå. Flere kraft fra land-prosjekter vil realiseres i perioden 2022-2025, både hel- og del-elektrifiseringsprosjekter. Dette gjelder Edvard Grieg, Troll B og Troll C,

Oseberg Feltsenter og Oseberg Sør, Sleipner A og T og Gina Krog. Kraft fra land vurderes også for flere felt/innretninger. Del-elektrifisering gir imidlertid en mindre NO_x-reduksjon enn hel-elektrifisering, da del-elektrifisering i hovedsak kun erstatter generatorturbinene på innretningen, mens direktdrevne kompressorer og store pumper ikke konverteres.

I 2019 ble det besluttet at deler av kraftbehovet på Snorre A og Gullfaks A skal dekkes med havvind gjennom Hywind Tampen-prosjektet fra 2022. Dette er det første prosjektet i Norge der petroleumsinnretninger på norsk sokkel får kraft fra havvind. Vindturbiner produserer ikke kraft når vindforholdene er utenfor vindturbinens arbeidsområde (for mye eller for lite vind). Snorre A og Gullfaks A vil derfor også være avhengig av eksisterende kraftforsyning på innretningene.

Innfasing av nye ressurser på eksisterende felt gjør at kraftbehovet opprettholdes eller øker. Vi viser i denne sammenheng til de mange utbyggingsprosjektene som planlegges som følge av de midlertidige skatteendringene, jf. Innst. 351 L (2019–2020), jf. Prop. 113 L (2019–2020). Endringen i kraftbehovet kan f.eks. være mer gasskompresjon, vann- eller gassinjeksjon for trykkstøtte, eller andre tiltak for å øke utvinningen.

Tiltak for å sikre energieffektiv drift og for å oppnå lavest mulig CO₂-utslipp på innretningene, kan i noen tilfeller også medføre økte NO_x-utslipp. Eksempelvis er det gunstig å kjøre gassturbiner på høy last for å oppnå lave CO₂-utslipp pr. produsert energienhet, som for konvensjonelle turbiner vil innebære økte NO_x-utslipp.

Historisk har det vist seg at tidligere utslippsframskrivninger gjennomgående har underestimert framtidig aktivitetsnivå og utslipp av NO_x fra norsk sokkel. Det kan ikke utelukkes at dette også er tilfellet med utslippsframskrivningen i nasjonalbudsjettet for 2021, selv om bl.a. økende bruk av kraft fra land kan medføre at framtidige NO_x-utslipp ikke vil følge aktivitetsnivået på samme måte som tidligere.

3.4.2 Forventet utvikling av overholdelsen av kravene

Det forventes ikke at det overordnede bildet med usikre data på NO_x-utslipp fra faste innretninger på norsk sokkel vil bedres i stor grad fremover. Dette vil være tilfellet selv om NO_x-utslippene totalt sett antas å reduseres noe. Til tross for at det også har blitt vanlig praksis å stille krav til etablering av PEMS/CEMS på nye lav-NO_x-maskiner, vil dette fortsatt gjelde en såpass liten andel av de totale utslippene fra disse innretningene. Det antas også å fortsatt være mangelfull verifisering av målinger, slik at vi totalt sett anser det som nødvendig å gjennomføre tiltak.

3.5 Målformulering – hva vil vi oppnå?

Miljødirektoratet ser behov for å presisere og innskjerpe kravene til bestemmelse av NO_x-utslipp fra energianlegg på norsk sokkel for å sikre god kvalitet på innrapporterte utslippstall, overholdelse av internasjonalt regelverk, likebehandling av operatører og økt forutsigbarhet for bransjen, jf. punkt 5.1.

4. Hvilke tiltak (alternativer) er aktuelle?

Miljødirektoratet har utredet konsekvenser av to alternative forslag til nye krav i aktivitetsforskriften for bestemmelse av NO_x-utslipp, i tillegg til et "nullalternativ", som innebærer å videreføre dagens kravstilling uten endringer.

Det første alternativet er en noe omarbeidet utgave av forslaget til nye krav som vi fremmet i fjor med tanke på ikrafttredelse fra 1. januar 2021. Det andre alternativet omfatter noe lempeligere krav enn det opprinnelige forslaget fra i fjor, og vil medføre betydelig lavere kostnader for bransjen enn alternativ 1. Utredningene og vurderingene baserer seg i stor grad på oppdatert informasjon innhentet fra operatørene våren 2021. Det kom fram av denne informasjonen at kostnadene knyttet til det opprinnelige forslaget var høyere enn det som ble lagt til grunn. Utgangspunktet for alternativ 2 var dermed å skissere et forslag som innebar reduserte kostnader sammenlignet med det opprinnelige, samtidig som det fortsatt var vesentlige nyttevirkninger sammenlignet med nullalternativet.

4.1 Prioriteringer og avgrensninger

Før vi beskriver de to alternativene spesifikt, har vi valgt å ta med en kort omtale av de viktigste prioriteringene og avgrensningene som er gjort, og som har vært utgangspunkt for utarbeidelse av begge alternativene:

- Vi foreslår at både turbiner, motorer og kjeler på faste innretninger, som brukes til oppdekning av energibehov under normal drift, skal omfattes av de nye kravene. Kravene som har vært stilt i tillatelser fram til nå har bare omfattet gasturbiner, og de nye kravene vil derfor bety en innskjerping for operatører som bruker motorer og kjeler til oppdekning av sitt daglige energibehov.
- For at en forbrenningsenhet skal omfattes av de nye kravene, foreslår vi en nedre grense for innfyrt effekt på 10 MW. Tilnærmet alle forbrenningsenheter som benyttes til oppdekning av energibehov på innretninger på norsk sokkel under normal drift vil dermed bli omfattet.
- For å klargjøre hva som menes med normal drift foreslår vi å angi en nedre grense på 500 driftstimer per år i et normalt driftsår, tilsvarende innslagspunkt for målekrav i EUs direktiver for store og mellomstore forbrenningsanlegg. Dette innebærer at f.eks. dieseldrevne brannvannpumper, nødstrømsgeneratorer etc. ikke vil bli omfattet. Dette er utstyrsenheter som ikke er i kontinuerlig drift og som totalt sett bidrar med små utslipp.
- Vi foreslår, som tidligere, at operatørene stilles fritt til å velge om de vil installere PEMS, CEMS eller foreta årlige akkrediterte utslippsmålinger (verifikasjonsmålinger) for å kvantifisere utslipp fra forbrenningsenheter som omfattes av kravene. I praksis har nesten alle operatører valgt å installere PEMS på sine konvensjonelle turbiner, mens det fram til nå har vært ulik praksis for å bestemme utslipp fra lav-NO_x-turbiner.
- For å kvalitetssikre utslippsdata som måles og beregnes med PEMS eller CEMS, foreslår vi å innføre et krav til akkrediterte utslippsmålinger minimum hvert tredje år. Formaliseringen av et slikt krav innebærer en innskjerping i forhold til dagens krav i tillatelsene, men er en lemping i forhold til krav som følger av teknisk spesifisering, SN-CEN/TS 17198:2018, for PEMS og EN 15267 for CEMS, dvs. årlige verifikasjonsmålinger. Det er mer komplisert og kostnadskrevenende å gjennomføre slike målinger offshore enn på land, og Miljødirektoratet vurderer det derfor som rimelig å akseptere akkrediterte utslippsmålinger hvert tredje år på offshoreinnretninger.
- For å sikre at PEMS gir pålitelige utslippskonsentrasjoner, stiller TS krav til sensorvalidering og integritetstesting. For flere av PEMS-modellene som er i bruk på konvensjonelle turbiner, kan etablerte rutiner for kvalitetssikring være tilfredsstillende alternativer til det som beskrives i TS. Vi stiller derfor ikke absolutte krav om sensorvalidering og integritetstesting.
- Vi foreslår å fastsette en grense for største tillatte avvik på ± 10 prosent mellom resultater av PEMS og akkrediterte utslippsmålinger. I praksis innebærer dette at resultatene av

akkrediterte utslippsmålinger betraktes som sanne verdier med lav og akseptabel usikkerhet, og at operatørene må kalibrere og/eller innjustere PEMS mot resultater av målingene ved avvik større enn ± 10 prosent. Tilsvarende krav foreslås for CEMS. Vi legger til grunn at dette er enklere krav å følge opp, både for operatørene og myndighetene, enn usikkerhetskravet i tillatelsene som har vært gjeldende til nå, samt at det for bransjen som helhet ikke vil innebære en reell innskjerping i forhold til dagens krav.

- For å kvalitetssikre utslipp fra DLE-turbiner, som i dag rapporteres på grunnlag av en standardfaktor, foreslår vi en formalisering av krav til akkrediterte utslippsmålinger og frekvens også for disse. Tilsvarende gjelder for DLE-turbiner der det er installert PEMS, men som ikke oppfyller TS-en. Selv om utslippene fra DLE-turbiner er lavere enn fra SAC-turbiner, vurderer vi dette som nødvendig pga. at DLE-turbiner generelt sett er mer avanserte og kompliserte å drifte enn SAC-turbiner, og at utslippsintensiteten vil variere fra turbin til turbin, bl.a. avhengig av hvilket lastområde de opereres i. Vi finner imidlertid å kunne stille lempeligere krav til de operatører som prioriterer å installere PEMS i tråd med TS-en.
- Vi foreslår at forbrenningsenheter på flyttbare innretninger ikke blir omfattet av de nye kravene. Det gjennomføres akkrediterte utslippsmålinger på disse pr. i dag i henhold til maritimt regelverk. Disse danner grunnlag for søknader til NOx-fondet om støtte til utslippsreducerende tiltak og rapportering til Miljødirektoratet og vurderes pr. i dag som tilstrekkelige for å dokumentere utslippene fra flyttbare innretninger.
- Vi foreslår at de nye kravene gjøres gjeldende fra 1. januar 2022. Med et krav om akkrediterte utslippsmålinger minimum hvert tredje år, innebærer dette at alle operatører må ha gjennomført verifikasjonsmålinger innen 31. desember 2024, og at målepunkter dermed må være etablert før dette. Dette bør gi operatørene tilstrekkelig tid til å etterleve kravene.

Nedenfor gis en kort beskrivelse av de to alternativene, med vekt på hvordan de skiller seg fra hverandre.

4.2 Alternativ 1

Dette alternativet omfatter følgende hovedkrav:

- Krav om PEMS, CEMS eller årlige akkrediterte utslippsmålinger på alle turbiner (konvensjonelle turbiner og lav-NOx-turbiner), motorer og kjeler med innfyrt effekt på 10 MW eller mer som brukes til oppdekning av energibehov under normal drift.
- Krav om akkrediterte utslippsmålinger minimum hvert tredje år for å verifisere CEMS/PEMS på alle turbiner, motorer og kjeler med innfyrt effekt på 10 MW eller mer som brukes til oppdekning av energibehov under normal drift.

4.3 Alternativ 2

Dette alternativet omfatter følgende hovedkrav:

- Krav om PEMS, CEMS eller årlige akkrediterte utslippsmålinger på konvensjonelle turbiner, motorer og kjeler med innfyrt effekt på 10 MW eller mer som brukes til oppdekning av energibehov under normal drift.
- Krav om akkrediterte utslippsmålinger minimum hvert tredje år på alle modeller av forbrenningsenheter installert på den enkelte innretning for å verifisere CEMS/PEMS på

konvensjonelle turbiner, motorer og kjeler med innfyrt effekt på 10 MW eller mer som brukes til oppdekning av energibehov under normal drift.

- Krav om akkrediterte utslippsmålinger minimum hvert tredje år på alle lav-NO_x-turbiner, unntatt de lav-NO_x-turbinene som har etablert PEMS i tråd med TS, der vi foreslår krav om måling hvert tredje år på alle turbinmodeller på den enkelte innretning. Operatørene må i tillegg etablere metodikk for å kvantifisere utslipp mellom målekampanjene.

5. Positive og negative virkninger av de aktuelle alternativene

5.1 Nyttevirkninger

Begge de to alternativene vurderes å gi vesentlige forbedringer i forhold til nullalternativet når det gjelder kvalitet på utslippstall og Miljødirektoratets oppfølging av aktørene i bransjen. Forbedringene knytter seg både til at kravene overføres fra enkelttillatelser til forskrift, at kravene i noen grad innskjerpes og at de formuleres mer presist enn tidligere. Fordelene kan oppsummeres i følgende punkter:

5.1.1 Overføring av krav til forskrift sikrer likebehandling og forutsigbarhet

Begge alternativene innebærer at kravene i sin helhet overføres fra tillatelse til forskrift. Fordelene med dette kan oppsummeres i følgende punkter:

- Overføring av krav fra enkelttillatelser til forskrift bidrar til å sikre likebehandling av operatører ved at ordlyden i kravene er likt formulert for alle. Begge alternativene vil bidra til en klar forbedring sammenlignet med nullalternativet. På dette punktet anser vi at det er ingen forskjell mellom alternativene.
- Det er også alminnelig å anta at forskriftsfesting generelt er mer forutsigbart enn kravstilling i enkelttillatelser ved at aktørene i bransjen allerede i planleggingsfasen av nye utbygginger eller modifikasjoner av anlegg, kan legge til rette for overholdelse av kravene, f.eks. ved å etablere målepunkter. Dette vil være betydelig mer kostnadseffektivt sammenlignet med å gjøre modifikasjoner på eksisterende anlegg. På dette punktet anser vi at det er ingen forskjell mellom alternativene.
- Et annet poeng er at NO_x-utslipp er avgiftsbelagt. Standardisering av målemetoder anses vanligvis som et premiss for at man kan ha et avgiftssystem. Forskriftsfesting bidrar til å sikre enhetlig beregning av avgiftsnivået, noe som anses å være både i operatørens og myndighetenes interesse. Begge alternativene vil bidra til en forbedring sammenlignet med nullalternativet, men alternativ 1 i noe større grad enn alternativ 2.

5.1.2 Innskjerping og presisering av krav sikrer lik etterlevelse

De to alternativene innebærer begge en innskjerping og presisering av dagens krav. Punktene nedenfor oppsummerer nytteverdien av dette.

- Presist formulerte krav gir mindre rom for tolkning enn tidligere og vil føre til mer lik praktisering hos operatørene. På dette punkt anser vi at det er ingen forskjell mellom alternativene.

- Presist formulerte krav gjør det enklere for Miljødirektoratet å føre en enhetlig tilsynspraksis. Begge alternativene vil bidra til en klar forbedring sammenlignet med nullalternativet. På dette punkt anser vi at det er ingen forskjell mellom alternativene.
- De nye kravene er i større grad enn tidligere basert på anerkjente standarder og spesifikasjoner i tråd med internasjonale forpliktelser, herunder Gøteborgprotokollen og EU-direktiver. Dette gjelder i særlig grad kravet til akkrediterte utslippsmålinger, selv om Miljødirektoratet har myket opp kravet til hyppighet der CEMS eller PEMS er installert.
- Nye målepunkter som etableres i røykgasskanaler fra forbrenningsenheter vil kunne brukes til å bestemme utslipp av flere utslippskomponenter enn bare NO_x når det måtte være behov for dette, herunder f.eks. uforbrente hydrokarboner (metan og NMVOC). Begge alternativene vil bidra til en forbedring sammenlignet med nullalternativet. På grunn av strengere krav til bestemmelse og verifisering av målinger vil alternativ 1 bidra til en større forbedring enn alternativ 2.

5.1.3 Endringene gir mer nøyaktige utslippsdata

- Som nevnt innledningsvis har Norges NO_x-utslipp ligget tett opp til utslippstakene fastsatt i Gøteborgprotokollen og EUs Takdirektiv. Lavere usikkerhet i innrapporterte utslippstall fra petroleumssektoren vil gjøre at Norge med større sikkerhet overholder nåværende og framtidige internasjonale forpliktelser.
- Innskjærpede krav til akkrediterte utslippsmålinger vil medføre at kvaliteten til de 5-6 forskjellige PEMS-modellene som er i bruk på norsk sokkel, blir vurdert. Dette kan bidra til å avdekke eventuelle systematiske feil i modeller som ikke har blitt verifisert tidligere, samt at det generelt vil bidra til redusert usikkerhet i utslippstall beregnet ved hjelp av PEMS eller målt ved hjelp av CEMS. Begge alternativene vil bidra til en forbedring sammenlignet med nullalternativet. På grunn av strengere krav til bestemmelse og verifisering av utslipp vil alternativ 1 bidra til en større forbedring enn alternativ 2.
- Innskjærpede krav til akkrediterte utslippsmålinger på DLE-turbiner vil kunne sikre at riktige utslippsfaktorer brukes i ulike lastområder, og dermed redusere usikkerheten knyttet til bestemmelsen av utslipp. Begge alternativene vil bidra til en forbedring sammenlignet med nullalternativet.
- Nøyaktige utslippsdata er et premiss for en god utnyttelse av det utslippsreducerende virkemiddelet som utslippsgrenser i tillatelsene utgjør. Enhver innstramming i eksisterende krav eller innføring av nye virkemidler vil måtte kunne begrunnes av miljøhensyn. Dette fordrer at Miljødirektoratet er i stand til å kartlegge potensielle miljøeffekter av NO_x-utslipp, og kvaliteten på utslippsdata er i så måte av avgjørende betydning. Det er verken naturlig eller enkelt å justere utslippsgrensene eller vurdere alternative utslippsreducerende tiltak før man har tillit til at det generelle nivået på kvaliteten i utslippsdata er hevet.
- Mer nøyaktige utslippstall medfører en riktigere innbetaling til NO_x-fondet. Dersom NO_x-avtalen ikke forlenges utover 2025 vil betydningen av kvalitet på utslippsdata forsterkes ved at det skal innbetales full NO_x-avgift. Som nevnt i 2.2.2 ovenfor, var innbetalingen til NO_x-fondet på 470 mill. kroner i 2020, og en systematisk feil på f.eks. 10 prosent i innrapporterte utslippstall ville dermed utgjøre 47 millioner kroner pr. år.

5.1.4 Sammenligning av alternativene

Alternativ 1 har mer omfattende krav til måling og beregning av utslippene enn alternativ 2, og vil gi større forbedringer når det gjelder nøyaktighet i utslippstallene enn alternativ 2. Dette gjelder også virkningen forbundet med at nye målepunkter kan brukes til å bestemme utslipp av flere utslippskomponenter enn NOx. Begge alternativene vil imidlertid gi en klar forbedring sammenlignet med nullalternativet.

Vi antar at begge alternativene vil gi stor forbedring når det gjelder forutsigbarhet for aktørene. Begge alternativene bidrar like mye til økt likebehandling av aktørene og at det blir enklere å utføre tilsyn.

5.2 Kostnader

Innskjerping av krav vil medføre økte kostnader (merkostnader) for operatørene. Innhentede tall fra operatørene er brukt for å anslå investeringskostnadene, mens flere informasjonskilder er brukt for å anslå økning i driftskostnader. Miljødirektoratet antar at aktørene velger å installere PEMS for å oppfylle innskjerpede krav til bestemmelse av utslipp. Det kan imidlertid ikke utelukkes at noen velger å installere CEMS eller foreta årlige akkrediterte målinger i stedet.

Kostnadene er beregnet med utgangspunkt i antatte endringer fra nullalternativet for de enhetene som omfattes av kravene. Gjennomførte og vedtatte investeringer for måling og verifisering av NOx er derfor trukket ut av beregningene.

Miljødirektoratet har lagt til grunn en analyseperiode på 18 år med start i år 2022 og en kalkulasjonsrente på 7 prosent for å beregne nåverdien av kostnadene⁹. Analyseperioden er satt med utgangspunkt i gjennomsnittlig restlevetid for eksisterende og planlagte innretninger som omfattes av kravene. Fastsettelsen av analyseperiode tar ikke hensyn til at kravene også vil gjelde for enheter som ikke er vedtatt installert i dag, selv om disse også vil omfattes av kravene. Årsaken til dette er at vi ikke har nok kunnskap om verken framtidig omfang eller kostnadsnivå for framtidige installasjoner. Kostnadene vil generelt være lavere for nye enheter enn for ombygging av eldre innretninger. Kalkulasjonsrenten er satt til 7 prosent i henhold til føringene i sektorveileder for samfunnsøkonomiske analyser i petroleumsektoren¹⁰.

Andre forutsetninger som er lagt til grunn for beregningene beskrives nærmere i vedlegg 1.

5.2.1 Investeringskostnader

Begge alternativene vil medføre merkostnader forbundet med å utvikle og installere PEMS eller installere CEMS for bestemmelse av utslipp på utstyrsenheter hvor dette ikke er installert per i dag, og ved å etablere målepunkter for å gjennomføre akkrediterte målinger. I de fleste tilfellene vil det være mulig å gjennomføre nødvendige installeringer under normal drift. Svarene fra operatørene viser imidlertid at etablering av målepunkter på SAC-kompressorer kan medføre behov for forlenget revisjonsstans. Der dette er tilfellet, vil det påløpe en tilleggskostnad i form av at det blir nødvendig å utsette produksjon, med det inntektstapet det medfører.

Alternativ 1 innebærer økte investeringskostnader forbundet med etablering av PEMS for DLE-turbiner og etablering av målepunkter for SAC-turbiner og motorer. Totalt anslår Miljødirektoratet at

⁹ Nåverdi er dagens verdi av framtidige kontantstrømmer.

¹⁰ Antatte framtidige kontantstrømmer diskonteres med kalkulasjonsrenten for å finne nåverdien.

alternativ 1 vil medføre at investeringskostnadene øker med om lag 177 mill. kroner i nåverdi sammenlignet med nullalternativet.

Alternativ 2 innebærer økte investeringskostnader forbundet med etablering av PEMS eller CEMS for motorer og kjeler, og etablering av målepunkter for utvalgte SAC-turbiner og motorer. Det er lagt til grunn at operatørene vil velge å etablere målepunkter på SAC-generatorer heller enn på SAC-kompressorer når modellene er like for å unngå utsatt produksjon og kostnadene dette medfører. Totalt anslår Miljødirektoratet at alternativ 2 vil medføre at investeringskostnadene øker med om lag 62 mill. kroner i nåverdi sammenlignet med nullalternativet.

Årsakene til at anslåtte investeringskostnader er en del lavere i alternativ 2, er at det ikke stilles krav til etablering av PEMS eller CEMS for DLE-turbiner. For PEMS-modeller som oppfyller tekniske krav i TS-en, stilles det dessuten bare krav til akkrediterte utslippsmålinger for hver modelltype som finnes per innretning.

5.2.2 Driftskostnader

Begge alternativene vil medføre økte kostnader til gjennomføring av akkrediterte utslippsmålinger sammenlignet med nullalternativet. I nullalternativet legges det til grunn at det ikke gjennomføres akkrediterte utslippsmålinger på enhetene som omfattes av kravene. Dette stemmer ikke helt med virkeligheten, da vi vet at det er minst én operatør som gjennomfører jevnlig akkrediterte utslippsmålinger på deres SAC-turbiner. I tillegg fins det eksempler på at det har vært gjennomført enkelte akkrediterte målinger for noen DLE-turbiner. Hovedbildet er likevel at det i svært liten grad gjøres systematiske akkrediterte målinger i nullalternativet.

Miljødirektoratet vurderer det som sannsynlig at kostnadene forbundet med å gjennomføre akkrediterte utslippsmålinger i gjennomsnitt vil ligge et sted mellom 100 000 og 150 000 kroner per enhet. Kostnadene vil kunne variere, blant annet ut fra type utstyrsenhet og hvor mange enheter som måles samtidig (stordriftsfordeler). Hvilke lastområder som det må måles på for å dekke representative driftsområder til turbinene på den enkelte innretning har også betydning. Miljødirektoratet legger til grunn en kostnad på 150 000 kroner per enhet i analysen, som ligger ca. midt mellom anslaget som lå til grunn for Miljødirektoratets opprinnelige vurdering og oppgitt anslag fra NOROG.

Alternativ 1 innebærer økte driftskostnader forbundet med at det stilles krav til gjennomføring av akkrediterte utslippsmålinger hvert tredje år for alle SAC-turbiner, DLE-turbiner, motorer og kjeler som omfattes av kravene. Totale merkostnader knyttet til drift for bransjen anslås til snaut 7 mill. kroner per år, som tilsvarer 70 mill. kroner i nåverdi sammenlignet med nullalternativet.

Alternativ 2 innebærer i likhet med alternativ 1, økte driftskostnader som følge av at det stilles krav til gjennomføring av akkrediterte utslippsmålinger, men for et mindre antall SAC-turbiner, motorer og kjeler sammenlignet med alternativ 1. Siden det kun stilles krav til akkrediterte utslippsmålinger for en del av enhetene som omfattes av kravene, og ikke alle sammen, blir merkostnaden forbundet med akkrediterte utslippsmålinger en del lavere for alternativ 2 enn for alternativ 1. Totale merkostnader knyttet til drift for bransjen anslås til drøye 4 mill. kroner per år, som tilsvarer 43 mill. kroner i nåverdi sammenlignet med nullalternativet.

5.2.3 Sammenstilling av positive og negative konsekvenser

1 sammenstiller konsekvensene av de to alternativene sett opp mot nullalternativet, og viser en rangering av alternativene når man ser isolert på nyttevirkningene eller kostnadene. Nullalternativet,

som innebærer en videreføring av dagens krav og praksis, vurderes her som et mulig alternativ på lik linje med alternativ 1 og 2, samtidig som konsekvensene av disse to alternativene vurderes opp mot nullalternativet.

Det har ikke vært mulig å prissette nyttevirkningene av å gjennomføre tiltakene som beskrives i alternativ 1 og 2. Det er imidlertid mulig å beskrive kvalitativt i hvor stort omfang de ulike virkningene utløses. I tabell 1 nedenfor brukes derfor kategoriene "forbedring" og "stor forbedring" for å oppsummere antatt omfang av de ulike nyttevirkningene sammenlignet med nullalternativet og for å få fram forskjeller mellom alternativene. Kategoriene sier ikke noe om verdien for samfunnet av å utløse den aktuelle nyttevirkningen (utover at denne er positiv og viser evt. relative forskjeller mellom alternativene). Det betyr at en virkning som antas å innebære "stor forbedring" i omfang ikke nødvendigvis har større samfunnsøkonomisk verdi enn en annen type virkning som oppnår "forbedring". De ulike virkningene er sammenstilt i tabell 1.

Tabell 1 Sammenstilling av positive og negative konsekvenser

	Nullalternativet	Alternativ 1	Alternativ 2
Nyttevirkninger			
Økt likebehandling av aktørene	0	Stor forbedring	Stor forbedring
Større forutsigbarhet for bransjen	0	Stor forbedring	Stor forbedring
Sikrere utslippstall	0	Stor forbedring	Forbedring
Riktigere innbetaling til NOx-fond/NOx-avgift	0	Stor forbedring	Forbedring
Synenergigevinst for målinger av andre utslippskomponenter	0	Stor forbedring	Forbedring
Enklere å gjennomføre tilsyn	0	Stor forbedring	Stor forbedring
Rangering alternativer nyttevirkninger	3	1	2
Kostnader			
Investeringskostnader inkl. utsatt produksjon	0	167 mill. kroner	53 mill. kroner
Driftskostnader	0	69 mill. kroner	43 mill. kroner
Netto nåverdi kostnader (NNV)	0	247 mill. kroner	106 mill. kroner
Årlige kostnader ¹¹	0	25 mill. kroner	10 mill. kroner
Rangering alternativer kostnader	1	3	2

Alternativ 1 er det beste alternativet når man kun ser på nyttesiden, mens nullalternativet er det minst foretrukne alternativet. Både alternativ 1 og 2 bidrar til bedre utslippstall, i tillegg til at de sikrer likebehandling (og dermed like konkurransevilkår) samt bedre forutsigbarhet for operatørene. Alternativ 1 skiller seg fra alternativ 2 ved at det bidrar til høyere kvalitet på utslippstallene. Av det

¹¹ Beregnet som en annuitet over 18 år med 7 prosents rente.

samme følger det at alternativ 1 rangeres over alternativ 2 når det gjelder riktigere innbetaling til NOx-fondet og synergigevinst for målinger av andre utslippskomponenter. Alternativene rangeres likt når det kommer til hvor mye enklere det vil bli å gjennomføre tilsyn. På grunn av stor usikkerhet rundt hvor gode utslippstallene er i utgangspunktet, er det vanskelig å fastslå den relative forskjellen i nyttevirkningen for samfunnet totalt mellom alternativ 1 og 2.

Hvis man kun ser på kostnadssiden kommer nullalternativet best ut, mens alternativ 1 er det mest kostnadskrevende alternativet. Alternativ 1 ventes å gi en merkostnad på totalt 247 mill. kroner i netto nåverdi gjennom analyseperioden på 18 år, noe som tilsvarer en gjennomsnittlig årlig kostnad for bransjen på 25 mill. kroner. Alternativ 2 anslås å gi en merkostnad på totalt 106 mill. kroner i netto nåverdi, som tilsvarer en gjennomsnittlig årlig kostnad for bransjen på 10 mill. kroner.

Fordi det ikke er mulig å prissette nyttevirkningene, er det ikke mulig å konkludere om de to alternativene er samfunnsøkonomisk lønnsomme og hvilket som evt. er mest samfunnsøkonomisk lønnsomt. Det må derfor gjøres en skjønnsmessig avveining mellom de ulike alternativene, inkludert nullalternativet, sett opp mot skisserte behov og identifiserte nytte- og kostnadsvirkninger.

5.2.4 Usikkerhetsanalyse kostnader

Det er flere momenter i kostnadsberegningene som det er knyttet usikkerhet til. Ett aspekt er hvordan kravene i nullalternativet etterlevs. Hadde flere operatører tolket dagens regelverk strengere enn det som gjøres i dag, og dermed investert og gjort akkrediterte utslippsmålinger i større grad enn det som er dagens praksis, ville begge de utredede alternativene medført lavere merkostnader. Samtidig ville også mernytten av alternativene blitt redusert ettersom usikkerheten ved utslippstallene også hadde blitt redusert i nullalternativet.

Verditapet knyttet til utsatt produksjon baserer seg også på usikre anslag. Fremtidige energipriser, utvikling av valutakurs, lengden på eventuell stans i produksjon og verdikjedeavhengigheter, er blant faktorene som vil påvirke verditapet. Det er usikkert om anslaget som brukes er høyere eller lavere enn det som vil bli tilfellet, men vi legger til grunn at informasjonen vi har fått gir et rimelig anslag.

Det har også vært til dels store variasjoner i innrapportert informasjon om kostnadene knyttet til akkrediterte utslippsmålinger. Som nevnt i pkt. 5.2.2. varierer dette med type utstyrsenhet, hvor mange lastområder det måles på, om det er mulig å gjennomføre flere målinger samtidig, og også hvilke interne kostnader operatørene har inkludert ved planlegging og gjennomføring av selve målingen.

Et annet aspekt som ventelig vil påvirke kostnadsestimatene, er hvilken analyseperiode som ligger til grunn. Vi har lagt til grunn 18 år som utgangspunkt, da dette er gjennomsnittlig restlevetid på enheter som omfattes av kravene. Dette vil naturligvis forenkle virkeligheten, som igjen øker usikkerheten i anslagene. Erfaringer har også vist ved flere tilfeller at restlevetiden gjerne øker over tid. En lengre analyseperiode ville økt kostnadene ved akkrediterte utslippsmålinger, da det vil måtte gjennomføres flere målinger, men samtidig vil også nåverdien av disse kostnadene bli lavere ettersom de diskonteres over en lengre periode.

I tillegg er det noe usikkerhet knyttet til hva som er inkludert i de interne og eksterne kostnadene aktørene har oppgitt. Vi har fått bekreftet at flere operatører ikke har inkludert mva. i de eksterne kostnadene, i tillegg til at de interne kostnadene inkluderer arbeidsgiveravgift og sosiale kostnader (som pensjon o.l.). Dette gir dermed riktig grunnlag for å beregne samfunnsøkonomiske kostnader. Det er imidlertid noe usikkert om alle operatørene har rapportert dette på lik måte, selv om vi anser sannsynligheten som stor for at de har det.

Det er på bakgrunn av disse momentene foretatt sensitivetsberegninger for de komponentene vi anser at det er størst usikkerhet knyttet til.

Akkrediterte utslippsmålinger

For akkrediterte utslippsmålinger har vi sett på hvordan det slår ut på de totale kostnadene om vi i stedet legger til grunn en kostnad på 100 000 og 200 000 kr., der det førstnevnte anslaget var det opprinnelige estimatet fra Miljødirektoratet, mens sistnevnte er anslaget til NOROG. Ved det laveste anslaget blir driftskostnadene ved alternativ 1 redusert med drøye 2 mill. kroner per år, hvilket tilsvarer omtrent 23 millioner i nåverdi. For alternativ 2 er den tilsvarende kostnadsreduksjonen 1,4 mill. kroner per år, og drøye 14 mill. kroner i nåverdi. I sum blir de totale kostnadene redusert til 224 mill. kroner i netto nåverdi (ned fra 247 mill. kroner) for alternativ 1, mens anslaget for alternativ 2 reduseres til 93 mill. kroner (ned fra 106 mill. kroner).

Ved det høye estimatet for kostnadene ved verifikasjonsmålinger, økes de totale kostnadene fra 247 mill. kroner til 270 mill. kroner for alternativ 1, og fra 106 mill. kroner til 118 mill. kroner for alternativ 2. Dette innebærer en årlig kostnadsøkning på 2,3 og 1,3 mill. kroner gjennom analyseperioden, for hhv. alternativ 1 og 2.

Analyseperiode

Det er gjort en sensitivetsanalyse også for analyseperioden, ved å se på en økning i analyseperioden med 10 år. Grunnen til at vi ser på en økning er at man ser at flere enheter øker restlevetiden over tid, som nevnt over. Ved å se på en økning i analyseperioden vil det tilkomme noen flere år med kostnader til akkrediterte utslippsmålinger. Beregningene viser at de totale kostnadene påvirkes relativt lite av valg av analyseperiode, da nåverdien av den totale kostnaden øker med drøye 14 mill. kroner (fra 247 mill. kroner til 261 mill. kroner) for alternativ 1, og en økning på snaut 9 millioner (fra 106 til 115) kroner for alternativ 2. Den årlige kostnadsøkningen vil reduseres med omtrent 3 mill. kroner for alternativ 1, og en drøy million for alternativ 2. Så selv om verifiseringskostnadene vil øke noe, vil den lengre analyseperioden gjøre at den årlige kostnadsøkningen blir lavere.

I sum er det viktig å være klar over at de totale kostnadsanslagene som er beregnet, har flere usikre faktorer knyttet til seg. Av de momentene det har vært aktuelt å gjennomføre sensitivetsanalyser for, ser vi at det er særlig anslagene på kostnader ved akkrediterte utslippsmålinger som har mest å si for de totale kostnadene. Forskjellen i de to ytterpunktene gir et spenn på omtrent 25-45 mill. kroner, avhengig av hvilket kostnadsanslag man legger til grunn. Samtidig mener vi at hovedestimatet vi har brukt, gir det beste bildet på kostnadene knyttet til kravene som stilles i de to alternativene.

5.2.5 Andre usikkerhetsmomenter

Det vil også være noe usikkerhet rundt hvorvidt alle relevante kostnadskomponenter er inkludert i beregningene. Vi anser denne risikoen for å være relativt lav, ettersom vi har innhentet informasjon fra operatørene som vil måtte rette seg etter ny forskrift, og vi ikke har mottatt informasjon som tilsier at det er noen store mangler blant komponentene som er lagt til grunn.

En annen noe usikker faktor er hvordan en eventuell økning i CO₂-avgiften kan påvirke aktiviteten på sokkelen. Hvis en høyere CO₂-avgift vil bidra til lavere aktivitet, vil også NO_x-utslippene reduseres. En høyere CO₂-avgift kan også føre til at restlevetiden til innretningene blir kortere enn det som er lagt til grunn i analyseperioden eller at lavutslippsløsninger blir implementert.

Ettersom det kun er vedtatte elektrifiseringsplaner som inngår i nullalternativet, vil det også kunne bli flere elektrifiserte innretninger i fremtiden enn det som er lagt til grunn. Dette vil igjen påvirke NOx-utslippene, og samtidig både nytte- og kostnadssiden ved de ulike alternativene som er utredet.

6. Hvilket alternativ anbefales, og hvorfor?

Miljødirektoratet foreslår å fastsette nye krav til bestemmelse av NOx-utslipp fra energianlegg på faste petroleumsinnretninger på norsk sokkel. Kravene foreslås tatt inn i ny § 70 b i aktivitetsforskriften, og vil da erstatte krav som i dag er stilt i tillatelser etter forurensningsloven til det enkelte felt.

Det er ikke mulig å konkludere entydig hvorvidt de to alternativene som er utredet er samfunnsøkonomisk lønnsomme eller ei, da det ikke er mulig å prissette nyttevirkningene. Miljødirektoratets vurdering er likevel at nytten som følger av kravene i alternativ 2 er tilstrekkelig store sammenlignet med nullalternativet til at de økte kostnadene er forsvarlige. Det er viktig å redusere usikkerheten i utslippstallene og alternativ 2 vil bidra til dette på en tilstrekkelig god måte sammenlignet med nullalternativet. Dette betyr at selv om alternativ 1 har noe større nyttevirkinger, er ikke den relative forskjellen til alternativ 2 stor nok til å kunne forsvare de høyere kostnadene knyttet til alternativ 1. Etter en grundig vurdering av nytte og kostnader foreslår vi derfor at de nye kravene fastsettes i tråd med kravene i alternativ 2.

Sammenlignet med nullalternativet vil de nye foreslåtte kravene bidra til redusert usikkerhet i utslippstall, overholdelse av internasjonalt regelverk, større grad av likebehandling i bransjen og økt forutsigbarhet for aktørene i bransjen og myndighetene uten å påføre bransjen uakseptable kostnader eller ulemper.

7. Hva er forutsetningene for en vellykket gjennomføring?

For å kunne gjøre verifikasjonsmålinger i samsvar med kravene som foreslås, er det en forutsetning at det finnes kompetente aktører som er akkrediterte for de aktuelle utslippsmålingene som kreves. Pr. i dag er det så vidt Miljødirektoratet kjenner til kun en slik aktør i Norge, men vi legger til grunn at flere vil kunne tilby slike tjenester på litt sikt, slik at de foreslåtte kravene kan oppfylles.

Det er ellers en forutsetning at kravene er klare og godt forstått av aktørene i bransjen. Dette kan kreve ytterligere veiledning og retningslinjer utover det som vil bli gitt i veiledningen til selve forskriften. Vi legger til grunn at dette vil kunne følges opp i dialog med bransjen etter at kravene er fastsatt.