



**SOKKELDIREKTORATET**

**Veileder til forskrift om fiskal måling i  
petroleumsvirksomheten (Måleforskriften)**

---

**Utgitt:** 1.5.2023

**Revidert:** 15.2.2024

**Kontaktinformasjon:**

E-post: [postboks@sodir.no](mailto:postboks@sodir.no)

Telefon: 51 87 60 00

Adresse: Postboks 600, 4003 Stavanger

Besøksadresse: Professor Olav Hanssens vei 10, 4003 Stavanger

---

<b><i>Innledning</i></b> .....	<b>1</b>
<b><i>Til kapittel 1. Innledende bestemmelser</i></b> .....	<b>1</b>
Til § 1. Formål.....	1
Til § 2. Virkeområde.....	2
Til § 3. Definisjoner .....	3
Til § 4. Ansvarlige etter denne forskrift.....	3
<b><i>Til kapittel 2. Krav til styringssystem</i></b> .....	<b>3</b>
Til § 5. Styringssystem.....	3
Til § 6. Internrevisjon .....	4
<b><i>Til kapittel 3. Krav til måleenheter og referansebetingelser</i></b> .....	<b>4</b>
Til § 7. Måleenheter.....	4
Til § 8. Referansebetingelser .....	4
<b><i>Til kapittel 4. Generelle krav til måling</i></b> .....	<b>4</b>
Til § 9. Måling .....	4
Til § 10. Målestørrelser og usikkerhetsgrenser .....	4
Til § 11. Metoder for å måle produsert petroleum .....	6
Til § 12. Metoder for å måle petroleum som brennes og gass som slippes til luft .....	6
Til § 13. Måleprinsipp .....	6
Til § 14. Målemodell .....	6
Til § 15. Usikkerhetsbudsjett .....	7
Til § 16. Måleprosedyre .....	13
Til § 17. Måleresultat .....	13
Til § 18. Erstatning for manglende måledata.....	13
Til § 19. Korrigering av måleresultater .....	13
<b><i>Til kapittel 5. Krav til kjemiske analyse på laboratorier</i></b> .....	<b>14</b>
Til § 20. Målestørrelser og usikkerhetsgrenser .....	14
Til § 21. Krav til analysemetoder .....	14
Til § 22. Krav til laboratorier.....	14
<b><i>Til kapittel 6. Krav til allokering</i></b> .....	<b>15</b>
Til § 23. Allokeringsystem .....	15
Til § 24. Allokeringsprosedyrer .....	15
Til § 25. Verifisering og validering.....	15
<b><i>Til kapittel 7. Generelle krav til målesystem for dynamisk måling</i></b> .....	<b>15</b>

---

Til § 26. Utførelse av måleinstrumenter og målesystem .....	16
Til § 27. Nominelle driftsbetingelser .....	16
Til § 28. Instrumentell måleusikkerhet .....	16
Til § 29. Målerør og tilstøtende rørsystem .....	17
Til § 30. Føring av petroleum utenom målesystemet.....	18
Til § 31. Måling av trykk og temperatur .....	18
Til § 32. Beskyttelse .....	18
Til § 33. Overvåking og kontroll .....	18
Til § 34. Elektronikk .....	18
Til § 35. Datasystem.....	19
<b>Til kapittel 8. Særlige krav til målesystem for dynamisk måling av olje .....</b>	<b>19</b>
Til § 36. Oljemålesystemets bestanddeler.....	19
Til § 37. Kalibreringsmetoder for oljemålere .....	19
Til § 38. Oljemåler.....	19
Til § 39. Rørnormal .....	19
Til § 40. Mastermålerprover .....	20
Til § 41. Måleinstrumenter tilknyttet oljemålesystem .....	20
Til § 42. Prøvetakingsutstyr .....	20
Til § 43. Algoritmer og ligninger.....	20
<b>Til kapittel 9. Særlige krav til målesystem for dynamisk måling av gass .....</b>	<b>20</b>
Til § 44. Gassmålesystemets bestanddeler.....	20
Til § 45. Kalibreringsmetoder for gassmålere .....	20
Til § 46. Gassmåler.....	21
Til § 47. Måleinstrumenter tilknyttet gassmålesystem .....	21
Til § 48. Direktekoplet gasskromatograf .....	21
Til § 49. Prøvetakingsutstyr .....	21
Til § 50. Algoritmer og ligninger.....	21
<b>Til kapittel 10. Særlige krav til målesystem for dynamisk måling av flerfase petroleum....</b>	<b>21</b>
Til § 51. Flerfasemålesystemets bestanddeler.....	21
Til § 52. Kalibreringsmetoder for flerfasemålere .....	21
Til § 53. Flerfasemåler.....	22
Til § 54. Separatormålesystem .....	22
Til § 55. Algoritmer og ligninger.....	22
<b>Til kapittel 11. Særlige krav til målesystem og måling av LNG.....</b>	<b>22</b>

---

Til § 56. Generelle krav til måling av LNG .....	22
Til § 57. Statisk måling av volum og masse.....	22
Til § 58. Prøvetakingsutstyr .....	22
Til § 59. Gasskromatografi.....	22
Til § 60. Densitet og brennverdi.....	22
Til § 61. Måling av energi til fortrent gass og forbrukt gass .....	22
<b>Til kapittel 12. Krav til verifisering og kalibrering før et målesystem tas i bruk.....</b>	<b>23</b>
Til § 62. Forutsetninger for å ta måleinstrumenter og målesystem i bruk.....	23
Til § 63. Planer og prosedyrer for verifiseringer og kalibreringer .....	23
Til § 64. Kalibrering og justering av måleinstrumenter .....	23
Til § 65. Bruk av laboratorier til kalibrering.....	23
Til § 66. Målestandarder .....	23
Til § 67. Strømningskalibrering av oljemåler .....	23
Til § 68. Kalibrering av rørnormal .....	23
Til § 69. Strømningskalibrering av mastermåler .....	24
Til § 70. Strømningskalibrering av gassmåler .....	24
Til § 71. Strømningskalibrering av flerfasemålere. ....	24
Til § 72. Kalibrering og verifisering av tilknyttede måleinstrumenter .....	24
Til § 73. Verifisering av gasskromatografer .....	24
Til § 74. Verifisering av prøvetakingsutstyr .....	24
Til § 75. Oppmåling og kontroll av fysiske konstanter .....	24
Til § 76. Verifikasjon av datasystem.....	24
Til § 77. Testing av sammenstilt målesystem og system for automatisk prøvetaking.....	24
<b>Til kapittel 13. Krav til drift og vedlikehold av målesystem .....</b>	<b>25</b>
Til § 78. Generelle krav til drift og vedlikehold .....	25
Til § 79. Vedlikeholdsprogram .....	26
Til § 80. Kalibreringsprogram .....	26
Til § 81. Arbeidsstandarder .....	26
Til § 82. Evaluering av måledata ved verifisering.....	26
Til § 83. Drift og vedlikehold av oljemåler .....	27
Til § 84. Drift og vedlikehold av prover .....	27
Til § 85. Drift og vedlikehold av gassmåler .....	28
Til § 86. Drift og vedlikehold av flerfasemålere .....	28
Til § 87. Drift og vedlikehold av tilknyttede måleinstrumenter .....	28

---

Til § 88. Drift og vedlikehold av direktekoblede gasskromatografer.....	28
Til § 89. Drift og vedlikehold av prøvetaker .....	28
Til § 90. Drift og vedlikehold av datasystem.....	29
<b>Til kapittel 14. Krav til materiale og opplysninger.....</b>	<b>29</b>
Til § 91. Generelle krav til materiale og opplysninger .....	29
Til § 92. Opplysninger før BOV .....	29
Til § 93. Opplysninger om måling i PUD og PAD .....	29
Til § 94. Søknad om samtykke til oppstart og videreføring av målesystem.....	30
Til § 95. Opplysninger om måling i årlig statusrapport.....	30
Til § 96. Usikkerhetsbudsjett for CO <sub>2</sub> -avgiftsmålinger.....	30
Til § 97. Andre opplysninger.....	31
<b>Til Kapittel 15. Alminnelige bestemmelser.....</b>	<b>31</b>
Til § 98. Tilsynsmyndighet – myndighet til å fatte enkeltvedtak mv. ....	31
Til § 99. Dispensasjon.....	31
Til § 100. Straffebestemmelse .....	31
Til § 101. Ikrafttredelses- og overgangsbestemmelser.....	31
<b>Vedlegg 1. Måleteknisk ordliste .....</b>	<b>32</b>
<b>Vedlegg 2. Standarder og andre anerkjente dokumenter.....</b>	<b>32</b>
<b>Vedlegg 3. Evaluering av måledata ved måling av fluidstrøm.....</b>	<b>32</b>

---

## Innledning

Forskrift om fiskal måling i petroleumsvirksomheten (måleforskriften) er hjemlet i lov om petroleumsvirksomhet (petroleumsloven) og forskrift om petroleumsvirksomhet (petroleumsforskriften) samt lov om avgift på utslipp av CO<sub>2</sub> i petroleumsvirksomhet på kontinentalsokkelen (CO<sub>2</sub>-avgiftsloven). Forskriften regulerer hvilke krav som stilles til måling av produsert mengde petroleum og mengder underlagt CO<sub>2</sub> avgift. Den skal sikre at nøyaktige og pålitelige målinger ligger til grunn for beregning av statens skatter og avgifter, samt rettighetshavernes inntekter fra petroleumsvirksomheten.

Denne veilederen gir utfyllende kommentarer til de enkelte bestemmelser i måleforskriften og beskrivelser av hvordan bestemmelsene i forskriften kan oppfylles. Veilederen erstatter, fra 1.5.2023, merknader til måleforskriften som tidligere var inntatt som en del av forskriften. Den er bygget opp på samme måte som tidligere merknader ved at det er gitt kommentarer til hver enkelt bestemmelse. Vedlegg 1 inneholder en måleteknisk ordliste. Dokumenter anbefalt brukt for oppfyllelse av forskriftskrav er listet opp i vedlegg 2. Vedlegg 3 omhandler evaluering av måldata ved måling av fluidstrøm. Vedlegg 4 omhandler usikkerhetsbudsjett for CO<sub>2</sub>-avgiftsmålinger.

## Til kapittel 1. Innledende bestemmelser

### Til § 1. Formål

#### Første ledd:

For å sikre nøyaktige målinger stilles det i denne forskrift blant annet krav til nøyaktighet til måleresultat og til målesystem. Med nøyaktighet til et måleresultat menes grad av samsvar mellom en målt eller beregnet verdi og en sann verdi av målestørrelsen (jf. JCGM 200:2012). Med nøyaktighet til et måleinstrument eller et målesystem menes en kvalitet som kjennetegner evnen til et måleinstrument eller et målesystem til å gi en verdi nær en sann verdi av målestørrelsen (jf. IEC 60050). Sann verdi av målestørrelsen er i praksis ukjent, men er forstått, med en viss sannsynlighet, å befinne seg innenfor et område definert ved måleusikkerhet. Et måleresultat er mer nøyaktig dersom måleusikkerheten er lavere. Tilsvarende er et målesystem mer nøyaktighet dersom instrumentell måleusikkerhet er lavere.

For å sikre pålitelige målinger stilles det blant annet krav til styringssystem, målemetode og måleteknisk sporbarhet. Pålitelighet vil si at målinger skal kunne etterprøves og da gi samme, eller ikke mer enn sannsynlig avvikende, resultat.

#### Andre ledd:

Rettighetshaver kan benytte standarder og andre anerkjente dokumenter som en måte å oppfylle forskriftens krav på.

En "Standard" er ifølge NS-EN 45020:2006, pkt. 3.2 og ISO/IEC Guide 2:2004 definert som: "Standard dokument til felles og gjentatt bruk, fremkommet ved konsensus og vedtatt av et anerkjent organ som gir regler, retningslinjer eller kjennetegn for aktiviteter eller resultatene av dem for å oppnå optimal orden i en gitt sammenheng." Nasjonal standard betyr en standard vedtatt av et nasjonalt standardiseringsorgan og internasjonal standard betyr en standard vedtatt av et

---

internasjonalt standardiseringsorgan. Eksempel på nasjonalt standardiseringsorgan er Standard Norge. ISO (International Organization for Standardization) er et eksempel på internasjonalt standardiseringsorgan.

Med «andre anerkjente dokumenter» menes tekniske spesifikasjoner, tekniske rapporter og retningslinjer utgitt av standardiseringsorgan og av anerkjente bransje- og interesseorganisasjoner. Eksempler på anerkjente bransjeorganisasjoner er: The International Organization of Legal Metrology (OIML), International Group of Liquefied Natural Gas (GIIGNL) og Offshore Norge. Norsk forening for Olje og Gassmåling (NFOGM) er et eksempel på en anerkjent interesseorganisasjon.

Tekniske løsninger beskrevet i relevante standarder kan vanligvis betraktes som forhåndskvalifiserte løsninger. Det er allikevel rettighetshavers ansvar og plikt å se til at løsningene som velges er formålstjenlige.

Ved bruk av andre tekniske løsninger enn de som anbefales i veilederen til en forskriftsbestemmelse, påligger det rettighetshaver å kunne dokumentere at den valgte løsningen oppfyller forskriftens krav.

Det vises i vedlegg 2 til standarder og andre anerkjente dokumenter som Sokkeldirektoratet anser som særlig relevante for oppfyllelse av krav i denne forskrift. Listen er ikke nødvendigvis uttømmende og utelukker ikke at det finnes andre relevante dokumenter.

## **Til § 2. Virkeområde**

### Første ledd:

Kravene i forskriften gjelder ved planlegging, konstruksjon, installasjon, testing og bruk av målesystem for

- a) måling av produserte mengder petroleum,
- b) måling av mengder petroleum som brennes og naturgass som slippes til luft, samt CO<sub>2</sub> som utskilles fra petroleum og slippes til luft.

Etter petroleumsloven § 1-4 gjelder forskriften også for anlegg på land dersom petroleum er transportert til anlegget med rørledning fra kontinentalsokkelen og målingen av praktiske årsaker foretas på land i Norge. Sokkeldirektoratet vil i slike tilfeller samordne tilsynsaktiviteten med Justervesenet som vist til i samarbeidsavtale mellom de to etatene. Ved terminaler i utlandet hvor norsk petroleum ilandføres med rørledning foretar Sokkeldirektoratet måleteknisk tilsyn i samarbeid med relevante myndigheter i vedkommende stat, jf. petroleumsloven § 1-4 første ledd andre punktum.

### Andre ledd:

MID - Måleinstrumentdirektivet (Directive 2014/32/EU of the European Parliament and of the Council of 26 February 2014/EØS-tillegget til Den europeiske unions tidende Nr. 13/197) harmoniserer tekniske krav til ulike instrumentkategorier og skal sikre fri bevegelse av måleinstrumenter innenfor EU/EØS-området. Direktivet er rettet mot produsenter og leverandører av måleinstrumenter og målesystem. Måleinstrumenter og målesystem som omfattes av MID må oppfylle direktivets tekniske krav før de gjøres tilgjengelig på markedet. Førmarkedskontrollen



---

innebærer gjennomføring av en samsvarsvurdering ved bruk av teknisk kontrollorgan (samsvarsvurderingsorgan) og samsvarsmerking som skal vise at direktivets krav er oppfylt.

Måleinstrumentdirektivet er implementert i norsk rett gjennom forskrift om måleenheter og måling (FOR-2007-12-20-1723) og instrumentspesifikke forskrifter, herunder forskrift om krav til målesystem for kontinuerlig og dynamisk måling av andre væsker enn vann (FOR-2007-12-21-1738). Justervesenet er et godkjent teknisk kontrollorgan for å foreta samsvarsvurderinger i henhold til Måleinstrumentdirektivet.

For petroleumsvirksomheten kommer krav i MID til anvendelse på måleinstrumenter og målesystem for dynamisk leveringsmåling av olje og flytende gasser. Særlige krav og framgangsmåter for samsvarsvurdering fremgår av MID vedlegg VII Målesystemer for kontinuerlig og dynamisk måling av væskemengder unntatt vann (MI-005). MID omfatter ikke de deler av målesystemet som angår proving og prøvetaking.

Måleinstrumenter og målesystem som er godkjent etter MID vil også være i samsvar med måleforskriften.

### **Til § 3. Definisjoner**

En måleteknisk ordliste med ord og uttrykk brukt i forskriften og i veileder er gitt i vedlegg 1 til denne veilederen. Ordlisten er i hovedsak basert på JCGM<sup>1</sup> 200:2012 «International vocabulary of metrology – Basic and general concepts and associated terms (VIM)», 3rd edition (VIM3), og i noen grad på standarder fra ISO, IEC og API (jf. vedlegg 2). Terminologiske databaser er å finne på følgende adresser:

- Annotated VIM3: <https://jcgm.bipm.org/vim/en/index.html>
- ISO Online browsing platform: <https://www.iso.org/obp>
- IEC Electropedia: <http://www.electropedia.org>

Forkorting og symboler følger språkrådets anbefalinger. Disse er tilgjengelige på <https://www.sprakradet.no/sprakhjelp/Skriveregler/Forkortinger/>

### **Til § 4. Ansvarlige etter denne forskrift**

Første ledd i bestemmelsen innebærer en materiell plikt til å etterleve forskriftens bestemmelser og enkeltvedtak som gis i medhold av forskriften. Plikt til å gjøre dette gjennom iverksettelse av nødvendige systematiske tiltak følger av § 5.

## **Til kapittel 2. Krav til styringssystem**

Dette kapitlet omhandler krav til styringssystem innenfor både petroleumslovens og CO<sub>2</sub>-avgiftslovens virkeområder. Det vises også til petroleumsforskriften § 56, § 57 og § 58.

### **Til § 5. Styringssystem**

Styringssystem er de aktiviteter, systemer og prosesser som tas i bruk for å planlegge, gjennomføre, evaluere og korrigere virksomheten slik at den samsvarer med krav fastsatt i eller i medhold av denne forskrift.

---

<sup>1</sup> Joint Committee for Guides in Metrology, komité med medlemmer fra BIPM, IEC, IFCC, ILAC, ISO, IUPAC, IUPAP og OIML.

---

Det vises i vedlegg 2 til dokumenter som kan brukes for å oppfylle krav til styringssystem.

Andre ledd:

Ved vurdering av risiko for manglende oppfyllelse av krav i denne forskrift bør det tas hensyn til sannsynlighet for feil, konsekvens av feil, mulighet for å avdekke feil og mulighet for å korrigere for feil.

Fjerde ledd:

Ansvar og roller bør defineres i organisasjonskart, arbeidsbeskrivelser og prosedyrer.

Femte ledd:

Kravet om å definere funksjoner med ansvar for oppfølging av målinger og målesystem kan oppfylles ved at det oppnevnes en ansvarshavende for målinger og målesystem.

Sjette ledd:

Spesifiseringen av hvordan kompetanseoverføring ivaretas, bør inkludere en spesifisering av hvordan erfaringsoverføring ved skifte av personell og ved overgang mellom konstruksjonsfase og driftsfase skal ivaretas.

## **Til § 6. Internrevisjon**

Rettighetshaver har fleksibilitet til å tilpasse internrevisjonens formål, omfang og frekvens slik som anses nødvendig for oppfyllelse av forskriftskravet.

Det vises i vedlegg 2 til dokumenter som kan brukes for å oppfylle krav til internrevisjon.

## **Til kapittel 3. Krav til måleenheter og referansebetingelser**

### **Til § 7. Måleenheter**

Det vises i vedlegg 2 til dokumenter som kan brukes for å oppfylle krav til måleenheter.

### **Til § 8. Referansebetingelser**

Det vises i vedlegg 2 til dokumenter som kan brukes for å oppfylle krav til referansebetingelser.

## **Til kapittel 4. Generelle krav til måling**

Det stilles i dette kapitlet generelle krav til måleprosessen, både eksperimentelt og matematisk, samt til målingenes kvalitet, herunder til måleresultater og usikkerhetsgrenser.

### **Til § 9. Måling**

Ingen kommentar.

### **Til § 10. Målestørrelser og usikkerhetsgrenser**

Første ledd:

---

«Petroleum» er alle flytende og gassformige hydrokarboner som finnes i naturlig tilstand i undergrunnen, samt andre stoffer som utvinnes i forbindelse med slike hydrokarboner (jf. petroleumsløven § 1-6 bokstav a).

«Olje» er i henhold til petroleumsforskriften § 2 bokstav f) petroleum som er flytende ved avskjningspunktet. I praksis betyr dette råolje og andre flytende petroleumprodukter (se Oljeordliste på ODs hjemmeside).

«Netto mengde (standard volum) olje» er standard volum av olje fratrukket sediment og vann. «Netto mengde (masse) olje» er vekt av olje i vakuum fratrukket sediment og vann.

Usikkerhetsgrense gjelder verdien (måltall x måleenhet) til den størrelsen som skal tallfestes ved måling.

For allokeringmåling kan rettighetshaver definere andre usikkerhetsgrenser for målestørrelser enn de som er angitt i tabell 1, dersom det kan dokumenteres at oppfyllelse av angitte usikkerhetsgrenser ikke er teknisk mulig eller vil føre til urimelig høye kostnader. Dette unntaket er først og fremst tiltenkt å komme til anvendelse dersom produserte mengder fra et felt skal bestemmes ved en allokeringprosess som involverer måling av uprosessert (flerfase) petroleum eller ved målinger på utløp av separatorene (ett-trinns separasjon).

#### Andre ledd:

«Naturgass» er hydrokarboner i gassform og består i hovedsak av metan, etan og propan, mindre mengder av andre tyngre hydrokarboner og spor av forurensninger som blant annet CO<sub>2</sub> og H<sub>2</sub>S og så videre (se Oljeordliste på ODs hjemmeside).

«Mengde (standard volum) faklet petroleum» er standard volum fakkelgass som er avbrent i fakkel og gass avbrent i pilotbrenner, eventuelt korrigert for vanddamp og inertgasser i fakkelgassen. Fakkelgass er gass eller damp ventilert eller avlastet i en fakkel (system for avbrenning av petroleum).

«Mengde (standard volum) naturgass sluppet til luft» er standard volum naturgass som uforbrent slippes til luft i fakkel og kaldventilert i dedikerte skorsteiner (kaldavlastingsystem), eventuelt korrigert for vanddamp og inertgasser.

Dersom usikkerhetsgrenser for faklet petroleum og naturgass sluppet til luft vanskelig kan oppfylles, kan rettighetshaver søke Sokkeldirektoratet om dispensasjon etter § 99. Sokkeldirektoratet kan gi dispensasjon hvis det foreligger «særlige grunner». Eksempler på «særlige grunner» for å gjøre økte usikkerhetsgrenser nødvendige kan være:

- a) Mengder naturgass sluppet til luft i en måleperiode som er mindre enn 100 000 standard kubikkmeter (Sm<sup>3</sup>).
- b) Mengder faklet petroleum i en måleperiode med liten eller ingen driftsfakling og der inertgass (beskyttelsesgass) utgjør hovedmengden av den målte fakkelgassen.

Rettighetshaver må dokumentere at særlige grunner foreligger.

Mengder forbrent petroleum ved brønntester og brønnvedlikehold på en innretning eller en tilknyttet innretning er avgiftspliktig og skal inkluderes i en CO<sub>2</sub>-avgiftsmåling. Sokkeldirektoratet har ikke funnet det hensiktsmessig å detaljregulere i denne forskriften hvordan slike mengder skal måles.

Det forutsettes at angitte usikkerhetsgrenser for mengde diesel anvendt som brensel er rimelige.

---

## Til § 11. Metoder for å måle produsert petroleum

Ingen kommentar.

## Til § 12. Metoder for å måle petroleum som brennes og gass som slippes til luft

Første ledd:

Det vises i vedlegg 2 til dokumenter som kan brukes for å oppfylle krav i første ledd, bokstav a) til indirekte måling av utslipp av naturgass.

## Til § 13. Måleprinsipp

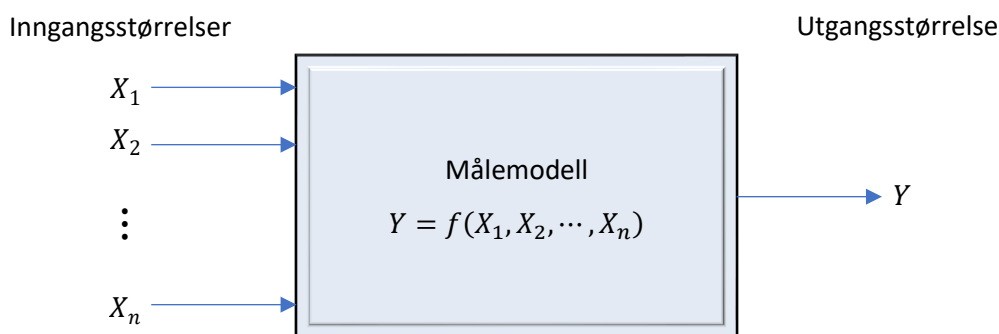
Måleprinsipp beskrevet i relevante gjeldende anerkjente nasjonale og internasjonale standarder for den aktuelle type måling kan normalt legges til grunn for oppfyllelse av kravet om å bruke måleprinsipp som er dokumentert egnet for bruk i den aktuelle målingen.

## Til § 14. Målemodell

Det vises i vedlegg 2 til dokumenter i serien «GUM: Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement», publisert av Joint Committee for Guides in Metrology (JCGM). Disse publikasjonene og likeverdige publikasjoner fra andre medlemmer av JCGM, herunder ISO/IEC, er internasjonalt anerkjente retningslinjer for å evaluere og uttrykke usikkerhet i måling og for utvikling og bruk av målemodeller.

En målestørrelse kan ofte modelleres som et funksjonelt forhold  $f$  mellom  $N$  inngangstørrelser  $X_1, \dots, X_N$  og en utgangstørrelse  $Y$  på formen

$$Y = f(X_1, \dots, X_N)$$



Målemodellen kan være koblet, slik at utgangstørrelser i en modell kan være inngangstørrelser i en annen. Målemodeller kan ha mer enn en utgangstørrelse.

Korreksjoner kan anvendes på både inngangs- og utgangstørrelser i en målemodell. De kan introduseres i modellen for å kompensere for additive systematiske effekter (absolutt) og multiplikative systematiske effekter (proporsjonal med utgangstørrelser eller inngangstørrelser).

Eksempler på forenklete resulterende målemodeller med utgangstørrelser som svarer til målestørrelser i § 10 er, sammen med modeller for å beregne tilhørende måleusikkerhet, gitt i veileder til § 15. Veileder til § 28 omhandler målemodeller og tilhørende usikkerhetsmodeller for

---

målesystem, altså systemer med utgangstørrelser som er inngangstørrelser i resulterende målemodell.

## Til § 15. Usikkerhetsbudsjett

Dokumenter i serien «GUM: Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement», publisert av Joint Committee for Guides in Metrology (JCGM) og likeverdige publikasjoner fra andre medlemmer av JCGM, herunder ISO/IEC, er internasjonalt anerkjente retningslinjer for å evaluere og uttrykke usikkerhet i måling. Det er vist til disse publikasjonene i vedlegg 2. Det vises i vedlegg 2 også til andre relevante dokumenter og til usikkerhetsprogrammer publisert på nettsiden til Norsk Forening for Olje- og Gassmåling som kan få anvendelse ved oppfyllelse av krav til usikkerhetsbudsjett.

Aktuelle resulterende målemodeller, og tilhørende usikkerhetsmodeller for målestørrelsene i § 10 er gitt nedenfor.

### Leveringsmåling av olje

En resulterende målemodell for leveringsmåling av olje kan være

$$V_{Netto} = (1 - \phi_W)V_{Brutto}$$

der  $V_{Netto}$  er netto standard volum olje,  $V_{Brutto}$  er brutto (gross) standard volum olje og  $\phi_W$  er volumfraksjon av vann i oljen.  $V_{Brutto}$  er målt ved hjelp av strømningsmåler og  $\phi_W$  er bestemt enten ved kjemisk analyse av oljeprøver, eller som direktemåling. Her er  $V_{Brutto}$  og  $\phi_W$  inngangstørrelser og  $V_{Netto}$  utgangstørrelsen. Når det antas ingen korrelasjon mellom inngangstørrelsene, blir usikkerhetsmodellen lik

$$u^*(V_{Netto})^2 = \left(\frac{\phi_W}{1 - \phi_W}\right)^2 u^*(\phi_W)^2 + u^*(V_{Brutto})^2$$

Den relative usikkerheten  $u^*(V_{Brutto})$  kan i mange tilfeller finnes ved hjelp av usikkerhetsprogrammet «Fiscal Oil Metering Station Uncertainty» på nettsiden til Norsk Forening for Olje- og Gassmåling, som gir instrumentell usikkerhet i strømningsrate eller ved hjelp av tilsvarende dataprogram med beregningsalgoritmer som samsvarer med JCGM GUM. Hvis målesystemet har fungert og blitt brukt som tiltenkt, kan det normalt antas at relativ usikkerhet er tilnærmet lik i strømningsrate og akkumulert brutto volum. Usikkerheten  $u^*(\phi_W)$  kan finnes fra laboratoriesertifikater, eventuelt i kombinasjon med usikkerheter knyttet til innhenting og håndtering av oljeprøvene, eller fra spesifikasjoner av måleinstrument for direktemåling av vannfraksjon.

Ved leveringsmåling av olje basert på indirekte måling er et eksempel at to felt (Felt A og Felt B) leverer inn i samme rørledning. Leveringsmålingen til Felt B (netto standard volum) er basert på direktemåling (målesystem). Dette gjelder også totalt netto standard volum som kommer ut av rørledningen. Mengde olje i en leveranse fra Felt A blir så målt indirekte som mengden olje som kommer ut av røret minus levert olje fra Felt B. En aktuell målemodell for denne situasjonen er

$$V_A = V_{total} - V_B$$

der  $V_B$  er akkumulert netto standard volum levert fra Felt B (målt på Felt B) og  $V_{total}$  er akkumulert netto standard volum mottatt og målt ved utgangen av rørledningen.  $V_A$  er akkumulert netto

standard volum levert fra Felt A (beregnet ved hjelp av direktemålingene av  $V_B$  og  $V_{total}$ ). Her er  $V_B$  og  $V_{total}$  inngangsstørrelser og  $V_A$  utgangsstørrelsen. Når det antas ingen korrelasjon mellom inngangsstørrelsene, blir usikkerhetsmodellen for akkumulert netto standard olje levert fra felt A lik

$$u^*(V_A)^2 = \left( \frac{V_{total}}{V_A} u^*(V_{total}) \right)^2 + \left( \frac{V_B}{V_A} u^*(V_B) \right)^2$$

Usikkerhetene  $u^*(V_{total})$  og  $u^*(V_B)$  kan finnes ved hjelp av metodikk for leveringsmåling av olje ved hjelp av et enkelt målesystem, som er beskrevet over.

### Leverings- og allokeringsmåling av gass

Dersom målesystemet har fungert og blitt brukt som tiltenkt, kan det normalt antas at relativ usikkerhet er tilnærmet lik i strømningsrate og tilhørende akkumulert mengde. Denne kan i mange tilfeller finnes ved hjelp av usikkerhetsprogrammet «Fiscal Gas Metering Station Uncertainty» på nettsiden til Norsk Forening for Olje- og Gassmåling eller ved hjelp av tilsvarende dataprogram med beregningsalgoritmer som samsvarer med JCGM GUM.

### Mengde naturgass anvendt som brensel til kraft- og varmeproduksjon

Dersom målesystemet har fungert og blitt brukt som tiltenkt, kan det normalt antas at relativ usikkerhet er tilnærmet lik i strømningsrate og akkumulert volum. Denne kan i mange tilfeller finnes ved hjelp av usikkerhetsprogrammet «Fiscal Gas Metering Station Uncertainty» på nettsiden til Norsk Forening for Olje- og Gassmåling eller ved hjelp av tilsvarende dataprogram med beregningsalgoritmer som samsvarer med JCGM GUM.

### Mengde diesel anvendt som brensel til kraft- og varmeproduksjon

En resulterende målemodell for akkumulert standard volum diesel brukt som brensel kan være

$$V_{diesel} = V_{levert} - V_{balanse} - V_{ikke\ avbrent}$$

der  $V_{levert}$  er det volum diesel som er levert til innretningen i en avgiftsperiode og  $V_{balanse}$  er endring i dieselbeholdning i løpet av måleperioden, avgiftsperioden eller et kalenderår.  $V_{ikke\ avbrent}$  er volum av diesel brukt til andre formål enn til brensel i avgiftsperioden, herunder brønnvedlikehold. Når det antas ingen korrelasjon mellom inngangsstørrelsene, blir usikkerhetsmodellen lik

$$u^*(V_{diesel})^2 = \left( \frac{V_{levert}}{V_{diesel}} u^*(V_{levert}) \right)^2 + \left( \frac{V_{balanse}}{V_{diesel}} u^*(V_{balanse}) \right)^2 + \left( \frac{V_{ikke\ avbrent}}{V_{diesel}} u^*(V_{ikke\ avbrent}) \right)^2$$

### Mengde faklet petroleum

En resulterende målemodell for akkumulert standard volum faklet petroleum i en måleperiode kan være

$$V_{faklet\ petroleum} = (V_{fakkelgass} (tent\ fakkel) + V_{gass\ til\ pilotbrenner}) - (V_{inertgass} + V_{vanndamp})$$

der  $V_{fakkelgass (tent fakkell)}$  er akkumulert standard volum fakkellgass i perioder med tent fakkell og  $V_{gass til pilotbrenner}$  er akkumulert standard volum gass ledet til pilotbrenner.  $V_{inertgass}$  og  $V_{vanndamp}$  er henholdsvis akkumulert standard volum av inertgass og vanndamp i fakkellgassen. Når det antas ingen korrelasjon mellom inngangsstørrelsene, blir usikkerhetsmodellen lik

$$\begin{aligned}
 u^*(V_{faklet petroleum})^2 &= \left( \frac{V_{fakkelgass (tent fakkell)}}{V_{faklet petroleum}} u^*(V_{fakkelgass (tent fakkell)}) \right)^2 \\
 &+ \left( \frac{V_{gass til pilotbrenner}}{V_{faklet petroleum}} u^*(V_{gass til pilotbrenner}) \right)^2 \\
 &+ \left( \frac{V_{inertgass}}{V_{faklet petroleum}} u^*(V_{inertgass}) \right)^2 + \left( \frac{V_{vanndamp}}{V_{faklet petroleum}} u^*(V_{vanndamp}) \right)^2
 \end{aligned}$$

Dersom måling av mengde fakkellgass impliserer måleresultater fra flere målere (f.eks. primærmåler og sekundærmåler) reflekteres det i modellen ved flere inngangsstørrelser.

For målesystem med direktekoplet gasskromatograf kan en alternativ måte å korrigere for vanndamp og inertgass være:

$$V_{faklet petroleum} = (V_{fakkelgass (tent fakkell)} + V_{gass til pilotbrenner}) \cdot f(Z_0, X_{naturgass})$$

hvor

$$f(Z_0, X_{naturgass}) = \frac{Z_{0 naturgass}}{Z_{0 total}} \cdot X_{naturgass}$$

der  $Z_{0 naturgass}$  er kompressibilitetsfaktor til naturgass ved referansebetingelser.  $Z_{0 total}$  og  $X_{naturgass}$  er henholdsvis kompressibilitetsfaktor og andel av naturgass i gassen som strømmet gjennom målesystemet. Størrelsene som inngår i korreksjonsfaktoren  $f$  kan beregnes fra fakkellgasskomposisjonen. Når det antas at det ikke er korrelasjon mellom inngangsstørrelsene blir usikkerhetsmodellen lik

$$\begin{aligned}
 u^*(V_{faklet petroleum})^2 &= \left( \frac{V_{fakkelgass (tent fakkell)}}{V_{faklet petroleum}} u^*(V_{fakkelgass (tent fakkell)}) \right)^2 \\
 &+ \left( \frac{V_{gass til pilotbrenner}}{V_{faklet petroleum}} u^*(V_{gass til pilotbrenner}) \right)^2 + (u^*(f))^2
 \end{aligned}$$

### Mengde naturgass sluppet til luft

En resulterende målemodell for akkumulert standard volum naturgass sluppet til luft i en måleperiode kan være

$$V_{utslipp naturgass} = (V_{kaldvent} + V_{fakkelgass (slukket fakkell)}) - (V_{inertgass} + V_{vanndamp})$$

der  $V_{kaldvent}$  er akkumulert mengde damp og gass sluppet til luft gjennom et kaldavlastingsystem og  $V_{fakkelgass}$  (slukket fakkel) er akkumulert standard volum fakkellgass sluppet til luft gjennom slukket fakkel.  $V_{inertgass}$  og  $V_{vanndamp}$  er henholdsvis akkumulert standard volum av inertgass og vanndamp i kaldvent og fakkellgass. Når det antas ingen korrelasjon mellom inngangsstørrelsene, blir usikkerhetsmodellen lik

$$\begin{aligned}
 u^*(V_{utslipp\ naturgass})^2 &= \left( \frac{V_{kaldvent}}{V_{utslipp\ naturgass}} u^*(V_{kaldvent}) \right)^2 \\
 &+ \left( \frac{V_{fakkelgass\ (slukket\ fakkel)}}{V_{utslipp\ naturgass}} u^*(V_{slukket\ fakkel}) \right)^2 \\
 &+ \left( \frac{V_{inertgass}}{V_{utslipp\ naturgass}} u^*(V_{inertgass}) \right)^2 + \left( \frac{V_{vanndamp}}{V_{utslipp\ naturgass}} u^*(V_{vanndamp}) \right)^2
 \end{aligned}$$

Kilder til utslipp av naturgass angitt i gjeldende Offshore Norge sin retningslinje «044 – Anbefalte retningslinjer for utslippsrapportering» kan brukes for å spesifisere inngangsstørrelser i den resulterende målemodellen for utslipp av naturgass.

For mindre utslipp og for indirekte målte utslipp av naturgass kan det være vanskelig å bestemme måleusikkerhet. Anslag basert på god industriell praksis vil kunne oppfylle kravet i § 10 til angivelse av usikkerhetsgrense.

### Mengde CO<sub>2</sub> utskilt fra petroleum og sluppet til luft

Dersom målesystemet har fungert og blitt brukt som tiltenkt, kan det normalt antas at relativ usikkerhet er tilnærmet lik i strømningsrate og akkumulert volum. Denne kan i mange tilfeller finnes ved hjelp av usikkerhetsprogrammet «Fiscal Gas Metering Station Uncertainty» på nettsiden til Norsk Forening for Olje- og Gassmåling eller ved hjelp av tilsvarende dataprogram med beregningsalgoritmer som samsvarer med JCGM GUM. Hvis CO<sub>2</sub> som skilles ut ikke er ren, må målemodellen og tilhørende usikkerhetsmodell gjenspeile hvordan man bestemmer mengde utskilt CO<sub>2</sub> fra de aktuelle målingene.

### Eksempler på resulterende målemodeller og tilhørende usikkerhetsmodeller

I de to eksemplene under, blir det vist hvordan en målemodell og en usikkerhetsmodell blir benyttet til å sette opp et usikkerhetsbudsjett. Verdier gitt for relative usikkerheter, dekningsfaktorer og relative sensitivitetskoeffisienter er eksempler og ikke allmenngyldige.

#### Eksempel 1: Usikkerhet i indirekte målt mengde levert olje

Målemodell:

$$V_A = V_{total} - V_B$$

Inngangsstørrelse og utgangsstørrelse:

- Felt B leverer 40 000 Sm<sup>3</sup> olje inn i rørledningen, dvs.  $V_B = 40\,000\text{ Sm}^3$ .
- Ved utgangen av rørledningen blir det målt 100 000 Sm<sup>3</sup> olje, dvs.  $V_{total} = 100\,000\text{ Sm}^3$ .
- Det betyr at Felt A leverer  $V_A = V_{total} - V_B = 60\,000\text{ Sm}^3$ .

Usikkerheter i inngangsstørrelser:



- På Felt B blir levert olje målt ved hjelp av et målesystem som oppfyller kravene til leveringsmålinger av olje og hvor relativ ekspandert usikkerhet med 95 % konfidensnivå for netto standard volum i egne studier er beregnet til 0,30 %. Det betyr at relativ standard usikkerhet blir  $u^*(V_B) = \frac{0,30\%}{2} = 0,15\%$ .
- Ved utgangen av rørledningen blir oljen målt ved hjelp av et målesystem som oppfyller kravene til leveringsmålinger av olje og hvor relativ ekspandert usikkerhet med 95 % konfidensnivå for netto standard volum i egne studier er beregnet til 0,25 %. Det betyr at relativ standard usikkerhet blir  $u^*(V_{total}) = \frac{0,25\%}{2} = 0,125\%$ .

Usikkerhet i utgangstørrelse:

Relativ standard usikkerhet i akkumulert netto standard volum av olje levert fra felt A ( $u^*(V_A)$ ) finnes fra usikkerhetsformelen gitt ovenfor:

$$u^*(V_A)^2 = \left( \frac{V_{total}}{V_A} u^*(V_{total}) \right)^2 + \left( \frac{V_B}{V_A} u^*(V_B) \right)^2$$

Her er alle størrelsene på høyresiden tallfestet, og en kan derfor regne ut  $u^*(V_A)$ :

$$u^*(V_A)^2 = \left( \frac{100000 \text{ Sm}^3}{60000 \text{ Sm}^3} \cdot 0,125\% \right)^2 + \left( \frac{40000 \text{ Sm}^3}{60000 \text{ Sm}^3} \cdot 0,15\% \right)^2 = 0,05340\%{}^2$$

$$u^*(V_A) = 0,231\%$$

Relativ ekspandert usikkerhet i akkumulert netto standard volum av olje levert fra felt A finnes da ved å multiplisere med dekningsfaktor ( $k = 2$ ):

$$U^*(V_A) = 2u^*(V_A) = 0,46\%$$

Dette kan også sammenfattes i en tabell for eksempel på følgende måte:

	Angitt relativ usikkerhet	Dekningsfaktor	Relativ standard usikkerhet	Relativ sensitivitetsfaktor	Relativ varians
Måling ut av røret, $V_{total}$	0,25 %	2	0,125 %	$\frac{V_{total}}{V_A} = \frac{5}{3}$	0,04340 % <sup>2</sup>
Måling på felt B, $V_B$	0,30 %	2	0,15 %	$\frac{V_B}{V_A} = \frac{2}{3}$	0,01000 % <sup>2</sup>
Sum av relative varianser					0,05340 % <sup>2</sup>
Relativ standard usikkerhet til $V_A$					0,231 %
Relativ ekspandert usikkerhet ( $k = 2$ ) til $V_A$					0,46 %

Som det kommer frem av usikkerhetsbudsjettet er krav i § 10 til en usikkerhetsgrense på 0,30 % i dette tilfellet ikke oppfylt for målt mengde olje levert fra felt A.

### Eksempel 2: Usikkerhet i mengde faklet petroleum

Målemodell (forenklet):

$$V_{faklet\ petroleum} = V_{fakkelgass\ (tent\ fakkel)} - V_{nitrogen} = (V_{primær} + V_{sekundær}) - V_{nitrogen}$$

Inngangsstørrelser og utgangsstørrelser:

- Primærmåleren måler 260 000 Sm<sup>3</sup> gass, dvs.  $V_{primær} = 260\ 000\ Sm^3$ .
- Sekundærmåleren måler 140 000 Sm<sup>3</sup> gass, dvs.  $V_{sekundær} = 140\ 000\ Sm^3$ .
- Korreksjon er målt til 100 000 Sm<sup>3</sup>, dvs.  $V_{nitrogen} = 100\ 000\ Sm^3$ .
- Det betyr at faklet mengde petroleum er  $V_{faklet\ petroleum} = V_{primær} + V_{sekundær} - V_{nitrogen} = 300\ 000\ Sm^3$ .

Usikkerheter i inngangsstørrelser:

- Primærmåleren er en ultralyd fakkelgassmåler hvor relativ ekspandert usikkerhet med 95 % konfidensnivå i en egen studie er beregnet til 5 %. Det betyr at relativ standard usikkerhet blir  $u^*(V_{primær}) = \frac{5\%}{2} = 2,5\%$ .
- Sekundærmåleren er en måler hvor relativ ekspandert usikkerhet med 95 % konfidensnivå i en egen studie er beregnet til 10 %. Det betyr at relativ standard usikkerhet blir  $u^*(V_{sekundær}) = \frac{10\%}{2} = 5\%$ .
- Korreksjonen er målt ved et eget målesystem hvor relativ ekspandert usikkerhet med 95 % konfidensnivå i en egen studie er beregnet til 1,5 %. Det betyr at relativ standard usikkerhet blir  $u^*(V_{nitrogen}) = \frac{1,5\%}{2} = 0,75\%$ .

Usikkerhet i utgangsstørrelse:

Relativ standard usikkerhet i akkumulert netto standard volum av faklet petroleum,  $u^*(V_{faklet\ petroleum})$ , finnes fra usikkerhetsformelen gitt ovenfor:

$$\begin{aligned} u^*(V_{faklet\ petroleum})^2 &= \left( \frac{V_{primær}}{V_{faklet\ petroleum}} u^*(V_{primær}) \right)^2 + \left( \frac{V_{sekundær}}{V_{faklet\ petroleum}} u^*(V_{sekundær}) \right)^2 \\ &+ \left( \frac{V_{nitrogen}}{V_{faklet\ petroleum}} u^*(V_{nitrogen}) \right)^2 \end{aligned}$$

Her er alle størrelsene på høyresiden tallfestet, og en kan derfor regne ut  $u^*(V_{faklet})$ :

$$\begin{aligned} u^*(V_{faklet\ petroleum})^2 &= \left( \frac{260000\ Sm^3}{300000\ Sm^3} \cdot 2,5\% \right)^2 + \left( \frac{140000\ Sm^3}{300000\ Sm^3} \cdot 5\% \right)^2 + \left( \frac{100000\ Sm^3}{300000\ Sm^3} \cdot 0,75\% \right)^2 \\ &= 10,201\ \%^2 \end{aligned}$$

$$u^*(V_{faklet\ petroleum}) = 3,19\ \%$$

Relativ ekspandert usikkerhet i akkumulert netto standard volum av faklet petroleum finnes da ved å multiplisere med dekningsfaktor ( $k = 2$ ):

$$U^*(V_{faklet\ petroleum}) = 2u^*(V_{faklet\ petroleum}) = 6,4\ \%$$

Dette kan også sammenfattes i en tabell for eksempel på følgende måte:

	Angitt relativ usikkerhet	Dekningsfaktor	Relativ standard usikkerhet	Relativ sensitivitets-faktor	Relativ varians
Måling med primærmåler, $V_{primær}$	5 %	2	2,5 %	$\frac{V_{primær}}{V_{faklet\ petroleum}} \approx 0,8667$	4,6944 % <sup>2</sup>
Måling med sekundærmåler, $V_{sekundær}$	10 %	2	5 %	$\frac{V_{sekundær}}{V_{faklet\ petroleum}} \approx 0,4667$	5,4444 % <sup>2</sup>
Måling av fratrekk, $V_{korreksjon}$	1,5 %	2	0,75 %	$\frac{V_{nitrogen}}{V_{faklet\ petroleum}} \approx 0,3333$	0,0625 % <sup>2</sup>
Sum av relative varianser					10,201 % <sup>2</sup>
Relativ standard usikkerhet til $V_{faklet\ petroleum}$					3,19 %
Relativ ekspandert usikkerhet (k = 2) til $V_{faklet\ petroleum}$					6,4 %

Som det kommer frem av usikkerhetsbudsjettet er krav i § 10 til en usikkerhetsgrense på 7,5 % oppfylt for målt mengde faklet petroleum.

## Til § 16. Måleprosedyre

En måleprosedyre bør inneholde en beskrivelse av hvordan måleresultater oppnås og rapporteres, inkludert eventuelle beregninger. Måleprosedyre bør videre inneholde angivelse av usikkerhetsgrenser og feilgrenser.

## Til § 17. Måleresultat

Et måleresultat er det endelige resultatet av prosessen med å bestemme verdier til en målestørrelse.

## Til § 18. Erstatning for manglende måledata

Hvis praktisk mulig bør usikkerhet anslås for erstatningsdata.

## Til § 19. Korrigering av måleresultater

Eksempler på «systematiske feil ved et måleresultat» kan være feil som ikke er korrigert for i målemodellen og som er forårsaket av faktorer som

- svikt i (feil ved) målesystem (utstyr som ikke oppfyller krav til ytelse),
- mangelfull etterlevelse av interne krav og rutiner (styringssystem),
- feil avleste verdier,
- feil ved beregninger,
- feil innlagte parametere i datasystem (feil parametere benyttet i beregninger).

Veiledende for når et måleresultat anses å ha en «vesentlig systematisk feil» er dersom

- den systematiske feilen utgjør mer enn 0,02 % av målt verdi og
- den økonomiske verdien av feilen er større enn kr. 20 000 og

- 
- den økonomiske verdien av feilen er større enn kostnaden ved korrigerings.

Dersom det ikke kan dokumenteres hvor lenge den systematiske feilen har vært til stede, kan en forsvarlig metode være å korrigere for feil den siste halvdel av det maksimale tidsrommet feilen kan ha vært til stede.

## **Til kapittel 5. Krav til kjemiske analyse på laboratorier**

Relevante krav til måling i kapittel 4, herunder til dokumentasjon av samsvar med usikkerhetsgrenser ved usikkerhetsbudsjett og måleteknisk sporbarhet, gjelder også for resultater fra kjemiske analyser av olje- og gassprøver.

### **Til § 20. Målestørrelser og usikkerhetsgrenser**

Usikkerhetsbudsjett for spormengde vann i oljeprøve bør baseres på usikkerhetskilder identifisert og omtalt i standarder og andre anerkjente dokumenter.

Det vises i vedlegg 2 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav i denne bestemmelse.

### **Til § 21. Krav til analysemetoder**

Første og andre ledd:

«Andre metoder» for å analysere spormengder vann i oljeprøver inkluderer sentrifugemetode og destillasjonsmetode.

Med en representativ testprøve menes en testprøve (jf. måleteknisk ordliste) med en sammensetning som er lik den i prøven det tas utdrag fra og med en mengde som er tilpasset analysemetode/analysator. For å oppnå en representativ testprøve forutsettes det at prøven det tas utdrag fra er homogenisert. En prøve homogeniseres ved å mikse den med en passende mikser i en passende tidsperiode.

Sprøyter som benyttes for å dra ut en testprøve med et spesifikt volum bør ha digital avlesning. Usikkerheten til volumet bør ikke overstige 0,5 %. Analysevekt som benyttes til å veie en testprøve bør ha en oppløsning på minst 0,1 mg. Samtidig oppfyllelse av krav til måleresultatets sporbarhet i § 17, forutsetter at sprøyter og analysevekter som brukes til å bestemme mengde testprøve er sertifiserte.

Femte ledd:

Med «referansematerialer» menes her løsninger for å verifisere Karl Fisher-analysatorens kalibrering, densitetsstandarder for å verifisere densitetsanalysator og kalibreringsgass for å verifisere gasskromatografens kalibrering. Det bør benyttes sertifiserte referansematerialer.

Det vises i vedlegg 2 til dokumenter som kan brukes for å oppfylle krav til analysemetoder.

### **Til § 22. Krav til laboratorier**

Laboratorier som er akkreditert eller som kan dokumentere likeverdighet når det gjelder kompetanse og styring vil kunne oppfylle krav til laboratorier brukt for kjemisk analyse av petroleum.

---

Sokkeldirektoratet gjennomfører normalt hvert andre år en ringtest i instrumentell kjemisk analyse av spormengder vann i oljeprøver. Ringtesten anses som et viktig tiltak for å sikre kvaliteten til slike analyser. Hver ringtest oppsummeres i en rapport. I rapporten er resultatene fra de deltakende laboratoriene anonymisert. De enkelte laboratoriene får i tillegg til rapporten en spesifikk tilbakemelding med detaljerte resultater fra ringtesten. Ringtesten omtales som SLP (sammenlignede laboratoriums-prøving). Alle laboratorier tilknyttet petroleumsvirksomheten på norsk sokkel bør delta på ringtesten.

Det vises i vedlegg 2 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav i denne bestemmelse.

## **Til kapittel 6. Krav til allokering**

### **Til § 23. Allokeringssystem**

Det vises i vedlegg 2 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til allokeringssystem.

#### Første ledd:

Med en rettferdig allokering menes en allokering som blant annet ikke inneholder identifiserte skjevheter.

Med en reviderbar allokering menes en allokering som gir informasjon som kan evalueres trinnvis på en uavhengig måte for å oppnå de samme resultatene.

### **Til § 24. Allokeringprosedyrer**

Ingen kommentar.

### **Til § 25. Verifisering og validering**

Første validering av allokeringssystemet bør skje innen et år etter at det er tatt i bruk, slik at rettidige korrigeringer kan foretas.

## **Til kapittel 7. Generelle krav til målesystem for dynamisk måling**

Krav i kapittel 7 gjelder dynamisk måling av mengder petroleum som strømmer i rør. Kravene må ses i sammenheng med krav til måling i kapittel 4. Kapittel 7 suppleres av kapitler med særskilte krav til målesystem for måling av olje, gass og flerfase petroleum. Kravene i kapittel 7 og i de supplerende kapitler får anvendelse ved planlegging, konstruksjon, testing og drift og vedlikehold av målesystem.

I denne forskrift menes det med «strøm av olje», enfasestrøm av råolje, kondensat eller NGL (inkludert LPG). Med «strøm av gass» menes enfasestrøm av tørrgass, rikgass, fakkalgass, kaldventilert gass mv. Med «strøm av hydrokarboner i flerfase petroleum» menes flerfasestrøm av petroleum, inkludert strøm av våtgass.

Med «enfasestrøm av olje og gass» menes strøm av fluid med én termodynamisk fase. Med «flerfasestrøm av petroleum» menes samtidig strøm av fluider med to eller flere termodynamiske

---

faser. Med «enfase» menes i denne forskrift et termodynamisk system med fysikalske og kjemiske egenskaper som for praktiske formål kan betraktes som homogent.

## Til § 26. Utførelse av måleinstrumenter og målesystem

Ingen kommentar.

## Til § 27. Nominelle driftsbetingelser

Kravet til dokumentasjon av nominelle driftsbetingelser inkluderer spesifisering av måletekniske karakteristikk slike som

- a) arbeidsområder,
- b) type fluid,
- c) fluidets relevante termofysiske karakteristikk,
- d) trykkområde begrenset av fluidets minimum og maksimum trykk og
- e) temperaturområde begrenset av fluidets minimum og maksimum temperatur.

## Til § 28. Instrumentell måleusikkerhet

Instrumentell måleusikkerhet oppnås normalt gjennom kalibrering av et måleinstrument eller målesystem. Informasjon som er relevant for instrumentell måleusikkerhet kan være gitt i instrumentspesifikasjoner.

Det vises i vedlegg 2 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav om dokumentasjon av instrumentell måleusikkerhet.

### Første ledd:

Dersom instrumentell måleusikkerhet for aktuelt målesystem er innenfor verdiene i tabellen under, vil oftest krav i første ledd § 28 være oppfylt.

Type målesystem:	Avlesning	Usikkerhetsgrense
Leveringsmåling	Volum- eller massestrøm av olje	0,20 %
	Volum-, masse- eller energistrøm av gass	0,9 %
Allokeringsmåling	Volum- eller massestrøm av olje	0,3 %
	Volum- eller massestrøm av gass	1,4 %
	Volum- eller massestrøm av flerfase petroleum	5 %
CO <sub>2</sub> -avgiftsmåling	Volumstrøm av naturgass til brensel	1,4 %
	Volumstrøm av gass til fakkell og kaldavlastingsystem	5 %
	Volumstrøm av ventilert CO <sub>2</sub>	5 %

### Andre ledd:

For måling av strøm av olje og gass kan normalt usikkerhetsprogram på nettsiden til Norsk Forening for Olje- og Gassmåling, eller andre program basert på retningslinjene fra JCGM «GUM: Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement», brukes for å utarbeide og vedlikeholde et usikkerhetsbudsjett for instrumentell måleusikkerhet.

For måling av strøm av gass til fakkell (fakkellgass) ved hjelp av ultralydmåler eller annen volumstrømmåler, kan normalt en forenklet analyse benyttes der det legges til grunn usikkerhet i

---

volumetrisk strømningsrate som spesifisert av leverandør, samt usikkerhet knyttet til trykk, temperatur og gasskompressibilitetsfaktor. I dette tilfellet kan målemodellen skrives

$$q_{v0} = \frac{PT_0Z_0}{P_0TZ} q_v$$

der  $q_v$  er volumetrisk strømningsrate ved aktuelt trykk og temperatur,  $P$  er aktuelt absolutt trykk,  $P_0$  er standard referansetrykk (=1,01325 bara),  $T$  er aktuell absolutt temperatur (gitt i Kelvin),  $T_0$  er standard referansetemperatur (=288,15 K, tilsvarende 15 °C),  $Z$  er gassens kompressibilitetsfaktor ved aktuell trykk og temperatur, og aktuelt absolutt trykk,  $Z_0$  er gassens kompressibilitetsfaktor ved standard referansetrykk og -temperatur, og  $q_{v0}$  er volumetrisk strømningsrate ved standard referansetrykk og -temperatur. Her er  $q_v$ ,  $P$ ,  $T$  og  $Z/Z_0$  inngangsstørrelser og  $q_{v0}$  utgangsstørrelse.

Når det antas ingen korrelasjon mellom inngangsstørrelsene, blir usikkerhetsmodellen for standard volumetrisk strømningsrate lik

$$u^*(q_{v0})^2 = u^*(q_v)^2 + u^*(P)^2 + u^*(T)^2 + u^*(Z/Z_0)^2$$

der  $u^*$  representerer relativ standard usikkerhet. Der er en svak korrelasjon mellom trykk ( $P$ ) og kompressibilitetsfaktor ( $Z$ ) og mellom temperatur ( $T$ ) og kompressibilitetsfaktor ( $Z$ ). Denne er for fakkelmålinger imidlertid så svak at den kan se bort fra.

Usikkerheten  $u^*(q_v)$  vil normalt finnes i spesifikasjonene til strømningsmåleren. Usikkerhetene  $u^*(P)$  og  $u^*(T)$  kan tilsvarende beregnes fra spesifikasjoner og kalibreringsresultater.  $u^*(Z/Z_0)$  avhenger av hvordan dette er iverksatt i målesystemet. Denne usikkerheten vil kunne variere med trykk og temperatur, i tillegg til at den varierer med gasskomposisjonen. Det er vanligvis ikke nødvendig å se på usikkerhetene i gasskomponentene.

For måling av strøm av hydrokarboner i flerfase petroleum vil en fullstendig kvantitativ teoretisk usikkerhetsevaluering ofte ikke være mulig.

## Til § 29. Målerør og tilstøtende rørsystem

### Første ledd:

Oppfyllelse av kravet i bokstav a) forutsetter installasjon av parallelle målerør dersom strømningsraten er for høy for ett målerør.

Oppfyllelse av kravet i bokstav b) kan inkludere installasjon av parallelle målerør dersom nedstengning av målesystemet er upraktisk, og dersom hyppig innvendig inspeksjon og rengjøring av målerør er nødvendig. Det kreves ikke parallelle målerør i målesystem for fakkalgass, og det kan legges opp til bruk av erstatningsdata for manglende måledata i perioder med vedlikehold. I målesystem for brenselgass kan omløp installeres for å sikre tilgang til vedlikehold i drift. Det kan legges opp til bruk av erstatningsdata i perioder der omløp er i bruk for vedlikeholdsarbeid på målerør. Målerør med to målere i serie kan benyttes i stedet for omløp i målesystem for brenselgass.

Oppfyllelse av kravet i bokstav c) forutsetter at målesystem med parallelle målerør har felles grenrør oppstrøms som sikrer mest mulig uniforme forhold gjennom målesystemet. For fluider med partikler (fremmedlegemer) kan det være nødvendig med filtre oppstrøms målerør. For å minimere installasjonseffekter bør rørkomponenter, herunder ventiler og termobrønner, installeres slik at de i minst mulig grad forstyrrer målinger.

---

### Tredje ledd:

For målesystem som ikke har målerør i reserve, bør målerør være utstyrt slik at svikt i en del ikke skader driften av målesystemet som enhet.

Målerør med to målere i serie bør være konstruert og installert slik at risiko for at en forstyrrelse kan gi samme feil både på begge målerne er minimert.

## **Til § 30. Føring av petroleum utenom målesystemet**

### Andre ledd:

Målesystemet bør inkludere forrigling for å forhindre utilsiktet strøm av petroleum i omløp.

## **Til § 31. Måling av trykk og temperatur**

Det vises i vedlegg 2 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til måling av trykk og temperatur.

### Tredje ledd:

Oppfyllelse av krav i tredje ledd forutsetter at

- a) instrumentrør som forbinder målerørets trykkuttak med sensor er kortest mulig,
- b) sensorer for gassmåling og LNG-måling plasseres høyere enn trykkuttak, og at instrumentrørene har kontinuerlig fall mot trykkuttak,
- c) sensorer for oljemåling og flerfasemåling plasseres lavere enn trykkuttak, og at instrumentrørene har kontinuerlig stigning mot trykkuttak. For trykk høyere enn 500 kPa kan sensorer plasseres som for gassmåling angitt i bokstav b.

## **Til § 32. Beskyttelse**

### Første ledd:

Transmittere som er installert på steder som er utsatt for store temperatursvingninger, bør monteres i temperaturkontrollert miljø eller kabinett.

Oppfyllelse av krav om beskyttelse mot forstyrrelser forårsaket av værmessige forhold forutsetter at målerør i nødvendig grad utstyres med termisk isolasjon. For flerfasemålere kan termisk isolering være nødvendig for å redusere funksjons- og ytelsesproblemer knyttet til dannelse og avsetning av faste stoff utfelt fra fluidet.

## **Til § 33. Overvåking og kontroll**

### Tredje ledd:

Ventiler med særlig betydning for provingresultat (fireveis-ventil og avstengningsventiler) bør ha automatisk lekkasjeovervåking.

## **Til § 34. Elektronikk**

Med «elektronikk» menes signalprosesseringsenheter i elektroniske målere og transdusere/transmitterer som overfører måledata og annen informasjon til målesystemets datasystem. Det vises i vedlegg 2 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til elektronikk.

### Første ledd:



---

Bruk av pulsede data fra målere er innarbeidet praksis og sikrer sporbarhet mot kalibreringslaboratorier siden kalibreringslaboratoriene generelt benytter pulser som inngangssignal fra målere.

### **Til § 35. Datasystem**

Med «datasystem» menes systemer for overordnet styring, kontroll, datainnsamling og beregninger (eng. DCS, SCADA, Flow Computers).

Det vises i vedlegg 2 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til datasystem.

#### Fjerde ledd:

For å oppfylle kravet til revisjonsspør, bør revisjonssporet blant annet inkludere tilstrekkelig data og informasjon til at timesmengder og daglige mengder kan verifiseres.

#### Femte ledd:

Oppfyllelse av krav om sikring av data mot tap og manipulering, forutsetter sikring av data ved strømbrudd og sikring av at alle som får tilgang til datasystemet er identifiserbare og ansvarlige (autoriserte).

## **Til kapittel 8. Særlige krav til målesystem for dynamisk måling av olje**

De særlige kravene i kapittel 8 må ses i sammenheng med krav til måling i kapittel 4 og generelle krav til målesystem i kapittel 7.

### **Til § 36. Oljemålesystemets bestanddeler**

Det vises i vedlegg 2 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til oljemålesystems bestanddeler.

### **Til § 37. Kalibreringsmetoder for oljemålere**

Det vises i vedlegg 2 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til kalibreringsmetoder for oljemålere.

Det følger av API MPMS 4.5 at en kalibreringsmetode basert på mastermålerprover gir signifikant høyere usikkerhet enn en kalibreringsmetode som inkluderer en rørnormal.

### **Til § 38. Oljemåler**

Det vises i vedlegg 2 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til oljemåler. Ytelseskravene i tabell 4 er nærmere forklart i vedlegg 3.

### **Til § 39. Rørnormal**

Det vises i vedlegg 2 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til rørnormal.

Repeterbarhet skal forstås som et variasjonsområde bestemt ved ligningen (jf. f.eks. API MPMS 12.2.4 - 5):

$$\text{Repeterbarhet \%} = [(Maks - Min)/Min] \cdot 100$$

---

## **Til § 40. Mastermålerprover**

Det vises i vedlegg 2 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til mastermålerprover. Ytelseskravene i tabell 6 er nærmere forklart i vedlegg 3.

## **Til § 41. Måleinstrumenter tilknyttet oljemålesystem**

Det vises i vedlegg 2 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til måleinstrumenter tilknyttet oljemålesystem.

Kravene i tabell 7 gjelder måleverdier avlest i målesystemets datasystem.

## **Til § 42. Prøvetakingsutstyr**

Det vises i vedlegg 2 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til prøvetakingsutstyr (utstyr for å ta prøver fra olje som strømmer i rør).

## **Til § 43. Algoritmer og ligninger**

Det vises i vedlegg 2 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til algoritmer og ligninger for bruk i oljemålesystem.

## **Til kapittel 9. Særlige krav til målesystem for dynamisk måling av gass**

De særlige kravene i kapittel 9 må ses i sammenheng med generelle krav til måling i kapittel 4 og generelle krav til målesystem i kapittel 7.

## **Til § 44. Gassmålesystemets bestanddeler**

Det vises i vedlegg 2 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til gassmålesystemets bestanddeler.

## **Til § 45. Kalibreringsmetoder for gassmålere**

### Andre ledd:

En teoretisk prediksjonsprosedyre kan inkludere statiske tester og geometriske oppmålinger, avhengig av teknologi.

For en ultralyd fakkeltgassmåler vil en prosedyre som inkluderer måleteknisk sporbare og tilstrekkelig nøyaktige målinger av geometriske parametere, herunder:

- avstander mellom transdusere,
- gjennomsnittlig indre diameter på målerør,
- tverrsnittareal på målerør,

samt måling av tidsforsinkelser under null-strømningsforhold, oppfylle krav til en teoretisk prediksjonsprosedyre.

For en blendeplatetype differensialtrykkmåler utgjør primærelementet blendeplate, blendeplateholder, differensialtrykkavtapninger og målerør. En prosedyre som dokumenterer samsvar med krav i standard (f.eks. ISO 5167) til primærelementets konstruksjon og geometriske parametere vil oppfylle krav til en teoretisk prediksjonsprosedyre.

---

## **Til § 46. Gassmåler**

Det vises i vedlegg 2 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til gassmåler. Ytelseskravene i tabell 9 er nærmere forklart i vedlegg 3.

## **Til § 47. Måleinstrumenter tilknyttet gassmålesystem**

Det vises i vedlegg 2 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til måleinstrumenter tilknyttet gassmålesystem.

Kravene i tabell 10 gjelder verdier fra måleinstrumenter avlest i målesystemets datasystem.

## **Til § 48. Direktekoplet gasskromatograf**

Det vises i vedlegg 2 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til direktekoplet gasskromatograf.

### Første ledd:

Ved verifisering og kalibrering av en direktekoplet gasskromatograf, bør akseptgrenser for den enkelte gasskomponents molar fraksjon bestemmes ved å dividere usikkerhetsgrensen til målt molar masse (jf. tabell 12) på kvadratroten av antall gasskomponenter.

Ved vurdering av samsvar med akseptgrenser for molar fraksjon og med usikkerhetsgrense til brennverdi (jf. tabell 12), bør normaliserte verdier benyttes for å redusere værpåvirkning på analyseresultatene. Avvik for hver enkelt gasskomponents molar fraksjon bør ikke medføre mer enn 0,1 % avvik i brennverdi eller standard densitet.

## **Til § 49. Prøvetakingsutstyr**

Det vises i vedlegg 2 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til prøvetakingsutstyr (utstyr for å ta prøver fra gass som strømmer i rør).

## **Til § 50. Algoritmer og ligninger**

Det vises i vedlegg 2 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til algoritmer og ligninger for bruk i gassmålesystem.

## **Til kapittel 10. Særlige krav til målesystem for dynamisk måling av flerfase petroleum**

De særlige kravene i kapittel 10 må ses i sammenheng med generelle krav til måling i kapittel 4 og generelle krav til målesystem i kapittel 7.

## **Til § 51. Flerfasemålesystemets bestanddeler**

Det vises i vedlegg 2 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til flerfasemålesystemets bestanddeler.

## **Til § 52. Kalibreringsmetoder for flerfasemålere**

Det vises i vedlegg 2 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til kalibreringsmetoder for flerfasemålere.

---

### **Til § 53. Flerfasemåler**

Det vises i vedlegg 2 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til flerfasemåler.

### **Til § 54. Separatormålesystem**

Ingen kommentar.

### **Til § 55. Algoritmer og ligninger**

Det vises i vedlegg 2 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til algoritmer og ligninger for bruk i flerfasemålesystem.

## **Til kapittel 11. Særlige krav til målesystem og måling av LNG**

Kravene i kapittel 11 får anvendelse på målesystem beregnet på statisk måling av mengder (volum, masse og energi) av LNG. Kravene her må ses i sammenheng med krav til måling i kapittel 4.

### **Til § 56. Generelle krav til måling av LNG**

Det vises i vedlegg 2 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av generelle krav til måling av LNG.

### **Til § 57. Statisk måling av volum og masse**

Det vises i vedlegg 2 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til statisk måling av volum og masse.

### **Til § 58. Prøvetakingsutstyr**

Det vises i vedlegg 2 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til prøvetakingsutstyr (utstyr for å ta prøver av LNG som strømmer i rør).

### **Til § 59. Gasskromatografi**

Ingen kommentar.

### **Til § 60. Densitet og brennverdi**

Det vises i vedlegg 2 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til beregning av densitet og brennverdi fra LNG-komposisjon.

Prøve samlet inn ved lasting av LNG til skip kan, dersom den er representativ for LNG lastet til tankbil, anvendes for å beregne densitet og brennverdi til LNG lastet til tankbil.

### **Til § 61. Måling av energi til fortrengt gass og forbrukt gass**

Det vises i vedlegg 2 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til måling av energi til fortrengt gass og forbrukt gass.

---

## **Til kapittel 12. Krav til verifisering og kalibrering før et målesystem tas i bruk**

Kravene i kapittel 12 får anvendelse på alle målesystem regulert i denne forskrift. Kravene må ses i sammenheng med krav i kapittel 2, 3, 4, 7 og avhengig av type målesystem, med krav i kapittel 8, 9, 10 eller 11.

### **Til § 62. Forutsetninger for å ta måleinstrumenter og målesystem i bruk**

Ingen kommentar.

### **Til § 63. Planer og prosedyrer for verifiseringer og kalibreringer**

Ingen kommentar.

### **Til § 64. Kalibrering og justering av måleinstrumenter**

#### Tredje ledd:

En instrumentell skjevhet som er større enn en tredjedel av største tillatte målefeil kan i mange sammenhenger være signifikant.

### **Til § 65. Bruk av laboratorier til kalibrering**

Med et akkreditert laboratorium menes et laboratorium (stasjonært laboratorium eller feltlaboratorium) som er akkreditert i samsvar med standarden ISO/IEC 17025 for de relevante kalibreringsmetodene. Dokumentert samsvar med relevante deler av ISO/IEC 9001 kan oppfylle kravet til et ikke-akkreditert laboratorium.

### **Til § 66. Målestandarder**

Kravet om dokumentasjon kan oppfylles ved fremleggelse av kalibreringsbevis. Kravet i andre setning til måleusikkerhet er nærmere forklart i vedlegg 3. Kravene til en målestandard gjelder uavhengig om den håndteres av et akkreditert eller et ikke-akkreditert laboratorium.

### **Til § 67. Strømningskalibrering av oljemåler**

Det vises i vedlegg 2 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til strømningskalibrering av oljemåler. Ytelseskravene i § 38 er nærmere utbrodert i vedlegg 3.

#### Første ledd:

Kravet til målepunkter på kalibreringskurven er et minimum. Flere målepunkter kan være nødvendig for samtidig oppfyllelse av krav i § 64.

#### Fjerde ledd:

Oppfyllelse av kravet i fjerde ledd inkluderer innsamling av diagnostiske data i løpet av kalibreringen for målere som kan frembringe slike data.

### **Til § 68. Kalibrering av rørnormal**

Det vises i vedlegg 2 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til kalibrering av rørnormal.

#### Andre ledd:

Proving bør testes ut med alle basisvolum.

---

### **Til § 69. Strømningskalibrering av mastermåler**

Det vises i vedlegg 2 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til strømningskalibrering av mastermåler. Ytelseskravene i § 40 er nærmere utbrodert i vedlegg 3.

### **Til § 70. Strømningskalibrering av gassmåler**

Det vises i vedlegg 2 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til strømningskalibrering av gassmåler. Ytelseskravene i § 46 er nærmere utbrodert i vedlegg 3.

#### Første ledd:

Kravet til antall kalibreringspunkter på kalibreringskurven er et minimum. Flere målepunkter kan være nødvendig for samtidig oppfyllelse av krav i § 64.

#### Fjerde ledd:

Oppfyllelse av kravet i fjerde ledd forutsetter innsamling av diagnostiske data i løpet av kalibreringen for målere som kan frembringe slike data.

### **Til § 71. Strømningskalibrering av flerfasemålere.**

Ingen kommentar.

### **Til § 72. Kalibrering og verifisering av tilknyttede måleinstrumenter**

Det vises i vedlegg 2 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til kalibrering og verifisering av tilknyttede måleinstrumenter.

### **Til § 73. Verifisering av gasskromatografer**

Det vises i vedlegg 2 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til verifisering av gasskromatografer.

### **Til § 74. Verifisering av prøvetakingsutstyr**

Det vises i vedlegg 2 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til verifisering av prøvetakingsutstyr.

### **Til § 75. Oppmåling og kontroll av fysiske konstanter**

Ingen kommentar.

### **Til § 76. Verifikasjon av datasystem**

Det vises i vedlegg 2 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til verifikasjon av datasystem.

### **Til § 77. Testing av sammenstilt målesystem og system for automatisk prøvetaking**

Det vises i vedlegg 2 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til testing av sammenstilt målesystem og system for automatisk prøvetaking.

---

## Til kapittel 13. Krav til drift og vedlikehold av målesystem

Kravene i kapittel 13 får anvendelse på drift og vedlikehold av målesystem regulert ved denne forskrift. Kravene må ses i sammenheng med krav i alle foregående kapitler.

Med drift av målesystem menes oppgaver og rutiner som er nødvendige for at et målesystem skal fungere som planlagt. Drift av målesystem inkluderer betjening, tilsyn og kontroll, beredskap ved funksjonsfeil og lignende.

Med vedlikehold menes alle tiltak, tekniske og administrative, for å opprettholde et målesystem på et fastsatt kvalitetsnivå. Vedlikeholdet omfatter:

- 1) Korrektivt vedlikehold, en kategori vedlikehold som ved reparasjon, kontroll eller utskifting gjenoppretter funksjonen til et skadet eller defekt målesystem til å fungere innenfor definerte akseptkriterier.
- 2) Forebyggende vedlikehold, tiltak for å oppdage, forhindre eller redusere skader på målesystem for å opprettholde eller forlenge levetiden ved å kontrollere slitasje og feil til et akseptabelt nivå. Forebyggende vedlikehold inkluderer:
  - a) Periodisk vedlikehold, en kategori forebyggende vedlikehold av et målesystem der utskifting, overvåking eller testing utføres med forhåndsbestemte intervaller; kalendertid, driftstid eller antall sykluser.
  - b) Tilstandsbasert vedlikehold, en kategori forebyggende vedlikehold av et målesystem som utnytter sensordata og diagnostikk til å bestemme målesystemets nåværende tilstand og til å bestemme type av og tidsplan for vedlikehold. (Målet med denne tilnærmingen, eller type vedlikehold, er å bruke dataene som samles inn under overvåking til å sikre at vedlikehold utføres til rett tid og før en kritisk feil oppstår.)
  - c) Prediktivt vedlikehold, en kategori forebyggende vedlikehold som utnytter sensordata, diagnostikk, aggregerte sensordata og langtidstendenser (trender) til å forutsi fremtidig slitasje og svikt på et målesystem og til å bestemme type av og tidsplan for vedlikehold. (Målet med denne tilnærmingen er å planlegge vedlikehold på et fremtidig tidspunkt når det er mer praktisk og vil ha minimal innvirkning på produksjonen.)

Sokkeldirektoratet forventer at rettighetshavere ved valg av vedlikeholdssystem tar hensyn til risiko for manglende oppfyllelse av krav i denne forskrift (jf. § 5 andre ledd/veileder til § 5 andre ledd).

## Til § 78. Generelle krav til drift og vedlikehold

### Første ledd:

Oppfyllelse av kravet om å betjene måleinstrumenter og målesystem som planlagt, forutsetter at disse opereres i samsvar med definert arbeidsområde og under angitte nominelle driftsbetingelser.

### Tredje ledd:

Det er rettighetshavers ansvar å definere hva som er rimelig tidsramme for reparasjoner og utskiftninger. Tidsrammer vil vanligvis avhengige av flere faktorer, herunder utstyrets kritikalitet for målingen og type måling.

---

## Til § 79. Vedlikeholdsprogram

### Første ledd:

- Vedlikeholdsprogrammet bør inkludere delprogrammer for
- verifikasjon av måletekniske karakteristikker mellom kalibreringer,
  - kontroller av måleinstrumenters diagnostiske parametere,
  - sammenligning av måledata med data som ble samlet inn ved kalibrering,
  - inspeksjoner,
  - testing,
  - forebyggende vedlikehold og liknende.

### Andre ledd:

Diagram (skjematisk framstilling som viser forholdet mellom størrelser eller utviklingen av en størrelse) bør anvendes for å overvåke langtidstendenser til parametere som er viktige for måleresultatet, slike som kalibreringsfaktorer til målere, respons- og retensjonsfaktorer til gasskromatografer mv.

## Til § 80. Kalibreringsprogram

Flere faktorer kan være relevante å vurdere ved opprettelse og vedlikehold av kalibreringsprogram, deriblant

- usikkerhetsgrenser til relevante målestørrelser,
- risiko for at måleinstrumentet i bruk fraviker fra krav til største tillatte målefeil og instrumentell måleusikkerhet,
- risiko for økonomiske tap som følge av at måleinstrumentet ikke har fungert hensiktsmessig over lang tid,
- type instrument,
- instrumentell drift og stabilitet,
- produsentens anbefaling,
- kalibreringshistorikk,
- vedlikeholdshistorikk (forebyggende og korrektivt vedlikehold),
- frekvens og kvalitet på kontroller mellom kalibreringer,
- risiko ved transport,
- kalibreringskostnad versus økonomisk risiko ved lengre intervaller.

Måleinstrumenter bør normalt recalibreres i sin "som funnet"-tilstand slik at ethvert skifte i ytelse (instrumentell drift og stabilitet) fra forrige kalibrering kan tallfestes.

## Til § 81. Arbeidsstandarder

### Første ledd:

Kravet om arbeidsstandardens nøyaktighet er nærmere forklart i vedlegg 3.

## Til § 82. Evaluering av måledata ved verifisering

Det vises i vedlegg 2 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til evaluering av måledata ved verifisering.



---

Betydning av usikkerhet i måldata ved måling av fluidstrøm er nærmere forklart i vedlegg 3. De generelle prinsippene som fremkommer i vedlegget er også gyldige for andre målinger, herunder måling av temperatur, trykk og densitet.

### **Til § 83. Drift og vedlikehold av oljemåler**

Det vises i vedlegg 2 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til drift og vedlikehold av oljemåler.

#### Andre ledd, bokstav b):

Akseptable og vanlig brukte grenser for reproduserbarhet er 0,15 % eller en tre-standardavvikgrense (se veiledning til fjerde ledd).

#### Tredje ledd:

Et tilstandsbasert eller prediktivt vedlikeholdssystem vil kunne sikre at krav til instrumentell måleusikkerhet er oppfylt dersom systemet hensyntar

- sannsynlighet for korrosjon, erosjon og avsetninger i målerør og på sensorer (transdusere),
- mulighet for å avdekke korrosjon, erosjon og avsetninger i målerør og på sensorer (transdusere),
- sannsynlighet for endrede fluidegenskaper, herunder endringer i viskositet.

For målerør med to målere i serie bør akseptgrenser for avvik i avlesning samsvare med krav i § 82 Evaluering av målefeil (jf. veileder til § 82).

#### Fjerde ledd:

Et kontrolldiagram bør evalueres jevnlig slik at en trend i én retning kan oppdages og aksjoneres på tidlig. Kontrolldiagrammet kan ha fast avviksgrense. En vanlig brukt grense er 0,15 %. Dersom driftsforholdene er stabile, kan statistiske metoder brukes til å evaluere reproduserbarheten til kalibreringsfaktorer. Det er for en slik metode vanlig å sammenligne ny kalibreringsfaktor med en tre-standardavvik-grense basert på tidligere bestemte kalibreringsfaktorer.

### **Til § 84. Drift og vedlikehold av prover**

Det vises i vedlegg 2 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til drift og vedlikehold av prover.

#### Fjerde ledd:

Oppfyllelse av krav til dokumentasjon av urimelig høye kostnader forutsetter en vurdering av kalibreringskostnad mot økonomisk risiko ved lengre kalibreringsintervall. Økonomisk risiko vil blant annet være bestemt av økonomisk verdi til oljen (mengde og kvalitet) som måles.

For å sannsynliggjøre at krav til basisvolumets usikkerhet vil være oppfylt ved lengre kalibreringsintervall bør dokumentasjonen inkludere vurdering av

1. kalibreringshistorikk,
2. sannsynlighet for
  - a) slitasje eller skade på fortrenningsmedium (ball eller stempelringer)
  - b) slitte eller defekte detektorbrytere,

- 
- c) slitasje og skader på innvendig belegg,
  - d) oppbygning av fremmedlegemer.

Dersom basisvolum til rørnormal ved kalibrering avviker mer enn  $\pm 0,04$  % fra volumet ved forrige kalibrering bør feilsøking foretas for å avdekke årsaken til avviket. Kalibreringsintervallet skal etter et slikt kalibreringsresultat reduseres (jf. § 80).

### **Til § 85. Drift og vedlikehold av gassmåler**

#### Andre ledd:

Et tilstandsbasert eller prediktivt vedlikeholdssystem vil kunne sikre at krav til instrumentell måleusikkerhet er oppfylt dersom systemet hensyntar

- sannsynlighet for korrosjon, erosjon og avsetninger i målerør og på sensorer (transdusere),
- mulighet for å avdekke korrosjon, erosjon og avsetninger i målerør og på sensorer (transdusere),
- sannsynlighet for endrede fluidegenskaper, herunder endringer i densitet.

For målerør med to målere i serie bør akseptgrenser for avvik i avlesning samsvare med krav i § 82 Evaluering av målefeil (jf. veileder til § 82).

#### Tredje ledd:

Fakkeltgassmåleres måleteknisk karakteristikk ved nullstrømning bør verifiseres. Verifikasjon av måletekniske karakteristikk ved dynamiske forhold kan erstatte eller supplere verifikasjon ved nullstrømning.

#### Fjerde ledd:

Målerens sensitivitet overfor målerørets innvendige tilstand og fluidets karakteristikk bør tas i betraktning ved fastsettelse av inspeksjonsintervall.

For målerør med blendeplate inkluderer innvendig inspeksjon, inspeksjon av målerørets innvendige overflate, måleblende og trykkavtapninger. Måleblender i leveringsmålesystem og CO<sub>2</sub>-avgiftsmålesystem bør minst inspiseres årlig.

### **Til § 86. Drift og vedlikehold av flerfasemålere**

Ingen kommentar.

### **Til § 87. Drift og vedlikehold av tilknyttede måleinstrumenter**

Ingen kommentar.

### **Til § 88. Drift og vedlikehold av direktekoblede gasskromatografer**

Det vises i vedlegg 2 til dokumenter som kan være relevante for oppfyllelse av krav til drift og vedlikehold av direktekoblede gasskromatografer.

### **Til § 89. Drift og vedlikehold av prøvetaker**

Ytelsen til en prøvetaker bør verifiseres så snart som mulig etter at det er installert og tatt i bruk.

#### Andre ledd:

---

En representativ prøve, slik som definert i denne forskrift, er et ideal. En akseptabel prøve er en prøve som med en viss sannsynlighet (her nittifem prosent konfidensnivå) kan sies å være representativ for sammensetningen i den mengde prøven er tatt fra.

Det følger av ISO 3171:1998 (se vedlegg 2) at for at en oljeprøve skal være akseptabel skal

- a) den automatiske prøvetakerens ytelsesfaktor være mellom 0.9 og 1.1,
- b) prøvetakingen være strømningsproporsjonal
- c) det ikke ha vært avbrudd i prøvetakingen som kan påvirke ytelsesfaktoren utover grensene i a).

Ytelsesfaktoren i a) er forholdet mellom det akkumulerte prøvevolumet og det beregnede prøvevolumet.

## **Til § 90. Drift og vedlikehold av datasystem**

### Tredje ledd:

Et entydig revisjonsspor forutsetter at det holdes rede på endringer i programvare. Det kan gjøres ved å loggføre versjonsnummer på programvaren og sjekksum.

## **Til kapittel 14. Krav til materiale og opplysninger**

### **Til § 91. Generelle krav til materiale og opplysninger**

Dette kravet må ses i sammenheng med den generelle regelen i petroleumsloven § 10-4 om materiale og opplysninger og petroleumsforskriften § 55 om oppbevaringsplikt. Plikten etter petroleumslovens § 10-4 innebærer at dokumentasjon vedrørende fiskal måling som vist til i denne forskriften skal være tilgjengelig i Norge uansett hvor driftsorganisasjonen er lokalisert. Dette innebærer ikke noe forbud mot å lagre dokumentasjonen utenlands, så lenge den kan gjøres tilgjengelig for Sokkeldirektoratet innen rimelig tid. I noen tilfeller, f.eks. under tilsyn på målestasjoner som er lokalisert i utlandet, vil det være mest praktisk at Sokkeldirektoratet får tilgang til dokumentasjonen på stedet. Ved driftsorganisasjoner lokalisert utenfor Norge bør dokumentasjonen være tilgjengelig på brukssted og tilgjengelig for Sokkeldirektoratet på forespørsel.

### **Til § 92. Opplysninger før BOV**

Rettighetshaver skal før beslutning om videreføring (BOV) opplyse Sokkeldirektoratet om målekonsept. Med dette menes opplysninger om

- a) målestørrelser,
- b) måleusikkerhet,
- c) tekniske løsninger,
- d) drift og vedlikehold og
- e) økonomiske forhold (kost-nyttvurdering).

Med målekonsept menes plan som danner grunnlag for utforming av et målesystem.

### **Til § 93. Opplysninger om måling i PUD og PAD**

PUD og PAD skal i nødvendig utstrekning inneholde opplysninger om målekonsept og eventuelle avvik fra bestemmelser i denne forskrift. Med dette menes opplysninger om

- a) målestørrelser,
- b) måleusikkerhet,

- 
- c) tekniske løsninger,
  - d) drift og vedlikehold,
  - e) økonomiske forhold (kost-nyttevurdering) og
  - f) eventuelle avvik fra denne forskrift, herunder hvilke bestemmelser avvik knyttes til og begrunnelse for avvik.

Godkjennelse av PUD eller PAD innebærer at målekonsept sammen med eventuelle avvik fra denne forskrift er godkjent. Eventuell dispensasjon kommer bare til anvendelse for de avvik fra forskriftskravene som ikke er identifisert i PUD eller PAD. Dispensasjon betegner myndighetenes vedtak om å godta et avvik fra regelverkskrav.

Det vises ellers til «Veiledning for plan for utbygging og drift av en petroleumsforekomst (PUD) og plan for anlegg og drift av innretninger for utnyttelse av petroleum (PAD)».

### **Til § 94. Søknad om samtykke til oppstart og videreføring av målesystem**

En søknad om samtykke etter andre ledd skal inneholde opplysninger som demonstrerer at målesystemet oppfyller krav i denne forskrift. Dette innebærer følgende innhold i søknaden

- a) spesifisering av målestørrelser og usikkerhetsgrenser,
- b) en beskrivelse av målesystemet,
- c) rør og instrumentdiagram,
- d) oversikt over standarder målesystemet (konstruksjon, installasjon, drift og vedlikehold) skal være i samsvar med,
- e) signerte fabrikktestrapporter (FAT),
- f) kalibreringssertifikater,
- g) et usikkerhetsbudsjett,
- h) prosedyrer for kalibreringer og verifiseringer som skal utføres for å klargjøre målesystemet for bruk og
- i) prosedyrer for drift og vedlikehold.

### **Til § 95. Opplysninger om måling i årlig statusrapport**

Det gis i veileder til årlig statusrapport for felt i produksjon en nærmere beskrivelse av hvilke opplysninger som skal inngå i årlig statusrapport. Veilederen er tilgjengelig på Sokkeldirektoratets hjemmeside: <https://www.sodir.no/regelverk/veiledninger/>.

### **Til § 96. Usikkerhetsbudsjett for CO<sub>2</sub>-avgiftsmålinger**

Det gis i § 15 og i veileder til § 15 en beskrivelse av hvordan kravet i § 96 til usikkerhetsbudsjett skal oppfylles.

Det følger av § 15 at et usikkerhetsbudsjett skal demonstrere overholdelse av usikkerhetsgrenser for verdier tilordnet målestørrelser i § 10. For CO<sub>2</sub>-avgiftsmålinger gjelder det de akkumulerte mengdene i forskriftens tabell 2. Det er i veileder til § 15 gitt eksempler på resulterende målemodeller og assosierte usikkerhetsmodeller. Det vises til NFOGM sine håndbøker og usikkerhetsprogram for målemodeller og assosierte usikkerhetsmodeller for strømningsmålinger (inngangsstørrelser i resulterende målemodeller). I veileder til § 28 er det gitt en forenklet målemodell og usikkerhetsmodell for måling av strøm av gass til fakkel og kaldavlastingssystem. Et eksempel på et usikkerhetsbudsjett for mengde fakkel petroleum er gitt i eksempel 2 i veileder til § 15.

---

Vedlegg 4 kan benyttes for oppfyllelse av krav til usikkerhetsbudsjett.

## **Til § 97. Andre opplysninger**

### Første ledd:

Sokkeldirektoratet vil normalt respondere på opplysninger om feil som kan gi grunnlag for større korrigerende av målte mengder olje og gass innen ti (10) virkedager.

### Andre ledd:

Med «opplysninger om skipslaster» menes lastepapirer som dokumenterer mengde og kvalitet til olje og andre petroleumsprodukter herunder, metan, etan og etanol levert til (lastet om bord på) skip.

## **Til Kapittel 15. Alminnelige bestemmelser**

### **Til § 98. Tilsynsmyndighet – myndighet til å fatte enkeltvedtak mv.**

Energidepartementet er klageinstans for vedtak fattet av Sokkeldirektoratet i medhold av denne forskriften.

### **Til § 99. Dispensasjon**

Søknad om dispensasjon bør normalt inneholde

- a) en oversikt over bestemmelsene som det søkes dispensasjon fra,
- b) en redegjørelse for hvilke særlige forhold som gjør dispensasjon nødvendig eller rimelig,
- c) en redegjørelse for hvordan dispensasjonssaken har vært behandlet internt i virksomheten,
- d) en beskrivelse av avviket og den planlagte varigheten av avviket,
- e) en beskrivelse av eventuelle tiltak som helt eller delvis skal kompensere for avviket og
- f) en beskrivelse av eventuelle tiltak for å korrigere avviket, dersom avviket er av midlertidig art.

### **Til § 100. Straffebestemmelse**

Ingen kommentar.

### **Til § 101. Ikrafttredelses- og overgangsbestemmelser**

Ingen kommentar.

---

## **Vedlegg 1. Måleteknisk ordliste**

En måleteknisk ordliste med ord og uttrykk brukt i forskriften og i veileder finnes på [sodir.no](http://sodir.no).

## **Vedlegg 2. Standarder og andre anerkjente dokumenter**

Standarder og andre anerkjente dokumenter er organisert i et regneark. Regnearket finnes på [sodir.no](http://sodir.no).

## **Vedlegg 3. Evaluering av måledata ved måling av fluidstrøm**

Dette vedlegget omhandler evaluering av måledata ved måling av fluidstrøm, herunder usikkerhet, ved kalibrering og verifisering. Dokumentet finnes på [sodir.no](http://sodir.no).

## **Vedlegg 4. Usikkerhetsbudsjett for CO<sub>2</sub>-avgiftsmålinger**

Dette vedlegget er et regneark som kan benyttes for å sende Sokkeldirektoratet usikkerhetsbudsjett for CO<sub>2</sub>-avgiftsmålinger etter § 96.