

StatoilHydro ASA
4035 STAVANGER

Att: John Erik Skare

Statens forurensningstilsyn
Postboks 8100 Dep, 0032 Oslo
Besøksadresse: Strømsveien 96

Telefon: 22 57 34 00
Telefaks: 22 67 67 06
E-post: postmottak@sft.no
Internett: www.sft.no

Dato: 31.03.2009
Vår ref.: 2006/88 405.14
Deres ref.:
Saksbehandler: Fredrik Weidemann, telefon: 22573628

Vedtak om godkjenning av rapport om kvotepliktige utslipp i 2008 og pålegg om oppfølging for StatoilHydro ASA Mongstad

SFT kontrollerer og godkjenner den enkelte kvotepliktiges rapportering av CO₂-utslipp. SFT har gjennomgått den innsendte rapporten og finner å kunne legge innrapporterte utslippstall til grunn når kvoteplikten skal gjøres opp 30. april 2009. StatoilHydro ASA Mongstad har i 2008 hatt et kvotepliktig utslipp på 1 437 633 tonn CO₂.

Virksomheten må innen 1. juli 2009 sende SFT nye vurderinger av metodene for verifisering av de målte utslippene fra krakker og kalsineringsanlegg.

Vedtaket om godkjenning av rapport, herunder også fastsettelse av gebyrsats, kan påklages til Miljøverndepartementet.

1. Sakens bakgrunn

Statens forurensningstilsyn (SFT) viser til tillatelse til kvotepliktige utslipp av CO₂ av 10. mars 2005, med senere endringer, utslippsrapport innlevert 27. februar 2009 og senere korrespondanse. Vi viser også til SFTs inspeksjon ved bedriften i november 2008, og til inspeksjonsrapport av 3. desember 2008 hvor det framkommer avvik i forhold til usikkerhet i kildestrøm 2, fygass D-2104.

Kvotepliktige virksomheter skal rapportere sine utslipp av CO₂ innen 1. mars året etter at utslippene fant sted. Dette følger av lov 17. desember 2004 nr. 99 om kvoteplikt og handel med kvoter for utslipp av klimagasser (klimakvoteloven) § 16 første ledd og tillatelse til kvotepliktige utslipp punkt 4. Nærmere regler om rapporteringen, herunder regler om hva som skal rapporteres og hvordan utslippene skal beregnes eller måles, er gitt i forskrift 23. desember 2004 nr. 1851 om kvoteplikt og handel med kvoter for utslipp av klimagasser (klimakvoteforskriften) kapittel 2 med vedlegg.

SFT kontrollerer og godkjenner den enkelte kvotepliktiges rapportering av CO₂-utslipp, se klimakvoteloven § 17.

2. SFTs vurdering

Overholdelse av fristen for innlevering av utslippsrapport

StatoilHydro ASA Mongstad sendte inn utslippsrapport for bedrifter med kvotepliktige utslipp av CO₂ den 27. februar 2009, som er innen fristen.

Vurdering av kvotepliktige CO₂-utslipp

Kvoteplikt

Kvoteplikten for StatoilHydro ASA Mongstad er knyttet til bedriftens raffinering av mineralolje. For en nærmere presisering av kvotepliktens omfang vises det til vedtak om tillatelse til kvotepliktige utslipp av 10. mars 2005, sist endret 19. januar 2009.

Kilder til kvotepliktige utslipp

Raffineriet på Mongstad har i 2008 hatt kvotepliktige utslipp fra forbrenning av fyrgasser i fakler, kjeler og ovner, samt prosessutslipp fra krakker, kalsineringsanlegg, svovelgjenvinningsanlegg og reformere.

I tabellen nedenfor framkommer virksomhetens forbruk av energivarer relatert til ulike utslippskilder, jamfør virksomhetens program for måling og beregning av kvotepliktige utslipp av 1. april 2008 (heretter betegnet som måleprogram).

Kildestrømnr.	Energivare	Kilde
1	Fyrgass D-2102	Kjeler og ovner
2	Fyrgass D-2104	Kjeler og ovner
4	Fakkelgass	Hovedfakkel

I tabellen nedenfor framkommer virksomhetens utslipp fra raffineriprosesser relatert til ulike utslippskilder, jamfør virksomhetens måleprogram.

Utslippskildnr.	Skorstein	Utslippskomponent
11	SK-4802	CO ₂ fra krakkeranlegg
13	SK-702	CO ₂ kalsineringsanlegg

Bedriften har også hatt utslipp av CO₂ fra kildestrømmene 3 og 5 – 10, samt utslippsskilde nr 12 og 14 – 21. For disse kildestrømmene er det i utgangspunktet ikke stilt krav til metode for beregning av utslippene, såfremt utslippene fra disse kildestrømmene til sammen er mindre enn to prosent av det totale årlige utslippet, og maksimalt 20 000 tonn, jfr klimavoteforskriften § 2- 2. For 2008 er imidlertid utslippene fra kildestrømmene 3 og 5 – 10, samt utslippsskilde nr 12 og 14 – 21, rapportert til å være 28 626 tonn.

De ovenfor nevnte kildestrømmene overskrider dermed grensen for å kunne unntas fra kravet til metode for beregning av utslippene, jfr klimavoteforskriften § 2-2. Årsaken til overskridelsen er at virksomhetens forbruk av fyringsolje i kildestrøm 10, har vært større enn antatt, og større enn forbruket som ble lagt til grunn for utslipp fra denne kilden da programmet for beregning og måling av kvotepliktige utslipp ble fastsatt 1. april 2008. Det høye forbruket skyldes oppkjøring av kjeler og ovner etter revisjonsstansen i 2008. Med mindre dette gjelder ekstraordinært for 2008, må bedriften søke om endring av tillatelsen til kvotepliktige utslipp.

Det rapporterte utslippet fra disse kildestrømmene og utslippsskildene fremgår nedenfor, under SFTs vurdering av de kvotepliktige utslippene.

StatoilHydro ASA Mongstad har ikke rapportert om kvotepliktige utslipp som ikke er omfattet av tillatelsen.

Vurdering av aktivitetsdata for energiproduksjon

StatoilHydro ASA Mongstad har rapportert aktivitetsdata og usikkerhet i beregning av aktivitetsdata. De rapporterte dataene fremgår av tabellen nedenfor. Av tabellen fremgår også kravet til usikkerhet i beregning av aktivitetsdata som er stilt i tillatelsen.

Kilde- strømnr	Kildestrøm	Aktivitetsdata angitt (tonn)	Usikkerhets- krav (± %)	Rapportert usikkerhet (± %)
1	Fyrgass D-2102	218 209	1,5	1,17
2	Fyrgass D-2104	46 668	1,5	1,7
4	Fakkelgass	18 541	7,5	5,6

Aktivitetsdata for kildestrøm 1, 2 og 4 framkommer og beregnes i henhold til metodene fastsatt i programmet for beregning og måling av kvotepliktige utslipp av 1. april 2008.

Usikkerheten i bestemmelsen av aktivitetsdata er, som fastsatt i måleprogrammet, beregnet i henhold til Guide to Expression of Uncertainty in Measurements (GUM). Alle beregningene av usikkerhet, både for energiproduksjon og prosess, er utført av CMR Instrumentation (Frøysa 2009). SFT anser CMR Instrumentation for å være en kompetent tredjepart, og SFT har ikke innvendinger mot måten beregningene er utført på, eller hvilke forhold som er inkludert, eventuelt ekskludert i beregningene.

Usikkerheten i bestemmelse av aktivitetsdata for kildestrøm 2, Fyrgass D-2104, er beregnet til 1,7 prosent, som er høyere enn kravet på 1,5 prosent fastsatt i tillatelsen. Avviket i usikkerhet er også påpekt i SFTs inspeksjonsrapport av 12. desember 2008, og omtalt i brev fra StatoilHydro ASA Mongstad av 3. februar 2009, der det for 2008 søkes om endring av kravet til usikkerhet for kildestrøm 2, fra 1,5 til 1,7 prosent. Bakgrunnen for avviket er at 8 måleskiver ble byttet ut med nye i 2008, og at laboratorieanalyser viste at flere av måleskivene ikke tilfredsstilte kvalitetskravene på grunn av slitasje. På bakgrunn av dette ble usikkerheten i bestemmelsen av aktivitetsdata tilbakeregnet for 2008, og for kildestrøm 2 ble usikkerheten beregnet til 1,7 prosent. I brevet av 3. februar 2009 søker StatoilHydro ASA Mongstad om at 1,7 prosent usikkerhet legges til grunn for bestemmelse av aktivitetsdata i kildestrøm 2. Det søkes bare om unntak for 2008. Det framgår av søknaden at usikkerheten i kildestrøm 2 vil bli i henhold til programmet når det nye energiverket tas i bruk i 2009.

På bakgrunn av dette gir SFT unntak fra klimavoteforskriftens krav til usikkerhet i bestemmelse av aktivitetsdata, og aksepterer usikkerhet på 1,7 prosent for kildestrøm 2 i 2008.

Vurdering av utslippsfaktorer

For kildestrøm 1, 2 og 4 kreves det i tillatelsen at det benyttes bedriftsspesifikke utslippsfaktorer ved beregningen av det kvotepliktige utslippet. StatoilHydro ASA Mongstad har rapportert faktorer og usikkerhet i faktorene for disse kildestrømmene. De rapporterte dataene fremgår i tabellen nedenfor. Her fremgår også kravet til usikkerhet i faktorene som er stilt i tillatelsen.

Kilde- strømnr	Kildestrøm	Bedriftsspesifikk utslippsfaktor: tonnCO₂/tonn energivare	Usikkerhets- krav (± %)	Rapportert usikkerhet (± %)
1	Fyrgass D-2102	2,6604	0,5	0,33
2	Fyrgass D-2104	2,5583	0,5	0,46
4	Fakkeltgass	2,5705	2,5	1,2

De bedriftsspesifikke utslippsfaktorene for energivarene i kildestrøm 1, 2 og 4 er framkommet og beregnet i henhold til beskrivelsene i måleprogrammet.

Usikkerheten i bestemmelsen av utslippsfaktorene er i henhold til kravene i klimavoteforskriften, og det er ikke stilt krav til usikkerhet utover dette. Analysene utføres i henhold til programmet for beregning og måling av kvotepliktige utslipp. Beregninger av usikkerhet i utslippsfaktorene er utført av CMR Instrumentation (Frøysa 2009), og SFT har ikke innvendinger mot måten beregningene er utført på.

SFT vil imidlertid bemerke at analysefrekvensen er noe lavere enn det som er fastsatt i måleprogrammet. Den aktuelle prøvetakingsfrekvensen er imidlertid brukt som grunnlag

for usikkerhetsberegningene for 2008, som viser at usikkerheten i utslippsfaktorene er i tråd med kravene i klimakvoteforskriften.

For 2008 har StatoilHydro ASA Mongstad unntak fra kravet om bruk av akkreditert laboratorium. Virksomhetene skal imidlertid delta i ringtester med et annet akkreditert laboratorium. I løpet av 2008 har virksomheten deltatt i to slike ringtester, og begge testene viste tilfredsstillende resultater.

Bedriften har lagt til grunn standard oksidasjonsfaktor lik 1 ved beregning av utslippene fra kildestrøm 1, 2 og 4.

For hver måned lages et gjennomsnitt av alle de målte bedriftsspesifikke utslippsfaktorene (karbonfaktorene) som er målt i løpet av måneden. Denne faktoren brukes som utslippsfaktor for den aktuelle måneden, og den kombineres med aktivitetsdata for den samme måneden. På denne måten beregnes det månedlige CO₂-utslippet. De månedlige CO₂-utslippene akkumuleres over året til det årlige CO₂-utslippet. Metoden er i henhold til virksomhetens måleprogram.

Metode for måling av kvotepliktige utslipp fra raffineriprosesser

I 2008 ble CO₂-utslippet fra krakker og kalsinering bestemt ved å måle mengden røykgass (våt) gjennom skorsteinene SK-4802 og SK-702, og ved å måle innholdet av CO₂ i røykgassene. Både røykgassmengdene og CO₂-konsentrasjonen ble målt kontinuerlig. Røykgassmengdene ble målt volumetrisk som våt røykgass, men CO₂ innholdet ble målt i tørr røykgass. For omregning fra tørr røykgass til våt røykgass må fuktigheten (og tettheten) i våt røykgass være kjent. I henhold til programmet skal fuktigheten og tettheten bestemmes av ekstern måleinstans, og verifikasjonsmålinger skal utføres hvert 3. år. I følge rapporten fra StatoilHydro ASA for 2008 ble verifikasjonsmålinger utført i 2006 og i 2007.

I programmet er det bare satt krav til samlet usikkerhet for måling av CO₂-utslippet fra krakker og kalsineringsanlegg. Denne usikkerheten er satt sammen av usikkerheten i bestemmelsen av mengden våt røykgass (aktivitetsdata), og usikkerheten i målingene av CO₂-konsentrasjoner. Programmet setter således ikke spesifikke krav til usikkerhet i bestemmelse av røykgass mengder og CO₂-konsentrasjon, men i rapporten for 2008 har virksomheten imidlertid angitt usikkerheten for disse målingene.

SFT anser at metodene for målingen av kvotepliktige utslipp fra krakker og kalsineringsanlegg, og frekvensen av verifikasjonsmålinger av fuktighet i røykgass er i henhold til programmet.

Vurdering av aktivitetsdata for prosessutslipp

StatoilHydro ASA Mongstad har rapportert aktivitetsdata for måling og beregning av kvotepliktige utslipp fra raffineriprosesser. Aktivitetsdata er i dette tilfelle mengde røykgass som går ut av skorsteiner. De rapporterte røykgassmengdene fremgår i tabellen nedenfor.

Kildendr.	Kilde, røykgasser	Avgassvolum Nm ³	Usikkerhet (± %)
11	CO ₂ fra krakkeranlegg, SK-4802	2 970 818 750	3,59
13	CO ₂ fra kalsineringsanlegg, SK-702	528 259 037	4,88

Strømmen av røykgass fra krakker til skorstein SK-4802 (kilde 11), og fra kalsineringsanlegget til skorstein SK-702 (kilde 13), blir målt kontinuerlig med annubarmålinger. SFT anser metodene for å være i henhold til måleprogrammet, og at metoden tilfredsstillende målekravet i klimavoteforskriftens vedlegg 4 pkt A

Beregninger av usikkerhet i utslippsfaktorene er utført av CMR Instrumentation (Frøysa 2009), og SFT har ikke innvendinger mot måten beregningene er utført på.

Vurdering av faktorer

For kildestrøm 11 (krakkeranlegg) og 13 (kalsineringsanlegg) kreves det i tillatelsen at det prosentvise innholdet av CO₂ i røykgassene i skorsteinene SK-4802 og SK-702, skal benyttes ved beregningen av det kvotepliktige utslippet fra disse prosessene. De aktuelle CO₂-konsentrasjonene fremgår i tabellen nedenfor. Den beregnede usikkerheten i faktorene fremgår også i tabellen.

Kildendr.	Røykgasskilde	Konsentrasjon av CO ₂ i %	Usikkerhet (± %)
11	CO ₂ fra krakkeranlegg, SK-4802	10,7	2,65
13	CO ₂ fra kalsineringsanlegg, SK-702	3,6	7,66

Konsentrasjonene av CO₂ i røykgass fra krakker i skorstein SK-4802 (kilde 11), og fra kalsineringsanlegget i skorstein SK-702 (kilde 13), blir målt kontinuerlig med infrarøde gassanalyser. Metodene er i henhold til programmet, og tilfredsstillende målekravet i klimavoteforskriftens vedlegg 4 pkt A

Beregninger av usikkerhet i utslippsfaktorene er utført av CMR Instrumentation (Frøysa 2009), og SFT har ikke innvendinger mot måten beregningene er utført på.

Vurdering av usikkerheten i prosessutslipp

Den samlede usikkerheten i beregning av CO₂-utslippene fra prosessutslippene fra krakker og kalsinering består av usikkerheten i målte verdier for røykgassmengder kombinert med usikkerheten i målingene av CO₂-konsentrasjonene i røykgassene. Usikkerheten i bestemmelsen av CO₂ fra krakker (SK-4802) blir dermed 5,4 %, og usikkerheten i bestemmelsen av CO₂ fra kalsinering (SK-4802) blir 9,4 %.

Kildendr.	Røykgasskilde	Usikkerhet i tilatelsen (± %)	Beregnet usikkerhet (± %)
11	CO ₂ fra krakkeranlegg, SK-4802	5,0	5,4
13	CO ₂ fra kalsineringsanlegg, SK-702	10,0	9,4

Usikkerheten i bestemmelsen av CO₂ fra kalsineringsanlegget (SK-702) kilde nummer 13, overholder i 2008 kravet til maksimal usikkerhet i måleprogrammet.

Usikkerheten i bestemmelsen av CO₂ fra krakkeranlegget, kilde nummer 11 (SK-4802), overskrider i 2008 måleprogrammets krav til maksimal usikkerhet. I utgangspunktet gir metoden en tilfredsstillende usikkerhet i bestemmelsen av CO₂-utslippet på 5,0 %, men i deler av 2008 har det på grunn av utfall av analysatoren vært nødvendig å gjøre bruk av en back-up metode for disse målingene. Back-up metoden har usikkerhet på 7,6 %, som er høyere enn den vanlige standardmetoden.

I virksomhetens søknad om tillatelse til kvotepliktige utslipp av 10. oktober 2007 ble tiltak for å redusere usikkerheten i målingene av CO₂ fra krakker til 5,0 % i 2008 og 2,5 % fra 2009 beskrevet. I rapporten for 2008 mener bedriften imidlertid at omfanget av arbeid som ble utført på raffineriet i 2008, blant annet i tilknytning til revisjonsstansen, medførte at modifikasjonene i målesystemet for CO₂ fra krakkeranlegget ikke var mulig å gjennomføre i 2008 som planlagt. Det meste av modifikasjonene er imidlertid utført i januar 2009, og virksomheten mener at kravet til usikkerhet på 2,5 % for denne utslippskilden vil bli overholdt i 2009.

SFT tar til etterretning at CO₂-utslippene fra krakkeranlegget, kilde nummer 11 (SK-4802), i 2008 ble målt med en usikkerhet på 5,4 %. SFT forutsetter imidlertid at kravet på 2,5 % for 2009 blir overholdt. Dersom virksomheten på et senere tidspunkt kommer til at kravet på 2,5 % ikke vil bli overholdt i 2009, må virksomheten snarest søke om endring av programmet for beregning og måling av kvotepliktige utslipp.

Verifikasjonsberegninger

I henhold til kvoteforskriftens § 2-2 skal kvotepliktige utslipp som bestemmes ved hjelp av direkte målinger også verifiseres med beregninger. Metodene for beregning av utslipp fra kildene 11 krakkeranlegg (SK-4802) og kilde 12 kalsineringsanlegg (SK-702) er beskrevet i måleprogrammet.

Verifisering av utslippene fra kilde 11 (krakkeranlegg), viser relativt store forskjeller mellom målte og beregnede utslipp. For de fleste månedene er de beregnede utslippene 10 – 20 % høyere enn de målte. Forskjellene øker fra å være små i begynnelsen av året til å være størst mot slutten av året. For oktober og november ligger de beregnede utslippene lavere enn de målte, og i oktober er det beregnede utslippet 250 % lavere enn det målte. StatoilHydro ASA Mongstad har ikke funnet noen god forklaring på avviket, men mener noe av årsaken kan være unormal drift av anlegget fram mot revisjonsstansen som startet i september. De mener imidlertid at målingene for perioden med revisjonsstans fra

september til november ikke er representative, fordi krakkeranlegget var ute av drift i denne perioden.

Verifisering av utslippene fra kilde 13 (kalsineringsanlegg), viser relativt store forskjeller mellom målte og beregnede utslipp. Variasjonen ligger i området 10 – 40 %, og virksomheten vurderer avvikene som usystematiske. Videre påpeker de at verifikasjonsmetoden er svært følsom overfor endringer i koksens karboninnhold.

SFTs vurdering av beregningen er at avviket er for stort, og at beregningene ikke kan sies å gi en tilfredsstillende verifikasjon av de målte utslippene. Hensikten med verifikasjonsberegningene er derfor ikke oppnådd, jf klimakvoteforskriftens vedlegg 4 pkt C.

StatoilHydro ASA må derfor gjøre en ny vurdering av metodene for verifisering av de målte utslippene fra kilde nummer 11 (krakkeranlegg), og utslippene fra kilde nummer 13 (kalsineringsanlegg). Vurderingen skal sendes SFT innen 1. juli 2009.

Kvotepliktig utslipp

SFT finner å kunne legge bedriftens rapporterte aktivitetsdata og faktorer til grunn ved beregning av bedriftens kvotepliktige klimagassutslipp.

Kvotepliktige utslipp fra energiproduksjon i 2008

Kildestrømnr	Kildestrøm	Aktivitetsdata i tonn	Utslippsfaktor Tonn CO2/tonn	Kvotepliktig utslipp i tonn ¹
1	Fyrgass D-2102	218 209	2,660	580 525
2	Fyrgass D-2104	46 668	2,558	119 389
3	Spillgass	1 670	2,828	4 723
4	Fakkelgass	18 541	2,570	47 659
5	Surgass	32	0,250	8
6	Purgegass (D-2102)	327	2,593	848
7	Purgegass (D-2104)	2 395	2,595	6 215
8	Diesel	6	3,17	18
9	Bensin	1	3,13	4
10	Fyringsolje, KLGO	2 948	3,17	9 345
Kvotepliktige utslipp fra energiproduksjon				768 735

1) Utslippene fra hver enkelt kildestrøm tar hensyn til desimaler i aktivitetsdata og utslippsfaktor som ikke framgår av tabellen.

Kvotepliktige utslipp fra rafineriprosesser i 2008

Kildendr.	Røykgasskilde	Mengde røykgass i Nm ³	CO ₂ -konsentrasjon i %	Kvotepliktig utslipp i tonn
11	CO ₂ , Krakker, SK-4802	2 970 818 750	10,7	624 105
12	CO, Krakker, SK-4802	2 970 818 750	13 (ppm)	48
13	CO ₂ , Kalsinering, SK-702	528 259 037	3,6	37 262
14	CO, Kalsinering, SK-702	528 259 037	13 (ppm)	9
15	Svovelgjenvinningsanlegg	35 979 027	3,6	2 543
18	Nødsskortsein, SK-4801	16 756 811	12,7	4 167
19	Nødsskortsein, SK-701	9 016 813	3,7	660
20	Nødsskortsein, SK-1531	-	-	20
17	Reformer II	Oksygen forbruk n(O₂)		
		2 399		84
Kvotepliktige utslipp fra rafineriprosesser				668 899

Samlet kvotepliktig utslipp i 2008:

Kvotepliktige utslipp fra energiproduksjon og rafineriprosesser	1 437 633
--	------------------

3. Vedtak om godkjenning av kvotepliktige utslipp

SFT har gjennomgått den innsendte rapporten og finner å kunne legge innrapporterte utslippstall til grunn når kvoteplikten skal gjøres opp 30. april 2009. Bedriften har hatt et kvotepliktig utslipp på **1 437 633** tonn CO₂ i 2008. Vedtaket om godkjenning av rapport om kvotepliktige utslipp er hjemlet i klimakvoteloven § 17 første ledd.

StatoilHydro ASA må gjøre en nye vurderinger av metodene for verifisering av de målte utslippene fra krakker, kilde nummer 11 (SK-4801), og fra kalsinering, kilde nummer 13 (SK-702). Vurderingen skal sendes SFT innen 1. juli 2009. Pålegget er hjemlet i forurensningsloven § 51.

4. Oppgjør av kvoteplikten

Innen 30. april 2009 må alle kvotepliktige virksomheter overføre det antall kvoter som svarer til virksomhetens verifiserte, kvotepliktige utslipp i 2008 til Statens oppgjørskonto i kvoteregisteret, jf. § 13 i klimakvoteloven. For StatoilHydro ASA Mongstad innebærer dette at **1 437 633** kvoter skal overføres fra bedriftens driftskonto i kvoteregisteret til Statens oppgjørskonto. SFT har registrert bedriftens verifiserte, kvotepliktige utslippstall i kvoteregisteret. Se punkt 4.5.3 i kvoteregisterets brukermanual for mer informasjon. Brukermanualen kan lastes ned fra kvoteregisterets nettsted: www.kvoteregister.no.

5. Gebyr

SFTs behandling og godkjenning av utslippsrapporten er omfattet av en gebyrordning, jf. § 5-5 i klimakvoteforskriften. Basert på SFTs ressursbruk i forbindelse med behandling og godkjenning av rapporten er det fastsatt en gebyrsats etter høy gebyrklasse. Bedriften skal derfor betale et gebyr på kr. 30 000,-.

Faktura vil bli ettersendt.

6. Klage

Vedtaket om godkjenning av rapport, herunder også fastsettelse av gebyrsats, kan påklages til Miljøverndepartementet av sakens parter eller andre med rettslig klageinteresse innen 3 uker fra underretning om vedtak er kommet fram eller fra vedkommende fikk eller burde skaffet seg kjennskap til vedtaket. En eventuell klage skal angi hva det klages over og den eller de endringer som ønskes. Klagen bør begrunnes, og andre opplysninger av betydning for saken bør nevnes. Klagen skal sendes til SFT.

En eventuell klage fører ikke automatisk til at godkjenningen av den kvotepliktige utslippsrapporten ikke skal legges til grunn ved oppgjør av kvoteplikten 30. april 2009.

Opplysninger om saksbehandlingsregler og andre regler av betydning for saken vil SFT kunne gi på forespørsel.

7. Oppsummering

SFT godkjenner StatoilHydro ASA Mongstads rapport om kvotepliktige utslipp i 2008. Vedtaket er hjemlet i klimakvoteloven § 17 første ledd.

StatoilHydro ASA må gjøre en nye vurderinger av metodene for verifisering av de målte utslippene fra krakker, kilde nummer 11 (SK-4801), og fra kalsinering, kilde nummer 13 (SK-702). Vurderingen skal sendes SFT innen 1. juli 2009.

StratOilHydro ASA Mongstad ilegges et gebyr på kr 30 000,- for SFTs behandling av utslippsrapporten.

Vedtaket om godkjenning av rapport, herunder også fastsettelse av gebyrsats, kan påklages til Miljøverndepartementet.

Med hilsen

Erling Espolin Johnson
prosjektleder

Fredrik Weidemann
seniorrådgiver

Kopi:

Austerheim kommune, 5943 AUSTERHEIM

Lindås kommune, 5955 ISDALSTØ

Fylkesmannen i Hordaland, Miljøvernavdelingen, Postboks 106, 5020 BERGEN

Petroleumstilsynet, Postboks 599, 4003 STAVANGER