

StatoilHydro ASA
4035 STAVANGER

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: 02.04.2008
Vår ref.: 2006/88 405.14
Deres ref.: AM36281240
Saksbehandler: Fredrik Weidemann, telefon: 22573628

Vedtak om godkjenning av rapport for kvotepliktige utslipp i 2007 og fastsettelse av gebyr 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 1. mai. StatoilHydro Mongstad har i 2007 hatt et kvotepliktig utslipp på 1 642 147 tonn CO₂. Vedtaket om godkjenning av kvotepliktige utslipp, herunder også fastsettelse av gebyrsats kan påklages til Miljøverndepartementet.

1. Sakens bakgrunn

Statens forurensningstilsyn (SFT) viser til oversendelse av særskilt tillatelse til kvotepliktige utslipp av CO₂ og vedtak om tildeling av kvoter datert 10. mars 2005, rapport innlevert 29. februar 2008, og senere korrespondanse.

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 særskilt tillatelse til kvotepliktige utslipp punkt 3. 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. Utslipp som fant sted i 2007 skal rapporteres i henhold til bestemmelsene i klimakvoteforskriften slik den lød før den ble endret 14. september 2007. Alle henvisninger til klimakvoteforskriften i dette brevet er derfor til forskriften slik den lød før endringene av 14. september 2007.

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

2. SFTs vurdering

a) Overholdelse av fristen for innlevering av utslippsrapport

StatoilHydro ASA, Mongstad, heretter omtalt som StatoilHydro, sendte inn utslippsrapport for bedrifter med kvotepliktige utslipp av CO₂ 29. mars 2008, det vil si innen fristen.

b) Innsendelse av kvotepliktige data

Kvoteplikt

Kvoteplikten for StatoilHydro er knyttet til utslipp av CO₂ fra raffineriprosessen, samt utslipp fra energiproduksjon.

Det kvotepliktige utslippet er rapportert i henhold til de generelle kravene i klimakvoteforskriften § 2-3 og de mer spesifikke kravene for rapportering av prosessutslipp fra raffinerier i § 2-5 og fra energiproduksjon i § 2-5 jf. § 2-4. For en nærmere presisering av kvotepliktens omfang vises det til vedtak om særskilt tillatelse til kvotepliktige utslipp av 10. mars 2005.

Kilder

Raffineriet på Mongstad har i 2007 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 som angitt i rapporten for 2007, vedlegg 3.

Nr	Kilde	Energivare
1.	Kjeler og ovner	Fyrgass - D-2102
		Spillgass
2.	Kjeler og ovner	Fyrgass - D-2102
3.	Kjeler og ovner	Fyrgass - D-2104
4.	Fakkel	Fakkelgass
		Purgegass
		Surgass

I tabellen nedenfor framkommer virksomhetens utslipp fra raffineriprosesser relatert til ulike utslippskilder som angitt i rapporten for 2007, vedlegg 3.

Nr	Skorstein	Utslippskomponent
6.	SK-4802	CO og CO ₂
7.	SK-702	CO og CO ₂
8.	SK-101	CO ₂
9.	SK-1401	CO ₂
10.	SK-4801	CO ₂
11.	SK-701	CO ₂
12.	SK-1531	CO ₂

Vurdering av aktivitetsdata for energiforbruk

Det fremkommer av klimakvoteforskriften vedlegg 1 punkt B.1.3.1 at ved frembringelse av aktivitetsdata for bestemmelse av CO₂-utslipp fra forbrenning av gass at mengden forbrent gass skal bestemmes gjennom målinger av faktisk forbruk.

Innrapporterte aktivitetsdata for bestemmelse av det kvotepliktige utslippet i forbindelse med energiproduksjon ved StatoilHydro omfatter forbruk av fyrgasstrømmene D-2102, D-2104, spillgass, fakkalgass, fyrgass til fakkell (purgegass) og surgass. Purgegass består for det meste av fyrgass D-2104 (96 %), og en liten andel D-2102 (5 %).

Forbruket av energibærerne blir målt volumetrisk, eller som strøm av masse.

Innrapportert forbruk av ulike energivarer fremkommer i tabellen under. I tabellen er også usikkerheten i bestemmelsen av forbruket av de ulike typer energivarene tatt med.

Kilde	Energivare	Aktivitetsdata Tonn e.vare / år	Kildeusikkerhet
1	Fyrgass D-2102	150 254	± 1,1 %
1	Spillgass	1 711	± 26 %
2	Fyrgass D-2102	66 583	± 1,1 %
3	FyrgassD-2104	65 102	± 1,4 %
4	Fakkalgass	15 892	± 6,3 %
4	Purgegass	3 557	± 6 %
4	Surgass	276	± 43 %

SFT har vurdert usikkerheten i frembringelse av aktivitetsdata for energiforbruk og har følgende å bemerke:

SFT har ved gjennomgang av aktivitetsdataene vurdert usikkerheten knyttet til frembringelsen av disse. Ved vurderingen av om klimakvoteforskriftens krav til usikkerhet er oppfylt har SFT lagt vekt på EUs retningslinjer for overvåking og rapportering av utslipp vedtatt 29. januar 2004 med hjemmel i EUs kvotedirektiv 2003/87/EC.

For 2007 stiller SFT som krav at usikkerheten i bestemmelse av aktivitetsdata knyttet til forbrenning av gass i virksomheter med totalt utslipp over 500 000 tonn/CO₂ pr år, ikke skal være større enn $\pm 1,5$ %. Dette kravet til usikkerhet gjelder imidlertid ikke for bestemmelse av aktivitetsdataene knyttet til fakling, og for de av virksomhetens minste kilder som til sammen utgjør mindre enn 5 % av det totale utslippet.

Fyrgass D-2102 og D2104 til kjeler og ovner

Hovedstrømmene av energivarer, fyrgass D-2102 og D-2104, blir målt ved mengdemålere der gassen forbrukes. Strømmene blir målt over 29 måleskiver, 2 Coriolismålere, en Venturiemåler. To mindre delstrømmer blir bare estimert.

Måleskivene har referanse ISO 5167, og måler volumstrømmer som blir korrigert for aktuelle betingelser i forhold til referansebetingelser. Mengdene fyrgass blir kompensert ut fra faste verdier for trykk og temperatur som ligger i måleren. Omtrent halvparten av målerne blir kompensert for trykk som måles direkte ved målepunktet. Usikkerheten i måleskivene som har trykkmålinger ved målepunktet ligger i området $\pm 1,5 - 2,5$ %, mens usikkerheten i måleskivene som ikke har trykkmålinger ved målepunktet er ca $\pm 5,5$ %. Med ett unntak blir ingen av målerne kompensert for temperaturen målt ved målepunktet, og dette bidrar til å øke usikkerheten i målingene. I målepunktet for den største delstrømmen av D-2104 er det i 2007 satt inn et temperaturelement som gir kompensierende temperaturmålinger, og som reduserer usikkerheten i bestemmelse av aktivitetsdata. Strømmen av masse blir bestemt ut fra tettheten på gassen. Tettheten av fyrgassene D-2102 og D-2104 måles av kontinuerlige tetthetsanalytatorer.

For Venturiemåleren gjelder de samme prinsippene som for måleskivene, og masseberegningene utføres på samme måte. Usikkerhet er på ca ± 3 %.

To delstrømmer i fyrgass D-2102 måles med Coriolismålere. Her måles massen direkte, med høy nøyaktighet, og usikkerheten i målingene blir derfor lav. Selv om det ikke er nødvendig for beregningen av masse har disse målerne likevel temperaturmåling ved målepunktet. Usikkerheten i hver måler anslås til ca $\pm 0,35$ %.

Bedriften har oppgitt at usikkerheten i bestemmelsen av mengden fyrgass D-2102 til kilde 1 og 2, er beregnet til $\pm 1,1$. Dette er den største fyrgassstrømmen i raffineriet. Mengdene av fyrgass D-2104 bestemmes med en usikkerhet på ca $\pm 1,4$ %.

På bakgrunn av StatoilHydros rapport om kvotepliktige utslipp i 2006, ble virksomheten i brev av 6. juli 2007 pålagt å redusere usikkerheten i målingene av fyrgass D-2102 ned til maksimalt $\pm 1,5$ %. Tiltak ble gjennomført i løpet av 2007, og i brev av 31. august 2007 rapporterte StatoilHydro til SFT at usikkerheten var redusert til under 1,4 %.

For bestemmelse av aktivitetsdata knyttet til uavhengige energivarestrømmer legger SFT til grunn at usikkerheten i aktivitetsdataene knyttet til den enkelte energivarestrøm ikke skal være større enn $\pm 1,5$ %. SFT mener derfor at aktivitetsdata for fyrgassstrømmene D-2102 og D-2104 bestemmes på en måte som er i henhold til klimavoteforskriften.

Fakkel

Hovedstrømmen av gass til fakkel ved StatoilHydro måles med en usikkerhet på $\pm 6,3$ %. For gass til fakkel aksepteres det en høyere grad av usikkerhet i aktivitetsdata enn for andre energibærere. For StatoilHydro vil minimumskravet her være $\pm 7,5$ %. SFT mener derfor at mengdene gass til fakkel bestemmes på en måte som er i henhold til klimavoteforskriften.

Andre små kilder

Beregningene av mengdene purgegass, spillgass og surgass til fakkel, har relativ høy grad av usikkerhet, henholdsvis ca ± 6 %, ± 26 % og ± 43 %, men ettersom forbrenningen av disse gassvolumene gir CO₂-utslipp som utgjør mindre enn 1 % av det totale utslippet, anser SFT usikkerheten fra disse kildene for ikke å påvirke den samlede usikkerheten i beregningen av virksomhetens kvotepliktige utslipp. SFT vurderer på denne bakgrunn at klimavoteforskriftens krav til usikkerhet er oppfylt for disse energibærerne.

Vurdering av utslippsfaktorer for energivarer

Bedriften har benyttet følgende bedriftsspesifikke utslippsfaktorer for 2007:

Energivare	Utslippsfaktor tonn CO₂/tonn energivare
Fyrgass D-2102	2,534
Fyrgass D-2104	2,449
Fakkelgass	2,584
Spillgass	2,764
Purgegass	2,449
Surgass	1,751

Utslippsfaktorene i tabellen ovenfor er hentet fra Tabell 1-1B i rapporteringen til Altinn, og avrundet til tre desimaler. Faktorene representerer gjennomsnittsfaktorer for hele 2007, og er et uttrykk for gassenes karboninnhold.

Det fremkommer av klimavoteforskriften vedlegg 1 punkt B.1.3.2 at bedriftsspesifikke utslippsfaktorer skal baseres på årlig gjennomsnitt av det faktiske karboninnholdet i gassen som brennes. Utslippsfaktorene i tabellen er bestemt ut fra karboninnhold og oksidasjonsfaktor. For alle forbrenningsutslippene på Mongstad er oksidasjonsfaktor på 1 lagt til grunn.

Sammensetningen av fyrgassene D-2102 og D-2104, samt fakkalgass, blir analysert gaskromatografisk hver uke. Karboninnhold og utslippsfaktorer bestemmes for hver uke. For bestemmelse av månedlige CO₂-utslipp benyttes et løpende 12 måneders middel for utslippsfaktoren. I rapporten for 2007 er det årlige CO₂-utslippet og det årlige gassforbruket (aktiviteten) oppgitt, samt den gjennomsnittlige utslippsfaktoren for hele året.

Ukentlige utslippsfaktorer for fyrgassene D-2102 og D-2104, samt fakkalgass og spillgass er presentert for SFT. Det framgår av rapporten at ukentlige prøver av fyrgassene D-2102 og D-2104, og fakkalgass, er målt henholdsvis 46, 48, og 46 ganger i 2007. Etter SFTs mening synes dette å være en noe lav målefrekvens. Ukentlige analyser må være et minimum. I beregningen av utslippsfaktorenes usikkerhet er disse analysefrekvensene imidlertid inkludert, og i følge StatoilHydro medfører ikke denne målefrekvensen at usikkerheten i utslippsfaktorene blir uakseptabelt høye.

Purgegass er en blanding av fyrgasser, og utslippsfaktoren for denne gassen bestemmes på bakgrunn av fyrgassenes karboninnhold. Spillgass analyseres månedlig, og i rapporten presenterer virksomheten data fra 12 målinger. Sammensetningen av surgass måles ikke regelmessig fordi det av helsemessige grunner er lite ønskelig at operatørene utsettes for gassen, og fordi den forbrennes i svært små mengder. Den er ikke analysert i 2007.

SFTs konklusjon er at utslippsfaktorene angitt i rapporten for 2007 er bestemt på en måte som tilfredsstiller kravene i klimavoteforskriften. SFT finner å kunne legge bedriftens oppgitte utslippsfaktorer til grunn for bestemmelse av det kvotepliktige utslippet for 2007. Klimavoteforskriften av 23. desember 2004 nr. 1851, stiller ingen krav til maksimal usikkerhet knyttet til utslippsfaktor. Bedriften har fått endret tillatelse til kvotepliktige utslipp datert 1. april 2008 med program for beregning og måling av utslipp. SFT har i dette programmet stilt nærmere vilkår for bestemmelse av utslippsfaktorer.

Vurdering av aktivitetsdata for prosessutslipp

Raffineriprosesser ved StatoilHydro og mengde avgass som gir kvotepliktige utslipp av CO₂ er oppgitt til å være:

Nr.	Kilde, røykgasser	Avgassvolum Nm ³
6	Krakker, hovedutslipp, SK-4802	3 401 199 423
6	Krakker, hovedutslipp, SK-4802 (CO)	3 326 146 740
7	Kalsinering, hovedutslipp, SK-702	610 183 924
7	Kalsinering, hovedutslipp, SK-702 (CO)	620 548 671
8	Svovelgjenvinningsanlegg, SK-101	35 135 919
10	Krakker, ekstrautslipp, nødskorstein, SK-4801	26 299 062
11	Kalsinering, ekstrautslipp, nødskorstein SK-701	4 971 346
12	Krakker, ekstrautslipp, nødskorstein SK-1531	49 431

Nr.	Kilde	Koks på katalysator Tonn / år
9	Koks på katalysator fra reformer II	31
13	Koks på katalysator fra reformer I	5

I henhold til klimavoteforskriftens vedlegg 1, pkt B.2.1 er aktivitetsdata for beregning av kvotepliktige utslipp fra krakker og kalsineringsanlegg årlig mengde røykgass. Strømmen av røykgass måles kontinuerlig.

Strømmen av røykgass fra krakker til skorstein SK-4802 (kilde 6), og fra kalsineringsanlegget til skorstein SK-702 (kilde 7), blir målt kontinuerlig med annubarmålinger.

Røykgassutslippene i nødskorsteinene SK-4801 og SK-1531 (kilde 10 og 11), blir målt over samme røykgassmåler som for SK-4802, og utslippene blir bestemt etter samme metode.

Strømmen av røykgass fra svovelgjenvinningsanlegget til skorstein SK-101 (kilde 8) blir målt kontinuerlig over en måleskive uten tetthetskorrigering.

SFT anser måten røykgassmengde fra krakker, kalsineringsanlegg og svovelgjenvinningsanlegg er framkommet på å tilfredsstillende målekravet i klimavoteforskriftens vedlegg 1, pkt B.2.1.

Ved StatoilHydro dannes mindre mengder CO₂ som følge av avbrenning av koks på katalysatormasse fra reformer I og reformer II (kilde 13 og 9). Aktivitetsdata i disse beregningene er mengden koks som er avsatt på katalysatormassen. Koks på katalysator fra reformer I bestemmes ved måling av luftforbruket under koksavbrenningen. Mengden koks på katalysator fra reformer II blir bestemt ut fra jevnlig målinger av katalysatorens karboninnhold, og måling av mengden katalysator som overføres til regeneratoren hvor avbrenningen skjer. Utslippen fra disse prosessene utgjør ca 0,01 % av det samlede

utslippet og SFT setter derfor ikke spesifikke krav til disse metodene. SFT finner å kunne legge innrapportert mengde koks på katalysator til grunn for beregning av utslippet fra reformer I og reformer II.

Vurdering av utslippsfaktorer for prosessutslipp

Utslippet av CO₂ fra krakker og kalsineringsanlegg bestemmes ut fra røykgassmengdene og røykgassens CO₂-innhold. Utslippet fra disse prosessene utgjør nesten hele CO₂-utslippet fra prosesser på Mongstad. I vedtak av 7. april 2006 ga SFT uttrykk for at metoden for bestemmelse av CO₂-innholdet i røykgasser fra krakker og kalsinering ikke var i henhold til klimakvoteforskriften. I brev av 7. juli 2006 ble StatoilHydro pålagt å installere kontinuerlige målinger av CO₂-innhold i røykgasser fra krakker og kalsineringsanlegg innen 7. november 2006, og på en slik måte at CO₂-utslippet fra kildene kunne bestemmes med en usikkerhet på maksimalt $\pm 2,5$ %. I brev av 29. september 2006 ble fristen for installasjon forlenget til 15. mars 2007. I brev av 6. juli 2007 rapporterte StatoilHydro til SFT at analysatorer for kontinuerlig måling av CO₂ i disse røykgassene var installert. På bakgrunn av opplysninger i virksomhetens brev av 9. januar 2007 ble kravet om maksimal usikkerhet på $\pm 2,5$ % i bestemmelse av CO₂-utslippet fra krakker og kalsinering omgjort i vårt brev av 30. mars 2007. Bedriften har fått endret tillatelse til kvotepliktige utslipp datert 1. april 2008 med program for beregning og måling av utslipp. SFT har i dette programmet satt nye krav til maksimal usikkerhet i bestemmelsen av CO₂-utslipp fra krakker og kalsinering.

Fra og med 22. juni 2007 er CO₂ og CO konsentrasjonene i røykgass fra krakker og kalsineringsanlegg (SK-4802 og SK-702) målt med kontinuerlige analysatorer.

I føle StatoilHydros rapport for kvotepliktige utslipp i 2007 er den gjennomsnittlige konsentrasjonen av CO₂ i røykgass fra krakker målt til å være 12,37 % i 2007. CO₂-utslippet fra krakker blir bestemt med en usikkerhet på $\pm 6,3$ %.

Gjennomsnittlig konsentrasjonen av CO₂ i røykgass fra kalsineringsanlegget er i regnskapet for 2007 målt til å være 3,54 %. CO₂-utslippet fra kalsineringsanlegget blir bestemt med en usikkerhet på ± 10 %.

Innholdet av CO i røykgassene fra krakker og kalsineringsanlegg blir bestemt på samme måte som CO₂-utslippet.

CO₂-innhold i avgasstrøm fra svovelgjenvinningsanlegget blir også beregnet ut fra en konstant, og usikkerheten i målingen oppgis til å være ca ± 10 %. Målinger av CO₂-konsentrasjonen er ikke foretatt i 2007. Usikkerheten i utslippsfaktoren er høy ettersom gassens sammensetning ikke analyseres, men fordi bidraget fra denne kilden utgjør mindre enn 1 % av det samlede kvotepliktige utslippet fra Mongstad vurderer SFT usikkerheten i utslippsfaktoren for ikke å påvirke usikkerheten i bedriftens samlede utslipp.

Ved bestemmelse av utslipp fra reformer II er det brukt en utslippsfaktor basert på støkiometrisk beregning av oksidasjon av rent karbon (koks) til CO₂. Utslippsfaktoren for denne kilden er rapportert å være 3,667. Denne faktoren er også i henhold til punkt B.1.0 i klimavoteforskriftens Vedlegg 1. Tilsvarende prinsipp brukes for å beregne utslipp fra reformer I, men her bestemmes CO₂-utslippet ut fra mengden oksygen som forbrukes under avbrenningen av karbon. SFT finner å kunne legge denne faktoren til grunn for beregningene av utslippet fra reformer I og reformer II.

Kvotepliktige utslipp

Kvotepliktige utslipp fra StatoilHydros energiproduksjon beregnes ut fra ligningen oppgitt i klimavoteforskriften vedlegg 1 pkt B.1.0 (1). Dette gir følgende kvotepliktige utslipp:

Kilde	Energivare	Aktivitetsdata Tonn e.vare / år	Utslippsfaktor tonn CO₂/tonn vare	Kvotepliktige utslipp, tonn CO₂
1. Kjeler og ovner	Fyrgass D-2102	150 254	2,534	380 699
1. Kjeler og ovner	Spillgass	1 711	2,764	4 729
2. Kjeler og ovner	Fyrgass D-2102	66 583	2,533	168 685
3. Kjeler og ovner	Fyrgass D-2104	65 102	2,449	159 429
4. Fakkel	Fakkelgass	15 892	2,584	41 070
4. Fakkel	Purgegass	3 557	2,449	8 711
4. Fakkel	Surgass	276	1,751	482
Sum				763 805

Kvotepliktige prosessutslipp fra StatoilHydro beregnes ut fra ligningen oppgitt i klimakvoteforskriften vedlegg 1 pkt B.2.0 (5). Dette gir følgende kvotepliktige utslipp:

Kilde	Mengde avgass	CO₂-konsentrasjon i avgass	Kvotepliktige utslipp, tonn CO₂
6. Krakker, hovedutslipp (CO ₂)	3 401 199 423	12,37	826 431
6. Krakker, hovedutslipp (CO)	3 326 146 740	0,0013	85
7. Kalsinering, hovedutslipp (CO ₂)	610 183 924	3,54	42 430
7. Kalsinering, hovedutslipp (CO)	620 548 671	0,0015	18
8. Svovel-gjenvinning	35 135 919	3,6	2 485
10. Krakker, ekstrautslipp nødskorstein	26 299 062	12,4	6 406
11.Kalsinering ekstrautslipp nødskorstein	4 971 346	3,5	342
12. Krakker, ekstrautslipp nødskorstein	49 431	12,4	12
Sum			878 208

Kvotepliktige prosessutslipp fra StatoilHydro beregnes ut fra ligningen oppgitt i klimakvoteforskriften vedlegg 1 pkt B.1.0 (1), ligning B i rapporteringsskjema. Dette gir følgende kvotepliktige utslipp:

Kilde		Aktivitetsdata Tonn e.vare/år	Utslippsfaktor tonn CO ₂ /tonn vare	Kvotepliktige utslipp, tonn CO ₂
9. Reformer II	Koks på katalysator	31	3,667	115
13. Reformer I	Koks på katalysator	5	3,667	18
Sum:				133

Det samlede kvotepliktige utslippet fra bedriften har i 2006 vært på **1 642 147 tonn CO₂**.

c) Innsendelse av kontrolldata

SFT har gjennomgått bedriftens innsendte kontrolldata. Med kontrolldata menes utslippsdata for ikke kvotepliktige utslipp, herunder utslipp fra forbrenning av diesel og bensin til branntreningsfelt, brannpumper og nødstrømsaggregat, samt noe fyringsolje til ovner og kjeler. Samlet utgjør de ikke kvotepliktige CO₂-utslippene fra StatoilHydro ca 63 tonn CO₂ i 2007. SFT har ingen merknader til disse dataene. De ikke kvotepliktige utslippene framkommer på følgende måte:

Kilde	Energivare	Aktivitetsdata Tonn e.vare / år	Utslippsfaktor tonn CO ₂ /tonn vare	Utslipp, tonn CO ₂
1. Kjeler	Fyringsolje	8	3,174	25
5. Branntrening, etc.	Bensin	4	3,13	12
5. Branntrening, etc.	Diesel	8	3,17	25
Sum:				63

d) Innsendelse av opplysninger om internkontroll

Det følger av klimavoteforskriften § 2-3 første ledd bokstav k) jf. andre ledd at første utslippsrapport skal inneholde kopi av etablerte prosedyrer og systemer relevant for frembringelse, arkivering og kvalitetssikring- og kontroll av de rapporterte utslippsdataene. Kravene til internkontroll følger av særskilt tillatelse til kvotepliktige utslipp av CO₂ datert 11. mars 2005 pkt 2. Det er særlig fremhevet i den særskilte tillatelsen at internkontrollen skal sikre at rapporteringskravene i klimavoteforskriften kapittel 2 blir overholdt.

SFTs vurdering er at StatoilHydro oppfyller kravene klimavoteforskriften setter til internkontroll.

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 1. mai. I de tilfeller usikkerheten knyttet til frembringelse av grunnlaget for utslippsberegningene har vært høyere enn det klimavoteforskriften krever har SFT likevel lagt til grunn bedriftens innrapporterte tall. Dette skyldes at vi pr i dag ikke har sikrere tall å forholde oss til. Vedtaket om godkjenning av rapport for kvotepliktige utslipp er hjemlet i klimavoteloven § 17.

4. Informasjon om oppgjør av kvoteplikten

Alle kvotepliktige virksomheter skal innen 1. mai overføre det antall kvoter som svarer til virksomhetens kvotepliktige utslipp i 2007 til Statens oppgjørskonto i kvoteregisteret, jf. § 13 i klimavoteloven. For StatoilHydro AS innebærer dette at 1 642 147 kvoter skal overføres fra bedriftens brukerkonto i kvoteregisteret til Statens oppgjørskonto. Overføringen skjer ved at bedriften fyller ut og sender SFT skjemaet "Overføring av kvoter". Skjemaet skal sendes per brev eller telefaks. Skjemaet er tilgjengelig på SFTs nettsted:

http://www.sft.no/seksjonsartikkel_39625.aspx

På denne nettsiden finnes også annen nyttig informasjon om det norske kvotehandelssystemet.

5. Gebyr

SFTs behandling og godkjenning av utslippsrapporten er omfattet av en gebyrordning, jf. § 5-5 i klimavoteforskriften. Basert på SFTs ressursbruk i forbindelse med behandling og godkjenning av rapporten er det fastsatt en gebyrsats etter høyeste gebyrklasse. Bedriften skal derfor betale et gebyr på kr. 25 000 jf. vedlagte faktura.

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 1. mai.

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

7. Oppsummering

SFT godkjenner StatoilHydro sin rapport for kvotepliktig utslipp i 2007. Vedtaket er hjemlet i klimakvoteloven § 17 første ledd. Dette innebærer at 1 642 147 kvoter skal overføres fra bedriftens brukerkonto i kvoteregisteret til Statens oppgjørskonto.

Den kvotepliktige ilegges gebyrer på kr. 25 000,-. Vedtaket om godkjenning av rapport, herunder også fastsettelse av gebyrsatser, kan påklages til Miljøverndepartementet.

Med hilsen

Audun Rosland (e.f.)
prosjektleder

Fredrik Weidemann
rådgiver

Vedlegg:

Faktura for gebyr for behandling av rapport for kvotepliktig utslipp i 2007.

Kopi til:

Austerheim kommune, 5943 AUSTERHEIM.

Lindås kommune, 5955 ISDALSTØ.

Fylkesmannen i Hordaland, Miljøvernavdelingen, Postboks 106, 5020 BERGEN.