

Väljaandja:
Akti liik:
Teksti liik:
Avaldamismärge:

Riigikogu
välisleping
algtekst
RT II 2003, 16, 81

Piiriülese õhusaaste kauglevi 1979. aasta konventsiooni väävli heitkoguste edasise vähendamise protokoll

Vastu võetud 14.06.1994

Piiriülese õhusaaste kauglevi 1979. aasta konventsiooni väävli heitkoguste edasise vähendamise protokolliga
ühinemise seadus

(õ) 23.04.2009 14:15

Mitteametlik tõlge

Protokolliosalised,

olles otsustanud ellu viia piiriülese õhusaaste kauglevi konventsiooni,

tundes muret selle pärast, et väävli ja teiste õhusaasteainete heitkogused levivad jätkuvalt üle riigipiiride ning põhjustavad Euroopa ja Põhja-Ameerika kaitseta piirkondades laiaulatuslikku kahju sellistele ökoloogia ja majanduse seisukohast tähtsatele loodusvaradele nagu mets, mullad ja veeressursid, samuti materjalidele, sealhulgas ajaloomälestistele, ning avaldavad teatud tingimustes kahjulikku mõju inimtervisele;

olles kindlalt otsustanud võtta kasutusele ettevaatusmeetmed õhusaasteainete heitkoguste ärahoidmiseks, vältimiseks või vähendamiseks ning nende kahjuliku mõju leevendamiseks;

olles veendunud, et raske või pöördumatu kahju ohu korral ei tohi täieliku teadusliku kindluse puudumine olla asjakohaste meetmete edasilükkamise põhjuseks, võttes arvesse, et õhusaasteainete heitkoguste suhtes kasutusele võetavad ettevaatusmeetmed peaksid olema majanduslikult otstarbekad;

unustamata, et väävli ja teiste õhusaasteainete heitkoguste kontrollimise meetmed aitavad kaasa ka Arktika tundliku keskkonna kaitsele;

võttes arvesse, et peamised keskkonna hapestumist põhjustavad õhusaasteallikad on fossiilsete kütuste põletamine energia tootmisel ja eri tööstusharude peamised tehnoloogiaprotsessid ning transport, mis põhjustavad väävli, lämmastikoksiidide ja teiste saasteainete heiteid;

olles teadlikud, et õhusaastega võitlemisel on vajalik majanduslikult otstarbekas piirkondlik lähenemisviis, mis arvestab õhusaaste erinevat mõju ning õhusaaste vähendamise erinevat maksumust eri riikides;

soovides astuda edaspidi tõhusamaid samme väävli heitkoguste kontrolliks ja vähendamiseks;

teadvustades, et väävli heitkoguste kontrolli all hoidmise poliitika, ükskõik kui majanduslikult otstarbekas see piirkonna tasandil ka poleks, on turumajandusele üleminevate riikide majandusele siiski suhteliselt suur koormus;

pidades silmas, et väävli heitkoguste vähendamiseks võetavad meetmed ei tohi põhjustada meelevaldset või põhjendamatu ebavõrdset kohtlemist ega riikidevahelise konkurentsi ja kaubanduse varjatud piiranguid;

võttes arvesse teaduse ja tehnika andmeid heitkoguste, atmosfääris toimuvate protsesside ja väävlioksiidide keskkonnamõju kohta ning seda, mis heitkoguste vähendamine maksma läheb;

olles teadlikud, et lisaks väävli heitkogustele põhjustavad keskkonna hapestumist ka lämmastikoksiidide ja ammoniaagi heitkogused;

märkides, et 9. mail 1992. a New Yorgis vastuvõetud Ühinenud Rahvaste Organisatsiooni kliimamuutuste raamkonventsiooni juurde kuulub kokkulepe koostada kliimamuutustega võitlemise riigisiseseid strateegiaid ja võtta neile vastavaid meetmeid, mis eeldatavasti viib väävli heitkoguste vähenemiseni;

kinnitades keskkonnahoidliku ja säästliku arengu tagamise vajalikkust;

tunnistades vajadust jätkata teadus- ja tehnikaalast koostööd, et määrata saasteainete kriitilised koormused ja kriitilised tasemed, sealhulgas hinnata mitmesuguseid õhusaasteaineid ning nende erinevat mõju keskkonnale, materjalidele ja inimestevisele;

rõhutades, et teadus- ja tehnikaalased teadmised arenevad ning seda tuleb arvestada selle protokolliga võetud kohustuste piisavuse läbivaatamisel ning edasise tegevuse suhtes otsuste tegemisel;

tunnustades 8. juulil 1985. a Helsingis vastu võetud väävli heitkoguste või nende piiriüleste voogude vähemalt 30-protsendilise vähendamise protokolliga ning meetmeid, mida kasutavad paljud väävli heitkoguseid vähendanud riigid,

on kokku leppinud järgmises.

Artikkel 1. Definitsioonid

Käesolevas protokollis kasutatakse järgmisi mõisteid:

1. *Konventsioon*– 13. novembril 1979. a Genfis vastuvõetud piiriülese õhusaaste kauglevi konventsioon.
2. *EMEP (the Cooperative Programme for Monitoring and Evaluation of the Long-range Transmission of Air Pollutants in Europe)* – piiriülese õhusaasteainete kauglevi seire ja hindamise Euroopa koostööprogramm.
3. *Täitevorgan*– vastavalt konventsiooni artikli 10 lõikele 1 asutatud konventsiooni täitevorgan.
4. *Komisjon*– Ühinenud Rahvaste Organisatsiooni Euroopa Majanduskomisjon.
5. *Protokolliosalised*– käesoleva protokolliga osalised, juhul kui kontekstist ei tulene teisiti.
6. *EMEPi geograafiline rakendusala*– piirkond, mis on määratud õhusaaste piiriülese kauglevi 1979. aasta konventsiooni 28. septembril 1984. a Genfis vastu võetud õhusaasteainete kauglevi seire ja hindamise Euroopa koostööprogrammi (EMEP) pikaajalise finantseerimise protokolliga artikli 1 lõikes 4.
7. *SOMA (a sulphur oxides management area)* – III lisas vastavalt artikli 2 lõikes 3 sätestatud tingimustele määratud väävlioksiidide reguleerimispiirkond.
8. *Kriitiline koormus*– ühe või mitme saasteainega kokkupuutumise kvantitatiivne hinnang, millest allpool ei ole praeguste teadmiste kohaselt märkimisväärset kahjulikku mõju tundlikele keskkonnaelementidele.
9. *Kriitiline tase*– atmosfääris olevate saasteainete kontsentratsioon, mille ületamise korral võib praeguste teadmiste kohaselt esineda otsustava kahjulikku mõju vastuvõtjatele, näiteks inimesele, taimedele, ökosüsteemidele või materjalidele.
10. *Väävli kriitiline sadestumine*– oksüdeerunud väävliühenditega kokkupuutumise kvantitatiivne hinnang, mille juures võetakse arvesse aluseliste katioonide sidumise ja aluseliste katioonide sadestumise mõju, millest allpool praeguste teadmiste kohaselt ei esine märkimisväärset kahjulikku mõju tundlikele keskkonnaelementidele.
11. *Heitkogused*– atmosfääri eralduvate ainete kogused.
12. *Väävli heitkogused*– kõik vääveldioksiidi kilotonnides (kt SO₂) väljendatud väävliühendite kogused, mis satuvad atmosfääri inimtekkelistest allikatest, välja arvatud riikidevahelises laevaliikluses väljaspool riikide territoriaalvett sõitvad laevad.
13. *Kütus*– tahkes, vedelas või gaasilises olekus põlev aine, välja arvatud olmejäätmed ja toksilised või muud ohtlikud jäätmed.
14. *Paikne põletusallikas*– tehniline seade või ühisel territooriumil paiknevate tehniliste seadmete kogum, millest satub või võib sattuda ühise korstna kaudu õhku jääkgase ning milles oksüdeeritakse kütuseid, et kasutada toodetud soojust.
15. *Suur uus paikne põletusallikas*– paikne põletusallikas, mille ehituseks või oluliseks muutmiseks anti luba pärast 31. detsembril 1995 ning mille nominaalsoojusvõimsus on vähemalt 50 MW. Kas muudatused on olulised või mitte, otsustavad pädevad riigisisised asutused, võttes arvesse muudatuste kasulikkust keskkonnale.
16. *Suur paikne põletusallikas*– põletusallikas, mille nominaalsoojusvõimsus on vähemalt 50 MW.
17. *Diislikütus*– spetsifikatsiooniga HS 2710 naftasaadus või muu naftasaadus, mis destilleerimisomaduste tõttu kuulub keskmiste destillaatide kategooriasse, on määratud kütusena kasutamiseks ja millest vähemalt 85 mahuprotsenti (destillatsioonikaod kaasa arvatud) destilleeritakse temperatuuril 350 °C.
18. *Heitkoguse piirväärtus*– väävliühendite vääveldioksiidina väljendatud lubatud kontsentratsioon paiksest põletusallikast väljuvates gaasides. Piirväärtus antakse massina väljuva gaasi mahuühiku kohta ja seda

väljendatakse mg SO₂/Nm³, eeldades et vedelate ja gaasiliste kütuste kasutamisel moodustab hapnikusisaldus 3% ning tahkete kütuste kasutamisel 6% väljuvate gaaside mahust.

19. *Heitkoguse piiramine*– ühest põletusallikast või ühel territooriumil või kindlaks määratud geograafilisel alal asuvast mitmest põletusallikast väljuvate väävliühendite lubatud summaarne kogus, väljendatuna vääveldioksiidi kilotonnides aasta kohta.

20. *Desulfureerimise koefitsient*– põletusallika territooriumil teatud ajavahemiku jooksul eraldatud väävli koguse ja samas põletusallikas sama ajavahemiku jooksul kasutatud kütuses sisalduva väävli koguse suhe.

21. *Väävli bilanss*– kindlatest piirkondadest pärinevate oksüdeerunud väävliühendite arvutusosakaal vastuvõtjaladel sadestunud oksüdeerunud väävliühendite üldkogusest.

Artikkel 2. Põhikohustused

1. Protokolliosalised kontrollivad ja vähendavad nende tekitatud väävli heitkoguseid, et kaitsta inimest ja keskkonda ebasoodsa, eriti hapestumise mõju eest, ning tagavad võimaluste piires, kooskõlas tänapäeva teaduse tasemega ja ilma üleliigsete kulutusteta, et pikaajalises perspektiivis ei ületaks oksüdeerunud väävliühendite sadestumine I lisas väävli kriitilise sadestumise määratud väävli kriitilist taset.

2. Kõigepealt vähendavad või säilitavad protokolliosalised väävli iga-aastaseid heitkoguseid vähemalt II lisas esitatud ajakava ja taseme kohaselt.

3. Lisaks sellele protokolliosalised:

(a) kelle maismaa üldpindala on suurem kui 2 miljonit ruutkilomeetrit;

(b) kes on endale vastavalt lõikele 2 võtnud kohustuse hoida II lisas märgitud väävli heitkogused madalamal tasemel kui 1990. aastal või tasemel, mille ta on endale kohustuseks võtnud väävli heitkoguste või nende piiriüleste voogude vähemalt 30-protsendilise vähendamise 1985. aasta Helsingi protokolliga;

(c) kelle iga-aastased väävli heitkogused, mis põhjustavad ühe või mitme protokolliosalise jurisdiktsiooni all olevatel aladel hapestumist, pärinevad ainult III lisas SOMAdena loetletud aladelt, ning protokolliosaline on esitanud vastavad dokumendid selle kohta;

(d) kes on käesolevale protokollile allkirjutamisel või sellega ühinemisel kinnitanud oma kavatsust tegutseda kooskõlas käesolevas lõikes sätestatuga,

vähendavad ja säilitavad iga-aastaseid väävli heitkoguseid II lisas määratud alal vähemalt samas lisas esitatud ajakava ja taseme kohaselt.

4. Lisaks sellele võtavad protokolliosalised kõige tõhusamaid ja oma tingimustele vastavaid meetmeid oma uutest ja varem olemasolevatest allikatest pärinevate väävli heitkoguste vähendamiseks, sealhulgas:

– energiakasutuse tõhususe suurendamise meetmed;

– taastuvate energiaallikate laiema kasutamise meetmed;

– meetmed, mis vähendavad kütuste väävlisisaldust ja soodustavad madala väävlisisaldusega kütuste kasutamist, kaasa arvatud kõrge ja madala väävlisisaldusega või väävlita kütuse kombineeritud kasutamist;

– meetmed, mis võimaldavad IV lisas antud juhiseid järgides kasutada parimat võimalikku kontrollimise tehnoloogiat, millega ei kaasne ülemääraseid kulutusi.

5. Kõik protokolliosalised, välja arvatud need, keda puudutavad 1991. aastal vastu võetud Ameerika Ühendriikide ja Kanada vahel sõlmitud õhukvaliteedi lepingu nõuded, peavad vähemasti:

(a) kohaldama suurte uute paiksete põletusallikate suhtes V lisas märgitud heitkoguste piirväärtustega vähemalt sama ranged piirväärtusi;

(b) kohaldama hiljemalt 1. juuliks 2004, kuivõrd see on võimalik ilma ülemääraste kulutusteta, kõikide üle 500 MW soojusvõimsusega suurte olemasolevate paiksete põletusallikate suhtes selliseid heitkoguste piirväärtusi, mis on vähemalt sama ranged kui V lisa piirväärtused, võttes arvesse põletusallika järelejäänud kestvusaega, mida arvestatakse selle protokolliga jõustumisest alates, ja kohaldama võrdväärset heitkoguste piiramist või teisi asjakohaseid sätteid, eeldades, et selle tagajärjel saavutatakse II lisas nimetatud väävli heitkoguste lagi ning seega lähenetakse I lisas nimetatud kriitilistele koormustele, ja kohaldama V lisast juhindudes hiljemalt 1. juuliks 2004 heitkoguste piirväärtusi või heitkoguste piiramist selliste suurte olemasolevate paiksete põletusallikate suhtes, mille soojusvõimsus on 50 MW – 500 MW;

(c) kohaldama hiljemalt kahe aasta möödumisel käesoleva protokolliga jõustumisest diislikütuse väävlisisalduse suhtes vähemalt sama ranged riigisiseseid standardeid kui need, mis on märgitud V lisas. Kui diislikütusega ei ole võimalik teisiti varustada, võib kõnealune riik seda perioodi pikendada kuni kümne aastani. Sellisel juhul teatab riik koos ratifitseerimis-, vastuvõtmis-, kinnitamise- või ühinemiskirjaga esitatavas teatises oma kavatsusest nimetatud perioodi pikendada.

6. Protokolliosalised võivad lisaks rakendada majandusabinõusid, mis soodustaksid majanduslikult otstarbekaid väävli heitkoguste vähendamise viise.

7. Protokolliosalised võivad täitevorgani istungjärgul kooskõlas täitevorgani koostatavate ja vastuvõetavate juhiste ja tingimustega otsustada, kas mitu protokolliosalist võivad II lisas märgitud kohustusi koos täita. Need juhised ja tingimused peavad tagama lõikes 2 nimetatud kohustuste täitmise ning kaasa aitama ka lõikes 1 määratud keskkonna-alaste eesmärkide saavutamisele.

8. Protokolliosalised alustavad läbirääkimisi heitkoguste vähendamist puudutavate edasiste kohustuste asjus artikli 8 alusel toimunud esimese läbivaatamise tulemuste kohaselt hiljemalt ühe aasta möödumisel selle läbivaatamise lõpetamisest.

Artikkel 3. Tehnoloogia vahetamine

1. Protokolliosalised aitavad kooskõlas oma riigisestse õigusaktide ja praktikaga kaasa väävli heitkoguste vähendamist võimaldavate, sealhulgas energiakasutust tõhustavate, taastuvate energiaallikate kasutamist laiendavate ja madala väävlisaldusega kütuste tootmist suurendavate tehnoloogiate ja oskuste vahetamisele, pöörates erilist tähelepanu:

- (a) kasutatava tehnoloogia vahetamisele ärialustel;
- (b) tööstusalastele otsesidemetele ja koostööle, sealhulgas ühisettevõtlusele;
- (c) informatsiooni ja kogemuste vahetamisele;
- (d) tehnilise abi andmisele.

2. Protokolliosalised aitavad kaasa lõikes 1 nimetatud tegevusele sel viisil, et loovad soodsad tingimused koostöö ja kontaktide arendamiseks vastavate era- ja avaliku sektori organisatsioonide ja üksikisikute vahel, kes on võimelised osutama projekteerimis- ja inseneriteenuseid, pakkuma sobivaid tehnoloogiaid, seadmeid või rahalist abi.

3. Protokolliosalised alustavad soodsamate tingimuste väljatöötamist väävli heitkoguste vähendamiseks rakendatava tehnoloogia vahetamise menetluste loomiseks hiljemalt kuue kuu möödumisel selle protokollil jõustumisest.

Artikkel 4. Riigisised strateegiad, tegevuskavad, programmid, meetmed ja informatsioon

1. Artiklis 2 sätestatud kohustuste täitmiseks protokolliosalised:

- (a) võtavad kuue kuu möödumisel selle protokollil jõustumisest vastava osalise suhtes vastu riigisised strateegiad, tegevuskavad ja programmid; ja
- (b) võtavad kasutusele ja rakendavad riigiseseid meetmeid väävli heitkoguste kontrollimiseks ja vähendamiseks.

2. Kõik protokolliosalised koguvad ja säilitavad informatsiooni:

- (a) väävli tegelike heitkoguste kohta ning oksüdeerunud väävliühendite ja teiste hapestavate ühendite kontsentratsiooni ja sadestumise kohta keskkonnas, kusjuures EMEPi geograafilises rakendusallas asuvad protokolliosalised võtavad arvesse EMEPi tööplaanid;
- (b) oksüdeerunud väävliühendite ja teiste hapestavate ühendite sadestumise mõju kohta.

Artikkel 5. Aruandlus

1. Protokolliosalised esitavad komisjoni täitevsekretäri kaudu ja täitevorgani kindlaks määratud regulaarsete ajavahemike tagant täitevorganile informatsiooni:

- (a) artikli 4 lõikes 1 märgitud riigisestse strateegiate, tegevuskavade, programmide ja abinõude rakendamise kohta;
- (b) riigis aasta jooksul tekkinud väävliheitkoguste taseme kohta kõikide asjakohaste allikakategooriate kaupa vastavalt täitevorgani antud juhistele;
- (c) muude selle protokollil alusel võetud kohustuste täitmise kohta

vastavalt protokolliosalistele täitevorgani istungjärgul vastu võetud otsuses määratud vormile ja sisule. Nimetatud otsus vaadatakse vastavalt vajadustele uuesti läbi, et teha kindlaks, kas informatsiooni esitamise vormi ja/või sisu osas tuleks aruandele lisada täiendavaid elemente.

2. Kõik EMEPi geograafilises rakendusallas asuvad protokolliosalised edastavad komisjoni täitevsekretäri kaudu EMEPile regulaarselt, nagu EMEPi juhtivorgan on kindlaks määranud ja protokolliosalised täitevorgani istungjärgul heaks kiitnud, väävli heitkoguste tasemete alast informatsiooni EMEPi juhtivorgani määratud aja- ja ruumijaotuste kaupa.

3. Enne täitevorgani iga-aastast istungjärku esitab EMEP aegsasti informatsiooni:

- (a) oksüdeerunud väävliühendite kontsentratsiooni ja sadestumise kohta keskkonnas; ja
- (b) väävli bilansside arvutuste kohta.

Protokolliosalised, kes ei asu EMEPi geograafilises rakendusallas, esitavad samasuguse informatsiooni, juhul kui täitevorgan seda nõuab.

4. Täitevorgan kooskõlas konventsiooni artikli 10 lõike 2 punktiga *b* korraldab oksüdeerunud väävliühendite ja teiste hapestavate ühendite sadestumise mõju puudutava informatsiooni ettevalmistamist.

5. Protokollialised teevad täitevorgani istungjärgul vajalikud korraldused, et regulaarsete ajavahemike järel valmistataks komplekssete hindamismudelite abil ette uuendatud informatsioon heitkoguste vähendamise kohta, mis on riikidevahelistel alustel arvutuslikult optimaalselt jaotatud EMEPi geograafilises rakendusala asuvate riikide vahel, et vähendada jätkuvalt erinevust selle protokoll artikli 2 lõikes 1 nimetatud oksüdeerunud väevliühendite tegeliku sadestumise ja kriitiliste koormuste väärtuste vahel.

Artikkel 6. Uurimis- ja arendustöö ning seire

Protokollialised soodustavad uurimis- ja arendustööd, seiret ja koostööd:

- (a) kriitilise koormuse ja kriitilise taseme määramise meetodite riikidevahelise ühtlustamise ning ühtlustamiseks vajalike menetluste väljatöötamise alal;
- (b) seiremeetodite ja -süsteemide täiustamisega ning väevliühendite edasikandumise, kontsentratsioonide ja sadestumise modelleerimise alal;
- (c) väevli heitkoguste edasise vähendamise kriitilisel koormusel, kriitilisel tasemel ja tehnika arengul põhinevate strateegiate koostamise, heitkoguste vähendamise kohustuste optimaalse riikidevahelise jaotuse väljaarvutamist ja vähendamiskulude õiglast jaotumist võimaldavate komplekssete hindamismudelite täiustamise alal;
- (d) teadmiste alal väevli heitkoguste laiemast mõjust inimtervisele, keskkonnale ja materjalidele (eriti hapestumisest), sealhulgas ajaloo- ja kultuurimälestistele, võttes arvesse väevlioksiidide, lämmastikoksiidide, ammoniaagi, lenduvate orgaaniliste ühendite ja troposfääri osooni vahelisi seoseid;
- (e) heitkoguste vähendamise tehnoloogiate ja tõhusamat energiakasutust, suuremat energia kokkuhoidu ning taastuvate energiaallikate laialdasemat kasutamist võimaldavate tehnoloogiate ja oskuste alal;
- (f) väevli heitkoguste vähendamisest keskkonnale ja inimtervisele tuleneva kasu majandusliku väärtuse hindamise alal.

Artikkel 7. Kohustuste täitmine

1. Moodustatakse rakenduskomitee, kes jälgib selle protokoll rakendamist ja seda, kuidas protokollialised täidavad protokollist tulenevaid kohustusi. Komitee annab protokollialistele aru täitevorgani istungjärgudel ning võib oma äranägemise järgi anda asjakohaseid soovitusi.
2. Rakenduskomitee aruande või soovitude kaalumise järel võivad protokollialised, võttes arvesse küsimusega seonduvaid asjaolusid ning konventsiooni raames väljakujunenud praktikat, jõuda kokkuleppele ja määrata protokoll nõuete ja eesmärkide lõplikuks täitmiseks vajalikke meetmeid, sealhulgas protokollialise protokoll nõuete täitmisel abistamise ning protokoll eesmärkide edendamise meetmeid.
3. Pärast selle protokoll jõustumist võtavad protokollialised esimesel täitevorgani istungjärgul vastu otsuse, mis määrab rakenduskomitee struktuuri ja funktsioonid ning protokollist tulenevate kohustuste täitmise jälgimise korra.
4. Kohustuste täitmise jälgimise korra rakendamine ei tohi piirata selle protokoll artikli 9 kohaldamist.

Artikkel 8. Protokollialiste informatsiooni ja kohustuste läbivaatamine täitevorgani istungjärgudel

1. Vastavalt konventsiooni artikli 10 lõike 2 punktile *ava*atavad protokollialised täitevorgani istungjärgudel läbi protokollialiste ja EMEPi osaliste esitatud informatsiooni, andmed väevliühendite ja muude hapestavate ühendite sadestumise mõju kohta ja selle protokoll artikli 7 lõikes 1 nimetatud rakenduskomitee aruanded.
2. (a) Protokollialised vaatavad täitevorgani istungjärgudel läbi käesolevas protokollis sätestatud kohustused, sealhulgas:
 - (i) kohustused seoses artikli 5 lõikes 5 märgitud arvutuslikult määratud ja riikide vahel optimaalselt jaotatud heitkoguste vähendamise kohustustega;
 - (ii) kõnealuste kohustuste piisavus ning edusammud protokoll eesmärkide saavutamisel;(b) läbivaatamiste käigus võetakse arvesse parimat kättesaadavat teadusinformatsiooni hapestumise, sealhulgas kriitiliste koormuste hinnangute, tehnoloogia-alaste saavutuste, muutuvate majandustingimuste ja heitkoguste tasemega seotud kohustuste täitmise kohta;
- (c) seoses nimetatud läbivaatamisega peab protokollialine, kelle protokoll II lisas nimetatud väevli maksimumheitkoguste vähendamise kohustused ei vasta protokollialise jaoks riikidevahelistel alustel arvutuslikult optimaalselt jaotatud heitkoguste vähendamise kohustustele, mis on vajalikud, et vähendada erinevust 1990. aasta väevli sadestumise ja väevli kriitilise sadestumise vahel EMEPi geograafilise rakendusala ulatuses vähemalt 60% võrra, võtma tarvitusele kõik meetmed korregeeritud kohustuste täitmiseks;
- (d) protokollialised täpsustavad selliste läbivaatamiste korra, meetodid ja aja täitevorgani istungjärgul. Esimene läbivaatamine lõpetatakse 1997. aastal.

Artikkel 9. Vaidluste lahendamine

1. Kui vaidlus mitme protokollialise vahel tekib protokoll tõlgendamisel või rakendamisel, püüavad nad leida lahendust läbirääkimiste teel või muul rahumeelsel vaidluste lahendamise viisil protokollialiste endi valikul. Vaidluseosalised informeerivad vaidlusküsimusest täitevorganit.

2. Protokollis ratifitseerimisel, vastuvõtmisel, kinnitamisel, protokolliga ühinemisel või igal ajal pärast seda võib protokolliosaline, kes ei ole piirkonna majanduskoostöö organisatsioon, teatada depositaarile esitatud kirjas, et protokollis tõlgendamist või rakendamist puudutava vaidluse korral tunnustab ta kohustuslikuna ühte või mõlemat järgnevat kahest vaidluse lahendamise viisist fakti enese põhjal (*ipsofacto*) ning et ta teeb seda ilma erileppeta iga protokolliosalise suhtes, kes on võtnud endale samasuguse kohustuse:

(a) vaidlusküsimuse esitamine Rahvusvahelisse Kohtusse;

(b) vahekohtus korras, mille protokolliosalised võtavad täitevorgani istungjärgul vastu vahekohtu puudutava lisana nii kiiresti kui võimalik.

Protokolliosaline, kes on piirkonna majanduskoostöö organisatsioon, võib teha vahekohtu suhtes samasuguse toimega avalduse vastavalt punktis b viidatud korrale.

3. Lõike 2 kohaselt edastatud kiri on jõus, kuni see aegub vastavalt oma sisule või kolm kuud pärast selle kirja tühistamise teate edastamist depositaarile.

4. Uus kiri esitatud kirja tühistamise või aegumise kohta ei mõjuta Rahvusvahelises Kohtus või vahekohtus menetletavaid küsimusi, välja arvatud juhul, kui vaidluses osalevad protokolliosalised lepivad kokku teisiti.

5. Kui kaheistkümneme kuu möödumisel ühe protokolliosalise teate esitamisest vaidlusküsimuse olemasolu kohta ei ole protokolliosalised suutnud vaidlust lahendada lõikes 1 märgitud viisil, lahendatakse vaidlusküsimus vaidluses osaleva osalise nõudmisel lepitusprotseduuri kohaselt, välja arvatud juhul, kui vaidlusosalised on nõustunud lõikes 2 märgitud vaidluse lahendamise viisiga.

6. Lõike 5 täitmiseks moodustatakse lepituskomisjon. Komisjoni kuulub võrdne arv asjaosaliste määratud liikmeid või lepitatavate protokolliosaliste ühist huvi esindav grupp ning esimees, kelle valivad selleks määratud komisjoniliikmed. Komisjon koostab soovitusliku otsuse, mida vaidluses osalejad heas usus arvestavad.

Artikkel 10. Lisad

Selle protokollis lisad moodustavad protokollis lahutamatu osa. Lisad I ja IV on oma olemuselt soovituslikud.

Artikkel 11. Muudatused ja täpsustused

1. Protokolliosalised võivad esitada ettepanekuid protokollis muudatuste tegemiseks. Konventsiooniosalised võivad teha ettepanekuid protokollis II lisa täpsustamiseks, et lisada protokollis oma riigi nimetus koos heitkoguste tasemetega, väävli maksimumheitkoguste ja heitkoguste protsentuaalse vähendamise andmetega.

2. Ettepanekud muudatuste ning täpsustuste tegemiseks esitatakse kirjalikult komisjoni täitevsekretärile, kes edastab need protokolliosalistele. Protokolliosalised arutavad ettepanekuid täitevorgani järgmisel istungjärgul, eeldusel et täitevsekretär edastab ettepanekud protokolliosalistele vähemalt üheksakümmend päeva enne istungjärku.

3. Protokollis ning selle II, III ja V lisa muudatused võetakse vastu täitevorgani istungjärgust osavõtvate protokolliosaliste konsensuse alusel; muudatused jõustuvad vastuvõtnud protokolliosaliste suhtes üheksakümnendal päeval pärast seda, kui kaks kolmandikku nimetatud protokolliosalistest on andnud oma vastuvõtmiskirjad hoiule depositaarile. Iga protokolliosalise suhtes jõustuvad parandused üheksakümnendal päeval pärast seda, kui see protokolliosaline on andnud muudatuste vastuvõtmiskirja hoiule depositaarile.

4. Protokollis lisade muudatused, välja arvatud selle artikli lõikes 3 märgitud lisade muudatused, võetakse vastu täitevorgani istungjärgust osavõtvate protokolliosaliste konsensuse alusel. Üheksakümne päeva möödumisel päevast, mil komisjoni täitevsekretär edastab teate kõigile protokolliosalistele, jõustuvad nende lisade muudatused nende protokolliosaliste suhtes, kes ei ole edastanud selle artikli lõikele 5 vastavat kirjalikku teadet depositaarile, eeldusel et vähemalt 16 protokolliosalist ei ole sellist teatist esitanud.

5. Protokolliosalised, kes ei soovi lisa muudatust heaks kiita, välja arvatud selle artikli lõikes 3 märgitud lisade muudatused, teatavad sellest kirjalikult depositaarile üheksakümne päeva jooksul arvates muudatusettepaneku vastuvõtmise teatise edastamisest. Depositaar teatab viivitamatult protokolliosalistele iga sellise teatise saamisest. Protokolliosaline võib mis tahes ajal asendada eelmise teatise kirjaga, milles ta teatab muudatusettepaneku vastuvõtmisest, ning lissasse tehtud muudatus jõustub selle protokolliosalise suhtes, kui ta on andnud muudatuste vastuvõtmiskirja hoiule depositaarile.

6. II lisa täpsustused võetakse vastu täitevorgani istungjärgul osalevate protokolliosaliste konsensuse alusel ning täpsustused jõustuvad protokolliosaliste suhtes üheksakümnendal päeval pärast seda, kui komisjoni täitevsekretär teavitab kõnealuseid protokolliosalisi kirjalikult muudatuste heakskiitmisest.

Artikkel 12. Allakirjutamine

1. Protokoll on avatud allakirjutamiseks 14. juunil 1994. a Oslos ning seejärel kuni 12. detsembrini 1994. a Ühinenud Rahvaste Organisatsiooni peakorteris New Yorgis komisjoni liikmesriikidele ning riikidele, kellel on komisjoni juures Majandus- ja Sotsiaalnõukogu 28. märtsi 1947. a resolutsiooni 36 (IV) lõikele 8 vastav nõuandev staatus, ning komisjoni suveräänsete liikmesriikide moodustatud piirkonna majanduskoostöö organisatsioonidele, kes on pädevad pidama läbirääkimisi, sõlmima ja rakendama rahvusvahelisi leppeid selle

protokolliga reguleeritavates küsimustes, tingimusel et need riigid ja organisatsioonid on konventsiooniosalised ja on nimetatud protokollis II lisas.

2. Nimetatud piirkonna majanduskoostöö organisatsioonid teostavad oma nimel oma pädevusse kuuluvates küsimustes õigusi ning täidavad kohustusi, mis on protokolliga antud protokollis liikmesriikidele. Sellistel juhtudel ei ole nende organisatsioonide liikmesriigid pädevad teostama neid õigusi individuaalselt.

Artikkel 13. Ratifitseerimine, vastuvõtmine, kinnitamine ja ühinemine

1. Protokollis ratifitseerivad, võtavad vastu või kinnitavad sellele alla kirjutanud protokolliosalised.
2. Protokoll on ühinemiseks avatud alates 12. detsembrist 1994. a artikli 12 lõike 1 nõuetele vastavatele riikidele ja organisatsioonidele.

Artikkel 14. Depositaar

Ratifitseerimis-, vastuvõtmis-, kinnitamis- või ühinemiskirjad antakse hoiule Ühinenud Rahvaste Organisatsiooni peasekretärile, kes täidab depositaari ülesandeid.

Artikkel 15. Jõustumine

1. Protokoll jõustub üheksakümnendal päeval pärast kuueteistkümnenda ratifitseerimis-, vastuvõtmis-, kinnitamis- või ühinemiskirja hoiule andmist depositaarile.
2. Artikli 12 lõikes 1 märgitud riigi või organisatsiooni suhtes, kes ratifitseerib, võtab vastu või kinnitab protokollis või ühineb sellega pärast kuueteistkümnenda ratifitseerimis-, vastuvõtmis-, kinnitamis- või ühinemiskirja hoiule andmist, jõustub protokoll üheksakümnendal päeval pärast seda, kui see protokolliosaline on andnud hoiule oma ratifitseerimis-, vastuvõtmis-, kinnitamis- või ühinemiskirja.

Artikkel 16. Väljaastumine

Viie aasta möödumisel protokollis jõustumisest mingi protokolliosalise suhtes võib see protokolliosaline mis tahes ajal protokollis välja astuda, teatades sellest kirjalikult depositaarile. Väljaastumine jõustub üheksakümnendal päeval pärast sellekohase kirja laekumist depositaarile või väljaastumiskirjas täpsustatud hilisemal kuupäeval.

Artikkel 17 Autentsed tekstid

Protokollis originaal, mille inglisis-, prantsus- ja venekeelsed tekstid on võrdselt autentsed, antakse hoiule Ühinenud Rahvaste Organisatsiooni peasekretärile.

Selle kinnituseks on selleks täielikult volitatud isikud protokollis alla kirjutanud.

Oslo, 14. juuni 1994.

I lisa

VÄÄVLI KRIITILINE SADESTUMINE

(Väävli 5-protsendiline jaotus sentigrammides ruutmeetri kohta aastas)

	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38		
37							34	40	32	28	41	52	51	58	116	138	519	817	682									37	
36							30	39	32	32	34	34	31	34	112	139	609	434	932									36	
35							33	34	35	36	42	32	32	76	110	158	193	316										35	
34							34	25	33	33	41	34	33	100	122	448	220	258										34	
33							24	45	48	44	44	53	34	52	68	313	313	450										33	
32						38	29	49	73	76	81	48	38	32	62	245	230	378										32	
31			6	44	37	45	34	71	75	78	82	116	73	167	467	239	133	125	139	259	221	248	229					31	
30		8	4	30	42	50	57	55	85	80	86	126	102	128	656	335	278	143	138	205	173	171	173	208				30	
29		4	11	37	18	37	54	56	55	81	117	143	125	718	296	379	297	542	209	226	215	164	171	162				29	
28		14	9	8	35	19	40	28	61	71	117	111	132	226	323	348	378	225	298	343	177	197	251					28	
27		10	7	7	27	28	44	30	26	94	99	96	115	130	541	403	267	209	579	449	196	176	199					27	
26		32	6	18	26	18	34	28	25	107	81	109	108	120	88	126	204	211	333	418	271	251	234					26	
25			10	5	23	24	27	27	37	115	70	97	98	129	88	88	215	190	409	363	394	338						25	
24			10	6	24	31	55	35	192	146	97	84	136	146	93	102	211	179	418	364	226							24	
23			7	17	1	18	13	32	6	113	112	112	94	76	87	102	181	205	341	371	282							23	
22			13	5	14	11	20	29	56	45	171	76	79	121	114	126	184	196	231	606								22	
21			16	5	8	15	1	21	27	93	87	83	96	105	130	149	207	305	272	526								21	
20			74	11	2	20	3	11	65	119	79	91	116	131	155	165	244	97	96	165	265							20	
19		25		154	5	44	47	178	76	94	73	84	121	152	199	207	154	129	212	182	146	201						19	
18		30					51	9	33	75	93	119	170	167	177	117	94	218	175	195	196	232						18	
17	76	38	28				8	17	36	107	151	39	67	232	116	140	201	237	191	126	1945							17	
16	72	47	70	197			43	43	30	41	51	69	63	104	159	157	142	179	124	153	118	1691	1684					16	
15	38	34	30	19	97	45	43	42	38	57	60	71	73	135	267	201	171	1303	220	123	1335	1220	1553		1729	1783		15	
14	16	76	59	63	106	92	76	132	48	50	94	32	84	238	1541	529	583		372	1647	1311	1258	1418	1492	1591			14	
13	19	67	84	45	69	79	124	131	96	55	71	77	40	40	150	153	157	179	178									13	
12	48	70	169	115	82	169	96	99	55	56	70	72	76	97	171	205	202	230	145	184								12	
11	48	44		154	110	56	81	79	53	76	105	104	258	153	41					287	567							11	
10					103	112	117	106	89	72	137	123		151	150				1219	252	223							10	
9								148	110	94	138				290	99	107				1776							9	
8								210	181	157	137					161	166												8
7							203	299	312	265	318	1687																	7
6					189	202	198	184	189	223	1707	1615																	6
5					238	219	151	119	126	242	1661	279																	5
4						289	157	107	124	173	852	240																	4
3						172	202	190	125	141	184	196																	3
2						278	180	134	124	142	254																		2
1						96	76	43	79																				1

II lisa

VÄÄVLI MAKSIMUMHEITKOGUSED JA NENDE PROTSENTUAALNE VÄHENDAMINE

Tabelis loetletud väävli maksimumheitkogused tähistavad protokollki artikli 2 lõigetes 2 ja 3 nimetatud kohustusi. Heitkoguste 1980. ja 1990. a tase ning koguste protsentuaalne vähendamine on märgitud vaid teadmiseks.

	Heitkoguste tase, kt SO ₂ aastas		Väävli maksimumheitkogused ^a , kt SO ₂ aastas			Heitkoguste protsentuaalne vähendamine (baasaasta 1980) ^b		
	1980	1990	2000	2005	2010	2000	2005	2010
Austria	397	90	78			80		
Valgevene	740		456	400	370	38	46	50
Belgia	828	443	248	232	215	70	72	74
Bulgaaria	2050	2020	1375	1230	1127	33	40	45
Kanada								
– kogu riiki hõlmav	4614	3700	3200			30		
– SOMA	3245		1750			46		
Horvaatia	150	160	133	125	117	11	17	22
T#ehhi	2257	1876	1128	902	632	50	60	7
Taani	451	180	90			80		
Soome	584	260	116			80		
Prantsusmaa	3348	1202	868	770	737	74	77	78
Saksamaa	7494	5803	1300	990		83	87	
Kreeka	400	510	595	580	570	0	3	4
Ungari	1632	1010	898	816	653	45	50	60
Iirimaa	222	168	155			30		
Itaalia	3800		1330	1042		65	73	
Liechtenstein	0,4	0,1	0,1			75		
Luksemburg	24		10			58		
Holland	466	207	106			77		
Norra	142	54	34			76		
Poola	4100	3210	2583	2173	1397	37	47	66
Portugal	266	284	304	294		0	3	
Vene Föderatsioon ^c	7161	4460	4440	4297	4297	38	40	40
Slovakkia	843	539	337	295	240	60	65	72
Sloveenia	235	195	130	94	71	45	60	70
Hispaania	3319	2316	2143			35		
Rootsi	507	130	100			80		
#veits	126	62	60			52		
Ukraina	3850		2310			40		
Suurbritannia	4898	3780	2449	1470	980	50	70	80
Euroopa Ühendus	25 513		9598			62		

Märkused.

^aKui mõnel aastal enne 2005. aastat protokollisaline leiab, et erakordselt külma talve või erakordselt kuiva suve tõttu või oma riigi või naaberriigi energiasüsteemi võimsuse ettenägematu lühiajalise languse tõttu ei suuda ta täita sellest lisast tulenevaid kohustusi, võib see protokollisaline täita neid kohustusi, arvutades väävli aastase heitkoguse kõnealuse aasta ja sellele eelneva ning järgneva aasta keskmise väärtusena, eeldusel et heitkoguste tase ühelgi nimetatud aastal ei ületa väävli maksimumheitkoguseid rohkem kui 20% võrra.

Protokollisaline annab rakenduskomiteele aru sellise ületamise põhjustest ükskõik millisel eespool nimetatud aastal ning kolme aasta keskmise arvutamise meetoditest.

^bTabelis esitatud Kreeka ja Portugali heitkoguste vähendamise protsendid põhinevad 2000. aastaks määratud väävli maksimumheitkogustel.

^cEMEPi piirkonda kuuluv Euroopa osa.

III lisa

VÄÄVLIOKSIIDIDE REGULEERIMISE ALADE (SOMADE) MÄÄRAMINE

Protokollis on esitatud järgmine SOMA:

See on 1 miljoni km² suurune ala, mis hõlmab Prints Edwardi saare, Nova Scotia ja New Brunswicki provintsi kogu territooriumi, Quebeci provintsi territooriumi seda osa, mis jääb lõuna poole sirgjoonest, mis asub St. Lawrence'i lahe põhjakaldal oleva Havre–St. Pierre'i ja selle punkti vahel, kus Quebeci–Ontario piir lõikub James'i lahe rannajoonega, ning Ontario provintsi territooriumi seda osa, mis jääb lõuna poole sirgjoonest, mis asub Ontario–Quebeci piiri ja James'i lahe rannajoone lõikumispunkti ja Ülemjärve põhjaranniku lähedal oleva Nipigoni jõe vahel.

IV lisa

PAIKSETEST ALLIKATEST ERALDUVATE VÄÄVLI HEITKOGUSTE KONTROLLIMISE TEHNOLOOGIA

I. Sissejuhatus

1. Lisa eesmärk on anda juhiseid protokollist tulenevate kohustuste täitmiseks vajalike väävli heitkoguste kontrollimise võimaluste ja tehnoloogia määramiseks.
2. Lisa põhineb täitevorgani ja selle allasutuste ametlikes dokumentides sisalduvatel andmetel väävli heitkoguste vähendamise üldiste võimaluste, eriti heitkoguste kontrollimise tehnoloogiate efektiivsuse ja maksumuse kohta.
3. Kui ei ole märgitud teisiti, peetakse loetletud vähendamismeetmeid eksploatatsiooni mitmeaastaste kogemuste põhjal enamikul juhtudel kõige tõhusamaks ja majanduslikult otstarbekamaks parimaks võimalikuks tehnoloogiaks. Seoses pidevalt täienevate kogemustega väikese heitkoguseid tagavate meetmete ja tehnoloogiate rakendamisel uute seadmete juures ning seoses olemasolevate seadmete ümberseadistamisega tuleb seda lisa regulaarselt uuesti läbi vaadata.
4. Kuigi selles lisas on loetletud väga erineva tõhususastme ja maksumusega meetmed ja tehnoloogiad, ei saa seda pidada heitkoguste kontrollimise võimaluste ammendavaks loeteluks. Pealegi sõltub heidete kontrollimise meetmete ja tehnoloogia valik igal üksikjuhul paljudest teguritest, mille hulka kuuluvad kehtivad õigusaktid ja eeskirjad ning eriti heitkoguste piiramise tehnoloogiale esitatavad nõuded, esmaste energiaallikate struktuur, tööstuse infrastruktuur, majandustegurid ja ettevõttesisesed konkreetsed tingimused.
5. Lisas käsitletakse põhiliselt väävlioksiidide heitkoguste kontrollimist, mille all mõistetakse vääveldioksiidi (SO₂) ja vääveltrioksiidi (SO₃) summat, mis on väljendatud SO₂-na. Mittepõletusprotsessidest ja teistest allikatest väävlioksiididena või teiste väävliühenditena eraldunud väävli osa on võrreldes põletusprotsessides tekkinud väävli heitkogustega väike.
6. Kui kavandatakse meetmeid või tehnoloogiat selliste väävliallikate osas, millest heidetakse õhku ka teisi ühendeid, eriti lämmastikoksiide (NO_x), tahkeid osakesi, raskmetalle ja lenduvaid orgaanilisi ühendeid, on otstarbekas käsitleda neid seoses konkreetsete saasteainete kontrollimise võimalustega, et saada parimat vähendamise tulemust ning vähendada miinimumini nende saasteainete keskkonnamõju, vältides eelkõige õhusaaste probleemide kandumist teise keskkonda (näiteks õhusaaste muutmist heitveeks ja tahketeks jäätmeteks).

II. Väävli heitkoguseid tekitavad suured paiksed allikad

7. Paiksetest allikatest väljuvate inimtekkeliste väävli heitkoguste põhitekitajaks on fossiilsete kütuste põletamine. Lisaks sellele võivad heitkoguseid oluliselt suurendada ka protsessid, mis ei ole põletamisega seotud. Suurte paiksete allikate kategooriate hulka kuuluvad EMEP/CORINAIR (välisõhu saasteainete heitkoguste informatsiooni koordineerimise arvutiprogramm) 90 alusel:
 - (i) riigi elektri- ja soojuselektrijaamad ning kommunaalkatlamajad:
 - (a) katlad;
 - (b) paiksed sisepõlemismootoriga töötavad turbiinid ja sisepõlemismootorid;
 - (ii) kommerts-, asutuste ja elamute põletusseadmed:
 - (a) kommertskatlamajad;
 - (b) individuaalsed küttesüsteemid;
 - (iii) tööstuslikud põletusseadmed ja -protsessid:
 - (a) katlad ja tehnoloogilised kuumutamisseadmed;
 - (b) tööstusprotsessid, näiteks metallurgias särdamine ja paagutamine; koksiahjud, titaandioksiidi (TiO₂) töötlemine jne;
 - (c) tselluloosi tootmine;
 - (iv) mittepõletusprotsessid, näiteks väävelhappe tootmine, spetsiifilised orgaanosünteesi protsessid, metallipindade töötlemine;
 - (v) fossiilsete kütuste kaevandamine, töötlemine ja jaotamine;
 - (vi) jäätmete käitlemine ja kõrvaldamine, näiteks olme- ja tööstusjäätmete termiline töötlemine.
8. Euroopa Majanduskomisjoni piirkonna riikide üldandmetest (1990) nähtub, et umbes 88% kõikidest väävli heitkogustest pärineb põletusprotsessidest (20% tööstuslikest põletusprotsessidest), 5% tootmisprotsessidest ja 7% nafta rafineerimisseadmetest. Paljudes riikides on energiasektor ainus peamine väävli heitkoguste

tekitaja. Mõnes riigis on märkimisväärseks SO₂heitkoguste tekitajaks ka tööstussektor (kaasa arvatud rafineerimiseadmed). Kuigi Euroopa Majanduskomisjoni piirkonna riikides on rafineerimiseadmetest õhku sattuvad heitkogused suhteliselt väikesed, mõjutavad nad naftasaaduste väävlisisalduse tõttu oluliselt teistest allikatest ümbritsevasse keskkonda sattuvaid väävli heitkoguseid. Tavaliselt jääb toormes sisalduvast väävlist toodetesse 60%, 30% regenereeritakse puhta väävlina ja 10% satub keskkonda rafineerimiseadmete korstnate kaudu.

III. Põletusprotsessides tekkivate väävli heitkoguste vähendamise üldised võimalused

9. Üldised võimalused väävli heitkoguste vähendamiseks on järgnevad:

(i) Energiakorraldusmeetmed:*

(a) *Energia kokkuhoid*

Energia ratsionaalse kasutamise (tõhusam energiakasutus, tehnoloogiaprotsesside täiustamine, kombineeritud energiatootmine ja/või nõudluse reguleerimine) tulemus on tavaliselt väävli heitkoguste vähenemine.

(b) *Energiaallikate struktuur*

Kui põletamiseta toimivate energiaallikate (näiteks hüdro-, tuuma-, tuuleenergia ja muu) kasutamise osatähtsust suurendada, aitab see üldjuhul kaasa väävli heitkoguste vähendamisele. Siin tuleb arvestada nende energiaallikate keskkonnamõju.

* Punkti ialapunktides *aja bon* näidatud protokolliosalise energiastruktuuris ja -poliitikas sisalduvad võimalused. Elluviimise etapi efektiivsust ja sektori sellega seotud kulutusi ei ole siin arvestatud.

(ii) Tehnoloogilised võimalused:

(a) *Üleminek teistele kütuseliikidele*

Põletusprotsessides tekkivad SO₂heitkogused on otseselt seotud kütuste väävlisisaldusega.

Üleminek teistele kütuseliikidele (näiteks kõrge väävlisisaldusega söelt madala väävlisisaldusega söele ja/või vedelkütustele või söelt gaasile) vähendab väävli heitkoguseid, kuid siin võib esineda teatud piiravaid tegureid (näiteks pole vähese väävlisisaldusega kütused kättesaadavad ja põletusseadmete kohandamine teiste kütuste kasutamiseks on keerukas). Paljudes Euroopa Majanduskomisjoni piirkonna riikides asendatakse praegu osa söe- või õliküttega töötavaid põletusseadmeid gaasil töötavate põletusseadmetega. Kahe kütuseliigiga töötavad kombineeritud seadmed võivad hõlbustada teistele kütuseliikidele üleminekut.

(b) *Kütuste puhastamine*

Maagaasi puhastamine on läbiproovitud tänapäevane tehnoloogia ja seda kasutatakse laialdaselt käitusotstarbel. Protsessides tekkivate gaaside (rafineerimisel tekkiva happelise gaasi, koksiahjude gaasi, biogaasi) puhastamine on samuti tänapäevatehnoloogia.

Ka vedelkütuste (kergete ja keskmiste fraktsioonide) desulfureerimine on tänapäevatehnoloogia.

Raskete fraktsioonide desulfureerimine on tehniliselt otstarbekas, kuid tuleb arvestada toorme omadusi.

Atmosfääri eralduvate jääkide (krakkimiseadmetest tekkivate jääkide) desulfureerimist madala väävlisisaldusega vedelkütuste tootmiseks laialdaselt veel siiski ei kasutata, tavaliselt eelistatakse madala väävlisisaldusega toorme töötlemist. Hüdrokrakkimine ja täieliku muundamise tehnoloogia on muutunud tõhusamaks, nendes on kombineeritud väävli püüdmise kõrge tase ja kergete naftasaaduste oluliselt suurem saagis. Praegu on veel piiratud ka selliste rafineerimiseadmete arv, kus kasutatakse täielikku muundamist. Sellistes rafineerimiseadmetes rekupereeritakse tavaliselt 80%–90% väävli sisendist ja muudetakse kõik jäägid kergeteks naftasaadusteks või teisteks kaubastatavateks saadusteks. Rafineerimisel on energiakulu ja investeerimiskuludused suuremad. Rafineeritud saaduste tavaline väävlisisaldus on esitatud tabelis 1.

Tabel 1. Rafineeritud saaduste väävlisisaldus		(protsentides)
	Praegused tüüpilised väärtused	Eeldatavad väärtused
Bensiin	0,1	0,05
Lennukikütus	0,1	0,01
Diislikütus	0,05–0,3	<0,05
Ahjukütus	0,1–0,2	<0,1
Kütteõli	0,2–3,5	<1
Laevadiislikütus	0,5–1,0	<0,5
Laevadel kasutatav raske kütteõli	3,0–5,0	<1 (rannikualad) <2 (avameri)

Tänapäevatehnoloogiad võimaldavad puhastada umbes 50% antratsiidis olevast anorgaanilisest väävlist (olenevalt söe omadustest), kuid ei eemalda orgaanilist väävli. Väljatöötamisel on tõhusamad tehnoloogiad, kuid need nõuavad suuremaid investeeringuid ja kulutusi. Seega on söe puhastamisel väävli eemaldamise tõhusus võrreldes suitsugaaside desulfureerimisega piiratud. Eri riikides võib leida optimaalseid kütuste ja suitsugaasi puhastamise kombinatsioone.

(c) *Tänapäeva põletustehnoloogiad*

Parandatud soojuskasuteguriga ja väiksemaid väävli heitkoguseid tekitavate põletustehnoloogiate hulka kuuluvad: keevkihis põletamine, barboteerimine, tsirkuleerimine ja rõhu all põletamine; gasifitseerimist hõlmav kombineeritud tsükkel ja kombineeritud tsükliga töötavad gaasiturbiinid.

Olemasolevates elektrijaamades on võimalik paikseid põletusturbiine ühendada põletusseadmetega, mis üldjuhul võimaldab suurendada ülddefektiivsust 5%–7%, mille tulemusena näiteks vähenevad oluliselt SO₂ heitkogused.

Selleks tuleb olemasolevaid ahjusüsteeme oluliselt muuta.

Keevkihis põletamine on antratsiidi ja pruunsöe põletamise tehnoloogia, kuid selle järgi saab põletada ka teisi tahkeid kütuseid nagu õlikoksi ja madala kütteväärtusega kütuseid (jäätmehi, turvast, puitu). Heitkoguseid saab täiendavalt vähendada ka põletusprotsessi kompleksse juhtimise kaudu, lisades keevkihi materjalide hulka lupja/lubjakivi. Keevkihis põletamise installeeritud kogu soojusvõimsus ulatub umbes 30 000 MWni (250–350 seadet), millest 8000 MW toodavad üle 50 MW soojusvõimsusega seadmed. Selle protsessi kõrvalsaadused võivad tekitada kasutuse ja kõrvaldamisega seotud probleeme ning seetõttu vajab protsess veel täiustamist. Gasifitseerimise kombineeritud tsükkel hõlmab söe gasifitseerimist ja kombineeritud energiatootmist gaasi- ja auruturbiinis. Gasifitseeritud süsi põletatakse gaasiturbiini põletuskambris. Väavli heitkoguste vähendamine saavutatakse tänapäevatehnoloogia kasutamisel gaasiturbiini ees asuvates toorgaasi puhastusseadmetes. Välja on töötatud ka raskete naftajääkide ja bituumeniemulsioonide tehnoloogia. Installeeritud elektrivõimsus on praegu umbes 1000 MW (5 seadet).

Kavas on juurutada maagaasil töötavaid kombineeritud tsükliga gaasiturbiinelektrijaamu, mille energiakasutus on ca 48%–52% tõhusam.

(d) *Põletamise ja muude protsesside muutmine*

Praegu pole olemas põletusprotsessi muutmise meetmeid, mis oleksid võrreldavad NO_x heitkoguste kontrollimise meetmetega, sest orgaaniliselt ja/või anorgaaniliselt seotud väävel oksüdeerub põlemise käigus peaaegu täielikult (teatud protsent säilib tuhas, olenevalt kütuse omadustest ja põletustehnoloogiast). Selles lisas on põlemisprotsessi muutmise võimalusena märgitud kuivaine lisamine, mille käigus pritsitakse toimeainet põlemiskambrisse. Kogemused on siiski näidanud, et selle meetodi rakendamisel soojusvõimsus väheneb, samas on Ca/S suhe kõrge ja vääveli eemaldamine väike. Tuleb arvestada ka kõrvalsaaduste edasise kasutamise võimalusi. Seega saab sellist lahendust kasutada tavaliselt vahemeetmena ja väiksemates seadmetes (tabel 2).

(e) *Suitsugaaside desulfureerimine*

Protsessi eesmärk on eemaldada juba tekkinud väävlioksiidid ning seda nimetatakse ka sekundaarseks ehk teiseks meetmeks. Tänapäevased suitsugaasi töötlemise protsessid põhinevad kõik vääveli eemaldamisel keemiliste märg-, kuiv-, poolkuiv- ja katalüüsprotsesside abil.

Et täita vääveli heitkoguste kõige tõhusama vähendamise programmi, mis annaks paremaid tulemusi kui punktis *im* märgitud energiakorraldusmeetmed, tuleks kaaluda punktis *ii* kirjeldatud tehnoloogiliste võimaluste kombinatsiooni.

Osal juhtudest võivad vääveli heitkoguste vähendamiseks kasutatavad meetodid vähendada ka CO₂, NO_x ja teiste saasteainete heitkoguseid.

Avalik-õigusliku juriidilise isiku elektri- ja soojuselektrijaamades ning keskküttekattlamajades kasutatavad suitsugaasi töötlemise tehnoloogiad sisaldavad lubjaga/lubjakiviga märgpuhastust, kuivpihustusabsorptsiooni, Wellman Lordi protsessi, puhastamist ammoniaagiga ja kombineeritud NO_x/SO_x eemaldamise protsesse (aktiivsöe kasutamine ja NO_x/SO_x kombineeritud katalüüseemaldamine).

Energiasektoris moodustavad lubjaga/lubjakiviga märgpuhastus ja kuivpihustusabsorptsioon vastavalt 85% ja 10% praegusest suitsugaaside desulfureerimise mahust.

Mitmed suitsugaaside desulfureerimise protsessid, nagu kuivpuhastus elektronkiire abil ja Mark 13A, ei ole veel katsetusjärgust kaugemale jõudnud.

Tabel 2 näitab paljude seadmetega töötamisel omandatud praktilistel kogemustel põhinevate sekundaarsete meetmete tõhusust. Nimetatud on ka kasutatav võimsus ning tootlikkuse piirid. Vaatamata sellele, et mitmete vääveli vähendamise tehnoloogiate karakteristikud on omavahel võrreldavad, võib juhtuda, et mingile kohalikule või konkreetsele seadmele ainuomase mõju tõttu on teatud tehnoloogia rakendamine välistatud.

Tabelis 2 on esitatud ka investeeringukulutuste piirid punkti *ii* alapunktides *c*, *d* ja *e* kirjeldatud vääveli heitkoguste vähendamise tehnoloogiate jaoks. Nende tehnoloogiate rakendamisel tuleks igal konkreetsel juhul meeles pidada, et vääveli heitkoguste vähendamise meetmetesse tehtavate investeeringute suurus sõltub muu hulgas ka selleks kasutatavast tehnoloogiast, nõutavatest saaste vähendamise süsteemidest, seadmete suurusest, heitkoguste vähendamise nõutavast ulatusest ja kavandatud hooldustsükli ajakavast. Seega annab tabel ainult üldise ülevaate investeeringute suurusest. Ümberseadistamisega seotud investeeringud ületavad tavaliselt investeeringuid uutesse seadmetesse.

Tabel 2. Fossiilsetel kütustel töötavate katelde väävlioksiidide heitkogused erinevate tehnoloogiliste lahenduste kasutamise korral

	Kontrollimata heitkogused	Lisaainete sissepritse	Märgpuhastus ^(a)	Kuivpuhastus-absorbtsioon ^(b)
Heitkoguste vähendamise tõhusus (%)		kuni 60	95	kuni 90
Energiakasutuse tõhusus (kW/10 ³ m ³ /h)		0,1–1	6–10	3–6
Installeeritud kogu soojusvõimsus (Euroopa)			194 000	16 000

Majanduskomisjoni piirkonnas) (MW)								
Kõrvalsaaduse tüüp			Ca soolade ja lendtuha segu		Kips (muda/heitvesi)		CaSO ₃ , * ½ H ₂ O ja lendtuha segu	
Investeeringud (eküüdes (1990)/ kW)			20–50		60–250		50–220	
	mg/m ³ (c)	g/kWh	mg/m ³ (c)	g/kWh	mg/m ³ (c)	g/kWh	mg/m ³ (c)	g/kWh
Antratsiid (d)	1000–10 000	3,5–35	400–4000	1,4–14	< 400 (< 200, 1% S)	< 1,4 < 0,7	< 400 (< 200, 1% S)	< 1,4 < 0,7
Pruunsüsi (d)	1000–20 000	4,2–84	400–8000	1,7–33,6	< 400 (< 200, 1% S)	< 1,7 < 0,8	< 400 (< 200, 1% S)	< 1,7 < 0,8
Raske kütteõli (d)	1000–10 000	2,8–28	400–4000	1,1–11	< 400 (< 200, 1% S)	< 1,1 < 0,6	< 400 (< 200, 1% S)	< 1,1 < 0,6

	Puhastus ammoniaagiga (b)		Wellman Lordi protsess (a)		Aktiivsüsi (a)		Kombineeritud katalüüsi-protsess (a)	
Heitkoguste vähendamise tõhusus (%)	kuni 90		95		95		95	
Energiakasutuse tõhusus (kW/10 ³ m ³ /h)	1–20		10–15		4–8		2	
Installeeritud kogu soojusvõimsus (Euroopa Majanduskomisjoni piirkonnas) (MW)	200		2000		700		1300	
Kõrvalsaaduse tüüp	Kammastikväetis		Puhas S väävelhape (99 mahuprotsenti)		Puhas S väävelhape (99 mahuprotsenti)		Väävelhape (70 massiprotsenti)	
Investeeringud (eküüdes (1990)/ kW)	200–270 (e)		200–300 (e)		280–320 (e);(f)		320–350 (e);(f)	
	mg/m ³ (c)	g/kWh	mg/m ³ (c)	g/kWh	mg/m ³ (c)	g/kWh	mg/m ³ (c)	g/kWh
Antratsiid (d)	< 400 (< 200, 1% S)	< 1,4 < 0,7	< 400 (< 200, 1% S)	< 1,4 < 0,7	< 400 (< 200, 1% S)	< 1,4 < 0,7	< 400 (< 200, 1% S)	< 1,4 < 0,7
Pruunsüsi (d)	< 400 (< 200, 1% S)	< 1,7 < 0,8	< 400 (< 200, 1% S)	< 1,7 < 0,8	< 400 (< 200, 1% S)	< 1,7 < 0,8	< 400 (< 200, 1% S)	< 1,7 < 0,8
Raske kütteõli (d)	< 400 (< 200, 1% S)	< 1,1 < 0,6	< 400 (< 200, 1% S)	< 1,1 < 0,6	< 400 (< 200, 1% S)	< 1,1 < 0,6	< 400 (< 200, 1% S)	< 1,1 < 0,6

Märkused.

^aSuure väävlisisaldusega kütusele tuleb eemaldamise efektiivsust kohandada. Kohandamise võimalikkus võib sõltuda protsessi iseärasusest. Selliseid protsesseid on võimalikud 95 protsendil juhtudest.

^bSuure väävlisisaldusega kütuseid saab kasutada ainult piiratud koguses.

^cHeitkogused mg/m³ (normaaltemperatuuril ja -rõhul), kuivas olekus, hapnikusisaldus tahketel kütustel 6% ja vedelatel kütustel 3%.

^dMuundustegur sõltub kütuste omadustest, konkreetsete küttegaaside mahust ja katla soojuskasutegurist (kasutatakse järgmisi muundustegureid (m^3/kWh , soojuskasutegur 36%): antratsiit – 3,50; pruunsüsi – 4,20; rasked õlid – 2,80).

^eInvesteeringute maksumus põhineb ainult väikesel seadmete valimil.

^fInvesteeringute maksumuses on arvestatud denitrifikatsiooniprotsessi.

Tabel on koostatud peamiselt avaliku sektori suurte põletusseadmete kohta. Selles nimetatud väävli heitkoguste vähendamise võimalused on kasutatavad ka teistes majandussektorites, kus tekivad sarnased heitgaasid.

IV. Väävli heitkoguste vähendamise tehnoloogiad teiste majandussektorite jaoks

10. Punkti 9 *iial*apunktides *a–e* kirjeldatud väävli heitkoguste kontrollimise tehnoloogiaid saab peale energiasektori kasutada ka paljudes teistes tööstussektorites. Paljude aastate käituskogemused pärinevad enamasti energiasektorist.

11. Väävli heitkoguste vähendamise tehnoloogiate rakendamine tööstussektorites sõltub ainult vastava sektori protsessidest tulenevatest konkreetsetest piirangutest. Tabelis 3 on esitatud olulisemad väävli heitkoguseid tekitavad protsessid ja väävli heitkoguste vähendamise meetmed.

12. Tabelis 3 loetletud sektorites saab väävli heitkoguste kõige tõhusamaks vähendamiseks kasutada tehnoloogilist protsessi mõjutavaid meetmeid, mis sisaldab toormaterjalide muutmist (vajaduse korral kombineerituna sektorile sobiva suitsugaaside töötlemisega).

Tabel 3

Allikas	Vähendamise meede
Värviliste metallide särdamine	Märg katalüüsprotsess väävelhappe kasutamise abil
Viskoosi tootmine	Topeltkontaktprotsess
Väävelhappe tootmine	Topeltkontaktprotsess, tootlikkus suureneb
Tselluloosi tootmine sulfaatmeetodil	Protsessisiseste meetmete kasutamine

13. Näited praktikast on järgmised:

(a) uutest sulfaattselluloositehastes on võimalik saavutada väävli heitkoguste tase, mis on väiksem kui 1 kg väävliit õhkuiva tselluloosi tonni kohta*;

(b) sulfittselluloositehastes on võimalik saavutada väävli heitkoguste tase 1–1,5 kg väävliit õhkuiva tselluloosi tonni kohta;

(c) väävli eemaldamise tõhusus kõigub sulfiidide särdamisel seadmetes võimsusega 10 000–200 000 m^3/h 80%–99% vahel (olenevalt protsessist);

(d) ühes rauamaagi paagutustehases võib ühe suitsugaaside desulfureerimise seadmega, mille võimsus on 320 000 m^3/h , saavutada 6protsendilisel O_2 sisaldusel gaasi puhtuse taseme, mis on väiksem kui 100 mg SO_x/Nm^3 ;

(e) koksiahjudes saavutatakse 6-protsendilisel O_2 sisaldusel gaasi puhtuse tase, mis on väiksem kui 400 mg SO_x/Nm^3 ;

(f) väävelhappe tootmise seadmetes saavutatakse muundustegurid, mis ületavad 99%;

(g) tänapäevase Clausi seadmega saavutatakse enam kui 99% väävli rekupereerimine.

* On vajalik väävli ja naatriumi vahekorra reguleerimine, näiteks väävli eemaldamine neutraalsete soolade kujul ja väävliabade naatriumühendite kasutamine.

V. Kõrvalsaadused ja kõrvalmõjud

14. Seoses sellega, et paiksetest allikatest pärinevate väävli heitkoguste vähendamiseks tehakse Euroopa Majanduskomisjoni riikides üha suuremaid jõupingutusi, suureneb ka kõrvalsaaduste hulk.

15. Valida tuleks tehnoloogiad, mis võimaldavad saada kasutatavaid kõrvalsaadusi. Võimaluse korral tuleks alati valida meetodid, mille tulemusena soojuskasutegur suureneb ja jäätmete kõrvaldamisega seotud probleemid vähenevad. Kuigi enamik kõrvalsaadusi on kasutatav või töödeldav nagu kips, ammooniumsoolad, väävelhappe või väävel, tuleks arvesse võtta ka sellised tegurid nagu turutingimused ja kvaliteedistandardid. Keevkihis põletamise ja kuivpihustusabsorbtsiooni kõrvalsaadusi tuleks täiustada ja uurida, sest nende ladestamine on paljudes riikides piiratud ladestamispaikade ja ladestamise kriteeriumidega.

16. Järgnevad kõrvalmõjud ei takista ühegi tehnoloogia või meetodi kasutamist, kuid nendega tuleb arvestada, kui on valida väävli heitkoguste vähendamise mitme võimaluse vahel:

(a) gaasitöötlemisprotsesside energiavajadus;

(b) väävlioksiidide reageerimisel veeauruga moodustuvast väävelhappest tulenev korrosioon;

(c) suurem vee kasutamine ja heitvee töötlemine;

(d) reagentide vajadus;

(e) tahkete jäätmete kõrvaldamine.

VI. Seire ja aruandlus

17. Õhusaaste vähendamise riigisiseste strateegiate ja tegevussuundade elluviimisel kasutatavad meetmed hõlmavad õigusnorme, ergutavaid ja pidurdavaid majandustegureid ning tehnoloogianõudeid (parim võimalik tehnoloogia).

18. Üldiselt määratakse heitkoguste allikate standardid seadme suuruse, töörežiimi, põletustehnoloogia, kasutatava kütuse liigi ja selle järgi, kas tegemist on uue või varem olemasoleva seadmega. Alternatiivse lähenemisviisi korral seatakse eesmärgiks allikate rühmast tekkiva väevli summaarse heitkoguse vähendamine ning antakse asjakohastele instantsidele võimalus otsustada, kus tuleks võtta meetmeid, et eesmärki saavutada («mulliefekt»).

19. Et viia väevli heitkogused riigisisestes raamseadustes sätestatud tasemeni, tuleb kontrollida neid pideva seire- ja aruandluse süsteemi abil ning anda aru järelevalveasutustele.

20. On olemas seiresüsteeme, mis kasutavad mitmesuguseid pideva või ebaregulaarse mõõtmise meetodeid. Kvaliteedinõuded on sellegipoolest erinevad. Mõõtmisi peavad teostama vajaliku kvalifikatsiooniga asutused, kes kasutavad mõõtmis- ja seiresüsteeme. Vajaliku kvalifikatsiooni tagab kõige kindlamalt sertifitseerimine.

21. Tänapäeva automatiseeritud seiresüsteemide ja protsessijuhtimisseadmete olemasolu korral ei tekita aruandlus probleeme. Edasiseks kasutamiseks vajalike andmete kogumine on tänapäeval lihtne, kuid andmed, mida tuleb pädevatele asutustele esitada, on eri juhtudel erinevad. Et neid paremini omavahel võrrelda, tuleks andmekogud ja ettekirjutused ühtlustada. Ühtlustada tuleks ka mõõtmis- ja seiresüsteemide kvaliteedi tagamise meetmeid. Seda tuleks andmete võrdlemisel arvesse võtta.

22. Vastukäivuse ja järjekindlusetuse vältimiseks tuleks täpselt määrata põhiküsimused ja -parameetrid, mille hulka kuulub:

- (a) normide määramine parameetritele, mille ühikud on ppmv, mg/Nm³, g/GJ, kg/h või kg/tonni toote kohta. Enamik neist ühikutest saadakse arvutuste teel ning neid tuleb täpsustada vastavalt gaasi temperatuuri, niiskuse, rõhu, hapnikusisalduse või sisestatava soojushulga väärtusele;
- (b) perioodi määramine, mille kestel keskmisi väärtusi reguleeritakse standarditega (standardid käsitlevad kas tunni, kuu või aasta keskmisi väärtusi);
- (c) rikete esinemise juhtude ja seiresüsteemide eiramise ning seadmete väljalülitamisega seotud eriolukorraeskirjade määramine;
- (d) nende meetodite määramine, mille abil on võimalik taastada seadmete rikete tõttu saamata jäänud või kaduma läinud andmeid;
- (e) mõõdetavate parameetrite kogumi määramine. Olenevalt tööstusprotsessi iseloomust võib vajatav informatsioon olla erinev. See võib olla erinev ka sõltuvalt süsteemis asuva mõõtmispunkti asukohast.

23. Tuleb tagada mõõtmiste kvaliteedi kontroll.

V lisa

HEITKOGUSTE VÄEVLLISISALDUSE PIIRVÄÄRTUSED

A. Suurtest paiksetest põletusallikatest ümbritsevasse keskkonda sattuvate heitkoguste piirväärtused ^(a)			
	(i)	(ii)	(iii)
	(MW)	Heitkoguse piirväärtus (mg SO ₂ /Nm ^{3(b)})	Desulfureerimise koefitsient (protsentides)
1. TAHKED KÜTUSED	50–100	2000	
(lähtudes suitsugaasi 6% lisest hapnikusisaldusest)	100–500	2000–400 (lineaarne vähenemine)	40 (100–167 MW korral) 40–90 (lineaarne suurenemine 167–500 MW korral)
	>500	400	90
2. VEDELKÜTUSED	50–300	1700	
(lähtudes suitsugaasi 3% lisest hapnikusisaldusest)	300–500	1700–400 (lineaarne vähenemine)	90
	>500	400	90
3. GAASILISED KÜTUSED (lähtudes suitsugaasi 3% lisest hapnikusisaldusest)			
Gaasilised kütused üldiselt		35	
Vedeldatud gaas		5	

Rafineerimisseadmete jääkide gasifitseerimisel saadud madala kütteväärtusega gaasid, koksiahjugaas, kõrgahjugaas	800	
--	-----	--

B.Diislikütus	Väävlisisaldus (protsentides)
Maanteeõidukite diislikütus	0,05
Teised liigid	0,2

Märkused.

^aMäärates heitkoguste piirväärtusi universaalse soojusbloki seadmele, mis kasutab üheaegselt kaht või enamat eri liiki kütust, juhivad pädevad asutused veerus ii esitatud iga eri kütuseliigi heitkoguste piirväärtustest, kütteväärtusest ning rafineerimisseadmete juures ka seadme konkreetsetest parameetritest. Rafineerimisseadmetel ei tohi selline kombineeritud piirväärtus ületada 1700 mg SO₂/Nm³.

Piirväärtusi ei kohaldata:

- nendele seadmetele, milles põletusprodukte kasutatakse objektide või materjalide otseseks kuumutamiseks, kuivatamiseks või muul viisil töötlemiseks, nagu näiteks vaheülekuumendusahjud, termilise töötlemise ahjud;
- põletusprotsessile järgnevate seadmetele, s.o tehno-seadmetele, mis on projekteeritud heitgaaside puhastamiseks põletamise teel ja ei ole iseseisvad põletusseadmed;
- katalüütilises krakkimises kasutatavatele katalüsaatorite regenereerimisseadmetele;
- vesiniksulfiidi väävliks muutmise seadmetele;
- keemiatööstuses kasutatavatele reaktoritele;
- koksiahjudele;
- kauperitele;
- jäätmepõletusseadmetele;

– diisel-, bensiini- või gaasimootoriga või gaasiturbiiniga töötavatele seadmetele, olenemata kasutatava kütuse liigist.

Kui protokolliosaline ei suuda kohalike tahkete või vedelkütuste suure väävlisisalduse tõttu järgida veerus ii esitatud heitkoguste piirväärtusi, võib ta kohaldada veerus iii esitatud desulfureerimise koefitsientide või maksimaalset piirväärtust 800 mg SO₂/Nm³ (kuigi eelistatavalt mitte üle 650 mg SO₂/Nm³). Protokolliosaline peab informatsiooni edastama rakenduskomiteele sellel kalendriaastal, mil nimetatud piirväärtusi kohaldatakse.

Kui mitu eraldi seadet paigaldatakse selliselt, et tehnika- ja majandustegureid arvesse võttes võiks pädevate asutuste arvamuse kohaselt lasta heitgaasid ümbritsevasse keskkonda ühise korstna kaudu, käsitletakse selliste eraldi seadmete kogumit kui ühte seadet.

^bmg SO₂/Nm³ on määratud temperatuuril 273 °K ja rõhul 101,3 kPa (pärast veeaurisisalduse korrigeerimist).

PROTOCOL TO THE 1979 CONVENTION ON LONG-RANGE TRANSBOUNDARY AIR POLLUTION ON FURTHER REDUCTION OF SULPHUR EMISSIONS

Done on the 14th of June, 1994 at Oslo

The Parties,

Determined to implement the Convention on Long-range Transboundary Air Pollution,

Concerned that emissions of sulphur and other air pollutants continue to be transported across international boundaries and, in exposed parts of Europe and North America, are causing widespread damage to natural resources of vital environmental and economic importance, such as forests, soils and waters, and to materials, including historic monuments, and, under certain circumstances, have harmful effects on human health,

Resolved to take precautionary measures to anticipate, prevent or minimize emissions of air pollutants and mitigate their adverse effects,

Convinced that where there are threats of serious or irreversible damage, lack of full scientific certainty should not be used as a reason for postponing such measures, taking into account that such precautionary measures to deal with emissions of air pollutants should be cost-effective,

Mindful that measures to control emissions of sulphur and other air pollutants would also contribute to the protection of the sensitive Arctic environment,

Considering that the predominant sources of air pollution contributing to the acidification of the environment are the combustion of fossil fuels for energy production, and the main technological processes in various industrial sectors, as well as transport, which lead to emissions of sulphur, nitrogen oxides, and other pollutants,

Conscious of the need for a cost-effective regional approach to combating air pollution that takes account of the variations in effects and abatement costs between countries,

Desiring to take further and more effective action to control and reduce sulphur emissions,

Cognizant that any sulphur control policy, however cost-effective it may be at the regional level, will result in a relatively heavy economic burden on countries with economies that are in transition to a market economy,

Bearing in mind that measures taken to reduce sulphur emissions should not constitute a means of arbitrary or unjustifiable discrimination or a disguised restriction on international competition and trade,

Taking into consideration existing scientific and technical data on emissions, atmospheric processes and effects on the environment of sulphur oxides, as well as on abatement costs,

Aware that, in addition to emissions of sulphur, emissions of nitrogen oxides and of ammonia are also causing acidification of the environment,

Noting that under the United Nations Framework Convention on Climate Change, adopted in New York on 9 May 1992, there is agreement to establish national policies and take corresponding measures to combat climate change, which can be expected to lead to reductions of sulphur emissions,

Affirming the need to ensure environmentally sound and sustainable development,

Recognizing the need to continue scientific and technical cooperation to elaborate further the approach based on critical loads and critical levels, including efforts to assess several air pollutants and various effects on the environment, materials and human health,

Underlining that scientific and technical knowledge is developing and that it will be necessary to take such developments into account when reviewing the adequacy of the obligations entered into under the present Protocol and deciding on further action,

Acknowledging the Protocol on the Reduction of Sulphur Emissions or Their Transboundary Fluxes by at least 30 per cent, adopted in Helsinki on 8 July 1985, and the measures already taken by many countries which have had the effect of reducing sulphur emissions,

Have agreed as follows:

Article 1. Definitions

For the purposes of the present Protocol,

1. "Convention" means the Convention on Long-range Transboundary Air Pollution, adopted in Geneva on 13 November 1979;
2. "EMEP" means the Cooperative Programme for Monitoring and Evaluation of the Long-range Transmission of Air Pollutants in Europe;
3. "Executive Body" means the Executive Body for the Convention constituted under article 10, paragraph 1, of the Convention;
4. "Commission" means the United Nations Economic Commission for Europe;
5. "Parties" means, unless the context otherwise requires, the Parties to the present Protocol;
6. "Geographical scope of EMEP" means the area defined in article 1, paragraph 4, of the Protocol to the 1979 Convention on Long-range Transboundary Air Pollution on Long-term Financing of the Cooperative Programme for Monitoring and Evaluation of the Long-range Transmission of Air Pollutants in Europe (EMEP), adopted in Geneva on 28 September 1984;
7. "SOMA" means a sulphur oxides management area designated in annex III under the conditions laid down in article 2, paragraph 3;
8. "Critical load" means a quantitative estimate of an exposure to one or more pollutants below which significant harmful effects on specified sensitive elements of the environment do not occur, according to present knowledge;
9. "Critical levels" means the concentration of pollutants in the atmosphere above which direct adverse effects on receptors, such as human beings, plants, ecosystems or materials, may occur, according to present knowledge;
10. "Critical sulphur deposition" means a quantitative estimate of the exposure to oxidized sulphur compounds, taking into account the effects of base cation uptake and base cation deposition, below which significant harmful effects on specified sensitive elements of the environment do not occur, according to present knowledge;

11. "Emission" means the discharge of substances into the atmosphere;
12. "Sulphur emissions" means all emissions of sulphur compounds expressed as kilotonnes of sulphur dioxide (kt SO₂) to the atmosphere originating from anthropogenic sources excluding from ships in international traffic outside territorial waters;
13. "Fuel" means any solid, liquid or gaseous combustible material with the exception of domestic refuse and toxic or dangerous waste;
14. "Stationary combustion source" means any technical apparatus or group of technical apparatus that is co-located on a common site and is or could be discharging waste gases through a common stack, in which fuels are oxidized in order to use the heat generated;
15. "Major new stationary combustion source" means any stationary combustion source the construction or substantial modification of which is authorized after 31 December 1995 and the thermal input of which, when operating at rated capacity, is at least 50 MW_{th}. It is a matter for the competent national authorities to decide whether a modification is substantial or not, taking into account such factors as the environmental benefits of the modification;
16. "Major existing stationary combustion source" means any existing stationary combustion source the thermal input of which, when operating at rated capacity, is at least 50 MW_{th};
17. "Gas oil" means any petroleum product within HS 2710, or any petroleum product which, by reason of its distillation limits, falls within the category of middle distillates intended for use as fuel and of which at least 85 per cent by volume, including distillation losses, distils at 350 °C;
18. "Emission limit value" means the permissible concentration of sulphur compounds expressed as sulphur dioxide in the waste gases from a stationary combustion source expressed in terms of mass per volume of the waste gases expressed in mg SO₂/Nm₃, assuming an oxygen content by volume in the waste gas of 3 per cent in the case of liquid and gaseous fuels and 6 per cent in the case of solid fuels;
19. "Emission limitation" means the permissible total quantity of sulphur compounds expressed as sulphur dioxide discharged from a combustion source or group of combustion sources located either on a common site or within a defined geographical area, expressed in kilotonnes per year;
20. "Desulphurization rate" means the ratio of the quantity of sulphur which is separated at the combustion source site over a given period to the quantity of sulphur contained in the fuel which is introduced into the combustion source facilities and which is used over the same period;
21. "Sulphur budget" means a matrix of calculated contributions to the deposition of oxidized sulphur compounds in receiving areas, originating from the emissions from specified areas.

Article 2. Basic Obligations

1. The Parties shall control and reduce their sulphur emissions in order to protect human health and the environment from adverse effects, in particular acidifying effects, and to ensure, as far as possible, without entailing excessive costs, that depositions of oxidized sulphur compounds in the long term do not exceed critical loads for sulphur given, in annex I, as critical sulphur depositions, in accordance with present scientific knowledge.
2. As a first step, the Parties shall, as a minimum, reduce and maintain their annual sulphur emissions in accordance with the timing and levels specified in annex II.
3. In addition, any Party:
 - (a) Whose total land area is greater than 2 million square kilometres;
 - (b) Which has committed itself under paragraph 2 above to a national sulphur emission ceiling no greater than the lesser of its 1990 emissions or its obligation in the 1985 Helsinki Protocol on the Reduction of Sulphur Emissions or Their Transboundary Fluxes by at least 30 per cent, as indicated in annex II;
 - (c) Whose annual sulphur emissions that contribute to acidification in areas under the jurisdiction of one or more other Parties originate only from within areas under its jurisdiction that are listed as SOMAs in annex III, and has presented documentation to this effect; and
 - (d) Which has specified upon signature of, or accession to, the present Protocol its intention to act in accordance with this paragraph,shall, as a minimum, reduce and maintain its annual sulphur emissions in the area so listed in accordance with the timing and levels specified in annex II.
4. Furthermore, the Parties shall make use of the most effective measures for the reduction of sulphur emissions, appropriate in their particular circumstances, for new and existing sources, which include, *inter alia*:
 - measures to increase energy efficiency;
 - measures to increase the use of renewable energy;

- measures to reduce the sulphur content of particular fuels and to encourage the use of fuel with a low sulphur content, including the combined use of high-sulphur with low-sulphur or sulphur-free fuel;
- Measures to apply best available control technologies not entailing excessive cost, using the guidance in annex IV.

5. Each Party, except those Parties subject to the United States / Canada Air Quality Agreement of 1991, shall as a minimum:

- (a) Apply emission limit values at least as stringent as those specified in annex V to all major new stationary combustion sources;
- (b) No later than 1 July 2004 apply, as far as possible without entailing excessive costs, emission limit values at least as stringent as those specified in annex V to those major existing stationary combustion sources the thermal input of which is above 500 MW_{th} taking into account the remaining lifetime of a plant, calculated from the date of entry into force of the present Protocol, or apply equivalent emission limitations or other appropriate provisions, provided that these achieve the sulphur emission ceilings specified in annex II and, subsequently, further approach the critical loads as given in annex I; and no later than 1 July 2004 apply emission limit values or emission limitations to those major existing stationary combustion sources the thermal input of which is between 50 and 500 MW_{th} using annex V as guidance;
- (c) No later than two years after the date of entry into force of the present Protocol apply national standards for the sulphur content of gas oil at least as stringent as those specified in annex V. In cases where the supply of gas oil cannot otherwise be ensured, a State may extend the time period given in this subparagraph to a period of to ten years. In this case it shall specify, in a declaration to be deposited together with the instrument of ratification, acceptance, approval or accession, its intention to extend the time period.

6. The Parties may, in addition, apply economic instruments to encourage the adoption of cost-effective approaches to the reduction of sulphur emissions.

7. The Parties to this Protocol may, at a session of the Executive Body, in accordance with rules and conditions which the Executive Body shall elaborate and adopt, decide whether two or more Parties may jointly implement the obligations set out in annex II. These rules and conditions shall ensure the fulfilment of the obligations set out in paragraph 2 above and also promote the achievement of the environmental objectives set out in paragraph 1 above.

8. The Parties shall, subject to the outcome of the first review provided for under article 8 and no later than one year after the completion of that review, commence negotiations on further obligations to reduce emissions.

Article 3. Exchange of Technology

1. The Parties shall, consistent with their national laws, regulations and practices, facilitate the exchange of technologies and techniques, including those that increase energy efficiency, the use of renewable energy and the processing of low-sulphur fuels, to reduce sulphur emissions, particularly through the promotion of:

- (a) The commercial exchange of available technology;
- (b) Direct industrial contacts and cooperation, including joint ventures;
- (c) The exchange of information and experience;
- (d) The provision of technical assistance.

2. In promoting the activities specified in paragraph 1 above, the Parties shall create favourable conditions by facilitating contacts and cooperation among appropriate organizations and individuals in the private and public sectors that are capable of providing technology, design and engineering services, equipment or finance.

3. The Parties shall, no later than six months after the date of entry into force of the present Protocol, commence consideration of procedures to create more favourable conditions for the exchange of technology to reduce sulphur emissions.

Article 4. National Strategies, Policies, Programmes, Measures and Information

1. Each Party shall, in order to implement its obligations under article 2:

- (a) Adopt national strategies, policies and programmes, no later than six months after the present Protocol enters into force for it; and
- (b) Take and apply national measures

to control and reduce its sulphur emissions.

2. Each Party shall collect and maintain information on:

- (a) Actual levels of sulphur emissions, and of ambient concentrations and depositions of oxidized sulphur and other acidifying compounds, taking into account, for those Parties within the geographical scope of EMEP, the work plan of EMEP; and
- (b) The effects of depositions of oxidized sulphur and other acidifying compounds.

Article 5. Reporting

1. Each Party shall report, through the Executive Secretary of the Commission, to the Executive Body, on a periodic basis as determined by the Executive Body, information on:

- (a) The implementation of national strategies, policies, programmes and measures referred to in article 4, paragraph 1;
- (b) The levels of national annual sulphur emissions, in accordance with guidelines adopted by the Executive Body, containing emission data for all relevant source categories; and
- (c) The implementation of other obligations that it has entered into under the present Protocol,

in conformity with a decision regarding format and content to be adopted by the Parties at a session of the Executive Body. The terms of this decision shall be reviewed as necessary to identify any additional elements regarding the format and/or content of the information that are to be included in the reports.

2. Each Party within the geographical scope of EMEP shall report, through the Executive Secretary of the Commission, to EMEP, on a periodic basis to be determined by the Steering Body of EMEP and approved by the Parties at a session of the Executive Body, information on the levels of sulphur emissions with temporal and spatial resolution as specified by the Steering Body of EMEP.

3. In good time before each annual session of the Executive Body, EMEP shall provide information on:

- (a) Ambient concentrations and deposition of oxidized sulphur compounds; and
- (b) Calculations of sulphur budgets.

Parties in areas outside the geographical scope of EMEP shall make available similar information if requested to do so by the Executive Body.

4. The Executive Body shall, in accordance with article 10, paragraph 2(b), of the Convention, arrange for the preparation of information on the effects of depositions of oxidized sulphur and other acidifying compounds.

5. The Parties shall, at sessions of the Executive Body, arrange for the preparation, at regular intervals, of revised information on calculated and internationally optimized allocations of emission reductions for the States within the geographical scope of EMEP, with integrated assessment models, with a view to reducing further, for the purposes of article 2, paragraph 1, of the present Protocol, the difference between actual depositions of oxidized sulphur compounds and critical load values.

Article 6. Research, Development and Monitoring

The Parties shall encourage research, development, monitoring and cooperation related to:

- (a) The international harmonization of methods for the establishment of critical loads and critical levels and the elaboration of procedures for such harmonization;
- (b) The improvement of monitoring techniques and systems and of the modelling of transport, concentrations and deposition of sulphur compounds;
- (c) Strategies for the further reduction of sulphur emissions based on critical loads and critical levels as well as on technical developments, and the improvement of integrated assessment modelling to calculate internationally optimized allocations of emission reductions taking into account an equitable distribution of abatement costs;
- (d) The understanding of the wider effects of sulphur emissions on human health, the environment, in particular acidification, and materials, including historic and cultural monuments, taking into account the relationship between sulphur oxides, nitrogen oxides, ammonia, volatile organic compounds and tropospheric ozone;
- (e) Emission abatement technologies, and technologies and techniques to enhance energy efficiency, energy conservation and the use of renewable energy;
- (f) The economic evaluation of benefits for the environment and human health resulting from the reduction of sulphur emissions.

Article 7. Compliance

1. An Implementation Committee is hereby established to review the implementation of the present Protocol and compliance by the Parties with their obligations. It shall report to the Parties at sessions of the Executive Body and may make such recommendations to them as it considers appropriate.

2. Upon consideration of a report, and any recommendations, of the Implementation Committee, the Parties, taking into account the circumstances of a matter and in accordance with Convention practice, may decide upon and call for action to bring about full compliance with the present Protocol, including measures to assist a Party's compliance with the Protocol, and to further the objectives of the Protocol.

3. The Parties shall, at the first session of the Executive Body after the entry into force of the present Protocol, adopt a decision that sets out the structure and functions of the Implementation Committee as well as procedures for its review of compliance.

4. The application of the compliance procedure shall be without prejudice to the provisions of article 9 of the present Protocol.

Article 8. Reviews by the Parties at Sessions of the Executive Body

1. The Parties shall, at sessions of the Executive Body, pursuant to article 10, paragraph 2(a), of the Convention, review the information supplied by the Parties and EMEP, the data on the effects of depositions of sulphur and other acidifying compounds and the reports of the Implementation Committee referred to in article 7, paragraph 1, of the present Protocol.

2. (a) The Parties shall, at sessions of the Executive Body, keep under review the obligations set out in the present Protocol, including:

(i) Their obligations in relation to their calculated and internationally optimized allocations of emission reductions referred to in article 5, paragraph 5; and

(ii) The adequacy of the obligations and the progress made towards the achievement of the objectives of the present Protocol;

(b) Reviews shall take into account the best available scientific information on acidification, including assessments of critical loads, technological developments, changing economic conditions and the fulfilment of the obligations on emission levels;

(c) In the context of such reviews, any Party whose obligations on sulphur emission ceilings under annex II hereto do not conform to the calculated and internationally optimized allocations of emission reductions for that Party, required to reduce the difference between depositions of sulphur in 1990 and critical sulphur depositions within the geographical scope of EMEP by at least 60 per cent, shall make every effort to undertake revised obligations;

(d) The procedures, methods and timing for such reviews shall be specified by the Parties at a session of the Executive Body. The first such review shall be completed in 1997.

Article 9. Settlement of Disputes

1. In the event of a dispute between any two or more Parties concerning the interpretation or application of the present Protocol, the Parties concerned shall seek a settlement of the dispute through negotiation or any other peaceful means of their own choice. The Parties to the dispute shall inform the Executive Body of their dispute.

2. When ratifying, accepting, approving or acceding to the present Protocol, or at any time thereafter, a Party which is not a regional economic integration organization may declare in a written instrument submitted to the Depository that, in respect of any dispute concerning the interpretation or application of the Protocol, it recognizes one or both of the following means of dispute settlement as compulsory *ipso facto* and without agreement, in relation to any Party accepting the same obligation:

(a) Submission of the dispute to the International Court of Justice;

(b) Arbitration in accordance with procedures to be adopted by the Parties at a session of the Executive Body as soon as practicable, in an annex on arbitration.

A Party which is a regional economic integration organization may make a declaration with like effect in relation to arbitration in accordance with the procedures referred to in subparagraph (b) above.

3. A declaration made under paragraph 2 above shall remain in force until it expires in accordance with its terms or until three months after written notice of its revocation has been deposited with the Depository.

4. A new declaration, a notice of revocation or the expiry of a declaration shall not in any way affect proceedings pending before the International Court of Justice or the arbitral tribunal, unless the Parties to the dispute agree otherwise.

5. Except in a case where the Parties to a dispute have accepted the same means of dispute settlement under paragraph 2, if after twelve months following notification by one Party to another that a dispute exists between them, the Parties concerned have not been able to settle their dispute through the means mentioned in paragraph 1 above, the dispute shall be submitted, at the request of any of the Parties to the dispute, to conciliation.

6. For the purpose of paragraph 5, a conciliation commission shall be created. The commission shall be composed of an equal number of members appointed by each Party concerned or, where Parties in conciliation share the same interest, by the group sharing that interest, and a chairman chosen jointly by the members so appointed. The commission shall render a recommendatory award, which the Parties shall consider in good faith.

Article 10. Annexes

The annexes to the present Protocol shall form an integral part of the Protocol. Annexes I and IV are recommendatory in character.

Article 11. Amendments and Adjustments

1. Any Party may propose amendments to the present Protocol. Any Party to the Convention may propose an adjustment to annex II to the present Protocol to add to it its name, together with emission levels, sulphur emission ceilings and percentage emission reductions.
2. Such proposed amendments and adjustments shall be submitted in writing to the Executive Secretary of the Commission, who shall communicate them to all Parties. The Parties shall discuss the proposed amendments and adjustments at the next session of the Executive Body, provided that those proposals have been circulated by the Executive Secretary to the Parties at least ninety days in advance.
3. Amendments to the present Protocol and to its annexes II, III and V shall be adopted by consensus of the Parties present at a session of the Executive Body, and shall enter into force for the Parties which have accepted them on the ninetieth day after the date on which two thirds of the Parties have deposited with the Depository their instruments of acceptance thereof. Amendments shall enter into force for any other Party on the ninetieth day after the date on which that Party has deposited its instrument of acceptance thereof.
4. Amendments to the annexes to the present Protocol, other than to the annexes referred to in paragraph 3 above, shall be adopted by consensus of the Parties present at a session of the Executive Body. On the expiry of ninety days from the date of its communication by the Executive Secretary of the Commission, an amendment to any such annex shall become effective for those Parties which have not submitted to the Depository a notification in accordance with the provisions of paragraph 5 below, provided that at least sixteen Parties have not submitted such a notification.
5. Any Party that is unable to approve an amendment to an annex, other than to an annex referred to in paragraph 3 above, shall so notify the Depository in writing within ninety days from the date of the communication of its adoption. The Depository shall without delay notify all Parties of any such notification received. A Party may at any time substitute an acceptance for its previous notification and, upon deposit of an instrument of acceptance with the Depository, the amendment to such an annex shall become effective for that Party.
6. Adjustments to annex II shall be adopted by consensus of the Parties present at a session of the Executive Body and shall become effective for all Parties to the present Protocol on the ninetieth day following the date on which the Executive Secretary of the Commission notifies those Parties in writing of the adoption of the adjustment.

Article 12. Signature

1. The present Protocol shall be open for signature at Oslo on 14 June 1994, then at United Nations Headquarters in New York until 12 December 1994 by States members of the Commission as well as States having consultative status with the Commission, pursuant to paragraph 8 of Economic and Social Council resolution 36 (IV) of 28 March 1947, and by regional economic integration organizations, constituted by sovereign States members of the Commission, which have competence in respect of the negotiation, conclusion and application of international agreements in matters covered by the Protocol, provided that the States and organizations concerned are Parties to the Convention and are listed in annex II.
2. In matters within their competence, such regional economic integration organizations shall, on their own behalf, exercise the rights and fulfil the responsibilities which the present Protocol attributes to their member States. In such cases, the member States of these organizations shall not be entitled to exercise such rights individually.

Article 13. Ratification, Acceptance, Approval and Accession

1. The present Protocol shall be subject to ratification, acceptance or approval by Signatories.
2. The present Protocol shall be open for accession as from 12 December 1994 by the States and organizations that meet the requirements of article 12, paragraph 1.

Article 14. Depository

The instruments of ratification, acceptance, approval or accession shall be deposited with the Secretary-General of the United Nations, who will perform the functions of Depository.

Article 15. Entry into Force

1. The present Protocol shall enter into force on the ninetieth day following the date on which the sixteenth instrument of ratification, acceptance, approval or accession has been deposited with the Depository.
2. For each State and organization referred to in article 12, paragraph 1, which ratifies, accepts or approves the present Protocol or accedes thereto after the deposit of the sixteenth instrument of ratification, acceptance, approval or accession, the Protocol shall enter into force on the ninetieth day following the date of deposit by such Party of its instrument of ratification, acceptance, approval or accession.

Article 16. Withdrawal

At any time after five years from the date on which the present Protocol has come into force with respect to a Party, that Party may withdraw from it by giving written notification to the Depositary. Any such withdrawal shall take effect on the ninetieth day following the date of its receipt by the Depositary, or on such later date as may be specified in the notification of the withdrawal.

Article 17. Authentic Texts

The original of the present Protocol, of which the English, French and Russian texts are equally authentic, shall be deposited with the Secretary-General of the United Nations.

In witness whereof the undersigned, being duly authorized thereto, have signed the present Protocol.

Done at Oslo, this fourteenth day of June one thousand nine hundred and ninety-four.

Annex I

CRITICAL SULPHUR DEPOSITION

(5-percentile in centigrams of sulphur per square metre per year)

	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	
37							34	40	32	28	41	52	51	58	116	138	519	817	682									37
36							30	39	32	32	34	34	31	34	112	139	609	434	932									36
35							33	34	35	36	42	32	32	76	110	158	193	316										35
34							34	25	33	33	41	34	33	100	122	448	220	258										34
33							24	45	48	44	44	53	34	52	68	313	313	450										33
32						38	29	49	73	76	81	48	38	32	62	245	230	378										32
31			6	44	37	45	34	71	75	78	82	116	73	167	467	239	133	125	139	259	221	248	229					31
30		8	4	30	42	50	57	55	85	80	86	126	102	128	656	335	278	143	138	205	173	171	173	208				30
29		4	11	37	18	37	54	56	55	81	117	143	125	718	296	379	297	542	209	226	215	164	171	162				29
28		14	9	8	35	19	40	28	61	71	117	111	132	226	323	348	378	225	298	343	177	197	251					28
27		10	7	7	27	28	44	30	26	94	99	96	115	130	541	403	267	209	579	449	196	176	199					27
26		32	6	18	26	18	34	28	25	107	81	109	108	120	88	126	204	211	333	418	271	251	234					26
25			10	5	23	24	27	27	37	115	70	97	98	129	88	88	215	190	409	363	394	338						25
24			10	6	24	31	55	35	192	146	97	84	136	146	93	102	211	179	418	364	226							24
23			7	17	1	18	13	32	6	113	112	112	94	76	87	102	181	205	341	371	282							23
22			13	5	14	11	20	29	56	45	171	76	79	121	114	126	184	196	231	606								22
21			16	5	8	15	1	21	27	93	87	83	96	105	130	149	207	305	272	526								21
20			74	11	2	20	3	11	65	119	79	91	116	131	155	165	244	97	96	165	265							20
19		25		154	5	44	47	178	76	94	73	84	121	152	199	207	154	129	212	182	146	201						19
18		30					51	9	33	75	93	119	170	167	177	117	94	218	175	195	196	232						18
17	76	38	28				8	17	36	107	151	39	67	232	116	140	201	237	191	126	1945							17
16	72	47	70	197			43	43	30	41	51	69	63	104	159	157	142	179	124	153	118	1691	1684					16
15	38	34	30	19	97	45	43	42	38	57	60	71	73	135	267	201	171	1303	220	123	1335	1220	1553		1729	1783	15	
14	16	76	59	63	106	92	76	132	48	50	94	32	84	238	1541	529	583		372	1647	1311	1258	1418	1492	1591		14	
13	19	67	84	45	69	79	124	131	96	55	71	77	40	40	150	153	157	179	178									13
12	48	70	169	115	82	169	96	99	55	56	70	72	76	97	171	205	202	230	145	184								12
11	48	44		154	110	56	81	79	53	76	105	104	258	153	41				287	567								11
10					103	112	117	106	89	72	137	123		151	150			1219	252	223								10
9								148	110	94	138				290	99	107			1776								9
8								210	181	157	137				161	166												8
7						203	299	312	265	318	1687																	7
6				189	202	198	184	189	223	1707	1615																	6
5				238	219	151	119	126	242	1661	279																	5
4					289	157	107	124	173	852	240																	4
3					172	202	190	125	141	184	196																	3
2					278	180	134	124	142	254																		2
1						96	76	43	79																			1
	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	

Annex II

SULPHUR EMISSION CEILINGS AND PERCENTAGE EMISSION REDUCTIONS

The sulphur emission ceilings listed in the table below give the obligations referred to in paragraphs 2 and 3 of article 2 of the present Protocol. The 1980 and 1990 emission levels and the percentage emission reductions listed are given for information purposes only.

	Emission levels kt SO ₂ per year		Sulphur emission ceilings ^a kt SO ₂ per year			Percentage emission reductions (base year 1980) ^b		
	1980	1990	2000	2005	2010	2000	2005	2010
Austria	397	90	78			80		
Belarus	740		456	400	370	38	46	50
Belgium	828	443	248	232	215	70	72	74
Bulgaria	2050	2020	1375	1230	1127	33	40	45
Canada								
– national	4614	3700	3200			30		
– SOMA	3245		1750			46		
Croatia	150	160	133	125	117	11	17	22
Czech Republic	2257	1876	1128	902	632	50	60	7
Denmark	451	180	90			80		
Finland	584	260	116			80		
France	3348	1202	868	770	737	74	77	78
Germany	7494	5803	1300	990		83	87	
Greece	400	510	595	580	570	0	3	4
Hungary	1632	1010	898	816	653	45	50	60
Ireland	222	168	155			30		
Italy	3800		1330	1042		65	73	
Liechtenstein	0.4	0.1	0.1			75		
Luxembourg	24		10			58		
Netherlands	466	207	106			77		
Norway	142	54	34			76		
Poland	4100	3210	2583	2173	1397	37	47	66
Portugal	266	284	304	294		0	3	
Russian Federation ^c	7161	4460	4440	4297	4297	38	40	40
Slovakia	843	539	337	295	240	60	65	72
Slovenia	235	195	130	94	71	45	60	70
Spain	3319	2316	2143			35		
Sweden	507	130	100			80		
Switzerland	126	62	60			52		
Ukraine	3850		2310			40		
United Kingdom	4898	3780	2449	1470	980	50	70	80
European Community	25 513		9598			62		

^aIf, in a given year before 2005, a Party finds that, due to a particularly cold winter, a particularly dry summer and an unforeseen short-term loss of capacity in the power supply system, domestically or in a neighbouring country, it cannot comply with its obligations under this annex, it may fulfil those obligations by averaging its national annual sulphur emissions for the year in question, the year preceding that year and the year following it, provided that the emission level in any single year is not more than 20 per cent above the sulphur emission ceiling.

The reason for exceedance in any given year and the method by which the three-year average figure will be achieved, shall be reported to the Implementation Committee.

^bFor Greece and Portugal percentage emission reductions given are based on the sulphur emission ceilings indicated for the year 2000.

^cEuropean part within the EMEP area.

Annex III

DESIGNATION OF SULPHUR OXIDES MANAGEMENT AREAS (SOMAS)

The following SOMA is listed for the purposes of the present Protocol:

South-east Canada SOMA

This is an area of 1 million km² which includes all the territory of the provinces of Prince Edward Island, Nova Scotia and New Brunswick, all the territory of the province of Quebec south of a straight line between Havre–St. Pierre on the north coast of the Gulf of Saint Lawrence and the point where the Quebec–Ontario boundary intersects the James Bay coastline, and all the territory of the province of Ontario south of a straight line between the point where the Ontario–Quebec boundary intersects the James Bay coastline and Nipigon River near the north shore of Lake Superior.

Annex IV

CONTROL TECHNOLOGIES FOR SULPHUR EMISSIONS FROM STATIONARY SOURCES

I. Introduction

1. The aim of this annex is to provide guidance for identifying sulphur control options and technologies for giving effect to the obligations of the present Protocol.
2. The annex is based on information on general options for the reduction of sulphur emissions and in particular on emission control technology performance and costs contained in official documentation of the Executive Body and its subsidiary bodies.
3. Unless otherwise indicated, the reduction measures listed are considered, on the basis of operational experience of several years in most cases, to be the most well-established and economically feasible best available technologies. However, the continuously expanding experience of low-emission measures and technologies at new plants as well as of the retrofitting of existing plants will necessitate regular review of this annex.
4. Although the annex lists a number of measures and technologies spanning a wide range of costs and efficiencies, it cannot be considered as an exhaustive statement of control options. Moreover, the choice of control measures and technologies for any particular case will depend on a number of factors, including current legislation and regulatory provisions and, in particular, control technology requirements, primary energy patterns, industrial infrastructure, economic circumstances and specific in-plant conditions.
5. The annex mainly addresses the control of oxidized sulphur emissions considered as the sum of sulphur dioxide (SO₂) and sulphur trioxide (SO₃), expressed as SO₂. The share of sulphur emitted as either sulphur oxides or other sulphur compounds from non-combustion processes and other sources is small compared to sulphur emissions from combustion.
6. When measures or technologies are planned for sulphur sources emitting other components, in particular nitrogen oxides (NO_x), particulates, heavy metals and volatile organic compounds (VOC_s), it is worthwhile to consider them in conjunction with pollutant-specific control options in order to maximize the overall abatement effect and minimize the impact on the environment and, especially, to avoid the transfer of air pollution problems to other media (such as waste water and solid waste).

II. Major Stationary Sources for Sulphur Emissions

7. Fossil fuel combustion processes are the main source of anthropogenic sulphur emissions from stationary sources. In addition, some non-combustion processes may contribute considerably to the emissions. The major stationary source categories, based on EMEP / CORINAIR 90, include:
 - (i) Public power, cogeneration and district heating plants:
 - (a) Boilers;
 - (b) Stationary combustion turbines and internal combustion engines;
 - (ii) Commercial, institutional and residential combustion plants:
 - (a) Commercial boilers;
 - (b) Domestic heaters;
 - (iii) Industrial combustion plants and processes with combustion:
 - (a) Boilers and process heaters;
 - (b) Processes, e.g. metallurgical operations such as roasting and sintering, coke oven plants, processing of titanium dioxide (TiO₂), etc.;
 - (c) Pulp production;
 - (iv) Non-combustion processes, e.g. sulphuric acid production, specific organic synthesis processes, treatment of metallic surfaces;
 - (v) Extraction, processing and distribution of fossil fuels;
 - (vi) Waste treatment and disposal, e.g. thermal treatment of municipal and industrial waste.

8. Overall data (1990) for the ECE region indicate that about 88 per cent of total sulphur emissions originate from all combustion processes (20 per cent from industrial combustion), 5 per cent from production processes and 7 per cent from oil refineries. The power plant sector in many countries is the major single contributor to sulphur emissions. In some countries, the industrial sector (including refineries) is also an important SO₂emitter. Although emissions from refineries in the ECE region are relatively small, their impact on sulphur emissions from other sources is large due to the sulphur in the oil products. Typically 60 per cent of the sulphur intake present in the crudes remains in the products, 30 per cent is recovered as elemental sulphur and 10 per cent is emitted from refinery stacks.

III. General Options for Reduction of Sulphur Emissions from Combustion

9. General options for reduction of sulphur emissions are:

(i) Energy management measures:*

(a) *Energy saving*

The rational use of energy (improved energy efficiency/process operation, cogeneration and/or demand-side management) usually results in a reduction in sulphur emissions.

* Options (i) (a) and (b) are integrated in the energy structure and policy of a Party. Implementation status, efficiency and costs per sector are not considered here.

(b) *Energy mix*

In general, sulphur emissions can be reduced by increasing the proportion of non-combustion energy sources (i.e. hydro, nuclear, wind, etc.) to the energy mix. However, further environmental impacts have to be considered.

(ii) Technological options:

(a) *Fuel switching*

The SO₂emissions during combustion are directly related to the sulphur content of the fuel used.

Fuel switching (e.g. from high- to low-sulphur coals and/or liquid fuels, or from coal to gas) leads to lower sulphur emissions, but there may be certain restrictions, such as the availability of low-sulphur fuels and the adaptability of existing combustion systems to different fuels. In many ECE countries, some coal or oil combustion plants are being replaced by gas-fired combustion plants. Dual-fuel plants may facilitate fuel switching.

(b) *Fuel cleaning*

Cleaning of natural gas is state-of-the-art technology and widely applied for operational reasons.

Cleaning of process gas (acid refinery gas, coke oven gas, biogas, etc.) is also state-of-the-art technology.

Desulphurization of liquid fuels (light and middle fractions) is state-of-the-art technology.

Desulphurization of heavy fractions is technically feasible; nevertheless, the crude properties should be kept in mind. Desulphurization of atmospheric residue (bottom products from atmospheric crude distillation units) for the production of low-sulphur fuel oil is not, however, commonly practised; processing low-sulphur crude is usually preferable. Hydro-cracking and full conversion technology have matured and combine high sulphur retention with improved yield of light products. The number of full conversion refineries is as yet limited. Such refineries typically recover 80 per cent to 90 per cent of the sulphur intake and convert all residues into light products or other marketable products. For this type of refinery, energy consumption and investment costs are increased. Typical sulphur content for refinery products is given in table 1.

Table 1. Sulphur content from refinery products		(S content (per cent))
	Typical present values	Anticipated future values
Gasoline	0.1	0.05
Jet kerosene	0.1	0.01
Diesel	0.05–0.3	<0.05
Heating oil	0.1–0.2	<0.1
Fuel oil	0.2–3.5	<1
Marine diesel	0.5–1.0	<0.5
Bunker oil	3.0–5.0	< 1 (coastal areas) < 2 (high seas)

Current technologies to clean hard coal can remove approximately 50 per cent of the inorganic sulphur (depending on coal properties) but none of the organic sulphur. More effective technologies are being developed which, however, involve higher specific investment and costs. Thus the efficiency of sulphur removal by coal cleaning is limited compared to flue gas desulphurization. There may be a country-specific optimization potential for the best combination of fuel cleaning and flue gas cleaning.

(c) *Advanced combustion technologies*

These combustion technologies with improved thermal efficiency and reduced sulphur emissions include: fluidized-bed combustion (FBC): bubbling (BFBC), circulating (CFBC) and pressurized (PFBC); integrated gasification combined-cycle (IGCC); and combined-cycle gas turbines (CCGT).

Stationary combustion turbines can be integrated into combustion systems in existing conventional power plants which can increase overall efficiency by 5 per cent to 7 per cent, leading, for example, to a significant reduction in SO₂ emissions. However, major alterations to the existing furnace system become necessary.

Fluidized-bed combustion is a combustion technology for burning hard coal and brown coal, but it can also burn other solid fuels such as petroleum coke and low-grade fuels such as waste, peat and wood. Emissions can additionally be reduced by integrated combustion control in the system due to the addition of lime/limestone to the bed material. The total installed capacity of FBC has reached approximately 30,000 MW_{th} (250 to 350 plants), including 8,000 MW_{th} in the capacity range of greater than 50 MW_{th}. By-products from this process may cause problems with respect to use and/or disposal, and further development is required.

The IGCC process includes coal gasification and combined-cycle power generation in a gas and steam turbine. The gasified coal is burnt in the combustion chamber of the gas turbine. Sulphur emission control is achieved by the use of state-of-the-art technology for raw gas cleaning facilities upstream of the gas turbine. The technology also exists for heavy oil residues and bitumen emulsions. The installed capacity is presently about 1,000 MW_{el} (5 plants).

Combined-cycle gas-turbine power stations using natural gas as fuel with an energy efficiency of approximately 48 per cent to 52 per cent are currently being planned.

(d) Process and combustion modifications

Combustion modifications comparable to the measures used for NO_x emission control do not exist, as during combustion the organically and/or inorganically bound sulphur is almost completely oxidized (a certain percentage depending on the fuel properties and combustion technology is retained in the ash).

In this annex dry additive processes for conventional boilers are considered as process modifications due to the injection of an agent into the combustion unit. However, experience has shown that, when applying these processes, thermal capacity is lowered, the Ca/S ratio is high and sulphur removal low. Problems with the further utilization of the by-product have to be considered, so that this solution should usually be applied as an intermediate measure and for smaller units (table 2).

(e) Flue gas desulphurization (FGD) processes

These processes aim at removing already formed sulphur oxides, and are also referred to as secondary measures. The state-of-the-art technologies for flue gas treatment processes are all based on the removal of sulphur by wet, dry or semi-dry and catalytic chemical processes.

To achieve the most efficient programme for sulphur emission reductions beyond the energy management measures listed in (i) above a combination of technological options identified in (ii) above should be considered. In some cases options for reducing sulphur emissions may also result in the reduction of emissions of CO₂, NO_x and other pollutants.

In public power, cogeneration and district heating plants, flue gas treatment processes used include: lime/limestone wet scrubbing (LWS); spray dry absorption (SDA); Wellman Lord process (WL); ammonia scrubbing (AS); and combined NO_x/SO_x removal processes (activated carbon process (AC) and combined catalytic NO_x/SO_x removal).

In the power generation sector, LWS and SDA cover 85 per cent and 10 per cent, respectively, of the installed FGD capacity.

Several new flue gas desulphurization processes, such as electron beam dry scrubbing (EBDS) and Mark 13A, have not yet passed the pilot stage.

Table 2 shows the efficiency of the above-mentioned secondary measures based on the practical experience gathered from a large number of implemented plants. The implemented capacity as well as the capacity range are also mentioned. Despite comparable characteristics for several sulphur abatement technologies, local or plant-specific influences may lead to the exclusion of a given technology.

Table 2 also includes the usual investment cost ranges for the sulphur abatement technologies listed in sections (ii) (c), (d) and (e). However, when applying these technologies to individual cases it should be noted that investment costs of emission reduction measures will depend amongst other things on the particular technologies used, the required control systems, the plant size, the extent of the required reduction and the time-scale of planned maintenance cycles. The table thus gives only a broad range of investment costs. Investment costs for retrofit generally exceed those for new plants.

Table 2. Emissions of sulphur oxides obtained from the application of technological options to fossil-fuelled boilers

	Uncontrolled emissions	Additive injection	Wet scrubbing ^(a)	Spray dry absorption ^(b)
Reduction efficiency (%)		up to 60	95	up to 90
Energy efficiency (kW _{el} /10 ³ m ³ /h)		0.1–1	6–10	3–6
Total installed capacity			194,000	16,000

(ECE Eur) (MW _{th})								
Type of by-product			Mix of Ca salts and fly ashes		Gypsum (sludge/waste water)		Mix of Ca SO ₃ * ½ H ₂ O and fly ashes	
Specific investment (cost ECU (1990)/kW _{el})			20–50		60–250		50–220	
	mg/m ³ (c)	g/kWh _{el}	mg/m ³ (c)	g/kWh _{el}	mg/m ³ (c)	g/kWh _{el}	mg/m ³ (c)	g/kWh _{el}
Hard coal (d)	1,000–10,000	3.5–35	400–4,000	1.4–14	< 400 (< 200, 1% S)	< 1.4 (< 0.7)	< 400 (< 200, 1% S)	< 1.4 (< 0.7)
Brown coal (d)	1,000–20,000	4.2–84	400–8,000	1.7–33.6	< 400 (< 200, 1% S)	< 1.7 (< 0.8)	< 400 (< 200, 1% S)	< 1.7 (< 0.8)
Heavy oil (d)	1,000–10,000	2.8–28	400–4,000	1.1–11	< 400 (< 200, 1% S)	< 1.1 (< 0.6)	< 400 (< 200, 1% S)	< 1.1 (< 0.6)

	Ammonia scrubbing (b)		Wellman Lord (a)		Activated carbon (a)		Combined catalytic (a)	
Reduction efficiency (%)	up to 90		95		95		95	
Energy efficiency (kW _{el} /10 ³ m ³ /h)	3–10		10–15		4–8		2	
Total installed capacity (ECE Eur) (MW _{th})	200		2,000		700		1,300	
Type of by-product	Ammonia fertilizer		Elemental S Sulphuric acid (99 vol.%)		Elemental S Sulphuric acid (99 vol.%)		Sulphuric acid (70 wt.%)	
Specific investment (cost ECU (1990)/kW _{el})	230–270 (e)		200–300 (e)		280–320 (e);(f)		320–350 (e);(f)	
	mg/m ³ (c)	g/kWh _{el}	mg/m ³ (c)	g/kWh _{el}	mg/m ³ (c)	g/kWh _{el}	mg/m ³ (c)	g/kWh _{el}
Hard coal (d)	< 400 (< 200, 1% S)	< 1.4 (< 0.7)	< 400 (< 200, 1% S)	< 1.4 (< 0.7)	< 400 (< 200, 1% S)	< 1.4 (< 0.7)	< 400 (< 200, 1% S)	< 1.4 (< 0.7)
Brown coal (d)	< 400 (< 200, 1% S)	< 1.7 (< 0.8)	< 400 (< 200, 1% S)	< 1.7 (< 0.8)	< 400 (< 200, 1% S)	< 1.7 (< 0.8)	< 400 (< 200, 1% S)	< 1.7 (< 0.8)
Heavy oil (d)	< 400 (< 200, 1% S)	< 1.1 (< 0.6)	< 400 (< 200, 1% S)	< 1.1 (< 0.6)	< 400 (< 200, 1% S)	< 1.1 (< 0.6)	< 400 (< 200, 1% S)	< 1.1 (< 0.6)

^aFor high sulphur content in the fuel the removal efficiency has to be adapted. However, the scope for doing so may be process-specific. Availability of these processes is usually 95%.

^bLimited applicability for high-sulphur fuels.

^cEmission in mg/m³(STP), dry, 6% oxygen for solid fuels, 3% oxygen for liquid fuels.

^dConversion factor depends on fuel properties, specific fuel gas volume and thermal efficiency of boiler (conversion factors ($\text{m}^3/\text{kWh}_{\text{el}}$, thermal efficiency: 36%) used: hard coal: 3.50; brown coal: 4.20; heavy oil: 2.80).

^eSpecific investment cost relates to a small sample of installations.

^fSpecific investment cost includes denitrification process.

The table was established mainly for large combustion installations in the public sector. However, the control options are also valid for other sectors with similar exhaust gases.

IV. Control Techniques for Other Sectors

10. The control techniques listed in section 9 (ii) (a) to (e) are valid not only in the power plant sector but also in various other sectors of industry. Several years of operational experience have been acquired, in most cases in the power plant sector.

11. The application of sulphur abatement technologies in the industrial sector merely depends on the process's specific limitations in the relevant sectors. Important contributors to sulphur emissions and corresponding reduction measures are presented in table 3 below.

12. In the sectors listed in table 3, process-integrated measures, including raw material changes (if necessary combined with sector-specific flue gas treatment), can be used to achieve the most effective reduction of sulphur emissions.

Table 3

Source	Reduction measures
Roasting of non-ferrous sulphides	Wet sulphuric acid catalytic process (WSA)
Viscose production	Double-contact process
Sulphuric acid production	Double-contact process, improved yield
Kraft pulp production	Variety of process-integrated measures

13. Reported examples are the following:

(a) In new kraft pulp mills, sulphur emission of less than 1 kg of sulphur per tonne of pulp AD (air dried) can be achieved;*

(b) In sulphite pulp mills, 1 to 1.5 kg of sulphur per tonne of pulp AD can be achieved;

(c) In the case of roasting of sulphides, removal efficiencies of 80 to 99% for 10,000 to 200,000 m^3/h units have been reported (depending on the process);

(d) For one iron ore sintering plant, an FGD unit of 320,000 m^3/h capacity achieves a clean gas value below 100 $\text{mg SO}_x/\text{Nm}^3$ at 6 per cent O_2 ;

(e) Coke ovens are achieving less than 400 $\text{mg SO}_x/\text{Nm}^3$ at 6 per cent O_2 ;

(f) Sulphuric acid plants achieve a conversion rate larger than 99 per cent;

(g) Advanced Claus plant achieves sulphur recovery of more than 99 per cent.

* Control of sulphur-to-sodium ratio is required, i.e. removal of sulphur in the form of neutral salts and use of sulphur-free sodium make-up.

V. By-products and Side-effects

14. As efforts to reduce sulphur emissions from stationary sources are increased in the countries of the ECE region, the quantities of by-products will also increase.

15. Options which would lead to usable by-products should be selected. Furthermore, options that lead to increased thermal efficiency and minimize the waste disposal issue whenever possible should be selected. Although most by-products are usable or recyclable products such as gypsum, ammonia salts, sulphuric acid or sulphur, factors such as market conditions and quality standards need to be taken into account. Further utilization of FBC and SDA by-products have to be improved and investigated, as disposal sites and disposal criteria limit disposal in several countries.

16. The following side-effects will not prevent the implementation of any technology or method but should be considered when several sulphur abatement options are possible:

(a) Energy requirements of the gas treatment processes;

(b) Corrosion attack due to the formation of sulphuric acid by the reaction of sulphur oxides with water vapour;

(c) Increased use of water and waste water treatment;

(d) Reagent requirements;

(e) Solid waste disposal.

VI. Monitoring and Reporting

17. The measures taken to carry out national strategies and policies for the abatement of air pollution include: legislation and regulatory provisions, economic incentives and disincentives; as well as technological requirements (best available technology).

18. In general, standards are set, per emission source, according to plant size, operating mode, combustion technology, fuel type and whether it is a new or existing plant. An alternative approach also used is to set a

target for the reduction of total sulphur emissions from a group of sources and to allow a choice of where to take action to reach this target (the bubble concept).

19. Efforts to limit the sulphur emissions to the levels set out in the national framework legislation have to be controlled by a permanent monitoring and reporting system and reported to the supervising authorities.

20. Several monitoring systems, using both continuous and discontinuous measurement methods, are available. However, quality requirements vary. Measurements are to be carried out by qualified institutes using measuring and monitoring systems. To this end, a certification system can provide the best assurance.

21. In the framework of modern automated monitoring systems and process control equipment, reporting does not create a problem. The collection of data for further use is a state-of-the-art technique; however, data to be reported to competent authorities differ from case to case. To obtain better comparability, data sets and prescribing regulations should be harmonized. Harmonization is also desirable for quality assurance of measuring and monitoring systems. This should be taken into account when comparing data.

22. To avoid discrepancies and inconsistencies, key issues and parameters, including the following, must be well defined:

(a) Definition of standards expressed as ppmv, mg/Nm³, g/GJ, kg/h or kg/tonne of product. Most of these units need to be calculated and need specification in terms of gas temperature, humidity, pressure, oxygen content or heat input value;

(b) Definition of the period over which standards are to be averaged, expressed as hours, months or a year;

(c) Definition of failure times and corresponding emergency regulations regarding bypass of monitoring systems or shut-down of the installation;

(d) Definition of methods for back-filling of data missed or lost as a result of equipment failure;

(e) Definition of the parameter set to be measured. Depending on the type of industrial process, the necessary information may differ. This also involves the location of the measurement point within the system.

23. Quality control of measurements has to be ensured.

Annex V

EMISSION AND SULPHUR CONTENT LIMIT VALUES

A. Emission limit values for major stationary combustion sources ^(a)			
	(i)	(ii)	(iii)
	(MW _{th})	Emission limit value (mg SO ₂ /Nm ^{3(b)})	Desulphurization rate (per cent)
1. SOLID FUELS (based on 6 per cent oxygen in flue gas)	50–100	2000	40 (for 100–167 MW _{th}) 40–90 (linear increase for 167–500 MW _{th})
	100–500	2000–400 (linear decrease)	
	> 500	400	90
2. LIQUID FUELS (based on 3 per cent oxygen in flue gas)	50–300	1700	90
	300–500	1700–400 (linear decrease)	
	> 500	400	90
3. GASEOUS FUELS (based on 3 per cent oxygen in flue gas)			
Gaseous fuels in general		35	
Liquefied gas		5	
Low calorific gases from gasification of refinery residues, coke oven gas, blast-furnace gas		800	

B. Gas oil	Sulphur content (per cent)
Diesel for on-road vehicles	0.05
Other types	0.2

^aAs guidance, for a plant with a multi-fuel firing unit involving the simultaneous use of two or more types of fuels, the competent authorities shall set emission limit values taking into account the emission limit values from column (ii) relevant for each individual fuel, the rate of thermal input delivered by each fuel and, for refineries, the relevant specific characteristics of the plant. For refineries, such a combined limit value shall under no circumstances exceed 1,700 mg SO₂/Nm³.

In particular, the limit values shall not apply to the following plants:

- Plants in which the products of combustion are used for direct heating, drying, or any other treatment of objects or materials, e.g. reheating furnaces, furnaces for heat treatment;
- Post-combustion plants, i.e. any technical apparatus designed to purify the waste gases by combustion which is not operated as an independent combustion plant;
- Facilities for the regeneration of catalytic cracking catalysts;
- Facilities for the conversion of hydrogen sulphide into sulphur;
- Reactors used in the chemical industry;
- Coke battery furnaces;
- Cowpers;
- Waste incinerators;
- Plants powered by diesel, petrol and gas engines or by gas turbines, irrespective of the fuel used.

In a case where a Party, due to the high sulphur content of indigenous solid or liquid fuels, cannot meet the emission limit values set forth in column (ii), it may apply the desulphurization rates set forth in column (iii) or a maximum limit value of 800 mg SO₂/Nm³ (although preferably not more than 650 mg SO₂/Nm³). The Party shall report any such application to the Implementation Committee in the calendar year in which it is made.

Where two or more separate new plants are installed in such a way that, taking technical and economic factors into account, their waste gases could, in the judgement of the competent authorities, be discharged through a common stack, the combination formed by such plants is to be regarded as a single unit.

^bmg SO₂/Nm³ is defined at a temperature of 273 °K and a pressure of 101.3 kPa, after correction for the water vapour content.

Õiend

Metaandmetes märgitud akti liigiks "välisleping"