COMISSÃO DAS COMUNIDADES EUROPEIAS

Bruxelas, 22.12.2005
COM(2005) 703 final

COMUNICAÇÃO DA COMISSÃO

"Orientações adicionais para os planos de atribuição de licenças do regime de comércio de licenças de emissão da UE no período de comércio de 2008 a 2012"

COMUNICAÇÃO DA COMISSÃO

"Orientações adicionais para os planos de atribuição de licenças do regime de comércio de licenças de emissão da UE no período de comércio de 2008 a 2012"

(Texto relevante para efeitos do EEE)

1. INTRODUÇÃO

1. A presente comunicação apresenta orientações destinadas aos Estados-Membros para a elaboração dos seus planos nacionais de atribuição de licenças para o segundo período de comércio (2008 a 2012). A presente comunicação não faz parte da revisão em curso da directiva relativa ao comércio de emissões[1] ("a directiva"), no âmbito da qual a Comissão irá apresentar um relatório ao Parlamento Europeu e ao Conselho, em Junho de 2006, que incluirá propostas para o aperfeiçoamento do regime de comércio de licenças de emissão da UE ("RCLE UE"), quando necessárias. Em relação a essa revisão, a Comissão agradece as contribuições das partes interessadas sobre diversas questões relacionadas com o funcionamento e com o impacto do RCLE UE.

2. As presentes orientações complementam as orientações da Comissão, de 7 de Janeiro de 2004[2], com vista à aplicação dos critérios enumerados no anexo III da directiva. O anterior documento de orientação inclui, em particular, uma análise técnica da interpretação e das inter-relações entre os diferentes critérios do anexo III, explicando o seu papel na avaliação, por parte da Comissão, dos planos de atribuição de licenças. As principais mensagens do primeiro documento de orientação são apresentadas em resumo no anexo 3.

3. A Comissão considera que é necessário apresentar orientações adicionais que possam incorporar de forma coerente as lições retiradas da primeira fase de atribuição. Regista a natureza genérica dos critérios listados no anexo III da directiva, que permite alguma flexibilidade na sua aplicação, e está de acordo com os Estados-Membros e muitas partes interessadas que consideraram necessárias orientações adicionais[3], por forma a garantir planos de atribuição mais coerentes para o segundo período de comércio.

---

1 Directiva 2003/87/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de Outubro de 2003, relativa à criação de um regime de comércio de licenças de emissão de gases com efeito de estufa na Comunidade e que altera a Directiva 96/61/CE do Conselho, JO L 275 de 25.10.2003, p. 32-46, com a redacção que lhe foi dada pela Directiva 2004/101/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de Outubro de 2004, que altera a Directiva 2003/87/CE relativa à criação de um regime de comércio de licenças de emissão de gases com efeito de estufa na Comunidade, no que diz respeito aos mecanismos baseados em projectos do Protocolo de Quioto, JO L 338 de 13.11.2004, p. 18.

2 COM(2003) 830 final.

3 Em 1 de Dezembro de 2005, o Conselho convidou a Comissão a fazer todo o possível para apresentar essas orientações com tempo suficiente para permitir a preparação dos segundos planos nacionais de atribuição das licenças.

4. Em geral, os Estados-Membros e as outras partes interessadas salientaram também a sua preferência por uma maior harmonização das regras de atribuição. A Comissão considera essa harmonização necessária para alcançar uma maior coerência durante o segundo período de comércio, na medida em que o progresso divergente dos Estados-Membros no cumprimento dos respectivos objectivos nacionais de Quioto o permita. Por outro lado, será também desejável uma maior harmonização para além de 2012. A Comissão irá analisar essas questões no contexto da revisão estratégica do RCLE UE. Com base nessa revisão, a Comissão apresentará propostas, na medida do necessário, para melhorar o funcionamento do regime e salvaguardar a estabilidade regulamentar.

5. A Comissão insta os Estados-Membros a prepararem planos mais simples para o segundo período de comércio. A simplicidade dos planos de atribuição facilitará a compreensão do instrumento pelas partes interessadas e aumentará a transparência e a previsibilidade. Os Estados-Membros devem esforçar-se por elaborar os seus segundos planos nacionais de atribuição de forma tão simples quanto possível, em especial no que respeita aos métodos de atribuição e às regras aplicáveis aos novos operadores e ao encerramento de instalações. Os Estados-Membros devem avaliar de forma crítica a necessidade e a eficácia das regras que constavam dos seus primeiros planos nacionais de atribuição, conservando apenas as regras que sejam consideradas como absolutamente essenciais.

6. Para reforçar ainda mais a transparência dos planos, a Comissão desenvolveu uma série de quadros[4] que se encontram em anexo e que resumem de forma normalizada algumas das informações fundamentais incluídas nos planos nacionais de atribuição. A Comissão encara esses quadros como parte integrante da segunda fase dos planos nacionais de atribuição e espera que os Estados-Membros os utilizem. Mais ainda, insta os Estados-Membros a que continuem a utilizar o Modelo Comum[5] elaborado para os primeiros planos de atribuição e, tal como na primeira fase, irá garantir uma avaliação totalmente coerente de todos os planos.

2. RESUMO DA EXPERIÊNCIA ADQUIRIDA COM OS PLANOS DE ATRIBUIÇÃO DE LICENÇAS NA PRIMEIRA FASE (2005-2007) E LIÇÕES FUNDAMENTAIS PARA A SEGUNDA FASE (2008-2012)

7. A primeira fase do processo de atribuição de licenças durou cerca de 15 meses, desde o final do prazo para a notificação, em 31 de Março de 2004, até à mais recente decisão da Comissão, em 20 de Junho de 2005. Esse período foi muito mais longo do que estava previsto na directiva. O processo de aprovação alargou-se a grande parte do primeiro período de comércio, que se iniciou em 1 de Janeiro de 2005. A notificação, aprovação e finalização tardias, a nível nacional, de alguns dos planos criaram incertezas não só para as autoridades e empresas dos países em causa como também para as restantes entidades envolvidas no comércio de licenças a nível europeu. Esse facto vem salientar a importância de uma notificação atempada dos planos nacionais completos de atribuição das licenças para a segunda fase de comércio. A Comissão considera que o período de três meses referido no n.º 3 do

---

4 Ver o anexo 10

5 COM(2003) 830 final, p. 25-29.

artigo 9º só poderá começar a ser contado a partir do momento em que seja apresentado um plano nacional completo de atribuição das licenças. Assim, recorda aos Estados-Membros as obrigações que lhes incumbem no sentido de respeitarem o prazo de 30 de Junho de 2006, de forma a permitir que o segundo processo de atribuição de licenças possa ser completado, incluindo a subsequente decisão nacional final de atribuição das licenças, bem antes do início do segundo período de comércio, em 1 de Janeiro de 2008. A Comissão não irá aceitar alterações dos planos nacionais de atribuição notificados após o prazo de 31 de Dezembro de 2006 especificado no n.º 2 do artigo 11º da directiva, com excepção das alterações que decorram da decisão da Comissão relativa a cada um dos planos nacionais de atribuição.

8. Reconhecendo que a primeira fase correspondeu a um período de aprendizagem, a Comissão avaliou os planos de atribuição de licenças para o primeiro período de forma pragmática. O primeiro processo de atribuição revelou alguns elementos fundamentais, a seguir resumidos, que resultaram numa convergência das escolhas e das abordagens adoptadas pelos Estados-Membros (para mais pormenores, ver o anexo 4):

- Para que os objectivos de Quioto possam ser atingidos de forma economicamente rentável, será necessária uma maior utilização do comércio de licenças de emissão.

- A atribuição de licenças aos produtores de energia eléctrica foi, em termos gerais, mais restritiva do que para os restantes sectores abrangidos pelo regime.

- Os Estados-Membros que apresentam emissões reais consideravelmente superiores aos respectivos objectivos de Quioto têm a intenção de adquirir quantidades substanciais de unidades de Quioto.

- A recusa de ajustamentos *a posteriori* é fundamental para o desenvolvimento do comércio de licenças.

- Alguns planos de atribuição são mais complexos do que seria necessário e não são suficientemente transparentes.

3. ORIENTAÇÕES ADICIONAIS EM RELAÇÃO A DETERMINADAS QUESTÕES PARA OS PLANOS NACIONAIS DE ATRIBUIÇÃO DAS LICENÇAS NO SEGUNDO PERÍODO

3.1. Progresso no sentido dos objectivos de Quioto

9. No relatório de progresso que apresentou em 2005[6], a Comissão avaliou os progressos realizados pelos Estados-Membros no sentido do cumprimento dos objectivos de Quioto. Se se compararem os níveis reais de emissões em 2003 com as emissões autorizadas para o período de 2008 a 2012, um número considerável de Estados-Membros terão de cobrir diferenças, nalguns casos significativas. Em particular, a Alemanha, a Áustria, a Bélgica, a Dinamarca, a Eslovénia, a Espanha, a

[6] Relatório da Comissão sobre os progressos para a realização do objectivo da Comunidade no âmbito do Protocolo de Quioto, de 15 de Dezembro de 2005, COM(2005) 655.

Finlândia, a Irlanda, a Itália, o Luxemburgo, os Países Baixos e Portugal ainda não estão suficientemente avançados na realização dos respectivos objectivos de Quioto. Esses Estados-Membros deverão progredir mais no sentido da realização dos objectivos de Quioto durante o segundo período de comércio, o que não quer dizer que não sejam necessárias medidas adicionais também noutros Estados-Membros. Na medida em que não se afigura provável que as diferenças possam sem compensadas *exclusivamente* pela exigência de diminuição das emissões por parte dos sectores que não participam no regime de comércio ou pela aquisição de unidades de Quioto, o RCLE UE terá de ser mais utilizado para permitir a realização completa do potencial do comércio de licenças de emissão.

3.2. Definição de limites nacionais

10. Nos termos do critério 3 do anexo III (em relação aos critérios do anexo III da directiva, ver o anexo 2 do presente documento), a quantidade de licenças de emissão a atribuir deve ser compatível com o potencial, incluindo o potencial tecnológico, de redução de emissões das actividades abrangidas pelo regime. Isto significa que a combinação dos potenciais económico e tecnológico de redução das emissões de cada Estado-Membro representa um limite máximo para a redução das emissões a nível nacional.

11. Dois dos factores mais importantes que determinam as tendências constatadas a nível das emissões são o crescimento económico (em termos de PIB - quanto maior for o crescimento, maiores serão as emissões) e a intensidade de carbono (emissões por unidade de PIB, sendo que a redução da intensidade de carbono resulta numa diminuição das emissões). Em princípio, quanto mais depressa uma economia cresce, mais depressa começam a ser utilizadas as novas tecnologias e se procede à renovação dos bens de equipamento, o que resulta num aumento da produtividade e da intensidade de carbono. A progressão crescente do sector terciário e o declínio concomitante do sector secundário a que se assiste nas economias europeias contribuem ainda mais para esse efeito. Por outro lado, a introdução do RCLE UE e o estabelecimento de um preço do carbono para o seu comércio em toda a UE irão estimular maiores reduções da intensidade de carbono.

12. Em termos históricos (durante o período de 1990 a 2000) as reduções da intensidade de carbono compensaram ou ultrapassaram mesmo os efeitos do crescimento económico, o que implica que as emissões de gases com efeito de estufa se mantiveram estáveis ou diminuíram. O quadro a seguir apresentado indica que essa tendência se irá provavelmente manter durante a década em curso (2000 a 2010). É preciso salientar que as estimativas para o período de 2000 a 2010 não tomam em conta os incentivos criados pela primeira fase do RCLE UE, pelo que as reduções reais da intensidade de carbono durante esse período estarão muito provavelmente subavaliadas.

Quadro A: Taxas de crescimento históricas e previstas do PIB e tendências da intensidade de carbono[7]:

	Evolução anual do PIB em %	Melhoria anual da intensidade de carbono* em %	**Efeito líquido combinado sobre as tendências das emissões anuais em %**
Desenvolvimentos reais entre 1990 e 2000			
UE25	2.0	2.3	**-0.3**
UE15	2.0	1.9	**0.1**
Novos Estados-Membros	1.7	3.9	**-2.2**
Desenvolvimentos previstos entre 2000 e 2010			
UE25	*2.5*	*2.2*	***0.3***
UE15	*2.4*	*2.1*	***0.3***
Novos Estados-Membros	*3.8*	*3.6*	***0.2***

Nota: * A intensidade de carbono expressa a relação entre as emissões de CO_2 e o PIB.

13. Na sua análise dos potenciais económico e tecnológico para a redução das emissões, a Comissão tomou em consideração o crescimento anual do PIB e as taxas de redução anuais da intensidade de carbono. O efeito combinado desses dois factores representa a potencial taxa anual de redução das emissões. A partir das emissões reais de um ano adequado (p.ex.: 2003), e partindo do princípio que o sector envolvido no comércio de licenças é responsável por uma proporção constante das emissões e apresenta um potencial semelhante ao da economia, em termos gerais, para a redução dessas emissões, pode chegar-se a um limite indicativo compatível com o critério 3 do anexo III.

14. O limite para a primeira fase é, portanto, o ponto de partida para a determinação e a avaliação da quantidade total para a segunda fase, tanto a nível da UE como a nível de cada Estado-Membro. Dado o critério 1, alguns Estados-Membros terão de diminuir os limites que haviam estabelecido para o primeiro período, se quiserem respeitar os objectivos de Quioto. Outros Estados-Membros terão de manter os seus limites ao nível da primeira fase, de forma a alinharem os seus planos pelo potencial de redução das emissões (critério 3). Assim, a média anual dos limites previstos para a segunda fase do RCLE em toda a UE deve ser inferior à da primeira fase.

[7] Fonte: Comissão Europeia, Direcção-Geral da Energia e dos Transportes, Tendências da energia e dos transportes na Europa até 2030, apêndice 2, Janeiro de 2003. Ver o seguinte endereço: http://europa.eu.int/comm/dgs/energy_transport/figures/trends_2030/index_en.htm

15. Alguns Estados-Membros têm diferenças a compensar entre as suas emissões reais em 2003 e as emissões autorizadas de acordo com os objectivos de Quioto. A diferença total para esses Estados-Membros é de 296,5 milhões de toneladas de equivalente CO_2. Esse valor representa, portanto, o excedente de emissões que esses Estados-Membros ainda terão de reduzir através da utilização dos instrumentos ao seu dispor para garantirem o cumprimento dos objectivos de Quioto.

16. Os Estados-Membros que têm de proceder a essas compensações para poderem atingir os respectivos objectivos de Quioto devem tentar obter uma combinação equilibrada da: i) diminuição do número de licenças para a segunda fase e ii) aplicação de medidas adicionais nos sectores que não participam no regime de comércio, medidas essas que poderão potencialmente ser complementadas pela iii) aquisição de unidades de Quioto por parte dos Governos. Uma combinação equilibrada permitirá que as reduções sejam mais viáveis e economicamente mais eficazes.

17. O quadro do anexo 1 apresenta uma lista das quotas do sector envolvido no regime comércio de emissões, expressas sob a forma de comparação entre as licenças atribuídas durante a primeira fase e as emissões reais em 2003. A percentagem da UE ascende a cerca de 45%. Se os sectores envolvidos no regime de comércio de licenças de emissão contribuíssem proporcionalmente para a redução nos Estados-Membros que têm diferenças a compensar, a atribuição total para o segundo período na UE-25 seria cerca de 6% mais baixa do que para o primeiro período, o que resultaria na atribuição média anual de 2 063 000 milhões de licença. O cumprimento dos objectivos de Quioto, perante essa redução de 6%, exigiria mais esforços por parte dos sectores não envolvidos no regime de comércio de licenças.

3.3. Fundamentação da intenção de aquisição de unidades de Quioto pelos Governos

18. Tendo em conta a evolução dos mercados e a quantidade limitada de unidades de Quioto disponíveis, os Estados-Membros enfrentam um desafio considerável para realizarem o volume pretendido de aquisições. A decisão de um Estado-Membro de adquirir unidades de Quioto com fundos públicos (tal como a aquisição por empresas, nos termos da directiva relativa às ligações) diminuirá a necessidade de reduzir as emissões nacionais.

19. Pelos motivos acima apontados, a fundamentação das intenções de aquisição de unidades de Quioto pelos Governos é crucial para a coerência dos respectivos planos nacionais de atribuição com o critério 1 do anexo III, pelo que esse elemento já assumiu grande importância na avaliação dos planos para o primeiro período. Vários Estados-Membros não fundamentaram totalmente as intenções de aquisição que tinham manifestado nos planos nacionais de atribuição para o primeiro período, tendo alguns limites sido diminuídos em conformidade. Os Estados-Membros cujos Governos estão a contar recorrer à aquisição de unidades de Quioto, mesmo quando já o tenham indicado nos seus planos nacionais de atribuição para o primeiro período, precisam portanto de fundamentar mais concretamente as suas intenções e de demonstrar os progressos realizados nessas aquisições. A Comissão irá basear a sua avaliação nos critérios cumulativos descritos no anexo 5 e abordar estes aspectos de forma estrita. Nos casos em que um Estado-Membro não cumpra de forma satisfatória todos os critérios, a Comissão exigirá uma redução proporcional do limite proposto.

3.4. Fundamentação de outras políticas e medidas

20. A fundamentação dos efeitos das políticas já aplicadas e de outras políticas e medidas previstas pelos Estados-Membros é crucial para a coerência dos planos nacionais de atribuição de licenças com o critério 1 do anexo III da directiva. Nos seus planos de atribuição para o primeiro período, os Estados-Membros apresentaram uma lista das políticas e medidas já em aplicação ou previstas. Os Estados-Membros que estão a contar com essas políticas e medidas já em aplicação ou previstas, mesmo quando já o tenham indicado nos seus planos nacionais de atribuição para o primeiro período, terão portanto de fundamentar os efeitos dessas políticas e demonstrar os progressos realizados na sua aplicação ou aprovação[8], segundo o caso. A Comissão irá basear a sua avaliação nos critérios cumulativos descritos no anexo 6 e abordar estes aspectos de forma estrita. Nos casos em que um Estado-Membro não cumpra de forma satisfatória todos os critérios, a Comissão exigirá uma redução proporcional do limite proposto.

3.5. Orientações em relação ao critério 12 – limite sobre os URE e RCE utilizáveis pelos operadores

21. O critério 12 do anexo III da directiva, conforme alterado pela directiva de ligação[9], determina que: "O plano deve especificar o máximo de URE e RCE utilizáveis pelos operadores no regime comunitário, em percentagem da atribuição de licenças de emissão a cada instalação. A percentagem deve ser compatível com as exigências de complementaridade nos termos do Protocolo de Quioto e das decisões adoptadas por força da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre as Alterações Climáticas ou do Protocolo de Quioto".

22. O critério 12 é obrigatório, na medida em que os planos nacionais de atribuição de licenças devem especificar o máximo de URE e de RCE que podem ser utilizados pelos operadores, no âmbito do RCLE UE, para garantir o cumprimento dos objectivos.

23. O critério 12 determina que a percentagem definida deve ser compatível com as exigências de complementaridade nos termos do Protocolo de Quioto e das decisões adoptadas por força da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre as Alterações Climáticas ou do Protocolo de Quioto. Os Acordos de Marraquexe indicam também que a utilização dos mecanismos será suplementar às acções nacionais[10]. O Protocolo de Quioto, a Convenção Quadro das Nações Unidas sobre as Alterações Climáticas e as decisões adoptadas por força da mesma não apresentam nenhuma definição quantitativa das exigências de complementaridade[11]. Cabe aqui notar também que a

---

8 Neste contexto, a Comissão salienta a importância de que os planos de atribuição sejam totalmente coerentes com as obrigações dos Estados-Membros decorrentes da Directiva 2001/77/CE relativa à promoção da electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis no mercado interno da electricidade, JO L 283 de 27.10.2001, p. 33.

9 Directiva 2004/101/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de Outubro de 2004, que altera a Directiva 2003/87/CE relativa à criação de um regime de comércio de licenças de emissão de gases com efeito de estufa na Comunidade, no que diz respeito aos mecanismos baseados em projectos do Protocolo de Quioto, JO L 338 de 13.11.2004, p. 18.

10 Decisão 15/CP.7, Art. 1º.

11 A proposta da Comissão para a directiva relativa às ligações previa uma definição quantitativa desse tipo (COM(2003) 403).

reunião da conferência das partes no Protocolo de Quioto, em Montreal, adoptou uma série de importantes decisões para estimular a utilização de MDL, processo para o qual o regime de comércio de licenças de emissão da UE poderá contribuir.

24. As exigências de complementaridade são aplicáveis às emissões globais de gases com efeito de estufa de cada Estado-Membro, e não separadamente a cada sector. Logo, as intenções de aquisição de unidades de Quioto pelos Governos também deverão ser tomadas em consideração para efeitos da avaliação do cumprimento destas exigências.

25. A Comissão considera que os Estados-Membros devem ter a liberdade de decidir se aplicam os limites individualmente, em relação a cada instalação, ou de forma colectiva, ao conjunto das instalações. Para garantir uma maior flexibilidade, recomenda-se aos Estados-Membros a aplicação de um limite válido para a totalidade do período de comércio e que seja aplicável de forma colectiva, ao conjunto das instalações.

3.6. Questões relacionadas com os novos operadores e com o encerramento de instalações

26. A Comissão considera prematuro retirar conclusões e identificar as melhores práticas no que respeita aos novos operadores e ao encerramento de instalações. Para mais informações, consultar o anexo 7.

3.7. Orientações adicionais para a atribuição de licenças a nível de sector e de instalação

27. Para efeitos da atribuição de licenças a cada instalação durante a segunda fase, a Comissão considera que é necessário que os Estados-Membros não se limitem a utilizar os dados relativos às emissões ou outros dados da primeira fase. Se assim fosse, as instalações que tivessem activamente reduzido as suas emissões durante o primeiro período de comércio seriam indevidamente prejudicadas, ao receberem para a segunda fase uma quantidade de licenças inferior à das instalações que não tivessem reduzido as suas emissões durante o mesmo período.

28. Se os Estados-Membros não se limitarem a utilizar as emissões ou outros dados da primeira fase, a acção precoce será devidamente reconhecida, o que tornará desnecessária a criação de uma reserva ou quaisquer formas de compensação para esses casos.

29. A fim de reduzir a complexidade e o esforço administrativo, a Comissão considera que não será apropriado manter disposições especiais a nível de instalação para as emissões de processo.

30. Tal como já se indicou anteriormente, é extremamente importante simplificar os planos nacionais de atribuição de licenças para a segunda fase em relação aos da primeira fase. A adopção de regras de atribuição mais simples a nível de sector e de instalação reforça a transparência e diminui os custos do processo de atribuição, em especial para as pequenas e médias empresas abrangidas pelo regime.

3.8. Orientações adicionais em relação a outros aspectos da atribuição

31. A utilização de indicadores de desempenho (*benchmarking*) a nível da UE ainda não constitui um método de atribuição suficientemente amadurecido para ser utilizado na segunda fase. No entanto, os Estados-Membros poderão encontrar formas de utilizar devidamente essa avaliação comparativa, a nível nacional, para efeitos da atribuição às instalações de um determinado sector e para os novos operadores, por exemplo no sector da electricidade. A experiência retirada desse processo será analisada pela Comissão no contexto da sua revisão. A Comissão está interessada em saber se os dados adicionais que serão necessários para a definição dos indicadores de desempenho podem ser obtidos e se os Estados-Membros consideram útil esse esforço administrativo adicional.

32. A Comissão gostaria de salientar que os Estados-Membros podem utilizar o formato do leilão, dentro do limite de 10% que é autorizado nos termos do artigo 10º da directiva para o segundo período de comércio. Uma maior utilização dos leilões permitiria aos Estados-Membros e à Comissão recolherem maior experiência sobre a aplicação desse método de atribuição, a qual poderia servir de base para a revisão estratégica. Recorda ainda aos Estados-Membros que os proventos dos leilões podem ser utilizados, nomeadamente, para cobrir os custos administrativos do regime e para a aquisição de unidades de Quioto pelos Governos. Quando os Estados-Membros decidam leiloar licenças, a Comissão encoraja-os a especificar tão cedo quanto possível e, de preferência, no respectivo plano nacional de atribuição, os pormenores do processo de venda, principalmente no que respeita ao seu calendário e às quantidades envolvidas.

33. No que respeita à consulta pública prevista no n.º 1 do artigo 9º, no n.º 2 do artigo 11º e no critério 9 do anexo III da directiva, a Comissão espera que os Estados-Membros apresentem calendários previsionais adequados para garantir uma consulta pública efectiva em relação à definição dos planos nacionais de atribuição de licenças para a segunda fase. Os Estados-Membros devem ter por objectivo a conclusão das consultas públicas nos termos do n.º 2 do artigo 11º e do critério 9 do anexo III em tempo útil para poder garantir o cumprimento do prazo de 31 de Dezembro de 2006. Uma vez que, em relação à primeira fase, se deverá dispor de mais tempo para preparar o segundo período de comércio, a Comissão está confiante de que os Estados-Membros irão cumprir devidamente essa exigência, por sua própria responsabilidade e iniciativa.

4. INTERPRETAÇÃO DO ÂMBITO DE APLICAÇÃO DO ANEXO I DA DIRECTIVA

4.1. Instalações de combustão

34. No que respeita à definição de instalação de combustão referida no anexo I da directiva, a Comissão regista o facto de que alguns Estados-Membros basearam os seus planos nacionais de atribuição de licenças para a primeira fase numa interpretação que incluía todos os processos de combustão que atingiam a capacidade especificada, independentemente de se tratar de uma combustão exclusivamente destinada à produção de energia ou integrada noutro processo de produção. Outros Estados-Membros aplicaram variantes de uma interpretação mais estrita, que excluiu

alguns ou todos os processos de combustão integrados noutros processos de produção.

35. A Comissão considera que esta situação é altamente insatisfatória. Numa perspectiva de mercado interno, tem de se evitar que, quando da aplicação da directiva, o mesmo tipo de instalação seja abrangido em alguns Estados-Membros mas não noutros. Uma interpretação comum da definição de instalação de combustão e a cobertura consistente destas instalações em todos os Estados-Membros durante o segundo período de comércio são vitais para evitar distorções significativas da concorrência no mercado interno.

36. A Comissão considera que a definição de instalação de combustão que consta do anexo 8 é a mais apropriada. A Comissão está consciente de que isso implicaria, para alguns Estados-Membros, a inclusão de algumas instalações adicionais, incluindo grandes instalações com níveis significativos de emissões e ainda outras instalações com baixo nível de emissões. No entanto, à luz do que segue, a Comissão reconhece a inutilidade de incluir outros processos de combustão que são tipicamente realizados em pequenas instalações. A fim de eliminar as incoerências para o segundo período de comércio, todos os Estados-Membros deverão portanto, em qualquer dos casos, incluir também os processos de combustão que envolvam *crackers*, negro de carvão, queima no facho[12], caldeiras[13] e siderurgias integradas[14], operações essas que são tipicamente realizadas em grandes instalações, que originam emissões consideráveis. A Comissão reserva-se o direito de adoptar todas as medidas necessárias para evitar distorções significativas. Para mais pormenores sobre a forma como a Comissão interpreta a definição de instalação de combustão, ver o anexo 8.

4.2. Instalações de pequena dimensão

37. Alguns Estados-Membros e outras partes interessadas referiram a sua preocupação em relação à inclusão das instalações de pequena dimensão no âmbito de aplicação da directiva, argumentando em particular que os custos dessa inclusão ultrapassam os benefícios que essas instalações poderão retirar do facto de serem abrangidas pelo regime. A Comissão reconhece que os benefícios e os custos da participação de algumas pequenas instalações devem ser objecto de uma análise mais completa no âmbito da revisão do RCLE UE, nos termos do artigo 30º da directiva.

38. A Comissão salienta que alguns dos custos de participação que serão suportados pelas pequenas instalações já foram realizados durante a preparação do primeiro período de comércio e não voltarão a ser necessários no futuro. Em termos de custos recorrentes, que estão largamente associados aos custos anuais de acompanhamento, de apresentação de relatórios e de verificação das emissões, a Comissão dedicará particular atenção às possibilidades de redução dos custos das pequenas instalações, no âmbito da revisão das orientações para o acompanhamento e apresentação de relatórios em curso. A Comissão pretende que as orientações revistas possam entrar em vigor em 1 de Janeiro de 2008, coincidindo com o início do segundo período de comércio.

---

12 Mesmo quando *off-shore*.

13 Incluindo as caldeiras alimentadas a lã de rocha.

14 Incluindo as fábricas de laminados, os reaquecedores, os fornos de reaquecimento e a decapagem.

39. Por outro lado, a Comissão reitera a importância da utilização de regras simples para a atribuição das licenças no segundo período de comércio, por forma a beneficiar as pequenas instalações, bem como a necessidade de analisar outros aspectos, para além do acompanhamento e da atribuição das licenças, que possam permitir uma redução dos custos da participação desse tipo de instalações. A Comissão está confiante de que esse processo irá melhorar a relação custo/benefício da participação dessas instalações no RCLE UE.

40. A Comissão convida os Estados-Membros a explorarem as possibilidades de flexibilidade identificadas no anexo 9 durante a elaboração dos respectivos planos nacionais de atribuição de licenças para a segunda fase. Além disso, tem a intenção de analisar de forma mais completa, no âmbito da revisão, o campo de aplicação da directiva no que respeita à inclusão das pequenas instalações, incluindo a eventual apresentação de propostas de alteração da directiva que possam permitir a retirada de algumas instalações de pequena dimensão do RCLE UE durante o segundo período de comércio. Nesse contexto, a Comissão está a analisar a possibilidade de excluir as actividades de combustão abaixo de um determinado limite, por exemplo 3 MW, da contabilização para efeitos da chamada regra da agregação. A Comissão está igualmente a analisar a possibilidade de suprimir a parte dessa regra que prevê a soma das capacidades das actividades executadas por um mesmo operador numa única instalação.

ANNEX

Annex 1: Background data

Member State	2003 national greenhouse gas emissions	Allowed emissions annual average 2008-12 under Kyoto Protocol	ETS share[15]	First phase cap annual average 2005-07 according to Commission decisions[16]
Austria	91.6	68.3	36.0%	33.0
Belgium	147.7	135.8	42.6%	62.9
Cyprus	9.2	n.a.	62.0%	5.7
Czech Republic	145.4	176.8	67.1%	97.6
Denmark	74.0	55.0	45.3%	33.5
Estonia	21.4	40.0	88.6%	19.0
Finland	85.5	70.4	53.2%	45.5
France	557.2	568.0	28.1%	156.5
Germany	1017.5	986.1	49.0%	499.0
Greece	137.6	139.6	54.1%	74.4
Hungary	83.2	114.3	37.6%	31.3
Ireland	67.6	61.0	33.0%	22.3
Italy	569.8	477.2	40.8%	232.5
Latvia	10.5	23.3	43.4%	4.6
Lithuania	17.2	46.9	71.2%	12.3
Luxembourg	11.3	9.2	29.8%	3.4
Malta	2.9	n.a.	n.a.	2.9
Netherlands	214.8	200.3	44.4%	95.3
Poland	384.0	531.3	62.3%	239.1
Portugal	81.2	75.4	47.0%	38.2
Slovakia	51.7	66.0	59.0%	30.5
Slovenia	19.8	18.8	44.3%	8.8
Spain	402.3	329.0	43.4%	174.4
Sweden	70.6	75.2	32.5%	22.9
UK	651.1	657.4	37.7%	245.3
Total				**2190.8**

Note: All emission figures are in million tonnes CO_2 equivalent.

15 The ETS share is calculated as the first period cap divided by 2003 national greenhouse gas emissions.

16 These figures do not account for changes to the number of installations subsequent to the respective Commission decision (e.g. opt-ins or opt-outs of installations).

Annex 2: Criteria for national allocation plans referred to in Articles 9, 22 and 30 of Annex III of the Directive

1. The total quantity of allowances to be allocated for the relevant period shall be consistent with the Member State's obligation to limit its emissions pursuant to Decision 2002/358/EC and the Kyoto Protocol, taking into account, on the one hand, the proportion of overall emissions that these allowances represent in comparison with emissions from sources not covered by this Directive and, on the other hand, national energy policies, and should be consistent with the national climate change programme. The total quantity of allowances to be allocated shall not be more than is likely to be needed for the strict application of the criteria of this Annex. Prior to 2008, the quantity shall be consistent with a path towards achieving or over-achieving each Member State's target under Decision 2002/358/EC and the Kyoto Protocol.
2. The total quantity of allowances to be allocated shall be consistent with assessments of actual and projected progress towards fulfilling the Member States' contributions to the Community's commitments made pursuant to Decision 93/389/EEC.
3. Quantities of allowances to be allocated shall be consistent with the potential, including the technological potential, of activities covered by this scheme to reduce emissions. Member States may base their distribution of allowances on average emissions of greenhouse gases by product in each activity and achievable progress in each activity.
4. The plan shall be consistent with other Community legislative and policy instruments. Account should be taken of unavoidable increases in emissions resulting from new legislative requirements.
5. The plan shall not discriminate between companies or sectors in such a way as to unduly favour certain undertakings or activities in accordance with the requirements of the Treaty, in particular Articles 87 and 88 thereof.
6. The plan shall contain information on the manner in which new entrants will be able to begin participating in the Community scheme in the Member State concerned.
7. The plan may accommodate early action and shall contain information on the manner in which early action is taken into account. Benchmarks derived from reference documents concerning the best available technologies may be employed by Member States in developing their National Allocation Plans, and these benchmarks can incorporate an element of accommodating early action.
8. The plan shall contain information on the manner in which clean technology, including energy efficient technologies, are taken into account.
9. The plan shall include provisions for comments to be expressed by the public, and contain information on the arrangements by which due account will be taken of these comments before a decision on the allocation of allowances is taken.

10. The plan shall contain a list of the installations covered by this Directive with the quantities of allowances intended to be allocated to each.
11. The plan may contain information on the manner in which the existence of competition from countries or entities outside the Union will be taken into account.
12. The plan shall specify the maximum amount of CERs and ERUs which may be used by operators in the Community scheme as a percentage of the allocation of the allowances to each installation. The percentage shall be consistent with the Member State's supplementarity obligations under the Kyoto Protocol and decisions adopted pursuant to the UNFCCC or the Kyoto Protocol.

Annex 3: Key messages from the first allocation guidance document

In January 2004, the Commission provided guidance to assist Member States in the preparation of the national allocation plans[17]. The guidance contained in that document on the implementation of the then eleven[18] criteria in Annex III to the Directive remainsrelevant for the second trading period 2008-2012. The Commission therefore wishes to reiterate the main elements.

Criterion (1) – Kyoto commitments The Commission understands "likely to be needed" as forward-looking and linked to the projected emissions of covered installations as a whole, given that this criterion refers to the total quantity of allowances to be allocated. The Commission understands the reference to the "strict application of the criteria in this annex" to comprise the criteria with a mandatory character or containing mandatory elements - i.e. criteria 1, 2, 3, 4 and 5. In order to satisfy this requirement and fulfil all mandatory criteria and elements, a Member State should not allocate more than is needed, or warranted, by the most constraining of these criteria. It follows that any application of the optional elements of Annex III may not lead to an increase in the total quantity of allowances.
Criterion (2) – Assessments of emissions developments Pursuant to Decision 280/2004/EC concerning a mechanism for monitoring Community greenhouse gas emissions and for implementing the Kyoto Protocol , the Commission undertakes an annual assessment of each Member State's actual emissions and projected emissions for the period 2008-2012, in total and by sector and by gas. Criterion 2 requires the total quantity of allowances to be allocated to be consistent with these assessments. Consistency will be deemed as ensured, if the total quantity of allowances to be allocated to covered installations is not more than would be necessary taking into account actual emissions and projected emissions contained in those assessments.
Criterion (3) – Potential to reduce emissions A Member State should determine the total quantity of allowances resulting from the application of criterion 3 by comparing the potential of activities covered by the scheme to reduce emissions with the potential of activities not covered. The criterion will be deemed as fulfilled if the allocation reflects the relative differences in the potential between the total covered and non-covered activities.

[17] Commission Communication COM (2003) 830 final, 7.1.2004.

[18] Directive 2004/156/EC ("the Linking Directive") added a criterion 12 to Annex III to Directive 2003/87/EC.

Criterion (4) – Consistency with other legislation Criterion 4 concerns the relationship between allocations under Directive 2003/87/EC and other Community legislative and policy instruments. Consistency between allowance allocations and other legislation is introduced as a requirement in order to ensure that the allocation does not contravene the provisions of other legislation. In principle, no allowances should be allocated in cases where other legislation implies that covered emissions had or will have to be reduced even without the introduction of the emissions trading scheme. Similarly, consistency implies that if other legislation results in increased emissions or limits the scope for decreasing emissions covered by the Directive account should be taken of this increase.
Criterion (6) – New entrants Under criterion 6, the national allocation plan should contain information on the manner in which new entrants will be able to begin participating in the emissions trading scheme in a Member State. The guidance proposes three ways in which new entrants can begin participating in the emissions trading scheme: by buying allowances in the market, by buying them in an auction, or by receiving them for free from a reserve set aside by the Member State. Having new entrants buy allowances in the market or in an auction is in accordance with the principle of equal treatment.
Criterion (10) – List of installations This criterion will be deemed as fulfilled, if a Member State has respected its obligation to list all the installations covered by the Directive. A Member State has to indicate the total quantity of allowances intended to be allocated to each installation.

Annex 4: Summary of experience gained from allocation plans for the first phase (2005-2007) and general lessons for the second phase (2008-2012)

1. **More use of emissions trading is necessary to meet the Kyoto targets cost-effectively.** Some Member States rely to a large degree on reductions in the non-trading sectors or on government purchase of Kyoto unit credits in the pursuit of their Kyoto targets. The intended government purchase of Kyoto units and the foreseen reduction efforts in the non-trading sectors have served in the first allocation phase as buffers resulting in moderate use of emission trading. In some Member States too much of the reduction effort may have been shifted to the non-trading sectors. Maintaining this imbalance would make Kyoto compliance more costly than necessary. Given that emissions trading is the most cost-effective instrument at hand, it should be used more in the second allocation round and beyond.

2. **Allocations have in general been more restrictive for power generators than other sectors covered by the scheme.** In most Member States, the allocation to the power generating sector, in relation to projected needs, has been more restrictive, i.e. more environmentally ambitious, than the allocations to the other sectors covered by the scheme.

3. **Member States experiencing considerable excess in actual emissions with respect to their Kyoto targets intend to purchase a substantial amount of Kyoto units.** Eight Member States announced in the first phase national allocation plans their intention to purchase with government funds in total some 500 to 600 million Kyoto units. Given the general outlook for Joint Implementation (JI) and Clean Development Mechanism (CDM), the envisaged volume will be very challenging to realise. Furthermore, the Linking Directive will add private-sector demand to government demand for such credits. The Commission considers it as a matter of priority to improve the functioning of these mechanisms.

4. **The non-acceptance of ex-post adjustments is essential for the allowance market development.** The Commission did not approve the so-called ex-post adjustments envisaged by a number of Member States for the first trading period. This plays a vital role in the development of an efficient and liquid allowance market. The good functioning of the allowance market depends crucially on a stable and predictable allocation for the entire trading period in order to create stable incentives for installations to reduce emissions. For compliance purposes, companies can use the full flexibility of the scheme, be it via the allowance market or via company-internal transfers across borders.

5. **Some allocation plans are more complex than necessary and not sufficiently transparent.** In the first national allocation plans, some Member States created a complex set of special allocation rules: all Member States provided for a new entrants reserve and most also for some kind of administrative provision in the case of closure of an installation (i.e. no further allocation of allowances for the remainder of the ongoing trading period once an installation is closed). The design of new entrants and closure rules differs in detail. This contributes to a high degree of complexity and intransparency in the internal market and may result in unnecessary distortions of competition. Member States should consider simplifying all rules which they have added themselves and which are not essential for the functioning of the scheme. Simpler rules will help make national allocations plans more transparent.

Annex 5: Information requested to assess substantiation of intended government purchase of Kyoto units

Member States must substantiate the intended government purchase of Kyoto units and are requested to provide the following information in the national allocation plan:

(1) indicate the amount of Kyoto units planned to be purchased for compliance with the Kyoto target and any changes in this amount compared to the first national allocation plan;

(2) indicate the type of Kyoto units planned to be purchased, along with their respective projected or contracted purchase price;

(3) demonstrate the existence of relevant national legislation and budget allocations;

(4) provide information on the progress to date in realising the planned purchases, in particular the quantity of Kyoto units for which emission reduction purchase contracts have been signed at the time of notification of the second national allocation plan;

(5) indicate the envisaged time schedule of still to be effected purchases;

(6) outline the administrative arrangements put in place for realising the planned purchases, such as national programmes or purchase tenders for purchasing Kyoto units;

(7) indicate details about the contributions of multilateral or private carbon purchase funds and the expected delivery of credits;

(8) demonstrate the existence of contingency measures applicable in the event that planned purchases and signed purchase agreements result in the delivery of a lower than expected amount of Kyoto units.

Annex 6: Information requested to assess substantiation of other policies and measures

Member States must substantiate the effects of implemented and additional policies and measures and are requested to provide the following information in the national allocation plan:

(1) indicate the implemented policies and measures it considers as significant in sectors not covered by the EU ETS. For sectoral framework policies implemented (e.g. rural development plan, waste management plan) the plan has to provide the individual measures included that are considered to lead to greenhouse gas emission reductions. For cross-sectoral policies and measures, the plan has to indicate in which way those measures affect emissions in the trading and non-trading sectors. The information provided has to include the year in which the implementation showed full effect;

(2) indicate additional policies and measures not yet implemented at the time of notification which the Member State considers as significant. The plan has to present information on the status of planning or adoption of relevant legislation, agreements, incentive programmes, etc. and has to address the period for which full additional reduction effects are expected;

(3) indicate the approximate level of current greenhouse gas emissions represented by the activity targeted by each policy or measure and include quantified annual emissions reductions for the period 2008 to 2012 for the policies and measures indicated under the two preceding bullets. If no quantitative estimation of effects is available, the plan should explain why this information could not be provided and should include additional information why the policy or measure is considered to provide significant emission reduction effects;

(4) provide assumptions and methodologies used for the quantification of the effects of indicated policies and measures and provide references to sources for this information;

(5) present quantitative indicators to demonstrate the effectiveness of the policy or measure under the first requirement;

(6) indicate how policies and measures presented under the first two requirements are reflected in the greenhouse gas emissions projections presented in the plan;

(7) indicate any developments and trends of the activities targeted by the policies and measures provided under the first two requirements that could potentially counteract the reduction effects, e.g. increased production capacities or growing trends in consumption patterns;

(8) indicate any overlapping effects among important measures (e.g. effects of cross-sectoral measures and sectoral measures on the same activity) and how such double-counting effects have been eliminated in the estimation of quantitative reduction effects.

Annex 7: Issues related to new entrants and closures

1. The Commission notes that in the first trading period all Member States have set aside allowances for new entrants in a reserve and most adopted some form of closure provisions. The Commission did not raise objections to these administrative provisions and rules to the extent that they were not tantamount to ex-post adjustments.

2. The Commission notes further a multitude of detailed provisions governing new entrants reserves and closures, including transfer rule arrangements, adopted by Member States in the first allocation phase. This contributes to a high degree of complexity and intransparency in the internal market and may result in distortions of competition. At this stage, there is however insufficient practical experience with regard to the practical application of these rules.

3. For this reason, the Commission considers it premature to draw conclusions and identify best practice. In the case of new entrants' reserves and closure and transfer provisions being maintained in the second trading period, the Commission recommends Member States ensure in particular that the new entrants reserve not be replenished upon exhaustion, that allowances not allocated to closed installations be cancelled or auctioned, and that there be no allocation at projected needs to new installations.

4. In the review report in June 2006[19], the Commission will consider alternative options (including the set-up of an EU-level new entrant reserve accompanied by EU-wide administrative rules on closure and cross-border transfer) to achieve further harmonisation with respect to new entrants and closure provisions.

[19] As provided for by Article 30(2) of the Directive

Annex 8: Definition of combustion installation

1. The Commission considers the interpretation including all combustion processes, i.e oxidation of fuels, fulfilling the specified capacity to be the correct interpretation of Annex I of the Directive, for the following notable reasons:

2. Firstly, the term "combustion" is used in a wide range of Community legislation including not only the Emissions Trading Directive and the IPPC-Directive, but also the LCP-Directive20 and the Sulphur in Liquid Fuels-Directive21. The meaning of combustion in the context of the Emissions Trading Directive has to be interpreted within the framework of other Community legislation where definitions are included.

3. The Sulphur in Liquid Fuels-Directive in its Article 2(5) and the LCP-Directive in its Article 2(7) define 'combustion plant' as "any technical apparatus in which fuels are oxidised in order to use the heat thus generated". The LCP-Directive lists in the same Article a range of combustion plants which are specifically excluded from the scope of the LCP-Directive. The Emissions Trading Directive does not provide for such exclusion.22

4. Given that the Emissions Trading Directive makes no similar specific exclusions, the types of combustion installations excluded by Article 2(7) of the LCP-Directive are included within the scope of the Emissions Trading Directive where the threshold is met or exceeded.

5. Further guidance in support of this conclusion comes from Annex I of the Emissions Trading Directive itself. Annex I specifically excludes municipal and hazardous waste incineration facilities from the scope of the scheme. The combustion of e.g. hazardous waste is clearly an integrated part of the normal process undertaken by hazardous waste incinerators. If, in the absence of this specific exclusion, the Directive were to be interpreted as not applying to such installations where combustion takes place as an integrated part of the installation's processes, municipal and hazardous waste installations would not need to have been specifically excluded as they would in any case have fallen outside its scope. Their specific exclusion is further confirmation that it is the presence of a combustion process with a rated thermal input exceeding 20MW that determines the Directive's coverage of stationary combustion installations.

6. It is also commonly accepted that the term "combustion installation" for the purposes of the IPPC-Directive covers not just the power generation industry but also other industries where fuels are burned. Thus the heading "Energy industries" in the context of the IPPC Directive does not imply a narrow restriction of coverage of the

---

20 Directive 2001/80/EC on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from large combustion plants, OJ L 309, 27.11.2001, p. 1.

21 Directive 1999/32/EC relating to a reduction in the sulphur content of certain liquid fuels, OJ L 121, 11.05.1999, p. 13.

22 Certain activities that are specifically excluded by the LCP-Directive are also excluded from the Emissions Trading Directive, such as "(h) any technical apparatus used in the propulsion of a vehicle, ship or aircraft" because the Emissions Trading Directive only applies to stationary technical units (Article 3(e)). The Emissions Trading Directive therefore covers neither transportation in general nor greenhouse gas emissions arising from traffic on the site of an installation.

term “combustion installations” to combustion processes that produce energy independently, but rather also includes combustion processes taking place as an integrated part of another production process. The heading “Energy activities” used in the Emissions Trading Directive, if anything, would be broader, so at least the same conclusion would apply. This therefore provides additional support for the argument that “combustion installations” in the Emissions Trading Directive not only covers combustion installations that are part of the energy industry, but also combustion installations in other industry sectors, including sectors that are not explicitly listed in its Annex I.

7. It is well-established that industries can fall under more than one activity category of the IPPC-Directive. Integrated steel works for example carry out several Annex I activities, and refineries include combustion installations of more than 50MW. Considering the similarities between the IPPC-Directive and the Emissions Trading Directive, there is no reason to take a different approach to the interpretation of the latter in this respect. In particular, a different approach cannot be justified by the separate listing of the steel and cement industries, given that both produce substantial CO2 emissions from (chemical) processes in addition to their emissions from combustion.

8. In the light of the above points, any installation, which includes one or more piece of stationary technical apparatus in which a combustion process takes place and that together on the same site and under the responsibility of the same operator has a rated thermal input exceeding 20MW, is therefore subject to the Emissions Trading Directive. This includes apparatus where the heat is used in another piece of apparatus, through a medium such as electricity or steam, and apparatus where the heat resulting from combustion is used directly within that apparatus, for example, for melting, drying, flares or units providing heat input to chemical reactors. The purpose to which the product of an activity is put should not be a determining characteristic as to whether or not an installation is subject to the Directive, as this would introduce subjectivity into its scope. Energy produced by combustion may be in the form of electricity, heat, hot water or steam, and the distance between the production of energy and its eventual use is not relevant for competent authorities to decide whether or not an installation is subject to the Emissions Trading Directive.

Annex 9: Interpretation issues related to the smallest installations

1. The Commission draws Member States' attention to the fact that the so-called aggregation clause[23] contained in the second paragraph of Annex I of the Directive should be interpreted carefully so as to not cover certain small installations, without prejudice to the interpretation of such or similar wording in other Community legislation. In particular, the wording "under the same subheading" contained in this clause should be understood in the sense that a single activity falling simultaneously under several subheadings, e.g. both under "energy activities" and under a specific sectoral activity covered by Annex I of the Directive, such as "mineral industry", is considered under the more specific sectoral subheading. Multiple activities of the same type should then be aggregated on the basis of that specific sectoral subheading, and not on the basis of all of the different possible activity descriptions that could apply. There is no basis for aggregating activities that fall under a different subheading, even though they may be part of the same installation.

2. Furthermore, flexibility at the discretion of Member States comes also from the wording "and/or" in the provision governing the manufacture of ceramic products in Annex I of the Directive. If Member States want to use this flexibility the Commission notes that this provision can be interpreted in a restrictive way so as to require the simultaneous presence of all mentioned sub-elements for the second trading period, again without prejudice to the interpretation of such or similar wording in other Community legislation. In this context, the Commission draws the attention of Member States to the Declaration of the Council and the Commission of 4 September 1996[24] supporting an interpretation of the same wording contained in Annex I of the IPPC-Directive, that it is up to Member States to decide as to whether one of the two criteria or both criteria need to be fulfilled at the same time.

---

23 "2. The threshold values given below generally refer to production capacities or outputs. Where one operator carries out several activities falling under the same subheading in the same installation or on the same site, the capacities of such activities are added together."

24 Council Declaration of 4 September 1996 on Directive 96/61/EC of the Council on Integrated Pollution Prevention and Control, 9388/96, Interinstitutional dossier No. 00/0526 (SYN)

Annex 10: Set of NAP common format summary tables

I. NAP summary table – target calculation
(Grey fields are filled out automatically)

Row	Data table no.		Emissions (Mt CO2eq)
A		Target under Kyoto Protocol or Burden Sharing Agreement (avg. annual GHG emissions 2008-12)	
B	**III**	*Total GHG emissions 2003 (excluding LULUCF emissions and removals)*	
C		**Difference +/-** (row A - row B) (negative means need to reduce)	0
D	**III**	*Av. annual projected total GHG emissions 2008-2012 ('with measures' projection)*	
E		**Difference +/-** (row A - row D) (negative means need to reduce)	0
Reduction measures *(where relevant)*			
F	**V**	EU emissions trading scheme	
G	**VI**	Additional policies and measures (other than emissions trading), including LULUCF	
H	**VII**	Government purchase of Kyoto mechanisms	
I		**Total reduction measures** (row F + row G + row H)	0

IIa NAP Summary table – Basic data

(Grey fields are filled out automatically)

			1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
A	**Real GDP**[1] (in billion €2000)	Absolute												
		Trend index 2003=100												
B	**Emissions**[1] (Mt of CO2)	Absolute												
		Trend index 2003=100												
C	**Carbon intensity**[1] (million tonnes CO2 / billion €)	Absolute												
		Trend index 2003=100												

	Year		2002	2003	2004	*2005*	*2006*	*2007*	*2008*	*2009*	*2010*	*2011*	*2012*	*Annual average 2008-2012*
A	**Real GDP**[1] (in billion €'2000)	Absolute												
		Trend index 2003=100												
B	**Emissions**[1] (Mt of CO2)	Absolute												
		Trend index 2003=100												
C	**Carbon intensity**[1] (million tonnes CO2 / billion €)	Absolute												
		Trend index 2003=100												

[1] Indicate source(s), separately per year where relevant.

IIb. NAP Summary table – Basic data on electricity sector[1]

(Grey fields are filled out automatically)

	Year	2000	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Average 2008-2012
A	**Total domestic electricity production** (TWh)												
B	**Imports (TWh)**												
	Country 1												
	Country n												
	Other countries												
	Total Imports												
C	**Exports (Twh)**												
	Country 1												
	Country n												
	Other countries												
	Total Exports												
D	**Electricity trade balance** (TWh, total row B - total row C)												
E	**Share of gas in total domestic electricity production** (%)												
F	**Share of oil in total domestic electricity production** (%)												
G	**Share of coal in total domestic electricity production** (%)												
H	**Share of nuclear energy in total domestic electricity production** (%)												
I	**Share of renewable energy, including biomass, in total domestic electricity production** (%)									[2]			

[1] Indicate source(s), separately per year where relevant.

[2] This cell should also include (in parentheses) the target pursuant to Directive 2001/77/EC.

III NAP Summary table – Recent and projected greenhouse gas emissions per common reporting format sector (without taking into account **additional** policies and measures in Table VI)

(Grey fields are filled out automatically)

in CO2eq

Row ref.	CRF subsector			2003	2004	2005	2008	2009	2010	2011	2012	Average annual projected emissions 2008-2012
A	1.A.1	**Energy generation**	GHG									
B			CO2 in ETS									
C	1.A.3	**Transport**	GHG									
D	1.A.4.a + b + c	**Commercial and institutional, Residential, and Agricultural energy use**	GHG									
E			CO2 in ETS									
F	2	**Industrial processes**	GHG									
G			CO2 in ETS									
I	4	**Agriculture**	GHG									
J	5	**Land-Use Change and Forestry**	GHG									
K	6	**Waste**	GHG									
L	1.A.2 + 1.A.4 + 1.A.5 + 1.B + 3 + 7	**All other sectors**	GHG									
M			CO2 in ETS									
N		**Total**	GHG									
O		**Total in ETS**	$ETSCO_2$	Rows B + E + G + M								

IV NAP Summary table – Recent and projected CO_2 emissions in sectors covered by the EU emissions trading scheme

(Grey fields are filled out automatically)

	Emissions in Mt CO_2eq	i	ii	iii	iv	v	vi	vii	viii	ix	x	xi
	Year	**2003**	**2004**	**2005**	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**Average annual projected emissions 2008 – 2012***
A	**combustion installations total (excluding installations covered under rows B-J)**											
	main activity 1											
	main activity 2											
	flaring											
	integrated steelworks											
	crackers											
	furnaces											
	main activity n											
B	**mineral oil refineries**											
C	**coke ovens**											
D	**metal ore roasting, sintering, pig iron and steel producing installations**											
E	**cement producing installations**											
F	**lime producing installations**											
G	**glass and glass fibre producing installations**											
H	**ceramics producing installations**											
I	**pulp, paper and board producing installations**											
J	**Total**		Rows A to J									
K	**Share of EU ETS CO_2 in total GHG emissions** (%)		Row L / Row B in Table Iia									

* Numbers to be used in last two columns of Table V.

V NAP Summary table – Proposed allocation in relation to first period allocation (without additional policies and measures) in the sectors covered by the EU emissions trading scheme

(Grey fields are filled out automatically)

		i	ii	iii	iv	v
		2003 actual CO_2 emissions (Mt CO_2)[1]	**2004 actual CO_2 emissions** (Mt CO_2)	**Average annual allocation 2005 - 2007**	**Proposed average annual allocation in 2008-2012**	**Proposed ETS allocation as a percentage of first period ETS**
A	**combustion installations total (excluding installations covered under rows B-J)**					col iv / col iii
	main activity 1					
	main activity 2					
	flaring					
	integrated steelworks					
	crackers					
	furnaces					
	main activity n					
B	**mineral oil refineries**					
C	**coke ovens**					
D	**metal ore roasting, sintering, pig iron and steel producing installations**					
F	**cement producing installations**					
G	**lime producing installations**					
H	**glass and glass fibre producing installations**					
I	**ceramics producing installations**					
J	**pulp, paper and board producing installations**					
L	**Total**					

VI NAP Summary table – Reductions expected by policies and measures other than the EU emissions trading scheme and which have not been taken into account for the "with measures" projection presented in Table III (Mt CO_2eq)

		i	ii	iii	iv	v	vi	vii	viii	ix
	Measures	Under implementation (1)			Adopted (2)			Planned (3)		
		Expected average annual reduction (2008-12)		**Full effects expected as from year**	**Expected average annual reduction (2008-12)**		**Full effects expected as from year**	**Expected average annual reduction (2008-12)**		**Full effects expected as from year**
		In ETS sectors	**In non-ETS sectors**		**In ETS sectors**	**In non-ETS sectors**		**In ETS sectors**	**In non-ETS sectors**	
A										
B										
C										
D										
E										
F										
G										
H										
I										
…										
X	**Subtotal**									
	Total	equal to row G in Table I								

[1] where the full or a substantial part of the effects can be expected, not the first year of implementation.

[2] The measure has been adopted by the final instance at the relevant local, regional or national level, but it is not yet implemented

[3] The measure is at least mentioned in a formal government document

VII

NAP Summary table – Government's planned use of Kyoto units (Mt CO_2eq) and status of implementation

(Grey fields are filled out automatically)

			ERUs	CERs	AAUs and others	Total
A	**Planned purchase**	**Total 2008-2012**				
B		**Annual average**				Σ (equal to row H on table I)
C	**Quantity of units already paid for**					
D	**Quantity of units contracted, but yet unpaid (delivery pending start of UN ITL)** (1)					
E	**Neither bought nor contracted by date of notification (A - C - D)**					
F	**Full budget appropriated to first commitment period (2008-12)**	**Currently available for 2006**				
G		**Committed for the future**				
H	**Implied future price ((F+G)/A)**					

(1) Units partially paid for should be proportionally distributed between lines C and D

VIII

NAP Summary table – Details on new entrants, closures and auctioning

Issues with respect to new entrants	**Description of NAP provisions**
Does the plan contain a new entrants' reserve?	
What is its size in absolute terms and as a percentage of the total quantity of allowances for the period?	
What use is made of allowances left over in the reserve at the end of the trading period? (cancellation, sold)	
How will new entrants be treated in case the reserve runs out of allowances before the end of the trading period? (reserve replenished, further new entrants buy in the market)	
Does the allocation to the new entrant depend on the actual choice of fuel?	
Does the allocation to the new entrant depend on the actual choice of technology?	
Does the allocation to the new entrant depend on the estimated or actual number of operating hours or does the allocation use a standard number of operating hours?	
Auctioning	
Will any allowances be auctioned?	
What share of the total quantity of allowances will be auctioned?	
Who can participate in the auction?	
What auctioning method will be used?	
When/at what intervals will the auction(s) be held?	
What quantity of allowances will be auctioned each time?	
What use will be made of the revenues?	
Will the auctions be coordinated with any auctions in other Member States?	
Closures	
Do operators have to report to the competent authority when an installation closes, and on what conditions is an installation considered to be closed?	
Does the operator continue to be issued allowances for a closed installation in the remaining years of the trading period? If the reply depends on whether the operator sets up a new entrant installation replacing the closed installation, please briefly describe the provision.	
What happens to any allowances that were intended for an installation, which will not receive them after closure? (cancellation, fed into a new entrants' reserve, auctioning)	

IX

NAP Summary table – Further details on selected new entrants

	Power plant with a rated thermal input exceeding 20 MW	**Power plant with a rated thermal input exceeding 20 MW**
Maximum capacity of the actual installation	(At least 100 MW)	(At least 100 MW)
Fuel (s) used	Coal	Gas
Forecast number of operating hours/year in the period 2008 to 2012		
Annual allowance allocation in 2008 to 2012		

X

NAP Summary table - Important assumptions on annual averages

Year	EU Allo-wance price (in Euro)	Crude oil price (Brent) (1)	Natural gas price (1)	Coal price (1)	Exchange rate (2)	Other
2005						
2006						
2007						
2008						
2009						
2010						
2011						
2012						

(1) Use common market standard and specify, including the currency used; indicate in detail sources of data and methodologies
(2) For those Member States outside the Euro-zone

Explanatory comments on NAP Common Format summary tables

Note: Grey fields are filled in automatically when using the Excel spreadsheets.

Table I: NAP summary table – target calculation

General description:

The purpose of this table is to provide an overview of key data relevant for NAP assessment. The gap (row C) between the Kyoto target (row A) and actual greenhouse gas emissions in 2003 (row B) is presented with necessary corresponding reduction measures (quantified in the fourth column of rows F-H, and totalled in row I). The gap is also expressed as the difference between the Kyoto target (row A) and the projected annual average total greenhouse gas emissions from 2008-2012 (row D). This figure is indicated in row E.

Specific remarks:

The second column makes a cross-reference to other data tables.

The fourth column refers to emissions or effects on emissions from measures recorded in the third column.

All rows with the exception of rows B and C contain annual averages relating to the second trading period 2008 to 2012.

Table IIa: NAP Summary table – Basic data

General description:

Table IIa gives an overview of historic and expected trends in various factors crucial to the calculation of a Member State's potential to reduce emissions: namely, real GDP (row A), greenhouse gas emissions (row B) and carbon intensity (row C).

All three factors are expressed both in absolute numbers and in a trend index, with 2003 being the base year (2003=100).

Specific remarks:

In order to have a complete picture, the Commission invites Member States to provide annual data from 1990 to 2012. While re-stating some date in the public domain, Table IIa is of added value as an integral part of the NAP ensuring transparency and easy access to this information for stakeholders and other Member States.

Member States are required to indicate the sources of the information used, separately per year where relevant.

For the period 2008 to 2012, the Commission prefers annual data to better understand the development of these figures over time. In case a Member State can justify why such annual data are not available, the Commission would also accept the submission of only annual averages for the period 2008 to 2012, to be indicated in the respective column.

Table IIb: NAP Summary table – Basic data on electricity sector

General description:

Table IIb indicates the basic data for the electricity sector. The purpose is to obtain a comprehensive picture of total domestic electricity production (row A), imports (row B) and exports (row C), the electricity trade balance (row D, constituting the difference between rows B and C) as well as the shares of different fuels (gas, oil, coal, nuclear energy, and renewable energy) in total domestic electricity production (rows E-I).

Specific remarks:

Imports and exports (rows B and C) need to be disaggregated into the most important countries to/from which the export/import takes place, as well as a row with the remainder to other countries, and the total figure. These figures will allow the Commission to cross-check the plausibility of indications by individual Member States of their respective exports and imports, which would naturally need to be compatible with each other.

Member States are required to indicate the sources of the information used (separately per year where relevant) and are encouraged to provide annual data also for the period 2008 to 2012.

If a Member State can justify why such annual data are not available, the Commission requires explanation and at least the submission of data for a recent year and annual averages for the period 2008 to 2012. Similarly, Member States should provide data on the fuel mix as accurately as possible.

Naturally, the future fuel mix will depend on estimates, amongst others, of the allowance price. Member States are requested to indicate their respective estimates in the explanations in the NAP and also in Table X.

Member States should introduce also the target pursuant to Directive 2001/77/EC in Table 2b for the year 2010.

Table III: NAP Summary table – Recent and projected greenhouse gas emissions per common reporting format sector (without taking into account additional policies and measures in Table VI)

General description:

Table III relates recent and projected greenhouse gas emissions per common reporting format sector, as further specified by the numbers for the respective sub-sectors in the second column. Where indicated, the emissions should be indicated for total greenhouse gases and CO_2 in the EU ETS.

The Commission recognises the technical difficulty to complete this table but stresses the importance of bringing together the categories in the UNFCCC-based common reporting format with the categories under EU ETS reporting.

Specific remarks:

The second column indicates the sub-sectoral reference under the Common Reporting Format (CRF).

The Commission recognises that some Member States may not have all the data available to complete Table III. If a Member State can justify why such annual or sectoral data is not available, the Commission requires at least the submission of data for a recent year and annual averages for the period 2008 to 2012 for as many sectors as possible, as well as aggregate figures (total and total in ETS).

CO_2 emissions in the ETS sector depend on estimates, amongst others, on the allowance price. Member States are requested to indicate their respective estimates in the explanations in the NAP and also in Table X.

Table IV: NAP Summary table – Recent and projected CO_2 emissions in sectors covered by the EU emissions trading scheme

General description:

Table IV looks more specifically at the recent and projected CO_2 emissions by installation or sector covered by the EU ETS, relating them to the activities mentioned in Annex I of the Directive. Certain activities have been aggregated where separate information is likely not to be available or necessary for the Commission's assessment.

Specific remarks:

Emissions from combustion installations shall be calculated without emissions from installations also covered under the specific sectors of Annex I of the Directive being indicated in rows B-J. As a matter of example, where a combustion installation is also covered by the category "installations for the production of cement clinker …" under the subheading "mineral industry" of Annex I of the Directive, emissions from that installation should fall under the entry "cement producing installations" in row E of Table IV, and should be omitted from row A "combustion installations". Moreover, emissions from these combustion installations shall be disaggregated into the most important activities to be identified by each Member State, including flaring, integrated steelworks, crackers and furnaces.

For the period 2008 to 2012, the Commission prefers annual data to better understand the development of all sectors. Where a Member State can justify the absence of such annual data for certain sectors, the Commission requires at least the submission of data for a recent year and annual averages for the period 2008 to 2012 in as many sectors as possible. If a Member State can show this to be appropriate, certain sectors may be (dis-)aggregated; in particular coke ovens (row C) with metal ore roasting, sintering, pig iron and steel producing installations (row D). Where such data are not available on an annual basis, the Commission requires a justification and at least the submission of data for a recent year as well as annual averages for the period 2008 to 2012 for as many sectors as possible, as well as aggregate figures (total and total in ETS).

The amount entered in row J, column XI correlates to Table III, row O, last column. The amount entered in row K, column XI correlates to Table III, row N, last column.

Table V: NAP Summary table – Proposed allocation in relation to first period allocation (without additional policies and measures) in the sectors covered by the EU emissions trading scheme

General description:

For installations or sectors covered by the EU ETS, Table V indicates 2003 and 2004 actual emissions (columns i and ii) as well as the proposed second period allocation in relation to first trading period allocation (columns iii and iv). Column v indicates the proposed second period allocation as a percentage of the first period allocation. The same sectoral specification is used as in Table IV.

Specific remarks:

Emissions from combustion installations shall be calculated without emissions from installations covered also under the specific sectors of Annex I of the Directive being indicated in rows B-J. As a matter of example, where a combustion installation is also covered by the category "installations for the production of cement clinker …" under the subheading "mineral industry" of Annex I of the Directive, emissions from that installation should fall under the entry "cement producing installations" in row E of Table IV, and should be omitted from row A "combustion installations". Moreover, emissions from these combustion installations shall be disaggregated into the most important activities to be identified by each Member State, including flaring, integrated steelworks, crackers and furnaces.

For the period 2008 to 2012, the Commission prefers annual data to better understand the development of all sectors. Where a Member State can justify why such annual data is not available for all sectors, the Commission requires at least the submission of data for a recent year and annual averages for the period 2008 to 2012 in as many sectors as possible, as well as aggregate figures (total and total in ETS). If a Member State can show it to be appropriate, certain sectors may be (dis-)aggregated; in particular coke ovens (row C) with metal ore roasting, sintering, pig iron and steel producing installations (row D).

Table VI: NAP Summary table – Reductions expected by policies and measures other than the EU emissions trading scheme and which have not been taken into account for the "with measures" projection presented in Table III (Mt CO_2eq)

General description:

Table VI gives account of greenhouse gas emissions reductions expected by policies and measures other than the EU ETS, which have not been taken into account for the "with measures" projection presented in Table III.

It classifies such measures into three categories: "under implementation" (columns i-iii), "adopted" (columns iv-vi), and "planned" (columns vii-ix).

"Under implementation" means that the implementation is ongoing, and that the measure is not taken into account for the "with measures" projections presented in Table III.

"Adopted" means that the measure has been adopted by the final instance at the relevant local, regional or national level, but it is not yet implemented.

"Planned" means that the measure is at least mentioned in a formal government document, but not adopted.

Each of these three categories is again subdivided into three columns: the expected average annual reduction (2008-12), on the one hand, in ETS sectors (columns i, iv and vii), and, on the other hand, in non-ETS sectors (columns ii, v and viii). The third sub-column (iii, vi and ix, respectively) indicates the year, in which the full or a substantial part of the effects of the respective measure can be expected (not necessarily the first year of implementation).

The rows shall contain the measures to be specified in the second column.

Specific remarks:

The Commission recognises that for some measures the disaggregation of the expected reductions into those occurring outside and inside the ETS presents a technical difficulty. It is however an important element for the Commission's assessment.

Table VII: NAP Summary table – Government's planned use of Kyoto units (Mt CO_2eq) and status of implementation

General description:

Table VII gives a detailed overview on the government's planned use of Kyoto units and the status of their implementation.

It subdivides the Kyoto units into ERUs from JI projects, CERs from CDM projects, and AAUs and other units from international emissions trading. The last column indicates the total of the three types combined.

The status of implementation is presented in the rows, as follows.

Rows A and B indicate the sum across the various degrees of implementation, with row A giving the total amount in the period 2008 to 2012 and row B the annual average in that period per type of Kyoto unit and as a total. The total annual average across all three forms of Kyoto units is equal to row H of Table I.

Row C indicates the most advanced degree of implementation, i.e. the quantity of units already paid for.

Row D gives a lesser degree of implementation, which is the quantity of units contracted, but yet unpaid (delivery pending start of UN ITL). Units partially paid for should be proportionally distributed between rows C and D.

Row E relates to the quantity with the lowest degree of implementation, i.e. the units neither bought nor contracted by the date of notification (Row E = Row A – Row C – Row D).

Rows F and G give additional information on the full budget appropriated to the first commitment period (2008-12), both the one currently available for 2006 (row F) and the one committed up to 2012 (row G).

Row H indicates the implied future price of Kyoto units, which is the sum of rows F and G, divided by the total planned purchase in row A.

Specific remarks:

The Commission prefers Member States to specify the breakdown into ERUs, CERs, and AAUs and others. In case a Member State can justify why such a breakdown is not feasible, the Commission requires at least the submission of separate figures for ERUs and CERs on the one hand and AAUs and others on the other hand.

Table VIII: NAP Summary table – Details on new entrants, closures and auctioning

Table VIII contains various questions relating to important information on new entrants, auctioning and closures. The questions should be self-explanatory.

Table IX: NAP Summary table – Further details on new entrants

Table IX asks for further details on a selected new entrant, e.g. a power plant with a rated thermal input of 100 MW.

In one scenario (second column) the fuel used is coal, while in the other (third column) it is gas.

Member States are then requested to fill in row 4 (forecast number of operating hours/year in the period 2008 to 2012), where such a forecast is relevant for the allocation under the new entrants rule of the Member State, and row 5 (annual allowance allocation in 2008 to 2012).

This information will allow the Commission to better assess the standards used in the allocation to new entrants and at the same time provide for more transparency.

Table X: NAP Summary table – Important assumptions on annual averages

In Table X, Member States are requested to quantify for the years 2005-12 their key assumptions on annual average figures underlying the establishment of the NAP, in particular for:

- the EU allowance price (in Euro);
- the price for crude oil (Brent);
- the price for natural gas;
- the coal price; and
- the exchange rate (for those Member States outside the Euro-zone).

Member States should use and specify common market standards for fuel prices, including the currency used. They should indicate in detail sources of data and methodologies. This information is necessary in order to ensure comparability of data and transparency.

Member States are invited to indicate further assumptions considered important and useful for the Commission's assessment.