COMMISSIONE DELLE COMUNITÀ EUROPEE

Bruxelles, 22.12.2005
COM(2005) 703 definitivo

COMUNICAZIONE DELLA COMMISSIONE

"Orientamenti complementari sui piani nazionali di assegnazione per il periodo di scambio 2008-2012 nell'ambito del sistema di scambio delle quote di emissione dell'UE"

COMUNICAZIONE DELLA COMMISSIONE

"Orientamenti complementari sui piani nazionali di assegnazione per il periodo di scambio 2008-2012 nell'ambito del sistema di scambio delle quote di emissione dell'UE"

(Testo rilevante ai fini del SEE)

1. INTRODUZIONE

1. La presente comunicazione propone agli Stati membri alcuni orientamenti per l'elaborazione dei piani nazionali di assegnazione relativi al secondo periodo di scambio (2008-2012). Il presente documento non rientra nel riesame, attualmente in corso, della direttiva sullo scambio delle quote di emissione[1] (di seguito, "la direttiva"); in tale contesto è previsto che la Commissione presenti una relazione al Parlamento europeo e al Consiglio nel giugno 2006 comprendente eventuali proposte per migliorare il funzionamento del sistema di scambio delle quote di emissione dell'UE. Nel preparare il riesame la Commissione invita le parti interessate ad inviare i propri contributi su un ampio ventaglio di aspetti riguardanti il funzionamento e l'impatto del sistema UE di scambio delle quote di emissione.

2. Questi orientamenti vanno ad integrare quelli già pubblicati il 7 gennaio 2004[2] riguardanti l'applicazione dei criteri elencati nell'allegato III della direttiva. Il documento precedente conteneva, in particolare, un'analisi tecnica dell'interpretazione e dell'interazione tra i vari criteri dell'allegato III e illustrava il ruolo che tali criteri svolgono nella valutazione dei piani di assegnazione da parte della Commissione. I punti principali evidenziati nel primo documento di orientamento sono sintetizzati nell'allegato 3 del presente documento.

3. La Commissione ritiene ora necessario proporre altri orientamenti per integrare in maniera coerente gli insegnamenti tratti dal primo esercizio di assegnazione. In questo contesto rileva che, data la natura generale dei criteri dell'allegato III della direttiva, c'è ancora spazio per la loro applicazione e condivide la posizione espressa dagli Stati membri e da molti soggetti interessati secondo i quali servono altre linee guida[3] per garantire che i piani di assegnazione siano più omogenei tra loro in vista del secondo periodo di scambio.

---

[1] Direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 ottobre 2003, che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità e che modifica la direttiva 96/61/CE del Consiglio, GU L 275 del 25.10.2003, pag. 32, modificata dalla direttiva 2004/101/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 27 ottobre 2004, recante modifica della direttiva 2003/87/CE che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità, riguardo ai meccanismi di progetto del Protocollo di Kyoto, GU L 338 del 13.11.2004, pag. 18.

[2] COM(2003) 830 def.

[3] Il 1° dicembre 2005 il Consiglio ha invitato la Commissione a fare del suo meglio per fornire orientamenti in tempo sufficientemente utile per la preparazione dei piani nazionali di assegnazione del secondo periodo.

4. In generale, gli Stati membri e i soggetti interessati si esprimono a favore di una maggiore armonizzazione delle regole di assegnazione delle quote. Secondo la Commissione è necessaria una maggiore coerenza nel secondo periodo di scambio, a condizione che i progressi divergenti degli Stati membri nel raggiungimento dei rispettivi obiettivi di Kyoto lo consenta. È inoltre auspicabile una maggiore armonizzazione per il periodo successivo al 2012: la Commissione prenderà in esame questi aspetti nell'ambito del riesame strategico del sistema comunitario di scambio delle quote di emissione e, in base ad esso, presenterà le eventuali proposte opportune per migliorare il funzionamento del sistema garantendo al contempo la stabilità del quadro normativo.

5. La Commissione invita gli Stati membri a semplificare i loro piani per il secondo periodo di scambio: dei piani semplici aiutano a far comprendere meglio lo strumento comunitario ai soggetti interessati e aumentano la trasparenza e la prevedibilità. Gli Stati membri devono pertanto cercare di semplificare al massimo il secondo piano nazionale che devono presentare, in particolare per quanto riguarda i metodi di assegnazione e le regole applicabili ai nuovi entranti e alle chiusure. Essi dovrebbero inoltre valutare con atteggiamento critico la necessità e l'efficacia delle regole contenute nel primo piano di assegnazione e mantenere solo quelle che ritengono assolutamente indispensabili.

6. Per migliorare ulteriormente la trasparenza dei piani, la Commissione ha preparato una serie di tabelle[4], accluse come allegato, che sintetizzano in un formato standard alcune informazioni basilari contenute nei piani nazionali di assegnazione. La Commissione considera le tabelle come parte integrante della seconda tornata di piani nazionali e si aspetta che gli Stati membri le utilizzino. Invita inoltre questi ultimi a continuare ad utilizzare il formato comune[5] elaborato per il primo piano nazionale e, come già accaduto nella prima fase, garantirà una valutazione assolutamente coerente di tutti i piani.

2. SINTESI DELLE ESPERIENZE ACQUISITE CON I PIANI DI ASSEGNAZIONE RELATIVI ALLA PRIMA FASE (2005-2007) E INSEGNAMENTI GENERALI IN VISTA DELLA SECONDA FASE (2008-2012)

7. La prima fase di assegnazione delle quote è durata circa 15 mesi, dal termine ultimo di notifica – 31 marzo 2004 – fino all'ultima decisione della Commissione in merito ai piani, che risale al 20 giugno 2005. Questa fase si è protratta molto più a lungo di quanto previsto dalla direttiva. L'esercizio di approvazione dei piani è continuato ben oltre l'inizio del primo periodo di scambio, cominciato il 1° gennaio 2005. I ritardi accumulati a livello nazionale per la notifica, l'approvazione e il completamento di alcuni piani hanno causato incertezze non solo per le autorità e le imprese nazionali interessate, ma anche per tutti i soggetti che operano sul mercato delle quote in Europa. Alla luce di queste riflessioni, sarà importante che, per la seconda fase di assegnazione, i piani nazionali siano ultimati e notificati per tempo. La Commissione ritiene che il periodo di tre mesi fissato dall'articolo 9, paragrafo 3, della direttiva abbia inizio solo a partire dalla presentazione di un piano nazionale completo.

---

4 Cfr. allegato 10.

5 COM(2003) 830 def., pagg. 25-29.

Rammenta pertanto agli Stati membri l'obbligo di rispettare la scadenza del 30 giugno 2006 per permettere di ultimare il secondo esercizio di assegnazione - compresa l'adozione delle decisioni definitive sulle assegnazioni nazionali delle quote – con dovuto anticipo rispetto all'inizio del secondo periodo di scambio previsto per il 1° gennaio 2008. La Commissione non accetterà modifiche ai piani nazionali dopo la scadenza del 31 dicembre 2006 indicata all'articolo 11, paragrafo 2, della direttiva, a meno che non siano espressamente richieste dalla Commissione stessa nella decisione relativa al piano nazionale di assegnazione.

8. La Commissione ha riconosciuto che il primo periodo deve essere considerato un esercizio di apprendimento e per questo ha valutato pragmaticamente i piani di assegnazione riguardanti tale periodo. Da questo primo esercizio di assegnazione sono emersi alcuni elementi significativi che saranno sintetizzati nel prosieguo del documento e che hanno determinato una convergenza di scelte e strategie tra i vari Stati membri (per informazioni più precise consultare l'allegato 4). In particolare:

- è necessario ricorrere più spesso allo scambio delle quote di emissione per conseguire gli obiettivi fissati a Kyoto in maniera economicamente efficace;
- le assegnazioni di quote sono state, in generale, più restrittive per il settore della generazione di energia rispetto ad altri settori partecipanti al sistema;
- gli Stati membri che producono molte più emissioni rispetto al proprio obiettivo di Kyoto intendono acquistare ingenti quantitativi di unità di Kyoto;
- il rifiuto di accettare adeguamenti a posteriori è uno dei presupposti per sviluppare il mercato delle quote di emissione;
- alcuni piani di assegnazione sono più complessi del necessario e non sono abbastanza trasparenti.

3. ALTRI ORIENTAMENTI SU ASPETTI SPECIFICI IN VISTA DELLA PRESENTAZIONE DEI PIANI NAZIONALI DI ASSEGNAZIONE PER IL SECONDO PERIODO

3.1. Progressi realizzati nel conseguimento degli obiettivi di Kyoto

9. Nella relazione del 2005[6] la Commissione ha esaminato i progressi realizzati dagli Stati membri rispetto agli obiettivi di Kyoto. Paragonando le emissioni effettive del 2003 con le emissioni consentite nel periodo 2008-2012 si rileva che molti Stati membri devono colmare un divario che, per alcuni, è consistente. Per il momento sembra, in particolare, che Austria, Belgio, Danimarca, Finlandia, Germania, Irlanda, Italia, Lussemburgo, Paesi Bassi, Portogallo, Slovenia e Spagna non siano sulla buona strada per conseguire i rispettivi obiettivi di Kyoto. In questi Stati membri, nel secondo periodo di scambio si dovrà fare di più per rispettare tali obiettivi, ma ciò non significa che altri provvedimenti non siano necessari anche in altri Stati membri. Poiché è improbabile che il divario venga colmato *unicamente* imponendo riduzioni delle emissioni al settore che non partecipa allo scambio e non essendo possibile

[6] Comunicazione della Commissione "Progressi verso il conseguimento dell'obiettivo comunitario di Kyoto" del 15 dicembre 2005, COM(2005) 655.

contare solo sull'acquisto di unità di Kyoto, è necessario ricorrere maggiormente al sistema comunitario di scambio delle quote, che permette di realizzare pienamente le potenzialità insite nello scambio delle emissioni.

3.2. Definizione di tetti nazionali

10. In base al criterio n. 3 dell'allegato III della direttiva (i criteri sono ripresi nell'allegato 2 del presente documento) la quantità di quote assegnate deve essere coerente con le potenzialità, anche tecnologiche, di ridurre le emissioni delle attività alle quali si applica il sistema di scambio. Ciò significa che la combinazione delle potenzialità economiche e tecnologiche di abbattimento delle emissioni costituisce il limite superiore per il tetto a livello nazionale.

11. Due dei fattori più importanti che determinano le tendenze delle emissioni sono la crescita economica (PIL) - maggiore è la crescita più elevate sono le emissioni - e l'intensità di carbonio - emissioni per PIL unitario; più bassa è l'intensità di carbonio, minori sono le emissioni. In teoria, più rapida è la crescita economica, più velocemente le nuove tecnologie trovano un utilizzo pratico e più velocemente viene rinnovato lo stock di capitale, più aumenta la produttività e diminuisce l'intensità di carbonio. La percentuale sempre più elevata rappresentata dal terziario e il contemporaneo declino del secondario sono due elementi che caratterizzano le economie europee e che acuiranno l'effetto descritto. Infine, l'introduzione del sistema comunitario di scambio delle quote di emissione e il prezzo del carbonio a livello di UE nei settori che partecipano allo scambio riusciranno a ridurre ulteriormente l'intensità di carbonio.

12. Storicamente (nel periodo 1990-2000) le riduzioni dell'intensità di carbonio hanno bilanciato e a volte superato la crescita economica: in altri termini, le emissioni di gas serra sono rimaste costanti quando non sono diminuite. La tabella seguente indica che questa tendenza dovrebbe rimanere stabile anche in questo decennio (2000-2010). È necessario sottolineare che le stime per il 2000-2010 non tengono conto degli incentivi creati dalla prima fase del sistema comunitario di scambio delle quote di emissione ed è pertanto probabile che le riduzioni effettive dell'intensità di carbonio in quel periodo risultino sottostimate.

Tabella A: Tassi di crescita storici e stimati del PIL e tendenze relative all'intensità di carbonio[7]

	Variazione annua del PIL in %	Intensità di carbonio annua* Miglioramento in %	**Effetto netto cumulato sulla tendenza annua delle emissioni in %**
Sviluppo effettivo dal 1990 al 2000			
UE-25	2,0	2,3	**-0,3**
UE-15	2,0	1,9	**0,1**
Nuovi Stati membri	1,7	3,9	**-2,2**
Sviluppo previsto dal 2000 al 2010			
UE-25	*2,5*	*2,2*	***0,3***
UE-15	*2,4*	*2,1*	***0,3***
Nuovi Stati membri	*3,8*	*3,6*	***0,2***

Nota: * L'intensità di carbonio esprime il rapporto tra emissioni di CO_2 e PIL.

13. Nell'esaminare le potenzialità economiche e tecnologiche di abbattimento delle emissioni, la Commissione tiene conto della crescita annua del PIL e dei tassi di riduzione dell'intensità di carbonio. L'effetto cumulato di questi due fattori fornisce la percentuale relativa al potenziale annuo di abbattimento delle emissioni. Partendo dalle emissioni effettive di un determinato anno (ad esempio il 2003) e dal presupposto che il settore che partecipa allo scambio produca una percentuale costante di emissioni e abbia un potenziale di abbattimento analogo a quello dell'economia in generale, è possibile ricavare il tetto indicativo conforme al criterio 3 dell'allegato III della direttiva.

14. Il tetto relativo alla prima fase è pertanto un punto di partenza per determinare e valutare la quantità totale di quote per la seconda fase, sia a livello di UE che di Stati membri. In base al criterio 1, alcuni Stati membri devono abbassare i tetti fissati per il primo periodo per conseguire l'obiettivo di Kyoto; altri devono invece mantenerli per allineare il proprio piano al potenziale di abbattimento delle emissioni (criterio 3). Ne consegue che il tetto medio annuo delle quote nell'ambito del sistema comunitario di scambio delle quote nell'UE dovrebbe essere inferiore rispetto a quello relativo alla prima fase.

[7] Fonte: Commissione europea, Direzione generale Trasporti ed Energia, *European Energy and Transport Trends to 2030*, appendice 2, gennaio 2003; cfr. il sito: http://europa.eu.int/comm/dgs/energy_transport/figures/trends_2030/index_en.htm

15. Vari Stati membri devono colmare una lacuna tra le emissioni effettivamente prodotte nel 2003 e le emissioni consentite in base all'obiettivo di Kyoto. Il divario complessivo per questi Stati membri ammonta a 296,5 milioni di tonnellate di CO_2 equivalente. Questa cifra rappresenta pertanto le emissioni eccedenti che gli Stati membri devono ancora ridurre con tutti gli strumenti a loro disposizione per garantire la conformità agli obiettivi di Kyoto.

16. Gli Stati membri che devono colmare il divario rispetto all'obiettivo di Kyoto devono puntare ad una combinazione equilibrata di misure quali: i) la riduzione delle quote da assegnare per la seconda fase; ii) l'attuazione di misure supplementari nel settore che non partecipa allo scambio, eventualmente integrate da iii) l'acquisto, da parte dei rispettivi governi, di crediti sotto forma di unità di Kyoto. Una combinazione equilibrata di misure consente di ridurre più facilmente le emissioni sotto il profilo pratico e di farlo in maniera economicamente efficiente.

17. La tabella dell'allegato 1 indica la parte del settore che partecipa allo scambio delle emissioni in termini di quote ottenute nella prima fase rispetto alle emissioni effettive del 2003. A livello dell'UE, tale percentuale corrisponde al 45% circa. Se il settore che partecipa allo scambio dovesse contribuire in maniera proporzionale alla riduzione delle emissioni negli Stati membri che presentano un divario da colmare, le quote complessive assegnate per il secondo periodo nell'UE a 25 dovrebbero essere inferiori del 6% circa rispetto a quelle del primo periodo; verrebbero in tal modo assegnate 2,063 miliardi di quote. Per conseguire gli obiettivi di Kyoto una riduzione inferiore al 6% comporterebbe un impegno più consistente del settore che non partecipa al sistema.

3.3. Giustificazione dell'acquisto previsto di unità di Kyoto da parte degli Stati

18. Se si considera la situazione di sviluppo del mercato e i vincoli alla fornitura di unità di Kyoto gli Stati membri si trovano di fronte ad una notevole sfida per realizzare il volume di acquisti previsto. Se uno Stato membro decide di acquistare con fondi pubblici unità di Kyoto (come fanno le imprese a norma della direttiva sul riconoscimento dei crediti di Kyoto) deve ridurre di meno le emissioni al proprio interno.

19. Per i motivi indicati e al fine di garantire la conformità dei piani nazionali di assegnazione al criterio 1 dell'allegato III della direttiva, è necessario motivare l'acquisto di unità di Kyoto che gli Stati intendono realizzare. Questo è stato pertanto un elemento importante già nella valutazione dei piani presentati per il primo periodo. Vari Stati membri non hanno motivato adeguatamente l'intenzione di acquistare unità nell'ambito dei piani nazionali di assegnazione del primo periodo e per questo alcuni tetti sono stati abbassati. Tutti gli Stati membri che contano sull'acquisto delle unità di Kyoto da parte dei rispettivi governi devono dimostrare in modo più circostanziato le intenzioni e dimostrare i progressi realizzati nell'acquisto, anche se ciò è già stato indicato nei primi piani nazionali di assegnazione. La Commissione fonderà la propria valutazione sui criteri cumulativi illustrati nell'allegato 5 e valuterà tali aspetti in maniera rigorosa. Se uno Stato membro non rispetterà adeguatamente tutti i criteri, la Commissione chiederà una riduzione proporzionale del tetto proposto.

3.4. Giustificazione di altre politiche e misure

20. Comprovare gli effetti delle politiche e delle misure attuate e supplementari introdotte dagli Stati membri è un altro elemento determinante per garantire che i piani nazionali di assegnazione siano conformi al criterio 1 dell'allegato III della direttiva. Nei piani nazionali relativi al primo periodo gli Stati membri hanno elencato una serie di politiche e misure, sia esistenti che supplementari; tutti gli Stati membri che contano su tali politiche e misure, anche se già indicate nel primo piano nazionale, devono comprovarne gli effetti e dimostrare i progressi realizzati in termini di attuazione o adozione delle politiche e misure stesse[8]. La Commissione fonderà la propria valutazione sui criteri cumulativi illustrati nell'allegato 6 e valuterà questi aspetti in maniera rigorosa. Se uno Stato membro non rispetterà adeguatamente tutti i criteri, la Commissione chiederà una riduzione proporzionale del tetto proposto.

3.5. Orientamenti sul criterio 12 – limitazione al ricorso ai meccanismi JI e CDM da parte degli operatori ai fini della conformità

21. Il criterio 12 dell'allegato II della direttiva 2003/87/CE, modificata dalla direttiva sul riconoscimento[9], recita: "Il piano specifica l'importo massimo di CER e di ERU che può essere utilizzato dai gestori nell'ambito del sistema comunitario e inteso come percentuale delle quote di emissioni assegnate a ciascun impianto. La percentuale è coerente con gli obblighi di supplementarità assunti dallo Stato membro ai sensi del Protocollo di Kyoto e delle decisioni adottate a norma della convenzione UNFCCC e del Protocollo di Kyoto."

22. Il criterio 12 è vincolante nel senso che i piani nazionali di assegnazione devono indicare la quantità massima di CER e di ERU utilizzabili ai fini della conformità da parte dei gestori che partecipano al sistema comunitario di scambio delle quote di emissione.

23. Il criterio 12 stabilisce che la percentuale fissata deve essere coerente con gli obblighi di supplementarità assunti dallo Stato membro ai sensi del protocollo di Kyoto e delle decisioni adottate a norma della convenzione UNFCCC e del protocollo di Kyoto. Negli accordi di Marrakesh si stabilisce che l'impiego dei meccanismi deve essere supplementare rispetto alle azioni condotte a livello interno[10]. Nel protocollo di Kyoto, nella convenzione UNFCCC e nelle decisioni adottate ai sensi dei due atti manca tuttavia una definizione quantitativa di tali obblighi supplementari[11]. Occorre rilevare inoltre che la riunione della conferenza

---

8 A questo proposito la Commissione sottolinea che i piani di assegnazione devono essere completamente compatibili con gli obblighi assunti dagli Stati membri a norma della direttiva 2001/77/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 27 settembre 2001, sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità, GU L 283 del 27.10.2001, pag. 33.

9 Direttiva 2004/101/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 27 ottobre 2004, recante modifica della direttiva 2003/87/CE che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità, riguardo ai meccanismi di progetto del Protocollo di Kyoto, GU L 338 del 13.11.2004, pag. 18.

10 Decisione 15/CP.7, art 1.

11 La proposta della Commissione concernente la direttiva sul riconoscimento dei crediti di Kyoto prevedeva una definizione quantitativa di questo tipo (COM(2003) 403).

delle parti del protocollo di Kyoto, svoltasi a Montreal, ha adottato una serie di importanti decisioni per incentivare l'uso dei meccanismi CDM, cui il sistema comunitario di scambio di emissioni può contribuire.

24. La disposizione riguardante la supplementarità è applicabile alle emissioni aggregate di gas serra di uno Stato membro e non alle emissioni dei singoli settori considerati separatamente. Quando si valuta il rispetto di questo obbligo è pertanto necessario prendere in considerazione anche l'acquisto di unità di Kyoto che gli Stati intendono fare.

25. La Commissione ritiene che gli Stati membri devono avere la facoltà di scegliere se applicare il limite individualmente rispetto a ciascun impianto o collettivamente a tutti gli impianti. Per una maggiore flessibilità, gli Stati membri sono invitati ad applicare il limite per tutto il periodo di scambio e collettivamente, a tutti gli impianti.

3.6. Aspetti attinenti ai nuovi entranti e alle chiusure

26. La Commissione ritiene prematuro trarre conclusioni e individuare la migliore pratica nei confronti dei nuovi entranti e delle chiusure. Per maggiori dettagli consultare l'allegato 7.

3.7. Ulteriori orientamenti sull'assegnazione delle quote a livello di settore e di impianti

27. Per determinare le quote da assegnare ai vari impianti nella seconda fase del sistema, la Commissione ritiene necessario che gli Stati membri non si basino sulle emissioni o su altri dati relativi alla prima fase dell'esercizio. Se così fosse, infatti, gli impianti che hanno ridotto attivamente le emissioni nel primo periodo di scambio sarebbero svantaggiati indebitamente, perché nella seconda fase si vedrebbero assegnata una percentuale inferiore di quote rispetto agli impianti che, nello stesso periodo, non hanno ridotto le proprie emissioni.

28. Se non si considerano le emissioni o altri dati riguardanti la prima fase, viene adeguatamente riconosciuta l'importanza delle azioni tempestive e si evita di costituire riserve per le azioni tempestive o altre misure per tener conto di tali azioni.

29. Al fine di limitare la complessità e gli oneri amministrativi la Commissione non ritiene opportuno mantenere disposizioni particolari a livello di impianto per quanto riguarda le emissioni di processo.

30. Come già illustrato, non verrà mai sottolineata abbastanza l'importanza di concepire piani nazionali di assegnazione più semplici per la seconda fase rispetto alla prima. Disporre di regole di assegnazione più semplici a livello di settore e di impianto significa aumentare la trasparenza del processo di assegnazione e ridurre i costi, soprattutto per le piccole e medie imprese che partecipano al sistema.

3.8. Orientamenti complementari su altri aspetti dell'assegnazione

31. La valutazione comparativa (*benchmarking*) a livello di UE non è ancora un metodo di assegnazione sufficientemente sviluppato per poterlo applicare alla seconda fase dell'esercizio di assegnazione. Gli Stati membri potrebbero tuttavia trovarla utile in

ambito nazionale per l'assegnazione delle quote a livello di impianti in alcuni settori e per i nuovi entranti (si pensi, ad esempio, al settore dell'elettricità). Nell'ambito del riesame previsto la Commissione esaminerà eventuali esperienze acquisite in merito. La Commissione è interessata a verificare se sia possibile gestire i dati aggiuntivi necessari per la valutazione comparativa e se gli Stati membri ritengano che l'onere amministrativo supplementare sia giustificato.

32. La Commissione sottolinea che gli Stati membri possono ricorrere alle aste entro il limite del 10% consentito dall'articolo 10 della direttiva nel secondo periodo di scambio. Con un maggiore ricorso alle aste gli Stati membri e la Commissione potranno acquisire una maggiore esperienza nell'applicazione di questo metodo di assegnazione e disporre di elementi utili per il riesame strategico basati sull'esperienza pratica maturata. Ricorda inoltre agli Stati membri che i ricavati delle aste possono anche essere utilizzati per coprire i costi amministrativi del sistema e l'acquisto di unità di Kyoto da parte degli Stati. Se gli Stati membri scelgono di mettere all'asta le quote la Commissione li invita a precisare nei dettagli il processo d'asta con notevole anticipo, preferibilmente nel piano nazionale di assegnazione, in particolare per quanto riguarda i tempi e le quantità interessati.

33. Rispetto alla consultazione pubblica prevista dall'articolo 9, paragrafo 1, e dall'articolo 11, paragrafo 2, e al criterio 9 dell'allegato III della direttiva, la Commissione si aspetta che gli Stati membri indichino tempi adeguati per garantire una consultazione pubblica più efficace in vista della preparazione dei piani nazionali di assegnazione della seconda fase. Gli Stati membri devono puntare a concludere per tempo la consultazione pubblica come previsto dall'articolo 11, paragrafo 2, e dal criterio 9 dell'allegato III, in modo da rispettare la scadenza del 31 dicembre 2006. Visto che ci dovrebbero essere meno pressioni per la preparazione dei piani per il secondo periodo rispetto al primo, la Commissione si auspica che gli Stati membri adempiranno efficacemente a questo obbligo, sotto la propria responsabilità e a loro discrezione.

4. INTERPRETAZIONE DEL CAMPO DI APPLICAZIONE DELL'ALLEGATO I DELLA DIRETTIVA

4.1. Impianti di combustione

34. Per quanto riguarda l'interpretazione degli impianti di combustione di cui all'allegato I della direttiva, la Commissione rileva che alcuni Stati membri hanno fondato i piani di assegnazione della prima fase su un'interpretazione che comprendeva tutti i processi di combustione che rispondevano alla capacità indicata, a prescindere dal fatto che il processo di combustione producesse energia in maniera indipendente o nell'ambito di un altro processo di produzione. Altri Stati membri hanno applicato varianti di un'interpretazione più ristretta, escludendo alcuni o tutti i processi di combustione che facevano parte di un altro processo di produzione.

35. Per la Commissione si tratta di una situazione estremamente insoddisfacente. Dal punto di vista del mercato interno occorre evitare che, nell'ambito della stessa direttiva, lo stesso tipo di impianto rientri nel sistema in alcuni Stati membri e non in altri. Un'interpretazione omogenea e l'applicazione del sistema agli stessi tipi di impianti in tutti gli Stati membri è un elemento determinante per la seconda fase

dell'esercizio di scambio se si vogliono evitare distorsioni importanti della concorrenza nel mercato interno.

36. La Commissione ritiene che l'interpretazione di "impianto di combustione" presentata nell'allegato 8 sia quella corretta. È consapevole del fatto che alcuni Stati membri dovrebbero inserire una serie di impianti supplementari, compresi quelli di grandi dimensioni con notevoli emissioni e anche alcuni degli impianti che emettono meno emissioni. Alla luce di quanto esposto nel capitolo successivo, tuttavia, la Commissione ammette che non sarebbe utile inserire altri processi di combustione che in genere sono effettuati da impianti di piccole dimensioni. Per eliminare incoerenze nel secondo periodo, tutti gli Stati membri devono pertanto includere comunque anche i processi di combustione comprendenti il cracking, la produzione di nerofumo di gas, il degassamento[12], i processi di fabbricazione in forni[13] e la produzione di acciaio integrata[14], che in genere sono effettuati negli impianti più grandi e provocano notevoli emissioni. La Commissione si riserva il diritto di adottare tutte le misure del caso per evitare distorsioni significative. L'interpretazione data dalla Commissione a proposito dell'espressione "impianto di combustione" è illustrata in maniera circostanziata nell'allegato 8.

4.2. Gli impianti più piccoli

37. Alcuni Stati membri e soggetti interessati hanno espresso qualche timore per quanto riguarda l'applicazione della direttiva agli impianti più piccoli, adducendo in particolare il fatto che i costi per la partecipazione di questi impianti al sistema superano di gran lunga i benefici ricavati. La Commissione riconosce che i costi e i benefici legati alla partecipazione di alcuni impianti di dimensioni ridotte meritano di essere esaminati più approfonditamente nell'ambito del riesame del sistema comunitario di scambio delle quote di emissione previsto dall'articolo 30 della direttiva.

38. La Commissione sottolinea che alcuni costi di partecipazione che devono sostenere gli impianti più piccoli sono "una tantum" e legati all'avvio del primo periodo di scambio, ma successivamente non si presenteranno più. Per quanto riguarda i costi ricorrenti, che in massima parte sono legati alle attività annuali di monitoraggio, comunicazione dei dati e verifica delle emissioni, la Commissione dedica un'attenzione particolare allo sfruttamento di tutte le potenzialità di risparmio per gli impianti in questione nell'ambito del riesame attualmente in corso degli orientamenti in materia di monitoraggio e comunicazione delle informazioni. La Commissione intende far entrare in vigore i nuovi orientamenti entro il 1° gennaio 2008, in coincidenza con l'inizio del secondo periodo di scambio.

---

12 Anche off-shore.
13 Compresa la lana di roccia.
14 Compresi i laminatoi, i riscaldatori, i forni di ricottura e gli impianti di decappaggio.

39. La Commissione ribadisce inoltre l'importanza di applicare regole di assegnazione più semplici per il secondo periodo di scambio, in modo che anche gli impianti di dimensioni ridotte possano trarne beneficio, e di prendere in esame anche altri aspetti, oltre al monitoraggio e all'assegnazione, che potrebbero alleggerire i costi di partecipazione di tali impianti. La Commissione è certa che in questo modo migliorerà il rapporto costi-benefici per gli impianti di questo tipo che partecipano al sistema di scambio delle quote dell'UE.

40. La Commissione invita gli Stati membri a sfruttare tutte le possibilità illustrate nell'allegato 9 in vista della preparazione dei piani di assegnazione per la seconda fase. Nel corso del riesame essa intende prendere in considerazione in maniera più ampia il campo di applicazione della direttiva per quanto riguarda la partecipazione degli impianti più piccoli, ivi compresa la possibilità di proporre una modifica alla direttiva volta ad eliminare alcuni impianti di piccole dimensioni dal sistema di scambio comunitario nel secondo periodo di scambio. In tale contesto sta valutando la possibilità di stabilire che le attività di combustione che non superano una certa soglia – ad esempio fino a 3 MW – non debbano essere contabilizzate ai fini della cosiddetta "regola di aggregazione". La Commissione sta inoltre valutando se eliminare la parte di tale regola che stabilisce di sommare tutte le capacità delle attività effettuate dallo stesso gestore sullo stesso sito.

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.