



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und
Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie
Sektion Nationale und internationale Energiepolitik

EWG

November 2006

Rahmenbedingungen für Gaskraft- werke in Europa

Auftraggeber:

Bundesamt für Energie BFE, Bern
Bundesamt für Umwelt BAFU, Bern
Swisslectric Research, Bern

Auftragnehmer:

Ernst Basler + Partner AG, Zürich

Autoren:

Christoph Hugi, Projektleitung
Jürg Füssler
Markus Sommerhalder

Begleitgruppe:

L. Gutzwiller, Bundesamt für Energie BFE (Leitung)
P. Stürzinger, EGL, Vertreter Swisslectric Research
S. Defilla, SECO
A. Burkhardt, Bundesamt für Umwelt, BAFU
A. Grossen, VSG
J.-L. Juvet, Service cantonal de l'énergie, Neuchâtel
H.R. Kunz, AWEL, Zürich
Y. Keckeis, Bundesamt für Umwelt BAFU
P. Méan, EOS
M. Gysler, Bundesamt für Energie BFE
M. Piot, Bundesamt für Energie BFE
T. Roth, SECO
R. Schmidiger, NOK

Diese Studie wurde im Rahmen des Programms Energiewirtschaftliche Grundlagen des Bundesamts für Energie BFE erstellt und kann unter www.ewg-bfe.ch elektronisch bezogen werden.

Für den Inhalt ist allein der/die Studiennehmer/in verantwortlich.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	V
Charakterisierung von GuD	V
CO ₂ -Problematik	V
Weitere relevante Umweltanforderungen	VI
Markteingriffe	VI
Bewilligungsverfahren	VII
Schlussfolgerungen	VII
Résumé	IX
Caractéristiques des CGC	IX
Problématiques du CO ₂	IX
Autres exigences de nature environnementale	X
Interventions sur le marché	X
Procédure d'autorisation	XI
Conclusions	XI
1. Einleitung und Abgrenzung	1
1.1 Allgemeines und Zielsetzung	1
1.2 Räumliche, zeitliche und inhaltliche Abgrenzung	1
2. Allgemeine Angaben zu Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerken und den Elektrizitätsmärkten	3
2.1 Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke (GuD)	3
2.1.1 Wirkungsweise von Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerken (GuD)	3
2.1.2 Investitions- und Betriebskosten	4
2.1.3 Externe Kosten der Elektrizitätserzeugung	4
2.2 Elektrizitätsmärkte	5
2.2.1 Energiepolitische Rahmenbedingungen	5
2.2.2 Kapazitäten und Brennstoffe in der Elektrizitätsproduktion	6
2.2.3 Marktkonzentrationen der Elektrizitätsproduzenten	8
3. CO₂-Problematik	9
3.1 CO ₂ -Quellen und spezifische CO ₂ -Emissionen der Elektrizitätserzeugung	9
3.2 Europäisches CO ₂ -Emissionshandelsystem (EU-ETS)	10
3.2.1 Übergeordnete internationale und Europäische Vereinbarungen	10
3.2.4 Zuteilung von Zertifikaten	11
3.3 Nationale Allokationspläne 2005 – 2007 (NAP I)	12
3.3.1 Hintergrund NAP I (2005 – 2007)	12
3.3.2 Allokationen an GuD in den NAP I der Länder	14
3.3.3 Behandlung neuer Marktteilnehmer im EU-Emissionshandelssystem	15
3.3.4 Reserve für neue Marktteilnehmer	15
3.4 Nationale Allokationspläne 2008 – 2012 (NAP II)	16
3.4.1 Hintergrund NAP II (2008 – 2012)	16
3.4.2 Zuteilungen für die Energiewirtschaft im NAP II der einzelnen Länder	17
3.4.3 Versteigerung von Zertifikaten	20
3.4.4 Zertifikatsmarkt und Strompreise	20
3.5 Post Kyoto Phase 2013 -....	21
3.5.1 Gesichertes Wissen zu Post Kyoto	21
3.5.2 Ausblick: was kommt nach dem Kyoto-Protokoll?	22

4.	Weitere umweltrelevante Auflagen	23
4.1	Nationale Emissionshöchstmengen von Luftschadstoffen	23
4.2	Emissionsgrenzwerte von Luftschadstoffen für GuD	24
4.3	Immissionsgrenzwerte	24
4.4	Umweltaspekt Abwärme/Kühlung	25
5.	Staatliche Markteingriffe mit Relevanz für GuD	26
5.1	Allgemeine Förderung des Gasmarktes	26
5.2	Besteuerung von Gas und Emissionen	27
5.1.1	Steuern auf Gas zur Elektrizitätserzeugung	27
5.1.2	Steuern und Abgaben auf Emissionen	28
5.1.3	Grüne Zertifikate	28
6.	Bewilligungsverfahren für GuD	30
7.	Schlussfolgerungen	32
	Abkürzungen und Begriffsbestimmungen	32

Zusammenfassung

Zur Deckung einer erwarteten Angebotslücke im Schweizerischen Elektrizitätsbereich wird auch die Option von Erdgas befeuerten Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerken (GuD) diskutiert. Die vorliegende Studie stellt relevante Rahmenbedingungen für neue GuD im europäischen Ausland (Deutschland, Frankreich, Italien, Luxemburg, Norwegen, Österreich und Schweden) zusammen. Insbesondere wurden dabei die CO₂-Problematik, weitere relevante Umweltaanforderungen, Markteingriffe und die Bewilligungsverfahren untersucht. Die vorliegende Studie repräsentiert den Wissensstand am 7. Juli 2006.

Charakterisierung von GuD

Rein stromgeführte GuD weisen einen Wirkungsgrad für den erzeugten Strom von zirka 60% auf. Bei wirkungsgradoptimierten GuD mit zusätzlicher Abwärmenutzung können Gesamtwirkungsgrade für Strom und Wärme von über 90% erzielt werden. Die Stromgestehungskosten ohne Gaskosten von grossen GuD liegen in der Grössenordnung von 0.024 CHF/kWh_{el.}. Bei den aktuellen Gaspreisen ist mit einem Kostenanteil Brennstoff von 0.05-0.06 CHF/kWh_{el.} zu rechnen. Rechnet man längerfristig mit einer weitgehenden Internalisierung der externen Kosten kommen noch zirka 0.016-0.064 CHF/kWh_{el.} dazu. Bei den aktuellen Gaspreisen sind GuD deshalb nur im Mittel- und Spitzenlastbereich konkurrenzfähig.

CO₂-Problematik

Ein zentrales Instrument zur Umsetzung der internationalen CO₂-Reduktionsziele des Kyoto-Protokolls ist in der EU das CO₂-Emissionshandelssystem (EU-ETS). Die Zuteilung von CO₂-Emissionszertifikaten für die Elektrizitätsproduktion und für Anlagen der energieintensiven Industrien wird in den einzelnen Ländern in den Nationalen Allokationsplänen (NAP), aktuell den NAP I (2005-2007) und zum Teil den NAP II (2008-2012) festgelegt.

Die Zuteilungen von Zertifikaten in den NAPs spiegeln im Wesentlichen die nationalen Energiepolitiken, wie z.B. der Fokus auf Energieversorgungssicherheit und Kohleförderung in Deutschland oder auf Energieeffizienz in Schweden. Die meisten Länder sehen in ihren NAP I und NAP II Gratiszuteilungen von 95-100% der benötigten Zertifikate für neue GuD vor. Deutschland garantiert gar für die ersten 14 Betriebsjahre eine 100%ige Zuteilung. Die Ausnahme bildet Schweden, das im NAP I für GuD nur 61% der benötigten Zertifikate zuteilte und im NAP II maximal 50% vorsieht und dies nur in Kombination mit einer hocheffizienten Abwärmenutzung¹. Andernfalls ist keine Gratiszuteilung von Zertifikaten für GuD vorgesehen.

Zur allfälligen Deckung fehlender Zertifikate können in gewissem Rahmen die flexiblen Mechanismen des Kyoto Protokoll eingesetzt werden. Diskutiert werden 10-20% der zugeteilten Zertifikate. Da aber in den meisten Ländern gegenwärtig für neue GuD eine 100%ige Zuteilung von Zertifikaten vorgesehen ist stellt sich diese Frage für neue GuD noch kaum.

Mit dem "Verschwinden" des Themas CO₂ ist in den nächsten Jahrzehnten nicht zu rechnen, dafür sind die Prozesse des Klimawandels zu langfristig. Das Europäische Emissionshandelssystem hat kein Ablaufdatum und es sieht auch nach 2012 die Nutzung des Kyoto-Protokoll-Mechanismus für umweltverträgliche Entwicklung (CDM) vor. Die weitere Entwicklung hängt im Wesentlichen von drei Aspekten ab: Dem notwendigen CO₂-Reduktionspfad für eine zukunftsfähige Entwicklung, dem politischen Prozess der internationalen Verhandlungen und der Geschwindigkeit der Entwicklung entsprechender Technologien.

¹ Gemäss Definition der Richtlinie 2004/8/EG

Weitere relevante Umweltaufoorderungen

Emissionshöchstmengen für NO_x: Nebst den CO₂-Emissionen bestehen auch für NO_x europaweite Abkommen über nationale Höchstemissionen, die laut Prognosen für mehrere Länder kaum einzuhalten sind. Betreffend NO_x muss ein GuD-Betreiber deshalb mit allfälligen Verschärfungen der Emissionsregelungen oder mit frachtabhängigen Abgaben rechnen. In den untersuchten Ländern war dies für GuD aber kein Problem.

Emissionsgrenzwerte für neue GuD: Die Werte der EU Richtlinie 2001/80/EG für neue GuD wurden weitgehend übernommen: SO₂: 35 mg/Nm³, NO_x: 50 mg/Nm³ und Staub: 5 mg/Nm³. Die EU plant vorerst nicht diese Werte weiter zu verschärfen. Norwegen hat als einziges nicht EU Land mit ~6.5 mg/Nm³ einen signifikant tieferen Grenzwert für NO_x. Weiter haben gewisse Länder zusätzliche Grenzwerte für Kohlenmonoxid, Ammoniak und Ammonium erlassen.

Immissionsgrenzwerte: Falls lokal eine Überschreitung der Immissionsgrenzwerte infolge des GuD-Betriebs erwartet wird, können die Emissionsgrenzwerte weiter verschärft oder höhere Kamine gefordert werden. Die EU Richtlinie 1999/30/EG gibt den Ländern Immissionsgrenzwerte für SO₂, NO₂ und PM₁₀ vor, jeweils 20, 40 und 20 µg/m³ Luft.

Abwärme: Auch bei hocheffizienten GuD-Anlage fallen noch rund 40% der Gesamtenergie als Abwärme an, weshalb in den meisten Ländern eine Nutzung der Abwärme angestrebt wird. Behördlich gefordert wird sie in der Regel aber nur, wenn sie technisch und wirtschaftlich klar machbar und sinnvoll ist. In Schweden jedoch ist die Nutzung der Abwärme eine Bedingung für die kostenlose Zuteilung von CO₂-Zertifikaten an neue thermische Kraftwerke. Gefordert wird für solche Kraft-Wärme-Kopplungen eine minimale Einsparung von 10% an Primärenergie im Vergleich zu Referenzwerten für die getrennte Strom- und Wärmeerzeugung. Ein weiterer kritischer Punkt ist die allfällige Erhöhung der Wassertemperatur von Kühlgewässern. Die Grenzwerte dafür schwanken zwischen den Ländern stark von minimal +1.5 - +3°C in Deutschland bis maximal +10°C in Österreich.

Markteingriffe

Im EU-Raum betrug die staatliche Unterstützung zugunsten der Gasindustrie zwischen 1996 und 2000 2 Mrd. EUR an direkter finanzieller Unterstützung und 3 Mrd. EUR an Spezialkrediten der European Investment Bank. In der Gasindustrie sind noch viele Betriebe stark staatlich geprägt. Im EU-15 Raum existieren gegenwärtig zwölf (halb-)staatliche Firmen, die mit fossilen Brennstoffen handeln, an denen der Staat die Aktienmehrheit oder zumindest eine signifikante Minderheit hält. Dies führt zu fehlender Transparenz und höchstwahrscheinlich Marktverzerrungen.

Die Besteuerung des Brennstoffes Gas wird durch die EU Direktive 2003/96/EC geregelt, mit dem Ziel der Angleichung der Steuerpraxis der verschiedenen Länder. Zum jetzigen Zeitpunkt sind die Steuern auf den Brennstoff Gas, eingesetzt zur Elektrizitätsgewinnung, entweder tief (Frankreich und Italien), aufgehoben (Deutschland, falls minimaler Wirkungsgrad >57.5% und Schweden), oder werden rückerstattet (Österreich).

Aus den Ergebnissen der Experteninterviews wird klar, dass in keinem der untersuchten Länder direkte Transferzahlungen an GuD erfolgen. Handelsregulierungen bestehen laut Experten keine. Die Infrastruktur wird in keinem der untersuchten Länder vom Staat zur Verfügung gestellt, aber oft von (halb-)staatlichen Firmen betrieben. In den meisten Ländern sagten die befragten Experten aus, dass Forschung und Entwicklung zugunsten von GuD-Technologien zurzeit nicht staatlich gefördert wird. Norwegen fördert aber intensiv die Forschung im Bereich CO₂-Fassung und -Lagerung (Carbon Capture and Storage (CCS)).

Bewilligungsverfahren

Bei einem GuD lassen sich Planungs-, Realisierungs-, Betriebs- und Rückbauphase unterscheiden.

Die Planungsphase ist diejenige, der am meisten Gewicht beigemessen werden muss. Dies aus drei Gründen: Erstens ist die Planungsphase am stärksten von äusseren Faktoren, wie Standortcharakteristika, politischer Situation, bestehenden Umweltbelastungen usw. beeinflusst, deren Integration in die Planung zeit- und kostenaufwändig ist. Zweitens ist die Planungsphase dezentral organisiert und umfasst viele Akteure der kommunalen und staatlichen Behörden, der Regierungen, sowie der Anwohner und NGOs. Drittens ist die Partizipation der Öffentlichkeit und der nicht staatlichen Organisationen ein schwieriger Prozess. In den Expertenbefragungen zeigte sich, dass die Einbindung der Bevölkerung zentral ist auf dem Weg zu einem positiven, zeitgerechten Genehmigungsentscheid.

Zur Realisierungsphase werden die Lizenzierung und die eigentliche Bauphase der Anlage gerechnet. Die Lizenzierung erfolgt teilweise bereits im Rahmen des Genehmigungsverfahrens oder umfasst andernfalls die Prüfung der Anlagen auf Funktion und Sicherheit.

Die Überwachung eines GuD in der Betriebsphase wird jeweils durch wenige Stellen organisiert und durchgeführt. Der Betreiber eines GuD ist in jedem der untersuchten Länder zu einer mehr oder weniger umfassenden Überwachung verpflichtet.

Die Resultate der Expertenumfragen bezüglich Rückbauphase zeigen, dass in dieser Phase sowohl die gleichen Gesetze und Bestimmungen gelten wie in der Bauphase und auch die gleichen Behörden involviert sind.

Schlussfolgerungen

Es zeigt sich, dass in den betrachteten Ländern der Umgang mit den CO₂-Emissionen und der Zuteilungspraxis von Zertifikaten sowie die Anforderungen an die Abwärmenutzung die signifikanten Unterschiede in den Rahmenbedingungen für GuD ausmachen. Diesbezüglich weist Schweden die mit Abstand schärfsten und zu zusätzlichen Kosten führende Rahmenbedingungen für GuD-Betreiber auf. In den anderen Ländern werden neue GuD durch die Rahmenbedingungen bezüglich CO₂-Emissionen gefördert oder zumindest nicht zusätzlich belastet.

Die horizontale und vertikale Integration der Elektrizitätsmärkte in den Ländern ist Ursache der sicherlich vorhandenen Marktverzerrungen, diese sollten sich aber zukünftig auf Druck der EU weiter zurückbilden.

Die weiteren Umweltauflagen sowie die Bewilligungs- und Besteuerungspraxis sind in den betrachteten Ländern ähnlich ausgestaltet und stellen keine signifikanten Standortvor- oder -nachteile für GuD dar.

Résumé

Pour combler les lacunes auxquelles la Suisse doit s'attendre dans son approvisionnement en électricité, une des options envisagées est celle des centrales au gaz combinées (CGC). L'étude résumée ici présente les conditions-cadres dans lesquelles les nouvelles CGC sont créées dans d'autres pays européens (Allemagne, Autriche, France, Italie, Luxembourg, Norvège et Suède). L'examen a porté en particulier sur la problématique du CO₂ et d'autres exigences liées à l'environnement, sur les interventions étatiques dans les marchés et sur les procédures d'autorisation. L'étude reflète l'état des connaissances le 7 juillet 2006.

Caractéristiques des CGC

Les CGC fonctionnant uniquement à l'électricité affichent un rendement d'environ 60% pour le courant produit. Dans celles où le rendement est optimisé par l'exploitation complémentaire de la chaleur résiduelle, le rendement total peut dépasser 90%, chaleur et électricité confondues. Dans les grandes CGC, le coût de production de l'électricité, hors coût du gaz, est de l'ordre de 0,024 CHF/kWh_{el.} Les prix actuels du gaz permettent de tabler sur un coût de 0,05-0,06 CHF/kWh_{el.} pour le combustible. Si l'on considère que les coûts externes seront, à long terme, largement imputés au niveau interne, il faut encore ajouter entre 0,016 et 0,064 CHF/kWh_{el.} Etant donné les prix actuels du gaz, les CGC ne sont donc compétitives que dans le domaine de la charge moyenne ou de la charge de pointe.

Problématique du CO₂

Dans l'Union européenne, l'un des principaux instruments mis en œuvre pour atteindre les objectifs internationaux de réduction du CO₂ fixés par le Protocole de Kyoto est le système d'échange de quotas d'émission (certificats EU-ETS). Chaque pays attribue des certificats d'émission de CO₂ pour la production d'électricité et pour les installations des industries grandes consommatrices d'énergie dans le cadre de Plans nationaux d'allocation (PNA), plus précisément dans le cadre du PNA I (2005-2007), ou déjà du PNA II (2008-2012).

L'attribution des certificats prévue dans les PNA reflète pour l'essentiel la politique énergétique de chaque pays, avec par exemple l'accent mis en Allemagne sur la sécurité de l'approvisionnement en énergie et la promotion du charbon, ou encore sur l'efficacité énergétique en Suède. Pour la plupart, les pays prévoient dans leur premier et leur second PNA que 95 à 100% des certificats nécessaires à de nouvelles CGC soient attribués gratuitement à celles-ci. L'Allemagne va jusqu'à garantir l'attribution de tous les certificats pour les 14 premières années d'exploitation. La Suède fait exception en n'allouant aux CGC dans son premier PNA que 61% des certificats nécessaires et en prévoyant de ramener ce chiffre à 50% au maximum dans son second PNA, avec une restriction supplémentaire: seules les CGC combinées à une utilisation de la chaleur résiduelle (ou cogénération) à haut rendement² pourront obtenir des certificats gratuitement.

Le Protocole de Kyoto offre une certaine souplesse qui pourra être employée si des certificats venaient à manquer. Cette marge de manœuvre peut porter sur 10 à 20% des certificats alloués. Mais comme la plupart des pays prévoient d'accorder des certificats à toutes les nouvelles CGC, la question ne se pose guère actuellement.

Il ne faut pas escompter que le thème du CO₂ « disparaisse » au cours des prochaines décennies car les processus de changement climatique s'inscrivent dans le très long terme. Le système européen d'échange de quotas d'émission n'a pas de date d'échéance et il prévoit que les mécanismes du Protocole de Kyoto pour un développement propre (CDM) continueront d'être utilisés après 2012. L'évolution ultérieure dépendra essentiellement de trois aspects: la nécessaire réduction du CO₂ pour un

² Selon la définition de la directive 2004/8/CE

développement viable, le processus politique des négociations internationales et la vitesse à laquelle les technologies adéquates se développeront.

Autres exigences de nature environnementale

Emissions maximales de NO_x: les émissions de CO₂ ne sont pas les seules à être limitées puisque des accords européens fixent également des valeurs maximales pour la quantité de NO_x émise par chaque pays. Les prévisions laissent toutefois penser que plusieurs pays auront du mal à respecter ces limites. Les exploitants de centrales CGC doivent donc s'attendre à un durcissement de la réglementation relative aux émissions de NO_x ou à des taxes dépendant des quantités de NO_x émises, ce qui ne posait pas problème pour les CGC des pays étudiés.

Valeurs limites d'émission pour les nouvelles CGC: les valeurs imposées aux nouvelles CGC dans la directive européenne 2001/80/CE ont été largement reprises. Elles limitent les émissions de SO₂ à 35 mg/Nm³, de NO_x à 50 mg/Nm³ et de poussières à 5 mg/Nm³. L'UE ne prévoit pas de durcir cette réglementation dans l'immédiat. Seule la Norvège, qui n'est pas membre de l'Union européenne, a fixé une limite nettement plus basse pour les NO_x: environ 6,5 mg/Nm³. Par ailleurs, certains pays ont posé des limites pour le monoxyde de carbone, l'ammoniac et l'ammonium.

Valeurs limites dans l'air ambiant: s'il est craint que les valeurs limites soient dépassées localement dans l'air ambiant à la suite de l'exploitation d'une CGC, il est possible d'imposer des valeurs limites d'émission plus sévères ou d'exiger des cheminées plus hautes. Pour les pays concernés, la directive européenne 1999/30/CE fixe des valeurs limites de SO₂, de NO₂ et de PM₁₀, respectivement 20, 40 et 20 µg/m³ d'air.

Chaleur résiduelle: même dans les installations CGC à haut rendement, la chaleur résiduelle représente encore quelque 40% de l'énergie totale. Si la plupart des pays souhaitent de ce fait l'exploiter, ils ne soutiennent cette exploitation que si celle-ci s'avère possible et judicieuse autant techniquement qu'économiquement. En Suède, l'exploitation de la chaleur résiduelle est une condition posée à l'attribution gratuite de certificats de CO₂ aux nouvelles centrales thermiques. On exige de ces couplages chaleur-force qu'ils économisent au minimum 10% d'énergie primaire par rapport aux valeurs de référence de la production séparée d'électricité et de chaleur. Le réchauffement possible des cours d'eau froids constitue également un élément critique. En la matière, les valeurs limites varient beaucoup d'un pays à l'autre: l'Allemagne ne tolère que + 1,5° à + 3°C tandis que l'Autriche accepte jusqu'à + 10°C.

Interventions sur le marché

Entre 1996 et 2000, le soutien des Etats de l'Union européenne à l'industrie gazière a atteint 2 milliards d'euros sous forme de versements directs et 3 milliards d'euros sous forme de crédits spéciaux accordés par la Banque européenne d'investissement. Dans cette branche, de nombreuses exploitations sont encore fortement étatisées. Parmi les 15 pays de l'UE, il existe actuellement douze entreprises (semi-)étatiques actives dans le domaine des combustibles fossiles, dont l'Etat est donc l'actionnaire majoritaire ou un actionnaire minoritaire important. En conséquence, la situation manque de transparence et suggère des distorsions de marché.

La taxation du gaz combustible est régie par la directive européenne 2003/96/CE, dans l'objectif de rapprocher la pratique fiscale des différents pays membres. A l'heure actuelle, les impôts perçus sur le gaz combustible utilisé pour la production d'électricité sont soit faibles (France, Italie), soit supprimés (Allemagne, si le rendement minimal > 57,5% ; Suède) soit restitués (Autriche).

Les entretiens menés auprès des experts ont mis en évidence qu'aucun des pays étudiés ne connaît de paiements directs aux CGC. Selon les experts, il n'y a pas non plus de régulations commerciales.

Nulle part dans les pays analysés l'infrastructure n'est mise à disposition par l'Etat, mais elle est souvent exploitée par des entreprises (semi-)nationales. Dans la plupart des pays, les experts interrogés ont affirmé que le secteur de la recherche et du développement en faveur des technologies des CGC n'est pas encouragé actuellement par l'Etat. Mais la Norvège soutient massivement la recherche dans le domaine de la capture et du stockage du CO₂ (CCS, pour Carbon Capture and Storage).

Procédure d'autorisation

Dans une centrale CGC, on distingue quatre phases: planification, réalisation, exploitation, renaturation.

La phase de planification est celle qui mérite la plus grande attention, pour trois raisons. Premièrement, c'est celle où des facteurs extérieurs, comme les caractéristiques du site, la situation politique, les nuisances environnementales antérieures, etc. exercent la plus forte influence et requièrent du temps et des moyens pour être intégrés dans la planification. Deuxièmement, la phase de planification est organisée de manière décentralisée et compte de nombreux acteurs: autorités communales et nationales, gouvernements, habitants des régions concernées et ONG. Troisièmement, la participation de la société civile et des organismes non étatiques est un processus difficile. Mais les réponses des experts ont montré qu'associer la population est un élément central pour qu'une autorisation soit octroyée dans un délai raisonnable.

La phase de réalisation comprend l'obtention de la licence et la phase de construction à proprement parler. Dans certains cas, la licence est déjà octroyée lors de la procédure d'autorisation, sinon, elle comporte le contrôle des installations sur le plan du fonctionnement et de la sécurité.

La surveillance d'une CGC pendant son exploitation est toujours organisée et effectuée par un petit nombre d'organismes. Dans tous les pays étudiés, l'exploitant d'une CGC est contraint de procéder à une surveillance plus ou moins complète.

A propos de la renaturation, les réponses obtenues auprès des experts interrogés montrent que cette phase répond aux mêmes lois et dispositions que la phase de construction et que les autorités impliquées sont également les mêmes.

Conclusions

Il apparaît que les différences les plus significatives observées dans les conditions-cadres des CGC sont, dans les pays observés, le traitement réservé aux émissions de CO₂ et la pratique en matière d'attribution de certificats, tout comme les exigences d'exploitation de la chaleur résiduelle. La Suède impose aux exploitants de CGC les conditions de loin les plus sévères, qui génèrent le plus de coûts supplémentaires. Dans les autres pays, les nouvelles CGC sont au contraire soutenues au moyen des conditions-cadres régissant les émissions de CO₂ ou du moins elles n'ont pas de charges supplémentaires à assumer.

L'intégration horizontale et verticale des marchés de l'électricité dans les différents pays est à l'origine des distorsions du marché qui existent sans aucun doute, mais qui devraient continuer à se résorber à l'avenir sous la pression exercée par l'Union européenne.

Les autres dispositions de protection de l'environnement et la pratique en matière d'autorisation et de taxation présentent une grande similitude entre les différents pays observés et ne constituent ni avantage ni inconvénient majeur pour l'implantation de CGC.

1. Einleitung und Abgrenzung

1.1 Allgemeines und Zielsetzung

Gemäss verschiedenen Energieszenarien wird in der Schweiz durch den Wegfall grösserer Produktionskapazitäten im nächsten Jahrzehnt eine Versorgungslücke in der Elektrizitätsproduktion entstehen. Als eine Option wird deshalb der Bau von mit Gas als Brennstoff betriebenen Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerken (GuD) geprüft. Diese Studie soll die Erfahrungen und Rahmenbedingungen bezüglich GuD im europäischen Ausland zusammenstellen und als Grundlage für energiepolitische Entscheide dienen.

Die zentralen Anliegen dieser Studie sind somit:

- Die Rahmenbedingungen für mit Gas betriebene Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke im europäischen Ausland aufzuzeigen, um für allfällige GuD in der Schweiz vergleichbare Rahmenbedingungen zu schaffen.

Im Hinblick auf die Überarbeitung des CO₂-Gesetzes aufzuzeigen, wie andere europäische Staaten mit dem zusätzlichen CO₂-Ausstoss von neuen GuD umgehen.

1.2 Räumliche, zeitliche und inhaltliche Abgrenzung

Anhand einer Literaturrecherche ergänzt mit gezielten Expertengesprächen wurden für die betrachteten Länder Deutschland, Frankreich, Italien, Luxemburg, Norwegen, Österreich und Schweden die relevanten Rahmenbedingungen untersucht. Die Studie gibt den Stand des Wissens und der Informationen am 7. Juli 2006 wieder.

In Abbildung 1 sind die Systemgrenzen der Untersuchung schematisch dargestellt. Daraus lassen sich die Gliederung und zentralen Themen der Studie ableiten:

- Allgemeine Angaben zu Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerken und Elektrizitätsmärkten (Kapitel 2)
- CO₂-Problematik (Kapitel 3)
- Weitere umweltrelevante Auflagen (Kapitel 4)
- Staatliche Markteingriffe mit Relevanz für GuD (Kapitel 5)
- Ablauf der Bewilligungsverfahren für GuD (Kapitel 6)

Die aktuellen Rahmenbedingungen für GuD in der Schweiz sowie die Gasmärkte und -preise und ihre zukünftige Entwicklung sind nicht Gegenstand der vorliegenden Studie.

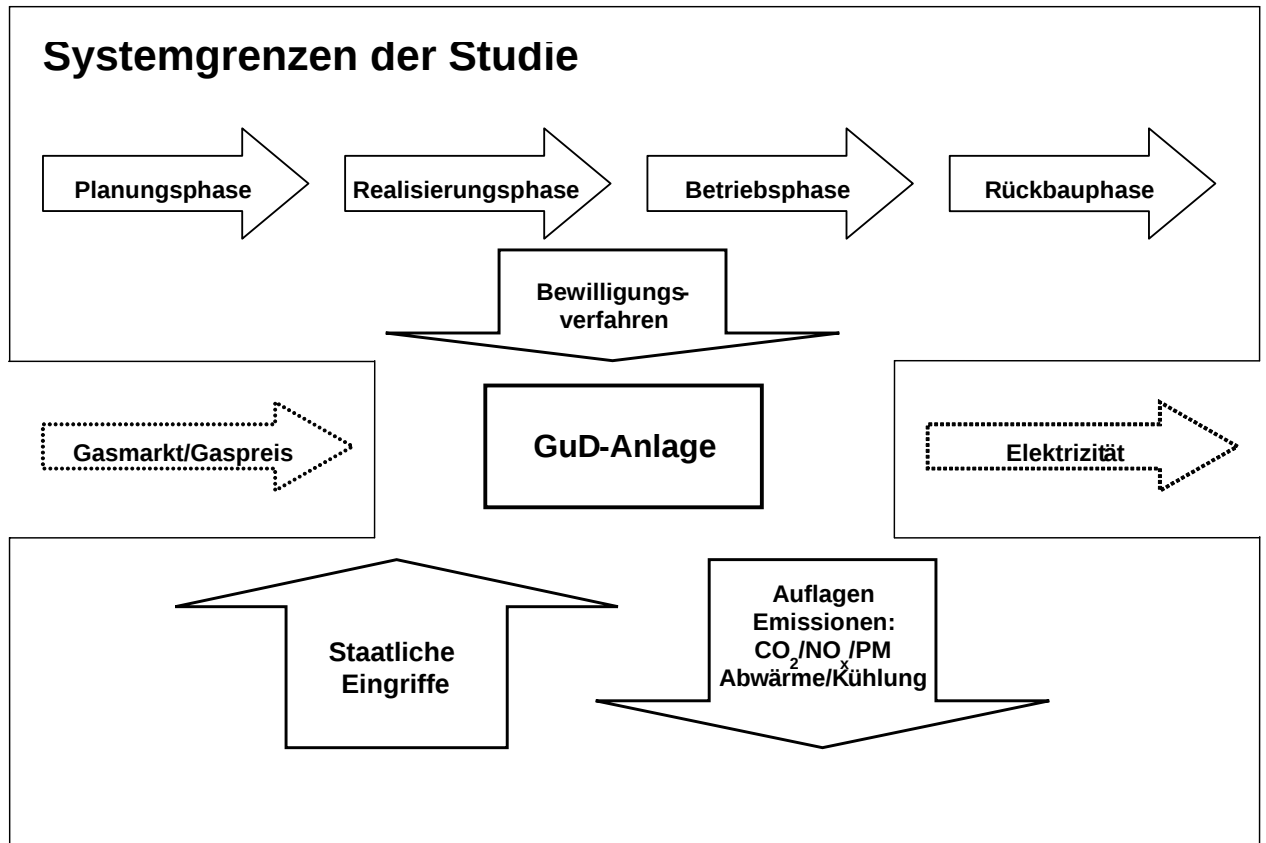


Abbildung 1: Systemgrenzen der Studie

2. Allgemeine Angaben zu Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerken und den Elektrizitätsmärkten

2.1 Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke (GuD)

2.1.1 Wirkungsweise von Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerken (GuD)

Für mit Gas betriebene GuD ist auch der Begriff Gas-Kombikraftwerk gebräuchlich. Im englischen Sprachraum wird der Ausdruck "Combined Cycle Power Plant (CCPP)" verwendet. In mit Gas betriebenen GuD wird das Gas zuerst in der Gasturbine verbrannt. Die heißen Abgase werden weiter genutzt zur Erzeugung von Dampf, der über eine Dampfturbine entspannt wird. Zirka 2/3 der elektrischen Leistungserzeugung entfallen auf die Gasturbine und 1/3 auf die Dampfturbine. Gegenwärtig können damit hohe Wirkungsgrade für die erzeugte Elektrizität von gegen 60% erreicht werden. Zur Erhöhung des Gesamtwirkungsgrades des Kraftwerkes kann, bei geeigneten Standorten, die Abwärme im Wasserdampf noch in einer Fernwärmeversorgung genutzt werden. Dabei reduziert sich der elektrische Wirkungsgrad und man spricht von GuD mit Abwärmenutzung (Combined Heat and Power Plant CHP).

Stellvertretend für diese zwei Typen von mit Gas betriebenen GuD sind in Tabelle 1 die Kennzahlen von zwei der modernsten Anlagen der untersuchten Länder aufgeführt.

	GuD	GuD mit Abwärmenutzung
Anlage Beispiel	GuD Hamm-Uentrop (D)	GuD Rya Göteborg (S)
Betrieb	Stromgeführte Anlage	Hinsichtlich Strom- und Wärmeerzeugung optimierte Anlage
Leistung	800MW	600MW
Elektrischer Wirkungsgrad	~58%	43.5%
Wärme-Wirkungsgrad	0%	49%
Gesamtwirkungsgrad	~58%	92.5

Tabelle 1: Kennzahlen der zwei Typen modernster europäischer GuD

2.1.2 Investitions- und Betriebskosten

Für neue, grosse GuD können die in Tabelle 2 ausgewiesenen Wirkungsgrade und ökonomischen Daten zugrunde gelegt werden.

Erdgas GuD-Kraftwerk	Einheiten	2005	2030
Nettowirkungsgrad, elektrisch optimiert	%	58	66.5
Gesamtwirkungsgrad bei Restabwärmenutzung	%	92	k.A.
Spezifische Investitionskosten	EUR ³ /kW _{el}	550	550
Feste Betriebskosten, jährlich	EUR/(kW _{el} *a)	27.4	24.7
Variable Kosten (ohne Brennstoff)	EUR/kWh _{el}	0.0005	0.0005
Spezifische Arbeitskräfte	Arbeiter/MW/Jahr	0.03	k.A.
Betriebszeit unter Volllast	Std./Jahr	7'000 ⁴	k.A.
Nutzungsdauer	Jahre	15-20	k.A.
Dauer der Planungsphase in den untersuchten Ländern	Monate	6-48	k.A.
Erstellungs-/Bauzeiten	Monate	~24	k.A.

Tabelle 2 Wirkungsgrad und ökonomische Daten für GuD-Kraftwerk und erwartete Entwicklungen^{5,6}

Für grosse GuD lassen sich somit Stromgestehungskosten, ohne Brennstoffkosten für das Gas, von ungefähr 0.024 CHF/kWh_{elektr.} abschätzen. GuD weisen somit verglichen mit anderen Produktionsarten geringe Investitionskosten und kurze Bauzeiten aus.

Zur Zeit dieser Untersuchung machen die Brennstoffkosten mit 0.05-0.06 CHF/kWh_{elektr.} mehr als 2/3 der Gesamtgestehungskosten aus.

2.1.3 Externe Kosten der Elektrizitätserzeugung

Im Rahmen des ExternE Projektes⁽⁸⁾ werden für europäische Länder die externen Kosten der Stromerzeugung bei Gaskraftwerken im Bereich von 0.016-0.064 CHF/kWh⁷ angegeben. Tabelle 3 gibt die Resultate für die in der vorliegenden Studie untersuchten Länder und Brennstoffe wieder.

³ Bereinigte Preise für das Basisjahr 2000

⁴ Abhängig von Strom- und Brennstoffpreisen, bei den aktuellen Gaspreisen ist von deutlich tieferen Betriebsstunden pro Jahr auszugehen

⁵ EW/Prognos: Energiereport IV, (2005)

⁶ B. Rukes, R. Taud: Status and perspectives of fossil power generation, Energy 29 (2004) 1853-1874

⁷ Es wird ein Wechselkurs von 1.6 Rappen pro EUR Cent angenommen.

Als quantifizierbare externe Kosten wurden die Kosten des Treibhauseffekts, Kosten der öffentlichen Gesundheitsversorgung, Kosten der Berufsunfähigkeit und Materialschäden berücksichtigt.

Land	Kohle [EUR Cent/kWh]	Öl [EUR Cent/kWh]	Gas [EUR Cent/kWh]	Nuklear [EUR Cent/kWh]	Wasser [EUR Cent/kWh]
Österreich	k.A.	k.A.	1-3	k.A.	0.1
Frankreich	7-10	8-11	2-4	0.3	1
Deutschland	3-6	5-8	1-2	0.2	k.A.
Italien	k.A.	3-6	2-3	k.A.	0.3
Schweden	2-4	k.A.	k.A.	k.A.	0-0.7
Luxemburg	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Norwegen	k.A.	k.A.	1-2	k.A.	0.2

Tabelle 3: Überblick über wesentliche Ergebnisse ausgewählter aktueller internationaler Studien zum Themenfeld externe Kosten der Stromerzeugung für bestehende Technologien in den untersuchten Ländern. Studie ExternE (2003)⁸

2.2 Elektrizitätsmärkte

2.2.1 Energiepolitische Rahmenbedingungen

Die energiepolitische Ausgangslage kann wie folgt skizziert werden: Der Elektrizitätsbinnenmarkt⁹ sollte die Stromerzeuger in der Europäischen Gemeinschaft einem stärkeren Marktdruck aussetzen. Investitions- und Betriebsentscheidungen sind jedoch nach wie vor in hohem Grade durch politische Rahmenbedingungen geprägt: Ausstieg aus der Kernenergie, Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien, Einstieg in den CO₂-Emissionshandel, Marktliberalisierung. Der Ausgleich zwischen den drei Hauptzielen Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit wird schwieriger.¹⁰

Gegenwärtig laufen verstärkte Anstrengungen, die Versorgung durch Elektrizität auf Stufe EU anzupacken. Diesbezügliche energiepolitisch relevante EU-Erlasse und -Berichte sind:

- Grünbuch: Eine europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie¹¹;
- Richtlinie 2003/54/EG¹², Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt;
- Entscheidung Nr. 1230/2003/EG, Massnahmen im Energiebereich: "Intelligente Energie – Europa" (2003-2006);
- Richtlinie 2003/96/EG, Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom;

⁸ <http://www.externe.info/>: European Commission, Directorate-General XII, Science, Research and Development, ExternE, Externalities of Energy, Vol XX : National Implementation, Prepared by CIEMAT, ES

⁹ Richtlinie 2003/54/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES, vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG

¹⁰ EWI/Prognos: Energiereport IV, Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030, 2005

¹¹ http://europa.eu.int/comm/energy/green-paper-energy/doc/2006_03_08_gp_document_de.pdf

¹² Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG - Erklärungen zu Stilllegungen und Abfallbewirtschaftungsmassnahmen

•

- Richtlinie 2004/8/EG, Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Energiebinnenmarkt;
- Richtlinie 2001/77/EG¹³, Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen.

2.2.2 Kapazitäten und Brennstoffe in der Elektrizitätsproduktion

Kraftwerksbau und Betrieb sind ausgereifte und erprobte Industrien. Es wird erwartet, dass dieser Markt weltweit mit 2-2.5% pro Jahr wachsen wird. Bei der weltweit jährlich neu bereitgestellten Kapazität von mehr als 100GW sind gegenwärtig mehr als 80% der Kraftwerke fossilthermisch und davon 2/3 gasbasiert.⁶

Gemäss Projektionen von Eurelectric wird der Elektrizitätskonsum in der Periode 2000-2030 mit jährlich 1.5% wachsen. D.h. dass der Elektrizitätsbedarf in den EU-15 Ländern von 2'450 TWh im Jahr 2000 auf 3'800 TWh im Jahr 2030 anwachsen würde. Dazu müsste die installierte Kapazität auf 840 GW anwachsen. Für diesen Zeitraum wird somit mit Investitionen von EUR 600 Milliarden für zusätzliche Kapazitäten von 520 GW gerechnet.¹⁴

Die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen bei der Energieversorgung der EU wird gemäss der Europäischen Kommission von gegenwärtig 50% auf 70% bis ins Jahr 2030 anwachsen. Gemäss Vorhersagen der Europäischen Kommission¹⁵ wird Erdgas zur Hauptenergiequelle für die Elektrizitätsproduktion nach 2010. Es wird erwartet, dass die gasbasierte Elektrizitätsproduktion von 16% im Jahr 2000 auf 36% im Jahr 2030 anwachsen wird. Die IEA erwartet einen Ausbau der Kapazität auf 41%.

Tabelle 4 und Tabelle 5 fassen die produzierten Elektrizitätsmengen nach Produktionsart in den untersuchten Ländern in den Jahren 1990 und 2000 zusammen.

Einzig Österreich zeigt einen prozentualen Rückgang bei der mittels Gas produzierten Elektrizitätsmenge in dieser Zeitperiode. Den höchsten Anteil im Jahr 2000 weist Italien (38%, +19%) gefolgt von Deutschland (9%, +2%) auf.

1990	Deutschland		Frankreich		Italien		Luxemburg		Norwegen		Österreich		Schweden	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Total	547'622	100.0	416'781	100.0	213'236	100.0	624	100.0	121'611	100.0	49'416	100.0	145'978	100.0
Kohle	321'783	58.8	35'426	8.5	35'760	16.8	477	76.4	219	0.2	7'294	14.8	1'796	1.2
Öl	10'405	1.9	8'669	2.1	102'716	48.2	9	1.4	0	0.0	2'174	4.4	1'197	0.8
Gas	40'469	7.4	3'043	0.7	39'705	18.6	34	5.5	0	0.0	7'338	14.9	394	0.3
Wasserkraft	17'414	3.2	53'348	12.8	31'623	14.8	70	11.2	121'149	99.6	31'493	63.7	72'507	49.7
Nuklear	152'458	27.8	314'086	75.4	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	68'186	46.7
Andere	5'093	0.9	2'209	0.5	3'433	1.6	34	5.5	243	0.2	1'117	2.3	1'898	1.3

Tabelle 4: Elektrizitätsmengen nach Produktionsart im Jahr 1990¹⁶

2000	Deutschland		Frankreich		Italien		Luxemburg		Norwegen		Österreich		Schweden	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Total	567'122	100.0	535'776	100.0	269'934	100.0	433	100.0	142'358	100.0	60'321	100.0	145'877	100.0
Kohle	298'987	52.7	31'075	5.8	30'530	11.3	0	0.0	157	0.1	6'696	11.1	3'049	2.1
Öl	4'764	0.8	7'501	1.4	85'866	31.8	0	0.0	14	0.0	1'991	3.3	1'780	1.2
Gas	52'515	9.3	11'198	2.1	101'360	37.6	230	53.1	214	0.2	7'860	13.0	408	0.3
Wasserkraft	21'721	3.8	66'918	12.5	44'215	16.4	120	27.7	141'604	99.5	41'995	69.6	78'949	54.1
Nuklear	169'626	29.9	415'173	77.5	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	57'300	39.3
Andere	19'509	3.4	3'911	0.7	7'963	3.0	83	19.2	370	0.3	1'779	2.9	4'391	3.0

¹³ Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt

¹⁴ Eurelectric: Ensuring Investments in a Liberalised Electricity Sector, March 2004

¹⁵ European Commission, 2003. European Energy and Transport Trends to 2030

¹⁶ IEA Jahresstatistiken

Tabelle 5: Elektrizitätsmengen nach Produktionsart im Jahr 2000

2.2.3 Marktkonzentrationen der Elektrizitätsproduzenten

Die horizontale und vertikale Integration der Elektrizitätsproduktion ist entscheidend für die Marktverhältnisse. Zur Bewertung der horizontalen Integration der Elektrizitätsproduzenten eines Landes kann der HHI-Werte¹⁷ berechnet werden. Bis auf Norwegen müssen basierend darauf alle betrachteten Märkte als hoch konzentriert gelten, wobei in Norwegen der ehemalige Staatsbetrieb Statkraft mit immer noch ~30% Marktanteil dominiert. Somit ist anzunehmen, dass in allen betrachteten Ländern die Produzenten eine gewisse Marktstärke aufweisen und der Strommarkt gewisse Verzerrungen aufweist.

Neben der horizontalen Integration sind auch die vertikale Integration der Märkte, insbesondere die Eigentümerrechte an den Übertragungsleitungen und der zuständige Netzbetreiber sowie die Beziehungen zu den Gaslieferanten entscheidend für die Marktverhältnisse. Besitzen die Produzenten auch Sonderrechte an Übertragungsleitungen oder sind zugleich Netzbetreiber oder bestehen Verbindungen zu den Gaslieferanten, so sind weitere signifikante Marktverzerrungen nicht auszuschliessen.

¹⁷ HHI-Werte berechnen sich aus der Summe der Quadrate der Marktanteile (in %) der Produzenten. HHI-Werte unter 1'000 werden als nicht konzentrierte Industrien definiert und es werden keine negativen Einflüsse auf die Konkurrenz durch eine marktbeherrschende Stellung erwartet. HHI-Werte zwischen 1,000 - 1'800 werden als moderat konzentriert betrachtet, wobei bei weiteren Zusammenschlüssen die zu einer Erhöhung von mehr als 100 HHI-Punkten führen negative Konsequenzen auf die Konkurrenz erwartet werden. HHI-Werte über 1'800 werden als hoch konzentrierte Märkte betrachtet, wo Marktverzerrungen nicht ausgeschlossen sind und weitere Zusammenschlüssen sehr wahrscheinlich zur Reduktion der Konkurrenz führen werden.

3. CO₂-Problematik

3.1 CO₂-Quellen und spezifische CO₂-Emissionen der Elektrizitätserzeugung

Eine Hauptquelle anthropogener Treibhausgasemissionen bilden die CO₂-Emissionen aus der Bereitstellung von Energie (v.a. Strom und Wärme) und Verkehr. Die entsprechenden CO₂-Emissionsquellen für die EU-15 sind in Tabelle 6 zusammengestellt.

CO ₂ -Emissionen in der EU-15 in 10 ⁸ t CO ₂ (1990)				
CO ₂ -Quellen:	Feste Brennstoffe	Öl	Erdgas	Summe
Heizkraftwerke	6,3	1,2	1,5	9
Industrie	1,9	1,4	1,8	5,1
Verkehr (Strassenverkehr)	0	8,4 (7,0)	0	8,4 (7,0)
Haushalte, Handel	0,4	3	3	6,4
Sonstige	0	1,4	0,3	1,7
Gesamt	8,6	15,4	6,6	30,6

Tabelle 6: CO₂-Emissionen in der EU im Referenzjahr 1990: Die grössten Verursacher sind Verkehr und Stromerzeugung.¹⁸

Abbildung 2 zeigt die stark unterschiedlichen spezifischen CO₂-Emissionen in der Elektrizitätsproduktion der im Rahmen dieser Studie untersuchten Länder für die Jahre 1990 und 2000 auf. Der starke Rückgang der spezifischen CO₂-Emissionen in Luxemburg ist auf die Reduktion der Elektrizitätsproduktion mit Kohle und den Neubau eines weniger CO₂-intensiven GuD zurückzuführen.

¹⁸ Quelle: Eurostat

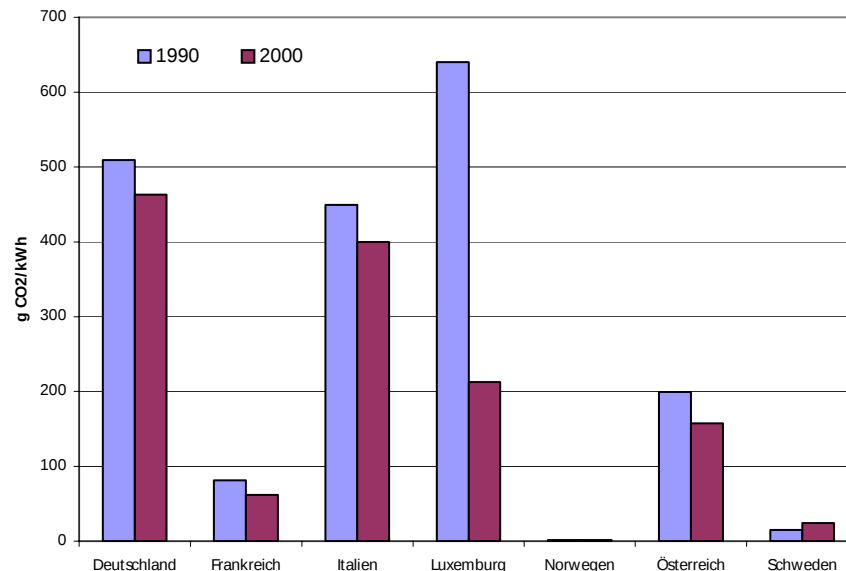


Abbildung 2: Veränderung der spezifischen CO₂-Emissionen bei der Elektrizitätsproduktion der verschiedenen Länder¹⁹.

3.2 Europäisches CO₂-Emissionshandelsystem (EU-ETS)

3.2.1 Übergeordnete internationale und Europäische Vereinbarungen

Die relevanten übergeordneten internationalen Vereinbarungen zur Reduktion der anthropogenen Treibhausgasemissionen sind:

- United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC);
- Kyoto-Protokoll: in Kraft seit 16. Februar 2005;
- Umsetzungsbestimmungen: Marrakesh Accords, COP/MOP1 Montreal Dezember 2005.

Im Rahmen des Kyoto-Protokolls haben sich die 15 alten Mitgliedstaaten der EU (EU-15) verpflichtet, im Zeitraum 2008-2012 ihre Treibhausgasemissionen insgesamt um -8 % im Vergleich zum Jahr 1990 zu reduzieren. Dieses Ziel wird von allen 15 Mitgliedstaaten gemeinsam im Rahmen einer verbindlichen Lastenteilungsvereinbarung angestrebt²⁰. Ausser Zypern und Malta haben alle neuen Mitgliedstaaten, die am 1. Mai 2004 der EU beigetreten sind, im Rahmen des Kyoto-Protokolls Einzelziele festgelegt. Für Zypern und Malta sind keine Ziele definiert.

Zur Erreichung des Kyoto-Zieles hat die EU auf den 1. Januar 2005 das Europäische Emissionshandelssystem (EU-ETS) eingeführt. Dieses basiert im Wesentlichen auf einem "cap-and-trade-system" für energieintensive Branchen, inklusive der Elektrizitätserzeugung. Auf nationaler Ebene wird jedem energieintensiven Sektor (u.a. Strom-, Papier-, Zement-, Glas-, Stahl-Produktion) eine bestimmte Menge an Emissionszertifikaten (cap) pro Jahr zugeteilt. Diese Zuteilung wird weiter in Nationalen Allokationsplänen (NAP) auf die einzelnen Anlagen („Installations“) herunter gebrochen. Die Zertifikate

¹⁹ Abgeschätzt basierend auf den Produktionsverhältnissen gemäss Angaben der Tabelle 4 und Tabelle 5 und folgenden Emissionsfaktoren: 800 g/kWh für Kohle, 500 g/kWh für Öl und 400 g/kWh für Gas.

²⁰ Entscheidung 2002/358/EG des Rates vom 25. April 2002

sind handelbar. Die Zuteilungspläne werden für zeitliche Phasen erstellt. Aktuell sind NAP I (2005-2007) und zum Teil NAP II (2008–2012), die in den Abschnitten 3.3 und 3.4 beschrieben sind.

3.2.2 Zuteilung von Zertifikaten

Für die Zuteilung von Zertifikaten auf Sektoren und innerhalb darin auf die Anlagen gibt es grundsätzlich drei Möglichkeiten:

- *Historische Emissionen (Grandfathering)*: Die Zuteilung erfolgt gemäss den historischen Emissionen, allenfalls unter Berücksichtigung der zukünftigen Nachfrageentwicklung. Von den historischen Emissionen wird dann der spezifische "Klimaschutzbeitrag" eines Sektors abgezogen. Die Höhe dieses Beitrages hängt unter anderem davon ab, wie stark der Sektor internationaler Konkurrenz ausgesetzt ist, sowie von politischen Überlegungen
- *Benchmarking*: In der Elektrizitätswirtschaft orientiert sich die Zuteilung an einem spezifischen Emissionswert der besten verfügbaren Technologie in kg CO₂/kWh. Benchmarks können auch weiter nach Brennstoffen (Kohle, Schweröl, Erdgas, etc.) differenziert werden
- *Versteigerung (Auctioning)*: Hier werden die verfügbaren Emissionszertifikate durch den Staat in einer Auktion versteigert, analog etwa der Auktion von UMTS-Lizenzen im Telekommunikationsbereich gewisser Staaten.

Beim Benchmarking sind folgende Zuteilungsansätze möglich:

- Auf Grund des *historischen Outputs* (z.B. GWh) und der *Technologie*, d.h. mit einem Emissionsfaktor abhängig von der verwendeten Technologie und dem Brennstoff
- Nur auf Grund des *historischen Outputs* (z.B. GWh), d.h. mit einem konstanten Emissionsfaktor, der unabhängig ist von der verwendeten Technologie und des verwendeten Brennstoffes
- Auf Grund der *Kapazität* (z.B. MW) und der *Technologie*, d.h. basierend auf einer festgelegten Anzahl an jährlichen Betriebsstunden und einem konstanten Emissionsfaktor, beide spezifisch definiert pro Technologie resp. pro Brennstoff
- Nur auf Grund der *Kapazität* (z.B. MW), d.h. basierend auf einer festgelegten Anzahl an jährlichen Betriebsstunden und einem konstanten Emissionsfaktor, beide festgelegt unabhängig von der verwendeten Technologie resp. dem Brennstoff.

Marktwirtschaftlich gesprochen sind nicht alle Allokationsverfahren gleich effizient in der kostenoptimalen Erreichung der Reduktionsziele. Grubb²¹ hat den marktverzerrenden Einfluss der verschiedenen Zuteilungsinstrumente für den Elektrizitätssektor untersucht und ist zum in Tabelle 7 dargestellten Ergebnis gekommen:

²¹ EU-ETS and the Future, Presentation to Point Carbon conference, Professor Michael Grubb, Copenhagen, 28 Feb 06.

Zuteilungsmethode:	Bietet keinen Anreiz zum Schliessen von Anlagen	Bietet keinen Anreiz zum Schliessen von ineffizienten Anlagen	Erhöht Betriebsstunden von ineffizienten Anlagen	Reduziert den Anreiz für Investitionen in effizientere Anlagen
Historische Emissionen (Grandfathering)	x	x	x	x
Benchmark Historischer Output und Technologie	x	x	x	
Benchmark Historischer Output	x		x	
Benchmark Kapazität und Technologie	x	x		
Benchmark Kapazität	x			
Versteigerung (Auctioning)				

Tabelle 7: Übersicht über Allokationsverfahren und ihren marktverzerrenden Einfluss (Grubb 2006²¹)

Es zeigt sich, dass aus ökonomischen Überlegungen nur die Versteigerung der Zertifikate zu einer optimalen Allokation der Mittel zur kostengünstigsten Reduktion der Emissionen führen wird. Die immer noch oft praktizierte Zuteilung auf Grund historischer Emissionen oder auf Grund der Produktion, sowie die Spezialbehandlung von verschiedenen Brennstoffen führen zu falschen Anreizen. Einige Länder beginnen deshalb im Rahmen der 2. Zuteilungsphase einen Teil der Zertifikate zu versteigern (bis max. 10%, siehe Abschnitt 3.3.3).

3.3 Nationale Allokationspläne 2005 – 2007 (NAP I)

3.3.1 Hintergrund NAP I (2005 – 2007)

Für den Handel mit Emissionszertifikaten in der Europäischen Union ist die Festlegung der Nationalen Allokationspläne von zentraler Bedeutung. Die Allokation ist in Art. 9 - 11 und Anhang III der Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft geregelt. Die Zertifikate werden in Jahrestanchen bis zum 28. Februar des jeweiligen Jahres ausgegeben. Danach sind die Zertifikate innerhalb der EU frei handelbar. Am Ende eines Jahres müssen die Unternehmen eine ausreichende Anzahl Zertifikate, entsprechend ihren im "Emissions-Buch" ausgewiesenen Emissionen, abgeben können (erstes Abgabedatum ist Ende April 2006) ansonsten droht eine Geldbusse für die erste Phase von 40 EUR und ab 2008 von 100 EUR für jede zu viel emittierte Tonne CO₂.

Die Volatilität am Markt ist noch hoch. Im März 2006 wurden die Zertifikate (EUA) im Bereich 22-27 EUR pro t CO₂ gehandelt²². Mit der Bekanntgabe der EU-Kommission von Mitte Mai, dass den am EU-ETS teilnehmenden Anlagen für das Jahr 2005 rund 44 Mio. Tonnen mehr Emissionsrechte zuge-
teilt wurden, als zur Deckung der Emissionen notwendig ist²³, fiel der Preis für EUA der Phase I kurz-
fristig auf unter 10 EUR, hat sich aber danach innert weniger Tage wieder dem Niveau von 15-20 EUR
angenähert. Diese starken Fluktuationen weisen darauf hin, dass der Markt noch nicht wirklich liquide
ist, nur wenige Akteure am Markt aktiv sind und der Markt noch in den Kinderschuhen steckt.

Im Januar 2004 erliess die EU-Kommission Hinweise²⁴ über die Umsetzung von Annex III für die ers-
ten zwei Tradingphasen.

Artikel 9 verpflichtete die Mitgliedstaaten, bis zum 31. März 2004 Nationale Zuteilungspläne (Allokati-
onspläne) für die erste Phase 2005 - 2007 zu veröffentlichen. Nach Art. 10 der Richtlinie teilen die
Mitgliedstaaten für diesen Zeitraum mindestens 95% der Zertifikate kostenlos zu.

Tabelle 8 fasst den Stand am 20. Juni 2005 dieser ersten Phase I für die untersuchten Länder kurz
zusammen.

Mitgliedstaat	CO ₂ - Zertifikate in Mio. t für Pe- riode I (2005- 2007)	Anteil an EU Zertifikaten	Erfasste Anlagen	Register operationell	Kyoto-Ziel ²⁵
Österreich	99.0	1.5 %	205	Ja	-13%*
Frankreich	469.5	7.1 %	1'172	Ja	0%*
Deutschland	1'497.0	22.8 %	1'849	Ja	-21%*
Italien	697.5	10.6 %	1'240	Nein	-6.5%
Schweden	68.7	1.1 %	499	Ja	+4%*
Luxemburg	10.07	0.2 %	19	Nein	-28%*
Norwegen	20.5	n.a.	51	Ja	+1%

*Tabelle 8: Stand (20. Juni 2005²⁶) in den untersuchten EU-Ländern und in Norwegen. Hinweis: Bei den Zahlen werden
eventuelle einseitige Einbeziehungen bzw. vorübergehende Ausschlüsse von Anlagen gemäss den Artikeln
24 bzw. 27 der Richtlinie 2003/87/EG nicht berücksichtigt.*

Die Tabelle illustriert auch die unterschiedliche Grösse der nationalen Zuteilungssysteme. Während
auf die 1'849 Deutschen Anlagen gut ein Fünftel aller im EU-Emissionshandel ausgegebenen Zertifi-
kate entfallen, sind dies bei den 19 Anlagen in Luxemburg nur gerade 0.2%.

²² <http://www.europeanclimateexchange.com>

²³ Darin sind noch keine Reserven für neue Marktteilnehmer mit eingerechnet, welche den Ländern noch zusätzlich zur Verfü-
gung stehen.

²⁴ Mitteilung der Kommission über Hinweise zur Unterstützung der Mitgliedstaaten bei der Anwendung der in Anhang III der
Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur
Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates aufgelisteten Kriterien sowie über die Bedingungen für den Nachweis höherer
Gewalt (<http://www.europa.eu.int/eur-lex/lex/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:52003DC0830:DE:HTML>)

²⁵ EU-15 sind im Kyoto-Protokoll (KP) als "Bubble" vertreten ist, das heisst die EU-15 hat im KP ein Ziel als ganzes von -8%.
Die EU-15 hat intern eine Lastenzuteilung (burden sharing) vereinbart, das sind die Zahlen in dieser Tabelle.

²⁶ MEMO/05/84 Fragen und Antworten zum Emissionshandel und zu den nationalen Zuteilungsplänen (Aktualisierte Fassung
vom 20. Juni 2005)

3.3.2 Allokationen an GuD in den NAP I der Länder

Im NAP I erfolgte die Zuteilung der Zertifikate für die Periode 2005–2007 in allen betrachteten EU-Staaten auf der Basis historischer Emissionen und kostenlos. Dieser Ansatz lässt sich sicher politisch am einfachsten implementieren. Es zeigt sich aber, dass pro-aktive Firmen z.B. in der Zementindustrie zum Teil "bestraft" wurden, da ihre früheren Anstrengungen zum Klimaschutz nicht angerechnet wurden, während passive Firmen ihre Reduktionsziele mit noch nicht ergriffenen kostengünstigen Massnahmen einfach erreichen können.

Tabelle 9 fasst exemplarisch Allokationen an GuD in den untersuchten Länder für die NAP I Phase zusammen. Schweden weist mit Abstand das restriktivste Zuteilungsregime mit nur 61% der erwarteten CO₂-Emissionen auf. In den restlichen Ländern finden Zuteilungen im Bereich von 95-100% der benötigten CO₂-Zertifikate statt.

Land	Beispiel Kraftwerk	Zugesicherte Allokationen 2005-07 (% der benötigten Menge)	Ausstoss tCO ₂ während dreier Jahre bei 50% Betrieb und 365kg CO ₂ /MWh
D	Hypothetisch, 2x400 MW (vergleichbar Hamm-Uentrop), 50% Betrieb, berechnete Allokation mittels NAP I Formel ²⁷	3'836'880 (ex post 100%)	3'836'880
F	DK6, GuD Dunkerque (800 MW) ²⁸	5'036'954 (vermutlich >100%)	3'836'880
I	Hypothetisch, 400 MW, 50% Betrieb, berechnete Allokation mittels NAP I Formel ²⁹	2'052'240 (ex post ~100%)	1'918'440
L	TGV d'Esch sur Alzette (350 MW) ³⁰	3'012'000 (vermutlich >100%)	1'678'635
S	Rya CHP Plant (KWK), Göteborg (261 MW _{el}) ³¹	(61% der benötigten Menge)	k. A.
Ö	Mellach (Kohle, Erdgas) (246 MW) ³²	2'451'219 (~99% der benötigten Menge)	1'179'841
Norwegen ist nicht Mitglied des EU-ETS betreibt aber ein paralleles System und plant den Anschluss			
N	Naturkraft AS, Kårstø (430 MW) (nur für 2007) ³³	Für 2007: 575'894 (95% der tatsächlich erwarteten 606'204)	2'062'323

Tabelle 9: Exemplarische Allokationsmengen für Kraftwerke in den ausgewählten Ländern für die Referenzperiode 2005-2007.

²⁷ Nationaler Allokationsplan für die Bundesrepublik Deutschland 2005-2007, Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, 2004

²⁸ DEVPO540080A, Texte 97 sur 179, Journal officiel de la République Française, 26. Februar 2005

²⁹ Directive 2003/87/EC – Italian National Allocation Plan

³⁰ Nationaler Allokationsplan für Luxemburg, Umweltministerium Luxemburg, 2004

³¹ Lars Holmquist, Rya CHP Plant Göteborg, 2006

³² Nationaler Zuteilungsplan für Österreich, Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, 2004

³³ Oversendelse av saerskilt tillatelse til kvotepliktige utslipp av CO₂ og vedtak om tildeling av kvoter til CO₂-Norway, 2005, www.sft.no

3.3.3 Behandlung neuer Marktteilnehmer im EU-Emissionshandelssystem

Die Kriterien für die nationalen Zuteilungspläne²⁴ verlangen, dass der Plan Angaben darüber enthält, wie neue Marktteilnehmer sich am Gemeinschaftssystem in dem betreffenden Mitgliedstaat beteiligen können.

Die Zuteilung für neue Anlagen (oder auch für Erweiterungen bestehender Anlagen) erfolgt auf Grund von Benchmarks, da keine historischen Daten zur Verfügung stehen. Die Benchmarks orientieren sich an der besten verfügbaren Technologie (BAT). Stellvertretend sind in den folgenden Absätzen die Benchmarks von Deutschland, Italien und Schweden kurz dargelegt:

Deutschland³⁴ verwendet als Benchmark für die Elektrizitätserzeugung 750 g Kohlendioxid pro Kilowattstunde erzeugten Strom (750 g CO₂/kWh_{el.}). Der Benchmark-Wert ist verhältnismässig hoch, da er sich als gewichteter Durchschnitt der Emissionswerte für die Stromerzeugung in modernen Braunkohle-, Steinkohle- und Erdgaskraftwerken berechnet. Für Kraftwerke, die brennstoffbedingt einen geringeren spezifischen Emissionswert als 750 g CO₂/kWh_{el.} aufweisen (z.B. Gas-Kraftwerke), ist die Zuteilung nicht höher als der tatsächliche Bedarf. Für moderne Gaskraftwerke beträgt er 365 g CO₂/kWh_{el.}. Die Zuteilung für neue Anlagen basiert also faktisch auf einem spezifischen Emissionswert (in g CO₂/kWh_{el.}), die absolute Zuteilung (in t CO₂ pro Jahr) wird jeweils *ex post* auf Grund der tatsächlichen Betriebsstunden der neuen Anlage angepasst.

Italien³⁵ geht für die Berechnung der Zuteilung von Zertifikaten für neue erdgasbefeuerte GUD-Kraftwerke von einem spezifischen Emissionswert von 396 g CO₂/kWh_{el.} aus. Auch hier werden die Zuteilungen *ex post* den tatsächlichen Betriebsstunden angepasst.

Schweden³⁶ geht für neue Marktteilnehmer für alle Kraftwerkstypen und klassischen Brennstoffe von einem Benchmark von 265 g CO₂/kWh_{el.} aus. In Analogie zur Zuteilung von Zertifikaten an bestehende Marktteilnehmer wird dieser Wert noch um einen Faktor 0.8 reduziert, so dass die zugeteilte spezifische Menge für neu eintretende Marktteilnehmer in der Stromerzeugung $0.8 \cdot 265 \text{ g CO}_2/\text{kWh}_{\text{el.}} = 212 \text{ g CO}_2$ pro produzierte Kilowattstunde Strom beträgt.

3.3.4 Reserve für neue Marktteilnehmer

Für die kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen an neue Anlagen wird ein Teil des Gesamtbudgets der am Emissionshandel teilnehmenden Anlagen reserviert. Diese Reserven erhöhen somit die Gesamtmenge der zugeteilten Zertifikate nicht. Die Reserven werden anhand des erwarteten Bedarfs der prognostizierten neuen Marktteilnehmer für die Phase abgeschätzt. Ist die Reserve ausgeschöpft, sehen die Staaten unterschiedliche Prozeduren vor wie den direkten Kauf der notwendigen Zertifikate durch den Anlagenbetreiber am freien Markt oder dass der Staat zusätzliche Zertifikate für den Anlagenbetreiber kauft. Die Europäische Kommission hat in Annex 7 der Hinweise⁴⁰ vom Dezember 2005 zum NAP II die Praxis des staatlichen "Nachfüllens" der Reserven verurteilt und empfiehlt den betreffenden Ländern für die zweite Phase von dieser Praxis Abstand zu nehmen.

In **Deutschland** wird im NAP I eine Reserve von 4.5 Mio. t CO₂ pro Jahr gebildet, wovon 1.5 Mio. t CO₂ pro Jahr für die Stilllegung und den Ersatz der AKW Stade und Obrigheim reserviert sind³⁷. Die Reservenbildung führt nicht zu einer Erhöhung der Gesamtmenge an Zertifikaten, die den Bereichen Industrie und Energie zugeteilt werden. Über einen so genannten "Erfüllungsfaktor" wird die Reserve

³⁴ NAP I Deutschland

³⁵ NAP I Italien, Abs. 4.1

³⁶ NAP I Schweden, Seite 34ff.

³⁷ NAP I Deutschland Seite 42

für neue Marktteilnehmer gebildet, indem bestehende Marktteilnehmer etwas niedrigere Allokation von Zertifikaten erhalten³⁸.

Frankreich sieht für neue Marktteilnehmer eine Reservebildung von 2.18 Mio. t CO₂ pro Jahr vor, was einem Anteil von 1.8% der gesamthaft ausgegebenen Zertifikate an die Bereiche Industrie und Energie entspricht. Für den Elektrizitätssektor sind davon nur gut 0.1 Mio. t CO₂ pro Jahr vorgesehen (Abs. 5.2.3). Erweist sich die Reserve als nicht ausreichend, kann der Französische Staat weitere Zertifikate erwerben (Abs. 5.2.5).

Italien sieht eine Reserve für neue Marktteilnehmer für den Elektrizitätssektor von 37.6 Mio. t CO₂ pro Jahr vor, was einem Anteil von 15.6% der gesamthaft ausgegebenen Zertifikate entspricht. Die Reserve wird (wie in Deutschland) von der Gesamtmenge der zugeteilten Zertifikate abgezogen. Sollten die Reserven nicht reichen, kauft der Staat ("competent authority") Zertifikate zu (Abs. 4.1).

Luxemburg sieht eine Reserve von 0.4 Mio. t CO₂ pro Jahr (11%) für neue Marktteilnehmer vor. Das neue GUD-Kraftwerk in Esch sur Alzette ist schon als bestehender Marktteilnehmer im NAP mit einer Zuteilung von rund 1 Mio. t CO₂ pro Jahr berücksichtigt.

Österreich sieht eine Reserve von 0.33 Mio. t CO₂ pro Jahr für neue Marktteilnehmer in Industrie und Energie vor, entsprechend 1% der verteilten Zertifikate. Die Gesamtzahl der für bestehende Marktteilnehmer verteilten Zertifikate wird um 1% reduziert. Die Zertifikate werden kostenlos nach dem Prinzip "first-come-first-serve" verteilt. Sind die Reserven erschöpft, ist es Sache der neuen Marktteilnehmer, sich die entsprechenden Zertifikate auf dem Markt zu erwerben.

Schweden sieht eine Reserve von 0.8 Mio. t CO₂ pro Jahr für neue Marktteilnehmer in den Bereichen Industrie und Energie vor. Die Zertifikate werden kostenlos nach dem Prinzip "first-come-first-serve" verteilt. Sind die Reserven erschöpft, ist es wie in Österreich Sache der neuen Marktteilnehmer, sich die entsprechenden Zertifikate auf dem Markt zu erwerben³⁹.

3.4 Nationale Allokationspläne 2008 – 2012 (NAP II)

3.4.5 Hintergrund NAP II (2008 – 2012)

Nach dem ersten Dreijahreszeitraum (NAP I) sind die Allokationspläne für jeweils fünf weitere Jahre festzulegen. Bis zum 30. Juni 2006 hätten die Mitgliedsstaaten ihre nächsten Allokationspläne für die zweite Phase 2008-2012 (NAP II) abgeben sollen. Bis zum 7. Juli 2006 haben diese Pflicht von den untersuchten Ländern erst Deutschland, (neben Estland, Litauen und Polen) erfüllt. Für Frankreich existiert ein Entwurf des NAP II vom 23. Juni 2006. Die andern in diesem Bericht untersuchten Länder haben zu diesem Zeitpunkt noch keinen Entwurf ihres NAP II publiziert.

Bisherige Erfahrungen der ersten Phase sind in erste Hinweise⁴⁰ der Kommission für die zweite Phase eingeflossen. Die wichtigsten Lehren aus der ersten Phase für die zweite Phase des EU-ETS sind gemäss Annex 4 der Hinweise:

³⁸ NAP I Deutschland, Seite. 50ff

³⁹ NAP I Schweden; p.31-32

⁴⁰ „Neue Hinweise zu den Zuteilungsplänen für den Handelszeitraum 2008-2012 des Systems für den EU-Emissionshandel“ Brüssel, den 22.12.2005, KOM(2005) 703 (http://www.europa.eu.int/comm/environment/climat/pdf/nap_2_guidance_de.pdf)

Es ist eine stärkere Nutzung des Emissionshandels notwendig, um die Ziele des Kyoto-Protokolls kosteneffizient zu erreichen. In manchen Ländern wurden die Reduktionsanstrengungen zu einseitig den Sektoren ausserhalb des EU-ETS aufgebürdet.

Die Zuteilungen für die Stromproduktion waren im Allgemeinen restriktiver als für die anderen (Industrie-) Sektoren unter dem EU-ETS.

Mitgliedsstaaten, welche Mühe bekunden, ihr Kyoto-Ziel zu erreichen, sehen den Ankauf von Kyoto-Units (ERUs/ CERs) vor. Der Erwerb von schätzungsweise 500 bis 600 Millionen Kyoto-Units könnte für die Staaten zu einer Herausforderung werden. Die Linking-Directive wird zusätzlich die Nachfrage des privaten Sektors nach Kyoto-Units verstärken.

Die *ex-post*-Anpassung von Zuteilungen (wie z.B. von Deutschland oder Italien praktiziert) darf nicht mehr akzeptiert werden. Dies ist eine Voraussetzung für die Entwicklung eines funktionierenden Zertifikatenmarktes.

Gewisse Zuteilungspläne sind komplexer als notwendig und sind zu wenig transparent. Die Zahl der Ausnahmen und Sonderregelungen muss drastisch reduziert werden.

Mitte des Jahres 2006 wird die Kommission dem Rat und dem Europäischen Parlament einen Bericht vorlegen, der verschiedene Fragen gemäss Art. 30 der Richtlinie und eine Umfrage zu Veränderungsvorschlägen beinhalten wird. Infolge des Zeitbedarfs für das Legislativverfahren und da die Allokationspläne für den zweiten Handlungszeitraum bereits am 30. Juni 2006 hätten vorliegen müssen, erwartet die Kommission erst Änderungen an den Regeln des EU-ETS für den dritten Handelszeitraum ab 2013.

Wie von der Richtlinie verlangt ist die Kommission gegenwärtig an der Überarbeitung des EU-ETS. Unter anderem wird untersucht, ob zusätzliche Sektoren und weitere Treibhausgase einbezogen werden könnten.

Der Entscheid, ob eine Reserve für Neueintretende "new entrants" gebildet wird und welches die Allokationsregeln aus dieser Reserve sind, wird aber von jedem Mitgliedsland selbständig getroffen.

3.4.6 Zuteilungen für die Energiewirtschaft im NAP II der einzelnen Länder

Deutschland⁴¹ hat den NAP II vor dem 7. Juli 2006 eingereicht. Deutschland unterscheidet bei der Zuteilung zwischen Energiewirtschaft und der Industrie. Dem Sektor der Energieumwandlung und -umformung wird ein wesentlich grösserer Beitrag zur Schliessung der Ziellücke abgefordert als der Industrie.

Gründe für diese unterschiedliche Behandlung sind:

- Insbesondere die Stromversorger beziehen derzeit den Wert der kostenlos zugeteilten Zertifikate in die Strompreiskalkulation ein (Opportunitätskosteneinpreisung). Dadurch erzielen sie derzeit Zusatzgewinne in Milliardenhöhe, wohingegen Stromverbraucher zusätzliche Kosten wegen höherer Strompreise tragen müssen. Eine höhere Belastung der Energiewirtschaft führt somit zu einer Abschöpfung dieser Zusatzgewinne. Ein weiterer Strompreiseffekt ist durch eine Differenzierung zwischen Industrie und Energiewirtschaft nicht zu erwarten, da bereits jetzt der Wert der (kostenlos zugeteilten) Zertifikate im Strompreis weitgehend berücksichtigt wird.

⁴¹ NAP II Deutschland

- Das Produkt Strom wird überwiegend national gehandelt. Auf dem europäischen Strommarkt besteht derzeit nur ein beschränkter Wettbewerb. Darüber hinaus sind die auf dem europäischen Strommarkt mit deutschen Unternehmen konkurrierenden Stromproduzenten überwiegend ebenfalls vom EU-Emissionshandel erfasst. Auch in diesen Ländern findet die Einpreisung der kostenlos zugeteilten Emissionszertifikate statt. Hingegen ist das produzierende Gewerbe, zumindest teilweise, auf internationalen Märkten tätig und kann nur in begrenztem Umfang (tatsächliche) Zusatzkosten über höhere Produktpreise kompensieren.
- In der Energiewirtschaft bestehen grössere technische Minderungspotentiale als in der Industrie.

Diese unterschiedliche Handhabung spiegelt sich in der Festlegung des Erfüllungsfaktors⁴² für die Energiewirtschaft respektive Industrie.

Für die Industrie wird der Erfüllungsfaktor bei 98.75% festgelegt, was nur einer Emissionsminderung von 1.25% entspricht.

Der Erfüllungsfaktor der Energiewirtschaft wird so festgelegt, dass die an Hand des Kyoto-Zieles festgelegte Gesamtmenge an Zertifikaten von 482 Mio. t CO₂ pro Jahr erreicht wird. Im NAP II wird daraus ein für die Elektrizitätswirtschaft resultierender Erfüllungsfaktor von 85% erwartet. D.h. die Elektrizitätswirtschaft erhält nur 85% des prognostizierten Bedarfs an Zertifikaten kostenlos zugeteilt. Dieser Anteil muss nach Vorliegen der definitiven Emissionszahlen für die Basisperiode 2005-2007 noch bestätigt werden.

Neu eintretenden Marktteilnehmern werden Zertifikate aus der Reserve von 10 Mio. t CO₂ pro Jahr kostenlos zugeteilt. Die Zuteilung für neue Kraftwerke erfolgt auf Grund eines Benchmarks in Abhängigkeit des verwendeten Brennstoffes (365 g CO₂/kWh_e für gasförmige; 750 g CO₂/kWh_e für andere Brennstoffe). Die kostenlose und vollständige Zuteilung der benötigten Zertifikate für neue Kraftwerke (Erfüllungsfaktor = 1) ist für 14 Jahre ab Inbetriebnahme garantiert.

Frankreich hat bis zum Stichdatum noch keinen NAP II publiziert. Es liegt jedoch ein Entwurf zur öffentlichen Konsultation vom 23. Juni 2006 vor.

Die Zuteilung für fossile Kraftwerke erfolgt auf Grund eines vom Brennstoff abhängigen Emissionsfaktors z. B. von 950 g CO₂/kWh_e für kohlebefeuerte Kraftwerke. Die Stromproduktion im Jahr 2010 wird auf Grund von Szenarien abgeschätzt. Der Entwurf liefert keine transparenten Details zu diesen Abschätzungen.

Frankreich prüft laut Entwurf zum NAP II die Versteigerung von 10% der Zertifikate (siehe Abschnitt 3.4.7).

Luxemburg wird sein Kyoto-Ziel nicht erreichen können, da das Einsparpotential im Lande selbst als eher gering eingeschätzt wird und Luxemburgs Emissionsbudget durch den so genannten Tanktourismus⁴³ dominiert ist. Luxemburg plant deshalb, zur Zielerfüllung weitgehend vom Emissionshandel Gebrauch zu machen und zwar sowohl innerhalb des EU-ETS als auch mit den Kyoto-Mechanismen.

⁴² Der Erfüllungsfaktor ist, falls keine Sonderregelungen bestehen, das Verhältnis zwischen den zugeteilten Emissionen der vom Emissionshandel betroffenen Anlagen der Handelsperiode zu dem Emissionsbudget der Anlagen in der Basisperiode. Ein „Erfüllungsfaktor“ von 98,75 % entspricht einer Minderung von 1,25 %; die tatsächlich erwarteten Emissionen der Basisperiode werden hierzu mit dem Faktor 0,9875 multipliziert.

⁴³ Fahrzeuge aus umliegenden Staaten tanken in Luxemburg, da dort die Treibstoffzölle wesentlich tiefer sind. Die Emissionen fallen im Ausland an, werden aber auf Grund des Absatzprinzips gemäss IPCC-Richtlinien Luxemburg zugerechnet. Die Schweiz hat dasselbe Problem auf einem wesentlich tieferen Niveau. Luxemburg schätzt, dass im Jahre 2012 der Anteil der durch den Tanktourismus verursachten Emissionen fast 46% der Gesamtemissionen ausmachen wird.

Zu diesem Zweck wird ab 2007 ein „Kyoto-Cent“ auf Treibstoffen erhoben, analog dem Schweizer Klimarappen.

Luxemburg sieht eine Reserve von 0.59 Mio. t CO₂ pro Jahr an Zertifikaten vor, entsprechend rund 15% der Gesamtjahresmenge an Zertifikaten. Diese prozentual hohe Reserve ist insbesondere vorgesehen für ein potentiell neues 200MW_e-GuD zur Erhöhung der Eigenstromversorgung von Unternehmen im Land.

Österreich hat am 19. Juli 2006 einen ersten Entwurf des NAP II an die EU-Kommission gemeldet. Der Entwurf wird aber noch eine zweistufige Vernehmlassung, zuerst bei der betroffenen Industrie und dann bei allen interessierten Stakeholdern, durchlaufen. Seit dem 19. Juli 2006 ist eine Pressemitteilung mit den Eckdaten des Entwurfes zum NAP II verfügbar. Er sieht insbesondere die Versteigerung von 1.2% der den Sektoren zugeteilten Zertifikate vor.

Schweden hat bis zum Stichtatum noch keinen NAP II publiziert. Ein Publikationsdatum ist nicht bekannt.

Gemäss Aussagen der Schwedischen Regierung wird aber der NAP II in groben Zügen dem NAP I folgen. Noch stärker als in Deutschland wollen die Schweden jedoch die CO₂-Reduktionen der Energiewirtschaft aufbürden. Der Erfüllungsfaktor für die Energiewirtschaft soll unter 50% zu liegen kommen.

Neueintretende werden auch im NAP II kostenlos aus der Reserve für neue Marktteilnehmer mit Zertifikaten ausgestattet, auf der Basis "first-come-first-serve". Bei Ausschöpfung der Reserve sind die fehlenden Zertifikate durch die Anlagenbetreiber auf dem freien Markt zu kaufen (in der Form von EAUs, ERUs, oder CERs). Die Ausstattung für die Stromproduktion beträgt bei einem auf 0.5 reduzierten Faktor und dem gleichen CO₂-Emissionsfaktor für alle Elektrizitätsproduktionsanlagen von 265 g CO₂/kWh_{el} $0.5 \cdot 265 = 133 \text{ g CO}_2/\text{kWh}_{el}$; hinzukommen $0.5 \cdot 83 = 42 \text{ g CO}_2/\text{kWh}_h$ für die produzierte und abgegebene Wärme.

Bemerkenswert ist, dass Schweden bei Neueintretenden klar auf effizientere Technologien drängt. In Schweden erhalten neue fossile Kraftwerke nur mit Restabwärmenutzung ("combined heat and power installations") kostenlose Zertifikate gemäss obigem Benchmark. Reine GuD ohne Nutzung der Restabwärme, seien sie auf elektrischer Seite noch so effizient erhalten keine kostenlosen Zertifikate und müssen sich diese zu 100% auf dem Sekundärmarkt zukaufen. Diese Regelung bestand schon im NAP I⁴⁴, galt aber nur für Anlagen des Energiesektors, nicht für die Industrie.

Die Schwedische Regierung will gezielt den Bau von hoch effizienten Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) fördern⁴⁵. Als hoch effiziente KWK gelten gemäss Annex III der Richtlinie 2004/8/EG Anlagen, welche durch die gekoppelte Produktion von Wärme und Elektrizität zu einer Einsparung an Primärenergie von mindestens 10% führen, verglichen mit der separaten Produktion von Wärme und Elektrizität in Referenzanlagen.

⁴⁴ Swedens National Allocation Plan. Ministry of Industry, Employment and Communications. Draft translation 15/7 2004. 22 April 2004.

⁴⁵ Gemäss Erik Filipsson (Ministry of Sustainable Development)

3.4.7 Versteigerung von Zertifikaten

Die EU-Kommission erlaubt die Zuteilung per Versteigerung von bis zu 10% der gesamten Zertifikatsmenge für die 2. Phase des EU-ETS. Bis jetzt planen Irland, die Niederlande, Litauen und das Grossbritannien in ihren NAP einen Teil ihrer Zertifikate zu versteigern, wenn der Anteil auch beträchtlich unter 10% zu liegen kommen dürfte.

Die Erlöse einer Versteigerung können aufkommensneutral nach einem Schlüssel an die Teilnehmer rückvergütet werden, wie es Frankreich gegenwärtig plant, aber auch mehr oder weniger zweckgebundene Verwendungen der Erlöse sind gegenwärtig nicht auszuschliessen. Für die übrigen Länder sind dazu gegenwärtig noch keine Aussagen vorhanden.

Österreich sieht im Entwurf zum NAP II eine Versteigerung von 1.2% der den Sektoren zugeteilten Zertifikate vor.

Frankreich prüft laut ihrem Entwurf zum NAP II die Versteigerung von bis zu 10% der zur Zuteilung zur Verfügung stehenden Zertifikate. Das heisst, bestehenden und neu eintretenden Anlagen werden nur 90% der berechneten Zertifikatsmenge kostenlos zugeteilt, 10% müssen sie über eine Versteigerung oder sonst am EU-ETS-Markt oder im Rahmen der flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls Clean Development Mechanism (CDM) und Joint Implementation (JI) käuflich erwerben.

Begründet wird dies mit der Tatsache, dass mit dem bestehenden Allokationsansatz, bei dem jeder Anlage die notwendige Menge für eine bestimmte Technologie und einen bestimmten Brennstofftyp kostenlos zugeteilt wird, wenig Anreize bestehen, in eine effizientere Technologie oder in den Umstieg auf einen weniger Kohlenstoff intensiven Brennstoff (wie z.B. Erdgas) zu investieren⁴⁶.

Die Versteigerung der Zertifikate in Frankreich soll aber vollkommen aufkommensneutral ausgestaltet sein. Die Rückerstattung der Einnahmen aus den Versteigerungen soll beispielsweise über die Produktionsmenge erfolgen. Andere Länder spezifizieren nicht näher, was mit den Erlösen der Versteigerungen geschehen soll.

Die Einführung eines solchen Schemas zur Versteigerung von 10% der Zertifikate wird im französischen NAP II ausdrücklich zur Diskussion gestellt und ist noch keine beschlossene Sache.

3.4.8 Zertifikatsmarkt und Strompreise

Die heutigen Strompreise auf dem deutschen Markt, der für Länder wie Frankreich und Österreich als Preis bildend gilt, sind eng an die Entwicklung der Zertifikatspreise an den Emissionshandelsbörsen gekoppelt. Beobachter gehen heute davon aus, dass die Zertifikatspreise voll im Strompreis integriert sind. Anders gesagt sind die Strompreise so festgesetzt, als ob die Produzenten 100% der notwendigen Zertifikate zum aktuellen Emissionsbörsenwert zukaufen müssten und nicht den Grossteil kostenlos durch den Staat zugeteilt bekämen. Dieses Geltendmachen von "Opportunitätskosten" respektive die Abschöpfung von "windfall profits" in Milliardenhöhe durch die Elektrizitätsbranche wurde wiederholt kritisiert, bleibt aber mit Ausnahme von Deutschland auch mit den bisher vorgestellten NAP II weitgehend erhalten. Dies ist wohl auch weniger ein Problem des EU-ETS als der Marktaufsicht und Regulierung des Elektrizitätsmarktes.

⁴⁶ Entwurf NAP II Frankreich, p. 24; siehe auch die Diskussion von Marktverzerrungen durch Zuteilungen in Abschnitt 3.2.2

Neben dem Zertifikatshandel im EU-ETS stehen den Ländern auch die flexiblen Mechanismen des Kyoto Protokolls zur Erfüllung der Reduktionspflicht zur Verfügung. Die Länder geben in den NAP an wie viel Gebrauch sie davon zu machen gedenken. Grundsätzlich wird dann der freie Markt spielen, der die unterschiedlichen Risikoprofile der Zertifikate (EU-AAUs, AAUs, ERUs und CERs) der verschiedenen Mechanismen berücksichtigt.

Der Beitrag von Kyoto-Zertifikaten (ERUs und CERs) darf in Deutschland 12% und in Luxemburg 10% der einer Anlage zugeteilten Emissionsrechte nicht überschreiten. Ein Beispiel zur Veranschaulichung für Deutschland: Wird eine Anlage im Zeitraum 2008 - 2012 jährlich 100 t CO₂ emittieren (vorgängig abgeschätzt) und ihr gemäss NAP II ein Erfüllungsfaktor von 85% auferlegt, so erhält die Anlage 85 EU-ETS Zertifikate pro Jahr zugeteilt. Der Anlagenbetreiber darf gemäss obigen Anforderungen in Deutschland maximal $0.12 \cdot 85 = 10.2$ Zertifikate pro Jahr aus den flexiblen Mechanismen zur Erfüllung der Anforderungen anrechnen lassen. Unter der Annahme, dass die Anlage im Zeitraum 2008 - 2012 auch die geschätzte jährliche Menge von 100 t CO₂ emittiert und der Anlagenbetreiber die möglichen Kyoto-Zertifikate vollständig ausschöpft, sind somit noch $100 - 85 - 10.2 = 4.8$ Zertifikate pro Jahr im EU-ETS zu erwerben.

3.5 Post Kyoto Phase 2013 -....

3.5.1 Gesichertes Wissen zu Post Kyoto

Das im Rahmen der UN-Klimakonvention ausgehandelte Kyoto Protokoll setzt quantitative Emissionsziele für die industrialisierten Länder bis Ende 2012. Die Verhandlungen über Reduktionsziele für die Periode ab 2013 haben dieses Jahr offiziell begonnen. Zur Diskussion steht eine Fülle von Vorschlägen zur Setzung von Zielen, welche den Umfang des Klimawandels langfristig eindämmen und auf einem akzeptablen Niveau stabilisieren sollen.

Daneben gibt es die Diskussionen im "erweiterten Kreis" des "Long Term Cooperative Action to Address Climate Change", welche auch die USA als den grössten Emittenten einbezieht, die von den USA initiierte "Asian-Pacific Partnership on Clean Development", sowie die Energie-Initiativen im Rahmen der G8-Gipfel. Was diese Aktivitäten bringen werden ist zur Zeit nicht absehbar, hier gilt es, mit Szenarien zu arbeiten (siehe unten).

Zwei Fakten aber sind schon jetzt klar:

1. Das Europäische Emissionshandelssystem hat kein Ablaufdatum und
2. es sieht auch nach 2012 die Nutzung des Mechanismus für umweltverträgliche Entwicklung (Clean Development Mechanism CDM) vor.

Damit ist zumindest sicher, dass die strukturellen und institutionellen Grundlagen für einen EU-weiten aber auch internationalen Emissionshandel auf lange Sicht festgelegt sind, unabhängig von den in politischen Verhandlungen zu bestimmenden Reduktionszielen.

Im NAP II bekennt sich Deutschland zum langfristigen "2°-Ziel" der europäischen Klimaschutzstrategie, nach welcher für die industrialisierten Länder eine Reduktion der Treibhausgasemissionen von 15-30% bis im Jahr 2020 und von 60-80% bis im Jahr 2050 geprüft werden sollte (bezogen auf 1990).

Für die Verpflichtungsperiode 2013-2017 setzt sich die Bundesregierung dafür ein, dass sich die gesamte EU auf ein Reduktionsziel von -30% bezogen auf das Jahr 1990 verpflichtet. Und: *"Unter dieser Voraussetzung wird Deutschland eine darüber hinaus gehende Reduktion seiner Treibhausgasemissionen anstreben."*

3.5.2 Ausblick: was kommt nach dem Kyoto-Protokoll?

Welche nationalen und internationalen Vereinbarungen zur Sicherung des globalen Klimageschehens nach dem Ablauf der ersten Verpflichtungsperiode des Kyoto-Protokolls abgeschlossen werden, kann zum heutigen Zeitpunkt niemand voraussehen.

Der Markt kann andererseits auch als Indikator zukünftiger Erwartungen interpretiert werden. So zeigt die Tatsache, dass heute schon Käufer für Zertifikate für die Zeit nach 2012 am Markt auftreten (z.B. von Produkten des World Bank Carbon Business), dass gewisse Kräfte von einer Weiterführung des Klimahandels, in welcher Form auch immer, ausgehen. Dies wird durch die nicht terminierte Anlage des EU-ETS und des Clean Development Mechanism (CDM) bekräftigt. Weiter scheint sich zur Zeit auch in den USA etwas zu bewegen: Einerseits zeichnet sich eine Änderung der öffentlichen Meinung ab, andererseits verabschieden viele Gliedstaaten Gesetze und Programme, welche die Gefahr des Klimawandels mindern möchten.

Die Gefahr und die Auswirkungen des Klimawandels dürften auch in den nächsten Jahrzehnten ein Thema bleiben. Ein Grund dafür ist die Erhärtung der wissenschaftlichen Evidenzen, dass der anthropogene Ausstoss von Treibhausgasen seit Beginn der Industrialisierung das globale Klima beeinflusst. So wird erwartet, dass der sich in Vorbereitung befindliche vierte Sachstandsbericht des Intergovernmental Panel for Climate Change (IPCC⁴⁷) weitere Zweifel an einem anthropogenen Einfluss ausräumt und gleichzeitig eine noch grössere Variabilität der Klimaszenarien vorhersagen wird; d.h. noch höhere maximale Temperatur- resp. Meeresspiegelerhöhungen als bisher angenommen prognostiziert werden wird.

Ein weiterer Grund besteht darin, dass wir das Resultat des Klimawandels offenbar schon heute zu spüren bekommen. Stichworte dazu sind Hitzesommer als Normalfall, Steigen der Schneefallgrenze, Rückzug der Gletscher, Abschmelzen des Eis-Schelfes, Ausdehnung arider Gebiete, Zunahme von Extremwetterereignissen, sowie Änderungen in den globalen Zirkulationsmustern der Atmosphäre und der Ozeane, wie etwa das El-Niño-Phänomen.

Im Gegensatz etwa zur Thematik des Waldsterbens, bei der es um Phänomene mit Zeithorizonten von ein paar Jahren ging, laufen die physikalisch-chemischen Prozesse des Klimawandels im Zeitraum von Jahrzehnten bis Jahrhunderten ab mit entsprechenden prägenden Auswirkungen auf das wirtschaftliche wie auch gesellschaftliche Geschehen.

⁴⁷ www.ipcc.ch

4. Weitere umweltrelevante Auflagen

4.1 Nationale Emissionshöchstmenge von Luftschadstoffen

Gemäss der Richtlinie 2001/81/EG⁴⁸ sollen bis im Jahr 2010 die in Tabelle 10 ausgewiesenen nationalen Höchstmengen⁴⁹ der für GuD relevanten NO_x-Emissionen nicht mehr überschritten werden. Gemäss Projektionen⁵⁰ wird erwartet, dass die meisten Länder die NO_x-Höchstmengeziele nicht erreicht werden.

Land	NO _x (kT/Jahr)	
	Jahr 2000	Richtlinie 2001/81/EG für 2010
Deutschland	1'637	1'051
Frankreich	1'435	810
Italien	1'372	990
Luxemburg	17	11
Österreich	192	103
Schweden	251	148
EU 25	11'505	8'319
Norwegen	k.A.	156
Schweiz ⁵¹	110	46

Tabelle 10: NO_x-Höchstmenge gemäss Anhang I aus Richtlinie 2001/81/EG⁴⁸ ergänzt durch die Norweger und Schweizer Werte gemäss Göteborg Protokoll.

Die Schweiz unternimmt Anstrengungen, dass auch primärer Feinstaub in das Protokoll aufgenommen wird. Um eine für Mensch und Umwelt erträgliche Belastung zu erreichen, müssen auf internationaler Ebene nach dem Jahr 2010 weitere Reduktionen von Schadstoffemissionen, insbesondere im Bereich des lungengängigen Feinstaubes, beschlossen werden. Die aktuellen Bestimmungen berücksichtigen nur die sekundären Feinstaubpartikel. Anlässlich der Sitzung des Exekutivorgans des Protokolls von Göteborg, die vom 12. bis 15. Dezember 2006 in Genf stattfinden wird, dürfte die Schweizer Delegation beantragen, das Protokoll von Göteborg auch auf den primären Feinstaub auszuweiten. Dieser entsteht direkt beim Verbrennungsvorgang (Motoren und Heizungen), in der Industrie und beim Abrieb von Materialien. Dazu gehören auch Krebs erzeugende Rasse, die die menschliche Gesundheit besonders gefährden.

⁴⁸ Richtlinie 2001/81/EG über nationale Emissionshöchstmenge für bestimmte Luftschadstoffe vom 23. Oktober 2001

⁴⁹ Mit diesen nationalen Emissionshöchstmenge sollen die Umweltzwischenziele des Artikels 5 weitgehend erreicht werden. Bei Erreichen dieser Ziele dürfte die Eutrophierung des Bodens so weit zurückgehen, dass die Fläche in der Gemeinschaft, in der die düngenden Stickstoffeinträge die kritischen Eintragsraten überschreiten, im Vergleich zur Situation im Jahre 1990 um rund 30% abnimmt.

⁵⁰ Baseline Scenarios for the Clean Air for Europe (CAFE) Programme
http://ec.europa.eu/environment/air/cafe/general/pdf/cafe_lot1.pdf (7. Juni 2006)

⁵¹ Emissionsziel gemäss BUWAL Schriftenreihe Umwelt Nr. 379 Luft Weiterentwicklung des Luftreinhalte-Konzepts 2005

4.2 Emissionsgrenzwerte von Luftschadstoffen für GuD

Gemäss der thematischen Strategie zur Luftreinhaltung der EU⁵² der Europäischen Kommission sind gegenwärtig für Grossfeuerungsanlagen keine weitergehenden Verschärfungen der in Richtlinie 2001/80/EG festgelegten Emissionsgrenzwerte für neue Anlagen zu erwarten.

Es zeigt sich, dass die meisten Länder die Grenzwerte ohne weitere Verschärfungen übernommen haben. Aufgrund lokaler Begebenheiten und der geforderten Einhaltung von Immissionsgrenzwerten (siehe Abschnitt 4.3) können aber verschärfte Auflagen verordnet werden (Beispiel CUP Göteborg: verschärfter NO_x-Grenzwert von 25 mg/Nm³).

Weitere Stoffe, für welche in einzelnen Ländern für GuD grenzwerte festgelegt wurden, sind Ammoniak (NH₃), Ammonium (NH₄⁺) und Kohlenmonoxid (CO) – diese sind von der EU nicht geregelt. In Norwegen decken sich die meisten Grenzwerte mit den Grenzwerten der EU Richtlinie 2001/80/EG. Eine Ausnahme bildet NO_x: dieser Grenzwert ist mit 5 ppm (rund 6.5 mg/Nm³) deutlich tiefer als von der EU gefordert. Tabelle 11 stellt die entsprechenden Werte zusammen.

	Emissionsgrenzwerte				Weitere
	SO ₂ [mg/Nm ³]	NO _x [mg/Nm ³]	Staub [mg/Nm ³]		
Richtlinie 2001/80/EG	35	50	5	-	
Verschärfungen und Weitere	-	N: 6.5	-	N:	NH ₄ ⁺ : 2ppm (~2.6 mg/Nm ³)
				S:	NH ₃ : 5ppm (~6.5 mg/Nm ³)
				I:	CO: 30 mg/Nm ³

Tabelle 11: Emissionsgrenzwerte der Richtlinie 2001/80/EG für neue GuD und weitere Emissionsgrenzwerte in den untersuchten Ländern

4.3 Immissionsgrenzwerte

In der Richtlinie 1999/30/EG wird zwischen Immissionsgrenzwerten über kurze Perioden (Stunden, Tage) und Grenzwerten über lange Perioden (Jahre) unterschieden. GuD werden sowohl auf die kurzfristigen als auch die langfristigen Belastungswerte einer Region einen Einfluss haben. Stellvertretend sind hier die Jahresimmissionsgrenzwerte für die GuD relevanten Emissionen angegeben: 40 µg NO₂/m³ Luft, 30 µg NO_x/m³ Luft, und 20 µg PM₁₀/m³ Luft.

Führen die zusätzlichen Emissionen von GuD zu erwarteten Überschreitungen dieser Immissionsgrenzwerte in der Umgebung, so können Massnahmen an der Quelle wie verschärfte Emissionsgrenzwerte, höhere Abluftkamine etc. gefordert werden. Als konkretes Beispiel kann man das Rya GuD in Göteborg anführen, das wegen der erwarteten Immissionsgrenzwerte für NO₂ einen auf die Hälfte reduzierten NO_x-Emissionsgrenzwert (25 mg NO_x/Nm³) auferlegt bekam und ein 100 m hohes Kamin bauen muss.

Fast alle Länder haben einen Grossteil der Immissionsgrenzwerte der aktuellen EU-Richtlinie übernommen. Österreich hat zudem auch für Stickstoffdioxid und PM₁₀ bereits die verschärfte EU Grenzwerte eingeführt, die ab 2010 gültig sein werden.

⁵² Thematische Strategie zur Luftreinhaltung KOM(2005) 446, Brüssel, den 21. 9. 2005

In Schweden wurde zudem für das Rya GuD in Göteborg festgelegt, dass der Lärmpegel in 100 m Abstand von der Anlage nicht über 50 dB(A) liegen darf.

4.4 Umweltaspekt Abwärme/Kühlung

Auflagen betreffend Abwärme und Kühlung sind in der EU nicht geregelt, sondern den einzelnen Ländern überlassen. Richtlinie 2004/8/EG will aber die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) fördern. Zur Reduktion der notwendigen Kühlleistung, die bei rein stromgeführten GuD 40% der Gesamtleistung ausmacht, wird deshalb in den meisten Ländern eine Nutzung der Restabwärme von GuD in einem Fernwärmeverbund angestrebt. Behördlich gefordert wird sie in der Regel, wenn sie technisch und wirtschaftlich klar machbar und sinnvoll ist.

In **Italien** wird Restabwärmenutzung, speziell für GuD, gefördert, indem den Betreibern Vorteile auf dem Strommarkt wie garantierte Stromeinspeisung zugesichert werden.

In **Schweden** ist die gegenwärtige Situation widersprüchlich: Gas für die Produktion von Elektrizität ist steuerbefreit, nicht aber Gas für die Wärmeproduktion, womit KWK gegenüber alleiniger Stromproduktion klar im Nachteil ist. Diese Benachteiligung von KWK soll durch Gesetzesänderungen jedoch bald ausgeräumt sein. Da aber neue GuD nur mit Restabwärmenutzung CO₂-Zertifikate im Rahmen des EU-ETS kostenlos zugeteilt erhalten (siehe Abschnitt 3.4.6), ist diese Benachteiligung bereits heute zumindest teilweise beseitigt.

In **Luxemburg** verlangte man vom einzigen GuD im Fall einer KWK einen minimalen Gesamtwirkungsgrad von >75%.

Die verbleibende Restabwärme eines GuD muss durch Kühlung an die Umgebung abgegeben werden. Die notwendige Kühlleistung wird üblicherweise durch Kühltürme und/oder durch Flusswasserkühlung erreicht. Dies führt zu Beeinträchtigungen der Umwelt. Kühltürme können das Landschaftsbild und unter Umständen das lokale Klima beeinflussen. Die durch Flusswasserkühlung induzierte Temperaturerhöhung kann die Flora und Fauna des Gewässers in der Nähe der Kühlwassereinleitung beeinträchtigen.

Bei der Einleitung in Gewässer sind die Anforderungen ziemlich unterschiedlich. Während in Deutschland (je nach Einstufung des Gewässertyps) einerseits die Erhöhung der Wassertemperatur in der Durchmischungszone begrenzt ist auf 1.5 bis 3°C, beträgt dieser Grenzwert in Italien +8°C und in Österreich gar +10°C. In Deutschland ist zusätzlich eine Obergrenze für die Temperatur natürlicher Kühlgewässer gegeben (28°C), welche während heißen Sommerperioden zu Kraftwerksabschaltungen wegen Überhitzung des Kühlgewässers führen kann.

5. Staatliche Markteingriffe mit Relevanz für GuD

5.1 Allgemeine Förderung des Gasmarktes

Grundsätzlich ist es erklärte Politik der EU und ihrer Länder, den Elektrizitätsmarkt zu liberalisieren. Zur Erreichung gewisser formulierter energiepolitischer Ziele sind die Marktmechanismen allein aber nicht ausreichend oder nicht geeignet und es bedarf zusätzlicher Instrumente. Diese Instrumente bewirken Marktverzerrungen und sind kritisch für Investitionsentscheide und den finanziellen Erfolg von Produktionsanlagen. In der EU bestehen klare Richtlinien welche staatlichen Beihilfen verboten sind.

Die OECD definiert Subventionen als "... jede Massnahme, die den Preis für die Konsumenten unter dem Marktpreis oder für den Produzenten über dem Marktpreis hält oder welche die Kosten für Konsumenten und Produzenten reduzieren."

In der EU sind staatliche finanzielle Unterstützungen der Gasindustrie aus folgenden drei Gründen erlaubt:

- Unterstützung der wirtschaftlichen Entwicklung und Schaffung von Arbeitsplätzen in Regionen mit tiefem Lebensstandard;
- Unterstützung des Ausbaus des Gasnetzes, um die Versorgungssicherheit mit Gas zu gewährleisten und um die Nutzung von Gas als emissionsärmere Energieressource (verglichen mit Kohle und Öl) zu fördern;
- Ausbau des transeuropäischen Gas-Netzwerkes.

Unter diesen Bedingungen wurden im Zeitraum zwischen 1996 und 2000 rund 2 Mrd. EUR an finanzieller Unterstützung und rund 3 Mrd. EUR an Spezialkrediten der European Investment Bank gesprochen.

Für in GuD erzeugte Elektrizität existiert kein Gesamtmass der staatlichen Unterstützungen⁵³. Die erwarteten Gesamtsbventionen der Energie aus verschiedenen Quellen werden für die EU-15 Länder wie in Tabelle 12 dargestellt abgeschätzt.⁵⁴

⁵³ Für die Kohle wird z.B. durch die International Energy Agency (IEA) jährlich ein Mass ermittelt das erlaubt die gesamte Unterstützung abzuschätzen das sogenannte producer subsidy equivalent (PSE).

⁵⁴ Energy subsidies in the European Union: A brief overview, EEA Technical report, 1/2004

Für Energie aus Öl und Gas zeigt sich, dass die Subventionen hauptsächlich ausserhalb der staatlichen Budgets erfolgen, d.h. sie erscheinen nicht in den Ausgabenbudgets der verschiedenen Staaten. Steuerpolitik und staatliche Regulierungsmechanismen sind dabei die wichtigsten nicht Budget relevanten Subventionsmechanismen.

EU-15		Feste Brennstoffe	Öl und Gas	Nuklear	Erneuerbare Energien	Total
		[Mia. EUR]	[Mia. EUR]	[Mia. EUR]	[Mia. EUR]	[Mia. EUR]
2001	Im Budget	>6.4	>0.2	>1.0	>0.6	>8.2
2001	Ausserhalb des Budgets	>6.6	>8.5	>1.2	>4.7	>21.0
Total		>13.0	>8.7	>2.2	>5.3	>29.2

Tabelle 12: Geschätzte Energie-Subventionen in den EU-15 Ländern. Elektrizitäts-Subventionen werden den Brennstoffen zugeordnet auf der Basis des Inputs in die Erzeugung. Ohne externe Kosten.⁵⁴

Die weitere finanzielle, materielle oder immaterielle Unterstützung, welche Betrieben zuteil wird, weil sie in staatlichem Besitz sind, ist schwierig zu quantifizieren. Bei staatseigenen Betrieben fehlt oft die Transparenz in der internen Finanzierung, es existiert keine Vollkostenrechnung und die Abgrenzung zu andern staatlichen Körperschaften ist unklar. In einigen Fällen wurde aber illegale Staatshilfe aufgedeckt.

Im EU-15 Raum existieren gegenwärtig zwölf (halb-)staatliche Firmen, die mit fossilen Brennstoffen handeln, an denen der Staat die Aktienmehrheit oder zumindest eine signifikante Minderheit hält. Alle diese Firmen waren in früheren Zeiten staatliche Betriebe und spielten während mehrerer Jahrzehnte eine wichtige Rolle in der Entwicklung von Transport, Produktion und Verteilung von Gas. Der Wert dieser Beziehungen lässt sich nicht beziffern, dürfte aber signifikant sein⁵⁵

5.2 Besteuerung von Gas und Emissionen

5.2.1 Steuern auf Gas zur Elektrizitätserzeugung

Die Direktive 2003/96/EC vom Europäischen Rat regelt die Restrukturierung der Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom. Darin sind bestimmte Mindeststeuerbeträge festgesetzt, die die einzelnen Länder nicht unterschreiten dürfen.

Die Steuern sind zum jetzigen Zeitpunkt in den einzelnen Ländern noch unterschiedlich und teilweise auch noch nicht auf dem Niveau der Mindestbeträge. Dies hat zwei Gründe: Erstens gelten für die einzelnen Länder verschiedene Fristen, während derer die Angleichung der nationalen Steuersätze vollzogen sein muss. Zweitens lässt die Direktive den einzelnen Nationen Spielraum in der Anwendung dieser Steuern auf die Gewinnung von Elektrizität. Brennstoffe, die zur Stromerzeugung gebraucht werden, sind grundsätzlich steuerfrei, doch steht es den Mitgliedstaaten frei, die Brennstoffe "...aus umweltpolitischen Gründen zu besteuern". Die Steuersätze werden in den nächsten Jahren in den meisten Ländern also noch ändern.

⁵⁵ Energy subsidies in the European Union: A brief overview, EEA Technical report, 1/2004

Aktuell wird Gas zur Produktion von Elektrizität in den untersuchten Ländern nicht oder nur gering (Frankreich, Italien) besteuert. Die Steuerbefreiung kann auf Antrag wie z.B. in Schweden und in Deutschland oder durch Zurückerstattung, wie in Österreich, erfolgen.

In Norwegen muss eine Steuer von ca. 0.15 Fr./Nm³ auf die Gasproduktion entrichtet werden, die von den Produzenten vermutlich über den Gaspreis an die Gaskonsumenten weitergegeben wird.

Die Mehrwertsteuer muss in allen Ländern in jedem Fall entrichtet werden, wird aber direkt auf die Endverbraucher abgewälzt.

5.2.2 Steuern und Abgaben auf Emissionen

Nebst der möglichen Besteuerung des Brennstoffs Gas aus umweltpolitischen Überlegungen, wie sie die Richtlinie 2003/96/EG vorsieht, kann auch eine direkte Besteuerung der Emissionen erfolgen.

Die Expertenumfrage ergab auch hier Unterschiede in den Ländern:

Deutschland kennt keine direkte Besteuerung von Emissionen.

In **Schweden** müssen Abgaben auf CO₂ und NO_x geleistet werden. Bei der Verwendung von Gas zur Gewinnung von Elektrizität entfällt das Entrichten der CO₂-Abgabe, nicht aber bei der Verwendung zur Wärmeerzeugung (siehe auch Abschnitt 4.4). Die CO₂-Abgabe wird von den Kraftwerksbetreibern in Schweden als marktverzerrend angesehen, weil Schweden im EU-ETS integriert ist und die Abgabe die CO₂-Emissionen in Schweden im Vergleich zu allen anderen EU-ETS-Ländern zusätzlich verteuert. Die Schwedische Regierung hat im Jahr 2005 denn auch entschieden, dass diese Abgabe für hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplungs-Kraftwerke⁵⁶ (KWK) ganz entfällt und für andere Kraftwerke, die dem EU-ETS System angeschlossen sind auf 7 Euro pro Tonne CO₂ festgesetzt wird. Die NO_x-Abgabe wird in Schweden für GuD nach Ausstoss berechnet und an die Kraftwerke proportional zur produzierten Menge an Strom wieder rückvergütet. Effiziente GuD-Kraftwerke können mit einer positiven Bilanz bezüglich der NO_x-Abgabe rechnen.

Auch **Norwegen** kennt eine CO₂-Abgabe, Norwegen ist aber nicht dem EU-ETS angeschlossen.

5.2.3 Grüne Zertifikate

Grüne Zertifikate sind ein marktbasiertes Instrument, das die Produktionsziele für erneuerbare Elektrizität auf effiziente Weise sicherstellen soll. Die Regierung legt einen Zielwert für den Anteil erneuerbarer Produktion fest und gibt Zertifikate aus für die mittels geförderten Produktionsarten erzeugte Menge an Elektrizität (typischerweise pro MWh). Die Produzenten müssen am Ende der Rechnungsperiode eine ihrer Gesamtelektrizitätsmenge entsprechende Menge an Zertifikaten abgeben, die sie entsprechend zukaufen können, oder eine entsprechende Busse bezahlen für nicht vorhandene Zertifikate. Überschüssige Zertifikate können verkauft werden. Die exakte Definition, welche Produktionsarten für Grüne Zertifikate qualifiziert sind, sind von Land zu Land verschieden. Sie umfassen aber im Allgemeinen alle nicht fossilen und nicht nuklearen Produktionsarten.

⁵⁶ Als hoch-effiziente KWK ("high-efficiency co-generation") gelten gemäss der massgebenden CHP-Directive (2004/8/EC, Annex III) Anlagen, welche durch die gekoppelte Produktion von Wärme und Elektrizität zu einer Einsparung an Primärenergie von mindestens 10% führen, verglichen mit der separaten Produktion von Wärme und Elektrizität in Referenzanlagen.

Italien, Norwegen und Schweden haben Grüne Zertifikate eingeführt. Wegen der unterschiedlichen Regeln können die Zertifikate gegenwärtig nicht zwischen den Ländern gehandelt werden. Eine Ausnahme bilden Norwegen und Schweden, die ein gemeinsames System betreiben werden.

Mit dem RECS-System⁵⁷ gibt es bereits ein freiwilliges parallel dazu arbeitendes System, bei dem alle untersuchten Länder inklusive der Schweiz Mitglieder sind. Dieses gestattet grundsätzlich einen Handel zwischen den beteiligten Ländern, der aber wegen der fehlenden gesetzlichen Verpflichtungen nicht effektiv ist.

Infolge der Abhängigkeit von äusseren Umständen wie der Wetterentwicklung und der geringen Preiselastizität der Nachfrage nach Zertifikaten ist es schwierig den Preis vorauszusagen. Das führt dazu, dass dieser stark schwanken kann d.h. bei erwartetem Überschuss an Zertifikaten tief ist und bei Knappheit nahe der Bussengrenze für nicht beigebrachte Zertifikate liegen wird. Diese Variabilität kann durch eine Ausweitung des Handels oder staatliche Abnahmepreise geglättet werden.

⁵⁷ <http://www.recs.org/>

6. Bewilligungsverfahren für GuD

Bei einem GuD können die folgenden Lebensphasen unterschieden werden: Planungs-, Realisierungs-, Betriebs- und Rückbauphase. Tabelle 13 zeigt die Zeitspannen der einzelnen Phasen basierend auf Angaben zu aktuellen GuD Projekten in den untersuchten Ländern.

Lebensphasen eines GuD-Kraftwerks				
	Planungsphase [Monate]	Realisierungs- /Bauphase [Monate]	Betriebsphase [Jahre]	Rückbauphase [Monate]
Dauer der Phase	6-48	~24 (abhängig von Anlagengrösse)	25-30	~12-24

Tabelle 13: Zusammenstellung der Zeiten für die Lebensphasen eines GuD.

Die Planungsphase ist klar diejenige, der am meisten Gewicht beigemessen werden muss. Dies aus drei Gründen: Erstens ist die Planungsphase am stärksten von äusseren Faktoren wie Standortcharakteristika, politischer Situation, bestehenden Umweltbelastungen usw. beeinflusst. Alle Faktoren sollen in die Planung integriert werden, was zeit- und kostenaufwändig ist. Zweitens sind die Abläufe der Bewilligungsverfahren in den einzelnen Ländern wohl unterschiedlich organisiert, eine Gemeinsamkeit kristallisiert sich aber heraus: die Planungsphase ist dezentral organisiert und umfasst viele beteiligte Akteure (kommunale bis staatliche Behörden, Regierungen, Anwohner und NGOs). Mit Ausnahme von Norwegen und Luxemburg sind in das Bewilligungsverfahren immer Behörden bis auf die lokale Ebene, also die Gemeindeebene, involviert. Drittens ist die Beteiligung der Öffentlichkeit und der nicht staatlichen Organisationen (NGOs) zu beachten. In allen Expertenbefragungen wurde eine effiziente und effektive Einbindung der Öffentlichkeit als zentral für einen positiven Genehmigungsentscheid genannt. Die Bürger und NGOs haben in allen Ländern ein Recht, ihre Interessen in verschiedener Form wie Empfehlungen, Beschwerden oder Einsprachen einzubringen. Die Einbindung dieser Interessen ist für die planende GuD-Betreibergesellschaft zeitintensiv, schwierig und kostenaufwändig.

Zur Realisierungsphase werden die Lizenzierung und die eigentliche Bauphase der Anlage gerechnet. Die Lizenzierung erfolgt teilweise bereits im Rahmen des Genehmigungsverfahrens und ist somit kein Hindernis mehr. Ist die Lizenzierung losgelöst vom Bewilligungsverfahren, umfasst sie die Prüfung der Anlagen auf Funktion und Sicherheit. Da die Hersteller der Anlage die Vorschriften in den einzelnen Ländern genau kennen und ihre Technologie immer dem höchsten Standard entspricht, ist dabei nicht mit Schwierigkeiten zu rechnen. In die Bauphase sind alle für Bauprojekte dieser Grösse üblichen Behörden involviert, welche von Feuerpolizei bis Gesundheitsbehörde ein breites Spektrum an beteiligten Akteuren umfassen.

Die Überwachung eines GuD in der Betriebsphase wird jeweils durch wenige Stellen organisiert und durchgeführt und ist zentral geregelt. Der Betreiber eines GuD ist in jedem der untersuchten Länder zu einem Monitoring, also einer Selbstüberwachung, verpflichtet. Das Ausmass dieser Selbstüberwachung nimmt in den verschiedenen Ländern unterschiedliche Dimensionen an. Während in Schweden⁵⁸ (im konkreten Fall des 'Rya CHP Plant' in Göteborg) nur zwei Schadstoffwerte dem betrieblichen Monitoring unterliegen, müssen in Österreich alle mit Emissionsgrenzwerten belegten Stoffe vom Betreiber überwacht werden, was mit einer Meldepflicht bei Überschreitungen gekoppelt ist.

⁵⁸ 'Rya CHP Plant' in Göteborg

Als vierte Phase ist die Rückbauphase definiert worden. Die Resultate der Expertenbefragungen ergeben, dass in dieser Phase sowohl die gleichen Gesetze und Bestimmungen gelten, als auch die gleichen Behörden wie in der Bauphase involviert sind.

7. Schlussfolgerungen

Es zeigt sich, dass in den betrachteten Ländern der Umgang mit den CO₂-Emissionen und der Zuteilungspraxis von Zertifikaten sowie die Anforderungen an die Abwärmenutzung die signifikanten Unterschiede in den Rahmenbedingungen für GuD ausmachen. Diesbezüglich weist Schweden die mit Abstand schärfsten und zu zusätzlichen Kosten führende Rahmenbedingungen für GuD-Betreiber auf. Es erhalten nur GuD mit Abwärmenutzung gratis CO₂-Zertifikate zugeteilt und die Gratiszuteilung liegt signifikant unter dem effektiven Bedarf. In den anderen Ländern werden neue GuD durch die Rahmenbedingungen bezüglich CO₂-Emissionen gefördert oder zumindest nicht zusätzlich belastet. Deutschland garantiert für 14 Jahr eine umfängliche Gratiszuteilung der benötigten Zertifikate für neue Kraftwerke.

Die horizontale und vertikale Integration der Elektrizitätsmärkte in den Ländern ist Ursache der sicherlich vorhandenen Marktverzerrungen, diese sollten sich aber zukünftig auf Druck der EU weiter zurückbilden.

Die weiteren Umweltauflagen sowie die Bewilligungs- und Besteuerungspraxis sind in den betrachteten Ländern ähnlich ausgestaltet und stellen keine signifikanten Standortvor- oder -nachteile für GuD dar. Infolge lokaler Gegebenheiten können die Anforderungen aber verschärft werden. Die Anforderungen können aber mit den vorhandenen Technologien problemlos erfüllt werden.

Abkürzungen und Begriffsbestimmungen

AAU	Assigned Amount Unit
BAT	Beste verfügbare Technologie
CDM	Clean Development Mechanism (CDM): Mechanismus für umweltverträgliche Entwicklung der helfen soll, die Kosten zum Erreichen der vertraglich im Kyoto-Protokoll festgelegten Reduktionsziele möglichst niedrig zu halten. Ein Land welches im Anhang B des Kyoto-Protokolls aufgeführt wird, kann bei einem Land, welches dort nicht aufgeführt wird im Rahmen des CDM, "carbon credits" (CERs) einkaufen und sich anrechnen lassen.
CER	Certified Emission Reduction (Einheit von einer Tonne CO ₂ -äquivalenter Emissionsreduktion unter CDM)
Emissionszertifikate	CO ₂ -Emissions-Zertifikate z.B. EAU , ERU , oder CER
EU-AAU	Assigned Amount Unit von EU-Land (mit sogenanntem EU-„Tag“)
ERU	Emission Reduction Unit (Einheit von einer Tonne CO ₂ -äquivalenter Emissionsreduktion unter JI)
EU-ETS	Europäisches CO ₂ -Emissions-Trading-System
EU-15	Alte Mitgliedländer der EU
GuD	Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk, falls der Brennstoff Erdgas ist, wird auch der Begriff Gas-Kombikraftwerk verwendet
IEA	International Energy Agency
JI	Joint Implementation (JI): Einer der im Kyoto-Protokoll vorgesehenen flexiblen Mechanismen zwischen Ländern, welche im Anhang B des Kyoto-Protokolls aufgeführt werden.
NAP	Nationale Allokationspläne von CO ₂ Emissionszertifikaten für dem EU-ETS unterstellte Anlagen. Wird jeweils für eine Periode (NAP I = 2005-2007, NAP II = 2008-2012) erstellt.