

MASTERTHESE

**Durchgeführt an der Donauuniversität Krems
im Rahmen der Ausbildung
„Nachhaltiges Energiemanagement“**

**Bewirkt der CO₂-Handel
einen Anstieg der Stromerzeugung
aus erneuerbaren Energieträgern
in Österreich?**

**Verfasst von DI. Harald Bala
TBB Consulting/Asten**

**Betreut von Dr. Reinhard Schanda
Sattler & Schanda Rechtsanwälte/Wien**

Asten im August 2005

INHALTSVERZEICHNIS:

1	Einleitung	8
2	Gründe für den Handel mit Treibhausgasen	9
2.1	Die Entstehung der Atmosphäre	9
2.2	Zusammensetzung der Atmosphäre	10
2.2.1	Troposphäre.....	11
2.2.2	Stratosphäre.....	11
2.2.3	Mesosphäre.....	11
2.2.4	Thermosphäre.....	11
2.2.5	Exosphäre	11
2.3	Glashauseffekt und Treibhauseffekt	12
2.3.1	Der Glashauseffekt.....	12
2.3.2	Der natürliche Treibhauseffekt.....	12
2.3.3	Der anthropogene Treibhauseffekt.....	14
2.4	Treibhausgase.....	16
2.4.1	Methan (CH ₄)	16
2.4.2	Fluorchlorkohlenwasserstoffe (FCKW).....	19
2.4.3	Ozon (O ₃)	20
2.4.4	Lachgas/Distickstoffoxid (N ₂ O).....	21
2.4.5	Kohlendioxid (CO ₂)	22
2.5	Klimaentwicklungsszenarien und das Kyoto-Protokoll.....	33
2.5.1	„Intergovernmental panel on climate change“ (IPCC)	33
2.5.2	IPCC Klimavorhersage für das 21. Jahrhundert.....	34
2.5.3	Das Kyoto-Protokoll	36
2.5.4	Das EU Burden-Sharing.....	38
2.5.5	Die Kyoto-Mechanismen	38
3	Der EU CO ₂ -Handel (Emission Trading)	40
3.1	Österreichs Weg zum Emissionshandel	41
3.1.1	Die UBA Kyoto-Fortschrittsberichte	41
3.1.2	Das Emissionszertifikatengesetz (EZG).....	42
3.1.3	Die Österreichische Zuteilungsverordnung.....	43
3.2	Preisentwicklung beim Emission Trading 2005	44
3.2.1	Vorhersagen	44
3.2.2	CO ₂ -Preise laut E-Control 2004.....	45
3.2.3	CO ₂ -Zertifikatepreise 2005	46

3.3	Die Entwicklung des europäischen Strommarkts	47
3.3.1	Einflussfaktoren auf den Strompreis	48
3.4	Strombörsepreisentwicklung	51
3.4.1	Der Einfluss des CO ₂ -Preises auf den Strompreis	52
3.5	Einspeisetarife für Ökostrom in Österreich	53
3.6	Einspeisemengen und Vergütungen von Ökostrom 2004	54
3.7	Die Finanzierung der Ökostromerzeugung	55
3.7.1	Die Ökostromzuschläge	55
3.7.2	Der Verrechnungspreis	56
3.8	Das 78,1% Ziel	57
4	Auswirkungen des Emissionshandels auf die Ökostromerzeugung	59
4.1	Kleinwasserkraft (KWK)	60
4.1.1	Auswirkungen von Strom- und CO ₂ -Preis 3 Quartal 2004 und 2005	60
4.1.2	Benötigter CO ₂ -Preis auf Basis 3 Quartal 2004	61
4.1.3	Benötigter CO ₂ -Preis bei 5,5c Strommarktpreis	62
4.1.4	Aktuelle Auswirkungen auf die Kleinwasserkraft	62
4.2	Wind	63
4.2.1	Auswirkungen von Strom- und CO ₂ -Preis 3 Quartal 2004 und 2005	63
4.2.2	Benötigter CO ₂ -Preis auf Basis 3 Quartal 2004	64
4.2.3	Benötigter CO ₂ -Preis bei 5,5c Strommarktpreis	65
4.2.4	Aktuelle Auswirkungen auf die Windkraft	65
4.3	Feste Biomasse inkl. Abfall mit hohem biogenen Anteil	66
4.3.1	Auswirkungen von Strom- und CO ₂ -Preis 3 Quartal 2004 und 2005	66
4.3.2	Benötigter CO ₂ -Preis auf Basis 3 Quartal 2004	67
4.3.3	Benötigter CO ₂ -Preis bei 5,5c Marktpreis	68
4.3.4	Aktuelle Auswirkungen auf die feste Biomasse	68
4.4	Gasförmige Biomasse	69
4.4.1	Auswirkungen von Strom- und CO ₂ -Preis 3 Quartal 2004 und 2005 auf die Wirtschaftlichkeit	69
4.4.2	Benötigter CO ₂ -Preis auf Basis 3 Quartal 2004	70
4.4.3	Benötigter CO ₂ -Preis bei 5,5c Strommarktpreis	71
4.4.4	Aktuelle Auswirkungen auf die gasförmige Biomasse	71
4.5	Flüssige Biomasse	72
4.5.1	Auswirkungen von Strom- und CO ₂ -Preis 3 Quartal 2004 und 2005	72
4.5.2	Benötigter CO ₂ -Preis auf Basis 3 Quartal 2004	73

4.5.3	Benötigter CO ₂ -Preis bei 5,5c Strommarktpreis	74
4.5.4	Aktuelle Auswirkungen auf die flüssige Biomasse.....	74
4.6	Photovoltaik	75
4.6.1	Auswirkungen von Strom- und CO ₂ -Preis 3 Quartal 2004 und 2005	75
4.6.2	Benötigter CO ₂ -Preis auf Basis 3 Quartal 2004	76
4.6.3	Benötigter CO ₂ -Preis bei 5,5c Marktpreis.....	77
4.6.4	Aktuelle Auswirkungen auf die Photovoltaik	77
4.7	Deponie- und Klärgas	78
4.7.1	Auswirkungen von Strom- und CO ₂ -Preis 3 Quartal 2004 und 2005	78
4.7.2	Benötigter CO ₂ -Preis auf Basis 3 Quartal 2004	79
4.7.3	Benötigter CO ₂ -Preis bei 5,5c Marktpreis.....	80
4.7.4	Aktuelle Auswirkungen auf Deponie- und Klärgas	80
4.8	Geothermie	81
4.8.1	Auswirkungen von Strom- und CO ₂ -Preis 3 Quartal 2004 und 2005	81
4.8.2	Benötigter CO ₂ -Preis auf Basis 3 Quartal 2004	82
4.8.3	Benötigter CO ₂ -Preis bei 5,5c Marktpreis.....	83
4.8.4	Aktuelle Auswirkungen auf die Geothermie.....	83
5	Diskussion	84
5.1	Tarife und Volllaststunden von Ökostromanlagen	84
5.2	Wirtschaftlichkeit von Ökostrom bei Börsestrompreis 3. Quartal 2004 (34,59 € je MWh) und 10 € je Tonne CO ₂	86
5.3	Wirtschaftlichkeit von Ökostrom bei Börsestrompreis 3. Quartal 2005 (47,85 € je MWh) und 20 € je Tonne CO ₂	87
5.4	Wirtschaftlichkeit von Ökostrom bei Börsestrompreis 55 € je MWh und 40 € je Tonne CO ₂	88
6	Zusammenfassung.....	89
7	Literatur.....	91

ABBILDUNGSVERZEICHNIS:

Abbildung 1: Aufbau der Atmosphäre	10
Abbildung 2: Der Treibhauseffekt (eigene vereinfachte Darstellung nach Krapfenbauer)	12
Abbildung 3: Rekonstruktion der Temperatur der mittleren Nordhemisphäre	14
Abbildung 4: Verlauf der atmosphärischen Methankonzentration nach IPCC 2001	16
Abbildung 5: Veränderung der N ₂ O-Konzentration in den letzten 1000 Jahren	21
Abbildung 6: CO ₂ -Verlauf 2004 nach Keeling ³⁴	22
Abbildung 7: Der Kohlenstoffkreislauf nach Siegwolf.....	23
Abbildung 8: Offener und geschlossener Kohlenstoffkreislauf (eigene Darstellung)	24
Abbildung 9: Brennstoffspezifische CO ₂ -Emissionen fossiler Energieträger	25
Abbildung 10: Kraftwerksspezifische CO ₂ -Emissionen fossiler Energieträger ³⁸	25
Abbildung 11: Kohlenstoffgehalt und Temperaturverlauf der letzten 400.000 Jahre.....	26
Abbildung 12: Kohlendioxidverlauf der Jahre 800 bis 1950 (eigene Darstellung)	27
Abbildung 13: CO ₂ Verlauf seit 1958 am Mauna Loa/Hawaii nach Keeling (eigene Darstellung).....	27
Abbildung 14: Terrestrische Kohlenstoffsinken nach IPCC	29
Abbildung 15: Der Kohlenstoffkreislauf der Ozeane	32
Abbildung 16: IPCC Wettermodell 2071-2100 Modell A2 (Hoher Einfluss) und B2 (Geringerer Einfluss).....	34
Abbildung 17: Temperaturerhöhung für das 21. Jahrhundert ausgehend von 1990	35
Abbildung 18: Österreichische CO ₂ -Emissionsprognosen bis 2010	41
Abbildung 19: CO ₂ -Minderungskosten mit verschiedenen Maßnahmen nach E-Control.....	45
Abbildung 20: Entwicklung des CO ₂ -Zertifikatepreises und des Handelsvolumens an der EEX von Juni bis August 2004	46
Abbildung 21: Kraftwerkseinsatzoptimierung: Ordnen der Kraftwerke nach Kosten zu einem bestimmten Zeitpunkt.....	48
Abbildung 22: Preisbildung mit/ohne Überkapazitäten (bei perfektem Wettbewerb).....	49
Abbildung 23: Korrekter Marktpreis und Dumpingpreis.....	50
Abbildung 24: Strombörsepreisentwicklung 2003-2005	51
Abbildung 25: Einspeisetarife gemäß Ökostromgesetz 508/2002	53
Abbildung 26: Ökostrom Einspeisemengen und Vergütungen 2004.....	54
Abbildung 27: Ökostromzuschläge 2003-2006 unterschieden nach Netzebene.....	55
Abbildung 28: Zuschläge 2003-06 für Ökostrom, Kleinwasserkraft und fossile Kraft-Wärme-Kopplung ⁷⁷	55
Abbildung 29: Europäische Zielvorgaben gemäß EU-Richtlinie 2001/77/EG	57
Abbildung 30: Auswirkungen der Marktpreise Strom/CO ₂ 3. Quartal 2004/2005 auf die Wirtschaftlichkeit von Kleinwasserkraft in Vergleich mit fossilen Energieträgern	60

Abbildung 31: Benötigter CO ₂ -Preis bei Kleinwasserkraft für Wettbewerbsgleichheit mit fossilen Brennstoffen auf Basis Strompreis 3. Quartal 2004	61
Abbildung 32: Benötigter CO ₂ -Preis bei 5,5 c Börsestrompreis für Wettbewerbsgleichheit mit fossilen Brennstoffen.....	62
Abbildung 33: Auswirkungen der Marktpreise Strom/CO ₂ 3. Quartal 2004/2005 auf die Wirtschaftlichkeit von Windkraft in Vergleich mit fossilen Energieträgern	63
Abbildung 34: Benötigter CO ₂ -Preis bei Windkraft für Wettbewerbsgleichheit mit fossilen Energieträgern auf Basis Strompreis 3. Quartal 2004.....	64
Abbildung 35: Benötigter CO ₂ -Preis bei 5,5 c Börsestrompreis für Wettbewerbsgleichheit von Windkraft mit fossilen Brennstoffen.....	65
Abbildung 36: Auswirkungen der Marktpreise Strom/CO ₂ 3. Quartal 2004/2005 auf die Wirtschaftlichkeit von fester Biomasse inkl. Abfall mit hohem biogenen Anteil in Vergleich mit fossilen Energieträgern.....	66
Abbildung 37: Benötigter CO ₂ -Preis bei fester Biomasse inkl. Abfall mit hohem biogenen Anteil für Wettbewerbsgleichheit mit fossilen Energieträgern auf Basis Strompreis 3. Quartal 2004.....	67
Abbildung 38: Benötigter CO ₂ -Preis bei 5,5 c Börsestrompreis für Wettbewerbsgleichheit von fester Biomasse inkl. Abfall mit hohem biogenen Anteil mit fossilen Brennstoffen	68
Abbildung 39: Auswirkungen der Marktpreise Strom/CO ₂ 3. Quartal 2004/2005 auf die Wirtschaftlichkeit von gasförmiger Biomasse in Vergleich mit fossilen Energieträgern	69
Abbildung 40: Benötigter CO ₂ -Preis bei fester Biomasse für Wettbewerbsgleichheit mit fossilen Energieträgern auf Basis Strompreis 3. Quartal 2004	70
Abbildung 41: Benötigter CO ₂ -Preis bei 5,5 c Börsestrompreis für Wettbewerbsgleichheit von gasförmiger Biomasse mit fossilen Brennstoffen	71
Abbildung 42: Auswirkungen der Marktpreise Strom/CO ₂ 3. Quartal 2004/2005 auf die Wirtschaftlichkeit von flüssiger Biomasse in Vergleich mit fossilen Energieträgern	72
Abbildung 43: Benötigter CO ₂ -Preis bei flüssiger Biomasse für Wettbewerbsgleichheit mit fossilen Energieträgern auf Basis Strompreis 3. Quartal 2004	73
Abbildung 44: Benötigter CO ₂ -Preis bei 5,5 c Börsestrompreis für Wettbewerbsgleichheit von flüssiger Biomasse mit fossilen Brennstoffen.....	74
Abbildung 45: Auswirkungen der Marktpreise Strom/CO ₂ 3. Quartal 2004/2005 auf die Wirtschaftlichkeit von Photovoltaikanlagen in Vergleich mit fossilen Energieträgern...	75
Abbildung 46: Benötigter CO ₂ -Preis bei Photovoltaik für Wettbewerbsgleichheit mit fossilen Energieträgern auf Basis Strompreis 3. Quartal 2004.....	76
Abbildung 47: Benötigter CO ₂ -Preis bei 5,5c Börsestrompreis für Wettbewerbsgleichheit von Photovoltaik mit fossilen Brennstoffen.....	77
Abbildung 48: Auswirkungen der Marktpreise Strom/CO ₂ 3. Quartal 2004/2005 auf die Wirtschaftlichkeit von Deponie- und Klärgas in Vergleich mit fossilen Energieträgern	78
Abbildung 49: Benötigter CO ₂ -Preis bei Deponie- und Klärgas für Wettbewerbsgleichheit mit fossilen Energieträgern auf Basis Strompreis 3. Quartal 2004	79
Abbildung 50: Benötigter CO ₂ -Preis bei 5,5 c Börsestrompreis für Wettbewerbsgleichheit von Deponie- und Klärgas mit fossilen Brennstoffen.....	80

Abbildung 51: Auswirkungen der Marktpreise Strom/CO ₂ 3. Quartal 2004/2005 auf die Wirtschaftlichkeit von Geothermie in Vergleich mit fossilen Energieträgern.....	81
Abbildung 52: Benötigter CO ₂ -Preis bei Geothermie für Wettbewerbsgleichheit mit fossilen Energieträgern auf Basis Strompreis 3. Quartal 2004.....	82
Abbildung 53: Benötigter CO ₂ -Preis bei 5,5c Börsestrompreis für Wettbewerbsgleichheit von Geothermie mit fossilen Brennstoffen	83
Abbildung 54: Spezifische Volllaststunden bei Ökostromanlagen und deren Auswirkung auf die CO ₂ -Einsparung.....	84
Abbildung 55: Ökostromspezifische Unterschiede bei den Tarifen und Kosten je MW Leistung.....	85
Abbildung 56: Wirtschaftlichkeitsvergleich von Ökostromanlagen im Vergleich mit Braunkohle auf Basis Börsestrompreis 3. Quartal 2004 und 10 € je Tonne CO ₂	86
Abbildung 57: Wirtschaftlichkeitsvergleich von Ökostromanlagen im Vergleich mit Erdgas auf Basis Börsestrompreis 3. Quartal 2004 und 10 € je Tonne CO ₂	86
Abbildung 58: Wirtschaftlichkeitsvergleich von Ökostromanlagen im Vergleich mit Braunkohle auf Basis Börsestrompreis 3. Quartal 2005 und 20 € je Tonne CO ₂	87
Abbildung 59: Wirtschaftlichkeitsvergleich von Ökostromanlagen im Vergleich mit Erdgas auf Basis Börsestrompreis 3. Quartal 2005 und 20 € je Tonne CO ₂	87
Abbildung 60: Wirtschaftlichkeitsvergleich von Ökostromanlagen im Vergleich mit Braunkohle auf Basis 55 € je MWh Börsestrompreis und 40 € je Tonne CO ₂	88
Abbildung 61: Wirtschaftlichkeitsvergleich von Ökostromanlagen im Vergleich mit Erdgas auf Basis 55 € je MWh Börsestrompreis und 40 € je Tonne CO ₂	88

TABELLENVERZEICHNIS:

Tabelle 1: Zusammensetzung der Atmosphäre (abgeleitet nach Manier ¹ und Smith ²).....	9
Tabelle 2: Anteil der Treibhausgase am natürlichen Treibhauseffekt nach Schönwiese.....	13
Tabelle 3: Natürliche und anthropogene Methanquellen nach IPCC 2001.....	17
Tabelle 4: Übersicht über beobachtete bzw. vorhergesagte Wetteränderungen	35
Tabelle 5: Das Burden-Sharing der EU.....	38
Tabelle 6: Treibhausgasemissionen der EU Länder, Japan, USA und Russland Soll/Ist 1990/2001	40
Tabelle 7: Aufteilung der Zertifikate nach Sektoren ⁶⁴	43
Tabelle 8: CO ₂ Preiszuschlag je MW Strom in Abhängigkeit des CO ₂ -Preises (eigene Darstellung).....	52
Tabelle 9: Auswirkungen steigender Strompreise auf den Endverbraucherzuschlag bei gleichbleibenden Verrechnungspreis von 4,5c je kWh Ökostrom (eigene Berechnungen)	56

1 Einleitung

Mit dem völkerrechtlich verbindlichen in Kraft treten des Kyoto-Protokolls durch die Ratifizierung in Russland Ende 2004 sowie dem Start des EU-Emissionshandels im Jahr 2005 sind zwei wesentliche internationale Werkzeuge zur Reduzierung von Treibhausgasen in Kraft getreten. Diese Arbeit soll zuerst einen Überblick über die Beweggründe geben, die zu diesen geschichtlich einzigartigen Verpflichtungserklärungen geführt haben, sowie die Regeln und Abläufe dieser beiden neuen Werkzeuge erläutern.

Aufbauend auf diese Unterlagen wird dann die Frage erörtert, welche Effekte diese Instrumentarien auf die Stromerzeugung aus erneuerbaren und somit CO₂-neutralen Energieträgern wie Wind, Sonne und Biomasse in Österreich haben.

Anhand von drei Modellszenarien wird die Wettbewerbsfähigkeit aller Ökostromerzeugungsarten gemäß österreichischem Ökostromgesetz gegenüber der fossilen Stromerzeugung unterteilt nach Brennstoffen verglichen. Bei dieser Bewertung wird auch das je nach ersetzttem fossilen Brennstoff vermiedene CO₂ monetär bewertet, da es durch den Zertifikatehandel einen nachweislichen ökonomischen Wert darstellt.

Anhand dieses Vergleichs soll die Aussage überprüft werden, ob der CO₂-Handel eine vermehrte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern bewirken kann.

2 Gründe für den Handel mit Treibhausgasen

2.1 Die Entstehung der Atmosphäre

Die ursprüngliche Atmosphäre des bedingt durch seine Entstehung heißen Erdballs unterschied sich vor 3,5 Millionen Jahren klar von seiner heutigen Zusammensetzung. Sowohl Manier¹ und Smith² gehen davon aus, dass die Uratmosphäre aufgrund der damaligen starken vulkanischen Aktivität der Erde der heutigen Gaszusammensetzung bei Vulkanausbrüchen entsprach.

Tabelle 1: Zusammensetzung der Atmosphäre (abgeleitet nach Manier¹ und Smith²)

		Uratmosphäre	Heutige Atmosphäre
Wasser	H ₂ O	80-85%	0,5ppm
Stickstoff	N	In Spuren	78%
Methan	CH ₄	In Spuren	1,5ppm
Kohlendioxid	CO ₂	10-15%	350ppm
Kohlenmonoxid	CO	0,5%	0,1ppm
Sauerstoff	O ₂	0%	21%

Durch die allmähliche Abkühlung der Erdoberfläche kondensierten große Mengen des atmosphärischen Wasserstoffs und bildete die Urmeere und Urkontinente. Die Entstehung von Sauerstoff konnte nach Krapfenbauer³ nur über die Photolyse (Molekülsplaltung durch Licht) von Wasser sowie durch das teilweise Entweichen von Wasserstoff aus der Uratmosphäre entstehen, während Manier¹ und Smith² die erste Sauerstoffbildung auf die Atmungsaktivität einfacher Einzeller im Ozean zurückführen.

Das Entstehen einer Sauerstoffatmosphäre war die Grundlage zur Ausbildung der stratosphärischen Ozonschicht durch die Spaltung von molekularem Sauerstoff. Diese Schicht absorbierte in Folge den Großteil der lebensfeindlichen UV-Strahlung (UV-B: $\lambda = 280-320\text{nm}$). Erst dadurch entstanden die Voraussetzungen für die Entwicklung pflanzlichen Lebens auf der Erde³.

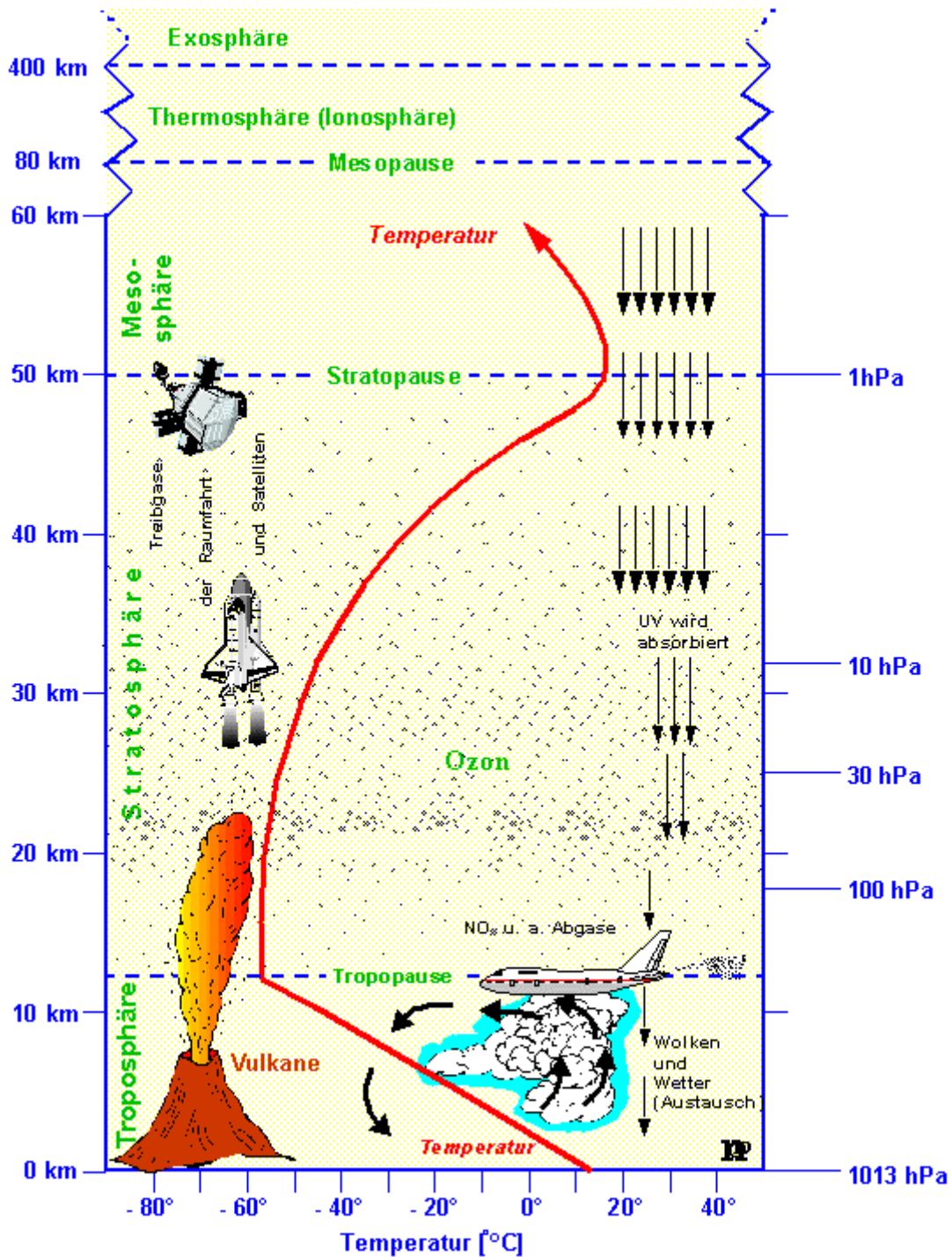
¹ Manier, *Einführung in die Umweltmeteorologie*, Vorlesung TU-Darmstadt 2005, Kapitel 1 Grundlagen

² Smith, *Einführung in die Meteorologie Teil I*, Vorlesung WS 2001-2004 Universität - München, Seite 3

³ Krapfenbauer, *Spezielle Standortkunde für Landschaftsplanung*, Vorlesungsunterlage Universität für Bodenkultur, WS 1992, Wien, S. 192

2.2 Zusammensetzung der Atmosphäre

Abbildung 1: Aufbau der Atmosphäre⁴



⁴ N. Noreiks, Max-Planck-Institut für Meteorologie

2.2.1 Troposphäre

Die Troposphäre umfasst die bodennahe Luftschicht bis in eine Höhe von 12 km und wird nach oben durch die Tropopause begrenzt. In der Troposphäre konzentriert sich ca. 75 % der gesamten atmosphärischen Masse, dadurch laufen alle relevanten Wettervorgänge in ihr ab. Die Temperatur der Troposphäre nimmt mit der Höhe ab und erreicht in der Tropopause etwa 60°C⁵.

2.2.2 Stratosphäre

Die Stratosphäre erstreckt sich bis in 50 km Höhe und schließt nach oben an die Troposphäre an. Das dort befindliche Ozon bewirkt durch die Absorbierung der kurzwelligen Sonnenstrahlung einen deutlichen Temperaturanstieg. Die Temperatur steigt in diesem Bereich wieder an und liegt in 50 km Höhe bei ca. 0°C⁵.

2.2.3 Mesosphäre

Die Mesosphäre liegt in 50 bis 85 km Höhe. Sie ist durch eine beständige Temperaturabnahme gekennzeichnet, die ihr Minimum bei ca. -85°C in ca. 80 km Höhe erreicht⁵.

2.2.4 Thermosphäre

Die Thermosphäre erstreckt sich von 85 bis 500 km Höhe. Sie ist durch einen Temperaturanstieg gekennzeichnet, der durch Strahlungsabsorption hervorgerufen wird. Durch die Absorption treten viele freie Elektronen auf, deswegen bezeichnet man diesen Bereich auch als Ionosphäre⁵.

2.2.5 Exosphäre

Die Exosphäre schließt an die Thermosphäre an, und stellt den Übergang zum umgebenden interplanetaren Raum dar. Hier ist der Druck bereits so niedrig, dass von einem Vakuum gesprochen werden kann⁵.

⁵ nach „Das Lexikon für Österreich in 20 Bänden“, Wien 2005 , sowie dem Bericht „Der Aufbau der Atmosphäre“, Deutscher Wetterdienst , 2002

Die auf die Erde eingestrahlte Sonnenenergie wird zu einem Drittel direkt in den Weltraum rückgestrahlt, die verbleibenden zwei Drittel werden absorbiert. Würde diese absorbierte Energie von der Erde wieder zu 100% als Verlust abgestrahlt, so hätte die Erdoberfläche eine Temperatur von -18°C .⁸

Die großteils langwellige Wärmeabstrahlung der Erdoberfläche (die fast das doppelte der kurzwelligen Wärmeeinstrahlung der Sonne beträgt) wird aber in Folge durch die in der Atmosphäre befindlichen natürlich vorkommenden Treibhausgase wie Kohlendioxid, Lachgas, Methan und Wasserdampf absorbiert und als Infrarotstrahlung in etwa gleichen Teilen wieder zur Erdoberfläche als auch in den Weltraum gesandt. Diese Rückstrahlung führt zu einer Erderwärmung um $+33^{\circ}\text{C}$, somit liegt die durchschnittliche globale Temperatur bei $+15^{\circ}\text{C}$.⁸

Tabelle 2: Anteil der Treibhausgase am natürlichen Treibhauseffekt nach Schönwiese⁹

Treibhausgas	Wasser- dampf (H ₂ O)	Kohlen- dioxid (CO ₂)	Ozon, bodennah (O ₃)	Distick- stoffoxid (N ₂ O)	Methan (CH ₄)	andere
Konzentration	1-4 %	358 ppm	0,03 ppm	0,31 ppm	1,72 ppm	
Beitrag zum natürlichen Treibhauseffekt	20,6 °C	7,2 °C	2,4 °C	1,4 °C	0,8 °C	0,6 °C
Temperaturerhöhung prozentual	62 %	22 %	7 %	4 %	2,5 %	2,5 %

Steigt laut den Erkenntnissen zum Glashauseffekt bzw. Treibhauseffekt die Konzentration der Treibhausgase an, müsste dies unweigerlich eine erhöhte Wärmerückstrahlung und damit eine globale Temperaturerhöhung bewirken.

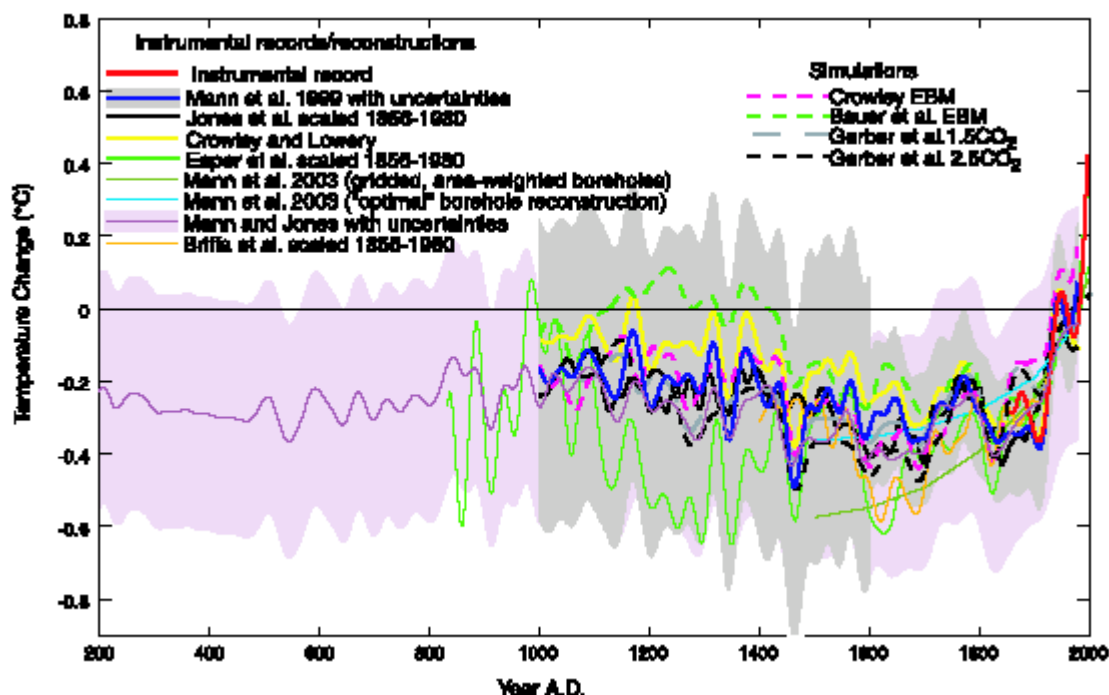
⁸ <http://www.umweltbundesamt.de/uba-info-daten/daten/treibhauseffekt.htm> vom 9.1.2006

⁹ Schönwiese, „*Anthropogene Verstärkung des Treibhauseffektes*“, in: Geographie und Schule, Nr. 101, 1996, S.15; und ders.: *Klimaänderungen. Daten, Analysen, Prognosen*, Berlin, Heidelberg 1995, S.135. nach D. Kasang, Hamburger Bildungserver, <http://www.hamburger-bildungsserver.de/welcome.phtml?unten=/klima/klimawandel/atmosphaere/geschichte.html>, vom 9.1. 2006

2.3.3 Der anthropogene Treibhauseffekt

In den letzten Jahren sorgen immer genauere weltweite Temperaturmessungen für weltweites Aufsehen, da laut diesen Messungen die globale Erdtemperatur beständig ansteigt. Laut Kromb-Kolp¹⁰ ist die mittlere Erdtemperatur im letzten Jahrhundert um 0,6 °C gestiegen, nach Mann et al.¹¹ ist ebenfalls ein klarer Temperaturanstieg erkennbar.

Abbildung 3: Rekonstruktion der Temperatur der mittleren Nordhemisphäre¹¹



Der Grund für diesen Temperaturanstieg hat die Wissenschaft und die breite Öffentlichkeit in zwei Lager gespalten. Die einen -die sogenannten Klimaskeptiker¹²- können keinen menschlichen Einfluss auf das Klima erkennen bzw. stellen den globalen Temperaturanstieg in Frage, die anderen, zahlenmäßig weit überlegenen Wissenschaftler, sind Verfechter der Theorie der Existenz eines anthropogenen Treibhauseffektes durch anthropogene Emission von Treibhausgasen.

¹⁰ Kromp-Kolb, „Schwarzbuch Klimawandel“, Salzburg 2005, S. 11

¹¹ Mann et al, EOS Forum Vol. 84, No. 27, 2003

¹² eine ausgiebigere Auseinandersetzung zu dem Thema Klimaskeptiker ist in „Wetterkatastrophen und Klimawandel“, München 2005 auf Seite 76-83 zu lesen

Die Hauptargumente der Klimaskeptiker lauten wie folgt¹³:

- Es gibt keine globale Temperaturerhöhung da die Messdaten bzw. deren Interpretation nicht stimmen.
- Die vom Menschen verursachten Treibhausgasemissionen sind so verschwindend gering, dass sie keine Auswirkung haben können.
- Es gab seit jeher erdgeschichtliche Klimaschwankungen, ohne dass der Mensch diese verursacht hätte.

Professor Rahmsdorf von dem Institut für Klimafolgenforschung in Potsdam äußerte sich zum Thema Klimaskeptiker wie folgt: „...Es gibt die Seiten derer, die den HIV-Virus nicht für die Ursache von AIDS halten. Es gibt jene, die die Relativitätstheorie für einen großen Schwindel halten... Es gibt die Kreationisten, die die Evolutionstheorie ablehnen. Und es gibt die Klimaskeptiker. Argumentationsstil und Methoden ähneln sich dabei oft, auch die Publikationen...“¹⁴

Die Hauptargumente der Befürworter des anthropogenen Klimawandels lauten:

- Es gibt einen messbaren Anstieg atmosphärischer Treibhausgase durch anthropogene Emissionsquellen
- Es gibt einen messbaren globalen Temperaturanstieg der mit einem gleichzeitigen Anstieg der Treibhausgase einhergeht
- Als Zeichen für den Temperaturanstieg wird das Abschmelzen von Gletschern bzw. die Häufung von Hitze- und Dürreperioden genannt.

¹³ weitere Informationen in A. Rasch, „Mehr Freiheit“, 2004 abrufbar unter <http://www.mehr-freiheit.de> , am 9.1.06

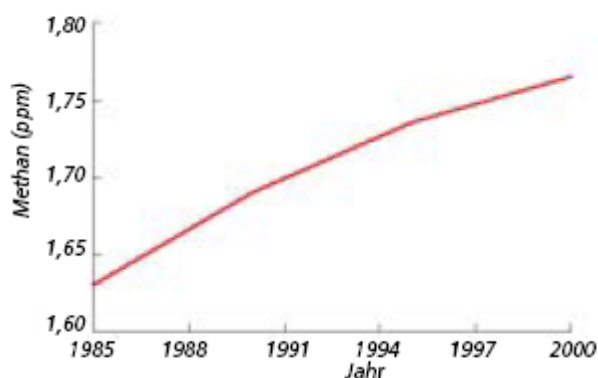
¹⁴ http://www.pik-potsdam.de/~stefan/alvensleben_kommentar.html, am 9.1.2006

2.4 Treibhausgase

2.4.1 Methan (CH₄)

Methan wird sowohl natürlich gebildet, wie auch durch den Menschen freigesetzt. Die genauen Mengenflüsse sind bisher nur schwer abschätzbar. Houghton et al.¹⁵ errechnete im IPCC Bericht 1995 einen Gesamtausstoß von 575 Teragramm Methan (1 Teragramm = 1000 Tonnen) mit einem anthropogenen Anteil von ca. 80%, während der IPCC sechs Jahre später von einer Gesamtmenge von 600 Teragramm und ca. 60% anthropogenen Anteil ausging¹⁶.

Abbildung 4: Verlauf der atmosphärischen Methankonzentration nach IPCC 2001¹⁷



Der aktuelle Methangehalt der Atmosphäre beträgt ca. 1780 ppm, mit einer durchschnittlichen Steigerung von ca. 1 ppm pro Jahr. Methan hat eine für Treibhausgase kurze Verweilzeit von 8,4 Jahren in der Atmosphäre und eine Treibhauswirksamkeit von 23 im Vergleich zu CO₂. Die wichtigste Methansenke ist die Reaktion mit dem Hydroxyl-Radikal (OH) in der Troposphäre.¹⁸



¹⁵ Houghton et.al.: *Climate Change 1995. The Science of Climate Change. IPCC*, Cambridge 1996, S.94

¹⁶ IPCC: *Climate Change 2001: Working Group I The Scientific Basis*. Cambridge and New York 2001, Table 4.2

¹⁷ IPCC: *Climate Change 2001: Working Group I The Scientific Basis*. Cambridge and New York 2001, Table 4.1, zitiert nach U. Schönhausen at al *„Tierproduktion und anthropogener Treibhauseffekt“*, Abbildung 1; 2002

¹⁸ IPCC: *Climate Change 2001: Working Group I The Scientific Basis*. Cambridge and New York 2001, Kapitel 4.2.1.1.

Tabelle 3: Natürliche und anthropogene Methanquellen nach IPCC 2001¹⁹

Table 4.2: Estimates of the global methane budget (in Tg(CH₄)/yr) from different sources compared with the values adopted for this report (TAR).

Reference:	Fung et al. (1991)	Hein et al. (1997)	Lelieveld et al. (1998)	Houweling et al. (1999)	Mosier et al. (1998a)	Olivier et al. (1999)	Cao et al. (1998)	SAR	TAR ^a
Base year:	1980s	-	1992	-	1994	1990	-	1980s	1998
Natural sources									
Wetlands	115	237	225 ^c	145			92		
Termites	20	-	20	20					
Ocean	10	-	15	15					
Hydrates	5	-	10	-					
Anthropogenic sources									
Energy	75	97	110	89		109			
Landfills	40	35	40	73		36			
Ruminants	80	90 ^b	115	93	80	93 ^b			
Waste treatment	-	^b	25	-	14	^b			
Rice agriculture	100	88	^c	-	25-54	60	53		
Biomass burning	55	40	40	40	34	23			
Other	-	-	-	20	15				
Total source	500	587	600					597	598
Sinks									
Soils	10	-	30	30	44			30	30
Troposp.OH	450	489	510					490	506
Stratos. loss	-	46	40					40	40
Total sink	460	535	580					560	576

A TAR budget based on 1,745 ppb, 2.78 Tg/ppb, lifetime of 8.4 yr, and an imbalance of +8 ppb/yr.
 b Waste treatment included under ruminants
 c Rice included under wetlands.

¹⁹ IPCC: "Climate Change 2001: Working Group I The Scientific Basis". Cambridge and New York 2001, Table 4.2

Der IPCC ging in seinem Bericht 2001 auch auf die Rolle des Methanhydrats als potentielle Methanemissionsquelle ein²⁰. Methanhydrat ist eine ozeanische Methansenke, die unter großem Druck und bei Temperaturen um den Gefrierpunkt aus Wasser und Methan gebildet wird. Die gegenwärtig im Ozean durch das gebundene Methan vorliegende Energie könnte die bisher bekannten fossilen Energieträger um ein mehrfaches übersteigen.

Der IPCC verweist auf die einerseits geringe aktuelle Methanfreisetzung durch Methanhydrat von ca. 10 Teragramm, zitiert aber auch Forschungsergebnisse über eine von Norris et al²¹ sowie Dickens²² nachgewiesene plötzliche Temperaturerhöhung von 5°C-8°C im Paläozän/Eozän (vor ca. 55 Millionen Jahren).

Diese Temperaturerhöhung soll durch eine starke Methanfreisetzung mitverursacht worden sein. Als Gründe dafür werden sowohl eine Erwärmung des Ozeans um 4–6°C (durch den allgemeinen Erwärmungstrend zu Beginn des Känozoikums verursacht), als auch tektonisch verursachte Erdbeben an den ozeanischen Kontinentalhängen diskutiert²³

Somit könnte eine zukünftige Erwärmung des Meerwassers durch eine globale Temperaturzunahme die Methanhydrate instabil werden lassen, was zur Freisetzung von Methan führen würde. Dieses Methan könnte sich dann im Wasser mit gelöstem Sauerstoff zu Kohlendioxid verbinden, das dann zusammen mit nicht reagiertem Methan in die Atmosphäre aufsteigen würde²⁴.

²⁰ IPCC: "Climate Change 2001: Working Group I The Scientific Basis". Cambridge and New York 2001, Kapitel 4.2.1.1.

²¹ Norris, R.D., U. Röhl: "Carbon cycling and chronology of climate warming during the Palaeocene/Eocene transition", Nature 401, 1999, Seite 775 - 778 zitiert nach D. Kasang, Hamburger Bildungsserver <http://lbs.hh.schule.de/welcome.phtml?unten=/klima/klimawandel/methan/quellen.html>, vom 7.1. 2006

²² Dickens, R. (1999): Carbon cycle: The blast in the past, Nature 401, 752-755. zitiert nach D. Kasang, Hamburger Bildungsserver <http://lbs.hh.schule.de/welcome.phtml?unten=/klima/klimawandel/methan/quellen.html>, vom 7.1. 2006

²³ Katz, M.E., B.S. Cramer, G.S. Mountain, S. Katz, and K.G. Miller: "Uncorking the bottle: What triggered the Paleocene-Eocene thermal maximum methane release?" Paleoclimatology 16 (6), 2001 Seite 549-562, zitiert nach D. Kasang, Hamburger Bildungsserver <http://lbs.hh.schule.de/welcome.phtml?unten=/klima/klimawandel/methan/quellen.html>, 12.1.06

²⁴ Beiträge zum Thema Methanhydrat unter: <http://de.wikipedia.org/wiki/Methanhydrat>; <http://www.ifm-geomar.de/index.php?id=gashydrate>; <http://www.erdgas.ch/317.html>, vom 12.1. 2006

2.4.2 Fluorchlorkohlenwasserstoffe (FCKW)

FCKW's sind Kohlenwasserstoffe, bei denen Wasserstoffatome durch die Halogene Chlor beziehungsweise Fluor ersetzt wurden und stellen eine Untergruppe der Halogenkohlenwasserstoffe dar.²⁵ Fluorchlorkohlenwasserstoffe sind das einzige Treibhausgas mit ausschließlich anthropogenem Ursprung.

Sie werden seit Mitte des 19. Jahrhunderts in der Industrie als Treibgas, Kühlmittel bzw. als Spezialreinigungsmittel eingesetzt. FCKW'S sind nicht entflammbar, ungiftig, und chemisch inert (chemisch Inaktiv). Das sie nicht durch chemische Reaktionen zerstört werden können besitzen die beiden wichtigsten FCKW's F11 (CFC₁₃) und F12 (CF₂CL₂) eine atmosphärische Verweilzeit von 50 bzw. 102 Jahren und einen Treibhauspotential von >5.000 gegenüber CO₂. FCKW's verhalten sich bei ihrem Aufstieg in der Atmosphäre zuerst als Treibhausgas und wirken in höheren Luftschichten zusätzlich ozonzerstörend.²⁶

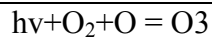
Die atmosphärische FCKW-Konzentration ist in den letzten 50 Jahren deutlich angestiegen, und erreichte Mitte der 90er Jahre mit 260 ppt ihren Höhepunkt. Seitdem ist ein Rückgang zu beobachten, der auf die Umsetzung des Montrealer Protokolls von 1987 zurückzuführen ist, indem auf die fortschreitende Ozonzerstörung mit Produktionsverböten für FCKW's reagiert wurde. Die Emission von FCKW-Ersatzstoffen ist dafür aber im Ansteigen, im speziellen die Emission von teilhalogenierten Verbindungen (HFCKW) und von fluorierten Kohlenwasserstoffe (PFKW), deren Treibhauspotential ebenfalls weit über dem von CO₂ liegt.²⁶

²⁵ <http://de.wikipedia.org/wiki/Fluorchlorkohlenwasserstoff>, vom 12.1.2006

²⁶ zusammengefasst nach D. Kasang, Hamburger Bildungsserver
<http://lbs.hh.schule.de/welcome.phtml?unten=/klima/klimawandel/methan/quellen.html>, vom 12.1.2006

2.4.3 Ozon (O₃)

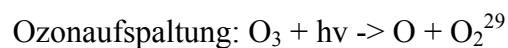
Es wird zwischen troposphärischem Ozon (bodennahes Ozon, Tiefenozon) und stratosphärischem Ozon (Höhenozon) unterschieden. Das Ozon befindet sich zu 90% in der Stratosphäre und nur zu 10 % in der Troposphäre. Das Höhenozon entsteht aus der Reaktion von atomarem Sauerstoff (O) mit molekularem Sauerstoff (O₂) unter dem Einfluss von energiereicher UV-Strahlung.²⁷



Die stratosphärische Ozonschicht ist der natürliche Strahlenschutz der Erde und gewährleistet in seiner Funktion wesentlich das Leben auf der Erde. Ein stratosphärischer Ozonrückgang hätte eine Erhöhung der troposphärischen UV-Strahlung zur Folge.²⁸

Das troposphärische Ozon wirkt als Treibhausgas. Ozon unterscheidet sich von den anderen Treibhausgasen da es nicht direkt emittiert wird, und da es wegen seiner hohen Reaktivität nur wenige Tage in der Atmosphäre existiert. Das troposphärische Ozon wird entweder durch Luftströmungen aus der Stratosphäre verfrachtet, oder es entsteht direkt in der Troposphäre durch die photochemische Umwandlung von Ozon-Vorläufersubstanzen wie Stickoxiden.

Ozon wird durch ultraviolette Photolyse und die Reaktion mit H₂O- und OH-Radikalen abgebaut.²⁸



²⁷ http://www.tu-dresden.de/erzw/inst5/CT_alt/entsteh.htm, vom 12.1.2006

²⁸ zusammengefasst nach D.Kasang, Hamburger Bildungserver

<http://lbs.hh.schule.de/welcome.phtml?unten=/klima/klimawandel/methan/quellen.html>, am 17.1.2006

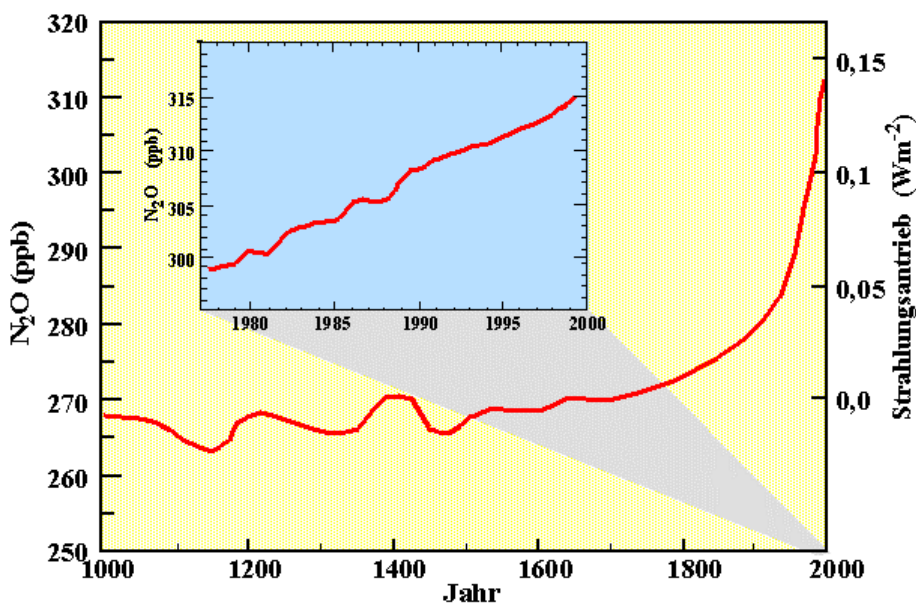
²⁹ Krapfenbauer, *Spezielle Standortkunde für Landschaftsplanung*, Vorlesungsunterlage Universität für Bodenkultur, WS 1992, Wien S. 234-235

2.4.4 Lachgas/Distickstoffoxid (N₂O)

Lachgas entsteht chemisch durch thermische Zersetzung von Ammoniumnitrat (NH₄NO₃), oder durch Reaktion von Ammoniak mit Salpetersäure. Lachgas entsteht hauptsächlich bei der Herstellung von Nylon und Salpetersäure, bzw. bei der Umsetzung von Stickstoff unter Luftmangel wie z.B. im Boden oder in Güllelagern.³⁰

Nach IPCC³¹ betrug die globale Lachgaskonzentration 1998 314 ppb. Der Lachgaswert der Stratosphäre liegt bei 30 km mit 120 ppb deutlich unter den troposphärischen Werten. Lachgas wird in der Stratosphäre durch geladene Sauerstoffatome abgebaut und besitzt eine atmosphärische Lebensdauer von ca. 110 Jahren. Die Treibhauswirksamkeit von Lachgas beträgt 296 gegenüber CO₂.

Abbildung 5: Veränderung der N₂O-Konzentration in den letzten 1000 Jahren³²



Der Anstieg der Lachgaskonzentration in der Atmosphäre beträgt laut IPCC³¹ pro Jahr ca. 0,5 ppb. In den letzten 20 Jahren gab es deutliche Schwankungen in der Zunahme, deren Gründe aber nicht gesichert bekannt sind.

³⁰ <http://de.wikipedia.org/wiki/Lachgas>

³¹ IPCC: "Climate Change 2001: Working Group I The Scientific Basis". Cambridge and New York 2001, Kapitel 4.2.1.2.

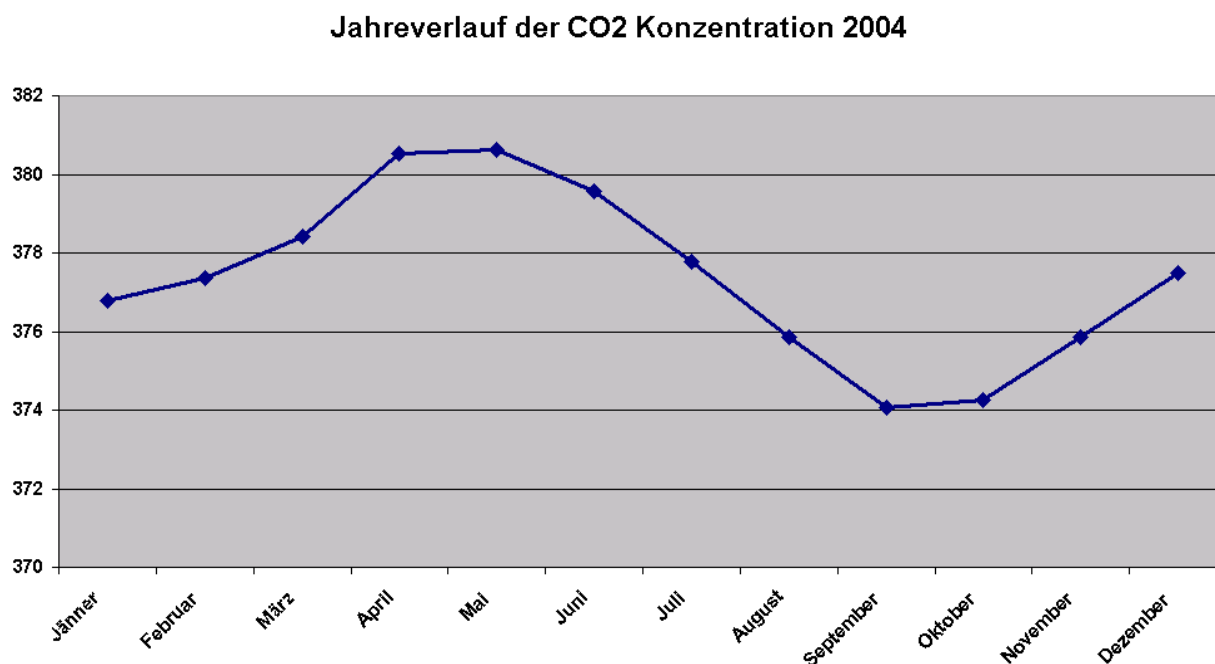
³² IPCC: "Climate Change 2001: Working Group I The Scientific Basis". Cambridge and New York 2001, Figure 4.2 nach D. Kasang, Hamburger Bildungsserver <http://lbs.hh.schule.de/index.phtml?site=themen.klima>, am 17.1.2006

2.4.5 Kohlendioxid (CO₂)

Kohlendioxid ist nach Wasserstoff das Treibhausgas mit der höchsten Klimawirksamkeit. Die genaueste und häufigste Bestimmung vergangener CO₂-Gehalte in der Atmosphäre stellt die Untersuchung von Eisbohrkernen aus der Polarregion dar. Ähnlich wie die Jahresringe eines Baumes sind im Eis die jährlichen Niederschläge je nach absoluter Eismächtigkeit über viele Jahrtausende hinweg konserviert. In ihnen gibt es Lufteinschlüsse, aus denen sich die frühere Luftzusammensetzung bestimmen lässt.

Aus der Analyse von Eiskernen geht hervor, dass die globale CO₂-Konzentration vom Jahr 1000 bis 1750 konstant bei 280 ppm lag, um dann mit einsetzender Industrialisierung und der damit verbundenen Nutzung fossiler Brennstoffe bis ins Jahr 2000 auf 368 ppm zu steigen³³. 2003 war die CO₂-Konzentration nach Messungen von Keeling³⁴ auf Hawaii auf 377 ppm gestiegen, die jährliche Zuwachsrate belief sich auf etwa 2 ppm. Aus den Messungen lässt sich auch der Einfluss der Photosynthese auf den CO₂-Verlauf ableiten, da die CO₂-Werte von Oktober bis März ansteigen und von April bis September wieder zurückgehen. Dieser Verlauf wird durch die Vegetationsperiode der Nordhalbkugel verursacht.

Abbildung 6: CO₂-Verlauf 2004 nach Keeling³⁴



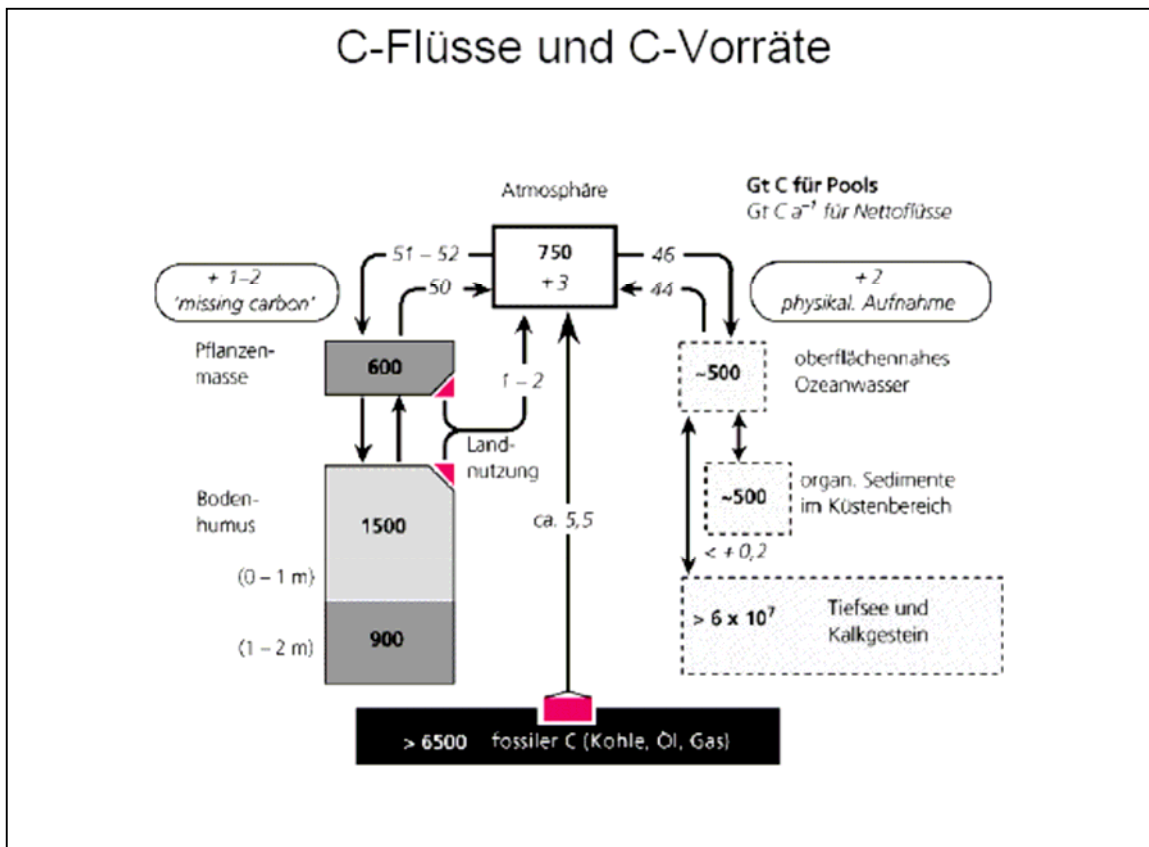
³³ IPCC Synthesebericht Climate Change 2001, New York 2001, Seite 5

³⁴ http://cdiac.esd.ornl.gov/ftp/trends/co2/maunaloa_co2, am 9.1.2005

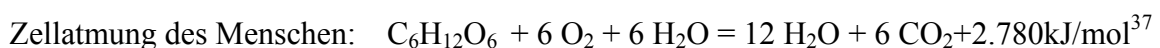
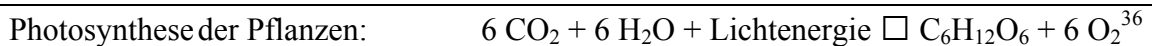
2.4.5.1 Kohlenstoffkreislauf

Jedes Lebewesen auf der Erde beinhaltet organischen Kohlenstoff als wesentlichen Baustein, der nach dem Absterben des Organismus wieder zu anorganischen Bestandteilen abgebaut wird, wobei Kohlendioxid entsteht. Dieser CO₂-Kreislauf wird wesentlich von der lebenden Pflanzenbiomasse mitbestimmt, da nur diese durch Photosynthese in der Lage ist, das anorganische Kohlendioxid aus der Luft zur internen Energieerzeugung zu nutzen. Dabei wird das Kohlenstoffatom abgespalten, wobei als Abfallprodukt reiner Sauerstoff zurückbleibt.

Abbildung 7: Der Kohlenstoffkreislauf nach Siegwolf³⁵



Die für Mensch und Pflanze bestimmenden biologischen Vorgänge bei denen Kohlendioxid auf- bzw. abgebaut wird sind wie folgt:



³⁵ Siegwolf: C-Flüsse in Ökosystemen aus experimenteller Sicht, 2004, Seite 3

³⁶ <http://de.wikipedia.org/wiki/Photosynthese>, 9..1.2006

³⁷ [http://de.news-server.org/a/at/atmung.html#Innere%20Atmung%20\(Biochemie\)](http://de.news-server.org/a/at/atmung.html#Innere%20Atmung%20(Biochemie)), vom 9.1. 2006

2.4.5.2 Kohlendioxidquellen

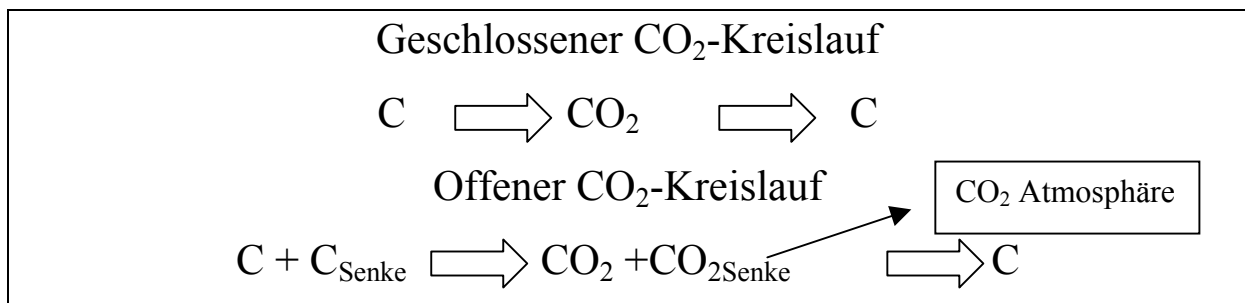
Der Auf- und Abbau organischer Substanzen steht vereinfacht betrachtet im Gleichgewicht.

Es gibt aber mehrere Ursachen wie

- Vulkanausbrüche
- Großbrände
- Klimaschwankungen
- und die Verbrennung fossiler Energieträger

die zu massiven Veränderungen im Kohlenstoffkreislauf führen können.

Abbildung 8: Offener und geschlossener Kohlenstoffkreislauf (eigene Darstellung)



Im wesentlichen herrscht auf der Erde ein geschlossener CO₂-Kreislauf, bei dem die Menge des Kohlenstoffs konstant bleibt, indem nur Kohlenstoffquellen aus der Biosphäre (oberster belebter Teil der Erdkruste) genutzt werden, die sich stetig neu bilden. Vulkanausbrüche und Großbrände stellen wie die Verbrennung fossiler Brennstoffe (Öl, Gas, Kohle) den Übergang zu einem offenen CO₂-Kreislauf dar, weil dann große fix gebundene Kohlenstoffmengen in CO₂ umgewandelt werden, was einen Anstieg der atmosphärischen CO₂-Konzentration bewirkt.

Während Vulkanausbrüche und Großbrände einen fixen natürlichen Bestandteil der Erdgeschichte darstellen, ist die Nutzung fossiler Brennstoffe eine erdgeschichtlich sehr junge und wesentliche ausschließlich anthropogene CO₂-Quelle. Bei der Verbrennung von fossilen Brennstoffen entstehen je nach Brennstoffart unterschiedliche Kohlendioxidmengen.

Abbildung 9: Brennstoffspezifische CO₂-Emissionen fossiler Energieträger³⁸

Energieträger	Brennstoffspezifische Emissionen in kg CO ₂		angenommener Wirkungsgrad	spezifische	relative
				Brennstoffemissionen	
	GJ Hu	kWh Hu	%	kg CO ₂ /kWh _{el}	%
kg Braunkohle	94	0,39	38%	1,026	195%
kg Steinkohle	92	0,33	38%	0,868	165%
l Heizöl schwer	78	0,28	38%	0,737	140%
l Heizöl leicht	74	0,27	38%	0,711	135%
m ³ Erdgas	55	0,20	38%	0,526	100%

Bezogen auf die Stromerzeugung bei einem Wirkungsgrad von 38 % verursacht Erdgas mit 0,5 kg CO₂ je kWh_{el} die geringsten fossilen CO₂-Emissionen, gefolgt von Heizöl mit 0,7 kg CO₂ je kWh_{el} und Kohle mit 0,9 bzw. 1,0 kg CO₂ je kWh_{el}.

Abbildung 10: Kraftwerksspezifische CO₂-Emissionen fossiler Energieträger³⁸

Energieträger	Brennstoffspezifische Emissionen in kg CO ₂		angenommener Wirkungsgrad	spezifische	relative
				Kraftwerksemissionen	
	GJ Hu	kWh Hu	%	kg CO ₂ /kWh _{el}	%
kg Braunkohle	94	0,39	42%	0,929	265%
kg Steinkohle	92	0,33	45%	0,733	209%
l Heizöl schwer	78	0,28	38%	0,737	210%
l Heizöl leicht	74	0,27	40%	0,675	192%
m ³ Erdgas	55	0,20	57%	0,351	100%

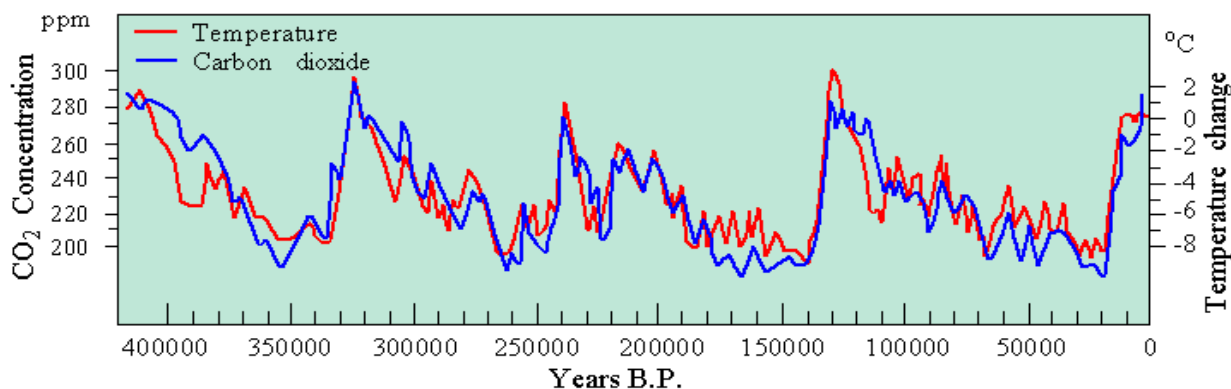
Unter Berücksichtigung der technologisch bedingten unterschiedlichen Wirkungsgrade bei der Stromerzeugung weist Erdgas mit 0,35 kg CO₂ je kWh_{el} die mit Abstand geringsten CO₂-Emissionen auf, gefolgt von Heizöl mit 0,7 kg CO₂ je kWh_{el} und Steinkohle (0,7 kg CO₂ je kWh_{el}) sowie Braunkohle (0,91 kg CO₂ je kWh_{el}). Heizöl und Kohle emittieren laut dieser Berechnung 2 bis 2,5 mal soviel CO₂ als Erdgas.

³⁸ aus Energie & Management, Emissionshandel, 04 2004, Seite 21

2.4.5.3 Erdgeschichtlicher Verlauf der CO₂ Konzentration

Durch die Auswertung von Eisbohrkernen aus der Antarktis wurde von Petit et al.³⁹ 1999 nachgewiesen, dass der CO₂-Gehalt der Luft und die Erdtemperatur während der letzten 420.000 Jahre weitgehend parallel verliefen.

Abbildung 11: Kohlenstoffgehalt und Temperaturverlauf der letzten 400.000 Jahre³⁹

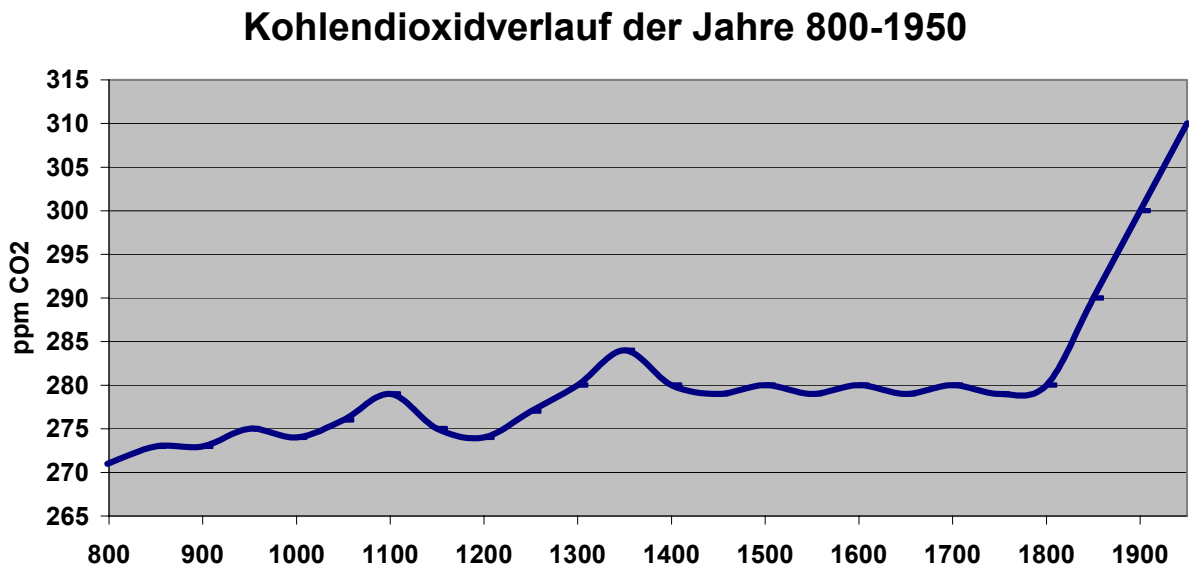


In den vergangenen 400.000 Jahren fanden 4 Kälteperioden statt, in denen die Temperatur um bis zu 10°C unter der heutigen Temperatur lag. Auf die Kältephasen folgten immer wieder Wärmeperioden mit einer Temperaturzunahme auf bis zu 2°C über dem heutigen Niveau auf die wiederum eine Kältephase folgte. Der Trend der CO₂-Konzentration folgte mit geringen Abweichungen dem Temperaturverlauf und erreichte in Kältephasen ein Minimum von ca. 200 ppm und in Wärmeperioden ein Maximum von ca. 300 ppm.

Die heute gemessenen CO₂-Werte sind somit in der Klimageschichte der letzten 400.000 Jahre ohne Vergleich. Die dramatische Geschwindigkeit des aktuellen Temperaturanstieges ist ebenso einzigartig in der betrachteten Zeitspanne. Würde sich der Trend von Wärme- und Kältephasen fortsetzen, müsste demnächst die nächste Kältephase beginnen, die Messungen deuten aber eher auf einen weiteren Temperaturanstieg hin.

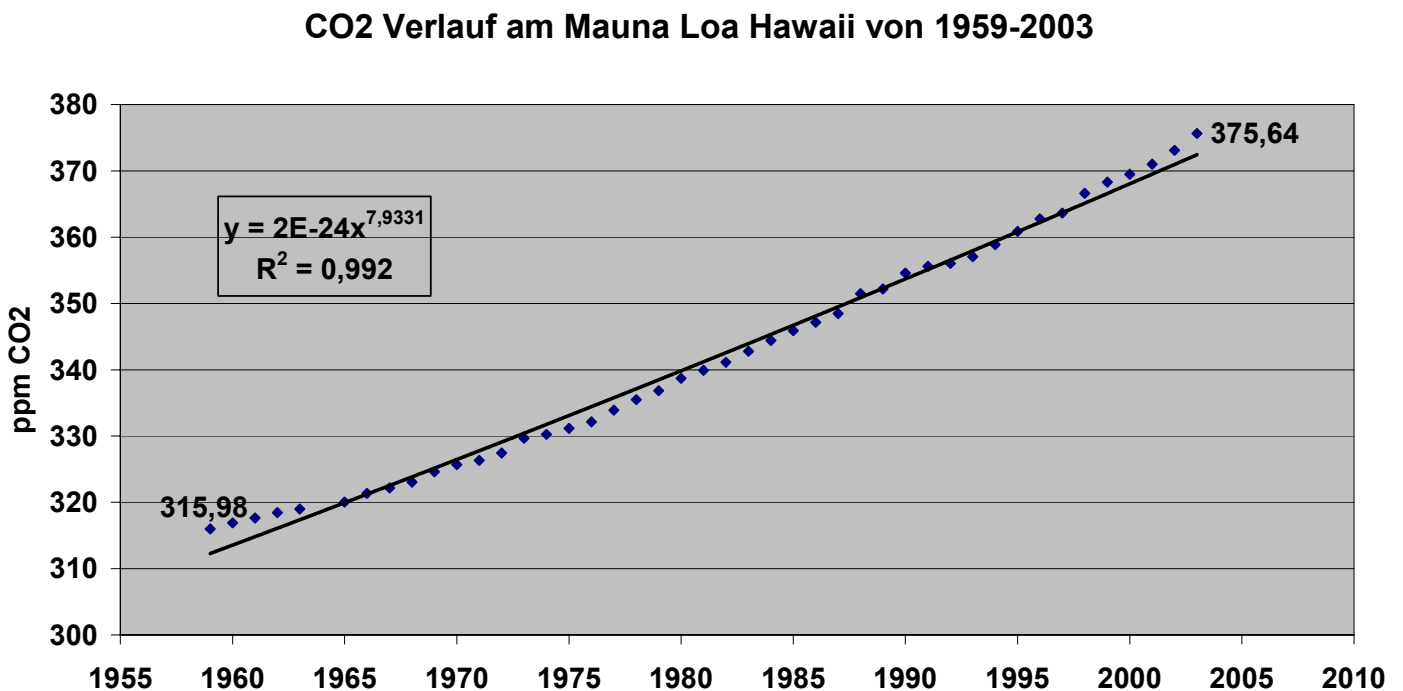
³⁹ Petit, J. R. et al, (1999): "Climate and atmospheric history of the past 420,000 years from the Vostok ice core, Antarctica", Nature 399, 429 – 436 nach D. Kasang, Hamburger Bildungsserver <http://lbs.hh.schule.de/welcome.phtml?unten=klima/klimawandel/treibhausgase/ozon/entstehung.html>, 17.1.06

Abbildung 12: Kohlendioxidverlauf der Jahre 800 bis 1950⁴⁰ (eigene Darstellung)



Der IPCC⁴⁰ geht in seinem Bericht 2001 davon aus, dass der mittlere CO₂-Gehalt der vergangenen 1200 Jahre deutlich unter dem heutigen Niveau lag und erst seit Beginn der Industrialisierung mit zunehmender fossiler Energienutzung signifikant anstieg. Auf dem Mauna Loa in Hawaii besteht seit 1958 eine Luftmessstation, deren Messergebnisse eindrucksvoll die bisherigen Erkenntnisse bestätigen.

Abbildung 13: CO₂ Verlauf seit 1958 am Mauna Loa/Hawaii nach Keeling⁴¹ (eigene Darstellung)



⁴⁰ nach IPCC: "Climate Change 2001: Working Group I The Scientific Basis". Cambridge and New York 2001, Figure 3.2

⁴¹ sämtliche Messdaten seit 1958 sind auf <http://cdiac.esd.ornl.gov/ftp/trends/co2/maunaloa.co2>, zu finden, am 9.1.2006

2.4.5.4 Kohlenstoffsenken

Sowohl in offenen, wie in geschlossenen Kohlenstoffkreisläufen besteht die Möglichkeit auf die länger währende Ablagerung von Kohlenstoff in Senken. Nach Siegwolf (siehe Abbildung 7 auf Seite 23) bilanziert der Kohlenstoffkreislauf wegen anthropogener Einflüsse mit 5 Milliarden Tonnen Überschuss. Dieser Überschuss wird einerseits an die Atmosphäre abgegeben, und andererseits durch natürliche Speicher (=Senken) zwischengelagert.

Im wesentlichen sind folgende Senken bekannt

- Terrestrische Senken (pflanzliche Biomasse, Boden)
- Ozeanische Senken (Meer)

2.4.5.4.1 Terrestrische Senken

Nach Siegwolf⁴² sind in der Vegetation ca. 600 Gigatonnen Kohlenstoff gebunden, im Boden und Streu ca. weitere 2000 Gigatonnen. Dies ergibt ca. 2000-3000 Gigatonnen Kohlenstoff die weltweit organisch im Boden und der Vegetation gebunden sind. Seit Ende der Eiszeit hat nach Joos⁴³ der organische Kohlenstoff durch Rückgang der Vergletscherung und Ausdehnung von Wäldern um ca. 500 Gigatonnen zugenommen, demgegenüber aber ein Kohlenstoffvorrat von 5000 Gigatonnen in fossilen Brennstoffen steht.

Der Speicherfähigkeit von Kohlenstoff in lebender Biomasse stehen laut Joos⁴³ zwei wesentliche aktuelle Entwicklungen entgegen:

- Erstens verschwinden durch anthropogenen Einfluss weltweit die Wälder als primäre CO₂-Senken
- Zweitens reagiert die Bodenrespirationsrate nicht auf Erwärmung

Es kann somit bei terrestrischen Senken nicht gesichert von einer längerfristigen Speicherfunktion ausgegangen werden. Weiters kommt der Umstand dazu, dass die Menschheit im Zeitraum von 100 Jahren (von 2000 bis 2100) ca. 1000 - 2200 Gigatonnen zusätzlichen Kohlenstoff emittieren wird. Diese anthropogen emittierten Kohlenstoffwerte egalieren bereits auf 100 Jahre gerechnet den kompletten in Boden und Biomasse gespeicherten Kohlenstoff.⁴³

⁴² Siegwolf 2004: C-Flüsse in Ökosystemen aus experimenteller Sicht, 2004, Seite 3

⁴³ Joos, "Der globale Kohlenstoffkreislauf – Terrestrische Senken", Zürich 2004, Seite 37-40

Abbildung 14: Terrestrische Kohlenstoffsenken nach IPCC⁴⁴

Table 3.2: Estimates of terrestrial carbon stocks and NPP (global aggregated values by biome).

Biome	Area (10 ⁹ ha)		Global Carbon Stocks (PgC) ^f						Carbon density (MgC/ha)				NPP (PgC/yr)	
	WBGU ^a	MRS ^b	WBGU ^a			MRS ^b			WBGU ^a		MRS ^b		Atjay ^a	MRS ^b
			Plants	Soil	Total	Plants	Soil	Total	Plants	Soil	Plants	Soil		
Tropical forests	1.76	1.75	212	216	428	340	213	553	120	123	194	122	13.7	21.9
Temperate forests	1.04	1.04	59	100	159	139 ^e	153	292	57	96	134	147	6.5	8.1
Boreal forests	1.37	1.37	88 ^d	471	559	57	338	395	64	344	42	247	3.2	2.6
Tropical savannas & grasslands	2.25	2.76	66	264	330	79	247	326	29	117	29	90	17.7	14.9
Temperate grasslands & shrublands	1.25	1.78	9	295	304	23	176	199	7	236	13	99	5.3	7.0
Deserts and semi deserts	4.55 ^h	2.77	8	191	199	10	159	169	2	42	4	57	1.4	3.5
Tundra	0.95	0.56	6	121	127	2	115	117	6	127	4	206	1.0	0.5
Croplands	1.60	1.35	3	128	131	4	165	169	2	80	3	122	6.8	4.1
Wetlands ^g	0.35	-	15	225	240	-	-	-	43	643	-	-	4.3	-
Total	15.12	14.93^h	466	2011	2477	654	1567	2221					59.9	62.6

^a WBGU (1988): forest data from Dixon *et al.* (1994); other data from Atjay *et al.* (1979).

^b MRS: Mooney, Roy and Saugier (MRS) (2001). Temperate grassland and Mediterranean shrubland categories combined.

^c IGBP-DIS (International Geosphere-Biosphere Programme – Data Information Service) soil carbon layer (Carter and Scholes, 2000) overlaid with De Fries *et al.* (1999) current vegetation map to give average ecosystem soil carbon.

^d WBGU boreal forest vegetation estimate is likely to be high, due to high Russian forest density estimates including standing dead biomass.

^e MRS temperate forest estimate is likely to be too high, being based on mature stand density.

^f Soil carbon values are for the top 1 m, although stores are also high below this depth in peatlands and tropical forests.

^g Variations in classification of ecosystems can lead to inconsistencies. In particular, wetlands are not recognised in the MRS classification.

^h Total land area of 14.93x10⁹ ha in MRS includes 1.55x10⁹ ha ice cover not listed in this table. InWBGU, ice is included in deserts and semi-deserts category.

⁴⁴ IPCC: "Climate Change 2001: Working Group I The Scientific Basis". Cambridge and New York 2001, Tabelle 3.2

2.4.5.4.2 Ozeanische Senken

Die im Ozean gespeicherte Menge an CO₂ ist 50 Mal größer als der in der Atmosphäre enthaltene Kohlenstoff. Kohlenstoff kann durch biogene Prozesse (= Biologische Pumpe) im Meerwasser gebunden werden, oder durch chemisch-physikalische Prozesse (= Physikalische Pumpe) aus der Atmosphäre in das Meerwasser übertragen werden.⁴⁵

Der CO₂-Gasaustausch zwischen Ozean und Atmosphäre findet über die ozeanische Deckschicht statt, die je nach Region zwischen 50-100 m dick ist (siehe Abbildung 15 auf Seite 32). Dieser Gasaustausch hängt primär von der Differenz des CO₂-Partialdrucks zwischen Ozean und Atmosphäre ab, die wesentlich von der Windgeschwindigkeit beeinflusst wird. Je nachdem in welchem Medium (Ozean oder Atmosphäre) der CO₂-Druck niedriger ist, gast Kohlenstoff entweder aus dem Meer aus, oder wird im Meerwasser gespeichert.⁴⁶

Nach dem IPCC⁴⁵ werden jährlich über 90 Gigatonnen Kohlenstoff zwischen Ozean und Atmosphäre ausgetauscht. Der Austausch kann lokal stark variieren, da es Gebiete mit warmen, aufsteigendem Wasser gibt, die eine natürliche CO₂-Quelle darstellen, und Gebiete, in denen kaltes, salzreiches Wasser absinkt, die als CO₂-Senke agieren.

Nach Heimann et al.⁴⁷ verursacht ein Temperaturanstieg der Meeresoberfläche von 1°C einen CO₂-Ausstausch in die Atmosphäre, der doppelt so groß ist, wie die derzeitige jährliche Gesamtaufnahme von anthropogenem CO₂ durch den Ozean. Eine Abkühlung des Oberflächenwassers bewirkt einen gegenteiligen Effekt und steigert die ozeanische CO₂-Aufnahme.

⁴⁵ PCC: "Climate Change 2001: Working Group I The Scientific Basis". Cambridge and New York 2001, Kapitel 3.2.3

⁴⁶ nach D. Kasang, Hamburger Bildungsserver

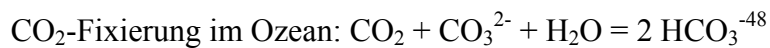
<http://lbs.hh.schule.de/welcome.phtml?unten=/klima/klimawandel/treibhausgase/ozon/entstehung.html>, 17.01.06

⁴⁷ Heimann et al. (1999): Natürliche Senken und Quellen des atmosphärischen Kohlendioxids: Stand des Wissens und Optionen des Handelns, Max-Planck-Institut für Meteorologie, Report Nr. 287, Hamburg, S. 5-12, zitiert nach D. Kasang, Hamburger Bildungsserver

<http://lbs.hh.schule.de/welcome.phtml?unten=/klima/klimawandel/treibhausgase/ozon/entstehung.html> 17.01.06

Der IPCC beschreibt in Kapitel 3.2.3. seines Berichts „Climate Change 2001“ in welcher Form CO₂ in Wasser gelöst wird:

- zu 1 % als gelöstes CO₂
- zu 8 % als Carbonat (CO₃²⁻)
- zu 91 % als Hydrogencarbonat (HCO₃⁻)



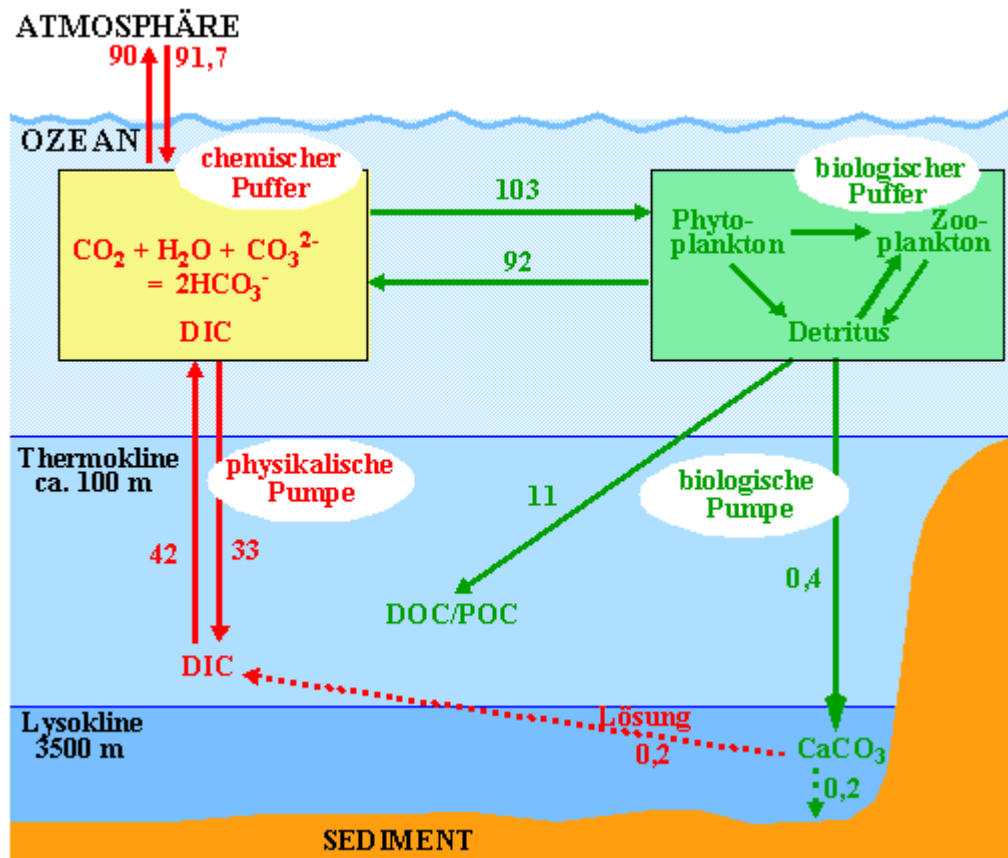
Bei einer verstärkten Aufnahme von atmosphärischem CO₂ im Ozean steigt somit das ozeanische Hydrogencarbonat sprunghaft an, wobei große Mengen an Carbonat verbraucht werden und sich dadurch das obige Gleichgewicht ändert. Dadurch wird vermehrt CO₂ direkt im Wasser gebunden, und verringert dadurch die Aufnahmefähigkeit von Wasser gegenüber von atmosphärischen CO₂.⁴⁸

Bei einer Steigerung der atmosphärischen CO₂-Konzentration um 100 ppm (d.h. von 370 auf 470 ppm) verringert sich die CO₂-Aufnahme durch den Ozean um 40 % gegenüber der ersten 100 ppm - Steigerung von 280 auf 380 ppm seit Beginn der Industrialisierung.⁴⁸

Zusätzlich zur physikalischen Pumpe wird ozeanisches CO₂ auch durch die Photosynthese des Phytoplanktons verwertet. Diese biologische Pumpe verringert den Partialdruck von CO₂ in der oberen Wasserschicht und fördert dadurch die Aufnahme von Kohlendioxid aus der Atmosphäre. Die Nettoprimärproduktion wird auf 45 Gigatonnen Kohlenstoff pro Jahr geschätzt (103 Gigatonnen Kohlenstoff Brutto minus 58 Gigatonnen Veratmung). Der Phytoplankton wird wiederum vom Zooplankton konsumiert, wobei 34 Gigatonnen Kohlenstoff pro Jahr wieder frei gesetzt werden. Der Rest des Kohlenstoffs sinkt in tiefere Schichten ab und wird langfristig gespeichert.⁴⁸

⁴⁸ zusammengefasst nach IPCC, Climate Change 2001, The Scientific Basis, Cambridge and New York, 2001 Kapitel 3.2.3

Abbildung 15: Der Kohlenstoffkreislauf der Ozeane⁴⁹



Physikalische und chemische Prozesse sind rot, biologische Prozesse grün dargestellt.

Steigt nun die Meeresoberflächentemperatur durch Klimaerwärmung, wird die physikalische Pumpe abgeschwächt, während die biologische Pumpe ansteigt. Ob dieser Anstieg ausreicht, um eine gleichbleibende Senkenfunktion des Ozeans gegenüber CO₂ zu gewährleisten ist unsicher⁵⁰.

⁴⁹ IPCC: Climate Change 2001: The Scientific Basis, Cambridge and New York 2001, Figure 3.1, verändert nach D. Kasang, Hamburger Bildungsserver

<http://lbs.hh.schule.de/welcome.phtml?unten=/klima/klimawandel/methan/quellen.html>, vom 18.1.2006

⁵⁰ D. Kasang, Hamburger Bildungsserver, <http://lbs.hh.schule.de/welcome.phtml?unten=/klima/klimawandel/methan/quellen.html>, vom 18.01.2006

2.5 Klimaentwicklungsszenarien und das Kyoto-Protokoll

2.5.1 „Intergovernmental panel on climate change“ (IPCC)

1988 wurde von der “World Meteorological Organisation” (WMO) und dem “United Nations Environmental Program” der “Intergovernmental Panel on Climate Change” (IPCC) gegründet. Die Funktion des IPCC ist es, die wissenschaftlichen Grundlagen für ein besseres Verständnis anthropogener Klimaerwärmung aufzubereiten. Der IPCC führt selbst keine Forschung durch, sammelt aber alle verfügbaren Ergebnisse, fügt diese zusammen und bewertet sie.⁵¹

1990 veröffentlichte der IPCC seinen „IPCC First Assessment Report“ mit folgenden Kernaussagen:⁵²

- Es gibt einen natürlichen Treibhauseffekt, der durch den Menschen verstärkt wird indem er zusätzlich Treibhausgase emittiert.
- CO₂ ist zu 50% für den Treibhauseffekt verantwortlich.
- Der anthropogene Ausstoß von Treibhausgasen müsste bezogen auf 1990 um 60% reduziert werden, um die atmosphärische Konzentration nicht weiter zu steigern.
- Ohne Maßnahmen gibt einen Temperaturanstieg im 21. Jahrhundert von 0,2-0,5°C je Jahrzehnt.
- Wenn Maßnahmen gesetzt werden gibt einen Temperaturanstieg im 21. Jahrhundert von 0,1-0,2°C je Jahrzehnt.
- Es gibt viele Unsicherheiten im Verständnis des Treibhauseffektes.
- Die globale Durchschnittstemperatur ist in den letzten 100 Jahren um 0,3-0,6°C angestiegen, wobei die Ursache sowohl in natürlichen wie in anthropogenen Ursachen liegen kann.

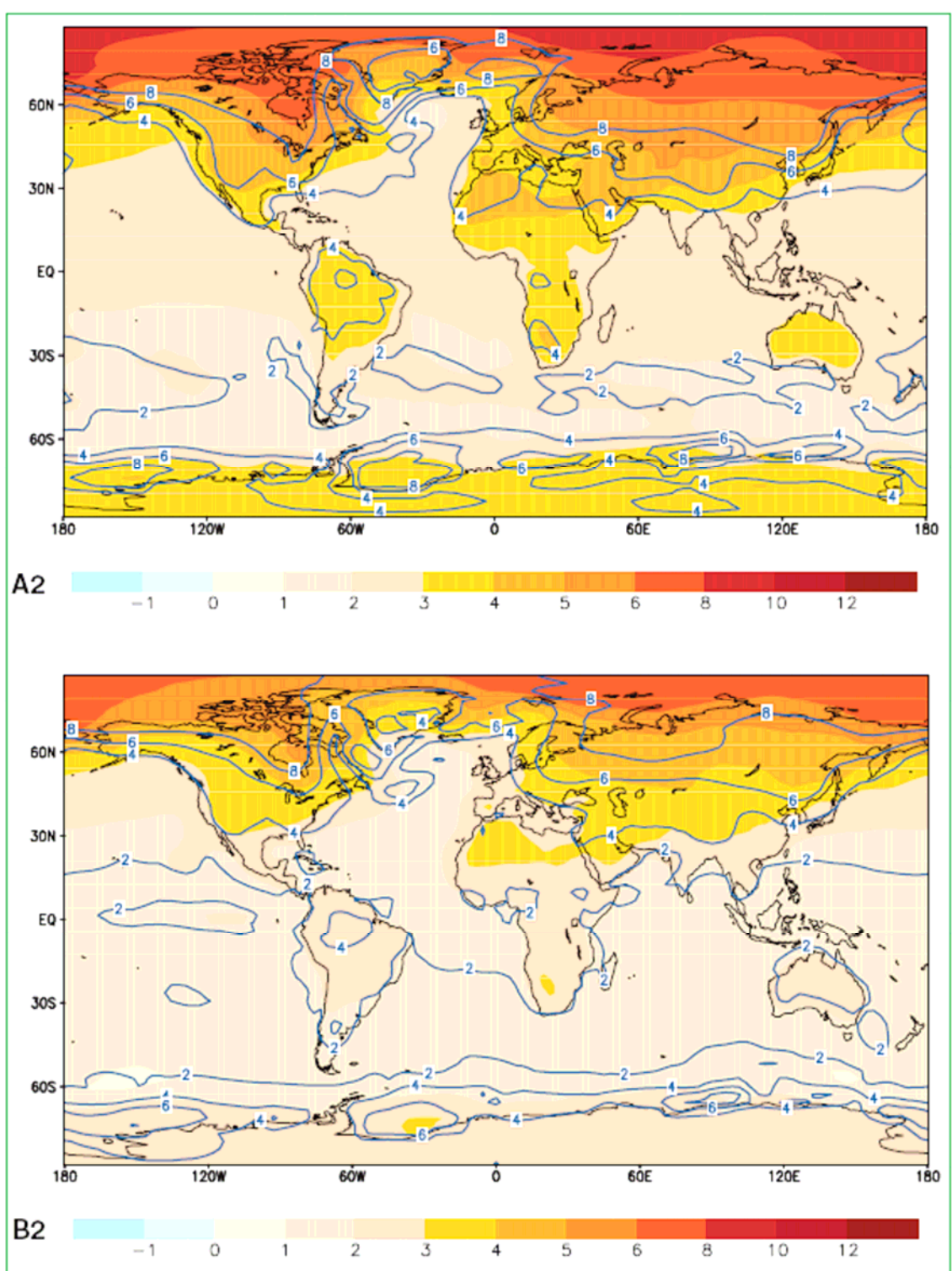
In den folgenden Jahren wurde dieser Bericht sehr kontrovers diskutiert, einige Mitglieder des IPCC distanzieren sich sogar vom Inhalt. 1995 folgte der IPCC Second Assessment Report: “Climate Change 1995” und 2001 der dritte Report: “IPCC Climate Change 2001: The Scientific Basis“. In diesen beiden Berichten wurden die Aussagen des ersten Berichts größtenteils bestätigt und präzisiert, und die Auswirkungen des Klimawandels sogar noch drastischer in seinen Auswirkungen beschrieben.

⁵¹ <http://www.ipcc.ch/about/about.htm>, vom 18.1.2006

⁵² <http://en.wikipedia.org/wiki/IPCC>, vom 17.1. 2006

2.5.2 IPCC Klimavorhersage für das 21. Jahrhundert

Abbildung 16: IPCC Wettermodell 2071-2100 Modell A2 (Hoher Einfluss) und B2 (Geringerer Einfluss)⁵³



⁵³ IPCC: „Technical Summary of the Working Group I Report“, 2001, Cambridge und New York, Tabelle 20

Abbildung 17: Temperaturerhöhung für das 21. Jahrhundert ausgehend von 1990⁵⁴

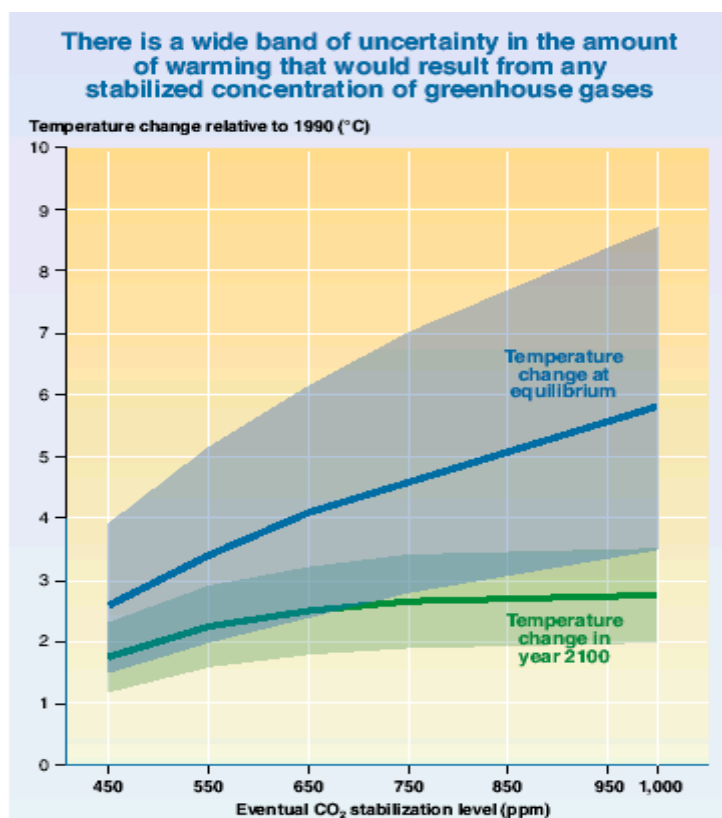


Tabelle 4: Übersicht über beobachtete bzw. vorhergesagte Wetteränderungen⁵⁵

aktuelle bzw. bevorstehende Wetteränderung	Wahrscheinlichkeit der beobachteten (prognostizierten) Änderungen	
	in der Periode 1950-2000	im der Periode 2001-2100
Höhere Maximaltemperaturen und mehr Hitzetage über beinahe allen Landgebieten	Wahrscheinlich	Sehr Wahrscheinlich
Höhere Minimaltemperaturen, weniger kalte bzw. Frost-Tage über beinahe allen Landgebieten	Sehr Wahrscheinlich	Sehr Wahrscheinlich
Geringere Temperaturamplitude über fast allen Landgebieten	Sehr Wahrscheinlich	Sehr Wahrscheinlich
Steigende Anzahl von Extremwetterereignissen	Sehr Wahrscheinlich in der Nordhalbkugel	Sehr Wahrscheinlich über vielen Gebieten
Verstärkte Austrocknung und Dürre im Sommer	Wahrscheinlich in einigen Gebieten	Wahrscheinlich über innerkontinentalen Gebieten
Vermehrte tropische Stürme	Fehlende Daten	Wahrscheinlich über einigen Gebieten

⁵⁴ IPCC "Climate Change 2001, Synthesis Report, Summary For Policymakers", Cambridge und New York 2001, S 22

⁵⁵ Joos, "Der globale Kohlenstoffkreislauf – Terrestrische Senken", Zürich 2004, Seite 22, zit. nach IPCC "Climate Change 2001, Synthesis Report, Summary For Policymakers", Cambridge und New York 2001, S. 15

2.5.3 Das Kyoto-Protokoll⁵⁶

1992 wurde beim Umweltgipfel in Rio de Janeiro die Klima-Rahmenkonvention beschlossen mit dem Ziel: "die Stabilisierung der Treibhausgaskonzentrationen auf einem Niveau zu erreichen, ... dass sich die Ökosysteme auf natürliche Weise den Klimaänderungen anpassen können, die Nahrungsmittelerzeugung nicht bedroht wird und die wirtschaftliche Entwicklung auf nachhaltige Weise fortgeführt werden kann."

Um die in der Klimarahmenkonvention vorgegebene Verminderung der Treibhausgaskonzentration zu erreichen, fanden seit 1995 bisher 10 internationale Klimaschutzkonferenzen (Berlin 1995, Genf 1996, Kyoto 1997, Buenos Aires 1998, Bonn 1999, Den Haag 2000, Bonn 2001, Marrakesch 2001, Neu-Delhi 2002 und Buenos Aires 2004) statt. Bei diesen Treffen wurde versucht, die Rahmenvorgaben in konkrete verpflichtende Reduktionsziele (inklusive Reduktionsmaßnahmen und Verfahren) für Staaten umzusetzen.

1997 wurde auf der dritten Klimakonferenz in Kyoto der Öffentlichkeit das sogenannte Kyoto-Protokoll als Verhandlungsergebnis präsentiert. Das Kyoto-Protokoll stellt eine völkerrechtlich verbindliche Vereinbarung dar, in der sich die unterzeichnenden Länder zu konkreten Reduzierungen der Treibhausgasemissionen bis 2012 verpflichten. Insgesamt soll zwischen 2008 bis 2012 eine Reduzierung um mindestens fünf Prozent gegenüber dem Niveau von 1990 erreicht werden. Da die Staaten unterschiedlich zu den weltweiten Kohlendioxid-Emissionen beitragen, legt das Kyoto-Protokoll für alle beteiligten Länder unterschiedliche Reduktionszahlen fest.

⁵⁶ nach <http://www.bundesregierung.de/Politikthemen/Umwelt-,12011/Kyoto-Protokoll-allgemein.htm>, vom 18.1.06

Um in völkerrechtlich verbindlich Kraft zu treten zu können, muss das Kyoto-Protokoll drei grundlegende Anforderungen erfüllen:

1. Es müssen zumindest 55 Staaten unterzeichnen
2. Es müssen so viele Staaten unterzeichnen, dass mehr als 55% der weltweiten Emissionen von ihnen repräsentiert werden
3. Die Staaten müssen die Ratifizierungsurkunde bei der UNO hinterlegen

Nachdem relativ rasch über 55 Staaten das Kyoto-Protokoll ratifiziert hatten, hing nach der Ratifizierung durch die Europäische Union das Inkrafttreten alleinig davon ab, ob einer der zwei verbleibenden größten Verursacher von Treibhausgasen (USA und Russland) das Protokoll anerkennt. Dieser Fall ist inzwischen Realität, da Russland das Protokoll ratifiziert und bei der UNO hinterlegt hat. Somit konnte das Kyoto-Protokoll trotz der totalen Ablehnung durch die USA am 16. Februar 2005 in Kraft treten.

Dazu heißt es im Kyoto-Protokoll, Artikel 25: "Dieses Protokoll tritt am neunzigsten Tag nach dem Zeitpunkt in Kraft, zu dem mindestens 55 Vertragsparteien des Übereinkommens, darunter in Anlage I aufgeführte Vertragsparteien, auf die insgesamt mindestens 55 v.H. der gesamten Kohlendioxidemissionen der in Anlage I aufgeführten Vertragsparteien im Jahr 1990 entfallen, ihre Ratifikations-, Annahme-, Genehmigungs- oder Beitrittsurkunden hinterlegt haben."⁵⁷

Insgesamt hatten vor der Unterzeichnung durch Russland bereits über 100 Staaten das Protokoll unterzeichnet, die zusammen etwa für 44 % der Emissionen verantwortlich waren. Russland hat einen Anteil von rund 17 %, wodurch die Schwelle von 55 % der Emissionsanteile klar überschritten wird. Damit ist das Kyoto-Protokoll für die unterzeichneten Länder nach seinem Inkrafttreten völkerrechtlich verbindlich.⁵⁷

⁵⁷ nach <http://www.bundesregierung.de/Politikthemen/Umwelt-12011/Kyoto-Protokoll-allgemein.htm>, vom 18.1.06

2.5.4 Das EU Burden-Sharing

Das Kyoto-Protokoll fordert für alle damaligen 15 EU-Staaten eine Reduzierung der Treibhausgase um durchschnittlich 8 % im Zeitraum 2008 bis 2012. Die Lastenverteilung (= burden sharing) auf die einzelnen EU-Staaten wurde von den EU-Umweltministern (damaliger Österreichischer Umweltminister war der jetzige Wirtschaftsminister Bartenstein) vorgenommen. Berücksichtigt wurden dabei die bisherige Höhe der Emissionen pro Kopf, sowie gegebenenfalls der Nachholbedarf bei der wirtschaftlichen Entwicklung.

Tabelle 5: Das Burden-Sharing der EU⁵⁸

Geforderte Veränderung der Emissionen Von sechs Treibhausgasen in % im Vergleich zu 1990			
Belgien	- 7,5%	Griechenland	+ 25,0%
Dänemark	- 21,0%	Irland	+ 13,0%
Deutschland	- 21,0%	Portugal	+ 27,0%
Finnland	0%	Schweden	+ 4,0%
Frankreich	0%	Spanien	+ 15,0%
Großbritannien	- 12,5%	Luxemburg	- 28,0%
Italien	- 6,5%	Niederlande	- 6,0%
Österreich	-13,0%		

2.5.5 Die Kyoto-Mechanismen

Die sogenannten flexiblen Mechanismen sollen auf kosteneffiziente Weise zur Erreichung der Klimaschutzziele beitragen. Es sind jene marktwirtschaftlichen Instrumente, die es den Industriestaaten ermöglichen, einen Teil ihrer Verpflichtungen zur Reduktion der Treibhausgasemissionen durch Aktivitäten in anderen Ländern, oder durch den Emissionshandel einzulösen.

Es gibt 3 flexible Mechanismen:

- den "Clean Development Mechanism" (CDM)
- das "Joint Implementation" (JI)
- den Emissionshandel (Emission Trading)

⁵⁸ verändert nach <http://www.learn-line.nrw.de/angebote/agenda21/archiv/05/daten/FR050216KyotoSollst.htm>, vom 18.1.2006

2.5.5.1 Clean Development Mechanism (CDM)

Dies sind Maßnahmen bei denen Annex B Länder (Staaten mit vorgegebenen Reduktionszielen) in Klimaschutzprojekte in nicht Annex B Ländern (Staaten ohne vorgegebene Reduktionsziele), investieren und die erzielten Emissionsreduktionen gutgeschrieben bekommen.

2.5.5.2 Joint Implementation

Dies sind Maßnahmen bei denen Annex B Länder klimafreundliche Projekte in anderen Annex B Ländern durchführen, um Emissionsreduktionen angerechnet zu bekommen. Schwerpunktmäßig sind die Zielländer in Zentral- und Osteuropa, da dort die Energieeffizienz noch deutlich unter dem EU-Schnitt liegt. CO₂-Gutschriften aus Projekten außerhalb des eigenen Staatsgebietes können die eigene CO₂-Verpflichtung aber nur zu maximal 50 % ersetzen.

2.5.5.3 Emission Trading

Energieintensive Betriebsanlagen müssen verpflichtend an einem Emissionshandel teilnehmen. Ziel des Emissionshandels ist der Austausch von im EU-Raum kontigentierte Emissionsrechten zwischen den betroffenen Unternehmen zu frei handelbaren Preisen.

2.5.5.4 Die Anrechenbarkeit von Senken

Staaten haben die Möglichkeit über die Anrechnung von Senken Reduktionsgutschriften zu erreichen. Für diesen Zweck wurden spezifische Quoten für die einzelnen Staaten fest gelegt. Dies bewirkt, dass sich die im Anhang des Kyoto-Protokolls geregelten länderspezifischen Reduktionsziele reduzieren, und zwar von insgesamt -5,2 % auf bis zu -1,8 % bei Inanspruchnahme aller Freibeträge durch Senken.⁵⁹

2.5.5.5 Compliance Mechanism

Compliance Mechanisms sind Sanktionen, die bei Nichterfüllung der spezifischen Länderziele verbindlich umgesetzt werden. Die einzige verbindliche Maßnahme dazu war die Einführung eines "Faktors 1,3", mit dem jede Tonne nicht erreichter Emissionsreduktion bzw. Abweichung vom nationalen Ziel beaufschlagt wird und in der zweiten Verpflichtungsperiode ab 2013 nachgekauft werden muss.⁵⁹

⁵⁹ nach A3 Umwelt, 8/9 2001 S. 12-13

3 Der EU CO₂-Handel (Emission Trading)

Tabelle 6: Treibhausgasemissionen der EU Länder, Japan, USA und Russland Soll/Ist 1990/2001⁶⁰

Land	Soll	Ist 2001	Land	Soll	Ist 2001
Belgien	-7,5%	+0,2%	Niederlande	-6,0%	+4,1%
Dänemark	-21%	+1,8%	Österreich	-13,0%	+4,8%
Deutschland	-21,0%	-18,0%	Portugal	+27,0%	+36,4%
Finnland	0,0%	+4,7%	Spanien	+15,0%	+33,1%
Frankreich	0,0%	+0,4%	Schweden	+4,0%	-3-3%
Griechenland	+25%	+23,5%	GBR	-12,5%	-12,3%
Irland	+13%	+31,1%	EU-Gesamt	-8,0%	-2,3%
Italien	- 6,5%	+ 7,1%	Japan	-6,0%	+11,2%
Luxemburg	-28%	-44,2%	USA	-7,0%	+14,2%
			Russland	0,0%	-35,4%

Um die vom Kyoto-Protokoll vorgegebene Reduktionsverpflichtung von acht Prozent zu erfüllen, wurden in Europa eine Reihe neuer Instrumente eingeführt. Hierzu zählt auch das EU-weite Emissionshandelssystem auf Unternehmensebene, das mit 1.1.2005 startete.

Vom EU-Emissionshandel wird nur ein Teil der betrieblichen CO₂-Emissionen erfasst. Es betrifft vor allem die Sektoren Energiewirtschaft, Raffinerien, Eisen- und Stahlwerke, Koksöfen, Zement-, Kalk-, Glas-, Ziegel-, Keramik-, Zellstoff- und Papierindustrie. EU-weit werden auf diese Weise ca. 12.000 Anlagen erfasst, in Österreich wurden Emissionsrechte für ca. 200 Anlagen vergeben.

⁶⁰ Die Zeit, 43/2003

3.1 Österreichs Weg zum Emissionshandel

3.1.1 Die UBA Kyoto-Fortschrittsberichte

Abbildung 18: Österreichische CO₂-Emissionsprognosen bis 2010⁶¹

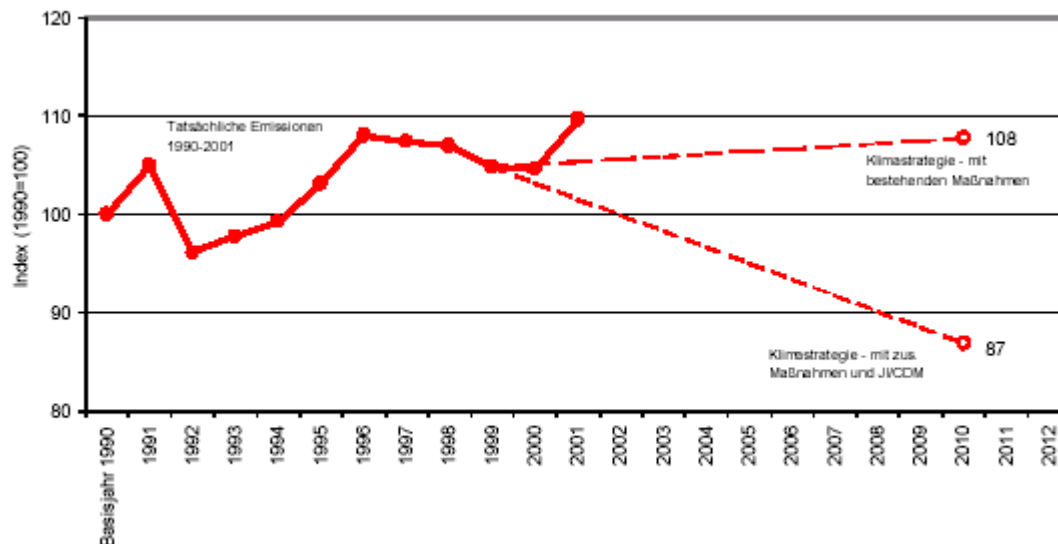


Abbildung 18 zeigt, dass die Treibhausgasemissionen in Österreich zwischen 1990 und 2001 vom Index 100 auf Index 109,6 gestiegen sind (Kyotoziel = Index 92,8). Der Verlauf weist starke Schwankungen auf, insgesamt ist aber ein klar ansteigender Trend (+ 2,6 % pro Jahr) erkennbar.

Als Gründe für den Anstieg werden vom Umweltbundesamt genannt:

- Erhebliche Zuwächse beim Verkehr (+48%)
- Erhöhter Ausstoß bei der Energieerzeugung (+18%)
- Erhöhte Werte bei Kleinverbrauch (+7%)

Ohne gravierende Änderungen wird Österreich sein Kyotoziel somit deutlich verfehlen.

⁶¹ Guegle Bernd, Ritter Manfred, Huttunen Kati, Wien 02/2003: Kyoto-Fortschrittsbericht Österreich, Band 222

3.1.2 Das Emissionszertifikatengesetz (EZG)

Im April 2004 trat in Österreich das Emissionszertifikatengesetz⁶² (46/2004) in Kraft und legte die Rahmenbedingungen für den nationalen Emissionshandel fest. So müssen ab 1.1.2005 ausgewählte Anlagenstandorte ihre CO₂-Emissionen mittels Zertifikate abdecken.

Es gelten für Anlagenstandorte unter anderem folgende Grenzen:

- Energieumwandlung und –umformung mit min. 20 MW Brennstoffwärmeleistung
- Roheisenherstellung mit min. 2,5 t je Stunde
- Zementklinkerherstellung mit min. 500 t bzw. Kalkherstellung mit min. 50 t je Tag
- Glasherstellung mit einer min. Schmelzkapazität von 20 t Tag
- Keramische Herstellungsprozesse mit min. 75 t Tag oder einer Ofenkapazität von min. 4m³ und einer Besatzdichte von mehr als 300 kg/m³
- Papierherstellung mit min. 20 t Tag

Nach §4 (6) EZG gilt „die Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen solange die anlagenrechtliche Genehmigung aufrecht ist. Erlischt die anlagenrechtliche Genehmigung vor der ersten oder während einer Zuteilungsperiode gemäß EZG §11 Abs.1, so endet auch die Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen“.

Weiters bestimmt §4 (6), „dass die Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen auch dann erlischt, wenn die Anlage stillgelegt wird, die anlagenrechtliche Genehmigung aber weiter besteht. Einer Stilllegung ist es gleichzuhalten, wenn eine Anlage, für die im Zuteilungsplan gemäß § 11 eine Zuteilung von Emissionszertifikaten erfolgt ist, trotz gültigen Genehmigungsbescheids nicht in Betrieb genommen wird. Eine Anlage gilt nicht als stillgelegt, wenn der Inhaber nachweisen kann, dass der Emissionsrückgang durch Klimaschutzmaßnahmen, wie den Umstieg auf Biomasse, oder auf einen temporären Produktionsausfall zurückzuführen ist.“

Als Strafzahlung je Tonne CO₂ wurde europaweit 40 € bis 2007 und 100 € ab 2008 festgelegt, zusätzlich sind die fehlenden Zertifikate nachzukaufen.

⁶² Emissionszertifikatengesetz: 46/2004

3.1.3 Die Österreichische Zuteilungsverordnung

Im Jänner 2005 erschien die vom Emissionszertifikatengesetz geforderte Zuteilungsverordnung⁶³ (18/2005), in welcher der nationale Zuteilungsplan umgesetzt wurde. In Österreich wurden für den Zeitraum 2005 - 2007 insgesamt 99.014.864 kostenlose Emissionszertifikate zugeteilt. Dies entspricht den zu erwartenden Emissionen der betroffenen Anlagen abzüglich eines Klimaschutzbeitrages von 1.650.000 t pro Jahr. Ein Prozent der Zertifikate (= 990.149 Stück) wurde für neue Marktteilnehmer zurückbehalten, somit bleiben 98.024.715 Emissionszertifikate.

Es werden 2 Sektoren mit unterschiedlichen Zuteilungsschüsseln unterschieden:

- der Sektor Energiewirtschaft
- der Sektor Industrie

Aus den Berechnungen unter Zugrundelegung der Formeln gemäß Zuteilungsverordnung § 2 und § 3 Abs. 2 ergibt sich folgende Aufteilung der Zuteilungsmenge gemäß § 1 auf die einzelnen Branchen für die Periode 2005 bis 2007:

Tabelle 7: Aufteilung der Zertifikate nach Sektoren⁶³

Sektor Energiewirtschaft	Zertifikatszahl	Sektor Industrie	Zertifikatszahl
a) Elektrizitätswirtschaft	27.093.420	a) Eisen- und Stahlindustrie (VOEST)	33.734.961
b) Fernwärme	1.813.998	b) Sonstige Eisen- und Stahlindustrie	205.197
c) Mineralölverarbeitung	8.301.975	c) Zementindustrie	7.720.068
		d) Papierindustrie	7.125.045
		e) Kalkindustrie	2.464.737
		f) Ziegelindustrie	1.041.000
		g) Glasindustrie	873.180
		h) Feuerfesterzeugnisse	1.744.041
		i) Chemische Industrie	2.945.100
		j) Lebensmittelindustrie	1.119.975
		k) Holzindustrie	730.884
		l) Maschinen- und Stahlbau-, Fahrzeugind.	292.263
		m) Sonstige Anlagen	707.010
		n) Textilindustrie	111.861
Summe:	37.209.393	Summe:	60.815.322

⁶³ Zuteilungsverordnung: 18/2005

3.2 Preisentwicklung beim Emission Trading 2005

3.2.1 Vorhersagen

Wie bei jedem neuen Markt stellt sich die Frage nach dessen Mechanismen und Einflussgrößen auf die Preisbildung. Beim CO₂-Handel ist der eine wesentliche Parameter die Gesamtzahl der EU-weit über die Nationalen Allokationspläne verteilten CO₂-Zertifikate.

Übersteigt die Zahl der Zertifikate durch bewusste Überzuteilung die nationale Nachfrage, wird der Zertifikatspreis national sehr gering sein, und sich an der Nachfrage im EU-Raum orientieren. Bei einem Überschuss an Zertifikaten ist somit kein gebührender Preis für CO₂-Zertifikate zu erreichen.

Wenn jedoch die EU-Länder sich an die Vorgaben halten und 1 % weniger Zertifikate auflegen als benötigt, würde sich der Preis an den nächstteuren verfügbaren Alternativen orientieren. Diese Alternativen sind die bereits erwähnten flexiblen Mechanismen JI und CDM. Wenn es genügend Projekte in diesen Programmen gibt, würde statt einer internen CO₂-Einsparung eine günstigere Einsparung im Ausland mit Schwerpunkt Schwellenländer (CDM-Projekte) und Osteuropäische Länder (JI-Projekte) erzielt.⁶⁴

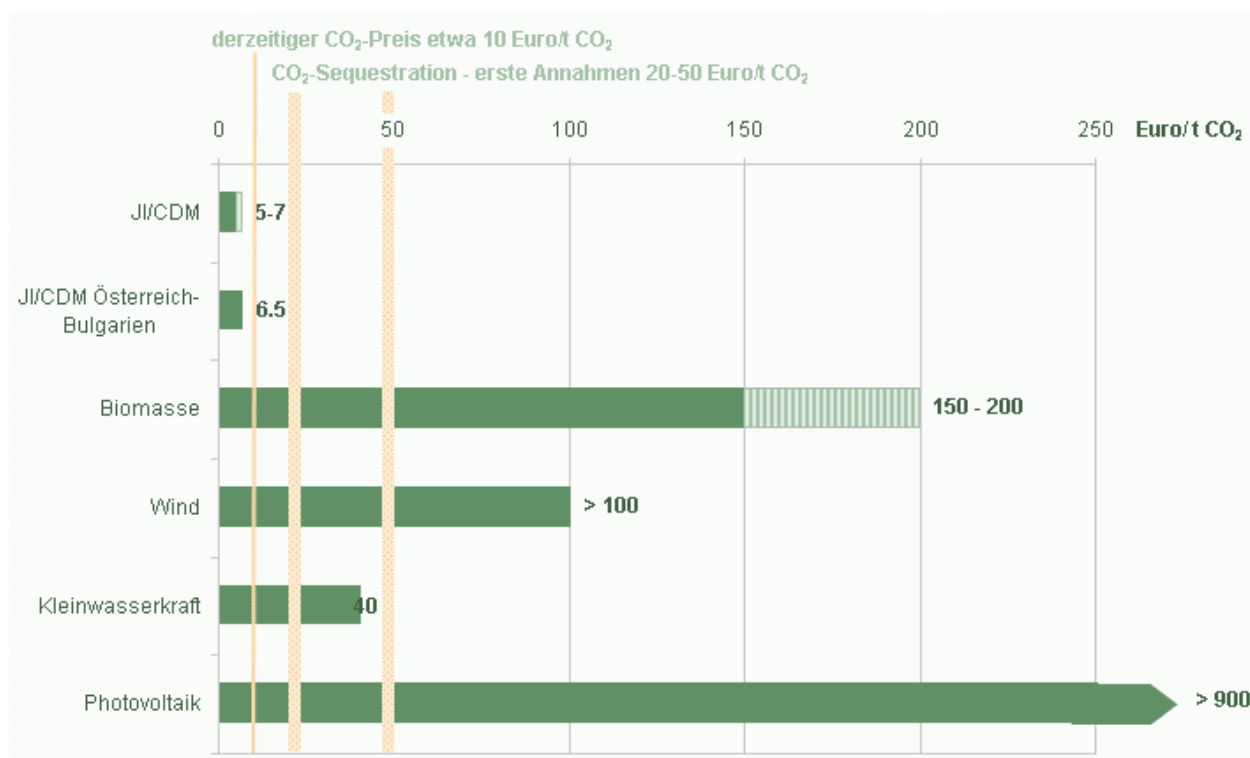
Falls der JI/CDM Markt aber nicht im genügenden Ausmaß Projekte zur Verfügung stellt, werden die internen europäischen bzw. nationalen Vermeidungskosten preisbestimmend. Unter diesem Ansatz ist mit deutlich höheren Zertifikatspreisen zu rechnen, deren Höhe die von der EU festgelegten Strafzahlungen von 40 Euro bis 2007 und 100 Euro ab 2008 erreichen kann.

⁶⁴ diese Meinung vertraten u.a. B. Metzker von PriceWaterhouseCooper und M. Bokermann, EGL Trading in „Energie & Management- Sonderausgabe Emissionshandel“, 04 2004

3.2.2 CO₂-Preise laut E-Control 2004

Die E-Control ging 2004 laut Abbildung 19 in Österreich von einem CO₂-Preis von 10 Euro aus, für JI/CDM Projekte wurde mit 5-7 Euro je Tonne CO₂ gerechnet. Dem gegenübergestellt würde durch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern ein vielfaches an Kosten verursachen, sodass eine Ökostromerzeugung zur CO₂-Einsparung chancenlos (da nicht wettbewerbsfähig) erscheint.

Abbildung 19: CO₂-Minderungskosten mit verschiedenen Maßnahmen nach E-Control⁶⁵

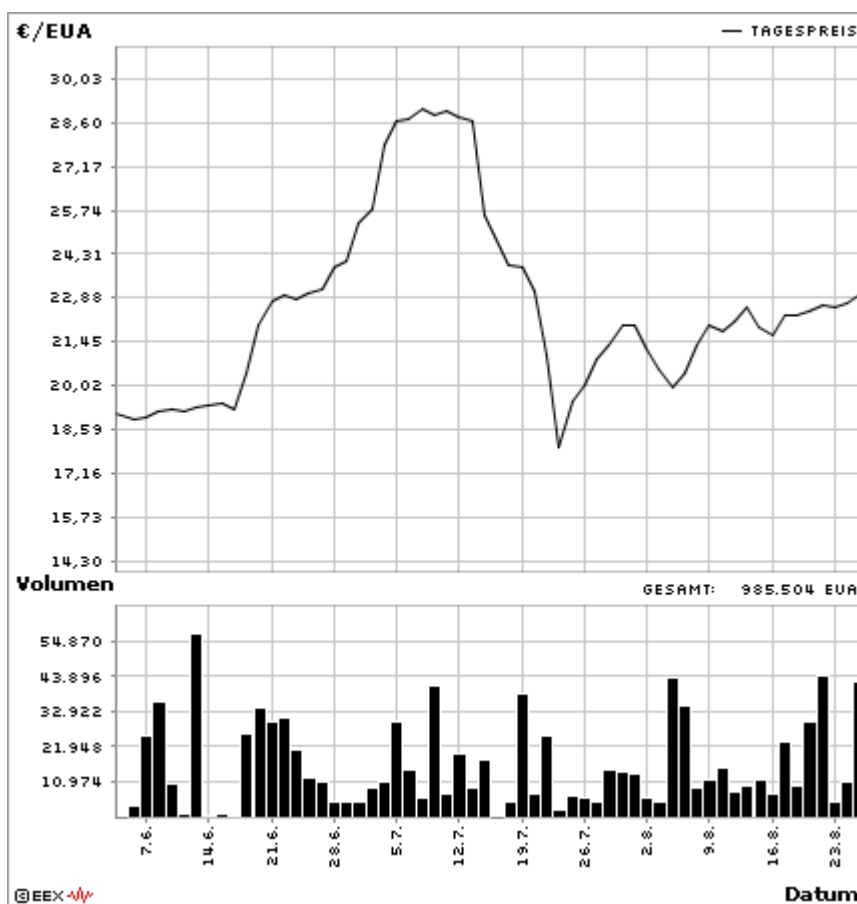


⁶⁵ <http://www.e-control.at/>, vom 17.05. 2005

3.2.3 CO₂-Zertifikatepreise 2005

Seit 2005 wird mit EU-CO₂-Zertifikaten an der Leipziger Strombörse EEX gehandelt. Der aktuelle mittlere Preis der letzten Monate lag zwischen 20 bis 28 Euro je Tonne. Dieses Preisniveau ist ein Hinweis darauf, dass 2005 kein europäischer Überschuss an Zertifikaten vorhanden war, und das weiters die JI/CDM Projekte als (billige) Alternative zum (teuren) Börsehandel nur eine untergeordnete Rolle spielten.

Abbildung 20: Entwicklung des CO₂-Zertifikatepreises und des Handelsvolumens an der EEX von Juni bis August 2004⁶⁶



Sollte sich der Preistrend >20 Euro auch 2006 fortsetzen, ist mit Auslaufen der ersten Handelsperiode Ende 2007 mit CO₂-Kosten Börsenkosten in Höhe der Strafzahlungsvorgabe von 40 Euro zu rechnen.

66

http://www.eex.de/spot_market/market_data/co2_graph.asp?marketdaten_date=1/20/2006&area=&zoom=3m&ea=&lan=de, vom 23.8.2005

3.3 Die Entwicklung des europäischen Strommarkts

Europa war bis Ende der 90er Jahre durch eine starke Monopolisierung in der Energiewirtschaft geprägt. 1995 stellte die EU ihr „Weißbuch für eine Energiepolitik in der EU“ vor, indem folgende Trends skizziert wurden.

- steigende Abhängigkeit von Energieimporten
- Zunahme von leitungsgebunden Energieträgern
- Große Flexibilität beim zukünftigen Brennstoffmix, abhängig von den Rahmenbedingungen.

Als wesentliche Ziele wurden die Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit genannt, sowie mehr Umweltschutz und eine Brennstoffdiversifizierung

1997 trat die Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie der EU in Kraft, die -mit einer 2 jährigen Übergangsfrist- eine komplette Liberalisierung des Strommarktes vorsah. Österreich setzte diese Richtlinie mit dem Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz 1998 in nationales Recht um. Im Rahmen des ELWOG 1998 wurde der Strommarkt für Großverbraucher schrittweise liberalisiert. Mit dem ELWOG 2000 wurde die volle Liberalisierung des Strommarktes umgesetzt, weiters wurde die bestehende Ökostromregelung präzisiert. Mit dieser Regelung konnte jeder Kunde vom Haushalt bis zum Industriebetrieb seinen Stromlieferanten frei wählen.

Durch die Liberalisierung die in ganz Europa erfolgte, kam es rasch zur Bildung eigener Strombörsen, an denen europaweit Stromangebot und Stromnachfrage ausgetauscht werden. Dieser Börsemarkt entwickelte sich zusätzlich zum OTC-Markt (Over The Counter) der direkt zwischen zwei Handelspartnern abgewickelt wird.

Die größten Strombörsen in Europa sind:

- EEX-Leipzig
- Power-Next in Frankreich
- Nordpool in Norwegen/Skandinavien

3.3.1 Einflussfaktoren auf den Strompreis

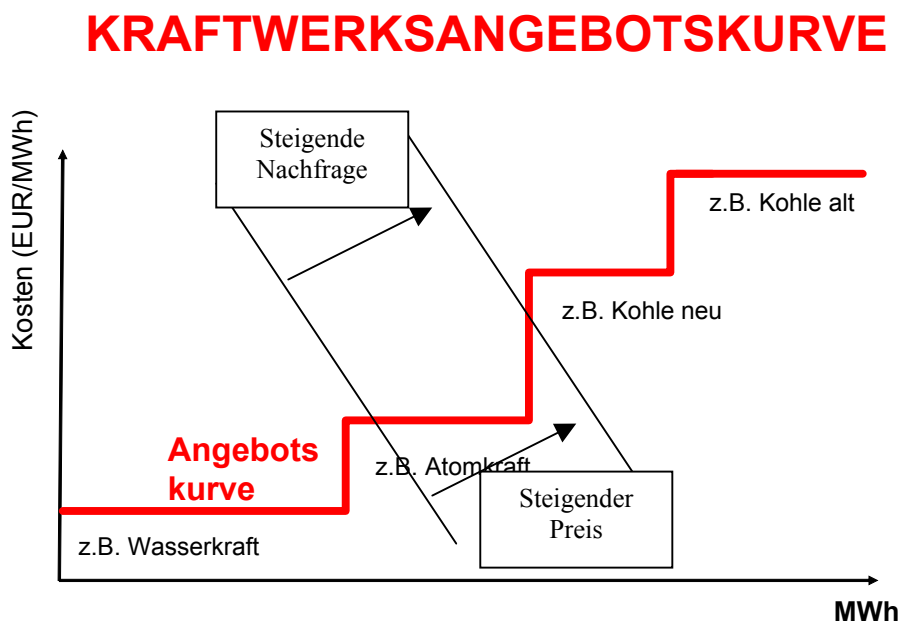
3.3.1.1 Strompreisbildung im funktionierenden freien Wettbewerb

Zur Stromerzeugung werden verschiedene Kraftwerkstypen und Brennstoffträger herangezogen. Die niedrigsten Kosten entstehen durch Grundlastkraftwerke, da diese das ganze Jahr über mit einer hohen Auslastung in Betrieb sind.

Spitzenlastkraftwerke haben die Aufgabe zeitlich bedingte Schwankungen in der Stromabnahme auszugleichen und liefern daher bei einer deutlich geringeren Auslastung Strom zu höheren Preisen.

Je nach Energieträger sind dessen Verfügbarkeit (Wasserkraft: Sommer/Winter Schwankungen, oder Kühlung von Kraftwerken im Sommer) sowie dessen Preisniveau entscheidend.

Abbildung 21: Kraftwerkseinsatzoptimierung: Ordnen der Kraftwerke nach Kosten zu einem bestimmten Zeitpunkt⁶⁷

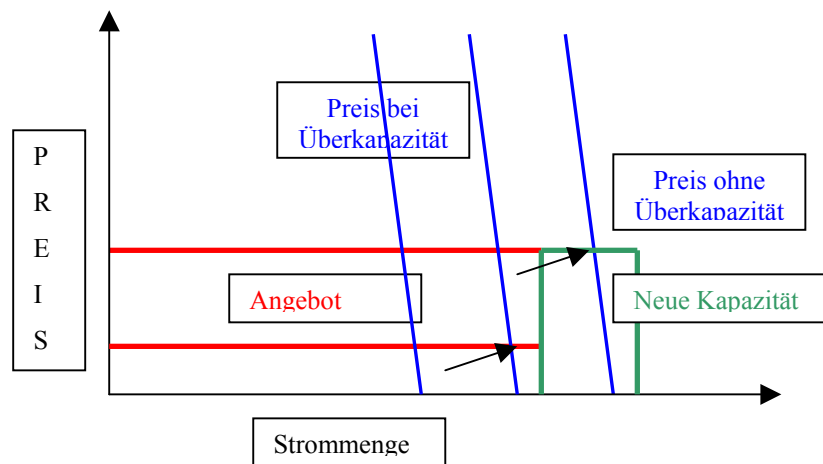


Erhöht sich bei Abbildung 21 die Nachfrage führt dies automatisch zu höheren Preisen wegen höherer Grenzkosten.

⁶⁷Frisch et al, Einflussparameter auf den Marktpreis für Strom im liberalisierten mitteleuropäischen Strommarkt, Wien 2005, Abbildung 2.2.

Die Preissteigerung bei funktionierendem Wettbewerb laut Abbildung 21 wird aber nur dann erfolgen, wenn es keine Überkapazitäten im System gibt, ansonsten wird die Steigerung der Nachfrage von der Überkapazität gepuffert, und der Preis bleibt stabil.

Abbildung 22: Preisbildung mit/ohne Überkapazitäten (bei funktionierendem Wettbewerb)⁶⁸



Während im Falle von Überkapazitäten der Anbotspreis den kurzfristigen Grenzkosten entspricht, steigt der Anbotspreis ohne Überkapazität auf die langfristigen Grenzkosten an. Grundbedingung für diese Zusammenhänge ist aber das Vorhandensein eines funktionierenden Wettbewerbes.

3.3.1.2 Oligopolistischer Wettbewerb

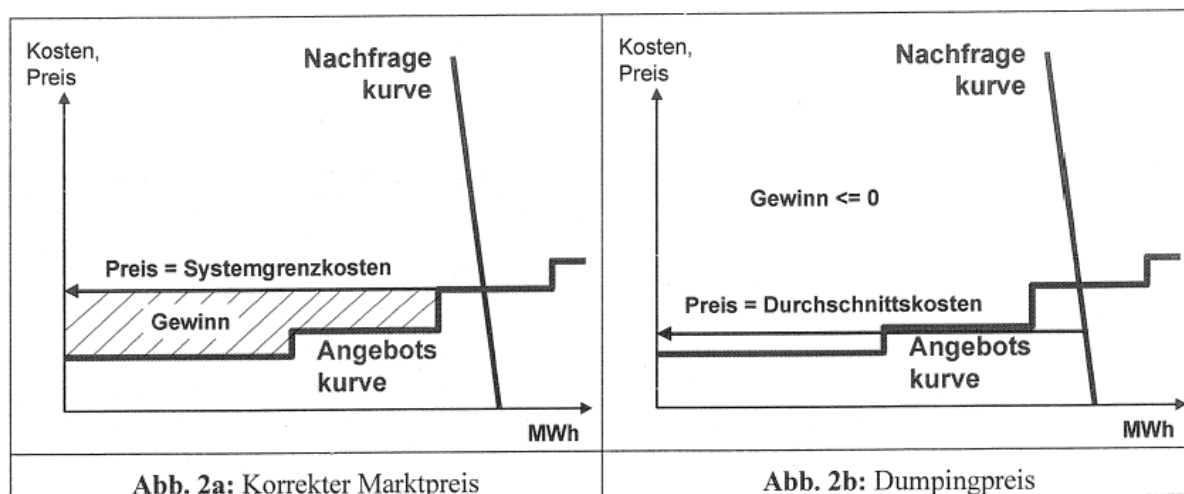
Zum Zeitpunkt der Strommarktliberalisierung waren wegen der bisherigen Monopolstellung nur verhältnismäßig wenige Anbieter vorhanden, die darüber hinaus Überkapazitäten in der Stromerzeugung hatten. Dies führte nach Haas et al.⁶⁹ dazu, dass die bisherigen Monopolisten durch Strompreise die den kurzfristigen Grenzkosten entsprachen (oder auch darunter lagen), versuchten, jeden potentiellen neuen Mitbewerber zu unterbinden, indem keine Gewinne über den Stromverkauf möglich waren.

⁶⁸ zusammengefasst nach Frisch et al, Einflussparameter auf den Marktpreis für Strom im liberalisierten mitteleuropäischen Strommarkt, Wien 2005, Abbildung 2.3 und 2.4.

⁶⁹ Haas et al, Das Ende des Wettbewerbs im Westeuropäischen Strommarkt, 2002 Wien

Die benötigten Gewinne wurden unter den Dumpingbedingungen von den ehemaligen Monopolisten über die von ihnen betriebenen Netze erwirtschaftet. Durch mangelndes Unbundling zwischen Netz und Stromerzeugung konnten diese Gewinne zur Quersubventionierung der Stromerzeugung herangezogen werden. Eine weitere Funktion von Dumpingpreisen ist nach Frisch⁷⁰ die Steigerung der Nachfrage (siehe Abbildung 22) mit dem Ziel durch Abbau der Überkapazitäten höhere Preise erzielen zu können.

Abbildung 23: Korrekter Marktpreis und Dumpingpreis⁷¹



Ein weiterer Trend der Strommarktliberalisierung war der Versuch der großen europäischen Energieerzeuger (allen voran Frankreich und Deutschland) durch konzentrierte Firmenkäufe in anderen europäischen Ländern eine marktbeherrschende Stellung und somit ein Quasimonopol zu erreichen.

Ein weiterer wesentlicher Einflussfaktor in oligopolistischen Märkten ist das sogenannte Gaming. Laut Haas et al.⁷¹ ist dies eine strategische Marktberingung durch Firmenkäufe mit folgenden Zielen:

- Wenn nur wenige Unternehmen das Grenzkostenkraftwerk bestimmen, können diese einen strategischen Aufschlag verlangen.
- Es kann für ein großes Unternehmen zielführend sein, ein kostengünstiges Kraftwerk vom Netz zu nehmen, um die Grenzkosten zu erhöhen.

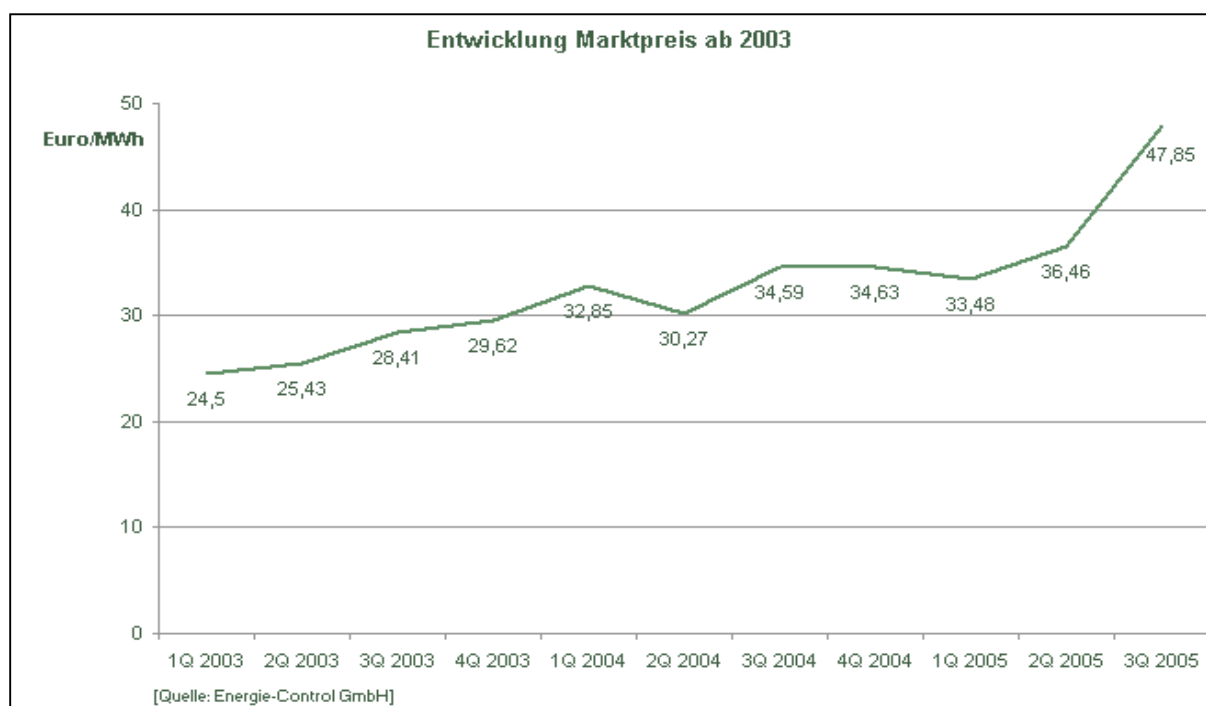
⁷⁰ zusammengefasst nach Frisch et al, Einflussparameter auf den Marktpreis für Strom im liberalisierten mitteleuropäischen Strommarkt, Wien 2005, Seite 63-64

⁷¹ Haas et al, Das Ende des Wettbewerbs im Westeuropäischen Strommarkt, 2002 Wien

3.4 Strombörsepreisentwicklung

Gemäß § 20 Ökostromgesetz, BGBl. I Nr. 149/2002 hat die Energie-Control GmbH vierteljährlich die durchschnittlichen Marktpreise elektrischer Grundlastenergie festzustellen. Seit dem 1. Quartal 2004 liegen der Marktpreisberechnung die entsprechenden Settlement Preise der Leipziger Börse EEX Grundlast Quartalsfutures (Phelix) zugrunde.

Abbildung 24: Strombörsepreisentwicklung 2003-2005⁷²



Der Strompreis hat sich von 2003 bis 2005 fast verdoppelt (von 2,45c auf 4,785 c je kWh Strom). Dies entspricht in etwa einer Anhebung des Preisniveaus von den kurzfristigen Grenzkosten in Richtung langfristiger Grenzkosten. Die langfristigen Grenzkosten für neu zu errichtende Kraftwerke werden von Experten mit 5 bis 6 c je kWh beziffert. Solange dieser Preis an der Börse nicht längerfristig erreicht ist, wird in Europa aus wirtschaftlichen Gründen kaum ein Kraftwerk errichtet.

⁷² <http://www.e-control>, vom 27.08 2005

3.4.1 Der Einfluss des CO₂-Preises auf den Strompreis

In der ersten Handelsphase mit EU-Zertifikaten von 2005 –2007 wurden die Zertifikate kostenlos zugeteilt. Bezogen auf die Stromerzeugung bedeutet dies, dass bei gleichbleibender Nutzung fossiler Brennstoffe keine oder nur geringe Kosten durch den Zukauf zusätzlicher CO₂-Zertifikate anfallen.

Bewertet man die CO₂-Kosten gesondert nach Energieträger kommt verstärkt der Effekt des geringsten CO₂-Ausstoß durch Erdgas und der höchsten CO₂-Fracht bei Kohle zu tragen.

Tabelle 8: CO₂ Preiszuschlag je MW Strom in Abhängigkeit des CO₂-Preises⁷³ (eigene Darstellung)

Brennstoff	CO2 Preiszuschlag je MW Strom bei			
	5 € je t/CO2	10 € je t/CO2	20 € je t/CO2	40 € je t/CO2
kg Braunkohle	4,64 €/MW	9,29 €/MW	18,57 €/MW	37,14 €/MW
kg Steinkohle	3,67 €/MW	7,33 €/MW	14,67 €/MW	29,33 €/MW
l Heizöl schwer	3,68 €/MW	7,37 €/MW	14,74 €/MW	29,47 €/MW
l Heizöl leicht	3,38 €/MW	6,75 €/MW	13,50 €/MW	27,00 €/MW
m3 Erdgas	1,75 €/MW	3,51 €/MW	7,02 €/MW	14,04 €/MW

Im Falle einer vollen monetären Einbeziehung der CO₂-Kosten in die Stromkosten hätte dies je nach CO₂-Preis zum Teil dramatische Zuschläge bis zu 100 % (bezogen auf eine Strompreis von 37 € je MW) zur Folge.

Auf Basis der bisherigen Strompreisentwicklung sind in den aktuellen Strompreisen aufgrund ihrer Höhe nur geringe bis keine CO₂-Kosten enthalten. Dies könnte auch darauf zurückzuführen sein, dass wie in Kapitel 3.2.1 ausgeführt allgemein erwartet wurde, dass die CO₂-Preise unter 10 € liegen werden.

⁷³ abgeleitet aus Abbildung 10: Kraftwerksspezifische CO₂-Emissionen fossiler Energieträger³⁸auf Seite 10

3.5 Einspeisetarife für Ökostrom in Österreich

Für jene Ökostromanlagen, die 2003 und 2004 in Besitz aller für die Errichtung notwendigen Genehmigungen gelangten und die bis 30.6.2006 (ACHTUNG: nach Verordnung 254/2005 von 08/2005 wurde der Termin für Biomasse und Kleinwasserkraft auf den 31.12.2007 verlängert!) den Betrieb aufnehmen, gelten gemäß Verordnung 508/2002 folgende Tarife.

Abbildung 25: Einspeisetarife gemäß Ökostromgesetz 508/2002⁷⁴

Einspeisetarife für Ökostromanlagen				
gemäß Verordnung, kundgemacht am 20.12.2002 im BGBl. II 508/2002				
für Neuanlagen jeweils 13 Jahre lang ab Inbetriebnahme				
Neuanlagen sind Anlagen, die vom 1.1.2003 bis 31.12.2004 genehmigt werden und bis spätestens 30.6.2006 in Betrieb gehen (für Kleinwasserkraft 31.12.2005)				
Anlagenart	Tarif in Cent/kWh			
Windenergie	7,80			
Feste Biomasse (wie Waldhackgut, Stroh)	bis 2 MW	16,00		
	2 bis 5 MW	15,00		
	5 bis 10 MW	13,00		
	über 10 MW	10,20		
<i>[Die den Einspeisetarif von 14,50 Cent/kWh übersteigenden Einspeisetarifanteile für feste Biomasse werden aus den Technologiefördermitteln der Bundesländer finanziert.]</i>				
Abfall mit hohem biogenen Anteil	SN 17, Tab. 2, Bsp. Rinde, Sägespäne	minus 20 %		
	SN 17, Tab. 1, Bsp. Spanplattenabfälle	minus 35 %		
	Sonst. Primärenergieträger von Tab. 1 und 2 ÖkoStrGes	2,70		
Mischfeuerungen	anteilig			
Zuführung in kalorischen Kraftwerken	Feste Biomasse (Waldhackgut, Stroh)	6,50		
	SN 17, Tab. 2, Bsp. Rinde, Sägespäne	5,00		
	SN 17, Tab. 1, Bsp. Spanplattenabfälle	4,00		
	Sonst. Primärenergieträger von Tab. 1 und 2 ÖkoStrGes	3,00		
Mischfeuerungen	anteilig			
Flüssige Biomasse	bis 200 kW	13,00		
	über 200 kW	10,00		
Biogas aus landwirtschaftl. Produkten (wie Mais, Gülle)	bis 100 kW	16,50		
	100 bis 500 kW	14,50		
	500 bis 1000 kW	12,50		
	über 1000 kW	10,30		
Biogas bei Kofermentation von Abfallstoffen	minus 25 %			
Deponie- und Klärgas	bis 1 MW	6,00		
	über 1 MW	3,00		
Geothermie	7,00			
Photovoltaik	bis 20 kW _p	60,00		
	über 20 kW _p	47,00		
<i>[bis zu einer österreichischen Gesamtleistung von 15 MW]</i>				
Kleinwasserkraft				
a) Bestehende Altanlagen				
b) nach Investitionen mit mindestens 15 % Stromertragssteigerung	a)	b)	c)	
c) Neubau bzw. mindestens 50 % Stromertragssteigerung				
	erste 1.000.000 kWh	5,68	5,96	6,25
	nächste 4.000.000 kWh	4,36	4,58	5,01
	nächste 10.000.000 kWh	3,63	3,81	4,17
	nächste 10.000.000 kWh	3,28	3,44	3,94
	25.000.000 kWh übersteigend	3,15	3,31	3,78
<i>[Einspeisetarif abgestuft nach jährlich eingespeisten Strommengen]</i>				

⁷⁴ <http://www.e-control>, vom 27.08 2005

3.6 Einspeisemengen und Vergütungen von Ökostrom 2004

Der eingespeiste Ökostrom wird in Österreich auf drei Netzbetreiber aufgeteilt.

- die VKW (Vorarlberger Kraftwerke) in Vorarlberg
- die TIWAG (Tiroler Wasserkraft) in Tirol
- sowie die APG (Austrian Power Grid) im restlichen Bundesgebiet

Diese Netzbetreiber nehmen gleichzeitig die Rolle des Ökostrombilanzgruppenführers wahr, und bezahlen in dieser Funktion den übernommenen Strom, um ihn dann zum im Ökostromgesetz festgelegten Verrechnungspreis von 4,5 c je kWh Ökostrom an die Stromhändler weiter zu geben.

Abbildung 26: Ökostrom Einspeisemengen und Vergütungen 2004⁷⁵

Ökostrom - Einspeisemengen und Vergütungen in Österreich im Jahr 2004						
Energieträger	Einspeisemenge in GWh	Vergütung netto in Euro	Einspeisemenge %Anteil	Vergütung %Anteil	Ökostromanteil in % an der Gesamtabgabemenge ²⁾	Durchschnitts- vergütung in Cent/kWh
Kleinwasserkraft	3.995	174.478.887	73,45	57,69	7,72	4,37
Sonstige Ökostromanlagen	1.444	127.978.512	26,55	42,31	2,79	8,86 (9,18)¹⁾
Windkraft	924	71.422.865	16,98	23,61	1,78	7,73
Biomasse fest inkl. Abfall mhbA	313	28.673.980	5,75	9,48	0,60	9,16 (11,16) ¹⁾
Biomasse gasförmig	102	12.802.452	1,87	4,23	0,20	12,58
Biomasse flüssig	18	2.302.265	0,33	0,76	0,03	12,93
Photovoltaik	12	7.542.623	0,21	2,49	0,02	65,16
Deponie- und Klärgas	74	5.057.063	1,36	1,67	0,14	6,84
Geothermie	2	177.264	0,05	0,06	0,00	7,18
Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen	5.439	302.457.399	100,00	100,00	10,51	5,56 (5,59)¹⁾

¹⁾ bei Nicht-Berücksichtigung von großen Abfallverwertungsanlagen würde die Durchschnittsvergütung auf den Wert in der Klammer ansteigen
²⁾ bezogen auf die Gesamtabgabemenge aus öffentlichen Netzen an Endverbraucher von 51.766 GWh für 2004

[Quelle: Meldungen der Öko-BGV, Stand Mai 2005 - vorläufige Werte]

Achtung! Geringfügige Änderungen gegenüber Stand Jänner 2005 wegen Berücksichtigung von Nachverrechnungen.

Das österreichische Ökostromgesetz hat folgende Ziele vorgegeben:

- zumindest 9 % Ökostrom durch Kleinwasserkraft bis Ende 2007
- zumindest 4 % Ökostrom bis Ende 2007

Die Entwicklung der Einspeisemengen zeigt, dass bei der Kleinwasserkraft die 9 % wohl nicht erreichbar sind, während beim sonstigen Ökostrom die 4 % sicher erfüllt werden.

⁷⁵ <http://www.e-control>, vom 31.08 2005

3.7 Die Finanzierung der Ökostromerzeugung

3.7.1 Die Ökostromzuschläge

Zur Finanzierung der Mehrkosten von Ökostromanlagen über erhöhte Stromeinspeisetarife wurde in Österreich ein zweistufiges Finanzierungsnetz etabliert.

1. Die in Österreich tätigen Stromhändler bekommen den erzeugten Ökostrom anteilig zugewiesen und zahlen dafür einen Verrechnungspreis von 4,5 c je kWh Ökostrom.
2. Alle Stromendkunden müssen je nach Netzebene über einen jährlich festzusetzenden Zuschlag auf den konsumierten Strom die übrigen Kosten finanzieren.

Abbildung 27: Ökostromzuschläge 2003-2006 unterschieden nach Netzebene⁷⁶

Sonstiger Ökostrom	2003	01.01.04 – 31.03.04	01.04.04 – 31.12.04	2005	2006 Vorschlag
	in Cent/kWh				
Durchschnittlicher Förderbeitrag	0,12	0,12	0,183	0,242	0,416
Netzebene 1 - 3 (78 %)	0,094	0,094	0,143	0,189	0,325
Netzebene 4 - 5 (92 %)	0,110	0,110	0,168	0,222	0,382
Netzebene 6 (96 %)	0,115	0,115	0,175	0,231	0,398
Netzebene 7 (111 %)	0,134	0,134	0,204	0,270	0,464
Unterstützungsanteil im Verrechnungspreis der Stromhändler (4,5 Cent/kWh Ökostrom)	0,05	0,05	0,05	0,06	0,06
Kostenbelastung (Summe durchschnittlicher Förderbeitrag plus Unterstützungsanteil Verrechnungspreis)	0,17	0,17	0,23	0,30	0,48

[Quelle: Energie-Control GmbH]

Aufgrund der systembedingten jährlich steigenden Zuschläge gibt es große Widerstände gegen dieses Fördermodell, da beim Zuschlag keine Kostengrenze eingezogen wurde, und daher theoretisch unbegrenzt Ökostrom erzeugt werden könnte.

Abbildung 28: Zuschläge 2003-06 für Ökostrom, Kleinwasserkraft und fossile Kraft-Wärme-Kopplung⁷⁶

Summe Sonstiger Ökostrom, Kleinwasserkraft und fossile KWK	2003	01.01.04 – 31.03.04	01.04.04 – 31.12.04	2005	2006 Vorschlag
	in Cent/kWh				
	0,45	0,45	0,49	0,51	0,69

[Quelle: Energie-Control GmbH]

Betrachtet man die Gesamtaufwendungen für Ökostrom, Kleinwasserkraft und fossiler Kraftwärmekopplung, so ist von 2003 bis 2005 nur ein moderater Anstieg von 0,06 c je kWh ersichtlich (der Börsestrompreis ist in der gleichen Zeit um über 2,5 c je kWh angestiegen!). 2006 wäre nach E-Control beim Ökostromzuschlag ein Anstieg um 0,18c je kWh zu erwarten.

⁷⁶ <http://www.e-control>, vom 27.08 2005

3.7.2 Der Verrechnungspreis

Im Hinblick auf die Kostenbelastung der Endverbraucher muss auf den Verrechnungspreis von 4,5 c je kWh eingegangen werden. Da dieser Preis unabhängig vom Börsepreis gilt, kann er dazu führen, dass der Stromhändler in Zeiten niedriger Börsestrompreise (kleiner 4,5 c je kWh) deutlich mehr als den Marktpreis für den Ökostrom bezahlen muss und damit Stromkunden entlastet, während aber in Zeiten mit hohen Börsestrompreisen (über 4,5 c je kWh) sich der Zahlungsfluss umdreht. Dann stellt die Ökostromzuteilung zu 4,5 c je kWh eigentlich eine unzulässige staatliche Subvention an die Stromhändler dar, da der Börsepreis zu dem der Händler den Ökostrom jederzeit verkaufen kann höher ist als der Verrechnungspreis, und die Stromendkunden doppelt zur Kasse gebeten werden.

Tabelle 9: Auswirkungen steigender Strompreise auf den Endverbraucherzuschlag bei gleichbleibenden Verrechnungspreis von 4,5c je kWh Ökostrom (eigene Berechnungen)

	Preis			Mehrkosten	
	Ökostrom	Börse	Händler	Händler	Endverbraucher
Niedriger Strompreis	8,0c	3,0c	4,5c	+1,5c	+3,5c kWh Ökostrom
Mittler Strompreis	8,0c	4,5c	4,5c	0,0c	+3,5c kWh Ökostrom
Hoher Strompreis	8,0c	6,0c	4,5c	-1,5c	+3,5c kWh Ökostrom

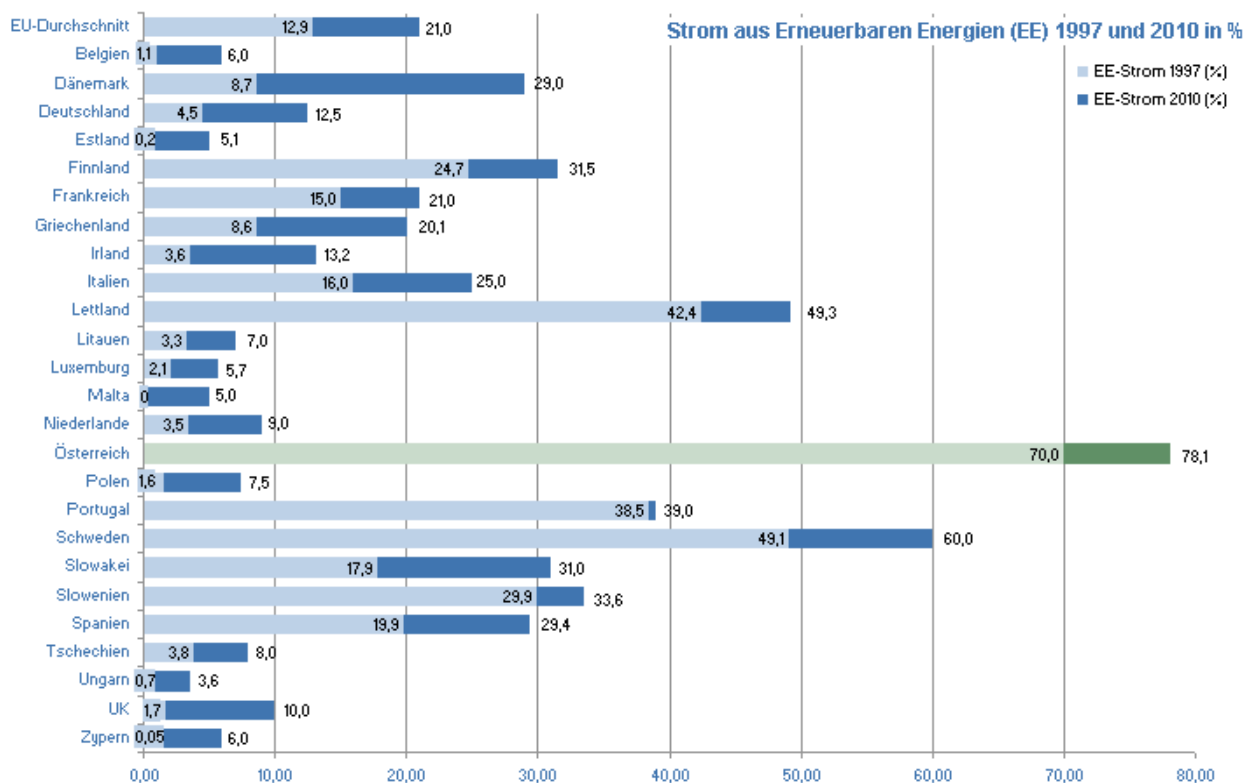
Nimmt man die gesamt eingespeiste Ökostrommenge von 2004 (5.349 GWh) mal 2.850 € je GWh (Marktpreis 47.850 € minus 45.000 € Verrechnungspreis), so ergibt sich eine Mehrbelastung der Stromendverbraucher von ca. 15 Mio. € im Jahr. Jeder Tag an dem der Verrechnungspreis nicht auf das erforderliche Mindestmaß angehoben wird kostet den Stromendverbrauchern ca. 41.000 €.

Steigt der Börsepreis auf 5,5 c je kWh, dann ergäbe dies bei einem Ökostrom-Verrechnungspreis von 4,5 c je kWh eine Mehrbelastung von 10.000 Euro je GWh für die Stromendverbraucher. Dies würde bei zu erwartenden 10.000 GWh Ökostrom eine Mehrbelastung von 100 Millionen Euro bedeuten!

Es ist deshalb unbedingt notwendig, den Verrechnungspreis so schnell wie möglich an den Börsestrompreis anzugleichen, oder wie ursprünglich im Ökostromgesetz vorgesehen sogar darüber anzusetzen.

3.8 Das 78,1% Ziel

Abbildung 29: Europäische Zielvorgaben gemäß EU-Richtlinie 2001/77/EG⁷⁷



In der EU-Richtlinie 2001/77/EG sind verbindliche nationale Zielquoten für die Anhebung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern festgehalten. Für Österreich ist der Zielwert eine Anhebung von 70 % im Jahr 1997 auf 78,1 % im Jahr 2010. Laut österreichischem Verständnis ist aber als Bezugsgröße nicht der jeweils aktuelle Verbrauch heranzuziehen, sondern die von Österreich als Fußnote in der Richtlinie festgehaltene Bemessungsbasis von 56,1 TW/h aus dem Jahre 1997, also ohne Berücksichtigung eines etwaigen wachsenden Strombedarfs der folgenden Jahre.

⁷⁷ <http://www.e-control>, vom 27.08 2005

Das hat laut E-Control folgende Gründe:⁷⁸

- In einem Durchschnittsjahr werden etwa 37.285 GWh aus Wasserkraft erzeugt, das sind 66,5 % der 56.100 GWh, die dem Verbrauch im Jahr 1997 entsprechen.
- Wenn diese Wasserkrafterzeugung in Absolutwerten etwa konstant bliebe, dann verringert sich ihr Anteil am Gesamtverbrauch bei einer jährlichen Stromverbrauchssteigerung von 1,6 % jedes Jahr um etwa 1,2 %.

Dies würde bedeuten, dass zum Ausgleich des Anteilverlustes der Wasserkraft jedes Jahr zusätzlich 1,2 % aus anderen erneuerbaren Energieträgern erzeugt werden müssten. Summiert man diese Anforderung von 1997 bis zum Zieljahr 2010 wären das über 15 % zusätzlich benötigte Ökostromerzeugung.⁷⁸

Das ist allerdings (laut E-Control) unrealistisch, und eben deshalb wurde die Bezugsgröße 56,1 TW/h fixiert, die betreffend Bewertung der Zielerreichung heranzuziehen ist. Ohne Berücksichtigung eines konstanten Bezugswertes wäre Österreich laut E-Control mit seinem bereits bestehenden außergewöhnlich hohen Stromerzeugungsanteil aus erneuerbaren Energieträgern im Vergleich zu den anderen EU-Mitgliedstaaten extrem benachteiligt.⁷⁸

Zu den Ausführungen der E-Control ist anzumerken, dass die EU bereits schriftlich darauf hingewiesen hat, dass Österreich die Zielerreichung anhand des aktuellen Stromverbrauches 2010 nachzuweisen hat, da Fußnoten in einer Richtlinie nicht dem wesentlichen Inhalt widersprechen dürfen.

Somit scheint die Erhöhung des Ökostromanteils um weitere 15 % sogar eine -indirekte- verbindliche Vorgabe der EU zu sein, die bei den vorhandenen Ressourcen auch umsetzbar erscheint, solange die Finanzierung der Ökostromanlagen gesichert ist.

⁷⁸ zusammengefasst nach <http://www.e-control>, vom 15.08 2005

4 Auswirkungen des Emissionshandels auf die Ökostromerzeugung

Nachfolgend wird die Frage erörtert, inwieweit sich für die einzelnen Ökostromerzeugungsarten durch den CO₂-Emissionshandel Vorteile bezüglich ihrer Wettbewerbsfähigkeit gegenüber fossilen Energieträgern ergeben.

Es wurden folgende Annahmen getroffen:

- Um einen realen Vergleich zu ermöglichen, wurde als Einheitsgröße eine Ökostromanlage mit 1 MW Leistung mit den jeweiligen nach Erzeugungsart spezifischen Volllaststunden gewählt.
- Es wurden jene nach Ökostromart spezifischen durchschnittlichen Einspeisetarife (= Erzeugungskosten nach Definition Ökostromgesetz) angenommen, die die E-Control auf Basis der eingespeisten Mengen 2004 ausgewiesen hat (siehe Abbildung 26)
- Die Tarifunterschiede (siehe Abbildung 25: Einspeisetarife gemäß Ökostromgesetz 508/2002) innerhalb einer Erzeugungsart wurden nicht berücksichtigt, da es sinnvoller erschien mit dem Mittelwert zu rechnen, der die mittleren Erzeugungskosten darstellt.
- Für die Stromkosten aus konventioneller (= fossiler) Erzeugung wurden das 3. Quartal 2004 (34,59 € je MWh) und des 3. Quartal 2005 (47,85 € je MWh) analog Veröffentlichung der E-Control angenommen (siehe Abbildung 24).
- Es wurden die auf Basis der Abbildung 8 ausgewiesenen CO₂-Emissionsmengen je kWh Strom abhängig von der Art des fossilen Energieträgers bewertet.
- Der Preis je Tonne CO₂ wurde für das 3. Quartal 2004 mit 10 € und für das 3. Quartal 2005 mit 20 € (der Börsepreisverlauf ist abrufbar unter www.eex.de) angesetzt.
- Es wurde in der Berechnung angenommen, dass das durch Ökostrom vermiedene CO₂ voll handelbar sei, und sich somit die Einsparung auch monetär auswirkt.
- Schlussendlich wurde der Börsestrompreis als wirtschaftliche Basis der fossilen Erzeugung mit den brennstoffspezifischen CO₂-Kosten addiert und mit den über die Einspeisetarife aufgewendeten Geldmitteln für Ökostrom verglichen.
- Das Ergebnis weist den jeweiligen Wettbewerbsvorteil bzw. -nachteil von Ökostrom gegenüber fossilen Energieträgern aus und bewertet ihn. Zusätzlich wird für alle Ökostromarten der wirtschaftlich benötigte Preis für CO₂ und Strom angegeben.

4.1 Kleinwasserkraft (KWK)

Im Jahr 2004 wurden 3.995 GWh aus Kleinwasserkraft erzeugt. Dies entspricht 7,72 % der Gesamtabgabemenge aus öffentlichen Netzen 2004. Der durchschnittliche ausbezahlte Tarif für die Kleinwasserkraft betrug 4,37 c je kWh, die dafür aufgewendeten Vergütungen beliefen sich auf ca. 174,5 Mio. Euro.

4.1.1 Auswirkungen von Strom- und CO₂-Preis 3. Quartal 2004 und 2005

Abbildung 30: Auswirkungen der Marktpreise Strom/CO₂ 3. Quartal 2004/2005 auf die Wirtschaftlichkeit von Kleinwasserkraft in Vergleich mit fossilen Energieträgern

fossiler Energieträger	Kleinwasserkraft:CO ₂ Einsparung je MW Leistung bei Ersatz von				
	Braunkohle	Steinkohle	Heizöl schwer	Heizöl leicht	Erdgas
CO ₂ -Emission je kWh	0,929kg	0,733kg	0,737kg	0,675kg	0,351kg
Leistung KWK	1MW	1MW	1MW	1MW	1MW
mittlerer Stromtarif KWK	4,37c	4,37c	4,37c	4,37c	4,37c
Volllaststunden je Jahr	5.000h	5.000h	5.000h	5.000h	5.000h
Strommenge 1MW KWK	5.000.000kWh	5.000.000kWh	5.000.000kWh	5.000.000kWh	5.000.000kWh
CO ₂ Einsparung in t	4645t	3665t	3685t	3375t	1755t
Kosten für 5 Mio. kWh KWK	218.500 €	218.500 €	218.500 €	218.500 €	218.500 €
Strompreis 3 Quartal 2004	34,59 €	34,59 €	34,59 €	34,59 €	34,59 €
Börsepreis für 5 Mio. kWh	172.950 €	172.950 €	172.950 €	172.950 €	172.950 €
Mehrpreis Ökostrom 2004	45.550 €	45.550 €	45.550 €	45.550 €	45.550 €
CO ₂ -Gutschrift a 10€/t	- 46.450 €	- 36.650 €	- 36.850 €	- 33.750 €	- 17.550 €
Preisdifferenz zu Fossil	- 900 €	8.900 €	8.700 €	11.800 €	28.000 €
Strompreis 3 Quartal 2005	47,85 €	47,85 €	47,85 €	47,85 €	47,85 €
Börsepreis für 5 Mio. kWh	239.250 €	239.250 €	239.250 €	239.250 €	239.250 €
Mehrpreis Ökostrom 2005	- 20.750 €	- 20.750 €	- 20.750 €	- 20.750 €	- 20.750 €
Abschlag CO ₂ Preis 20€/t	- 92.900 €	- 73.300 €	- 73.700 €	- 67.500 €	- 35.100 €
Preisdifferenz zu Fossil	- 113.650 €	- 94.050 €	- 94.450 €	- 88.250 €	- 55.850 €

2004 wäre die Kleinwasserkraft unter Berücksichtigung der CO₂-Einsparung zu 10 € je Tonne nur gegenüber Braunkohle wirtschaftlich. 2005 dreht sich das Ergebnis gegenüber allen fossilen Brennstoffen klar zu Gunsten der Kleinwasserkraft.

Aufgrund des stufenförmig aufgebauten Einspeisetarifsystems wird aber darauf hingewiesen, dass Anlagen bis zur Einspeisemenge von 5 Millionen kWh über 4,37 c erhalten (bis zu 6,25 c je kWh), während die darüber liegenden Einspeisemengen preislich darunter liegen (sinkend auf bis zu 3,25 c je kWh). Somit trifft die oberen Aussagen der Abbildung 24 in erster Linie auf Anlagen >2MW Leistung zu. Rechnet man aber den höchstmöglichen Auszahlungsbetrag für die ersten 4 Millionen Kilowattstunden Strom, dann ergeben sich maximale Mehrkosten von 44.000 € (1 Mio. kWh x 0,0625 € + 3 Mio. kWh x 0,0501 €) zur gerechneten Variante. Aufgrund des Mindestpreisvorteils von 55.850 Euro gelten obige Aussagen somit auch für Anlagen >500 kW.

4.1.2 Benötigter CO₂-Preis auf Basis 3. Quartal 2004

Die nächste Abbildung zeigt den Einfluss des CO₂-Preises auf die Wirtschaftlichkeit von Ökostromanlagen bei einem als fix angenommenen Strompreis. Bei der Kleinwasserkraft ist auf Basis Strompreis 3. Quartal 2004 bei Braunkohle (höchste spezifische CO₂-Emissionen) ein CO₂-Preis von 10 € für Preisgleichheit nötig, bei Erdgas (niedrigste spezifische CO₂-Emissionen) sind es 26 €.

Abbildung 31: Benötigter CO₂-Preis bei Kleinwasserkraft für Wettbewerbsgleichheit mit fossilen Brennstoffen auf Basis Strompreis 3. Quartal 2004

Strompreis 5 Mio. kWh	Stromkosten	CO2 Kosten	Gesamt	Preisdifferenz
Kleinwasserkraft a 4,37c	218.500 €	- €	218.500 €	
Börse 3. Quartal 04 a 3,459c	172.950 €	- €	172.950 €	45.550 €
1c niedriger Börsepreis	50.000 €			
Braunkohle				
CO2 Preis 10€	172.950 €	46.450 €	219.400 €	- 900 €
CO2 Preis 20€	172.950 €	92.900 €	265.850 €	- 47.350 €
CO2 Preis 30€	172.950 €	139.350 €	312.300 €	- 93.800 €
CO2 Preis 40€	172.950 €	185.800 €	358.750 €	- 140.250 €
1c Strompreis = 10€/t CO2				
Erdgas				
CO2 Preis 10€	172.950 €	17.550 €	190.500 €	28.000 €
CO2 Preis 20€	172.950 €	35.100 €	208.050 €	10.450 €
CO2 Preis 26€	172.950 €	45.630 €	218.580 €	- 80 €
CO2 Preis 40€	172.950 €	70.200 €	243.150 €	- 24.650 €
1c Strompreis = 30€/t CO2				

4.1.3 Benötigter CO₂-Preis bei 5,5c Strommarktpreis

Nimmt man als fixen Marktpreis jenen Strompreis an, der für den Neubau von Kraftwerken mittelfristig erreicht werden müsste (= ca. 5,5 c), dann ergibt sich analog obiger Ausführung, dass alle Kleinwasserkraftanlagen >500 kW Leistung unabhängig vom CO₂-Preis gegenüber allen fossilen Energieträgern wettbewerbsfähig wären.

Abbildung 32: Benötigter CO₂-Preis bei 5,5 c Börsestrompreis für Wettbewerbsgleichheit mit fossilen Brennstoffen

Strompreis 5 Mio. kWh	Stromkosten	CO2 Kosten	Gesamt	Preisdifferenz
Kleinwasserkraft a 4,37c	172.950 €	- €	172.950 €	
Börsepreis a 5,5c	275.000 €	- €	275.000 €	- 102.050 €
Braunkohle				
CO2 Preis 10€	275.000 €	46.450 €	321.450 €	- 148.500 €
CO2 Preis 20€	275.000 €	92.900 €	367.900 €	- 194.950 €
CO2 Preis 30€	275.000 €	139.350 €	414.350 €	- 241.400 €
CO2 Preis 40€	275.000 €	185.800 €	460.800 €	- 287.850 €
Erdgas				
CO2 Preis 10€	275.000 €	17.550 €	292.550 €	- 119.600 €
CO2 Preis 20€	275.000 €	35.100 €	310.100 €	- 137.150 €
CO2 Preis 30€	275.000 €	52.650 €	327.650 €	- 154.700 €
CO2 Preis 40€	275.000 €	70.200 €	345.200 €	- 172.250 €

4.1.4 Aktuelle Auswirkungen auf die Kleinwasserkraft

Kleinwasserkraft ist bereits seit dem 3 Quartal 2004 unter Einbeziehung des CO₂-Handels wettbewerbsfähig. Da seitdem die Strompreise weiter angestiegen sind, hat sich die Wettbewerbsfähigkeit von Kleinwasserkraft weiter erhöht. Ökostromerzeuger die gleichzeitig Stromhändler sind können seit längerem über den Verkauf am freien Markt höhere Preise erzielen, als über den Ökostromtarif. Ähnliches trifft auf Ökostromerzeuger zu, die die Kleinwasserkraft auch als Eigenstromerzeugung nutzen können.

Es ist daher zu erwarten, dass eine immer größer werdende Zahl von Betreibern aus der Ökostrombilanzgruppe ausscheidet und den erzeugten Strom selbst verbraucht, bzw. selbst handelt. Dies würde dazu führen, dass die ausgewiesene Strommenge aus Kleinwasserkraft über die Ökostrombilanzgruppe immer geringer wird. Speziell die Betreiber größerer Kraftwerke (2 bis 10MW) ziehen die meisten Vorteile aus einem Wechsel, da der Ökostromtarif um bis zu 30% unter dem aktuellen Marktpreis liegt.

4.2 Wind

Im Jahr 2004 wurden 924 GWh aus Windkraft erzeugt. Dies entspricht 1,78 % der Gesamtabgabemenge aus öffentlichen Netzen 2004. Der durchschnittliche ausbezahlte Tarif für die Windkraft betrug 7,73 c je kWh, die dafür aufgewendeten Vergütungen beliefen sich auf ca. 71,4 Mio. Euro.

4.2.1 Auswirkungen von Strom- und CO₂-Preis 3 Quartal 2004 und 2005

Abbildung 33: Auswirkungen der Marktpreise Strom/CO₂ 3. Quartal 2004/2005 auf die Wirtschaftlichkeit von Windkraft in Vergleich mit fossilen Energieträgern

Fossiler Energieträger	Windkraft:CO ₂ Einsparung je MW Leistung bei Ersatz von				
	Braunkohle	Steinkohle	Heizöl schwer	Heizöl leicht	Erdgas
CO ₂ -Emission je kWh	0,929kg	0,733kg	0,737kg	0,675kg	0,351kg
Leistung Windkraft	1MW	1MW	1MW	1MW	1MW
mittlerer Stromtarif Wind	7,73c	7,73c	7,73c	7,73c	7,73c
Volllaststunden je Jahr	2.000h	2.000h	2.000h	2.000h	2.000h
Strommenge 1MW Wind	2.000.000kWh	2.000.000kWh	2.000.000kWh	2.000.000kWh	2.000.000kWh
CO ₂ Einsparung in t	1858t	1466t	1474t	1350t	702t
Kosten für 2 Mio. kWh Wind	154.600 €	154.600 €	154.600 €	154.600 €	154.600 €
Strompreis 3. Quartal 2004	34,59 €	34,59 €	34,59 €	34,59 €	34,59 €
Börsepreis für 2 Mio. kWh	69.180 €	69.180 €	69.180 €	69.180 €	69.180 €
Mehrpreis Ökostrom 2004	85.420 €	85.420 €	85.420 €	85.420 €	85.420 €
CO ₂ -Gutschrift a 10€/t	- 18.580 €	- 14.660 €	- 14.740 €	- 13.500 €	- 7.020 €
Preisdifferenz zu Fossil	66.840 €	70.760 €	70.680 €	71.920 €	78.400 €
Strompreis 3. Quartal 2005	47,85 €	47,85 €	47,85 €	47,85 €	47,85 €
Börsepreis für 2 Mio. kWh	95.700 €	95.700 €	95.700 €	95.700 €	95.700 €
Mehrpreis Ökostrom 2005	58.900 €	58.900 €	58.900 €	58.900 €	58.900 €
Abschlag CO ₂ Preis 20€/t	- 37.160 €	- 29.320 €	- 29.480 €	- 27.000 €	- 14.040 €
Preisdifferenz zu Fossil	21.740 €	29.580 €	29.420 €	31.900 €	44.860 €

2004 wäre die Windkraft unter Berücksichtigung der CO₂-Einsparung zu 10 € je Tonne gegen keinen der fossilen Energieträger wirtschaftlich. 2005 bleibt das Ergebnis im wesentlichen erhalten, der Preisunterschied hat sich jedoch verringert.

Rechnet man den maximalen Preisunterschied 2004 bzw. 2005 auf die erzeugten Kilowattstunden um so ergibt sich:

- 2004 ein Preisunterschied von 3,92 c je kWh
- 2005 ein Preisunterschied von 2,243 c je kWh

4.2.2 Benötigter CO₂-Preis auf Basis 3. Quartal 2004

Die nächste Abbildung zeigt den Einfluss des CO₂-Preises auf die Wirtschaftlichkeit von Ökostromanlagen bei einem als fix angenommenen Strompreis. Bei der Windkraft ist auf Basis Strompreis 3. Quartal 2004 bei Braunkohle (höchste spezifische CO₂-Emissionen) ein CO₂-Preis von 46 € für Preisgleichheit nötig, bei Erdgas (niedrigste spezifische CO₂-Emissionen) sind es 122 €.

Abbildung 34: Benötigter CO₂-Preis bei Windkraft für Wettbewerbsgleichheit mit fossilen Energieträgern auf Basis Strompreis 3. Quartal 2004

Strompreis 2 Mio. kWh	Stromkosten	CO2 Kosten	Gesamt	Preisdifferenz
Windkraft a 7,73c	154.600 €	- €	154.600 €	
Börse 3. Quartal 04 a 34,59c	69.180 €	- €	69.180 €	85.420 €
1c niedriger Börsepreis	20.000 €			
Braunkohle				
CO2 Preis 10€	69.180 €	18.580 €	87.760 €	66.840 €
CO2 Preis 40€	69.180 €	74.320 €	143.500 €	11.100 €
CO2 Preis 46€	69.180 €	85.468 €	154.648 €	- 48 €
1c Strompreis = 10€/t CO2				
Erdgas				
CO2 Preis 10€	69.180 €	7.020 €	76.200 €	78.400 €
CO2 Preis 40€	69.180 €	28.080 €	97.260 €	57.340 €
CO2 Preis 70€	69.180 €	49.140 €	118.320 €	36.280 €
CO2 Preis 122€	69.180 €	85.644 €	154.824 €	- 224 €
1c Strompreis = 30€/t CO2				

4.2.3 Benötigter CO₂-Preis bei 5,5c Strommarktpreis

Nimmt man als fixen Marktpreis jenen Strompreis an, der für den Neubau von Kraftwerken mittelfristig erreicht werden müsste (=5,5 c), dann ergibt sich analog obiger Ausführung für die Wettbewerbsgleichheit mit Braunkohle 25 € und bei Erdgas 64 € je Tonne CO₂.

Abbildung 35: Benötigter CO₂-Preis bei 5,5 c Börsestrompreis für Wettbewerbsgleichheit von Windkraft mit fossilen Brennstoffen

Strompreis für 2 Mio. kWh	Stromkosten	CO ₂ Kosten	Gesamt	Preisdifferenz
Windkraft a 7,73c	154.600 €	- €	154.600 €	
Börsepreis a 5,5c	110.000 €	- €	110.000 €	44.600 €
Braunkohle				
CO ₂ Preis 10€	110.000 €	18.580 €	128.580 €	26.020 €
CO ₂ Preis 20€	110.000 €	37.160 €	147.160 €	7.440 €
CO ₂ Preis 25€	110.000 €	46.450 €	156.450 €	1.850 €
CO ₂ Preis 40€	110.000 €	74.320 €	184.320 €	29.720 €
Erdgas				
CO ₂ Preis 10€	110.000 €	7.020 €	117.020 €	37.580 €
CO ₂ Preis 40€	110.000 €	28.080 €	138.080 €	16.520 €
CO ₂ Preis 60€	110.000 €	42.120 €	152.120 €	2.480 €
CO ₂ Preis 64€	110.000 €	44.928 €	154.928 €	328 €

4.2.4 Aktuelle Auswirkungen auf die Windkraft

Die Windkraft steht kurz davor unter Einbeziehung des CO₂-Handels wettbewerbsfähig zu sein. Da die Strompreise seit 3 Jahren beständig ansteigen und keine Trendwende in Sicht ist, wäre Wind bei einem Marktpreis von 5,5c + aktueller CO₂-Preis wettbewerbsfähig. Ökostromerzeuger, die gleichzeitig Stromhändler sind, könnten analog zur Kleinwasserkraft über den Verkauf von Strom und CO₂ am freien Markt höhere Preise erzielen, als über den Ökostromtarif. Ähnliches trifft auf Ökostromerzeuger zu, die die Windkraft auch als Eigenstromerzeugung nutzen können, wobei dies aufgrund der meist großen Anlagenleistungen eher von untergeordneter Bedeutung bleiben wird.

Es ist daher wahrscheinlich, dass bei Strommarktpreisen über 5,5c eine immer größer werdende Zahl von Betreibern aus der Ökostrombilanzgruppe ausscheidet und den erzeugten Strom selbst verbraucht, bzw. selbst handelt. Dies hätte ebenfalls einen Rückgang der bilanzierten Windkraft in der Ökostrombilanzgruppe zur Folge.

4.3 Feste Biomasse inkl. Abfall mit hohem biogenen Anteil

Im Jahr 2004 wurden 313 GWh aus fester Biomasse erzeugt. Dies entspricht 0,6 % der Gesamtabgabemenge aus öffentlichen Netzen 2004. Der durchschnittliche ausbezahlte Tarif für die feste Biomasse betrug 9,16 c (bzw. ohne Abfallverwertungsanlagen 11,16 c) je kWh, die dafür aufgewendeten Vergütungen beliefen sich auf ca. 28,7 Mio. Euro.

4.3.1 Auswirkungen von Strom- und CO₂-Preis 3. Quartal 2004 und 2005

Abbildung 36: Auswirkungen der Marktpreise Strom/CO₂ 3. Quartal 2004/2005 auf die Wirtschaftlichkeit von fester Biomasse inkl. Abfall mit hohem biogenen Anteil in Vergleich mit fossilen Energieträgern

	feste Biomasse: CO ₂ Einsparung je MW Leistung bei Ersatz von				
fossiler Energieträger	Braunkohle	Steinkohle	Heizöl schwer	Heizöl leicht	Erdgas
CO ₂ -Emission je kWh	0,929kg	0,733kg	0,737kg	0,675kg	0,351kg
Leistung feste Biomasse	1MW	1MW	1MW	1MW	1MW
mittlerer Stromtarif feste Biom.	9,16c	9,16c	9,16c	9,16c	9,16c
Volllaststunden je Jahr	6.500h	6.500h	6.500h	6.500h	6.500h
Strommenge 1MW feste Biom.	6.500.000kWh	6.500.000kWh	6.500.000kWh	6.500.000kWh	6.500.000kWh
CO ₂ Einsparung in t je MW	6039t	4765t	4791t	4388t	2282t
Kosten für 6,5 Mio. kWh feste Biom.	595.400 €	595.400 €	595.400 €	595.400 €	595.400 €
Strompreis 3. Quartal 2004	34,59 €	34,59 €	34,59 €	34,59 €	34,59 €
Börsepreis für 6,5 Mio. kWh	224.835 €	224.835 €	224.835 €	224.835 €	224.835 €
Mehrpreis Ökostrom 2004	370.565 €	370.565 €	370.565 €	370.565 €	370.565 €
CO ₂ -Gutschrift a 10€/t	- 60.385 €	- 47.645 €	- 47.905 €	- 43.875 €	- 22.815 €
Preisdifferenz zu Fossil	310.180 €	322.920 €	322.660 €	326.690 €	347.750 €
Strompreis 3. Quartal 2005	47,85 €	47,85 €	47,85 €	47,85 €	47,85 €
Börsepreis für 6,5 Mio. kWh	311.025 €	311.025 €	311.025 €	311.025 €	311.025 €
Mehrpreis Ökostrom 2005	284.375 €	284.375 €	284.375 €	284.375 €	284.375 €
Abschlag CO ₂ Preis 20€/t	- 120.770 €	- 95.290 €	- 95.810 €	- 87.750 €	- 45.630 €
Preisdifferenz zu Fossil	163.605 €	189.085 €	188.565 €	196.625 €	238.745 €

2004 wäre die feste unter Berücksichtigung der CO₂-Einsparung zu 10 € je Tonne gegen keinen der fossilen Energieträger wirtschaftlich. 2005 bleibt das Ergebnis im wesentlichen erhalten, der Preisunterschied hat sich jedoch verringert.

Rechnet man den maximalen Preisunterschied 2004 bzw. 2005 auf die erzeugten Kilowattstunden um so ergibt sich:

- 2004 ein maximaler Preisunterschied von 5,35 c je kWh
- 2005 ein maximaler Preisunterschied von 3,673 c je kWh

4.3.2 Benötigter CO₂-Preis auf Basis 3. Quartal 2004

Die nächste Abbildung zeigt den Einfluss des CO₂-Preises auf die Wirtschaftlichkeit von Ökostromanlagen bei einem als fix angenommenen Strompreis. Bei der festen Biomasse inkl. Abfall mit hohem biogenen Anteil ist auf Basis Strompreis 3. Quartal 2004 bei Braunkohle (höchste spezifische CO₂-Emissionen) ein CO₂-Preis von 62 € für Preisgleichheit nötig, bei Erdgas (niedrigste spezifische CO₂-Emissionen) sind es 163 €.

Abbildung 37: Benötigter CO₂-Preis bei fester Biomasse inkl. Abfall mit hohem biogenen Anteil für Wettbewerbsgleichheit mit fossilen Energieträgern auf Basis Strompreis 3. Quartal 2004

Strompreis 6,5 Mio. kWh	Stromkosten	CO2 Kosten	Gesamt	Preisdifferenz
feste Biomasse a 9,16c	595.400 €	- €	595.400 €	
Börse 3. Quartal 04 a 34,59c	224.835 €	- €	224.835 €	370.565 €
1c niedriger Börsepreis	65.000 €			
Braunkohle				
CO2 Preis 10€	224.835 €	60.385 €	285.220 €	310.180 €
CO2 Preis 40€	224.835 €	241.540 €	466.375 €	129.025 €
CO2 Preis 60€	224.835 €	362.310 €	587.145 €	8.255 €
CO2 Preis 62€	224.835 €	374.387 €	599.222 €	- 3.822 €
1c Strompreis = 10€/t CO2				
Erdgas				
CO2 Preis 10€	224.835 €	22.815 €	247.650 €	347.750 €
CO2 Preis 40€	224.835 €	91.260 €	316.095 €	279.305 €
CO2 Preis 70€	224.835 €	159.705 €	384.540 €	210.860 €
CO2 Preis 163€	224.835 €	371.885 €	596.720 €	- 1.320 €
1c Strompreis = 30€/t CO2				

4.3.3 Benötigter CO₂-Preis bei 5,5c Marktpreis

Nimmt man als fixen Marktpreis jenen Strompreis an, der für den Neubau von Kraftwerken mittelfristig erreicht werden müsste (=5,5 c), dann ergibt sich analog obiger Ausführung für die Wettbewerbsgleichheit mit Braunkohle 40 € und bei Erdgas 105 € je Tonne CO₂.

Abbildung 38: Benötigter CO₂-Preis bei 5,5 c Börsestrompreis für Wettbewerbsgleichheit von fester Biomasse inkl. Abfall mit hohem biogenen Anteil mit fossilen Brennstoffen

Strompreis für 6,5 Mio. kWh	Stromkosten	CO2 Kosten	Gesamt	Preisdifferenz
feste Biomasse a 9,16c	595.400 €	- €	595.400 €	
Börsepreis a 5,5c	357.500 €	- €	357.500 €	237.900 €
Braunkohle				
CO2 Preis 10€	357.500 €	60.385 €	417.885 €	177.515 €
CO2 Preis 20€	357.500 €	120.770 €	478.270 €	117.130 €
CO2 Preis 30€	357.500 €	181.155 €	538.655 €	56.745 €
CO2 Preis 40€	357.500 €	241.540 €	599.040 €	- 3.640 €
Erdgas				
CO2 Preis 10€	357.500 €	22.815 €	380.315 €	215.085 €
CO2 Preis 40€	357.500 €	91.260 €	448.760 €	146.640 €
CO2 Preis 70€	357.500 €	159.705 €	517.205 €	78.195 €
CO2 Preis 105€	357.500 €	239.558 €	597.058 €	- 1.658 €

4.3.4 Aktuelle Auswirkungen auf die feste Biomasse

Feste Biomasse ist zur Zeit über den Ökostromtarif wirtschaftlicher als über die Marktpreise von Strom und CO₂. Bei steigenden Strompreisen ist aber zu erwarten, dass in etwa Ende 2007 die Marktbedingungen erreicht sein könnten, um durch den freien Verkauf von Strom und CO₂ wirtschaftlicher zu sein als über den Ökostromtarif.

Die Effekte auf die Ökostrombilanzgruppe wären analog der Kleinwasserkraft und der Windkraft.

4.4 Gasförmige Biomasse

Im Jahr 2004 wurden 102 GWh aus gasförmiger Biomasse erzeugt. Dies entspricht 0,2 % der Gesamtabgabemenge aus öffentlichen Netzen 2004. Der durchschnittliche ausbezahlte Tarif für die gasförmige Biomasse betrug 12,58 c je kWh, die dafür aufgewendeten Vergütungen beliefen sich auf ca. 12,8 Mio. Euro.

4.4.1 Auswirkungen von Strom- und CO₂-Preis 3 Quartal 2004 und 2005 auf die Wirtschaftlichkeit

Abbildung 39: Auswirkungen der Marktpreise Strom/CO₂ 3. Quartal 2004/2005 auf die Wirtschaftlichkeit von gasförmiger Biomasse in Vergleich mit fossilen Energieträgern

fossiler Energieträger	gasförmige Biomasse: CO ₂ Einsparung je MW Leistung bei Ersatz von				
	Braunkohle	Steinkohle	Heizöl schwer	Heizöl leicht	Erdgas
CO ₂ -Emission je kWh	0,929kg	0,733kg	0,737kg	0,675kg	0,351kg
Leistung gasförmige Biomasse	1MW	1MW	1MW	1MW	1MW
mittlerer Stromtarif gasf. Biom.	12,58c	12,58c	12,58c	12,58c	12,58c
Volllaststunden je Jahr	6.500h	6.500h	6.500h	6.500h	6.500h
Strommenge 1MW gasf. Biom.	6.500.000kWh	6.500.000kWh	6.500.000kWh	6.500.000kWh	6.500.000kWh
CO ₂ Einsparung in t je MW	6039t	4765t	4791t	4388t	2282t
Kosten für 6,5 Mio. kWh gasf. Biom.	817.700 €	817.700 €	817.700 €	817.700 €	817.700 €
Strompreis 3. Quartal 2004	34,59 €	34,59 €	34,59 €	34,59 €	34,59 €
Börsepreis für 6,5 Mio. kWh	224.835 €	224.835 €	224.835 €	224.835 €	224.835 €
Mehrpreis Ökostrom 2004	592.865 €	592.865 €	592.865 €	592.865 €	592.865 €
CO ₂ -Gutschrift a 10€/t	- 60.385 €	- 47.645 €	- 47.905 €	- 43.875 €	- 22.815 €
Preisdifferenz zu Fossil	532.480 €	545.220 €	544.960 €	548.990 €	570.050 €
Strompreis 3. Quartal 2005	47,85 €	47,85 €	47,85 €	47,85 €	47,85 €
Börsepreis für 6,5 Mio. kWh	311.025 €	311.025 €	311.025 €	311.025 €	311.025 €
Mehrpreis Ökostrom 2005	506.675 €	506.675 €	506.675 €	506.675 €	506.675 €
Abschlag CO ₂ Preis 20€/t	- 120.770 €	- 95.290 €	- 95.810 €	- 87.750 €	- 45.630 €
Preisdifferenz zu Fossil	385.905 €	411.385 €	410.865 €	418.925 €	461.045 €

2004 wäre die gasförmige Biomasse unter Berücksichtigung der CO₂-Einsparung zu 10 € je Tonne gegen keinen der fossilen Energieträger wirtschaftlich. 2005 bleibt das Ergebnis im wesentlichen erhalten, der Preisunterschied hat sich jedoch verringert.

Rechnet man den maximalen Preisunterschied 2004 bzw. 2005 auf die erzeugten Kilowattstunden um so ergibt sich:

- 2004 ein maximaler Preisunterschied von 8,77 c je kWh
- 2005 ein maximaler Preisunterschied von 7,093 c je kWh

4.4.2 Benötigter CO₂-Preis auf Basis 3. Quartal 2004

Die nächste Abbildung zeigt den Einfluss des CO₂-Preises auf die Wirtschaftlichkeit von Ökostromanlagen bei einem als fix angenommenen Strompreis. Bei der gasförmigen Biomasse ist auf Basis Strompreis 3. Quartal 2004 bei Braunkohle (höchste spezifische CO₂-Emissionen) ein CO₂-Preis von 99 € für Preisgleichheit nötig, bei Erdgas (niedrigste spezifische CO₂-Emissionen) sind es 260 €.

Abbildung 40: Benötigter CO₂-Preis bei fester Biomasse für Wettbewerbsgleichheit mit fossilen Energieträgern auf Basis Strompreis 3. Quartal 2004

Strompreis 6,5 Mio. kWh	Stromkosten	CO ₂ Kosten	Gesamt	Preisdifferenz
gasförmige Biomasse a 12,58c	817.700 €	- €	817.700 €	
Börse 3. Quartal 04 a 34,59c	224.835 €	- €	224.835 €	592.865 €
1c niedriger Börsepreis	65.000 €			
Braunkohle				
CO ₂ Preis 10€	224.835 €	60.385 €	285.220 €	532.480 €
CO ₂ Preis 40€	224.835 €	241.540 €	466.375 €	351.325 €
CO ₂ Preis 70€	224.835 €	422.695 €	647.530 €	170.170 €
CO ₂ Preis 99€	224.835 €	597.812 €	822.647 €	- 4.947 €
1c Strompreis = 10€/t CO ₂				
Erdgas				
CO ₂ Preis 10€	224.835 €	22.815 €	247.650 €	570.050 €
CO ₂ Preis 40€	224.835 €	91.260 €	316.095 €	501.605 €
CO ₂ Preis 70€	224.835 €	159.705 €	384.540 €	433.160 €
CO ₂ Preis 260€	224.835 €	593.190 €	818.025 €	- 325 €
1c Strompreis = 30€/t CO ₂				

4.4.3 Benötigter CO₂-Preis bei 5,5c Strommarktpreis

Nimmt man als fixen Marktpreis jenen Strompreis an, der für den Neubau von Kraftwerken mittelfristig erreicht werden müsste (=5,5 c), dann ergibt sich analog obiger Ausführung für die Wettbewerbsgleichheit mit Braunkohle 77 € und Erdgas 202 € je Tonne CO₂.

Abbildung 41: Benötigter CO₂-Preis bei 5,5 c Börsestrompreis für Wettbewerbsgleichheit von gasförmiger Biomasse mit fossilen Brennstoffen

Strompreis für 6,5 Mio. kW/h	Stromkosten	CO2 Kosten	Gesamt	Preisdifferenz
gasförmige Biomasse a 12,58c	817.700 €	- €	817.700 €	
Börsepreis a 5,5c	357.500 €	- €	357.500 €	460.200 €
Braunkohle				
CO2 Preis 10€	357.500 €	60.385 €	417.885 €	399.815 €
CO2 Preis 20€	357.500 €	120.770 €	478.270 €	339.430 €
CO2 Preis 40€	357.500 €	241.540 €	599.040 €	218.660 €
CO2 Preis 77€	357.500 €	464.965 €	822.465 €	- 4.765 €
Erdgas				
CO2 Preis 10€	357.500 €	22.815 €	380.315 €	437.385 €
CO2 Preis 40€	357.500 €	91.260 €	448.760 €	368.940 €
CO2 Preis 70€	357.500 €	159.705 €	517.205 €	300.495 €
CO2 Preis 202€	357.500 €	460.863 €	818.363 €	- 663 €

4.4.4 Aktuelle Auswirkungen auf die gasförmige Biomasse

Die gasförmige Biomasse zieht aus den aktuellen Preisentwicklungen noch keine verwertbaren Vorteile. Diese Ökostromanlagen werden auch weiterhin nur über einen geregelten Ökostromtarif zu betreiben sein. Lediglich Anlagen deren Stromerzeugung zu 100% als Eigenstromerzeugung genutzt werden könnte, hätten die Möglichkeit sich außerhalb der Ökostromtarife wirtschaftlich zu bewegen.

4.5 Flüssige Biomasse

Im Jahr 2004 wurden 18 GWh aus flüssiger Biomasse erzeugt. Dies entspricht 0,03 % der Gesamtabgabemenge aus öffentlichen Netzen 2004. Der durchschnittliche ausbezahlte Tarif für die flüssige Biomasse betrug 12,93 c je kWh, die dafür aufgewendeten Vergütungen beliefen sich auf ca. 2,3 Mio. Euro.

4.5.1 Auswirkungen von Strom- und CO₂-Preis 3 Quartal 2004 und 2005

Abbildung 42: Auswirkungen der Marktpreise Strom/CO₂ 3. Quartal 2004/2005 auf die Wirtschaftlichkeit von flüssiger Biomasse in Vergleich mit fossilen Energieträgern

fossiler Energieträger	flüssige Biomasse: CO ₂ Einsparung je MW Leistung bei Ersatz von				
	Braunkohle	Steinkohle	Heizöl schwer	Heizöl leicht	Erdgas
CO ₂ -Emission je kWh	0,929kg	0,733kg	0,737kg	0,675kg	0,351kg
Leistung flüssige Biomasse	1MW	1MW	1MW	1MW	1MW
mittlerer Stromtarif flüssige Biom.	12,93c	12,93c	12,93c	12,93c	12,93c
Volllaststunden je Jahr	6.500h	6.500h	6.500h	6.500h	6.500h
Strommenge 1MW flüssige Biom.	6.500.000kWh	6.500.000kWh	6.500.000kWh	6.500.000kWh	6.500.000kWh
CO ₂ Einsparung in t je MW	6039t	4765t	4791t	4388t	2282t
Kosten für 6,5 Mio. kWh fl. Biom.	840.450 €	840.450 €	840.450 €	840.450 €	840.450 €
Strompreis 3. Quartal 2004	34,59 €	34,59 €	34,59 €	34,59 €	34,59 €
Börsepreis für 6,5 Mio. kWh	224.835 €	224.835 €	224.835 €	224.835 €	224.835 €
Mehrpreis Ökostrom 2004	615.615 €	615.615 €	615.615 €	615.615 €	615.615 €
CO ₂ -Gutschrift a 10€/t	- 60.385 €	- 47.645 €	- 47.905 €	- 43.875 €	- 22.815 €
Preisdifferenz zu Fossil	555.230 €	567.970 €	567.710 €	571.740 €	592.800 €
Strompreis 3. Quartal 2005	47,85 €	47,85 €	47,85 €	47,85 €	47,85 €
Börsepreis für 6,5 Mio. kWh	311.025 €	311.025 €	311.025 €	311.025 €	311.025 €
Mehrpreis Ökostrom 2005	529.425 €	529.425 €	529.425 €	529.425 €	529.425 €
Abschlag CO ₂ Preis 20€/t	- 120.770 €	- 95.290 €	- 95.810 €	- 87.750 €	- 45.630 €
Preisdifferenz zu Fossil	408.655 €	434.135 €	433.615 €	441.675 €	483.795 €

2004 wäre die flüssige Biomasse unter Berücksichtigung der CO₂-Einsparung zu 10 € je Tonne gegen keinen der fossilen Energieträger wirtschaftlich. 2005 bleibt das Ergebnis im wesentlichen erhalten.

Rechnet man den maximalen Preisunterschied 2004 bzw. 2005 auf die erzeugten Kilowattstunden um so ergibt sich:

- 2004 ein maximaler Preisunterschied von 9,12 c je kWh
- 2005 ein maximaler Preisunterschied von 7,443 c je kWh

4.5.2 Benötigter CO₂-Preis auf Basis 3. Quartal 2004

Die nächste Abbildung zeigt den Einfluss des CO₂-Preises auf die Wirtschaftlichkeit von Ökostromanlagen bei einem als fix angenommenen Strompreis. Bei der flüssigen Biomasse ist auf Basis Strompreis 3. Quartal 2004 bei Braunkohle (höchste spezifische CO₂-Emissionen) ein CO₂-Preis von 110 € für Preisgleichheit nötig, bei Erdgas (niedrigste spezifische CO₂-Emissionen) sind es 270 €.

Abbildung 43: Benötigter CO₂-Preis bei flüssiger Biomasse für Wettbewerbsgleichheit mit fossilen Energieträgern auf Basis Strompreis 3. Quartal 2004

Strompreis 6,5 Mio. kWh	Stromkosten	CO2 Kosten	Gesamt	Preisdifferenz
flüssige Biomasse a 12,93c	840.450 €	- €	840.450 €	
Börse 3. Quartal 04 a 34,59c	224.835 €	- €	224.835 €	615.615 €
1c niedriger Börsepreis	65.000 €			
Braunkohle				
CO2 Preis 10€	224.835 €	60.385 €	285.220 €	555.230 €
CO2 Preis 40€	224.835 €	241.540 €	466.375 €	374.075 €
CO2 Preis 70€	224.835 €	422.695 €	647.530 €	192.920 €
CO2 Preis 102€	224.835 €	615.927 €	840.762 €	- 312 €
1c Strompreis = 10€/t CO2				
Erdgas				
CO2 Preis 10€	224.835 €	22.815 €	247.650 €	592.800 €
CO2 Preis 40€	224.835 €	91.260 €	316.095 €	524.355 €
CO2 Preis 70€	224.835 €	159.705 €	384.540 €	455.910 €
CO2 Preis 270€	224.835 €	616.005 €	840.840 €	- 390 €
1c Strompreis = 30€/t CO2				

4.5.3 Benötigter CO₂-Preis bei 5,5c Strommarktpreis

Nimmt man als fixen Marktpreis jenen Strompreis an, der für den Neubau von Kraftwerken mittelfristig erreicht werden müsste (=5,5 c), dann ergibt sich analog obiger Ausführung für die Wettbewerbsgleichheit mit Braunkohle 80 € und Erdgas 212 € je Tonne CO₂.

Abbildung 44: Benötigter CO₂-Preis bei 5,5 c Börsestrompreis für Wettbewerbsgleichheit von flüssiger Biomasse mit fossilen Brennstoffen

Strompreis für 6,5 Mio. kWh	Stromkosten	CO2 Kosten	Gesamt	Preisdifferenz
Flüssige Biomasse a 12,93c	840.450 €	- €	840.450 €	
Börsepreis a 5,5c	357.500 €	- €	357.500 €	482.950 €
Braunkohle				
CO2 Preis 10€	357.500 €	60.385 €	417.885 €	422.565 €
CO2 Preis 20€	357.500 €	120.770 €	478.270 €	362.180 €
CO2 Preis 40€	357.500 €	241.540 €	599.040 €	241.410 €
CO2 Preis 80€	357.500 €	483.080 €	840.580 €	130 €
Erdgas				
CO2 Preis 10€	357.500 €	22.815 €	380.315 €	460.135 €
CO2 Preis 40€	357.500 €	91.260 €	448.760 €	391.690 €
CO2 Preis 70€	357.500 €	159.705 €	517.205 €	323.245 €
CO2 Preis 212€	357.500 €	483.678 €	841.178 €	728 €

4.5.4 Aktuelle Auswirkungen auf die flüssige Biomasse

Die flüssige Biomasse zieht aus den aktuellen Preisentwicklungen noch keine verwertbaren Vorteile. Diese Ökostromanlagen werden auch weiterhin nur über einen geregelten Ökostromtarif zu betreiben sein. Lediglich Anlagen deren Stromerzeugung zu 100% als Eigenstromerzeugung genutzt werden könnte, hätten die Möglichkeit sich außerhalb der Ökostromtarife wirtschaftlich zu bewegen.

4.6 Photovoltaik

Im Jahr 2004 wurden 12 GWh aus Photovoltaik erzeugt. Dies entspricht 0,02 % der Gesamtangabemenge aus öffentlichen Netzen 2004. Der durchschnittliche ausbezahlte Tarif für die Photovoltaik betrug 65,16 c je kWh, die dafür aufgewendeten Vergütungen beliefen sich auf ca. 7,5 Mio. Euro.

4.6.1 Auswirkungen von Strom- und CO₂-Preis 3 Quartal 2004 und 2005

Abbildung 45: Auswirkungen der Marktpreise Strom/CO₂ 3. Quartal 2004/2005 auf die Wirtschaftlichkeit von Photovoltaikanlagen in Vergleich mit fossilen Energieträgern

	Photovoltaik: CO ₂ Einsparung je MW Leistung bei Ersatz von				
fossiler Energieträger	Braunkohle	Steinkohle	Heizöl schwer	Heizöl leicht	Erdgas
CO ₂ -Emission je kWh	0,929kg	0,733kg	0,737kg	0,675kg	0,351kg
Leistung Photovoltaik	1MW	1MW	1MW	1MW	1MW
Mittlerer Stromtarif Photovoltaik	65,16c	65,16c	65,16c	65,16c	65,16c
Volllaststunden je Jahr	900h	900h	900h	900h	900h
Strommenge 1MW Photovoltaik	900.000kWh	900.000kWh	900.000kWh	900.000kWh	900.000kWh
CO ₂ Einsparung in t je MW	836t	660t	663t	608t	316t
Kosten für 0,9Mio kWh Photovoltaik	586.440 €	586.440 €	586.440 €	586.440 €	586.440 €
Strompreis 3. Quartal 2004	34,59 €	34,59 €	34,59 €	34,59 €	34,59 €
Börsepreis für 0,9 Mio. kWh	31.131 €	31.131 €	31.131 €	31.131 €	31.131 €
Mehrpreis Ökostrom 2004	555.309 €	555.309 €	555.309 €	555.309 €	555.309 €
CO ₂ -Gutschrift a 10€/t	- 8.361 €	- 6.597 €	- 6.633 €	- 6.075 €	- 3.159 €
Preisdifferenz zu Fossil	546.948 €	548.712 €	548.676 €	549.234 €	552.150 €
Strompreis 3. Quartal 2005	47,85 €	47,85 €	47,85 €	47,85 €	47,85 €
Börsepreis für 0,9 Mio. kWh	43.065 €	43.065 €	43.065 €	43.065 €	43.065 €
Mehrpreis Ökostrom 2005	543.375 €	543.375 €	543.375 €	543.375 €	543.375 €
Abschlag CO ₂ Preis 20€/t	- 16.722 €	- 13.194 €	- 13.266 €	- 12.150 €	- 6.318 €
Preisdifferenz zu Fossil	526.653 €	530.181 €	530.109 €	531.225 €	537.057 €

2004 wäre die Photovoltaik unter Berücksichtigung der CO₂-Einsparung a 10 € je Tonne gegen keinen der fossilen Energieträger wirtschaftlich. 2005 bleibt das Ergebnis im wesentlichen erhalten.

Rechnet man den maximalen Preisunterschied 2004 bzw. 2005 auf die erzeugten Kilowattstunden um so ergibt sich:

- 2004 ein maximaler Preisunterschied von 61,35 c je kWh
- 2005 ein maximaler Preisunterschied von 59,673 c je kWh

4.6.2 Benötigter CO₂-Preis auf Basis 3. Quartal 2004

Die nächste Abbildung zeigt den Einfluss des CO₂-Preises auf die Wirtschaftlichkeit von Ökostromanlagen bei einem als fix angenommenen Strompreis. Bei der Photovoltaik ist auf Basis Strompreis 3. Quartal 2004 bei Braunkohle (höchste spezifische CO₂-Emissionen) ein CO₂-Preis von 665 € für Preisgleichheit nötig, bei Erdgas (niedrigste spezifische CO₂-Emissionen) sind es 1760 €.

Abbildung 46: Benötigter CO₂-Preis bei Photovoltaik für Wettbewerbsgleichheit mit fossilen Energieträgern auf Basis Strompreis 3. Quartal 2004

Strompreis 0,9 Mio. kWh	Stromkosten	CO2 Kosten	Gesamt	Preisdifferenz
Photovoltaik a 65,16c	586.440 €	- €	586.440 €	
Börse 3. Quartal 04 a 34,59c	31.131 €	- €	31.131 €	555.309 €
1c niedriger Börsepreis	9.000 €			
Braunkohle				
CO2 Preis 10€	31.131 €	8.361 €	39.492 €	546.948 €
CO2 Preis 40€	31.131 €	33.444 €	64.575 €	521.865 €
CO2 Preis 70€	31.131 €	58.527 €	89.658 €	496.782 €
CO2 Preis 665€	31.131 €	556.007 €	587.138 €	- 698 €
1c Strompreis = 10€/t CO2				
Erdgas				
CO2 Preis 10€	31.131 €	3.159 €	34.290 €	552.150 €
CO2 Preis 40€	31.131 €	12.636 €	43.767 €	542.673 €
CO2 Preis 70€	31.131 €	22.113 €	53.244 €	533.196 €
CO2 Preis 1760€	31.131 €	555.984 €	587.115 €	- 675 €
1c Strompreis = 30€/t CO2				

4.6.3 Benötigter CO₂-Preis bei 5,5c Marktpreis

Nimmt man als fixen Marktpreis jenen Strompreis an, der für den Neubau von Kraftwerken mittelfristig erreicht werden müsste (=5,5 c), dann ergibt sich analog obiger Ausführung für die Wettbewerbsgleichheit mit Braunkohle 643 € und Erdgas 1700 € je Tonne CO₂.

Abbildung 47: Benötigter CO₂-Preis bei 5,5c Börsestrompreis für Wettbewerbsgleichheit von Photovoltaik mit fossilen Brennstoffen

Strompreis für 0,9 Mio. kWh	Stromkosten	CO2 Kosten	Gesamt	Preisdifferenz
Photovoltaik a 65,16c	586.440 €	- €	586.440 €	
Börsepreis a 5,5c	49.500 €	- €	49.500 €	536.940 €
Braunkohle				
CO2 Preis 10€	49.500 €	8.361 €	57.861 €	528.579 €
CO2 Preis 40€	49.500 €	33.444 €	82.944 €	503.496 €
CO2 Preis 643€	49.500 €	537.612 €	587.112 €	672 €
Erdgas				
CO2 Preis 10€	49.500 €	3.159 €	52.659 €	533.781 €
CO2 Preis 40€	49.500 €	12.636 €	62.136 €	524.304 €
CO2 Preis 70€	49.500 €	22.113 €	71.613 €	514.827 €
CO2 Preis 1700€	49.500 €	537.030 €	586.530 €	90 €

4.6.4 Aktuelle Auswirkungen auf die Photovoltaik

Photovoltaik kann durch die hohen spezifischen Kosten keine Wirtschaftlichkeit außerhalb eines Ökostromtarifes erreichen.

4.7 Deponie- und Klärgas

Im Jahr 2004 wurden 74 GWh aus Deponie- und Klärgas erzeugt. Dies entspricht 0,14 % der Gesamtabgabemenge aus öffentlichen Netzen 2004. Der durchschnittliche ausbezahlte Tarif für Deponie- und Klärgas betrug 6,84 c je kWh, die dafür aufgewendeten Vergütungen beliefen sich auf ca. 5,1 Mio. Euro.

4.7.1 Auswirkungen von Strom- und CO₂-Preis 3. Quartal 2004 und 2005

Abbildung 48: Auswirkungen der Marktpreise Strom/CO₂ 3. Quartal 2004/2005 auf die Wirtschaftlichkeit von Deponie- und Klärgas in Vergleich mit fossilen Energieträgern

	Deponie und Klärgas: CO ₂ Einsparung je MW Leistung bei Ersatz von				
fossiler Energieträger	Braunkohle	Steinkohle	Heizöl schwer	Heizöl leicht	Erdgas
CO ₂ -Emission je kWh	0,929kg	0,733kg	0,737kg	0,675kg	0,351kg
Leistung Deponie/Klärgas	1MW	1MW	1MW	1MW	1MW
mittlerer Stromtarif Dep/Kl	6,84c	6,84c	6,84c	6,84c	6,84c
Volllaststunden je Jahr	6.500h	6.500h	6.500h	6.500h	6.500h
Strommenge 1MW Dep/Kl	6.500.000kWh	6.500.000kWh	6.500.000kWh	6.500.000kWh	6.500.000kWh
CO ₂ Einsparung in t je MW	6039t	4765t	4791t	4388t	2282t
Kosten für 6,5 Mio. kWh Dep/Kl	444.600 €	444.600 €	444.600 €	444.600 €	444.600 €
Strompreis 3. Quartal 2004	34,59 €	34,59 €	34,59 €	34,59 €	34,59 €
Börsepreis für 6,5 Mio. kWh	224.835 €	224.835 €	224.835 €	224.835 €	224.835 €
Mehrpreis Ökostrom 2004	219.765 €	219.765 €	219.765 €	219.765 €	219.765 €
CO ₂ -Gutschrift a 10€/t	- 60.385 €	- 47.645 €	- 47.905 €	- 43.875 €	- 22.815 €
Preis Differenz zu Fossil	159.380 €	172.120 €	171.860 €	175.890 €	196.950 €
Strompreis 3. Quartal 2005	47,85 €	47,85 €	47,85 €	47,85 €	47,85 €
Börsepreis für 6,5 Mio. kWh	311.025 €	311.025 €	311.025 €	311.025 €	311.025 €
Mehrpreis Ökostrom 2005	133.575 €	133.575 €	133.575 €	133.575 €	133.575 €
Abschlag CO ₂ Preis 20€/t	- 120.770 €	- 95.290 €	- 95.810 €	- 87.750 €	- 45.630 €
Preis Differenz zu Fossil	12.805 €	38.285 €	37.765 €	45.825 €	87.945 €

2004 wäre Strom aus Deponie und Klärgas unter Berücksichtigung der CO₂-Einsparung a 10 € je Tonne gegen keinen der fossilen Energieträger wirtschaftlich. 2005 bleibt das Ergebnis im wesentlichen erhalten.

Rechnet man den maximalen Preisunterschied 2004 bzw. 2005 auf die erzeugten Kilowattstunden um so ergibt sich:

- 2004 ein maximaler Preisunterschied von 3,03 c je kWh
- 2005 ein maximaler Preisunterschied von 1,353 c je kWh

4.7.2 Benötigter CO₂-Preis auf Basis 3. Quartal 2004

Die nächste Abbildung zeigt den Einfluss des CO₂-Preises auf die Wirtschaftlichkeit von Ökostromanlagen bei einem als fix angenommenen Strompreis. Bei Deponie- und Klärgas ist auf Basis Strompreis 3. Quartal 2004 bei Braunkohle (höchste spezifische CO₂-Emissionen) ein CO₂-Preis von 37 € für Preisgleichheit nötig, bei Erdgas (niedrigste spezifische CO₂-Emissionen) sind es 97 €.

Abbildung 49: Benötigter CO₂-Preis bei Deponie- und Klärgas für Wettbewerbsgleichheit mit fossilen Energieträgern auf Basis Strompreis 3. Quartal 2004

Strompreis 6,5 Mio. kWh	Stromkosten	CO2 Kosten	Gesamt	Preisdifferenz
Deponie- und Klärgas a 6,84c	444.600 €	- €	444.600 €	
Börse 3. Quartal 04 a 34,59c	224.835 €	- €	224.835 €	219.765 €
1c niedriger Börsepreis	65.000 €			
Braunkohle				
CO2 Preis 10€	224.835 €	60.385 €	285.220 €	159.380 €
CO2 Preis 20€	224.835 €	120.770 €	345.605 €	98.995 €
CO2 Preis 30€	224.835 €	181.155 €	405.990 €	38.610 €
CO2 Preis 37€	224.835 €	223.425 €	448.260 €	- 3.660 €
1c Strompreis = 10€/t CO2				
Erdgas				
CO2 Preis 10€	224.835 €	22.815 €	247.650 €	196.950 €
CO2 Preis 40€	224.835 €	91.260 €	316.095 €	128.505 €
CO2 Preis 70€	224.835 €	159.705 €	384.540 €	60.060 €
CO2 Preis 97€	224.835 €	221.306 €	446.141 €	- 1.541 €
1c Strompreis = 30€/t CO2				

4.7.3 Benötigter CO₂-Preis bei 5,5c Marktpreis

Nimmt man als fixen Marktpreis jenen Strompreis an, der für den Neubau von Kraftwerken mittelfristig erreicht werden müsste (=5,5 c), dann ergibt sich analog obiger Ausführung für die Wettbewerbsgleichheit mit Braunkohle 15 € und Erdgas 39 € je Tonne CO₂.

Abbildung 50: Benötigter CO₂-Preis bei 5,5 c Börsestrompreis für Wettbewerbsgleichheit von Deponie- und Klärgas mit fossilen Brennstoffen

Strompreis für 6,5 Mio. kWh	Stromkosten	CO2 Kosten	Gesamt	Preisdifferenz
Deponie- und Klärgas a 6,84c	444.600 €	- €	444.600 €	
Börsepreis a 5,5c	357.500 €	- €	357.500 €	87.100 €
Braunkohle				
CO2 Preis 10€	357.500 €	60.385 €	417.885 €	26.715 €
CO2 Preis 15€	357.500 €	90.578 €	448.078 €	3.478 €
CO2 Preis 20€	357.500 €	120.770 €	478.270 €	33.670 €
CO2 Preis 40€	357.500 €	241.540 €	599.040 €	154.440 €
Erdgas				
CO2 Preis 10€	357.500 €	22.815 €	380.315 €	64.285 €
CO2 Preis 20€	357.500 €	45.630 €	403.130 €	41.470 €
CO2 Preis 30€	357.500 €	68.445 €	425.945 €	18.655 €
CO2 Preis 39€	357.500 €	88.979 €	446.479 €	1.879 €

4.7.4 Aktuelle Auswirkungen auf Deponie- und Klärgas

Deponie und Klärgas steht kurz davor, unter Einbeziehung des CO₂-Handels wettbewerbsfähig zu sein. Analog zur Windkraft wäre dies bei 5,5c Strommarktpreis und aktuellem CO₂-Preis der Fall. Ökostromerzeuger die gleichzeitig Stromhändler sind, könnten dann analog zur Kleinwasser- und Windkraft über den Verkauf von Strom und CO₂ am freien Markt höhere Preise erzielen, als über den Ökostromtarif. Ähnliches trifft auf Ökostromerzeuger zu, die Deponie- und Klärgas auch als Eigenstrom nutzen können.

Es ist daher wahrscheinlich, dass bei Strommarktpreisen über 5,5c eine immer größer werdende Zahl von Betreibern aus der Ökostrombilanzgruppe ausscheidet und den erzeugten Strom selbst verbraucht, bzw. selbst handelt. Dies hätte ebenfalls einen Rückgang der bilanzierten Deponie- und Klärgas in der Ökostrombilanzgruppe zur Folge.

4.8 Geothermie

Im Jahr 2004 wurden 2 GWh aus Geothermie erzeugt. Dies entspricht 0,00 % der Gesamtabgabemenge aus öffentlichen Netzen 2004. Der durchschnittliche ausbezahlte Tarif für die Geothermie betrug 7,18 c je kWh, die dafür aufgewendeten Vergütungen beliefen sich auf ca. 0,2 Mio. Euro.

4.8.1 Auswirkungen von Strom- und CO₂-Preis 3. Quartal 2004 und 2005

Abbildung 51: Auswirkungen der Marktpreise Strom/CO₂ 3. Quartal 2004/2005 auf die Wirtschaftlichkeit von Geothermie in Vergleich mit fossilen Energieträgern

	Geothermie: CO ₂ Einsparung je MW Leistung bei Ersatz von				
fossiler Energieträger	Braunkohle	Steinkohle	Heizöl schwer	Heizöl leicht	Erdgas
CO ₂ -Emission je kWh	0,929kg	0,733kg	0,737kg	0,675kg	0,351kg
Leistung Geothermie	1MW	1MW	1MW	1MW	1MW
mittlerer Stromtarif Geothermie	7,18c	7,18c	7,18c	7,18c	7,18c
Volllaststunden je Jahr	6.500h	6.500h	6.500h	6.500h	6.500h
Strommenge 1MW Geothermie	6.500.000kWh	6.500.000kWh	6.500.000kWh	6.500.000kWh	6.500.000kWh
CO ₂ Einsparung in t je MW	6039t	4765t	4791t	4388t	2282t
Kosten für 6,5 Mio. kWh Geoth.	466.700 €	466.700 €	466.700 €	466.700 €	466.700 €
Strompreis 3. Quartal 2004	34,59 €	34,59 €	34,59 €	34,59 €	34,59 €
Börsepreis für 6,5 Mio. kWh	224.835 €	224.835 €	224.835 €	224.835 €	224.835 €
Mehrpreis Ökostrom 2004	241.865 €	241.865 €	241.865 €	241.865 €	241.865 €
CO ₂ -Gutschrift a 10€/t	- 60.385 €	- 47.645 €	- 47.905 €	- 43.875 €	- 22.815 €
Preisdifferenz zu Fossil	181.480 €	194.220 €	193.960 €	197.990 €	219.050 €
Strompreis 3. Quartal 2005	47,85 €	47,85 €	47,85 €	47,85 €	47,85 €
Börsepreis für 6,5 Mio. kWh	311.025 €	311.025 €	311.025 €	311.025 €	311.025 €
Mehrpreis Ökostrom 2005	155.675 €	155.675 €	155.675 €	155.675 €	155.675 €
Abschlag CO ₂ Preis 20€/t	- 120.770 €	- 95.290 €	- 95.810 €	- 87.750 €	- 45.630 €
Preisdifferenz zu Fossil	34.905 €	60.385 €	59.865 €	67.925 €	110.045 €

2004 wäre die Geothermie unter Berücksichtigung der CO₂-Einsparung zu 10 € je Tonne gegen keinen der fossilen Energieträger wirtschaftlich. 2005 bleibt das Ergebnis im wesentlichen erhalten, der Preisunterschied hat sich jedoch verringert.

Rechnet man den maximalen Preisunterschied 2004 bzw. 2005 auf die erzeugten Kilowattstunden um so ergibt sich:

- 2004 ein maximaler Preisunterschied von 3,37 c je kWh
- 2005 ein maximaler Preisunterschied von 1,699 c je kWh

4.8.2 Benötigter CO₂-Preis auf Basis 3. Quartal 2004

Die nächste Abbildung zeigt den Einfluss des CO₂-Preises auf die Wirtschaftlichkeit von Ökostromanlagen bei einem als fix angenommenen Strompreis. Bei der Geothermie ist auf Basis Strompreis 3. Quartal 2004 bei Braunkohle (höchste spezifische CO₂-Emissionen) ein CO₂-Preis von 41 € für Preisgleichheit nötig, bei Erdgas (niedrigste spezifische CO₂-Emissionen) sind es 107 €.

Abbildung 52: Benötigter CO₂-Preis bei Geothermie für Wettbewerbsgleichheit mit fossilen Energieträgern auf Basis Strompreis 3. Quartal 2004

Strompreis 6,5 Mio. kW/h	Stromkosten	CO2 Kosten	Gesamt	Preisdifferenz
Geothermie a 7,18c	466.700 €	- €	466.700 €	
Börse 3. Quartal 04 a 34,59c	224.835 €	- €	224.835 €	241.865 €
1c niedriger Börsepreis	65.000 €			
Braunkohle				
CO2 Preis 10€	224.835 €	60.385 €	285.220 €	181.480 €
CO2 Preis 20€	224.835 €	120.770 €	345.605 €	121.095 €
CO2 Preis 30€	224.835 €	181.155 €	405.990 €	60.710 €
CO2 Preis 41€	224.835 €	247.579 €	472.414 €	- 5.714 €
1c Strompreis = 10€/t CO2				
Erdgas				
CO2 Preis 10€	224.835 €	22.815 €	247.650 €	219.050 €
CO2 Preis 40€	224.835 €	91.260 €	316.095 €	150.605 €
CO2 Preis 70€	224.835 €	159.705 €	384.540 €	82.160 €
CO2 Preis 107€	224.835 €	244.121 €	468.956 €	- 2.256 €
1c Strompreis = 30€/t CO2				

4.8.3 Benötigter CO₂-Preis bei 5,5c Marktpreis

Nimmt man als fixen Marktpreis jenen Strompreis an, der für den Neubau von Kraftwerken mittelfristig erreicht werden müsste (=5,5 c), dann ergibt sich analog obiger Ausführung für die Wettbewerbsgleichheit mit Braunkohle 19 € und Erdgas 48 € je Tonne CO₂.

Abbildung 53: Benötigter CO₂-Preis bei 5,5c Börsestrompreis für Wettbewerbsgleichheit von Geothermie mit fossilen Brennstoffen

Strompreis für 6,5 Mio. kW/h	Stromkosten	CO ₂ Kosten	Gesamt	Preisdifferenz
Geothermie a 7,18c	466.700 €	- €	466.700 €	
Börsepreis a 5,5c	357.500 €	- €	357.500 €	109.200 €
Braunkohle				
CO ₂ Preis 10€	357.500 €	60.385 €	417.885 €	48.815 €
CO ₂ Preis 19€	357.500 €	114.732 €	472.232 €	5.532 €
CO ₂ Preis 20€	357.500 €	120.770 €	478.270 €	11.570 €
CO ₂ Preis 40€	357.500 €	241.540 €	599.040 €	132.340 €
Erdgas				
CO ₂ Preis 10€	357.500 €	22.815 €	380.315 €	86.385 €
CO ₂ Preis 20€	357.500 €	45.630 €	403.130 €	63.570 €
CO ₂ Preis 30€	357.500 €	68.445 €	425.945 €	40.755 €
CO ₂ Preis 48€	357.500 €	109.512 €	467.012 €	312 €

4.8.4 Aktuelle Auswirkungen auf die Geothermie

Geothermie entspricht in seine Kosten denen der Windkraft bzw. von Deponie- und Klärgas. Die Geothermie steht kurz davor unter Einbeziehung des CO₂-Handels wettbewerbsfähig zu sein. Da die Strompreise seit 3 Jahren beständig ansteigen und keine Trendwende in Sicht ist, ist wäre Geothermie bei einem Strommarktpreis von 5,5c und aktuellem CO₂-Preis wettbewerbsfähig.

Ökostromerzeuger, die gleichzeitig Stromhändler, sind könnten analog zur Kleinwasserkraft über den Verkauf von Strom und CO₂ am freien Markt höhere Preise erzielen, als über den Ökostromtarif. Ähnliches trifft auf Ökostromerzeuger zu, die Geothermie auch als Eigenstromerzeugung nutzen können.

Es ist daher wahrscheinlich, dass bei Strommarktpreisen über 5,5c eine immer größer werdende Zahl von Betreibern aus der Ökostrombilanzgruppe ausscheidet und den erzeugten Strom selbst verbraucht, bzw. selbst handelt. Dies hätte ebenfalls eine Rückgang der bilanzierten Geothermie in der Ökostrombilanzgruppe zur Folge.

5 Diskussion

5.1 Tarife und Volllaststunden von Ökostromanlagen

Der vorliegende Kostenvergleich von Ökostromarten mit dem Börsestrompreis in Verbindung mit den brennstoffspezifischen fossilen CO₂-Preisen zeigt eine große Bandbreite -sowohl auf Seiten des Strompreises wie auf Seiten der CO₂-Einsparung- auf.

Bei den Ökostromanlagen sind es die unterschiedlichen Erzeugungskosten in Kombination mit den verschiedenen spezifischen jährlichen Volllaststunden, die sich bei der Berechnung sehr gravierend auswirken.

Abbildung 54: Spezifische Volllaststunden bei Ökostromanlagen und deren Auswirkung auf die CO₂-Einsparung

Ökostromanlage a 1 MW Leistung	Volllast- stunden pro Jahr	Stromproduktion pro Jahr in kWh	% CO ₂ - Einsparung	CO ₂ Ersatz Braunkohle	CO ₂ Ersatz Erdgas
Kleinwasserkraft	5000	5.000.000	556%	4.645.000kg	1.755.000kg
Windkraft	2000	2.000.000	222%	1.858.000kg	702.000kg
feste Biomasse	6500	6.500.000	722%	6.038.500kg	2.281.500kg
gasförmige Biomasse	6500	6.500.000	722%	6.038.500kg	2.281.500kg
flüssige Biomasse	6500	6.500.000	722%	6.038.500kg	2.281.500kg
Photovoltaik	900	900.000	100%	836.100kg	315.900kg
Deponie- und Klärgas	6500	6.500.000	722%	6.038.500kg	2.281.500kg
Geothermie	6500	6.500.000	722%	6.038.500kg	2.281.500kg

Die Photovoltaik weist den mit Abstand schlechtesten Wert in Bezug auf Volllaststunden und somit auch bei der CO₂-Einsparung auf. Setzt man die CO₂-Einsparung bei Photovoltaik mit 100 % an, so spart die Windkraft doppelt so viel, die Kleinwasserkraft fünf mal so viel und die Biomasse sowie Deponie- und Klärgas und Geothermie mehr als sieben mal so viel CO₂ ein.

Die niedrigeren Volllaststunden sind bei Photovoltaik, Wind und Kleinwasserkraft aus den im Angebot und damit in der Leistung stark schwankenden Ressourcen Sonne, Wind und Wasser erklärbar. Sie sind deshalb auch kaum technisch beeinflussbar, während bei der Biomasse, der Geothermie und dem Deponie- Klärgas die gerechneten 6.500 Volllaststunden ein Produkt aus Anlagenauslastung mal technischer Verfügbarkeit sind, die bei guten Bedingungen bis zu 8000h steigerbar sind.

Die Volllaststunden wirken sich nicht nur auf die Stromproduktion aus, sondern natürlich auch auf die spezifischen Geldmittel die dafür aufgewendet werden müssen.

Abbildung 55: Ökostromspezifische Unterschiede bei den Tarifen und Kosten je MW Leistung

Ökostromanlage a 1MW Leistung	Tarif in c je kWh	Tarif in %	Stromproduktion pro Jahr in kWh	Stromkosten pro Jahr	Stromkosten in %
Kleinwasserkraft	0,0437	6,71%	5.000.000	218.500 €	26,00%
Windkraft	0,0773	11,86%	2.000.000	154.600 €	18,39%
feste Biomasse	0,0916	14,06%	6.500.000	595.400 €	70,84%
gasförmige Biomasse	0,1258	19,31%	6.500.000	817.700 €	97,29%
flüssige Biomasse	0,1293	19,84%	6.500.000	840.450 €	100,00%
Photovoltaik	0,6516	100,00%	900.000	586.440 €	69,78%
Deponie- und Klärgas	0,0684	10,50%	6.500.000	444.600 €	52,90%
Geothermie	0,0718	11,02%	6.500.000	466.700 €	55,53%
Faktor	14,91			5,44	

Betrachtet man die Tarife verursacht die Photovoltaik erneut mit großem Abstand die höchsten Kosten je kWh. Flüssige und gasförmige Biomasse bekommen ca. ein Fünftel des Tarifes, die restlichen Erzeugungsarten ca. ein Zehntel und Kleinwasserkraft als günstigste Ökostromform ein Fünfzehntel.

Betrachtet man aber die jährlichen Stromkosten von Ökostromanlagen mit 1 MW Leistung, so verursacht die flüssigen Biomasse die höchsten Stromkosten (=100 %), knapp gefolgt von der gasförmigen Biomasse (97 %), der festen Biomasse (71 %) und der Photovoltaik (70 %). Die geringsten Stromkosten je MW Leistung verursacht die Windkraft (18 %) gefolgt von der Kleinwasserkraft (26 %).

Dies hat zur Folge, dass auf den Tarif gerechnet die Kleinwasserkraft am günstigsten ist, bei der leistungsbezogenen Stromproduktion (und somit bei der spezifischen CO₂-Einsparung) aber Biomasse sowie Deponie- und Klärgas und Geothermie am besten abschneiden, während bei den leistungsbezogenen Stromkosten die Windkraft die geringsten Kosten verursacht.

Es kommt somit klar zu Tage, dass es nicht sinnvoll und auch nicht verantwortlich ist, einen einzelnen Parameter herauszunehmen, ohne auf die anderen Einflüsse hinzuweisen.

5.2 Wirtschaftlichkeit von Ökostrom bei Börsestrompreis 3. Quartal 2004 (34,59 € je MWh) und 10 € je Tonne CO₂

Die vorangegangenen Berechnungen zeigten, dass bei einem Börsestrompreis vom 3. Quartal 2004 (34,59 € je MW) und bei einem CO₂-Preis von 10 € je Tonne -selbst bei dem fossilen Brennstoff mit den höchsten Emissionen- mit Ausnahme von Kleinwasserkraft keine Wirtschaftlichkeit erreicht werden kann. Im Vergleich zu Erdgas ist zu obigen Bedingungen keine Ökostromerzeugung wirtschaftlich.

Abbildung 56: Wirtschaftlichkeitsvergleich von Ökostromanlagen im Vergleich mit Braunkohle auf Basis Börsestrompreis 3. Quartal 2004 und 10 € je Tonne CO₂

Ökostromanlage a 1MW Leistung	Stromkosten je MW Leistung	Börsepreis 3. Quartal 2004 a 34,59€ je MWh	CO2 Kosten bei Braunkohle a 10€/t	Summe Börsepreis + CO2 Preis	Preis-unterschied zu Ökostrom
Kleinwasserkraft	218.500 €	172.950 €	46.450 €	219.400 €	- 900
Windkraft	154.600 €	69.180 €	18.580 €	87.760 €	66.840
feste Biomasse	595.400 €	224.835 €	60.385 €	285.220 €	310.180
gasförmige Biomasse	817.700 €	224.835 €	60.385 €	285.220 €	532.480
flüssige Biomasse	840.450 €	224.835 €	60.385 €	285.220 €	555.230
Photovoltaik	586.440 €	31.131 €	8.361 €	39.492 €	546.948
Deponie- und Klärgas	444.600 €	224.835 €	60.385 €	285.220 €	159.380
Geothermie	466.700 €	224.835 €	60.385 €	285.220 €	181.480

Abbildung 57: Wirtschaftlichkeitsvergleich von Ökostromanlagen im Vergleich mit Erdgas auf Basis Börsestrompreis 3. Quartal 2004 und 10 € je Tonne CO₂

Ökostromanlage a 1MW Leistung	Stromkosten je MW Leistung	Börsepreis 3.Quartal 2004 a 34,59€ je MWh	CO2 Kosten bei Erdgas a 10€/t	Summe Börsepreis + CO2 Preis	Preis-unterschied zu Ökostrom
Kleinwasserkraft	218.500 €	172.950 €	17.550 €	190.500 €	28.000
Windkraft	154.600 €	69.180 €	7.020 €	76.200 €	78.400
feste Biomasse	595.400 €	224.835 €	22.815 €	247.650 €	347.750
gasförmige Biomasse	817.700 €	224.835 €	22.815 €	247.650 €	570.050
flüssige Biomasse	840.450 €	224.835 €	22.815 €	247.650 €	592.800
Photovoltaik	586.440 €	31.131 €	3.159 €	34.290 €	552.150
Deponie- und Klärgas	444.600 €	224.835 €	22.815 €	247.650 €	196.950
Geothermie	466.700 €	224.835 €	22.815 €	247.650 €	219.050

5.3 Wirtschaftlichkeit von Ökostrom bei Börsestrompreis 3. Quartal 2005 (47,85 € je MWh) und 20 € je Tonne CO₂

Die vorangegangenen Berechnungen zeigten, dass 2005 gleich wie 2004 nur die Kleinwasserkraft gegenüber Braunkohle wirtschaftlich wäre, es haben sich die Abstände der restliche Erzeugungsarten (allen voran Wind, Klär- und Deponiegas sowie Geothermie) deutlich verringert. Bei Erdgas weist 2005 nur die Kleinwasserkraft eine positive Wirtschaftlichkeit auf, für die restlichen Ökostromerzeugungsarten gilt analog wie bei der Braunkohle, dass sie nicht wettbewerbsfähig wären.

Abbildung 58: Wirtschaftlichkeitsvergleich von Ökostromanlagen im Vergleich mit Braunkohle auf Basis Börsestrompreis 3. Quartal 2005 und 20 € je Tonne CO₂

Ökostromanlage a 1MW Leistung	Stromkosten je MW Leistung	Börsepreis 3. Quartal 2005 a 47,85€ je MWh	CO2 Kosten bei Braunkohle a 20€/t	Summe Börsepreis + CO2 Preis	Preisunterschied zu Ökostrom
Kleinwasserkraft	218.500 €	239.250 €	92.900 €	332.150 €	- 113.650
Windkraft	154.600 €	95.700 €	37.160 €	132.860 €	21.740
feste Biomasse	595.400 €	311.025 €	120.770 €	431.795 €	163.605
gasförmige Biomasse	817.700 €	311.025 €	120.770 €	431.795 €	385.905
flüssige Biomasse	840.450 €	311.025 €	120.770 €	431.795 €	408.655
Photovoltaik	586.440 €	43.065 €	16.722 €	59.787 €	526.653
Deponie- und Klärgas	444.600 €	311.025 €	120.770 €	431.795 €	12.805
Geothermie	466.700 €	311.025 €	120.770 €	431.795 €	34.905

Abbildung 59: Wirtschaftlichkeitsvergleich von Ökostromanlagen im Vergleich mit Erdgas auf Basis Börsestrompreis 3. Quartal 2005 und 20 € je Tonne CO₂

Ökostromanlage a 1MW Leistung	Stromkosten je MW Leistung	Börsepreis 3.Quartal 2005 a 47,85€ je MWh	CO2 Kosten bei Erdgas a 20€/t	Summe Börsepreis + CO2 Preis	Preisunterschied zu Ökostrom
Kleinwasserkraft	218.500 €	239.250 €	35.100 €	274.350 €	- 55.850
Windkraft	154.600 €	95.700 €	14.040 €	109.740 €	44.860
feste Biomasse	595.400€	311.025 €	45.630 €	356.655 €	238.745
gasförmige Biomasse	817.700 €	311.025 €	45.630 €	356.655 €	461.045
flüssige Biomasse	840.450 €	311.025 €	45.630 €	356.655 €	483.795
Photovoltaik	586.440 €	43.065 €	6.318 €	49.383 €	537.057
Deponie- und Klärgas	444.600 €	311.025 €	45.630 €	356.655 €	87.945
Geothermie	466.700 €	311.025 €	45.630 €	356.655 €	110.045

5.4 Wirtschaftlichkeit von Ökostrom bei Börsestrompreis 55 € je MWh und 40 € je Tonne CO₂

Zieht man in Hinblick auf die steigenden Strompreise den mittelfristig in Europa zu erwartenden Engpass auf Seiten der Erzeugungskapazität in Betracht, ist in den nächsten Jahren ein weiterer Anstieg des Börsestrompreises auf zumindest 55 € je MWh zu erwarten, da erst durch diesen Preis der Neubau von (fossilen) Kraftwerken ermöglicht wird. Nimmt man diesen Preis als Basis eines Wirtschaftlichkeitsmodells und setzt den CO₂-Preis auf 40 € je Tonne (dies entspricht der EU-Strafzahlung bei Fehlen von CO₂-Emissionsrechten), so bewirkt dies eine klare Verschiebung zu Gunsten der Ökostromanlagen.

Im Vergleich mit Braunkohle sind nur noch gasförmige und flüssige Biomasse sowie Photovoltaik unterhalb der Wirtschaftlichkeitsgrenze, bei Erdgas hingegen schaffen nur Kleinwasserkraft und Geothermie eine positive Wirtschaftlichkeit.

Abbildung 60: Wirtschaftlichkeitsvergleich von Ökostromanlagen im Vergleich mit Braunkohle auf Basis 55 € je MWh Börsestrompreis und 40 € je Tonne CO₂

Ökostromanlage a 1MW Leistung	Stromkosten je MW Leistung	Börsepreis a 55€ je MWh	CO2 Kosten bei Braunkohle a 40€/t	Summe Börsepreis + CO2 Preis	Preis-unterschied zu Ökostrom
Kleinwasserkraft	218.500 €	275.000 €	185.800 €	460.800 €	- 242.300
Windkraft	154.600 €	110.000 €	74.320 €	184.320 €	- 29.720
feste Biomasse	595.400 €	357.500 €	241.540 €	599.040 €	- 3.640
gasförmige Biomasse	817.700 €	357.500 €	241.540 €	599.040 €	218.660
flüssige Biomasse	840.450 €	357.500 €	241.540 €	599.040 €	241.410
Photovoltaik	586.440 €	49.500 €	33.444 €	82.944 €	503.496
Deponie- und Klärgas	444.600 €	357.500 €	241.540 €	599.040 €	- 154.440
Geothermie	466.700 €	357.500 €	241.540 €	599.040 €	- 132.340

Abbildung 61: Wirtschaftlichkeitsvergleich von Ökostromanlagen im Vergleich mit Erdgas auf Basis 55 € je MWh Börsestrompreis und 40 € je Tonne CO₂

Ökostromanlage a 1MW Leistung	Stromkosten je MW Leistung	Börsepreis a 55€ je MWh	CO2 Kosten bei Erdgas a 40€/t	Summe Börsepreis + CO2 Preis	Preis-unterschied zu Ökostrom
Kleinwasserkraft	218.500 €	275.000 €	70.200 €	345.200 €	- 126.700
Windkraft	154.600 €	110.000 €	28.080 €	138.080 €	16.520
feste Biomasse	595.400 €	357.500 €	91.260 €	448.760 €	146.640
gasförmige Biomasse	817.700 €	357.500 €	91.260 €	448.760 €	368.940
Flüssige Biomasse	840.450 €	357.500 €	91.260 €	448.760 €	391.690
Photovoltaik	586.440 €	49.500 €	12.636 €	62.136 €	524.304
Deponie- und Klärgas	444.600 €	357.500 €	91.260 €	448.760 €	- 4.160
Geothermie	466.700 €	357.500 €	91.260 €	448.760 €	17.940

6 Zusammenfassung

Das seit 2005 stattfindende Emission Trading ist der erste Versuch externe Kosten (die Emission von Treibhausgasen) in die Gestehungskosten der Stromerzeugung zu inkludieren. Somit haben erneuerbare Stromerzeugungsarten hier den Vorteil, keine zusätzliche Kosten zu verursachen.

In dieser Arbeit wurde der Frage nachgegangen, inwieweit das Emission Trading der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern in Österreich hilft. Der bisherige Haupteffekt war der durch den Emissionshandel mitverursachte Anstieg des Strompreises und damit eine Annäherung an die Erzeugungspreise der erneuerbaren Energieträger.

Die entscheidende Frage bleibt die Entwicklung des CO₂-Preises und dessen Auswirkung auf die Strompreise. CO₂-Kosten von 20 € je Tonne würden bei fossiler Stromerzeugung eine Verteuerung des Strompreises (4. Quartal 2005) von bis zu 30% bewirken.

Die Kleinwasserkraft erweist sich bei allen Berechnungen als die mit Abstand wirtschaftlichste Ökostromerzeugung. Sie erreicht großteils schon zu Strombörsepreisen des 3. Quartal 2005 Marktreife. Deponie- und Klärgas, Geothermie, Windkraft und feste Biomasse benötigen 55 € Strompreis je MWh und 48 bis 64 € je Tonne CO₂ bei Erdgas, bzw. 19 und 48 € gegenüber Braunkohle, um am freien Markt wirtschaftlich bestehen zu können.

Es ist somit absehbar, dass bei weiterhin steigenden Energiepreisen vorhin genannten erneuerbaren Energieträger kurz vor der wirtschaftlichen Marktreife stehen. Ökostromerzeugungsarten mit Tarifen >10c je kWh sind bei allen gerechneten Szenarien nicht wettbewerbsfähig. Gemessen an den Einspeisemengen 2004 (siehe Tabelle 20) machen diese Ökostromerzeugungsarten aber weniger als 10 % der gesamten erzeugten Ökostrommenge inklusive Kleinwasserkraft aus.

Dies würde bedeuten, dass im Gegensatz zur aktuellen Situation nur noch 10 % des Ökostroms einer Stützung bedürfte, und würde über einen verringerten Ökostromzuschlag eine bedeutende Kostenreduktion für die Allgemeinheit zur Folge haben. Hierbei muss aber darauf hingewiesen werden, dass im Ökostromgesetz ein bis heute gültiger Verrechnungspreis für Ökostrom zu 4,5 c je kWh gilt, sodass Börsestrompreiserhöhungen keine Kostenentlastung bei den Ökostromzuschlägen bewirken, sondern nur die Stromhändler kostenmäßig entlasten. Es deshalb von größter Wichtigkeit, dass der Verrechnungspreis zumindest auf Marktpreis oder auch darüber angehoben wird.

Bei Ökostromtarifen > 10 c (Biomasse und Photovoltaik) kann das Emission Trading zwar den Kostenabstand zu den fossilen Brennstoffen verringern, aber keinesfalls aufheben. Die Photovoltaik ist bei den durchschnittlichen Tarifen in Österreich von über 60 c je kWh außer jeder Reichweite eines wirtschaftlichen Betriebes zu den gerechneten Bedingungen.

Es muss aber darauf hingewiesen werden, dass bei der Stromerzeugung aus heimischen Energieträgern viele in dieser Arbeit nicht erwähnte Faktoren wie lokale Wertschöpfungsketten, Beschäftigungseffekte und Absicherung der ländlichen Erwerbstätigkeit eine wesentliche positive Rolle spielen, um die Erzeugung aus Energieträgern mit höheren Kosten als 10 c je kWh dennoch zu rechtfertigen.

Ein weiterer wesentlicher Unterschied der gerechneten Modelle zum Ökostromgesetz sind die gesetzlich garantierten Tarife über eine definierte Laufzeit auf der einen Seite, und die schwankenden Börsestrom- und CO₂-Preise auf der anderen Seite. Preisschwankungen im Ökostrombereich können den Anlagenbetrieb stark erschweren, oder verunmöglichen, da die Wirtschaftlichkeit der Ökostromanlagen nicht nachhaltig abgesichert ist.

Das Emission Trading ist somit ein wichtiges Werkzeug zur Verminderung des CO₂-Ausstoßes in Europa, aber nicht primär ein Mittel um die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen zu forcieren. Durch die Auswirkungen des Emission Tradings auf den Strom- und CO₂-Preis kann der Abstand der erneuerbaren Energieträger aber auf indirektem Wege über die erhöhten Stromgestehungskosten von fossilen Brennstoffen zu einer Stärkung des Ausbaus von Ökostrom beitragen, da mit jeder Erhöhung des Strompreises der Kostenvorteil der fossilen Brennstoffe sinkt.

7 Literatur

1. Bücher und Studien

- DEUTSCHER WETTERDIENST: Der Aufbau der Atmosphäre, 2002
- FRISCH, H, HAAS, R., SCHMORANZ, I: Einflussparameter auf den Marktpreis für Strom im liberalisierten mitteleuropäischen Strommarkt, TU/WU Ludwig Boltzmann Institut Wien 2005
- GUGELE, B, RITTER, M, HUTTUNEN, K.: Kyoto-Fortschrittsbericht Österreich, Band 222 Wien 02/2003
- HAAS, R, AUER, H., STADLER, M: Das Ende des Wettbewerbs im Westeuropäischen Strommarkt, TU Wien 2002
- KROMP-KOLB, H., FORMAYR, H: Schwarzbuch Klimawandel, Salzburg 2005
- MÜNCHENER RÜCK: Wetterkatastrophen und Klimawandel, München 2005
- HOUGHTON, J.T., MEIRA FILHO, L.G., CALLANDER; B.A., HARRIS, N., KATTENBERG, A.; MASKELL, K.: Climate Change 1995. The Science of Climate Change, contribution of the WG I to the second assessment report of the intergovernmental panel on climate change. Cambridge University Press, 1995
- IPCC: "Climate Change 2001: Working Group I The Scientific Basis". Cambridge and New York 2001
- IPCC: „Technical Summary of the Working Group I Report“, 2001, Cambridge und New York, 2001
- IPCC "Climate Change 2001, Synthesis Report, Summary For Policymakers", Cambridge und New York, 2001
- ORF: Das Lexikon für Österreich in 20 Bänden, Wien 2005 ,
- RASCH; A. :Mehr Freiheit, 2004
- SCHÖNHAUSEN, U., at al Tierproduktion und anthropogener Treibhauseffekt, 2002
- SIEGWOLF, R: C-Flüsse in Ökosystemen aus experimenteller Sicht, Paul Scherrer Institut, Villingen, 2004

2. Hochschulschriften

- HEIMANN, M; WEBER, C; DUINKER, J.C.; KLINGER, A.; MINTROP, L; BUCHMANN, N; SCHULZE, E.D.; HEIN, M.; BONDEAU, A. CRAMER, W.; LINDNER, M; ESSER G : Natürliche Senken und Quellen des atmosphärischen Kohlendioxids: Stand des Wissens und Optionen des Handelns. Vol. 287. Max-Planck-Institut für Meteorologie, Hamburg, 1999
- JOOS, F.: Der globale Kohlenstoffkreislauf – Terrestrische Senken”, Universität Bern, 2004
- KRAPFENBAUER, A., Spezielle Standortkunde für Landschaftsplanung, Vorlesungsunterlage Universität für Bodenkultur, WS 1992,
- NOREIKS, N: Max-Planck-Institut für Meteorologie
- MANIER, H. Einführung in die Umweltmeteorologie, Vorlesung TU-Darmstadt 2005
- SMITH, R: Einführung in die Meteorologie Teil I, Vorlesung Universität – München, WS 2001-2004

3. Beiträge in Zeitschriften

- A3 Umwelt: Bonner Klimakonferenz 2001 – Wohin der Klimazug rollt, 8/9 2001
- DICKENS, R.: Carbon cycle: The blast in the past, *Nature* 401, 752-755. 1999
- ERDMANN, G., GRÜBEL, A : Eine Art „Political Forecasting“ in Energie & Management, Emissionshandel, 04 2004
- KATZ, M.E., CRAMER B.S., MOUNTAIN, G.S., KATZ S., and MILLER K.G.: “Uncorking the bottle: What triggered the Paleocene-Eocene thermal maximum methane release?” *Paleoceanography* 16 (6), 2001
- MANN, M., et al: *EOS Forum* Vol. 84, No. 27, 2003
- METZKER B. und BOKERMANN M.: Pooling mit anderen Vorzeichen in Energie & Management- Sonderausgabe Emissionshandel, 04 2004
- NORRIS, R.D., RÖHL, U.: “Carbon cycling and chronology of climate warming during the Palaeocene/Eocene transition”, *Nature* 401,1999
- PETIT, JR., J. JOUZEL, D. RAYNAUD, N.I. BARKOV, J.-M. BARNOLA, I. BASILE, M. BENDERS, J. CHAPPELAZ, M. DAVIS, G. DELAYQUE, M. DELMOTTE, V.M. KOTLYAKOV, M. LEGRAND, V.Y. LIPENKOV, C. LORIUS, L. PEPIN, C. RITZ, E. SALTZMANN, and M. STIEVENARD : Climate and atmospheric history of the past 420,000 years from the Vostok ice core, Antarctica, *Nature* 399 1999
- SCHÖNWIESE, C.: Anthropogene Verstärkung des Treibhauseffektes, in: *Geographie und Schule*, Nr. 101, 1996
- SCHÖNWIESE, C.: *Klimaänderungen Daten, Analysen, Prognosen*, Berlin, Heidelberg 1995

4. Gesetze und Normen

- Emissionszertifikatgesetz: 46/2004
- Zuteilungsverordnung: 18/2005

5. Internet

CO₂-Messungen Mouna Loa:

<http://cdiac.esd.ornl.gov/ftp/trends/co2/maunaloa.co2>

Deutsche Bundesregierung: Kyoto

<http://www.bundesregierung.de/Politikthemen/Umwelt-,12011/Kyoto-Protokoll-allgemein.htm>

E-Control: <http://www.e-control.at/> Ökostrom

Hamburger Bildungsserver: Treibhausgase

<http://www.hamburger-bildungsserver.de/welcome.phtml?unten=/klima/klimawandel/atmosphaere/geschichte.html>

<http://lbs.hh.schule.de/welcome.phtml?unten=/klima/klimawandel/methan/quellen.html>

Institut für Klimaforschung Potsdam: Klimaskeptiker

http://www.pik-potsdam.de/~stefan/alvensleben_kommentar.html

IPPC: <http://www.ipcc.ch/about/about.htm> Über den IPCC

Leibnitz Institut für Meereswissenschaften: Methanhydrate

<http://www.ifm-geomar.de/index.php?id=gashydrate>

Leipziger Strombörse: CO₂-Preise

http://www.eex.de/spot_market/market_data/co2_graph.asp?marketdaten_date=1/20/2006&area=&zoom=3m&area=&lan=de

Onlinelexika:

www.wikipedia.de

<http://de.wikipedia.org/wiki/Methanhydrat>;

<http://de.wikipedia.org/wiki/Fluorchlorkohlenwasserstoff>

<http://de.wikipedia.org/wiki/Lachgas>

<http://de.wikipedia.org/wiki/Photosynthese>

<http://en.wikipedia.org/wiki/IPCC>

[http://de.news-server.org/a/at/atmung.html#Innere%20Atmung%20\(Biochemie\)](http://de.news-server.org/a/at/atmung.html#Innere%20Atmung%20(Biochemie))

<http://www.learn-line.nrw.de/angebote/agenda21/archiv/05/daten/FR050216KyotoSollIst.htm>

Mehr Freiheit weniger Staat: <http://www.mehr-freiheit.de> Klimaskeptiker

Technische Universität Dresden: Ozonentstehung

http://www.tu-dresden.de/erzw/inst5/CT_alt/entsteh.htm

Umweltbundesamt: <http://www.umweltbundesamt.de/uba-info-daten/daten/treibhauseffekt.htm> Treibhauseffekt