

Freie wissenschaftliche Arbeit
zur Erlangung
des Grades eines **Master of Science**
an der wirtschaftswissenschaftlichen Fakultät
der Humboldt-Universität zu Berlin

über das Thema

Umsetzungsmechanismen für Emissionsziele des Kyoto Protokolls am Beispiel eines Industrieunternehmens

Hinweis:

Dies ist die öffentlich zugängliche Version der Diplomarbeit. Aufgrund firmeninterner Daten der strategischen Planung mussten viele Daten unkenntlich gemacht werden. Diese Abschnitte sind mit **VERTRAULICH** gekennzeichnet.

eingereicht von

Henry Heilemann

(Matrikelnummer: 137756)

Prüfer: **Prof. Ernst Maug, Ph.D.**

Institut für Konzernmanagement

Berlin, 26.04.2004

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	II
Abkürzungsverzeichnis	IV
Symbolverzeichnis	VII
Abbildungsverzeichnis	X
Tabellenverzeichnis	XI
1. Einleitung.....	1
1.1 Problemstellung und Ziel der Arbeit.....	1
1.2 Aufbau der Arbeit.....	2
I Makroökonomische Betrachtungsebene - Umweltprobleme und deren Lösungsansätze	5
2. Umweltökonomische Erkenntnisse zur Lösung von Umweltproblemen	5
2.1 Das globale Umweltproblem Klimawandel.....	8
2.2 Das Kyoto Protokoll als Beispiel für die praktische Umsetzung internationaler Umweltpolitik.....	10
II Mikroökonomische Betrachtungsebene - Die Auswirkungen des Klimawandels auf ein Industrieunternehmen	15
3. Klimawandel und Shareholder Value	15
3.1 Effekte des Klimawandels.....	15
3.1.1 Effekte erster Ordnung	15
3.1.2 Effekte zweiter Ordnung	16
3.2 Aktivitäten eines Industrieunternehmens der Papierindustrie	17
3.2.1 Überblick über die S* Gruppe	17
3.2.2 Papierherstellung.....	17
3.2.3 Industrie für Papier- und Forstprodukte	18
3.2.4 Geschäftsbereiche und Wettbewerber	19
3.2.5 Risikomanagement der S* Gruppe	22
3.2.6 Strategie der S* Gruppe	24
3.2.7 Der Unternehmenswert	25

3.3 Die Papierproduktion und der Klimawandel.....	30
3.3.1 Klimawandelrisiken aufgrund von Effekten erster Ordnung.....	30
3.3.2 Klimawandelrisiken aufgrund von Effekten zweiter Ordnung.....	31
3.3.3 Szenarienanalyse zur Darstellung von Unsicherheiten	34
3.3.3.1 Unsicherheiten auf globaler Ebene.....	34
3.3.3.2 Unsicherheiten auf EU- und Länderebene.....	35
3.3.3.3 Unsicherheiten auf Standortebeine	36
3.3.3.4 Szenarienanalyse zur Quantifizierung möglicher Effekte.....	36
3.3.4 Der Wert der S* Gruppe und Klimawandeleffekte zweiter Ordnung	46
3.3.4.1 Modelltheoretische Optimierungen im Zusammenhang mit dem EU ETS	51
3.3.4.2 Der Unternehmenswert unter Berücksichtigung klimapolitischer Maßnahmen	58
4. Strategische Implikationen des Klimawandels	60
4.1 Eckpunkte einer Klimawandelstrategie	60
5. Zusammenfassung	68
Anhang I - Klimawandel	69
Anhang II - Unternehmensbewertung.....	71
Anhang III - Szenarioanalyse.....	75
Glossar.....	85
Literaturverzeichnis	88

Abkürzungsverzeichnis

AAU	Assigned Amount Unit
APV	Adjusted Present Value
bc	best case
BET	Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BU	Business Unit (Geschäftsbereich)
ca.	cirka
CAPM	Capital Asset Pricing Model
CDM	Clean Development Mechanism
CER	Certified Emission Reductions
CO ₂	Kohlendioxid
D	Deutschland
DCF	Discounted Cash Flow
d. h.	das heißt
DI	Digital Imaging
DIHK	Deutscher Industrie und Handelskammertag
DJ	Dow Jones
DT	Dampfturbine
EA	Early Action
EBIT	Earnings before Interest and Tax (Operativer Gewinn)
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EEX	European Energy Exchange (Europäische Stromhandelsbörse)
EK	Eigenkapital
ERU	Emission Reduction ...
et al	et alii
ET	Emissionshandel
EU	Europäische Union

EU ETS ...	European Emission Trading Scheme (EU Emissionshandelsrichtlinie)
FCF	Free Cash Flow
FIT	Felix Ideen Topf
FK.....	Fremdkapital
FS.....	Fremdstrom
ggf	gegebenenfalls
GT	Gasturbine
GuD	Gas- und Dampfturbinenkraftwerk
GuV	Gewinn- und Verlustrechnung
HBS	Hamburger Bildungsserver
IEA	International Environmental Agreement (Internationales Umweltschutzabkommen)
inkl	inklusive
IPCC.....	Intergovernmental Panel on Climate Change
IRR.....	Internal Rate of Return (interner Zinsfuß)
JI	Joint Implementation
Ke.....	Kessel
km	Kilometer
Kw	Kraftwerk
KWK.....	Kraft-Wärme-Kopplung
LB.....	Landesbank
MDF	Medium Density Fibre
MEZ.....	Mitteleuropäischer Zeit
Mio	Millionen
Mrd	Milliarden
MVaR	Market Value at Risk
MW.....	Megawatt
MWh.....	Megawattstunden
NAP	Nationaler Allokationsplan

NOPATNet Operating Profit after Taxes (Betriebsergebnis nach Steuern)
OHSASOccupational Health and Safety Management Systems (Managementsystem für Gesundheit und Arbeitssicherheit)
OPLOperative Planung
pcprobable case
PEPolyethylen
PMPapiermaschine
PRIPPre-impregnated Paper
SECSecurity and Exchange Commission
SPLStrategische Planung
tTonnen
TZeitpunkt
TEHGTreibhausgasemissionshandelsgesetz
THGTreibhausgas
TP+FTechnical Papers and Films (Technische Spezialpapiere und Filme)
UNFCCCUnited Nations Framework Convention on Climate Change (Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen)
u.a.unter anderem
USAVereinigte Staaten von Amerika
uswund so weiter
uUunter Umständen
VDPVerband Deutscher Papierfabriken e.V.
VGVermögensgegenstand
Vglvergleiche
VOVerordnung
WACCGewichtete Kapitalkosten
wcworst case
WWFWorld Wide Fund For Nature
z. B.zum Beispiel

Symbolverzeichnis

$A_{\text{Öko}}$	nicht verstromter Anteil der eingesetzten Primärenergie im Kessel
B	Primärenergieeinsatz im Kraftwerk auf Basis des unteren Heizwertes
BW_G	Brennwert Gas
BW_K	Brennwert Steinkohle
c_{DT}	variable Stückkosten der Dampfturbine zur Erzeugung einer MWh Strom
c_{GT}	variable Stückkosten der Gasturbine zur Erzeugung einer MWh Strom
c_{Ke}	variable Stückkosten des Kessels zur Erzeugung einer MWh Dampf
$c_{DT}(CO_2)$	variable Stückkosten der Dampfturbine (inkl. Kosten Emissionsintensität)
$c_{GT}(CO_2)$	variable Stückkosten der Gasturbine (inkl. Kosten Emissionsintensität)
$c_{Ke}(CO_2)$	variable Stückkosten des Kessels (inkl. Kosten Emissionsintensität)
C	Gesamtkosten im Kraftwerk
C_{fix}	fixe Kosten im Kraftwerk
$C(x_G)$	variable Kosten durch den Einsatz von Erdgas
$C(x_K)$	variable Kosten durch den Einsatz von Steinkohle
$C(y_D)$	variable Kosten für die Dampferzeugung für die Produktion
$C(y_{DT})$	variable Kosten für Stromerzeugung mittels der Dampfturbine
$C(y_{FS})$	variable Kosten für Fremdstromeinsatz
$C(y_{GT})$	variable Kosten für Stromerzeugung mittels der Gasturbine
e_{DT}	Emissionsintensität einer MWh Strom aus der Dampfturbine
e_{GT}	Emissionsintensität einer MWh Strom aus der Gasturbine
e_{Ke}	Emissionsintensität einer MWh Dampf aus dem Kessel
E	Gesamtemissionen im Kraftwerk
E_{DT}	Emissionen durch den Einsatz der Dampfturbine
E_{GT}	Emissionen durch den Einsatz der Gasturbine

E_{Ke}	Emissionen durch die Erzeugung von Dampf
Eff_{DT}	Effizienz der Dampfturbine
Eff_{GT}	Effizienz der Gasturbine
Eff_{Ke}	Effizienz des Kesselsystems
f	Emissionsfaktor Überallokation
h	Jahresbetriebsstunden der Turbinen
H_O	oberer Heizwert
H_U	unterer Heizwert
Ka_{DT}	maximale Kapazität der Dampfturbine
Ka_{GT}	maximale Kapazität der Gasturbine
L_{DT}	maximale Leistung der Dampfturbine
L_{GT}	maximale Leistung der Gasturbine
$MV(Ke)$	Mischungsverhältnis von Kohle zu Gas im Kesselsystem
OF_G	Oxidationsfaktor von Erdgas
OF_K	Oxidationsfaktor von Steinkohle
p_{CO_2}	Marktpreis eines EU ETS CO ₂ Zertifikats
p_{FS}	Preis Fremdstrom
p_G	Preis Erdgas
p_K	Preis Steinkohle
$p_{Öko}$	Preiserhöhung durch Ökosteuer für nicht verstromten Gaseinsatz
Q	Wärmeoutput des Kraftwerks in dem betrachteten Jahr
r_f	Risikoloser Zins
r_{tax}	Kapitalkosten Steuereffekt
r_U	Kapitalkosten unverschuldetes Unternehmen
$T_{Öko}$	Ökosteuer

W	Stromoutput aus den Turbinen im betrachteten Jahr
$x_G(DT)$	Gaseinsatz im Kesselsystem für die Stromerzeugung der Dampfturbine
$x_G(GT)$	Gaseinsatz in der Gasturbine
$x_G(Ke)$	Gaseinsatz im Kesselsystem für die Dampferzeugung
$x_K(DT)$	Kohleeinsatz im Kesselsystem für die Dampfturbine
$x_K(Ke)$	Kohleeinsatz im Kesselsystem für die Dampferzeugung
y_{GT}	Stromoutput der Gasturbine
y_D	Dampfoutput und –bedarf für die Produktion
y_{DT}	Stromoutput der Dampfturbine
y_{FS}	eingesetzte Fremdstrommenge im Kraftwerk
y_S	Strombedarf der Produktion
η_{refQ}	Referenznutzungsgrad der dezentralen Wärmeerzeugung
η_{refW}	Referenznutzungsgrad der zentralen Stromerzeugung
λ_1, λ_2	Kuhn-Tucker-Multiplikatoren
λ_3	Lagrange-Multiplikator

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Funktionsweise eines Cap and Trade Handelssystems.....	6
Abbildung 2:	Atmosphärische CO ₂ Konzentration 900-2000; im Kästchen: CO ₂ Emission und die Wachstumsrate der atmosphärischen Konzentration 1958-1998.....	9
Abbildung 3:	Volkswirtschaftliche und versicherte Schäden durch Naturkatastrophen	9
Abbildung 4:	Unterzeichnerländer des Kyoto Protokolls (unvollständig) und der Zusammenhang der flexiblen Instrumente	11
Abbildung 5:	Zeitplan des EU Emissionshandels sowie erfasste Industrien und Gase	13
Abbildung 6:	Struktur der S* Gruppe und Anteile der Geschäftsbereiche am Gesamtumsatz der Gruppe.....	17
Abbildung 7:	Entwicklung des Absatzes der Geschäftsbereiche Photo und Dekor und Anteil am Gesamtumsatz der S* Gruppe im Jahr 2001.....	22
Abbildung 8:	Entwicklung des Preises für EU 2005 CO ₂ -Zertifikate aus bilateralen Geschäften.....	41
Abbildung 9:	Klimawandeleffekte auf die Werttreiber eines Unternehmens.....	47
Abbildung 10:	Aufbau eines Standortes zur Papierherstellung	52
Abbildung 11:	Bewertung von Klimawandelrisiken im „probable case“ Szenario	61
Abbildung 12:	Effekte von CO ₂ Zertifikaten auf den IRR von Projekten.....	64
Abbildung 13:	Ansatzpunkte für eine Klimawandelstrategie	67

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Überblick über den mikroökonomischen Teil der Arbeit.....	3
Tabelle 2:	EU THG Emissionen und Reduzierungsziele (Stand 2001).....	12
Tabelle 3:	Überblick über die wahrscheinlichen Zeitpunkte der Entwürfe der NAP und die Anzahl der betroffenen Anlagen (wichtigste Länder) ..	14
Tabelle 6:	Wertschöpfungskette und Wettbewerber des Fotopapiermarktes sowie regulative Maßnahmen zum Klimaschutz an den Standorten	20
Tabelle 7:	Hauptwettbewerber des Geschäftsbereiches Dekor und regulative Maßnahmen zum Klimaschutz an den Standorten	21
Tabelle 8:	Systematisierung von Risiken in einem Industrieunternehmen.....	23
Tabelle 9:	Bestimmung der Investitionen in das Nettoumlauf- und Anlagevermögen.....	26
Tabelle 10:	Investitionen in das Nettoumlauf- und Anlagevermögen.....	27
Tabelle 11:	Bestimmung der Kapitalkosten	29
Tabelle 12:	Durchschnittliche CO2 Emissionen der fünf deutschen Standorte für die Jahre 2000-2002	30
Tabelle 13:	Zusätzliche Risiken infolge von Klimawandeleffekten erster Ordnung	31
Tabelle 14:	Zusätzliche Risiken infolge von Klimawandeleffekten zweiter Ordnung	32
Tabelle 15:	Wahrscheinliche Quellen von Risiken bei Klimaschutzprojekten	33
Tabelle 16:	Existierende Unsicherheiten auf den verschiedenen Ebenen	36
Tabelle 17:	Entwicklung des Kohle- und Gaspreises frei Grenze im „worst, probable und best case“ Szenario	39
Tabelle 18:	Entwicklung der Zielemissionen der Papierbranche und der am EU ETS beteiligten Branchen in Deutschland sowie der Erfüllungsfaktor für die erste und zweite Handelsperiode	43
Tabelle 19:	Energiebedarf der deutschen Standorte für die Jahre 2003 - 2008 ..	45
Tabelle 20:	Szenarienwerte für die Analyse möglicher Klimawandeleffekte	46
Tabelle 21:	Erwartete Klimawandeleffekte auf die Werttreiber eines Unternehmens	51
Tabelle 22:	Kraftwerkskennzahlen der fünf deutschen Standorte.....	56
Tabelle 23:	Energieträgerpreise für die Jahre 2003 – 2005.....	56
Tabelle 24:	Darstellung der variable Energiekosten der Gruppe in den drei Modellszenarien gegenüber der strategischen Planung	58
Tabelle 25:	Unternehmenswert mit und ohne Klimawandeleffekte zweiter Ordnung für verschiedene Szenarien	59
Tabelle 26:	Ereignisse und Pflichten innerhalb eines Jahres.....	62
Tabelle 27:	Interne und externe Erfüllungsmaßnahmen	63
Tabelle 28:	Interne Reduzierungsoptionen in einem Industrieunternehmen.....	63
Tabelle 29:	Vorgehensweise zur Bestimmung von Emissionsmengen und Vermeidungsoptionen	65

Tabelle A1:	Überblick über die klimapolitischen Richtlinien Kyoto Protokoll, EU ETS und die Nationalen Allokationspläne (NAPs).....	69
Tabelle A2:	Direkte und indirekte Auswirkungen des Klimawandels auf bestimmende Faktoren des Shareholder Values	70
Tabelle A3:	Gewinn- und Verlustrechnung – Ergebnis 2002 und strategische Planung 2003-2008.....	71
Tabelle A4:	Konzernbilanz 2002 und strategische Planung 2003-2008.....	72
Tabelle A5:	Beobachtete Werte für eine 10-jährige Bundesanleihe im November 2003	73
Tabelle A6:	Berechnung des Unternehmenswertes nach dem APV Ansatz	74
Tabelle A7:	Terminmarktpreise der EEX im November 2003.....	75
Tabelle A8:	Energieeinsatz, Kosten und Zertifikatsmengen des Standortes 1 für die Jahre 2003-2008 im „probable case“ Szenario	76
Tabelle A9:	Energieeinsatz, Kosten und Zertifikatsmengen des Standortes 2 für die Jahre 2003-2008 im „probable case“ Szenario	77
Tabelle A10:	Energieeinsatz, Kosten und Zertifikatsmengen des Standortes 3 für die Jahre 2003-2008 im „probable case“ Szenario	78
Tabelle A11:	Energieeinsatz, Kosten und Zertifikatsmengen des Standortes 4 für die Jahre 2003-2008 im „probable case“ Szenario	79
Tabelle A12:	Energieeinsatz, Kosten und Zertifikatsmengen des Standortes 5 für die Jahre 2003-2008 im „probable case“ Szenario	80
Tabelle A13:	Emissionen, Allokation und Kosten der fünf deutschen Standorte für die Jahre 2003-2008 im „best, probable und worst case“ Szenario ..	81
Tabelle A14:	Gesamteffekt von Emissionen, Allokationen und Kosten der deutschen Gruppe für die Jahre 2003-2008 im „best, probable und worst case“ Szenario.....	82
Tabelle A15:	Gewinn- und Verlustrechnung – Ergebnis 2002 und strategische Planung 2003-2008 mit ermittelten Energiekosten im „probable case“ Szenario.....	83
Tabelle A16:	Berechnung des Unternehmenswertes nach dem APV Ansatz mit ermittelten Energiekosten im „probable case“ Szenario.....	84

1 Einleitung

1.1 Problemstellung und Ziel der Arbeit

Gibt es einen *Klimawandel* oder sind beobachtbare Veränderungen lediglich auf normale Schwankungen zurückzuführen? Ist der Mensch durch seine Aktivitäten für solche Veränderungen verantwortlich? Und ist das Kyoto Protokoll der ideale Lösungsansatz zur Abwendung des *Klimawandels*?

Dieser Fragenkatalog könnte ohne Probleme erweitert werden. Eine endgültige Antwort auf diese offenen Punkte wird man, wenn überhaupt, erst sehr spät finden. Fakt ist, wenn der *Klimawandel* bereits stattfindet, muss möglichst schnell gehandelt werden, um eine gefährliche Veränderung des Klimasystems zu vermeiden. Dabei ist das Kyoto Protokoll eine Chance für die internationale Staatengemeinschaft, einen ersten Schritt in diese Richtung zu gehen. Im Gegensatz zur früheren vorherrschenden Denkweise – „nach mir die Sintflut“ – wird die heutige Welt immer stärker vom Gedanken der nachhaltigen Entwicklung geprägt. Darunter fallen die Achtung gegenüber zukünftigem Leben und das Bewusstsein, nicht als einziges Individuum, einziges Unternehmen oder einziger Staat das Recht auf das lebenswichtige Gut Umwelt zu haben. Ein Gut, das es zu bewahren und zukünftigen Generationen in einer adäquaten Qualität zur Verfügung zu stellen gilt.

Doch wie schützt man ein Gut, das keine Ländergrenzen kennt und somit nicht staatlichem Recht unterworfen werden kann? Dies kann nur über gegenseitige Vereinbarungen zwischen souveränen Ländern realisiert werden, die alle in gleichem Maße an der Abwendung einer gefährlichen Veränderung des bestehenden Zustandes interessiert sind.

Obwohl das Kyoto Protokoll bis heute noch immer nicht in Kraft getreten ist, können seine Auswirkungen bereits deutlich in der politischen als auch wirtschaftlichen Welt wahrgenommen werden.

Ziel dieser Arbeit ist es, das Kyoto Protokoll als Beispiel für die Problematik internationaler Umweltvereinbarungen darzustellen und dessen Auswirkungen auf ein Industrieunternehmen zu untersuchen.

Da der *Shareholder Value* Ansatz als Maßstab für die strategische Planung des Unternehmens zugrunde gelegt wird, werden Effekte klimapolitischer Maßnahmen auf Basis von Unternehmenswertänderungen abgebildet. Außerdem wird erläutert, inwiefern strategische Auswirkungen auf Produkt- und Standortfragen zu erwarten sind. Darüber hinaus werden Risiken analysiert, die sich durch das veränderte

Marktumfeld ergeben. Zur Bewältigung dieser Gefahren werden Eckpunkte einer Klimawandelstrategie angebracht.

Die Arbeit baut auf der Annahme eines informierten Lesers auf, der mit Standardmethoden wirtschaftlicher Theorien wie z. B. Fragen der Umweltpolitik, der Unternehmensbewertung und Minimierungsansätzen vertraut ist. Daher werden Grundlagen solcher Theorien nicht detailgenau erläutert. Vielmehr liegt der Schwerpunkt auf der Analyse von Klimawandeleffekten und Strategien zur optimalen Anpassung an die veränderten Umweltbedingungen.

1.2 Aufbau der Arbeit

Die Grundstruktur der Arbeit folgt einer Unterteilung in eine Makro- und eine Mikroökonomische Betrachtungsebene. Unter dem Gesichtspunkt eines logischen Aufbaus der Arbeit und zum besseren Verständnis der Materie werden sowohl theoretische als auch praktische Aspekte auf makro- und mikroökonomischer Ebene behandelt.

Die makroökonomische Ebene wird im zweiten Kapitel dargestellt. Die Problematik internationaler Umweltprobleme und deren Lösungsmöglichkeiten werden zunächst theoretisch diskutiert. Anschließend wird internationaler Umweltschutz am Beispiel des *Klimawandels* und des Kyoto Protokolls verdeutlicht.

Das dritte und vierte Kapitel stellen die Klimawandelproblematik aus der mikroökonomischen Betrachtungsebene dar. Um die Probleme des *Klimawandels* möglichst alltagsnah zu erfassen und adäquate Informationen zu generieren, wurde die Arbeit in Zusammenarbeit mit einer Firma realisiert. Dabei wird das betrachtete Unternehmen aus verschiedenen Blickpunkten untersucht, um die Effekte des *Klimawandels* möglichst anschaulich darzustellen.

Dazu werden in *Kapitel 3.1.* zunächst mögliche Klimawandeleffekte erster Ordnung - direkte Auswirkungen durch Veränderungen der Umwelt - und zweiter Ordnung - indirekte Folgen durch klimapolitische Maßnahmen - identifiziert.

Anschließend wird in *Kapitel 3.2.* das Unternehmen, seine Produkte und das Marktumfeld dargestellt. Darüber hinaus werden Risiken der allgemeinen Geschäftstätigkeit eines Industrieunternehmens und das Risikomanagement der Firma betrachtet. Einige Ausführungen zur aktuellen Strategie sowie die Bewertung des Unternehmens schließen dieses Kapitel ab.

Das *Kapitel 3.3.* stellt die konkreten Auswirkungen des *Klimawandels* dar und bildet den Schwerpunkt dieser Arbeit. Dazu werden zunächst Risiken des *Klimawandels* identifiziert und mögliche Effekte auf Preise, Energiebedarf und Emissionsrechte

quantifiziert. Aufgrund der bestehenden Unsicherheiten bezüglich der konkreten Umsetzung der Klimapolitik und der zu erwartenden Marktreaktionen wird eine Szenarienanalyse durchgeführt. Aufbauend auf den potentiellen Klimawandelrisiken werden Veränderungen in den Werttreibern des Unternehmens antizipiert. Da die Energiebereitstellung für 99 % der Treibhausgasemissionen verantwortlich ist, wird außerdem ein Optimierungsmodell für den Energieeinsatz in der Firma vorgestellt. Die in der Szenarienanalyse bestimmten Schätzwerte kommen in den Energiekalkulationen zur Anwendung, so dass die Energiekosten inklusive absehbarer klimapolitischer Maßnahmen bis 2008 kalkuliert werden. Zur Darstellung der Wertveränderung des Unternehmens werden die Ergebnisse der Energieanalyse in einer erneuten Unternehmensbewertung integriert und somit die Effekte auf den *Shareholder Value* abgebildet.

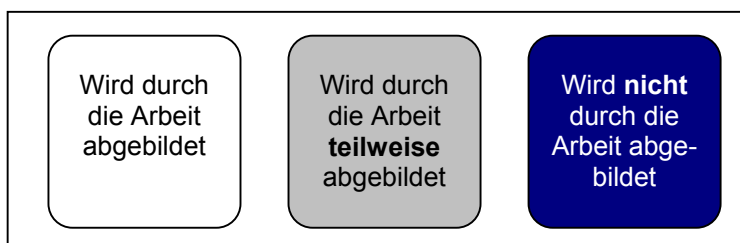
Das vierte Kapitel befasst sich mit möglichen strategischen Implikationen und stellt einen Ansatz zur Implementierung einer Klimawandelstrategie vor.

Das methodische Vorgehen im mikroökonomischen Teil ist in Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1: Überblick über den mikroökonomischen Teil der Arbeit

Quelle: Eigene Darstellung

Blickpunkt	Beeinflussende Faktoren	Risiken	Strategie	Unternehmenswert
Blickpunkt 1 T=0	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Marktumfeld (Kapitel 3.2.3 und 3.2.4) ▪ Klimawandel Effekte 1. Ordnung (Kapitel 3.1.1) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Risiken eines Industrieunternehmens (Kapitel 3.2.5) ▪ Klimawandelrisiken Effekte 1. Ordnung (Kapitel 3.3.1) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aktuelle Strategie (Kapitel 3.2.6) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ausgangswert (Kapitel 3.2.7)
Blickpunkt 2 T=0	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verändertes Marktumfeld (Kapitel und 3.3.3) ▪ Klimawandel Effekte 1. und 2. Ordnung (Kapitel 3.1.2) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Risiken eines Industrieunternehmens ▪ Klimawandelrisiken Effekte 1. und 2. Ordnung (Kapitel 3.3.2) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aktuelle Strategie 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Vergleichswert (Kapitel 3.3.4)
Blickpunkt 3 T=1	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verändertes Marktumfeld ▪ Klimawandel Effekte 1. und 2. Ordnung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Risiken eines Industrieunternehmens ▪ Klimawandelrisiken Effekte 1. und 2. Ordnung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aktuelle Strategie ▪ Klimawandelstrategie (Kapitel 4.1) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Optimierter Wert



Das fünfte Kapitel fasst die Erkenntnisse zusammen und gibt einen Ausblick auf weitere Aufgaben.

Auf ganzseitige Tabellen wird im Anhang verwiesen. Zum besseren Verständnis von Spezialbegriffen dieses Themas wurde ein Glossar erstellt. Kursiv gedruckte Begriffe im Text werden dort kurz erläutert.

I MAKROÖKONOMISCHE BETRACHTUNGSEBENE - UMWELTPROBLEME UND DEREN LÖSUNGSANSÄTZE

2 Umweltökonomische Erkenntnisse zur Lösung von Um- weltproblemen

Umweltprobleme sind in den vergangenen Jahrzehnten verstärkt in den Mittelpunkt der Politik gerückt.¹ Sie sind auf eine übermäßige Nutzung der knappen Ressource Umwelt zurückzuführen, die Grundlage für alle menschlichen Aktivitäten ist.² Aus ökonomischer Sicht stellt das Gut Umwelt ein Asset dar, welches für die Produktion von Gütern und Dienstleistungen eingesetzt wird. Dieses geht als Input in die Produktionsfunktion ein, genauso wie Kapital (Maschinen und Gebäude) und Arbeit. Jede Verschlechterung der Umweltbedingungen bedeutet eine Einschränkung der möglichen Nutzung des Produktionsfaktors Umwelt.³

Umweltpolitik stellt Maßnahmen dar, um Umweltprobleme zu lösen. Sie ist bestrebt, die Verwendung des Gutes Umwelt zu regulieren und zu reglementieren. Dafür kommen umweltpolitische Instrumente zur Anwendung, mit denen der Staat seine Zielvorstellungen von Umweltpolitik durchsetzen will.⁴ Mit Hilfe solcher Instrumente soll das Verhalten von Mensch und Unternehmen beeinflusst, die auftretenden *externen Kosten* internalisiert und den jeweiligen Entscheidungsträgern zugerechnet werden.⁵

Umweltpolitische Instrumente werden hinsichtlich der Art der Regulierung unterschieden. So findet eine Differenzierung zwischen ordnungsrechtlichen (Auflagen und Umweltlizenzen) und marktorientierten Instrumenten (Steuern, Abgaben, Zertifikatshandel) statt. Diese unterscheiden sich hinsichtlich ökologischer Treffsicherheit, Kosteneffizienz, dynamischer Anreizwirkung, verursachter Transaktionskosten und politischer Umsetzbarkeit.⁶

Marktorientierte Instrumente zeichnen sich vor allem durch ihre Kosteneffizienz aus.⁷ Volkswirtschaftlich gesehen heißt das, dass Umweltverschmutzungen (z. B. die Emission von Flüssigkeiten oder Gasen) dort vermieden werden, wo es am kosten-

¹ Vgl. Michaelis (1996), S. 1.

² Vgl. Michaelis (1996), S. 6 und Letzgus (1999), S. 25.

³ Vgl. Garz et al. (2003), S. 29.

⁴ Vgl. Wicke (1989), S. 165.

⁵ Vgl. Feess (1998), S. 48.

⁶ Vgl. Feess (1998), S. 49.

⁷ Vgl. Weimann (1995), S. 241 und Feess (1998), S. 128.

günstigsten ist.⁸ Der Zertifikatsansatz, auch Emissionsrechtehandel genannt, weist darüber hinaus als Mengenlösung eine ökologische Treffsicherheit auf.⁹ Dies bedeutet, dass Umweltziele durch die Festlegung der Gesamtmenge handelbarer Emissionsrechte („Cap“) festgelegt werden. Ein Unternehmen darf in so einem System nur dann Emissionen ausstoßen, wenn es über die dafür notwendige Menge entsprechender Rechte verfügt.¹⁰ Überschüsse an Zertifikaten bzw. Fehlmengen können später auf einem Markt - analog einer Wertpapierbörse - gehandelt werden („Trade“), wobei der Zertifikatspreis durch Angebot und Nachfrage bestimmt wird. Die Funktionsweise eines „Cap and Trade“ Zertifikatehandels ist übersichtlich in Abbildung 1 dargestellt.

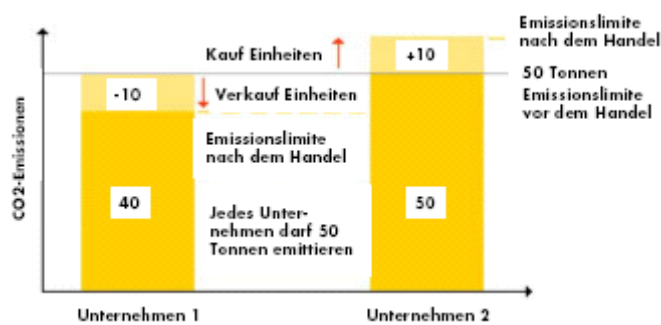


Abbildung 1: Funktionsweise eines „Cap and Trade“ Handelssystems

Quelle: Hauser (2003), S. 3

Ziel der Umweltpolitik ist es, Schäden zu vermindern, zu beseitigen bzw. abzuwehren, Risiken zu minimieren und gleiche Voraussetzungen für zukünftige Generationen zu schaffen.¹¹ Dabei unterscheidet sich nationale Umweltpolitik wesentlich von internationaler. Der nationale Ansatz baut auf geltendem nationalen Recht auf. Treten Umweltschäden in einem Land auf, können entsprechende Maßnahmen durch übergeordnete Instanzen anhand von Gesetzen geregelt werden. Dem gegenüber ist es ein zentrales Problem internationaler Umweltpolitik, dass kein international geltendes Recht zur Reglementierung von Umweltverschmutzung existiert.¹²

Viele Umweltprobleme treten nicht nur regional auf. Vielmehr verursachen Emissionen Schäden über Ländergrenzen hinweg. Somit ist eine einzelstaatliche Lösung dieser Probleme kaum möglich, sondern erfordert eine Kooperation der beteiligten Staaten. In einigen Fällen müssen Umweltprobleme in einem globalen Kontext gesehen werden. Es ist daher zwischen einseitigen und reziproken

⁸ Vgl. Geres (2002), S. 4.

⁹ Vgl. Michaelis (1996), S. 36.

¹⁰ Vgl. Geres (2002), S. 6.

¹¹ Vgl. Gabler Wirtschaftslexikon (1988), S. 2066.

¹² Vgl. Endres und Finus (1999), S. 527.

Externalitäten zu unterscheiden. Einseitige externe Effekte werden von einem oder mehreren Ländern verursacht und betreffen wiederum ein oder mehrere Länder (z. B. Verschmutzung eines Flusses, der durch weitere Länder fließt).¹³ Dahingegen treten reziprokale Externalitäten im Zusammenhang mit Globalschadstoffen auf, die sich nach ihrer Emission räumlich gleichmäßig verteilen und unabhängig vom Ort der Entstehung weltweit Schäden anrichten.¹⁴ Ein Beispiel für Globalschadstoffe sind die für den *Klimawandel* verantwortlichen Treibhausgase.

Auf internationaler Ebene gibt es keine Institution, die souveränen Staaten den Ausstoß von Schadstoffen verbieten kann. Daher können Umweltprobleme lediglich über freiwillige internationale Vereinbarungen gelöst werden.

Nimmt man diese als eine Art übergeordnete Instanz an und weicht somit von der Vorstellung einer Institution in Form eines Gerichtes oder einer Behörde ab, so gibt es bereits mehr als 100 Institutionen auf Basis von Internationalen Umweltabkommen (IEAs).¹⁵ Unter IEAs versteht man eine Verhandlungs- oder Kooperationslösung zwischen mehreren Ländern. In diesen Vereinbarungen werden die angestrebten Vermeidungsziele formuliert und Sanktionen bei Missachtung der Übereinkunft definiert. IEAs basieren immer auf freiwilligen Vereinbarungen, da Länder nicht gezwungen werden können, sich einem Abkommen anzuschließen.¹⁶

Mit der Verabschiedung von IEAs wird das Abkommen für die Unterzeichnerländer zu Umweltvölkerrecht.¹⁷ „Die Umsetzung völkerrechtlicher Verträge hängt jedoch letztendlich vom Wohlwollen der Staaten ab.“¹⁸ Deswegen müssen Lösungen einen selbstbindenden Charakter aufweisen und die Staaten zur freiwilligen Umsetzung der Ziele anregen.¹⁹

Ein Beispiel eines globalen Umweltproblems wird im folgenden Kapitel dargestellt.

¹³ Vgl. Sauernheimer und Ködding (1995), S. 70.

¹⁴ Vgl. Krumm (1995), S. 5.

¹⁵ Vgl. Barret (1994), S. 878.

¹⁶ Vgl. Carraro und Siniscalco (1992), S. 382.

¹⁷ „Völkerrecht ist das Recht, das die Beziehungen zwischen einzelnen Staaten oder zwischen ihnen und internationalen Institutionen regelt. Rechtsquelle sind das Völkergewohnheitsrecht, die allgemeinen Rechtsgrundsätze und die völkerrechtlichen Verträge.“ Vgl. Oberrath und Hahn (2000), S. 30.

¹⁸ Neu und Trappe (2002), S. 1.

¹⁹ Vgl. Carraro und Siniscalco (1992), S. 382.

2.1 Das globale Umweltproblem Klimawandel

Der *Klimawandel* hat Wissenschaftler und Politiker in den letzten Jahren viel beschäftigt. Das Zusammenwirken verschiedener Faktoren, welche die Wetter- und Klimaverhältnisse auf der Erde bestimmen, bezeichnet man als Klimasystem.²⁰ Es wird durch den *Treibhauseffekt* beeinflusst, ohne den das Ökosystem Erde nicht überlebensfähig wäre.²¹ Der natürliche *Treibhauseffekt* ist auf die Konzentration von Treibhausgasen in der Atmosphäre zurückzuführen und sorgt auf der Erdoberfläche für wärmere Temperaturen als in der höheren Atmosphäre.²² So liegt die Durchschnittstemperatur in Erdnähe bei 14 °C gegenüber -19 °C in 5 km Höhe.²³ Die Konzentration der Treibhausgase hat mit Beginn der industriellen Revolution im 18. Jahrhundert deutlich zugenommen. Dies wird als anthropogener - vom Menschen verursachter - *Treibhauseffekt* bezeichnet und hat in den letzten 50 Jahren zu einem Temperaturanstieg geführt.²⁴ Die Konzentration von Kohlendioxid (CO₂) in der Atmosphäre ist aufgrund der menschlichen Tätigkeit seit 1750 um 31 % gestiegen. CO₂ trägt mit ca. 60 % zum anthropogenen *Treibhauseffekt* bei und entsteht vor allem bei der Verbrennung fossiler Energieträger wie Erdöl, Erdgas und Kohle und durch die Abholzung von Wäldern.²⁵ Abbildung 2 gibt die Entwicklung der CO₂ Konzentration in der Atmosphäre wieder und zeigt die Korrelation von Emissionen aus fossilen Brennstoffen und dem CO₂ Gehalt auf. Wissenschaftler gehen davon aus, dass es im 21. Jahrhundert durch den menschlichen Einfluss zu einem weiteren CO₂ Anstieg in der Atmosphäre kommt. In diesem Zusammenhang werden eine Zunahme extremer Wetterereignisse, ein Abschmelzen der Gletscher sowie ein Ansteigen der Temperatur und des Meeresspiegels erwartet.²⁶ Diese Veränderungen bezeichnet man als *Klimawandel*. Mögliche Folgen können die in Abbildung 3 dargestellten volkswirtschaftlichen Schäden durch Naturkatastrophen sein, die in den letzten Jahrzehnten deutlich zugenommen haben und deren Kosten verstärkt durch privatwirtschaftliche Unternehmen getragen werden müssen.

²⁰ Das Klimasystem ist durch die Wechselwirkung verschiedener Sphären (inneres System) bestimmt, auf die äußere Faktoren wie Sonneneinstrahlung, Vulkanausbrüche und menschliche Aktivitäten einwirken. Vgl. Umweltlexikon (2003), Klima.

²¹ Vgl. Discovery Channel (2001).

²² Die wichtigsten Treibhausgase sind Wasserdampf, Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄), Distickstoffoxid (N₂O), Schwefelhexafluorid (SF₆) sowie diverse Fluorkohlenwasserstoffe (HFCs) und perfluorierte Kohlenwasserstoffe (PFCs). Die verschiedenen Treibhausgase werden durch Multiplikation mit ihrem Treibhausgaswärmepotenzial auf ein einheitliches metrisches Maß gebracht, welches als Kohlendioxidäquivalent (CO₂e) bezeichnet wird. Vgl. Michaelowa und Koch (2001), carbon dioxide equivalent.

²³ Vgl. IPCC (2001b), S. 90.

²⁴ Vgl. IPCC (2001a), S. 10.

²⁵ Vgl. IPCC (2001a), S. 39.

²⁶ Vgl. IPCC (2001a), S. 15.

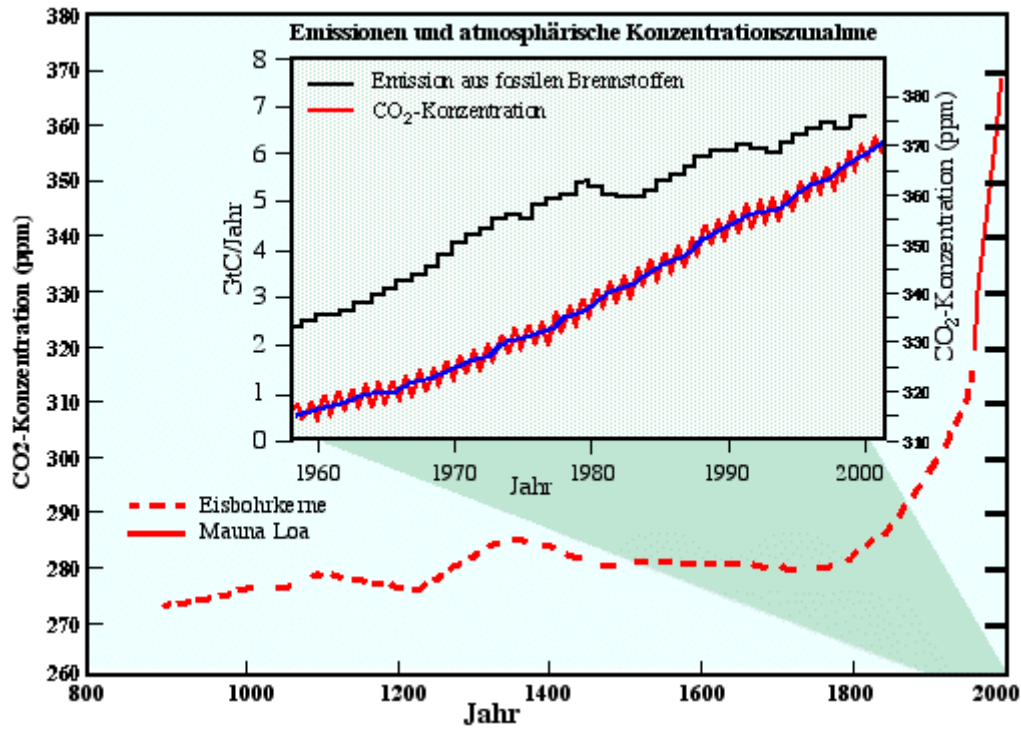


Abbildung 2: Atmosphärische CO₂ Konzentration 900-2000; im Kästchen: CO₂ Emission und die Wachstumsrate der atmosphärischen Konzentration 1958-1998

Quelle: HBS (2002) nach IPCC (2001)

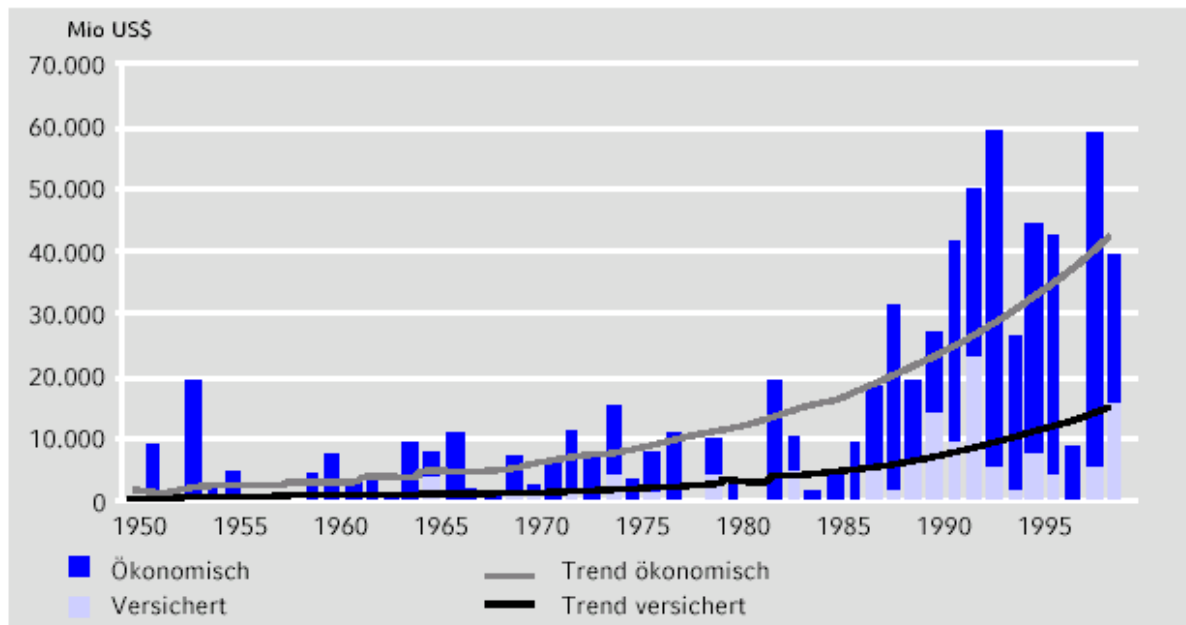


Abbildung 3: Volkswirtschaftliche und versicherte Schäden durch Naturkatastrophen

Quelle: Garz et al. (2003), S. 6

2.2 Das Kyoto Protokoll als Beispiel für die praktische Umsetzung internationaler Umweltpolitik

Das 1997 verabschiedete Kyoto Protokoll setzt für 38 Industrie- und Schwellenländer verbindliche Ziele zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen.²⁷ Es ist als Folge der Klimarahmenkonvention entstanden, die den wachsenden Einfluss des Menschen auf den *Klimawandel* eingesteht. Ziel dieser Vereinbarung ist die Stabilisierung der Treibhausgaskonzentration in der Atmosphäre auf ein für das Klima ungefährliches Niveau.²⁸

Im Kyoto Protokoll verpflichten sich die in Annex B aufgeführten Länder zu einer konkreten Reduzierung der Treibhausgase gegenüber 1990.²⁹ Die durchschnittlichen Treibhausgasemissionen der Jahre 2008-2012 müssen die entsprechende Reduzierung im Vergleich zum Basisjahr 1990 widerspiegeln. Mit der Kyoto Vereinbarung wurden drei *flexible Mechanismen* geschaffen, die eine kosteneffiziente Umsetzung der Reduzierungsziele garantieren sollen: Joint Implementation (JI), Clean Development Mechanismen (CDM) und der Emissionshandel (ET).³⁰ Der JI ermöglicht die Durchführung von emissionsmindernden Gemeinschaftsprojekten zwischen Ländern des Annex B, z. B. zwischen Deutschland und Polen. CDM bezieht sich auf emissionsmindernde Projekte zwischen Annex B und Nicht Annex B Ländern, z. B. zwischen Deutschland und China.³¹ Der Emissionshandel berechtigt die Länder des Annex B, Emissionsrechte untereinander zu handeln. Die Zusammenhänge sind in Abbildung 4 dargestellt.

Das Protokoll tritt 90 Tage nach der Ratifizierung von mindestens 55 Ländern in Kraft, insofern diese für mindestens 55 % der Treibhausgasemissionen aus dem Annex B verantwortlich sind.³² Länder, die das Protokoll nicht ratifizieren, sind nicht zu Emissionsreduzierungen verpflichtet, dürfen aber auch nicht am Emissionshandel teilnehmen.

²⁷ Vom Kyoto Protokoll betroffen sind die Länder der Europäischen Union, weitere Industrieländer wie die USA, Japan, Kanada, Norwegen, Schweiz, Australien und Neuseeland sowie 13 Transformationsländer (so genannte Ostblockstaaten wie Russland, Ukraine und Bulgarien). Die gesamte Auflistung der verpflichteten Länder und die jeweiligen Reduzierungsziele finden sich im Annex B des Kyoto Protokolls. Vgl. dazu UN (1997).

²⁸ Die Klimarahmenkonvention wurde 1992 auf der UN Konferenz für Umwelt und Entwicklung in Rio de Janeiro von 165 Staaten unterzeichnet. Vgl. dazu UN (1992). Sie gilt als Völkervertragsrecht. Vgl. Oberrath und Hahn (2000), S. 31.

²⁹ Nicht in Annex B aufgeführte Länder müssen keine festgelegten Emissionsreduzierungsziele erfüllen. Zu diesen Staaten gehören z. B. Südkorea, China, Brasilien und Indien.

³⁰ Vgl. dazu UN (1997), Artikel 6, 12 und 17.

³¹ Emissionsminderungen werden in diesen Projekten als relative Einsparung zu einem sonst eintretenden Referenzszenario („Baseline“) ermittelt, so z. B. durch den vorzeitigen Ersatz eines alten Kraftwerkes durch ein effizienteres neues.

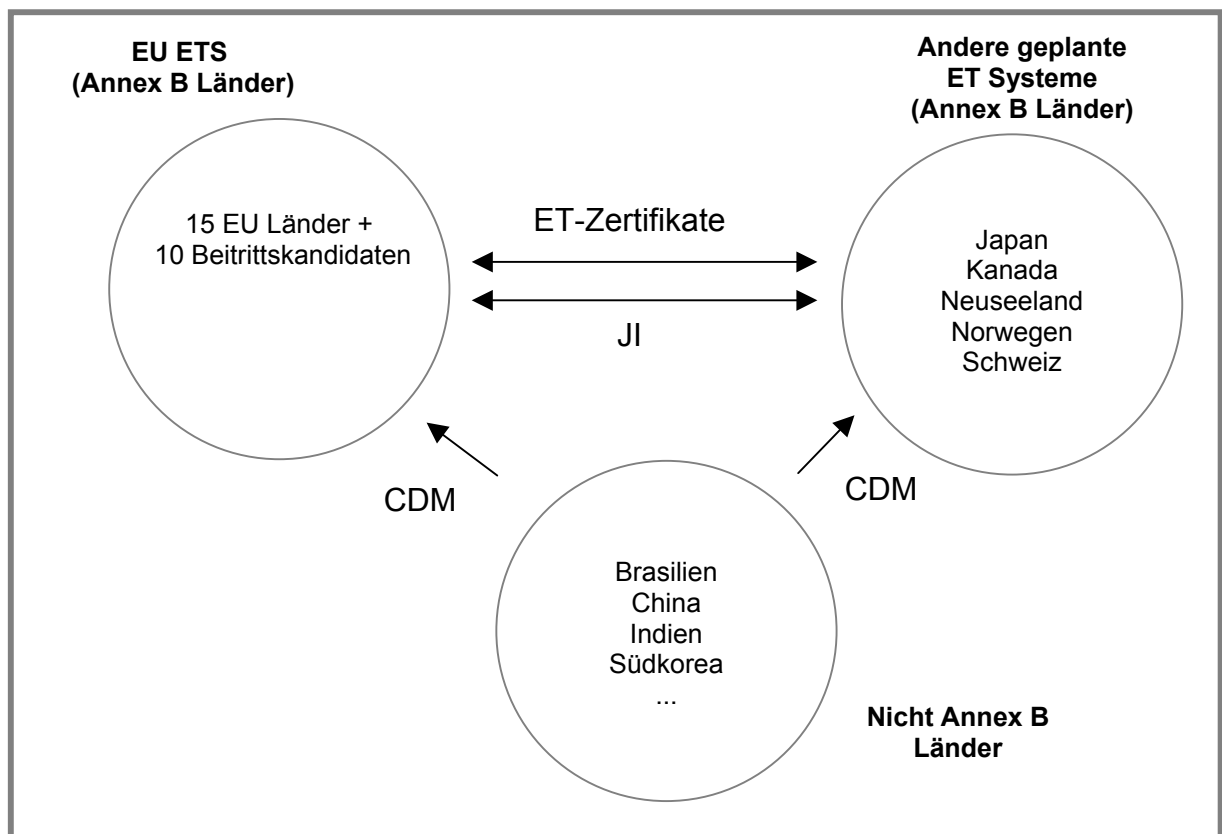


Abbildung 4: Unterzeichnerländer des Kyoto Protokolls (unvollständig) und Zusammenhang der flexiblen Mechanismen

Quelle: Eigene Darstellung

Bis zum heutigen Tag haben weit mehr als 100 Länder das Kyoto Protokoll unterzeichnet. Darunter sind die Staaten Europas, Japan, Kanada, Neuseeland und diverse Entwicklungsländer.³³ Zwei der beiden größten Treibhausgasemittenten, die USA und Russland, haben das Protokoll bisher nicht unterzeichnet. Die Ratifizierung der USA und Australiens wird nach offiziellen Aussagen nicht erfolgen. Entscheidend für das Erreichen des notwendigen Anteils von 55 % an Treibhausgasemissionen ist die Unterschrift von Russland, dessen Ratifizierung nicht vor Ende 2004 erwartet wird.³⁴ Sollten Staaten die Reduzierungsziele für den Zeitraum 2008-2012 nicht erreichen, wird bei der Zuteilung neuer Emissionsrechte in der Folgeperiode (2013-2017) das 1,3-fache des Mehrausstoßes aus der ersten Periode abgezogen. Darüber hinaus dürfen dann die *flexiblen Mechanismen* nicht mehr angewendet werden.³⁵

³² Vgl. UN (1997), Artikel 25.

³³ Vgl. den aktuellen Stand des Ratifizierungsprozesses unter <http://unfccc.int/resource/kpstats.pdf>.

³⁴ Vgl. emreporter.de (2003c) und RIAN (2003).

³⁵ Vgl. ENB (2001), S. 8.

2. Umweltökonomische Erkenntnisse zur Lösung von Umweltproblemen

Für die Erfüllung der Kyoto Ziele sind die Unterzeichnerstaaten verantwortlich. Diese können die oben beschriebenen umweltpolitischen Instrumente einsetzen, um Reduzierungsverpflichtungen auf Unternehmen und Individuen zu übertragen und so die Emissionsziele zu erreichen. Viele Länder haben Regulierungsmaßnahmen angekündigt (u.a. Kanada, Japan und Neuseeland), bis dato jedoch noch nicht umgesetzt. Vor 2006 ist in diesen Ländern mit keinen konkreten Gesetzen zu rechnen.³⁶

Die EU hat sich im Kyoto Protokoll zu gemeinschaftlichen Emissionsreduzierungen von 8 % gegenüber 1990 verpflichtet. In dem *Burden Sharing*-Abkommen wurden differenzierte Ziele für die einzelnen Länder der EU festgelegt.³⁷ Die Ziele und der aktuelle Stand sind in Tabelle 2 abgebildet.

Tabelle 2: EU THG Emissionen und Reduzierungsziele (Stand 2001)

Quelle: EU (2003b), S.8.

MITGLIEDSTAAT	Referenz- ¹⁾		Änderung 2000–2001 (%)	Änderung Referenzjahr - 2001 (%)	Ziele 2008–12 gemäß Kyoto Protok. und "EU-Lasten- teilung" (%)
	jahr (Mio. t)	2001 (Mio. t)			
Österreich	78,3	85,9	4,8%	9,6%	-13,0%
Belgien	141,2	150,2	0,2%	6,3%	-7,5%
Dänemark ²⁾	69,5	69,4	1,8%	-0,2% (-10,7%)	-21,0%
Finnland	77,2	80,9	7,3%	4,7%	0,0%
Frankreich	558,4	560,8	0,5%	0,4%	0,0%
Deutschland	1216,2	993,5	1,2%	-18,3%	-21,0%
Griechenland	107,0	132,2	1,9%	23,5%	25,0%
Irland	53,4	70,0	2,7%	31,1%	13,0%
Italien	509,3	545,4	0,3%	7,1%	-6,5%
Luxemburg	10,9	6,1	1,3%	-44,2%	-28,0%
Niederlande	211,1	219,7	1,3%	4,1%	-6,0%
Portugal	61,4	83,8	1,9%	36,4%	27,0%
Spanien	289,9	382,8	-1,1%	32,1%	15,0%
Schweden	72,9	70,5	2,2%	-3,3%	4,0%
Vereinig. Königr.	747,2	657,2	1,3%	-12,0%	-12,5%
EU-15	4204,0	4108,3	1,0%	-2,3%	-8,0%

¹⁾ Das Referenzjahr für CO₂, CH₄ und N₂O ist 1990; für fluorierte Gase wird, wie nach dem Kyoto-Protokoll zulässig, 1995 als Referenzjahr herangezogen. Dies spiegelt die Präferenz der meisten Mitgliedstaaten wider.

²⁾ Für Dänemark sind die Daten für die 1990 erfolgten Anpassungen in Bezug auf den Stromhandel (Ein- und Ausfuhr) und Temperaturschwankungen in Klammern angegeben. Dänemark verwendet diese Methode, um die Fortschritte bei der Erreichung seines nationalen Ziels im Rahmen der EU-Lastenteilungsvereinbarung zu beobachten. Für die EU-Emissionen wurden nichtbereinigte dänische Gesamtdaten verwendet.

³⁶ In Neuseeland ist sogar erst ab 2008 mit konkreten Maßnahmen zu rechnen. Vgl. dazu pointcarbon.com (2003d).

³⁷ Vgl. EU (2001), Anhang II.

Die Europäische Emissionshandelsrahmenrichtlinie (EU ETS) regelt die Umsetzung der Kyoto Ziele in den Mitgliedsstaaten³⁸ und wurde am 25. Oktober 2003 in die europäische Gesetzgebung aufgenommen.³⁹ Sie wird unabhängig vom Inkrafttreten des Kyoto Protokolls Gesetz und stellt somit eine verbindliche Vorgabe für alle betroffenen Länder dar.⁴⁰ Mit dieser Richtlinie wird die rechtliche Grundlage für den Emissionshandel als umweltpolitisches Instrument in der EU gelegt.⁴¹ Darüber hinaus werden die zur Teilnahme verpflichteten Anlagen bestimmter Industrien und die Zuteilungsperioden (2005-2007 und 2008-2012) festgelegt.⁴² Die Abbildung 5 gibt einen zeitlichen Überblick und spiegelt betroffene Industrien und die vom EU ET erfassten THG wider.

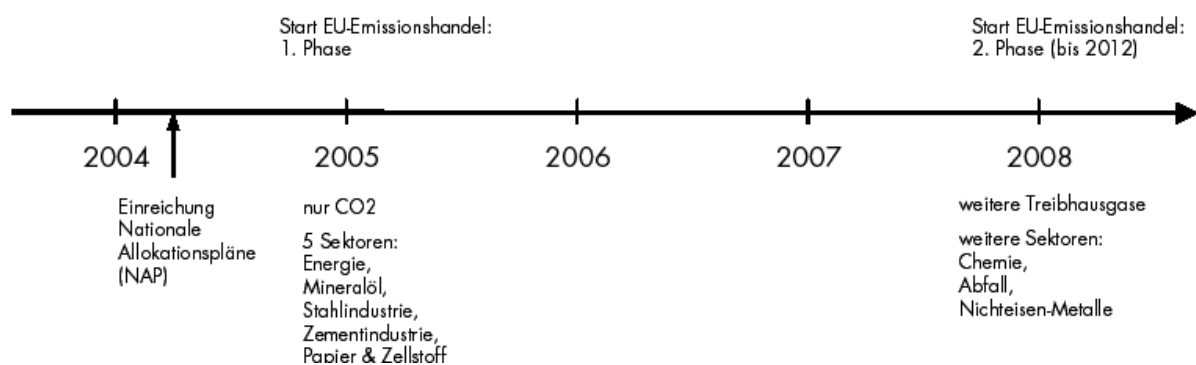


Abbildung 5: Zeitplan des EU Emissionshandels sowie erfasste Industrien und Gase

Quelle: Hauser (2003), S. 9

Die Mitgliedsstaaten bestimmen mindestens drei Monate vor der ersten Periode (2005-2007) die verbindliche Menge der zu verteilenden Emissionsrechte je Anlage. Die Zuteilungsmengen für die zweite, parallel zum Kyoto Protokoll laufende Periode (2008-2012), muss mindestens 12 Monate vor deren Beginn bekannt gegeben werden.⁴³ Anschließend wird es weitere fünfjährige Handelsperioden geben. Außerdem regelt die EU ETS Sanktionen bei Nichterreichen der Ziele, die Berücksichtigung der *flexiblen Mechanismen* des Kyoto Protokolls, die Ausgabe und Löschung von Zertifikaten, die Registrierung und die Verwaltung der Emissionsrechte sowie die Bildung von Anlagenfonds.

³⁸ Dies sind die 15 aktuellen Mitgliedsländer und die 10 Beitrittskandidaten der Europäischen Gemeinschaft.

³⁹ Vgl. Amtsblatt der EU (2003).

⁴⁰ Vgl. EU ETS (2003), Artikel 2.

⁴¹ Vgl. EU ETS (2003), Artikel 1.

⁴² Vgl. EU ETS (2003), Anhang II und Artikel 10.

⁴³ Vgl. EU ETS (2003), Art 11.

Darüber hinaus müssen die Mitgliedsstaaten bis zum 31.03.2004 die nationalen Allokationspläne vorlegen, welche die konkrete Umsetzung der EU ETS in den Staaten regeln. Sie bilden den Rahmen für Zuteilung, Verwaltung und Handel der Zertifikate sowie das Erstellen von Emissionsberichten und schaffen eine Rechtsgrundlage zur Umsetzung der EU ETS auf Landesebene. Der aktuelle Stand zur Erstellung der NAP ist in Tabelle 3 dargestellt.

Tabelle 3: Überblick über die wahrscheinlichen Zeitpunkte der Entwürfe der NAP und die Anzahl der betroffenen Anlagen (wichtigste Länder)

Quelle: Eigene Darstellung nach Hauser (2003), S. 11

Land	Geplanter Entwurf	Anzahl der betroffenen Anlagen
Deutschland	Anfang 2004	5000
Frankreich	Dez. 2003	1500
GB	Nov./Dez. 2003	k.A.
Spanien	Noch nicht entschieden	k.A.
Niederlande	Nov./Dez. 2003	300
Schweden	Anfang 2004	301
Österreich	Okt. 2003	
EU		12000

In Tabelle A1 (siehe Anhang I, S. 69) sind wichtige Informationen der hier aufgeführten Klimaschutzrichtlinien zusammengefasst.

II MIKROÖKONOMISCHE BETRACHTUNGSEBENE - DIE AUSWIRKUNGEN DES KLIMAWANDELS AUF EIN INDUSTRIEUNTERNEHMEN

3 Klimawandel und Shareholder Value

3.1 Effekte des Klimawandels

Finanzexperten der West LB gehen davon aus, dass die Auswirkungen des *Klimawandels* auf den *Shareholder Value* einzelner Unternehmen sehr groß sein können. Sie schätzen den *Market Value at Risk* (MVaR) weltweit in einer Größenordnung von 210 bis 915 Mrd. US\$.⁴⁴ Darüber hinaus stellen sie fest, dass „*Klimawandel* bis dato kein gepreister Faktor ist, dass Unternehmen in Branchen mit einer hohen *Klima-Exposure* mit Bewertungsabschlägen rechnen müssen und dass der Markt offenbar (noch) nicht zwischen gut und schlecht geführten Unternehmen differenziert.“⁴⁵

Unternehmen werden zukünftig verstärkt von direkten (siehe Kapitel 3.1.1) und indirekten (siehe Kapitel 3.1.2) Auswirkungen des *Klimawandels* betroffen sein. Diese werden in Anlehnung an die Studie der West LB als Effekte erster und zweiter Ordnung bezeichnet.

3.1.1 Effekte erster Ordnung

Effekte erster Ordnung treten im Zusammenhang mit Wetterextremen und den Veränderungen der Umwelt auf. Sie können zum einen langfristige Schäden anrichten, wie z. B. für die Agrarindustrie in wärmeren Gebieten. Diese sieht sich steigenden Temperaturen und damit einhergehenden höheren Investitionen in Bewässerungssysteme gegenüber.⁴⁶ Aber auch Gesundheitsschäden und erhöhte Mortalität sind als direkte Folgen des *Klimawandels* anzusehen.⁴⁷ Zum anderen können kurzfristige Schäden durch Stürme oder Überschwemmungen hervorgerufen werden, welche Gebäude und Infrastruktur zerstören und folglich zu Produktionsausfällen führen und Unternehmen zu vorbeugenden Investitionen in Schutzvorrichtungen bewegen. Ein Beispiel ist die Jahrhundertflut in Mitteleuropa im Jahr 2002, die für Energieversorger, Transportunternehmen und Versicherer erhebliche finanzielle Folgen hatte.⁴⁸

⁴⁴ Vgl. Garz et al. (2003), S. 50.

⁴⁵ Garz et al. (2003), S. 1.

⁴⁶ Vgl. Bals et al. (2003), S. 5.

⁴⁷ Vgl. Garz et al. (2003), S. 52 und E5 (2003).

⁴⁸ Vgl. Bals et al. (2003), S. 5 und Garz et al. (2003), S. 52.

3.1.2 Effekte zweiter Ordnung

Effekte zweiter Ordnung werden durch regulierende Maßnahmen des Staates und gesellschaftliche Gruppierungen hervorgerufen. Darunter fallen z. B. höhere Herstellungskosten durch die Besteuerung von treibhausgasintensiven Energieträgern, zusätzliche Kosten durch Umstellung oder Anpassung von Produktionsprozessen, verändertes Verbraucherverhalten (z. B. durch Wetterkatastrophen, regulative Maßnahmen des Staates, verändertes Bewusstsein von Konsumenten) oder höhere Kapital- und Versicherungskosten aufgrund klimabedingter Risiken.⁴⁹

Effekte erster und zweiter Ordnung werden somit zu Anpassungen im Unternehmensmanagement führen und gleichzeitig Einfluss auf den *Shareholder Value* nehmen.⁵⁰ Dies kann direkt, über veränderte Cash Flows, oder indirekt über die Reputation einer Firma bzw. ihre Kapitalkosten geschehen. Solche Effekte sind in Tabelle A2 (siehe Anhang I, S. 70) dargestellt.

In dieser Arbeit sollen Effekte zweiter Ordnung, die im Zusammenhang mit dem Kyoto Protokoll stehen quantifiziert und auf den *Shareholder Value* abgebildet werden. Freiwillige Übereinkünfte, bundesstaatliche Initiativen in den USA und Politikinitiativen, die lediglich auf nationaler Ebene stattfinden, werden in dieser Arbeit nicht behandelt.⁵¹

⁴⁹ Vgl. Bals et al. (2003), S. 5 und Garz et al. (2003), S. 52f.

⁵⁰ Vgl. Innovest (2002), S. 28.

⁵¹ Ein guter Überblick über diese Maßnahmen findet sich bei Garz et al. (2003), S. 17 und S. 23 ff.

3.2 Aktivitäten eines Industrieunternehmens der Papierindustrie

3.2.1 Überblick über die S* Gruppe

Die S* Gruppe ist ein Familienunternehmen mit einer mehr als hundertjährigen Geschichte. Sie wurde 1895 in Deutschland gegründet und produzierte anfänglich ausschließlich Fotobasispapier. Bereits 1912 eröffnete sie in New York ein Zweiggeschäft. Im Lauf der Jahre kamen zahlreiche Standorte und Geschäftsfelder hinzu.

Heute ist die Gruppe in zwei operative Hauptgeschäftsbereiche aufgeteilt: die Division Imaging und die Division Dekor. Es wird an 7 Standorten in 3 Ländern Papier hergestellt und veredelt, wobei sich in Deutschland fünf Produktionsstandorte und in Kanada und den USA jeweils einer befinden.⁵²

Die S* Gruppe ist Weltmarktführer für Fotobasis- sowie Dekorpapier. Darüber hinaus produziert und vertreibt sie Inkjet-Papiere über den Geschäftsbereich Digital Imaging und Spezialpapiere über den Geschäftsbereich TP&F.

Der Aufbau der Gruppe und der Anteil der Geschäftszweige am Umsatz sind in Abbildung 6 dargestellt.



Abbildung 6: Struktur der S* Gruppe und Anteile der Geschäftsbereiche am Gesamtumsatz der Gruppe

Quelle: Eigene Darstellung

3.2.2 Papierherstellung

Die Herstellung von Papier beruht auf einem 2000 Jahre alten Rezept, das bis heute noch Gültigkeit besitzt. „In Wasser hoch verdünnte pflanzliche Faserstoffe verbinden sich bei der Entwässerung auf einem Sieb zu einem zusammenhängenden Faservlies. Zwischen den Fasern bilden sich Wasserstoffbrücken, die dem Papier die notwendige Festigkeit geben.“⁵³

⁵² Vgl. Unternehmensbroschüre (2002), S. 30.

⁵³ VDP (2001), S. 9.

Basis jeder Papiersorte ist Holz, aus dem die Faserrohstoffe Holzstoff oder Zellstoff hergestellt werden. Abhängig von den qualitativen Eigenschaften des Neupapiers kann auch Altpapier eingesetzt werden.⁵⁴ Zellstoff- und Papierproduktion finden in der Regel getrennt statt, da dies sehr unterschiedliche Herstellungsprozesse sind.

Für die Papierproduktion werden meist verschiedene Zellstoffsorten gemischt, um den Anforderungen des Endproduktes gerecht zu werden.⁵⁵ Neben Faserrohstoffen werden Wasser, Leim- und Hilfsstoffe wie z. B. Mineralien, Chemikalien und Stärke zur Papierherstellung gebraucht. Sie bestimmen die spezifischen Eigenschaften des Papiers.⁵⁶ Die bei der S* Gruppe produzierten Papiersorten folgen diesem prinzipiellen Rezept, welches um produktspezifische Beigaben ergänzt wird (z. B. Titandioxid für die Herstellung von Dekorpapier).

Ein unverzichtbarer Bestandteil der Papierproduktion ist der Einsatz von Energie. Sie macht im Schnitt 10 % der Herstellungskosten aus. Für die Papierproduktion wird sowohl Dampfwärme zur Trocknung des Papiers als auch elektrische Energie zum Antrieb der Papiermaschinen benötigt, für dessen Erzeugung in der Regel *Kraft-Wärme-Kopplung* eingesetzt wird.⁵⁷ Die Papierherstellung ist ein limitationaler Produktionsprozess, die vorherrschende Produktionsform im industriellen Bereich.⁵⁸

3.2.3 Industrie für Papier- und Forstprodukte

In den USA gehört die Industrie für Papier- und Forstprodukte mit US\$ 200 Mrd. Warenwert (shipments) zu den 10 größten Industriezweigen und erzeugt mehr als 25 % der weltweiten Papier- und Forstumsätze. In der Regel werden ca. 85 % der Umsätze mit Papier- und Pappprodukten gemacht. Der Rest geht auf Holzprodukte zurück.⁵⁹

Die gemeinsame Basis der Industrie ist der Ausgangsstoff Holz, der in unterschiedlicher Weise verarbeitet wird und später in Zellstoff, Pappe, Papier und Holzprodukten zur Anwendung kommt.⁶⁰

Der Großteil der in der Branche hergestellten Erzeugnisse sind undifferenzierte Produkte (commodities), die einem starken Wettbewerb unterliegen. Viele kleinere Hersteller versuchen den großen Preisschwankungen durch eine Wertsteigerung ihrer Produkte (value added products) auszuweichen.

⁵⁴ Vgl. VDP (2001), S. 13f. Bei der S* Gruppe kann aufgrund qualitativer Anforderungen nur der eigene Ausschuss verwendet werden.

⁵⁵ Vgl. Jaffe (2001), S. 18.

⁵⁶ Vgl. VDP (2001), S. 15.

⁵⁷ Vgl. VDP (2001), S. 32.

⁵⁸ Vgl. Wöhe (1990), S. 587.

⁵⁹ Vgl. Jaffe (2001), S. 10.

⁶⁰ Vgl. Jaffe (2001), S. 16.

Papierfabriken sind in der Regel wegen ihrer Größe und den hohen Kosten für Papiermaschinen, Maschinen zur Vorbereitung des Zellstoffes und Veredelungsanlagen sehr kapitalintensiv. Darüber hinaus fallen in den Papieranlagen hohe Kapitalausgaben für Sicherheits- und Umweltauflagen sowie die anspruchsvollen Anstrengungen der Industrie, die Produktionskapazitäten zu modernisieren und zu erweitern, an. Diese Kosten schaffen hohe Markteintrittsbarrieren in der Papierindustrie, so dass kurzfristig nicht mit neuen Wettbewerbern gerechnet werden kann.⁶¹

3.2.4 Geschäftsbereiche und Wettbewerber

VERTRAULICH.

Die Wertschöpfungskette im Fotopapiermarkt, Hauptwettbewerber der Gruppe und Produktionsstandorte sind in Tabelle 6 dargestellt.

⁶¹ Vgl. Jaffe (2001), S. 17 f.

⁶² Vgl. Jaffe (2001), S. 10.

3. Klimawandel und Shareholder Value

Tabelle 6: Wertschöpfungskette und Wettbewerber des Fotopapiermarktes sowie regulative Maßnahmen zum Klimaschutz an den Standorten

Quelle: Eigene Darstellung

Wertschöpfungsstufe	Unternehmen	Marktanteil	Produktionsstandorte	Klimaschutzmaßnahmen
Zell-, Leim- und Hilfsstoffe	VERTRAULICH.			
Fotorohpapier				
Fotobasispapier (PE-Beschichtung)				
Emulsionsbeschichtung (Silbersalzlösung)				
Konfektionierung				
Labor				
Kunde				

VERTRAULICH.

Die Papierindustrie ist in der Regel eine zyklisch Branche, die sich in Abhängigkeit des Konjunkturverlaufes entwickelt.⁶³ Für den Fotobereich gilt dies nur bedingt, da ein Haupttreiber im Fotomarkt die Tourismusbranche ist. Ereignisse wie SARS oder der internationale Terrorismus haben daher weit größere Auswirkungen auf die Umsätze als der Konjunkturverlauf.

⁶³ Vgl. Jaffe (2001), S. 10.

VERTRAULICH.

als geringer einzuschätzen. Die Hauptwettbewerber sowie deren Marktanteile und Produktionsstandorte sind in Tabelle 7 dargestellt.

Tabelle 7: Hauptwettbewerber des Geschäftsbereiches Dekor und regulative Maßnahmen zum Klimaschutz an den Standorten

Quelle: Eigene Darstellung

Wettbewerber	Marktanteil	Produktionsstandorte	Klimaschutzmaßnahmen
VERTRAULICH.			

VERTRAULICH.

Die Absatzentwicklung der beiden Hauptgeschäftsbereiche und deren Anteil am Gesamtabsatz ist in Abbildung 7 dargestellt.

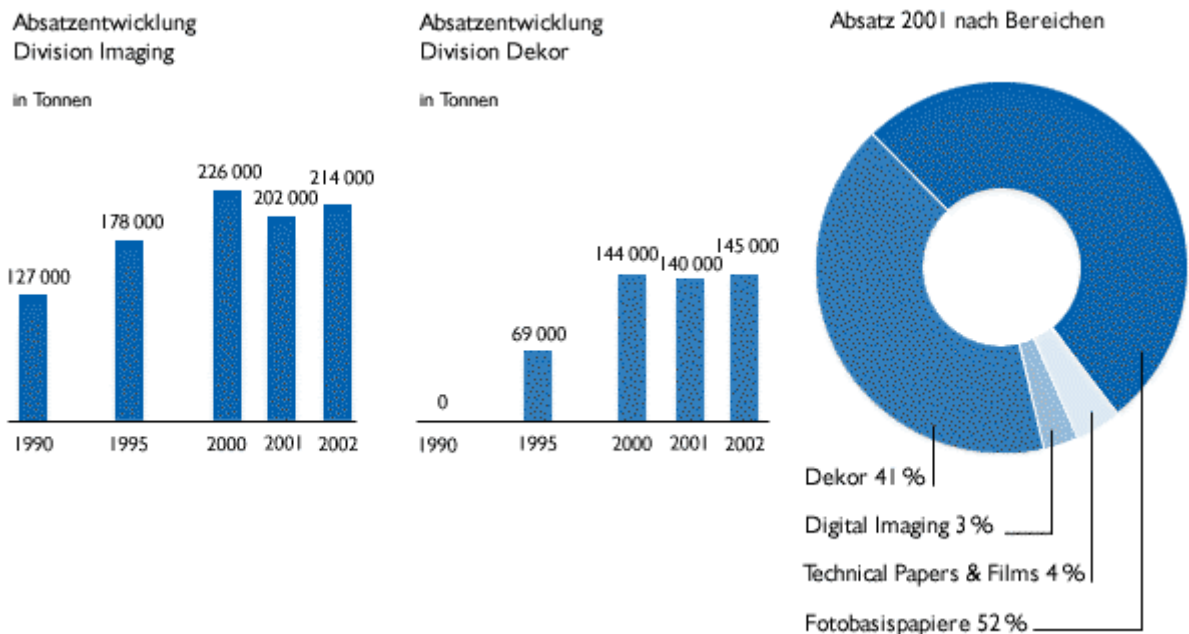


Abbildung 7: Entwicklung des Absatzes der Geschäftsbereiche Photo und Dekor und Anteil am Gesamtabsatz der S* Gruppe im Jahr 2001

Quelle: Internetseiten der Gruppe

3.2.5 Risikomanagement der S* Gruppe

Risikomanagement ist ein Kernbestandteil unternehmerischen Handelns und ein wesentlicher Erfolgsfaktor.⁶⁴ Eine erfolgreiche Risikobewältigung in Form von Vermeidung, Verminderung oder Übertragung von Risiken steigert den *Shareholder Value* eines Unternehmens.⁶⁵ Eine Differenzierung von Risiken kann analog der in Tabelle 8 dargestellten Kriterien erfolgen.

VERTRAULICH.

⁶⁴ Vgl. Pfennig (2000), S. 1296.

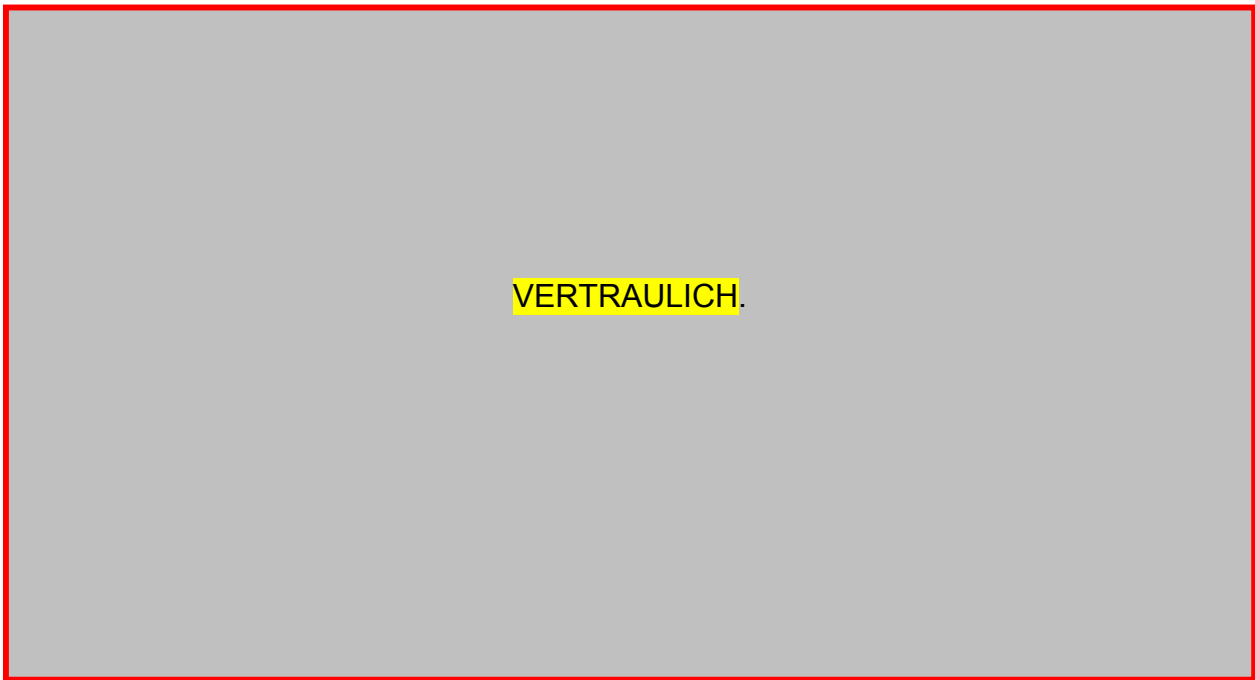
⁶⁵ Vgl. Hermann (1996), S. 46.



Tabelle 8: Systematisierung von Risiken in einem Industrieunternehmen

Quelle: Eigene Darstellung nach Pfennig (2000) (ergänzt)

Strategische Risiken	Operative Risiken	Finanzielle Risiken
z. B. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Regulative Rahmenbedingungen ▪ Konjunktur ▪ Neue Distributionskanäle ▪ Abhängigkeit von Großkunden ▪ Single Sourcing (Technologische Entwicklungen) 	z. B. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Time to market ▪ Ausschussrate ▪ M&A Prozess ▪ Lieferantenselektion ▪ Kostenmanagement ▪ Qualitätsmerkmale 	z. B. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Währungsrisiko ▪ Zinsrisiko ▪ Finanzierungsrisiko ▪ Energiepreisisiko ▪ Warenpreisisiko
Personalrisiken	Projektrisiken	Versicherbare Risiken
z. B. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Krankheitsquote ▪ Anteil neuer Mitarbeiter ▪ Verfügbarkeit am Arbeitsmarkt ▪ Schlüsselmitarbeiter 	z. B. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Umweltschutzaufgaben ▪ Wetterbedingungen ▪ Ungenügendes Projektmanagement ▪ Ungenügendes Kostenmanagement 	z. B. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Feuerrisiken ▪ Naturkatastrophen ▪ Umwelt- und Personenschäden



VERTRAULICH.

3.2.6 Strategie der S* Gruppe

Die S* Gruppe hat im letzten Jahr eine strategische Neuausrichtung beschlossen, um dem wachsenden Wettbewerb zu begegnen. Dazu wird das Unternehmen sich nicht mehr auf quantitatives Wachstum konzentrieren, sondern ein qualitatives Wachstum anstreben. Dies soll die Ertragskraft erhöhen und gleichzeitig das Produktportfolio vergrößern.

VERTRAULICH.

⁶⁶ Vgl. SAP AG (2003).

VERTRAULICH.

3.2.7 Der Unternehmenswert

Unternehmen werden aus verschiedenen Anlässen bewertet. Diese können im Zusammenhang mit einem Eigentümerwechsel stehen, sowie steuerliche Gründe, die Prüfung der Kreditwürdigkeit, die Vorbereitung auf den Börsengang, den Kauf oder Verkauf einer Firma oder eine wertorientierte Unternehmensplanung als Grundlage haben.⁶⁸ Letztere soll als Basis für die hier durchgeführte Unternehmensbewertung dienen und die Effekte des *Klimawandels* auf die S* Gruppe darstellen.

VERTRAULICH.

Die Bewertung von Unternehmen kann anhand verschiedener Verfahren erfolgen. In der Praxis haben sich vor allem Discounted Cash Flow (DCF) Methoden durchgesetzt, zu denen der Weighted Average Cost of Capital (WACC) und der Adjusted Present Value (APV) Ansatz zählen.⁶⁹

Bei den DCF Verfahren ergibt sich der Unternehmenswert als Summe der zukünftigen diskontierten freien Cash Flows (FCF).⁷⁰ Dabei werden die ersten Jahre (bis ca. 5-7) einzeln geschätzt. Anschließend wird von einer ewigen Rente ausgegangen.⁷¹

Die strategische Planung des Unternehmens gibt die Werttreiber aus den Bereichen operatives Geschäft, Investition und Finanzierung vor, aus denen die Free Cash Flows berechnet werden können. Sie berücksichtigt Erkenntnisse über das Wachstum des Marktes und die Entwicklung von Preisen und Marktanteilen. Darüber hinaus werden notwendige Investitionen in das Umlauf- und Anlagevermögen abgebildet,

⁶⁷ Im Vergleich zu öffentlichen Kraftwerken, die nicht auf KWK Basis arbeiten, werden durch den Einsatz von KWK Anlagen, wesentliche Mengen Kohlendioxid global eingespart.

⁶⁸ Vgl. Behringer (1999), S. 30 und Nestler und Kupke (2003), S. 163.

⁶⁹ Vgl. Nestler und Kupke (2003), S. 164.

⁷⁰ Im deutschen Raum spricht man auch manchmal von Zahlungsüberschüssen.

⁷¹ Vgl. Helbling (2001), S. 613.

um die gesteckten Ziele zu erreichen. Die notwendige Finanzierung und geplante Veränderungen im Fremd- und Eigenkapital werden ebenfalls abgebildet. GuV und Bilanz für das Jahr 2002 sowie die strategische Planung für die Jahre 2003-2008 sind in den Tabellen A3 und A4 (siehe Anhang II, S. 71 f.) dargestellt.

VERTRAULICH.

heute fest. Daher eignet sich besonders der APV Ansatz zur Bestimmung des Unternehmenswertes.⁷²

Nach dem APV Ansatz setzt sich der Firmenwert eines verschuldeten Unternehmens aus dem Wert des Unternehmens ohne Schulden und dem Wert der Steuereffekte zusammen.⁷³ Zur Diskontierung der Free Cash Flows des unverschuldeten Unternehmens werden die unverschuldeten Eigenkapitalkosten (r_U) zugrunde gelegt. Zur Diskontierung der Steuereffekte greift man auf die Fremdkapitalzinsen (r_{tax}) zurück.⁷⁴

Die operative Marge (EBIT), Abschreibungen und die Steuersätze können aus der GuV entnommen werden. Die Bestimmung der Investitionen in das Nettoumlauf- und Anlagevermögen sind beispielhaft in Tabelle 9 dargestellt.

Tabelle 9: Bestimmung der Investitionen in das Nettoumlauf- und Anlagevermögen
Quelle: Eigene Darstellung nach Superina (2000), S. 208

Position (in Mio. €)	2003	2004
+ Vorräte	VERTRAULICH.	
+ Forderungen aus Lieferungen und Leistungen		
+ sonstige Forderungen exkl. liquide Mittel		
- Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen		
- sonst. kurzfr. Verbindlichkeiten exkl. Finanzverbindlichkeiten		
Operatives Nettoumlaufvermögen		
Investition in das Nettoumlaufvermögen		
Anlagevermögen		
Abschreibung		
Investitionen in das Anlagevermögen		

Die Höhe der Investitionen in das Nettoumlauf- und Anlagevermögen sind in Tabelle 10 dargestellt.

⁷² Vgl. Löffler (1998), S. 8.

⁷³ Vgl. Myers (1974), S. 20.

⁷⁴ Vgl. Damodaran (2002a), S. 28 f. (Kapitel 15) und Fernandez (2003), S. 4.

Tabelle 10: Investitionen in das Nettoumlauf- und Anlagevermögen

Quelle: Eigene Darstellung

	OP	SP	SP	SP	SP	SP
	2003	2004	2005	2006	2007	2008
	Mio. €	Mio. €	Mio. €	Mio. €	Mio. €	Mio. €
AV (imm. VG + Sachanlagen)	VERTRAULICH.					
Abschreibung						
Investitionen ins AV						
Investition ins NUV						

Ein Hauptproblem bei der Berechnung des Unternehmenswertes ist die Bestimmung der Kapitalkosten. Sie stellen die notwendige Rendite dar, um Investoren für die Überlassung von Kapital zu entschädigen.⁷⁵ Die Kapitalkosten werden in der Finanzwissenschaft häufig mit Hilfe des CAPM Ansatzes bestimmt, der einen linearen Zusammenhang zwischen dem individuellen bewertungsrelevanten Risiko einer Aktie und ihrem Ertrag im Marktgleichgewicht unterstellt.⁷⁶ Das unternehmensspezifische Risiko wird im CAPM mittels des Betas dargestellt, welches als Sensitivitätsmaß zwischen erwarteter Rendite des einzelnen Wertpapiers und der erwarteten Rendite des Marktportefeuilles gilt.⁷⁷ Für kleine und mittlere nicht börsennotierte Unternehmen wird von einigen Autoren die Gültigkeit des CAPM in Frage gestellt.⁷⁸ Das in dieser Arbeit dargestellte Unternehmen befindet sich in Privatbesitz und ist somit nicht börsennotiert. Daher ist es fraglich, nach welcher Methode die Kapitalkosten bestimmt werden sollen.

Autoren wie Cotner und Fletcher (2000) und Vos (1992) schlagen deswegen alternative Methoden vor, um die Kapitalkosten von privaten bzw. nicht börsennotierten Unternehmen zu schätzen. Jedoch gibt es bis heute keine empirischen Untersuchungen, welche eine bevorzugte Anwendung dieser alternativen Methoden gegenüber dem CAPM Modell unterstützen. Da die Bestimmung der Kapitalkosten nicht Schwerpunkt dieser Arbeit ist, wird zur Vereinfachung davon ausgegangen, dass das CAPM auch für nicht börsennotierte Unternehmen seine Gültigkeit besitzt.

Die Kapitalkosten müssen dem Bewertungsanlass entsprechend bestimmt werden und können somit Einfluss auf den Wert des Unternehmens nehmen.⁷⁹ Dabei stellt sich die Frage, aus wessen Sicht die Bewertung des Unternehmens stattfindet.

⁷⁵ Vgl. Cotner und Fletcher (2000), S. 27.

⁷⁶ Vgl. Timmreck (2002), S. 301.

⁷⁷ Vgl. Spremann (1991), S. 471.

⁷⁸ Vgl. dazu z. B. Behringer (1999), S. 96; Cotner et al. (2000), S. 27 und Vos (2000), S. 255.

⁷⁹ Vgl. Damodaran (2002a), S. 1 (Kapitel 24).

Entscheidend für die Wahl der Kapitalkosten ist immer der Blickpunkt des Grenzinvestors (marginal investor). Dieser gilt als vollkommen diversifiziert. Sein Risiko wird in der Welt des CAPM durch das Beta - das zusätzliche Risiko zum Marktrisiko - ausgedrückt.⁸⁰ Die hier dargestellte Bewertung wird aus Gründen einer wertorientierten Unternehmensplanung durchgeführt. Die Investoren sind diverse Familienmitglieder, die einen Großteil ihres Kapitals im Unternehmen gebunden haben. Dieses kann nicht ohne weiteres veräußert werden, so dass die Kapitalkosten einen Risikoaufschlag für die mangelnde Möglichkeit der Diversifizierung des Portfolios widerspiegeln müssen. Insofern die Investoren ihr ganzes Kapital in die Firma investiert haben, sind sie komplett undiversifiziert und sehen sich dem ganzen Risiko der Firma gegenüber.⁸¹ Das Marktbeta misst lediglich das zusätzliche Risiko eines vollständig diversifizierten Portfolios. Es spiegelt nicht das Risiko einer vollständigen Investition in eine Privatfirma wider.⁸² Damodaran (2002a) schlägt daher die Anwendung des totalen Betas vor, welches das zusätzliche Risiko der mangelnden Diversifizierung abbildet. Zur Bestimmung des totalen Betas wird das Marktbeta (Branchenbeta) durch die Korrelation der Branche mit dem Markt dividiert.

$$\text{Totales Beta} = \text{Marktbeta} / \text{Korrelation der Branche mit dem Markt}$$

Die Kapitalkosten des unverschuldeten Unternehmens (r_U) werden nach dem CAPM bestimmt. Als risikoloser Zins (r_f) wird die forward rate eines Bundesschatzbriefes mit einer Restlaufzeit von zehn Jahren zugrunde gelegt.⁸³ Diese beträgt 4,4 %.⁸⁴ Das Risiko wird durch das totale Beta in Höhe von 1,41 abgebildet, wobei von einem unverschuldeten Branchenbeta in Höhe von 0,58 und einer Korrelation mit dem Markt von 40,91 % ausgegangen wird.⁸⁵ Aufgrund fehlender Daten für den deutschen Aktienmarkt wird eine Marktrisikoprämie von 6,1 % angenommen. Dies entspricht dem geometrischen Mittel der Rendite von US Aktien gegenüber Staatsanleihen in dem Zeitraum von 1926 bis 1998.⁸⁶

$$r_U = r_f + \text{totales Beta} * \text{Marktrisikoprämie}$$

Für die Diskontierung der Steuereffekte werden die Kosten für Fremdkapital (r_{tax}) zugrunde gelegt. Diese werden aufbauend auf dem risikolosen Zins (r_f) und einem

⁸⁰ Vgl. Damodaran (2002a), S. 3 (Kapitel 24).

⁸¹ Vgl. Damodaran (2002a), S. 9 (Kapitel 24).

⁸² Vgl. Damodaran (2003b), S. 5.

⁸³ Vgl. Damodaran (2003c), S. 6.

⁸⁴ Um tagesaktuellen Schwankung entgegenzuwirken, wurde der Mittelwert des Monats November 2003 bestimmt. Die Werte wurden der Süddeutschen Zeitung entnommen und sind in Tabelle A5 (siehe Anhang II, S. 85) abgebildet.

⁸⁵ Vgl. Damodaran (2002b), Paper/Forest products.

⁸⁶ Vgl. Damodaran (2003a), S. 11.

Risikoaufschlag bestimmt. Der Risikoaufschlag erfolgt nach einem synthetischen Rating, für das der Zinsdeckungsgrad (EBIT/Zinszahlungen) herangezogen wird. Für das Jahr 2003 ergibt sich ein Wert von **VERTRAULICH**. Nach Damodaran entspricht dies einem Kreditrating von A- für die S* Gruppe, was einem Risikoaufschlag von 1,25 % gleichzusetzen ist.⁸⁷

$$r_{tax} = r_f + \text{Risikoaufschlag (synthetisches Rating)}$$

Die Bestimmung der Kapitalkosten ist in Tabelle 11 dargestellt. Daraus ergeben sich Kapitalkosten für das unverschuldete Unternehmen (r_U) in Höhe von **VERTRAULICH** und für die Steuereffekte (r_{tax}) in Höhe von **VERTRAULICH**.

Tabelle 11: Bestimmung der Kapitalkosten

Quelle: Eigene Darstellung

Marktdaten		
Erwarteter risikoloser Zins		rf
Marktrisikoprämie		
Papier- und Forstindustrie		
Branchenbeta (unverschuldet)		
Korrelation mit dem Markt		
totales Beta (unverschuldet)		
Kapitalkosten unverschuldetes Unternehmen		rU
Kapitalkosten für Steuereffekt		
Interest Coverage Ratio		
geschätztes Bond Rating (kleine und mittlere U)		
Risikoaufschlag		
Kapitalkosten FK		rTax

Der EBIT, die Investitionen in das Nettoumlauf- und Anlagevermögen und die Kapitalkosten gehen in die Berechnung des Unternehmenswertes ein, die in Tabelle A6 (siehe Anhang II, S. 73) abgebildet ist. Daraus ergibt sich ein Unternehmenswert in Höhe von **VERTRAULICH**. Abzüglich der Fremdkapitalkosten in 2003 ergibt sich das Eigenkapital (*Shareholder Value*) in Höhe von **VERTRAULICH**.⁸⁸ Dieser Wert steht für einen Referenzszenario und bildet keine klimapolitische Maßnahmen ab. Er wird als Basis für die Analyse der wertmäßigen Änderung des Unternehmens durch internationale Klimapolitik und deren Auswirkungen herangezogen (siehe Kapitel 3.3.4.2).

⁸⁷ Vgl. Damodaran (2002c).

⁸⁸ Vgl. Rapaport (1994), S. 54.

3.3 Die Papierproduktion und der Klimawandel

In diesem Kapitel sollen die Effekte des *Klimawandels* auf ein deutsches Industrieunternehmen erläutert werden, welches in der Papierindustrie tätig ist. Ab 2005 wird es an einigen Standorten zur Teilnahme am EU ET verpflichtet sein, welcher im Mittelpunkt der Analyse von Klimawandeleffekten steht.

Die Papierproduktion trägt zum anthropogenen *Treibhauseffekt* bei und ist somit für den *Klimawandel* mitverantwortlich. In der Papieranlage entstehenden CO₂ Emissionen fast ausschließlich bei der Verbrennung fossiler Energieträger in den Kraftwerken.

Die S* Gruppe arbeitet an allen Standorten mit eigenen Kraftwerken, die mit unterschiedlichen Primärenergieträgern befeuert werden. Die CO₂ Emissionen der fünf deutschen Standorte für die Jahre 2000-2002 und der Durchschnitt sind in Tabelle 12 dargestellt. Zur Berechnung der Emissionen wurden die verwendeten Primärenergieträger in den Kraftwerken und Infrarottrockner mit dem Oxidations-(OF) und dem spezifischen Brennwertfaktor (BW) multipliziert.

Das methodische Vorgehen ist an die Datenerhebung zum NAP angelehnt.⁸⁹

Tabelle 12: Durchschnittliche CO₂ Emissionen der fünf deutschen Standorte für die Jahre 2000-2002

Quelle: Eigene Darstellung

Standort		2000	2001	2002	Durchschnitt
1	tCO2	VERTRAULICH.			
2	tCO2				
3	tCO2				
4	tCO2				
5	tCO2				
Gruppe	tCO2				

3.3.1 Klimawandelrisiken aufgrund von Effekten erster Ordnung

Tabelle 13 zeigt mögliche Folgen des *Klimawandels* auf, die bereits zum heutigen Zeitpunkt Geltung haben. Man rechnet durch den fortschreitenden *Klimawandel* jedoch mit einer Verstärkung dieser Effekte.

⁸⁹ Vgl. BMU (2003b), S. 25.

Tabelle 13: Zusätzliche Risiken infolge von Klimawandeleffekten erster Ordnung
 Quelle: Eigene Darstellung nach Pfennig (2000), Innovest (2002) und Garz et al. (2003)

Strategische Risiken	Operative Risiken	Finanzielle Risiken
	z. B. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Gefahr von Produktionsausfällen durch Waldbrände, Sturmschäden, Überschwemmungen, Ausbreitung von Schädlingen 	z. B. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Steigende Volatilität der Zellstoffpreise infolge schwankender Zellstoffproduktion ▪ Höhe Versicherungsprämien durch Zunahme von Naturkatastrophen ▪ Investitionen in Schutzmaßnahmen
Personalrisiken	Projektrisiken	Versicherbare Risiken

Nimmt man die Flut im letzten Sommer als Folge des *Klimawandels* an, so wurde das Unternehmen von einem Effekt erster Ordnung betroffen.

Ein Standort wurde teilweise überschwemmt und es kam zum Ausfall diverser Anlagenteile. Effekte erster Ordnung können jederzeit und an jedem Standort wieder auftreten, jedoch ist eine Vorhersage solcher Ereignisse nur schwer möglich.

3.3.2 Klimawandelrisiken aufgrund von Effekten zweiter Ordnung

Von regulativen Umweltmaßnahmen (Effekten zweiter Ordnung) wird das Unternehmen abhängig vom Produktionsstandort betroffen sein.

Sowohl Kanada als auch Deutschland haben das Kyoto Protokoll ratifiziert.

Der Standort in Kanada wird aller Voraussicht ab 2006 von nationalen Klimaschutzmaßnahmen betroffen sein. Hier soll ein nationales Emissionsrechtehandelssystem für große Emittenten aufgelegt werden.⁹⁰ Die genaue Umsetzung ist bis zum heutigen Zeitpunkt noch nicht konkret.

Der Standort in den USA wird auf Landesebene aller Voraussicht nach nicht zu Klimaschutzmaßnahmen verpflichtet werden. Die USA haben angekündigt, das Kyoto Protokoll nicht zu ratifizieren. Jedoch könnten einzelne Bundesstaaten entsprechende Klimaschutzinitiativen ins Leben rufen, die das Unternehmen zur Emissionsreduzierung verpflichten.⁹¹

Die Standorte in Deutschland unterliegen dem EU ETS und dem deutschen Treibhausgasgesetz (TEHG).

⁹⁰ Vgl. DeMarco et al. (2003).

⁹¹ Vgl. dazu z. B. CCX (2003), Marquez (2003), CCAR (2003) und ICLEI (2003).

Die bedeutendsten aus dem Emissionshandel resultierenden Risiken für Unternehmen sind Cash Flow Risiken, Marktwahrnehmungsrisiken und Kapitalkosten-Risiken.⁹²

Bei einer Unterscheidung der Gefahren nach dem Schema von Pfennig (2000), können folgende Risiken differenziert werden. (siehe Tabelle 14)

Tabelle 14: Zusätzliche Risiken infolge von Klimawandeleffekten zweiter Ordnung
Quelle: Eigene Darstellung nach Pfennig (2000), Innovest (2002) und Garz et al. (2003)

Strategische Risiken	Operative Risiken	Finanzielle Risiken
z. B. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Klimaschutzmaßnahmen nach Kyoto ▪ Marktwahrnehmung und Reputation ▪ Wettbewerbsnachteile für technologische „Nachzügler“ ▪ Veränderte Marktbedingungen 	z. B. <ul style="list-style-type: none"> ▪ THG Emissionen ▪ Emissionsrechteallokation 	z. B. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Vermeidungskosten (CO₂ Zertifikatepreis) ▪ Kontroll- und Anpassungskosten ▪ Höhere Operative Kosten → Einsatz THG intensiver Inputgüter (auch Transport) ▪ Eingeschränkte Weitergabe von Kostenerhöhungen ▪ Bilanzrisiken ▪ (ggf.) höhere Kapitalkosten ▪ (ggf.) hoher Investitionsbedarf ▪ Strafzahlungen bei Nichterfüllung
Personalrisiken	Projektrisiken	Versicherbare Risiken
	z. B. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Risiken von CDM und JI Projekten 	z. B. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Höhere Emissionsniveaus in der Firma ▪ Nicht eingetretene Emissionsminderungen bei CDM und JI Projekten

Aus **strategischer Sicht** entstehen Risiken, die mit der aktuellen und der zukünftigen Ausgestaltung von Klimaschutzpolitik zusammenhängen. Für den Zeitraum nach 2012 werden momentan bedeutend strengere Richtlinien gefordert, als dies im Kyoto Protokoll der Fall ist.⁹³ Darüber hinaus müssen mögliche Risiken aus der Marktwahrnehmung bedacht werden. Eine passive oder neutrale Haltung eines Unternehmens gegenüber dem Thema Klimaschutz kann Reputationseffekte hervorrufen. Hier sei beispielsweise auf die Unternehmen Shell oder Esso hingewiesen, bei denen Reputationseffekte zu deutlichen Umsatzeinbußen beigetragen haben.⁹⁴

Auf der **operativen Seite** stellt sich die Frage, wie sich zukünftige CO₂ Emissionen entwickeln werden und wie man diese kontrollieren kann. Darüber hinaus muss

⁹² Vgl. Lafeld (2003).

⁹³ Vgl. emreporter.de (2003d).

⁹⁴ Vgl. Innovest (2002), S. 26 und Garz et al. (2003), S. 81.

einem Unternehmen langfristig klar sein, wie viele Emissionsrechte es zugeteilt bekommt und welche Lücke aufzufüllen ist.

Der Ausgleich des Emissionsbudget zum Periodenende kann mit deutlich höheren Erfüllungskosten einhergehen, da damit zu rechnen ist, dass einige Firmen erst spät ihre tatsächlich realisierten Emissionen identifizieren. Dies würde die Nachfrage auf dem Markt steigern und die Zertifikatepreise nach oben treiben.

Weiterhin werden **finanzielle Risiken** durch Kontroll- und Anpassungskosten für die Umstellung auf die veränderte Situation auftreten, wie z. B. die Datenerhebung im Rahmen des NAP oder die Zertifizierung von tatsächlich realisierten Emissionsniveaus. Daneben wird ein neues Risiko für die operative Marge entstehen. Die Herstellungskosten können je nach Einsatz THG intensiver Inputgüter wie Energie, Transport oder bestimmter Chemikalien deutlich steigen. Können diese nicht an Kunden weitergegeben werden, wird die operative Marge leiden. Dies kann wiederum Effekte auf die Kapitalkosten haben, so dass Unternehmen sich nur teurer refinanzieren können.

Aktuell wird in den USA eine Verschärfung der Berichtspflichten von Klimawandelrisiken der Unternehmen an die SEC gefordert.⁹⁵ Dies würde die Wahrnehmung von Investoren in Bezug auf das Thema *Klimawandel* und dessen Risiken verstärken und könnte zu Anpassungen der Marktwerte führen.

Unterjährige Preisveränderungen von Zertifikaten werden Einfluss auf die Bilanz nehmen und sich letztendlich in Gewinnen oder Verlusten widerspiegeln.⁹⁶

Bei Klimaschutzprojekten nach den JI und CDM Richtlinien ergeben sich zahlreiche **Projektrisiken** (siehe Tabelle 15). Hierbei muss jedoch auch die Rolle des Unternehmens innerhalb eines Klimaschutzprojektes differenziert werden (lediglich Käufer - Destination oder Projektdurchführer - Host und Destination).

Tabelle 15: Wahrscheinliche Quellen von Risiken bei Klimaschutzprojekten

Quelle: Larson und Parks (1999), S. 19

	private performance risk			price risk			sovereign or policy risk		
	host	international	destination	host	international	destination	host	international	destination
Project preparation	x						x	x	x
Project life									
economic performance	x			x	x	x	x		
emission performance									
Validation	x						x	x	x
Accreditation	x						x	x	x
Secondary markets	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Destination market			x		x	x		x	x

⁹⁵ Vgl. pointcarbon.com (2003f) und emreporter.de (2003e).

⁹⁶ Vgl. IFRIC (2003).

3.3.3 Szenarienanalyse zur Darstellung von Unsicherheiten

Die im vorangegangenen Kapitel aufgeführten Risiken werfen für Unternehmen viele Unsicherheiten auf, die mit dem Inkrafttreten (Kyoto Protokoll) oder der konkreten Umsetzung (EU ETS, NAPs der EU Staaten) der Klimaschutzmaßnahmen zusammenhängen.

Unsicherheiten wird in der Praxis oft mit Szenarienanalysen begegnet. Diese beschreiben mögliche zukünftige Zustände von beeinflussenden Parametern. Solch eine Szenarienanalyse soll auch in dieser Arbeit zur Anwendung kommen. Das untersuchte Unternehmen ist weltweit tätig. Unsicherheiten ergeben sich auf globaler, regionaler und auf Standortebene. Diese sind zum einen politischer, zum anderen wirtschaftlicher Natur.

3.3.3.1 Unsicherheiten auf globaler Ebene

Auf der politischen Ebene besteht zum heutigen Zeitpunkt immer noch die Unsicherheit, ob das Kyoto Protokoll in Kraft tritt. Diese politische Ungewissheit geht auch auf der wirtschaftlichen Ebene mit Unsicherheiten einher.

Der globale Marktpreis für Emissionszertifikate wird vom Angebot und der Nachfrage an Emissionsrechten bestimmt. Durch die Ankündigung der USA, nicht zu ratifizieren, wird ein großer potenzieller Nachfrager auf dem Markt wegfallen, so dass der globale Marktpreis für Emissionszertifikate geringer ausfallen wird. Auf der anderen Seite gilt Russland durch den Zusammenbruch seiner Wirtschaft nach 1990 als Anbieter für Emissionszertifikate. Heute stößt Russland etwa 35 % weniger an Treibhausgasemissionen als im Referenzjahr 1990 aus.⁹⁷ Die überschüssigen Zertifikate könnten auf dem Markt verkauft werden und würden den globalen Marktpreis drücken.

Die Umsetzung der internationalen Klimaschutzziele wird Auswirkungen auf die meisten Märkte haben. Dies trifft vor allem auf Bereiche zu, die stark von energetischen Prozessen abhängig sind und bei denen fossile Brennstoffe zum Einsatz kommen. „Neue Märkte entstehen, alte verschwinden; relative Preise verändern sich, Ressourcen werden neu verteilt.“⁹⁸ Angebot und Nachfrage werden sich aller Voraussicht nach verschieben und einige Produkte durch andere substituiert. Die Preise werden die Emissionskosten der eingesetzten Produktionsprozesse und Primärenergieträger sowie die veränderte Nachfrage widerspiegeln.

⁹⁷ Vgl. BMU (2003c), S. 603.

⁹⁸ Vgl. Garz et al. (2003), S. 5.

Besonders deutlich wird dies im Energiesektor. Marktbeobachter erwarten einen deutlichen Anstieg der Strompreise, eine verstärkte Substitution von Kohle durch Erdgas und Auswirkungen auf die bestehende Kraftwerksstruktur.⁹⁹

Unklar ist darüber hinaus, inwiefern mögliche Kostenerhöhungen im Unternehmen an Endkunden weitergegeben werden können. Dies hätte einerseits einen direkten Einfluss auf die operative Marge und somit die Ertragskraft eines Unternehmens. Andererseits werden die Kapitalkosten eines Unternehmens davon betroffen sein.¹⁰⁰

3.3.3.2 Unsicherheiten auf EU- und Länderebene

Die globalen Unsicherheiten wirken sich auch auf Länderebene aus. Falls Kyoto nicht in Kraft tritt, steht die Anrechnung der beiden *flexiblen Mechanismen* JI und CDM in den entstehenden regionalen Emissionshandelsmärkten zur Debatte. Sie gelten im Vergleich zu Reduzierungsmaßnahmen in den Annex B Ländern als günstige Option, Emissionen zu vermeiden und würden somit die Marktpreise senken. Sollten diese in den Regionalmärkten nicht anerkannt werden, kann von höheren Marktpreisen für CO₂ Zertifikate ausgegangen werden.

Darüber hinaus entstehen unklare Erwartungen hinsichtlich der Umsetzung der nationalen Gesetze. In vielen Ländern des Annex B (Kanada, Japan, Neuseeland, Norwegen, Schweiz) wird auf die konkrete Ausgestaltung der nationalen Richtlinien gewartet. Klare Richtlinien gibt es bis dato nur für die EU ETS. Jedoch treten auch hier noch einige unsichere Faktoren auf, die bei der Planung berücksichtigt werden müssen. So erwägt die EU die Beschränkung der Anrechnung von JI und CDM Zertifikaten im EU Handel. Daher soll es beim Erreichen der 6 % Grenze eine Prüfung über eine Obergrenze geben.¹⁰¹ Darüber hinaus ist die Verknüpfung mit anderen ET Systemen geplant.¹⁰² Dies wird wahrscheinlich erst ab 2008 der Fall sein und wird zu einem flexibleren Handel und einem liquideren Markt führen. Von großer Bedeutung für Unternehmen ist die Zuteilung an Emissionsrechten, die zum aktuellen Zeitpunkt noch unklar ist. Einige Ansätze befinden sich hier in der Diskussion, auch über die Belohnung von *Early Action* und die Ausstattung mit Zertifikaten für den Einsatz effizienter Technologien, wie z. B. *KWK*. Die exakten Zuteilungsmengen werden mit Veröffentlichung der NAPs bekannt gegeben.

⁹⁹ Vgl. z. B. Jansen et al. (2003), Karmali und Cornelius (2003) und Lund et al. (2003).

¹⁰⁰ Vgl. Lund et al. (2003), S. 1ff.

¹⁰¹ Vgl. EU (2003), S. 8.

¹⁰² Vgl. z. B. EU ETS (2003), Artikel 25 und emreporter.de (2003b)

3.3.3.3 Unsicherheiten auf Standortebene

Auf Standortebene werden die oben genannten Unsicherheiten um weitere Faktoren ergänzt. Dies betrifft vor allem Fragen der Deregulierung von Energiemärkten und wird Auswirkungen auf Strom- und Gaspreise haben.

Darüber hinaus ergänzen firmeninterne Unsicherheiten die komplexe Frage nach einer optimalen Anpassung. So hängen zukünftige Emissionen stark vom zu realisierenden Absatz, vom Ausschussgrad, von der Effizienz der Produktion sowie vom Einsatz von Kraftwerkstechnologien und fossiler Brennstoffe ab. Unklar ist darüber hinaus, zu welchen Kosten firmeninterne Vermeidungen realisiert werden können (Vermeidungskostenkurve) und wie hoch das Potenzial dafür ist. Die bestehenden Unsicherheiten sind in Tabelle 16 zusammengefasst.

Tabelle 16: Existierende Unsicherheiten auf den verschiedenen Ebenen

Quelle: Eigene Darstellung

	Politische Unsicherheiten	Wirtschaftliche Unsicherheiten
Globale Ebene	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Inkrafttreten Kyoto 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Entwicklung des globalen Marktpreises für Emissionszertifikate ▪ Entwicklung der Energieträgerpreise ▪ Weitergabe von Kostenerhöhungen
EU-Ebene bzw. Länderebene	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Anerkennung von JI / CDM Zertifikaten ▪ Umsetzung nationaler Richtlinien in Kanada, Japan, Neuseeland, Norwegen, Schweiz ▪ Ausgestaltung der NAPs (EU ETS) ▪ Zuteilung an Emissionsrechten → Anerkennung von EA und KWK 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Entwicklung des EU Marktpreises für Emissionszertifikate ▪ Entwicklung der Strompreise
Standortebene	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Deregulierung des Strom- und Gasmarktes ▪ Entwicklung der Einspeisevergütung EEG 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Netznutzungsgebühren für Strom und Gas ▪ Transportkosten Kohle ▪ Vermeidungskostenkurve ▪ Energiebedarf → Zukünftige Emissionen

3.3.3.4 Szenarienanalyse zur Quantifizierung möglicher Effekte

Zur Abbildung einiger dieser Unsicherheiten werden Szenarien gebildet, die den „worst case“, den „probable case“ und den „best case“ widerspiegeln.

Auf globaler Ebene wird lediglich ein Szenario dargestellt, welches zwei verschiedene Zustände mit analogen Auswirkungen abbildet. Zustand 1 beschreibt die Situation, in der das Kyoto Protokoll ohne die USA und Australien in Kraft tritt.

Zustand 2 kommt zustande, wenn Russland nicht ratifiziert und somit die notwendigen Kyoto Bedingungen nicht erfüllt werden. In diesem Fall wird jedoch davon ausgegangen, dass analog zur EU, die unabhängig von Kyoto die Emissionsreduzierungsziele verfolgt, auch Japan, Kanada, Neuseeland, Norwegen und die Schweiz entsprechende Systeme aufbauen.¹⁰³ Falls Zustand 2 eintritt, wird davon ausgegangen, dass die *flexiblen Mechanismen* des Kyoto Protokolls ihren Wert nicht verlieren und somit in den diversen geplanten Systemen als kostengünstige Emissionsreduzierungen eingebracht werden können.¹⁰⁴ JI Projekte der Länder Russland, USA und Australien haben im Zustand 2 keinen Wert.

Die Auswirkungen dieser beiden Zustände auf den Welthandelspreis für CO₂ Emissionszertifikate sind ähnlich. Zwar fällt Russland im zweiten Zustand als Teilnehmer weg, jedoch verfolgen alle anderen Annex B Staaten außer die USA und Australien die Klimaschutzziele des Kyoto Protokolls. Kostenerhöhungen durch Klimaschutzmaßnahmen können unter Umständen in den drei Ländern (USA, Australien, Russland) und in Entwicklungsländern nicht auf den Produktpreis umgelegt werden.¹⁰⁵ Das Unternehmen wird in diesen Märkten geringere Margen erwirtschaften, da regionale Anbieter nicht von den zusätzlichen Kosten des Klimaschutzes betroffen sind. Es wird vereinfachend davon ausgegangen, dass die Kostenerhöhung gar nicht an Endkunden weitergeben werden kann.¹⁰⁶

Auf Länderebene werden nationale Maßnahmen in Kanada nicht berücksichtigt, da bis zum aktuellen Zeitpunkt nur unkonkrete Ansätze zur Umsetzung vorliegen. Der Standort in Kanada wird somit nicht auf Klimawandeleffekte analysiert, trägt aber auch nur gering zu den gesamten Energiekosten des Unternehmens bei. Auch der Standort in den USA wird nicht analysiert, da dieser nicht von Effekten zweiter Ordnung im Zusammenhang mit dem Kyoto Protokoll betroffen sein wird. Die Energiekosten dieser beiden Standorte werden somit analog der aktuellen strategischen Planung abgebildet. Die Szenarioanalyse wird daher vor allem Effekte auf die deutschen Standorte widerspiegeln, die hauptsächlich zum Umsatz und zu den CO₂ Emissionen des Unternehmens beitragen.

Der **Preis für Fremdstrom** für die Jahre 2003-2005 ist bekannt, da es langfristige Verträge gibt. Für die Jahre 2006-2008 wird der Durchschnitt der Peak und Base Preise aus dem Monat November 2003 des EEX Terminmarktes zugrundegelegt,

¹⁰³ Vgl. dazu CTV (2003) und Stuff (2003).

¹⁰⁴ Vgl. pointcarbon.com (2003h).

¹⁰⁵ Alle nicht dem Annex B des Kyoto Protokolls angehörenden Länder werden hier als Entwicklungsländer bezeichnet.

¹⁰⁶ Siehe dazu auch Kapitel 3.2.4 und Tabelle 14.

wobei davon ausgegangen wird, dass diese bereits Effekte des EU ETS abbilden.¹⁰⁷ Der für die Firma entscheidende Mischpreis setzt sich zu **VERTRAULICH** aus dem Base und zu 40 **VERTRAULICH** aus dem Peak Preis zusammen und stellt den „probable case“ dar. Im „worst case“ Szenario wird davon ausgegangen, dass die Marktpreise die Folgen des EU ETS noch nicht ganz abbilden und somit um 10% höher liegen als sie aktuell gehandelt werden.¹⁰⁸ Der „best case“ legt überhöhte Terminmarktpreise infolge von Preiseinflüssen großer Marktteilnehmer zugrunde.¹⁰⁹ Daher wird in diesem Szenario ein 10 %iger Abschlag auf die Terminmarktpreise der EEX vorgenommen. Die Preise der einzelnen Szenarien sind in Tabelle 20 (S. 46) abgebildet.

Für die einzelnen Standorte muss der Mischpreis des jeweiligen Szenarios um Netznutzungsentgelte und Umlagen nach dem EE- und dem KWK-Gesetz ergänzt werden. Die Netznutzungsgebühren unterscheiden sich für die einzelnen Standorte abhängig vom Stromanbieter. Die Umlagen nach dem EEG differieren ebenfalls abhängig vom Standort. Dahingegen sind die Umlagen nach dem KWK-Gesetz für alle Standorte gleich. Die Differenz zwischen dem verhandelten Strompreis des jeweiligen Standortes für 2004 und dem Großhandelspreis an der EEX ergibt den Preisunterschied, der die Netznutzungsgebühren und die Umlagen des Standortes widerspiegelt. Es wird angenommen, dass dieser über die Jahre konstant bleibt, da sich der Inflationseffekt und die weitere Erhöhung der Umlagen mit Effekten der weiteren Deregulierung des Strommarktes ausgleichen.¹¹⁰

$$\begin{aligned} \text{Strompreis (Standort)} = & \\ & \text{Mischpreis (EEX)} \\ & + \text{Netznutzungsentgelt (Versorger)} \\ & + \text{Umlagen (EEG und KWKG)} \end{aligned}$$

Der **Kohlepreis** für 2003 steht fest. Für 2004 liegen Preisschätzungen des Unternehmens vor, wobei die aktuellen Kohlepreise extrem hoch sind. Zu Terminmarktpreisen über 2004 hinaus war kein Zugang möglich.¹¹¹ Daher muss auf alternative Informationsquellen zurückgegriffen werden, um zukünftige Energiepreisentwicklungen abzubilden. In dieser Arbeit werden die Schätzungen der Energieträgerpreise der Enquete Kommission zugrunde gelegt.¹¹² Diese liegen für die Jahre 2000 (4,9 €/MWh), 2005 (5,04 €/MWh) und 2010 (5,15 €/MWh) vor. Es wird ein line-

¹⁰⁷ Die Terminmarktpreise für den Monat November sind in Tabelle A7 (siehe Anhang III, S. 75) abgebildet. Vgl. EEX (2003).

¹⁰⁸ Diverse Studien sagen einen starken Preisanstieg für die Zukunft voraus. Die Schätzungen differieren jedoch sehr stark. Vgl. dazu CME (2003), 17.10.2003, S. 2.

¹⁰⁹ Vgl. dazu Schmied (2003).

¹¹⁰ Zum Thema Deregulierung des Strommarktes vgl. Auer et al. (2003), S. 9.

¹¹¹ Vgl. dazu nymex.com (2003a).

res Wachstum der Preise angenommen, so dass auch Energieträgerpreise für die dazwischenliegenden Jahre ermittelt werden können. Die Schätzungen der Enquete Kommission stellen den „probable case“ dar. Die Hochpreisvariante der WWF Studie, die für ihre Basisberechnung ebenfalls die Zahlen der Enquete Kommission zugrundelegt, bildet die „worst case“ Entwicklung des Kohlepreises ab. Der geschätzte Kohlepreis für 2010 beträgt demnach 6,12 €/MWh. Im „best case“ tritt die Niedrigpreisvariante der WWF Studie mit 4,68 €/MWh für Kohle ein.¹¹³ Zur Berechnung der Zwischenjahre wird auch hier ein lineares Wachstum des Kohlepreises zwischen 2005 (5,04 €/MWh) und 2010 angenommen. (siehe Tabelle 17)

Tabelle 17: Entwicklung des Kohle- und Gaspreises frei Grenze im „worst, probable und best case“ Szenario

Quelle: Eigene Darstellung

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Kohlepreis (in €/MWh)											
worst case							5,26	5,47	5,69	5,90	6,12
probable case	4,90	4,92	4,95	4,98	5,01	5,04	5,06	5,08	5,10	5,13	5,15
best case							4,97	4,90	4,82	4,75	4,68
Gaspreis (in €/MWh)											
worst case							9,72	10,44	11,16	11,88	12,60
probable case	7,74	7,99	8,24	8,50	8,75	9,00	9,24	9,49	9,73	9,98	10,22
best case							9,00	9,00	9,00	9,00	9,00

Der Kohlepreis am Standort differiert von den in Tabelle 17 dargestellten Energieträgerpreisen (Kohlepreis frei Grenze). Dies ist auf die Transportkosten zum Standort zurückzuführen, d. h. der Differenz zwischen dem Standortpreis für Kohle aus dem Jahr 2003 und dem geschätzten Energieträgerpreis für 2003.¹¹⁴ Es wird davon ausgegangen, dass diese für den jeweiligen Standort bis 2008 konstant bleiben. Die geschätzten Energieträgerpreise für die Jahre 2005-2008 der verschiedenen Szenarien vermehrt um die Transportkosten zur Firma ergeben den Standortkohlepreis.

$$\text{Kohlepreis (Standort)} = \text{Kohlepreis (frei Grenze)} + \text{Transportkosten zum Standort}$$

Der **Gaspreis** für das Jahr 2003 ist bekannt. Für 2004 wird der Gaspreis aus der Budgetplanung zugrundegelegt. Er bildet sich abhängig vom Standort und ist entweder an die Entwicklung des leichten oder des schweren Heizölpreises bzw. an einen Mischpreis aus schwerem Heizöl und Kohle gebunden. Aufgrund des aktuell hohen Kohlepreises fallen die Schätzungen des Gaspreises für 2004 ebenfalls hoch aus. Ähnlich wie für Kohle liegen auch für Heizöl keine langfristigen Terminmarktpreise vor.¹¹⁵ Daher wird bei der Schätzung des zukünftigen Gaspreises analog der

¹¹² Vgl. Enquete Kommission (2002), S. 272.

¹¹³ Vgl. WWF (2003), S. 98.

¹¹⁴ Es wird das Basisjahr 2003 zugrundegelegt, da der aktuelle Kohlepreis sehr hoch ist und im Unternehmen für die Zukunft eher niedriger eingeschätzt wird.

¹¹⁵ Vgl. nymex.com (2003b).

Bestimmung des Kohlepreises vorgegangen und auf die Daten der Enquete Kommission (2002) und der Studie des WWF (2003) zurückgegriffen. Eine Publikation der Boston Consulting Group bestätigt die Energiepreisschätzungen der Enquete Kommission für Gas.¹¹⁶ So ergibt sich für den „probable case“ ein Gaspreis frei Grenze von 9 €/MWh für das Jahr 2005 und von 10,22 €/MWh für das Jahr 2010. Im „best case“ Szenario beträgt der Gaspreis frei Grenze 9 €/MWh für das Jahr 2010 und im „worst case“ 12,6 €/MWh (siehe Tabelle 17).

Ähnlich wie beim Standortpreis für Strom müssen Netznutzungsentgelte für den Gas-transport bezahlt werden. Diese differieren teilweise deutlich und sind auf die Entfernungen zu Einspeisepunkten und die nicht vollkommene Liberalisierung des Marktes zurückzuführen.¹¹⁷ Die Differenz aus dem Standortpreis für Gas aus dem Jahr 2003 und dem Energieträgerpreis für Gas zeigt die jeweiligen Netznutzungsgebühren auf. Sie werden analog dem Strompreis konstant gehalten, da auch hier von einem Ausgleich von Inflationwirkung und Liberalisierung des Gasmarktes ausgegangen wird.¹¹⁸ Der Gaspreis wird im Markt auf Basis des Brennwertes (H_o) gebildet. Beim Verbrennen von Gas in einem Hochdruckkessel kann jedoch nur der Heizwert (H_U) realisiert werden.¹¹⁹ Daher muss der Gaspreis am Standort mit einem $H_U - H_o$ - Umrechnungsfaktor berichtigt werden, der die qualitativen Eigenschaften des Gases widerspiegelt und von Standort zu Standort leicht differiert. Dieser Wert ist in den Berechnungen der einzelnen Standorte abgebildet und wurde vom Gaslieferanten zur Verfügung gestellt.

$$\begin{aligned} \text{Gaspreis (Standort)} = & \\ & [\text{Gaspreis (frei Grenze)} + \text{Netznutzungsentgelt (Versorger)}] \\ & / H_U - H_o - \text{Umrechnungsfaktor (Versorger)} \end{aligned}$$

Für den Gaseinsatz in KWK-Anlagen wird die gesamte Ökosteuern ($T_{\text{Öko}}$) von 5,5 €/MWh erstattet. Für das in der reinen Wärmeumwandlung eingesetzte Gas, müssen mindestens 1,83 €/MWh gezahlt werden. Der nicht durch die DT geleitete Teil des Gases, das im Kessel eingesetzt wird ($A_{\text{Öko}}$), ist in den Berechnungen abgebildet.

Der **Zertifikatspreis** auf dem EU ETS wird von der Zuteilung (Anfangsausstattung mit Emissionsrechten) in den beiden Handelsperioden abhängen. Analysten schätzen ihn für den Zeitraum 2005-2007 zwischen 2 und 20 €/t CO₂.¹²⁰ Aktuelle

¹¹⁶ Vgl. Jansen et al. (2003), S.21f.

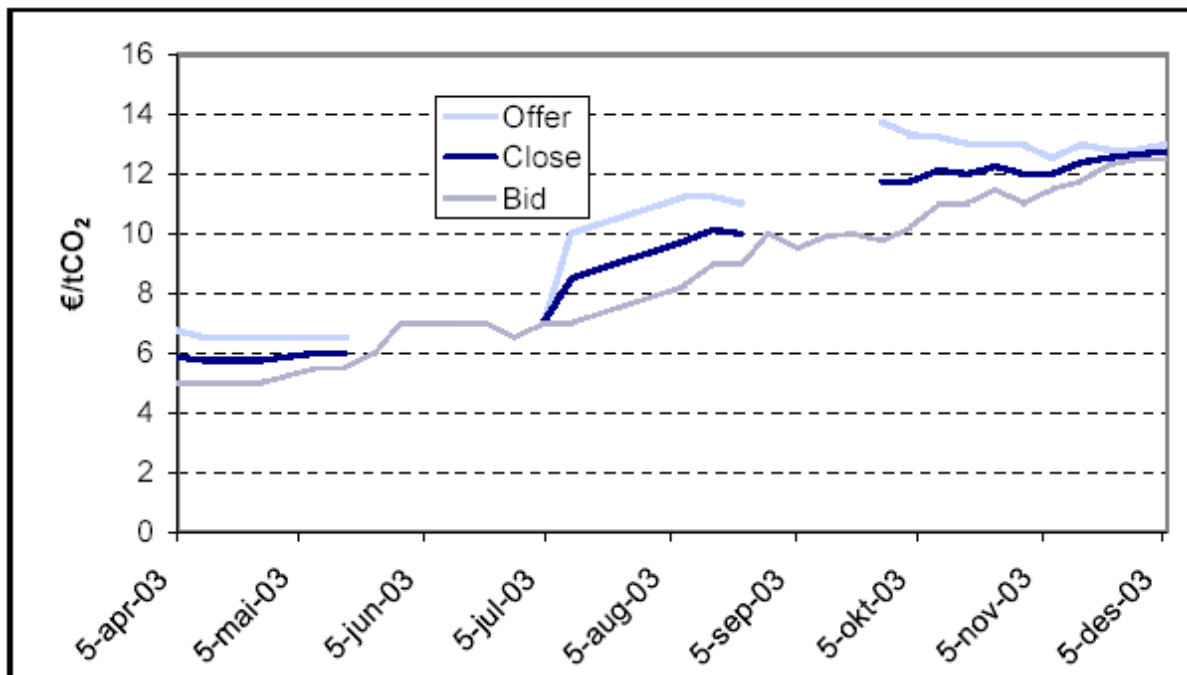
¹¹⁷ Vgl. zu den Differenzen von Netzentgelten Auer et al. (2003) S. 11.

¹¹⁸ Vgl. zur Liberalisierung des Gasmarktes Auer et al. (2003), S. 12.

¹¹⁹ Bei der S* Gruppe kommen nur Hochdruckdampfkessel zum Einsatz.

¹²⁰ Vgl. dazu z. B. Lund et al. (2003), emreporter (2003a) und pointcarbon.com (2003).

Angebots- und Nachfragepreise für 2005 liegen zwischen 10 und 13 €/t CO₂, wobei es sich momentan um einen Nachfragermarkt handelt (siehe Abbildung 8).



* Da zum aktuellen Zeitpunkt nur wenige Transaktionspreise bekannt gegeben werden, bildet sich der Graph aus notierten Angebots- und Nachfragepreisen

Abbildung 8: Entwicklung des Preises für EU 2005 CO₂-Zertifikate aus bilateralen Geschäften

Quelle: CME (2003), 05.12.2003, S.1.

Erste Testtransaktionen haben zu Preisen zwischen 5,5 und 11,9 €/t CO₂ stattgefunden.¹²¹ Ein Preis um die 7 €/t CO₂ für die erste Handelsperiode 2005-2007 wird als realistischer Preis für den „probable case“ angesehen.¹²² Der „best case“ wird durch die untere Grenze von 2 €/t CO₂ gebildet. Für den „worst case“ werden 20 €/t CO₂ angesetzt. Für den Zeitraum von 2008-2012 wird mit Marktpreisen zwischen 12,4 und 26 €/t CO₂ gerechnet.¹²³ Im „worst case“ wird davon ausgegangen, dass im EU ETS keine JI und CDM Projekte angerechnet werden.¹²⁴ Dies würde in einem Marktpreis in Höhe von 26 €/t CO₂ resultieren. Ohne eine Grenze für CDM und JI Zertifikate kommt es zu einem „best case“ Preis von 12,4 €/t CO₂.¹²⁵ Im „probable case“ Szenario wird von einer Beschränkung von JI und CDM Zertifikaten auf 6 %

¹²¹ Vgl. evomarkets.com (2003) und pointcarbon.com (2003a).

¹²² Vgl. pointcarbon.com (2003).

¹²³ Vgl. dazu Criqui und Kitous (2003), S. 5 ff.

¹²⁴ Vgl. Criqui und Kitous (2003), S. 5.

¹²⁵ Vgl. Criqui und Kitous (2003), S. 11.

ausgegangen, was zu einem Marktpreis in Höhe von 14,5 €/t CO₂ führt.¹²⁶ Die Preise der einzelnen Szenarien sind in Tabelle 20 (S. 46) abgebildet.

Obwohl die NAPs noch lange nicht feststehen, gibt es erste Ansätze zur konkreten Allokation von Emissionsrechten. Zum aktuellen Zeitpunkt werden von betroffenen Anlagen Daten über die Emissionen der Jahre 2000-2002 erhoben. Der Durchschnitt dieser Jahre soll als Grundlage für die Zuteilung an Emissionsrechten dienen (**Basisallokation**).¹²⁷ Um die *Basisallokation* für die Jahre 2005-2008 zu berechnen, wird der Emissionsdurchschnitt von 2000-2002 mit einem Erfüllungsfaktor multipliziert. Dieser garantiert die Einhaltung der vorgegebenen Emissionsziele. Die Höhe des Erfüllungsfaktors ist momentan noch unklar, da er von der Menge der insgesamt zu verteilenden Emissionsrechte abhängt. Da bis heute keine Sicherheit über die tatsächlich emittierte Menge an CO₂ besteht, muss auf Schätzungen aus Studien und Zusagen an die Wirtschaft zurückgegriffen werden.

Eine Studie des WWF zeigt Auswirkungen verschiedener Allokationsverfahren auf die deutsche Industrie auf. Für alle am ET beteiligten Branchen wurden für das Basisjahr 2000 Gesamtemissionen in Höhe von 472 Mio. t CO₂ berechnet. Um die deutschen Kyoto Ziele zu erreichen, sollen diesen Industrien 423 Mio. t CO₂ im Jahr 2010 zugeteilt werden. Für die Papierbranche wurden für das Jahr 2000 7,9 Mio. t ermittelt. Zur Erreichung der Kyoto Ziele würde an die Papierindustrie 7,1 Mio. t CO₂ im Jahr 2010 alloziiert werden.¹²⁸ Diese Ergebnisse gelten für verschiedene Allokationsverfahren.¹²⁹

Richtungweisend bei der Frage der Allokationsmengen ist darüber hinaus die aktuelle Staatssekretärrunde mit wichtigen Vertretern der Industrie. Nach aktuellen Aussagen ist daher die Selbstverpflichtungserklärung der deutschen Industrie Grundlage für die Zuteilung an Emissionsrechten.¹³⁰ Diese garantiert eine Reduzierung um 45 Mio. t CO₂ gegenüber dem Jahr 1998 (509 Mio. t CO₂). Ein Teil dieser Reduzierungsmaßnahmen fällt jedoch auf die nicht am EU ETS beteiligten Sektoren zurück, so dass von einer Zielgröße von 473 Mio. t CO₂ ausgegangen werden kann. Von dieser Menge muss darüber hinaus ein Reservefond gebildet werden, mit dem Neu- und Erweiterungsinvestitionen, *Early Action*, der Einsatz von *KWK* sowie rechtliche Ansprüche abgedeckt werden müssen.

¹²⁶ Vgl. Criqui und Kitous (2003), S. 9. Eine Studie von JP Morgan geht von 6 €/tCO₂ in der ersten und 28 €/tCO₂ in der zweiten Handelsperiode aus. Vgl. pointcarbon.com (2003b).

¹²⁷ Vgl. DIHK (2003), S. 2.

¹²⁸ Das Jahr 2010 dient als Referenz für den Durchschnitt der Jahre 2008 bis 2012. Das Jahr 2006 bildet den Durchschnitt der Jahre 2005 bis 2007 ab.

¹²⁹ Vgl. WWF (2003), S. 74 und 79.

¹³⁰ Vgl. BMU (2003d), S. 1.

Die Höhe bleibt aktuell noch unklar, jedoch ist eine Reserve von 50 Mio. t CO₂ durchaus denkbar. Dies würde bedeuten, dass sowohl aus der Studie des WWF als auch durch die Zusage der Industrie eine Gesamtmenge an Emissionsrechten in Höhe von 423 Mio. t CO₂ im Jahre 2010 zur Verteilung zur Verfügung stehen würden.

Bildet man diese Zahlen ab und geht von einer linearen Abnahme der Emissionen aus, so ist 0,95 der Erfüllungsfaktor für die Jahre 2005-2007. Für die Jahre 2008-2012 wird aufgrund der Zusage zur Selbstverpflichtungserklärung davon ausgegangen, dass ebenfalls der Durchschnitt der Jahre 2000-2002 als Basis dient. Dies bedeutet einen Erfüllungsfaktor von 0,91 für die zweite Zuteilungsperiode (siehe Tabelle 18).

Tabelle 18: Entwicklung der Zielemissionen der Papierbranche und der am EU ETS beteiligten Branchen in Deutschland sowie der Erfüllungsfaktor für die erste und zweite Handelsperiode

Quelle: Eigene Darstellung

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Papierindustrie											
Emissionen in Mio tCO ₂	7,90	7,82	7,74	7,66	7,58	7,50	7,42	7,34	7,26	7,18	7,10
Erfüllungsfaktor							0,95				0,91
EU ETS Branchen											
Emissionen in Mio tCO ₂	472,30	467,41	462,52	457,63	452,74	447,85	442,96	438,07	433,18	428,29	423,40
Erfüllungsfaktor							0,95				0,91

Diese beiden Werte sind Grundlage für die „probable case“ Berechnungen. Im „best case“ Szenario wird ein Erfüllungsfaktor von 0,97 für die erste und 0,93 für die zweite Handelsperiode angenommen. Dies könnte z. B. eintreten, wenn einige Belastungen wie der Kernenergieausstieg nicht auf die Industrie umgelegt werden. Sollte jedoch ein höherer Reservefond für Neuanlagen und *KWK* gebildet werden, so kann das „worst case“ Szenario eintreten, bei dem von einem Erfüllungsfaktor von 0,93 für die erste und 0,89 für die zweite Erfüllungsperiode ausgegangen wird. In den Berechnungen werden weder Anlagenstillegungen noch Neu- oder Umbauten an den Kraftwerken berücksichtigt, da dies die Allokation verändern würde. Solche Maßnahmen sind zum aktuellen Zeitpunkt auch nicht geplant.

Basisallokation (Standort) =

*Durchschnittsemissionen₂₀₀₀₋₂₀₀₂ (Standort) * Erfüllungsfaktor*

Über die *Basisallokation* hinaus sollen frühzeitige Reduzierungsmaßnahmen (*Early Action*) und der Einsatz effizienter Technologien (z. B. *KWK*) mit zusätzlichen Emissionsrechten belohnt werden. Beide Varianten werden aktuell viel diskutiert. Vor allem zur Berücksichtigung von *KWK* gibt es bereits einige konkrete Ansätze für eine **Überallokation**. Für EA hingegen gibt es Anzeichen im Markt, dass dies per Einzelfallnachweis anhand *spezifischer Emissionsfaktoren* vergütet werden soll. Bei der

aktuellen Datenerhebung wird auch die Möglichkeit angeboten, Daten für *Early Action* zu berücksichtigen. Die konkrete Vorgehensweise bleibt jedoch noch völlig offen. Daher wird die Frage von EA nicht abgebildet. Das Potenzial in der Firma wird aufgrund des Einsatzes von *KWK* Anlagen als durchaus hoch eingeschätzt, so dass eine genauere Prüfung bei Bekannt werden klarer Richtlinien sehr sinnvoll ist. Die Berechnung der *Überallokation* für den Einsatz von *KWK* wird auf einem Modell von BET aufgebaut, welches von Verbänden wie dem VDP unterstützt wird und sich vor allem durch seine Einfachheit sowie die Schaffung einer Gesamobergrenze bei der Verteilung auszeichnet.¹³¹

$$\text{Überallokation (KWK)} = \left(\frac{Q}{\eta_{refQ}} + \frac{W}{\eta_{refW}} - B \right) \times f$$

In diesem Modell gehen der nutzbare Wärmeoutput aus der *KWK* Anlage (Q), der Stromoutput aus den Turbinen (W) und die gesamte eingesetzte Primärenergie im Kraftwerk (B) auf Basis des unteren Heizwertes ein. Die Outputprodukte Q und W werden durch Referenznutzungsgrade öffentlicher Kraftwerke dividiert (η_{refQ} für Wärme und η_{refW} für Strom).¹³² Die Differenz aus den berechneten Referenzwerten eines öffentlichen Kraftwerkes und der eingesetzten Primärenergie in der *KWK* Anlage ergibt die Primärenergieeinsparung durch den Einsatz der jeweiligen *KWK* Anlage. Diese wird mit einem Emissionsfaktor (f) multipliziert, um der Energieeinsparung eine adäquate Menge vermiedener CO_2 Emissionen gegenüberzustellen. Im „worst case“ ist $f=0$. Dies würde bedeuten, dass für *KWK* keine Sonderzuteilung an Emissionsrechten stattfindet. Im „best case“ wird von $f=0,277$ ausgegangen, was durch die Studie des BET abgebildet wird.¹³³ Der „probable case“ wird durch $f=0,2$ widerspiegelt, welches von Industrievertretern als Untergrenze erwartet wird.¹³⁴

Der **Energiebedarf** in den einzelnen Anlagen wurde auf Basis des spezifischen Dampf- und Stromeinsatzes bestimmt. Für die zurückliegenden Jahre wurden Effizienzkennzahlen der Produktion ermittelt, wie z. B. der Dampfeinsatz je hergestellte Tonne Papier. Der Mittelwert der letzten drei Jahre wird für die Zukunftsrechnung zugrundegelegt. Aufbauend auf den geplanten *Nettoproduktionszahlen* bis 2008 und den anvisierten Ausschusszahlen in der Produktion, wird die notwendige Menge an Bruttorehpapier abgeleitet. Diese Zahl wird mit dem ermittelten spezifischem Dampf- und Strombedarf der letzten Jahre multipliziert, um den zukünftigen

¹³¹ Vgl. Schrader und Krzikalla (2003), S. 5.

¹³² Für die Wärmeerzeugung wird in der Studie ein Referenznutzungsgrad von 90% und für die Stromerzeugung von 37% vorgeschlagen. Vgl. Schrader und Krzikalla (2003), S. 7

¹³³ Vgl. Schrader und Krzikalla (2003), S. 8.

¹³⁴ Vgl. *KWK AK ET* (2003).

Energiebedarf zu bestimmen. Der so berechnete Energiebedarf für die einzelnen Standorte ist in Tabelle 19 abgebildet und stellt den „probable case“ dar.

Tabelle 19: Energiebedarf der deutschen Standorte für die Jahre 2003 - 2008

Quelle: Eigene Darstellung

Standort			2003	OP 2004	SP 2005	SP 2006	SP 2007	SP 2008
			1	Wärmebedarf	in MWh	<div style="border: 2px solid red; padding: 10px;"> <p>1 VERTRAULICH. 1</p> </div>		
	Strombedarf	in MWh						
2	Wärmebedarf	in MWh						
	Strombedarf	in MWh						
3	Wärmebedarf	in MWh						
	Strombedarf	in MWh						
4	Wärmebedarf	in MWh						
	Strombedarf	in MWh						
5	Wärmebedarf	in MWh						
	Strombedarf	in MWh						

Im „worst case“ wird davon ausgegangen, dass z. B. der Energiebedarf aufgrund einer höheren Ausschussquote oder einer schlechteren Energieeffizienz in den Papiermaschinen 10 % höher ausfällt. Tritt das Gegenteil ein, wird der Energiebedarf im „best case“ 10 % niedriger ausfallen (siehe Tabelle 20, S. 46)

$$\begin{aligned}
 \text{Energiebedarf (Standort)} &= \\
 &\text{Strombedarf (Papiermaschinen + Restbetrieb)} \\
 &+ \text{Dampfbedarf (Papiermaschinen + Restbetrieb)}
 \end{aligned}$$

Das **interne Vermeidungspotenzial** über technische Verbesserungen gilt in der Papierindustrie als eher gering.¹³⁵ Ein im letzten Jahr durchgeführtes firmeninternes Programm zur Steigerung der Energieeffizienz und zur Verringerung des Energiebedarfs brachte keine Ergebnisse. Dafür wurde das Standortübergreifende Ideenmanagement (FIT) eingesetzt, aus dem in der Regel ein Großteil von Effizienzverbesserungen generiert wird. Interne Potenziale werden somit nicht in der Szenarienanalyse abgebildet.

¹³⁵ Vgl. Pointcarbon (2003g).

Die in der Szenarienanalyse untersuchten Variablen sind in Tabelle 20 zusammengefasst. Die Entwicklung anderer Faktoren, wie z. B. der Zellstoffpreise, wird in Kapitel 3.3.4 diskutiert. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass sie sich analog den Einschätzungen der aktuellen strategischen Planung entwickeln.

Tabelle 20: Szenarienwerte für die Analyse möglicher Klimawandeleffekte

Quelle: Eigene Darstellung

			2005	2006	2007	2008
Worst Case						
FS	€ / MWh	10%	44,93	46,75	48,05	49,20
Gas	€ / MWh		9,00	9,72	10,44	11,16
Kohle	€ / MWh		5,04	5,06	5,47	5,69
CO2	€ / t CO2		20,00	20,00	20,00	26,00
Erfüllungsfaktor				0,93		0,89
f-Faktor (Überallokation)		0				
Energiebedarfabweichung		10%				
Probable Case						
FS	€ / MWh		40,84	42,50	43,68	44,73
Gas	€ / MWh		9,00	9,24	9,49	9,73
Kohle	€ / MWh		5,04	5,06	5,08	5,10
CO2	€ / t CO2		7,00	7,00	7,00	14,50
Erfüllungsfaktor				0,95		0,91
f-Faktor (Überallokation)		0,2				
Energiebedarfabweichung		0%				
Best Case						
FS	€ / MWh	-10%	36,76	38,25	39,32	40,26
Gas	€ / MWh		9,00	9,00	9,00	9,00
Kohle	€ / MWh		5,04	4,97	4,90	4,82
CO2	€ / t CO2		2,00	2,00	2,00	12,40
Erfüllungsfaktor				0,97		0,93
f-Faktor (Überallokation)		0,277				
Energiebedarfabweichung		-10%				

3.3.4 Der Wert der S* Gruppe und Klimawandeleffekte zweiter Ordnung

Der *Klimawandel* und seine Effekte werden Auswirkungen auf den Wert und die Strategie des Unternehmens haben. Daher muss es sein Verhalten innerhalb der neuen Rahmenbedingungen optimieren und die strategische Planung den veränderten Umweltbedingungen anpassen.¹³⁶

Klimawandeleffekte werden Einfluss auf die Werttreiber des Unternehmens nehmen, was zu Anpassungen in den Managemententscheidungen führen kann. Der Ansatz von Rappaport (1994) beschreibt die Zusammenhänge von Werttreibern und Managemententscheidungen auf den *Shareholder Value*. Dieser ist zusammen mit den Auswirkungen möglicher Klimawandeleffekte in Abbildung 9 dargestellt.

¹³⁶ Vgl. WWF (2003), S. 134.

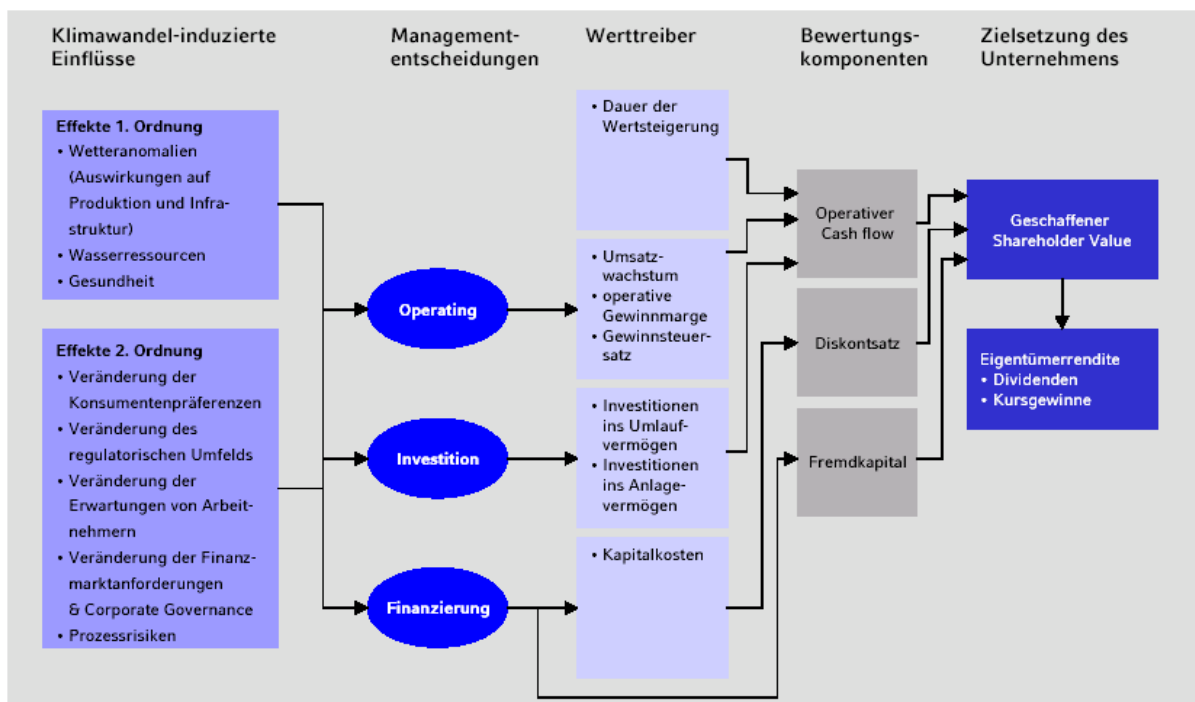


Abbildung 9: Klimawandeleffekte auf die Werttreiber eines Unternehmens

Quelle: Garz et al. (2003), S.52

Die **Dauer der Wertsteigerung** hängt zum einen von der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung und zum anderen von der Fähigkeit des Unternehmens ab, wie es sich gegenüber Wettbewerbern und Substitutionsprodukten auf dem Markt positioniert. Die Einflüsse des *Klimawandels* auf diese Kriterien werden durch das *Klimawandel-Exposure* der Firma wiedergespiegelt.¹³⁷ Bis zum heutigen Zeitpunkt ist noch nicht klar, wie hoch dieses im Vergleich zu anderen Firmen ist. Einen ersten Ansatz liefert die Studie der West LB und zeigt, dass in der Papierindustrie mit eher geringen Effekten durch den *Klimawandel* gerechnet werden muss. Sie differenziert die Gefährdungsgrade durch Klimawandeleffekte der 18 Branchen des DJ Stoxx 600. Die Branche der Basisindustrien, zu denen die Papierindustrie gezählt wird, weist einen sehr geringen *Klimawandel-Exposure* von -0,4 auf. Zum Vergleich ist der Höchstwert 2,3 (Autoindustrie) und der niedrigste Wert -1,95 (Finanzinstitutionen). Der von der West LB bestimmte Z Wert zur Messung der *Klimawandel-Exposure* variiert um den Wert 0. Mit Hilfe dieser Werte bestimmen sie für die Branche der Basisindustrien einen *MVaR* zwischen -19,55 und 66,13 Mrd. Euro. Somit können Unternehmen der Branche im besten Falle von Klimawandeleffekten profitieren oder müssen im schlechtesten Falle mit Abschlägen auf den Unternehmenswert rechnen.¹³⁸

¹³⁷ Vgl. Garz et al. (2003), S. 50.

¹³⁸ Vgl. Garz et al. (2003), S. 68 ff.

Das **Umsatzwachstum** wird vor allem durch die Marktgröße, die Preise, Kundenmacht, Substitutionsprodukte und die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber anderen Konkurrenten bestimmt. Die Berechnungen in dieser Arbeit gehen davon aus, dass es keine signifikanten Veränderungen in diesen Variablen durch Effekte des *Klimawandels* geben wird, auch wenn mit höheren Energiekosten gerechnet wird. Diese tragen jedoch nur zu einem kleinen Teil zu den Herstellungskosten bei und werden somit die Wettbewerbsfähigkeit der Firma nicht nachhaltig verschlechtern. Langfristig könnten Effizienzmaßnahmen sogar zur Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit führen, wenn z. B. durch Klimawandelmaßnahmen hervorgerufene Effizienzmaßnahmen die Kosten senken.

Effekte auf die **operative Gewinnmarge** sind zu erwarten, wobei eine Erhöhung der operativen Kosten angenommen wird. Der Firma wird durch die Zuteilung an Emissionsrechten eine Gesamtbergrenze für den Ausstoß von CO₂ gesetzt. Möchte sie mehr emittieren, muss sie entweder Emissionen reduzieren oder zusätzliche Rechte hinzukaufen, was die Herstellungskosten von Papier erhöht. Die Emissionen fallen in der Firma bei der Bereitstellung von Energie an. Sind die Kosten für die Vermeidung größer null, fallen Kosten für *Compliance* an. Sind sie größer als die am Markt erhältlichen Zertifikate, ist es sinnvoll Emissionsrechte am Markt zu kaufen und nicht intern zu vermeiden. In jedem Fall werden die Kosten für die Energieerzeugung steigen. Experten gehen teilweise von deutlichen Steigerungen aus.¹³⁹

Darüber hinaus muss auch mit Klimawandeleffekten auf die anderen Inputgüter gerechnet werden, was mit höheren Marktpreisen einhergehen kann. Die Zellstoffherstellung gilt als sehr energieintensiv und Anlagen für die Zellstoffherstellung sind zur Teilnahme am EU ETS verpflichtet. Zellstoff ist je nach Papiersorte für 18-72 % der Herstellungskosten verantwortlich. Höhere Preise aufgrund von Klimawandeleffekten würden somit auch die Herstellungskosten des Papiers erhöhen. Jedoch arbeitet die Zellstoffindustrie weitestgehend energieautark, da ein Abfallprodukt der Zellstoffproduktion (Ablauge) fast den gesamten Energiebedarf deckt.¹⁴⁰ Ablauge zählt zu Biomasse, welche Energie treibhausgasneutral bereitstellt.¹⁴¹ Obwohl die Zellstoffindustrie vom EU ETS erfasst wird, werden durch die Klimaneutralität der Ablauge keine großen Preiseffekte durch regulative Maßnahmen auf den Zellstoff erwartet.

Die Herstellung von Leim- und Hilfsstoffen ist wenig energieintensiv. Darüber hinaus wird die Chemieindustrie zum aktuellen Zeitpunkt noch nicht vom EU ETS erfasst, so dass hier keine Preisänderungen durch Effekte zweiter Ordnung erwartet werden.

¹³⁹ Vgl. dazu CME (2003), 10.10.2003, S. 3

¹⁴⁰ Vgl. HR (2003).

¹⁴¹ Vgl. z. B. Kranzl (2002), S. 12.

Der Transportsektor wird in mehrfacher Weise von Klimawandeleffekten betroffen sein. Dies betrifft z. B. die Treibstoffpreise, da Mineralö raffinerien zur Teilnahme am EU ETS verpflichtet sind. Der Transportsektor wird noch nicht vom EU ETS erfasst. Trotzdem muss der Staat im Sinne der Gerechtigkeit regulative Maßnahmen umsetzen, um CO₂ Emissionen aus dem Verkehrssektor zu beschränken. Im Transportsektor kann somit mit höheren Kosten gerechnet werden. Da diese jedoch nicht genau beziffert werden können, ist eine quantitative Abbildung noch nicht sinnvoll.

Zusätzliche Kosten werden darüber hinaus für jährlich anstehende Zertifizierungen der tatsächlich emittierten THG Schadstoffe entstehen. Aktuell wird noch diskutiert, ob nur Umweltgutachter oder auch Wirtschaftsprüfer diesen Nachweis erbringen können. Wenn nur Umweltgutachter zugelassen werden, kann aufgrund des geringeren Angebots am Markt von höheren Kosten für die Zertifizierung ausgegangen werden.

Wie in Tabelle 14 (S. 32) dargestellt, werden Unternehmen in der Papierbranche unter einer voraussichtlich eingeschränkten Kostenweitergabe leiden. Auch die S* Gruppe wird davon betroffen sein. Vor allem im Bereich Fotopapier wird es problematisch sein, die Kostenerhöhungen durch Effekte zweiter Ordnung an die Kunden weiterzugeben. Diverse Wettbewerber (siehe Tabelle 6, S. 20) produzieren in Ländern, die zunächst nicht von Klimaschutzmaßnahmen betroffen sind (USA, Australien, China, etc.). Andere Wettbewerber produzieren in Japan, wo mit konkreten Maßnahmen zum Klimaschutz nicht vor 2006 gerechnet wird. Im Geschäftsbereich Dekor könnte dies durchaus anders aussehen. Die Hauptwettbewerber produzieren analog der S* Gruppe in der EU (siehe Tabelle 7, S. 21). Somit werden diese Unternehmen genauso von Effekten des EU ETS betroffen sein. Differenzen können durch die unterschiedlichen Ausgestaltungen der NAPs in den EU Ländern entstehen.

In den Kalkulationen wird von einem eher pessimistischen Standpunkt ausgegangen, bei dem Kostenerhöhungen nicht an Kunden weitergegeben werden können.

Sowohl der **Gewinnsteuersatz** als auch die **Investitionen in das Umlaufvermögen** werden aller Voraussicht nach nicht von Effekten des *Klimawandels* betroffen sein. Anders sieht dies bei **Investitionen ins Anlagevermögen** aus. Sollten sich interne Lösungen als kosteneffiziente Vermeidungsmaßnahmen herausstellen, sind Investitionen in Effizienzmaßnahmen oder den Umbau bzw. Neubau von Kraftwerken oder von Papiermaschinen durchaus möglich. Da hier eine Quantifizierung noch nicht möglich ist, werden solche Investitionen nicht berücksichtigt.

Auch die **Kapitalkosten** der Firma können durch Effekte des *Klimawandels* betroffen sein. Das Eigenkapitalrisiko wird in der Regel durch das Beta einer Firma bzw. der Branche widergespiegelt. Der *Klimawandel* wird je nach Exposure (Gefährdungsgrad) einer Firma das Risiko erhöhen. Ein Ansatz zur Messung des Klimawandelrisikos ist das „Carbon Beta“. Das Marktrisiko wird analog der Betabestimmung mit eins abgebildet. Ein „Carbon Beta“ von drei zeigt daher ein dreimal höheres Risiko einer Firma auf, von Klimawandeleffekten betroffen zu werden.¹⁴² Untersuchungen zu diesem neuen Ansatz stehen noch aus und können zukünftig Einfluss auf Firmenwerte nehmen. Der Einfluss des „Carbon Beta“ kann jedoch aufgrund fehlender Markt- und Firmeninformationen zum aktuellen Zeitpunkt noch nicht abgebildet werden.

Neben den Eigenkapitalkosten werden auch die Fremdkapitalkosten von Klimawandeleffekten betroffen sein. Eine Analyse von Standard and Poors zeigt auf, inwiefern sich das Kreditrating von Stromkonzernen als Folge von Effekten zweiter Ordnung verschlechtern kann. Nach Aussage der Analysten wird dies vor allem davon abhängen, inwieweit Unternehmen von Effekten zweiter Ordnung betroffen sein werden und wie sie die zusätzlichen Kosten an Endabnehmer weiterleiten können.¹⁴³

VERTRAULICH.

Die Erkenntnisse zum Einfluss von Klimawandeleffekten auf die Werttreiber des Unternehmens sind in Tabelle 21 zusammengefasst.

¹⁴² Vgl. Whittaker et al. (2003), S. 15 f.

¹⁴³ Vgl. Lund et al. (2003).

Tabelle 21: Erwartete Klimawandeleffekte auf die Werttreiber eines Unternehmens

Quelle: Eigene Darstellung

Dauer der Wertsteigerung	▪ Keine Effekte
Umsatzwachstum	▪ Keine Effekte
Operative Kosten	
Zellstoffpreise	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kein Preisanstieg ▪ Höhere Volatilität möglich
Energiekosten	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Anstieg der Preise von Primärenergieträgern und Fremdstrom ▪ Anstieg der Herstellungskosten von Energie durch Emissionsbeschränkung
Preise für Leim- und Hilfsstoffe	▪ Kein Preisanstieg
Transportkosten	▪ Anstieg der Transportkosten durch Emissionsbeschränkung bei Mineralölraffinerien und regulative Maßnahmen im Verkehrssektor
Kosten für Zertifizierung	▪ Zusätzliche Kosten für jährliche Nachweise der tatsächlich emittierten Mengen an THG
Investitionen	
In das Umlaufvermögen	▪ Keine Effekte
In das Anlagevermögen	▪ Zusätzliche Investitionen in die Kraftwerke oder Papiermaschinen möglich
Kapitalkosten	
Eigenkapitalkosten	▪ Abhängig vom Carbon Beta der Firma kann Eigenkapital teurer werden
Fremdkapitalkosten	▪ Können bei begrenzter Weitergabe der höheren Energiekosten steigen

3.3.4.1 Modelltheoretische Optimierungen im Zusammenhang mit dem EU ETS

Die Papierproduktion ist ein limitationaler Produktionsprozess, bei dem Energie in Form von Dampf und Strom ein bedeutender Faktor ist. Ein Standort der Papierherstellung besteht in der Regel aus einem Kraftwerk (KW) und einer bis mehrerer Papiermaschinen (PM) (siehe Abbildung 10).

Die strategische Planung des Managements gibt *Nettoproduktionszahlen* für die einzelnen Papiermaschinen vor. Sowohl Papiermaschinen (PM) als auch Kraftwerk (KW) müssen die Ziele kostenminimal erreichen.

Das System Kraftwerk muss die notwendigen Energiemengen (y_D = Dampfbedarf, y_S = Strombedarf) für die Produktion sicherstellen. Der Fremdbezug von Dampf wäre aufgrund hoher Transportverluste unrentabel. Daher existiert auch kein Anbieter. Dahingegen kann Strom fremdbezogen oder in den eigenen Turbinen erzeugt werden.

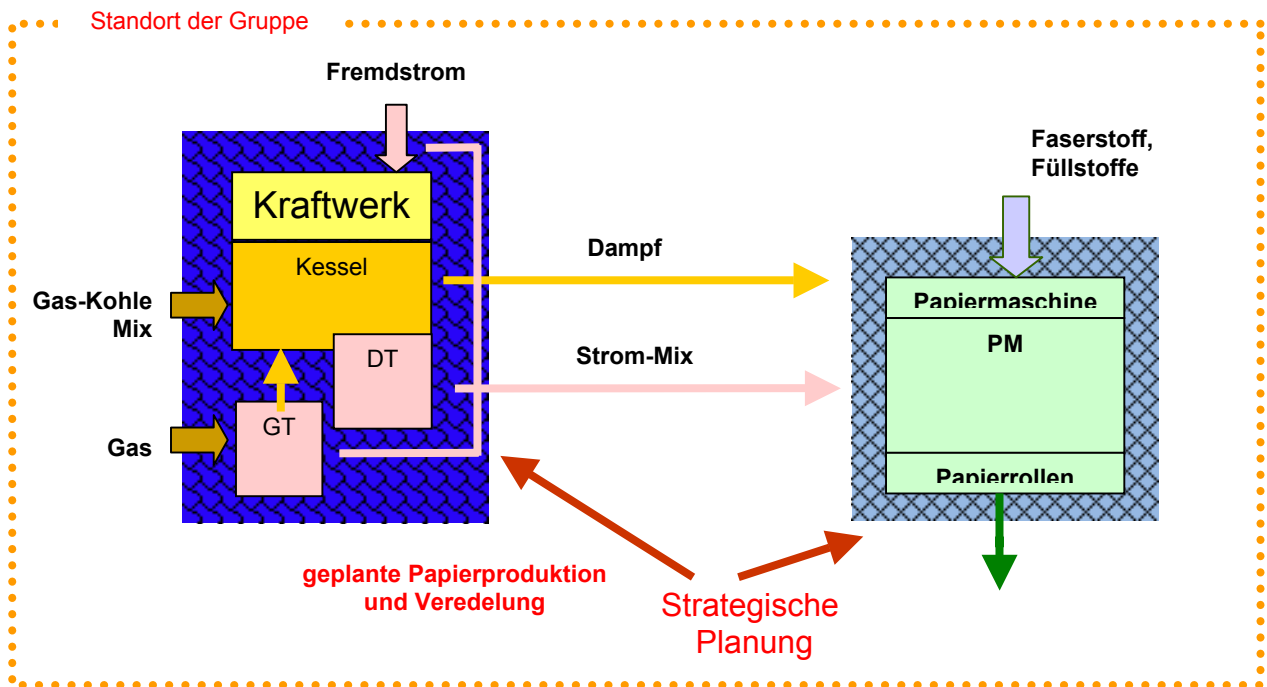


Abbildung 10: Aufbau eines Standortes zur Papierherstellung

Quelle: Eigene Darstellung

Klimawandeleffekte werden in einer Papierfabrik die Frage der Energieversorgung beeinflussen, da THG vor allem bei der Verbrennung fossiler Energieträger entstehen und somit bei der Bereitstellung von Energie. Je nach Einsatz von Fremd- oder Eigenstrom werden sich die zukünftigen Emissionen verändern. Bei der Eigenstromerzeugung werden im Vergleich zur reinen Wärmeumwandlung zusätzliche Schadstoffe ausgestoßen. Die Planung der Energiebereitstellung muss daher Klimawandeleffekte berücksichtigen. Aus Sicht des Energieverantwortlichen muss er die Kosten im Kraftwerk ohne und mit Emissionsrechtehandel minimieren.

Eine gewöhnliche GuD-Anlage besteht in der Regel aus einer Gasturbine (GT), einem oder mehreren Kesseln (Ke) zur Abhitzenutzung und zur Dampferzeugung sowie einer oder mehreren Dampfturbinen (DT) hinter dem Kessel zur Stromerzeugung. Von extern wird Fremdstrom (y_{FS}) bezogen, um den zusätzlich zur Eigenstromerzeugung benötigten Strombedarf der Produktion zu bedienen und um Ausfallzeiten bei der Stromerzeugung zu überbrücken. In der Gasturbine (GT) wird Gas ($x_G(GT)$) eingesetzt, um Strom (y_{GT}) zu erzeugen. Dabei entsteht neben Verlusten auch Restwärme, die in das Kesselsystem (Ke) gespeist wird. Zusätzlich wird in einem oder mehreren Kesseln Gas ($x_G(Ke)$ = Gaseinsatz für Dampfbedarf, $x_G(DT)$ = Gaseinsatz für Dampfturbine) oder Kohle ($x_K(Ke)$ = Kohleeinsatz für Dampfbedarf, $x_K(DT)$ = Kohleeinsatz für Dampfturbine) verbrannt und unter Beigabe von Wasser Dampf erzeugt. Je nach Einsatz, Größe und Effizienz der Kessel ergibt

sich daraus ein Mischungsverhältnis des Dampfes aus Gas und Kohle ($MV(Ke)$), das für weitere Produktionsprozesse zur Verfügung steht. Ein Großteil des erzeugten Dampfes wird durch die Dampfturbine (DT) geleitet, um weiteren Strom zu erzeugen. Der Rest wird je nach Kraftwerk und Verwendungszweck in der Produktion an der Dampfturbine vorbeigeleitet und somit nicht verstromt. Der vorbeigeleitete Dampf und die Abwärme aus der Dampfturbine stehen den PM für die Produktion zur Verfügung.

Da der von den PM benötigte Dampf (y_D) der bestimmende Faktor beim Energieeinsatz ist, muss der Primärenergieeinsatz auf Basis des Bedarfs berechnet werden. Die Determinanten Dampf- und Strombedarf (y_D, y_S) bestimmen sich aus der geplanten Papierproduktion, den geplanten Ausschussraten und dem spezifischen Energiebedarf je PM. Der Strombedarf kann je nach Standort aus den Quellen GT, DT und FS bezogen werden ($y_S = y_{FS} + y_{GT} + y_{DT}$). Die GT und DT haben eine maximale Leistungsfähigkeit (L_{GT} und L_{DT}), welche die interne Energiebereitstellung limitieren. Darüber hinaus müssen Stillstandszeiten für Wartungsarbeiten berücksichtigt werden, so dass sich für eine Turbine maximale jährliche Betriebsstunden (h) ergeben. Durch Multiplikation der Leistung und der Arbeitsstunden ergibt sich die Kapazität einer Turbine (Ka^*), die diese an elektrischer Energie erzeugen kann. Die Inputmenge an Primärenergie (x_G, x_K, y_{FS}) zur Gewährleistung der in den PM benötigten Energiemengen (y_D, y_S), wird durch die Effizienz der eingesetzten Technologie (Eff^*), den Preis der Primärenergieträger Gas und Kohle (p_G und p_K) sowie den Fremdstrompreis (p_{FS}) bestimmt. Unabhängige Variablen bei der Energiebereitstellung sind die Größen y_{FS}, y_{GT} und y_{DT} , die den Gesamtstrombedarf (y_S) widerspiegeln. Die Dampferzeugung (y_D) ist eine abhängige Variable.

Das Kostenminimierungsproblem des KW kann auf folgende Weise gelöst werden:

Der Output der GT entspricht $y_{GT} = Eff_{GT} \times x_G(GT)$.

Die dafür benötigte Menge Gas ist $x_G(GT) = \frac{y_{GT}(GT)}{Eff_{GT}}$.

In der DT wird $y_{DT} = Eff_{DT} \times Eff_{Ke} \times [x_G(DT) + x_K(DT)]$ generiert.

Die dafür notwendigen Mengen an Gas und Kohle sind

$$x_G(DT) = \frac{y_{DT}}{Eff_{DT} \times Eff_{Ke} \times (1+a)} \quad \text{und} \quad x_K(DT) = \frac{a \times y_{DT}}{Eff_{DT} \times Eff_{Ke} \times (1+a)}.$$

3. Klimawandel und Shareholder Value

Das Mischungsverhältnis wird durch die Art der Kessel bestimmt und ist $MV_{K/G}(Ke) = a$, so dass $x_K(*) = a \times x_G(*)$ gilt.

Die für die Produktion notwendige Menge Dampf wird über $y_D = Eff_{Ke} \times [x_G(Ke) + x_K(Ke)]$ realisiert.

Dazu müssen $x_G(Ke) = \frac{y_D}{Eff_{Ke} \times (1+a)}$ und $x_K(Ke) = \frac{a \times y_D}{Eff_{Ke} \times (1+a)}$ eingesetzt werden.

Die bei der Produktion entstehenden Emissionen bestimmen sich aus den Emissionswerten der eingesetzten Primärenergieträger in den Anlagenteilen (GT, Ke). Auf Inputseite ergeben sich die CO₂ Emissionen durch Multiplikation der Primärenergieträgermengen mit dem jeweiligen Brennwert- und Oxidationsfaktor.

$$E = BW_G \times OF_G \times [x_G(GT) + x_G(DT) + x_G(Ke)] + BW_K \times OF_K \times [x_K(DT) + x_K(Ke)].$$

Auf der Outputseite ist dies $E = E_{GT} + E_{DT} + E_{Ke}$, mit $E_{GT} = x_G(GT) \times BW_G \times OF_G$, $E_{DT} = x_G(DT) \times BW_G \times OF_G + x_K(DT) \times BW_K \times OF_K$, $E_{Ke} = x_G(Ke) \times BW_G \times OF_G + x_K(Ke) \times BW_K \times OF_K$.

Die Emissionsintensität auf der Outputseite ergibt sich durch Division der Emissionen der Anlagenteile mit dem Output, so dass daraus $e_{GT} = \frac{BW_G \times OF_G}{Eff_{GT}}$,

$e_{DT} = \frac{BW_G \times OF_G + BW_K \times OF_K \times a}{Eff_{DT} \times Eff_{Ke} \times (1+a)}$ und $e_{Ke} = \frac{BW_G \times OF_G + BW_K \times OF_K \times a}{Eff_{Ke} \times (1+a)}$ abgeleitet werden

kann.

Die Kosten des Kraftwerkes ergeben sich auf Inputseite aus $C = C(x_G) + C(x_K) + C_{fix}$ ($C = p_G \times x_G + p_K \times x_K + C_{fix}$). Die fixen Kosten enthalten z. B. Aufwendungen für

Personal und für Abschreibungen. Auf Outputseite ergeben sich die Kosten aus

$$C = C(y_{FS}) + C(y_{GT}) + C(y_{DT}) + C(y_D) + C_{fix}$$

$$(C = p_{FS} \times y_{FS} + c_{GT} \times y_{GT} + c_{DT} \times y_{DT} + c_{Ke} \times y_D + C_{fix}).$$

Ohne den Emissionsrechtehandel wird den CO₂ Emissionen kein Wert zugewiesen, so dass sich die variablen Stückkosten der Anlagenteile durch Division der Gesamtkosten durch die Outputmenge ergeben. Unter Berücksichtigung des Mischungsverhältnisses im Kesselsystem entspricht dies dem Quotienten aus Preis der eingesetzten Primärenergie und Effizienz des Anlagenteils.

$$(c_{GT} = \frac{p_G}{Eff_{GT}}, c_{DT} = \frac{p_G + a \times p_K}{Eff_{DT} \times Eff_{Ke} \times (1+a)}, c_{Ke} = \frac{(p_G + p_{Öko}) + a \times p_K}{Eff_{Ke} \times (1+a)})$$

$$\text{mit } p_{Öko} = \frac{T_{Öko} \times A_{Öko} \times (x_G(Ke) + x_K(Ke) + x_G(DT) + x_K(DT))}{x_G(Ke) + x_K(Ke)}$$

Mit Emissionsrechtehandel verteuern sich die variablen Stückkosten der Anlagenteile um das Produkt aus Emissionsintensität des Anlagenteils und Marktpreis eines CO₂ Zertifikates, so dass sich daraus

$$c_{GT}(CO_2) = \frac{p_G}{Eff_{GT}} + e_{GT} \times p_{CO_2}, \quad c_{DT}(CO_2) = \frac{p_G + a \times p_K}{Eff_{DT} \times Eff_{Ke} \times (1+a)} + e_{DT} \times p_{CO_2}$$

$$\text{und } c_{Ke}(CO_2) = \frac{(p_G + p_{Öko}) + a \times p_K}{Eff_{Ke} \times (1+a)} + e_{Ke} \times p_{CO_2} \text{ ergeben.}$$

Die Minimierung der Kosten kann mit Hilfe eines Lagrange-Ansatzes abgebildet werden, bei dem die maximalen Kapazitäten der GT und DT sowie die Zusammensetzung des Strombedarfs als Nebenbedingung formuliert werden.

$$(Ka_{GT} \geq y_{GT}, \quad Ka_{DT} \geq y_{DT}, \quad y_S = y_{FS} + y_{GT} + y_{DT})$$

Daraus ergibt sich folgendes Optimierungsproblem:

$$\begin{aligned} \min_{y_{FS}, y_{GT}, y_{DT}} \quad & \Omega = p_{FS} \times y_{FS} + c_{GT} \times y_{GT} + c_{DT} \times y_{DT} + c_{Ke} \times y_D + C_{fix} \\ & - \lambda_{.1} \times (Ka_{GT} - y_{GT}) - \lambda_{.2} \times (Ka_{DT} - y_{DT}) - \lambda_{.3} \times (y_S - y_{FS} - y_{GT} - y_{DT}) \end{aligned}$$

Bei zwei der hier vorliegenden Nebenbedingungen ($\lambda_{.1}, \lambda_{.2}$) muss das Kuhn-Tucker-Theorem angewendet werden, da es sich um Ungleichungen handelt. Das Theorem ist mit dem Lagrange-Ansatz zu vergleichen, nur dass die Kuhn-Tucker-Multiplikatoren im Gegensatz zu den Lagrange-Multiplikatoren keine negativen Werte annehmen können.¹⁴⁴ Durch partielle Differenzierung der Zielgleichung nach y_{FS} , y_{GT} , y_{DT} sowie den Kuhn-Tucker-Multiplikatoren ($\lambda_{.1}, \lambda_{.2}$) und dem Lagrange-Multiplikator ($\lambda_{.3}$) folgt: $\lambda_{.1} = p_{FS} - c_{GT}$, $\lambda_{.2} = p_{FS} - c_{DT}$, $\lambda_{.3} = -p_{FS}$.

Nach dem Kuhn-Tucker-Theorem können $\lambda_{.1}$ und $\lambda_{.2}$ nur nicht-negative Werte annehmen. Die oben formulierte Nebenbedingung werden erfüllt, wenn $\lambda_{.1} > 0$ und $Ka_{GT} = y_{GT}$ oder wenn $\lambda_{.1} = 0$ und $Ka_{GT} \geq y_{GT}$.¹⁴⁵ Dies bedeutet, dass die Gasturbine so lange auf ihrer maximalen Kapazität gefahren wird, wie der Fremdstrompreis größer den variablen Stückkosten der Gasturbine ist. Sobald der Fremdstrompreis und die variablen Stückkosten der Dampfturbine gleich sind, wird die Gasturbine nicht mehr eingesetzt und Strom fremd bezogen. Das gleiche gilt für den Einsatz der Dampfturbine.

¹⁴⁴ Vgl. Varian (1985), S. 510.

¹⁴⁵ Vgl. Varian (1985), S. 510 und Wolfstetter (1999), S. 323.

3. Klimawandel und Shareholder Value

Nach dem Lagrange-Ansatz kann λ_3 auch Werte kleiner Null annehmen, da die oben aufgeführte Nebenbedingung $y_S = y_{FS} + y_{GT} + y_{DT}$ zwingend erfüllt werden muss.

Die hier dargestellten Bedingungen gelten sowohl mit als auch ohne Emissionsrechtehandel. Die beiden Fälle unterscheiden sich lediglich in der Bestimmung der variablen Stückkosten (siehe oben). Die Kostenminimierung ist auf alle Standorte übertragbar. Dabei müssen lediglich die standortspezifischen technologischen Charakteristika wie Einsatz von Primärenergieträgern, Effizienz der Anlagenteile und Mischungsverhältnis des Kesselsystems berücksichtigt werden. Die fünf deutschen Standorte werden hinsichtlich dieser Eigenschaften in Tabelle 22 beschrieben.

Tabelle 22: Kraftwerkskennzahlen der fünf deutschen Standorte

Quelle: Eigene Darstellung

	Standort 1	Standort 2	Standort 3	Standort 4	Standort 5
Eingesetzte Primärenergieträger					
Mischungsverhältnis Kessel					
Anzahl / Leistung / Effizienz GT					
Anzahl / Leistung / Effizienz DT					
Effizienz Kesselsystem					

Die für 2003 – 2005 bereits feststehenden Preise für Fremdstrom, Kohle und Gas sind in Tabelle 23 dargestellt.

Tabelle 23: Energieträgerpreise für die Jahre 2003 – 2005

Quelle: Eigene Darstellung

		FS €/MWh	Gas €/MWh	Kohle €/MWh
1	2003 2004/2005*	^{18.} VERTRAULICH.		
2	2003 2004/2005*			
3	2003 2004/2005*			
4	2003 2004/2005*			
5	2003 2004/2005*			

*bei FS 2004 und 2005, bei Kohle und Gas nur 2004

Der geschätzte Energiebedarf der Standorte, bereits bekannte Preise für Strom und Primärenergieträger, die Kraftwerkskennzahlen sowie die Erkenntnisse aus der Szenarienanalyse und der Kostenminimierung werden in einer standortbezogenen Energiekostenanalyse integriert.

Die Ergebnisse für die fünf deutschen Standorte sind in den Tabellen A8-A12 (siehe Anhang III, S. 76 ff.) abgebildet.

Der Aufbau der Tabellen gestaltet sich nach einem analogen Schema. Die dick umrahmten Felder sind veränderbare Zellen. Alle anderen Felder werden durch hinterlegte Gleichungen berechnet.

Der obere rechte Teil bildet die unternehmensspezifische Preise der Energieträger für 2003 bis 2005 ab, sowohl Markt- und Studienwerte für die gleichen Zeiträume.

Im oberen linken Teil der Tabelle werden konstante Faktoren wie z. B. Netznutzungsgebühren und Transportkosten berechnet. Dabei wurde den Beschreibungen aus Kapitel 3.3.4 folgend vorgegangen. Darunter sind die technischen Kennzahlen des Kraftwerkes abgebildet. Rechts daneben werden die Emissionsintensitäten der Anlagenteile berechnet sowie Emissionsfaktoren für Gas und Kohle definiert. Die Emissionsfaktoren können einer Liste des BMU entnommen werden. Zu differenzieren ist hier zwischen verschiedenen Steinkohle- und Gassorten.¹⁴⁶ Für die Oxidationsfaktoren wird von einem Wert von eins ausgegangen.¹⁴⁷

Im Mittelteil befinden sich die in der Szenarioanalyse ermittelten Werte. Durch Veränderung des blauen Szenariofeldes können die Daten für die anderen Zustände (best case und worst case) generiert werden.

Der untere Teil der Tabelle bildet die Kalkulationen zum Einsatz von Erdgas und Steinkohle zur Sicherstellung der benötigten Energiemengen ab. Die Turbinen werden auf der maximalen Kapazität gefahren, solange die Grenzkosten kleiner als der Fremdstrompreis sind.

Darunter befinden sich die ermittelten CO₂ Emissionsmengen und die Anzahl der zugeteilten Emissionsrechte. Die gesamten variablen Kosten ohne und mit Berücksichtigung des Wertes für CO₂ sind am Ende dargestellt. Der Wert der zugewiesenen Emissionsrechte wurde durch Multiplikation mit dem Marktpreis für Zertifikate berechnet. Die fixen Kosten werden hier nicht abgebildet, da sie in der GuV an anderer Stelle berücksichtigt werden (z. B. Personalkosten oder Abschreibungen).

¹⁴⁶ Vgl. BMU (2003).

¹⁴⁷ Vgl. BMU (2003b), S. 26.

Die Ausprägung entscheidender Faktoren in den einzelnen Szenarien ist für die fünf Standorte in Tabelle A 13 (siehe Anhang III, S. 81) aggregiert. Der Gesamteffekt der verschiedenen Szenarien auf die deutsche Gruppe wird in Tabelle A 14 (siehe Anhang III, S. 82) widergespiegelt. Tabelle 24 zeigt die Differenz der Szenarienanalyse im Vergleich zur strategischen Planung auf.

Tabelle 24: Darstellung der variablen Energiekosten der Gruppe in den drei Modellszenarien gegenüber der strategischen Planung

Quelle: Eigene Darstellung

	Modell			SP	Kostenanstieg Differenz (absolut) Modell-SP			Kostenanstieg Differenz (relativ) Modell-SP		
	bc	pc	wc		bc	pc	wc	bc	pc	wc
2003 in Mio €	VERTRAULICH.									
2004 in Mio €										
2005 in Mio €										
2006 in Mio €										
2007 in Mio €										
2008 in Mio €										

Bei den hier dargestellten Kostendifferenzen ist zu beachten, dass zum einem unterschiedliche Methoden zur Berechnung der variablen Kosten angewendet wurden und dass zum anderen in der Modellanalyse zwei DT und eine GT integriert sind, die in der strategischen Planung nicht berücksichtigt wurden. Somit fallen die variablen Kosten im Modell durchweg kleiner aus. Bei den zwei DT kann dieser Effekte aufgrund ihrer geringen Größe vernachlässigt werden. Der Einfluss der GT verzerrt die Ergebnisse leicht. Welchen Einfluss die unterschiedlichen Berechnungsmethoden auf die Ergebnisse haben, kann nicht eindeutig gesagt werden.¹⁴⁸ Sie können jedoch die hier gefunden Resultate zu Klimawandeleffekten in Frage stellen.

3.3.4.2 Der Unternehmenswert unter Berücksichtigung klimapolitischer Maßnahmen

In diesem Kapitel wird der veränderte Unternehmenswert durch klimapolitische Maßnahmen geschätzt und dem Referenzwert aus 3.2.7 gegenübergestellt. Bei diesen Kalkulationen werden die unter 3.3.4.1 geschätzten Energiekosten berücksichtigt.

Nicht berücksichtigt werden Energiekostenschätzungen aus den Standorten in den USA und Kanada. In Kanada können aufgrund fehlender rechtlicher Richtlinien zum aktuellen Zeitpunkt keine Auswirkungen untersucht werden. Da die USA das Kyoto

¹⁴⁸ Bei der strategischen Planung wird mit einer Deckungsbeitragsrechnung vorgegangen, welche die Energiekosten als Prozentsatz der Materialkosten bestimmt.

Protokoll ablehnen, kann von nur geringen klimapolitischen Effekten infolge von globalen Preisänderungen auf die Energiekosten ausgegangen werden.

Auch die Kosten für die jährlichen Zertifizierungsmaßnahmen fließen in die Bewertung nicht mit ein. Ein Effekt auf den Unternehmenswert wäre kaum identifizierbar. Man kann aber von Kosten zwischen 5.000 und 10.000 € pro Jahr ausgehen.

Wie in Kapitel 3.3.4 aufgezeigt wurde, wird aktuelle mit keinen weiteren Effekten auf die Werttreiber gerechnet. Daher bleiben alle anderen Faktoren wie z. B. Umsatzwachstum und Kapitalkosten konstant.

Für die neue Berechnung des Unternehmenswertes werden die geschätzten Energiekosten der einzelnen Szenarien für die deutschen Standorte in der GuV ersetzt. Somit verändert sich der EBIT und der Unternehmenswert. Die Berechnungen sind beispielhaft in Tabelle A15 (siehe Anhang III, S. 83) für die GuV und in Tabelle A16 (siehe Anhang III, S. 84) für die Unternehmensbewertung im „probable case“ Szenario dargestellt und ergeben einen Unternehmenswert in Höhe von **VERTRAULICH**.

Tabelle 25 verdeutlicht den Unterschied zwischen ursprünglich berechnet Unternehmenswert und Unternehmenswert mit Klimawandeleffekten zweiter Ordnung. Daraus ist zu erkennen, dass sich im „best case“ der Wert des Unternehmens um 7,1 % und des *Shareholder Values* um 8,79% erhöht. Im „worst case“ kann mit einer Abnahme des Unternehmenswertes um 5,78% und des *Shareholder Values* um 7,15 % gerechnet werden.

Tabelle 25: Unternehmenswert mit und ohne Klimawandeleffekte zweiter Ordnung für verschiedene Szenarien

Quelle: Eigene Darstellung

	Szenario (Sz)	Referenzszenario	Wertsteigerung Differenz (absolut) Sz-Ref			Wertsteigerung Differenz (relativ) Sz-Ref		
			bc	pc	wc	bc	pc	wc
Unternehmenswert in Mio. €		(Ref)	bc	pc	wc	bc	pc	wc
FK in Mio. €			9					
EK in Mio. €			VERTRAULICH					

4 Strategische Implikationen des Klimawandels

Die Unternehmensbewertung hat gezeigt, dass durch die Einführung des EU ETS im „propable case“ eher geringe Effekte auf den Unternehmenswert bzw. Shareholder Value zu erwarten sind. Die „worst case“ und „best case“ Ausprägungen stellen eine extreme Sichtweise dar, bei der sich jeweils alle abgebildeten Variablen negativ bzw. positiv entwickeln. In der Realität wird dies kaum eintreten, zeigt aber dem Unternehmen die maximale Schwankungsbreite auf.

Aus der momentanen Sichtweise stellt das Thema *Klimawandel* somit kein großes Bedrohungspotenzial dar, was die aktuellen Produkte bzw. Standorte in Frage stellt.

VERTRAULICH.

Jedoch ergeben sich neue Pflichten für das Unternehmen, die es managen muss. Darüber hinaus müssen bei zukünftigen Investitionen Klimawandeleffekte berücksichtigt werden, um mögliche Chancen auszunutzen und eventuelle Risiken abzuwehren. So kann der Shareholder Value des Unternehmens optimiert werden.

Dies sollte mittels einer Klimawandelstrategie erfolgen, die in die langfristige Unternehmensplanung integriert werden muss. Sie muss die nötigen Informationen zusammentragen, um Chancen und Risiken bewerten zu können. Dazu bedarf es der Anpassung von Kennzahlensystemen im Unternehmen, der Beobachtung der Märkte und der Antizipation von möglichen Entwicklungen der Klimapolitik. Gerade vor dem Gesichtspunkt einer geplanten Verschärfung der Richtlinien nach 2012 ist daher eine proaktive Haltung gegenüber dem Thema *Klimawandel* notwendig.

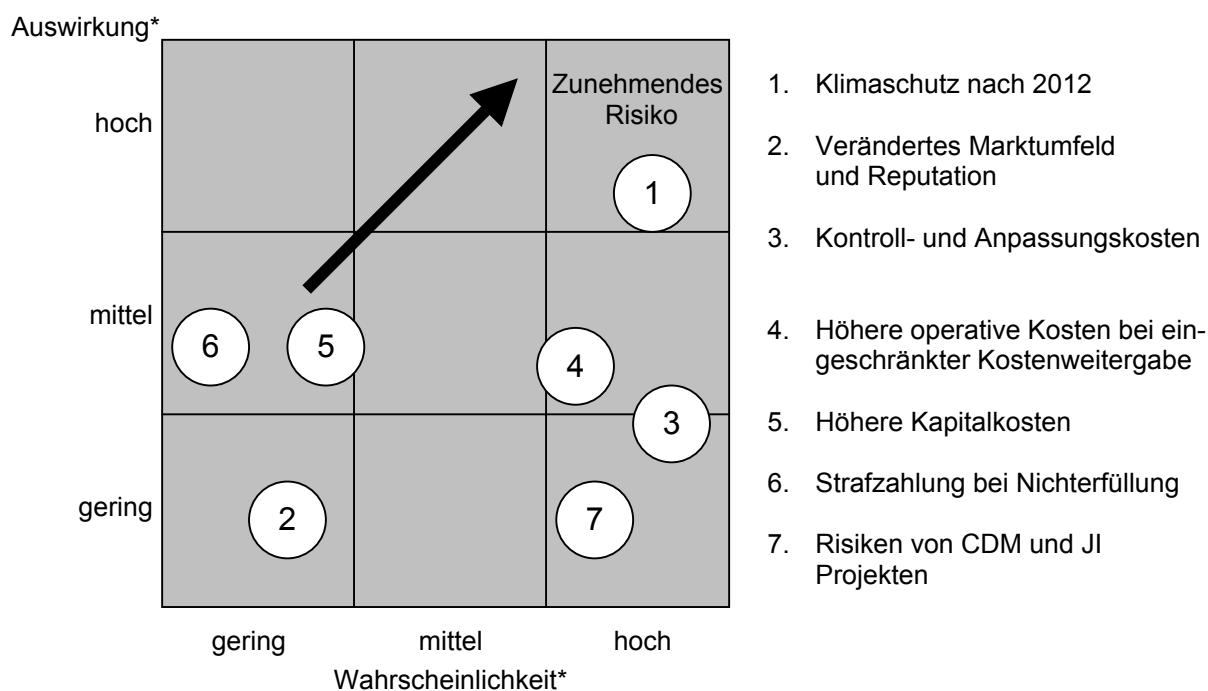
4.1 Eckpunkte einer Klimawandelstrategie

Zur Integration einer Klimawandelstrategie müssen diverse interne und externe Maßnahmen koordiniert werden. Grundlage dafür sind firmeninterne und -externe Informationen, die aus relevanten Bereichen zusammengetragen werden müssen. Zur Unterstützung können auch Verbände, wie z. B. der VDP, und externe Unternehmensberater zu Rate gezogen werden.

Ein wichtiger Punkt innerhalb einer Klimastrategie ist ein Klimawandelrisikomanagement. Es zeigt aktuelle und potentielle Gefahren aus Klimawandeleffekten

erster und zweiter Ordnung auf und schafft ein Frühwarnsystem, um entsprechende Gegenregulierungsmaßnahmen einleiten zu können.

Dazu könnten Risiken z. B. nach Eintrittswahrscheinlichkeit und Auswirkung differenziert werden, um den Schwerpunkt des Managementsystems festzulegen. In Abbildung 11 ist solch eine Bewertung für Risiken aus Tabelle 14 (S. 32) im „probable case“ Szenario dargestellt.



* gering, mittel und hoch stehen stellvertretend für konkrete € Auswirkungen und Eintrittswahrscheinlichkeiten

Abbildung 11: Bewertung von Klimawandelrisiken im „probable case“ Szenario

Quelle: Eigene Darstellung nach Pfennig (2000)

Mengenmanagement

Ein wichtiger Bestandteil eines Klimawandelrisikomanagements ist die Bestimmung der Über- bzw. Unterdeckungen an Emissionsrechten.

Die Erfüllung der Reduzierungsrichtlinien bedarf einer Abschätzung zukünftiger Emissionsmengen und möglicher Emissionsrechtezuweisungen je Standort. Dafür ist es zum einen erforderlich, die Entwicklungen in der Klimapolitik zu beobachten. Zum anderen muss die Planung für Produktion, Energiegewinnung und Zertifikatsmanagement koordiniert werden. Ein Ansatz dazu wurde in dieser Arbeit geleistet.

In Zukunft sollte ein Informationssystem aufgebaut werden, dass fortwährend emissionsrelevante Daten erfasst und bewertet („Measuring, Reporting, Benchmarking“). Vor dem Hintergrund jährlich anstehender Zertifizierungen sollten diese

4. Strategische Implikationen des Klimawandels

Informationen in entsprechender Weise aufgearbeitet werden. Wichtig ist darüber hinaus die Beachtung von gesetzlichen Fristen (siehe Tabelle 26).

Tabelle 26: Ereignisse und Pflichten innerhalb eines Jahres

Quelle: Eigene Darstellung nach Schafhausen (2003a) und (2003c)

Datum	Ereignis / Pflicht	Grundlage / Voraussetzung
Bis 28.2.	Behörde: Ausgabe der Emissionsrechte für das laufende Kalenderjahr	TEHG § 10 (Entwurf)
Bis 1.3.	Unternehmen: Erklärung über die emittierte Treibhausgasmenge je Anlage für das vorangegangene Kalenderjahr	VO ET §6 (Entwurf) Überprüfung durch sachverständige Stelle (Umweltgutachter oder sonstige nach TEHG zugelassene Gutachter)
Bis Ende März 2006 / 2011 / usw.	Behörde: Veröffentlichung des Zuteilungsplanes für die nächste Zuteilungsperiode	TEHG § 9 (Entwurf)
Bis 30.4.	Unternehmen: Abgabe der Emissionsrechte in Höhe der realisierten Emissionen des vorangegangenen Kalenderjahres	TEHG § 15 (Entwurf)

Wie die Zertifikate im Bedarfsfalle von einem Standort auf einen anderen übertragen werden und welche Steueraspekte dabei eine Rolle spielen, muss rechtlich und firmenintern noch geklärt werden. Darüber hinaus sollte ein Emissionsrechtspuffer geschaffen oder eine Versicherung in Betracht gezogen werden, falls eine größere Menge an Emissionen ausgestoßen wird. Hohe Strafen in beiden Handelsperioden bei Nichterfüllung kompensieren die Kosten für die Kapitalbindung bei der Haltung eines Reservekontingents. Auch können überschüssige Emissionsrechte genutzt werden, um die Aktivitäten der Gruppe THG neutral zu gestalten. Dies betrifft speziell Bereiche, die nicht vom EU ETS erfasst werden, wie z. B. die Veredelung, das Klärwerk oder auch Geschäftsreisen. Andere Firmen haben sich bereits öffentlich zu solchen Vorhaben geäußert.¹⁴⁹ Darüber hinaus wird es eine strategische Frage bleiben, ob in der Firma auf *Banking* - die Übertragung von Emissionsrechten aus der ersten in die zweite Handelsperiode - zurückgegriffen wird und ob die Firma ein aktives *Borrowing* betreibt. Durch die Überschneidung der Ausgabe der neuen Zertifikate (Februar des Jahres) und der Löschung der Zertifikate für das Vorjahr (April des Jahres) kann ein Unternehmen auf Emissionsrechte aus dem Folgejahr zurückgreifen. Ein Ausgleich des Emissionsrechteinventars wäre dann spätestens im letzten Jahr einer Handelsperiode notwendig.

¹⁴⁹ Vgl. pointcarbon.com (2003c).

Kostenmanagement

Neben der Bestimmung von Über- und Unterdeckung bedarf es der Bestimmung möglicher Erfüllungsmaßnahmen und den damit in Verbindung stehenden Kosten.

Potentielle *Compliance* Maßnahmen sind in Tabelle 27 dargestellt.

Tabelle 27: Interne und externe Erfüllungsmaßnahmen

Quelle: Eigene Darstellung

Ort der Vermeidung	Firmenintern	Firmenextern
Annex B Land (EU, Kanada, Japan, etc.)	Vermeidungsmaßnahmen: <ul style="list-style-type: none"> ▪ In D → direkte Reduzierung oder JI Projekt ▪ In Ca → direkte Reduzierung oder JI Projekt ▪ In USA (aktuell keinen Wert) 	Kauf von Zertifikaten am ET Markt <ul style="list-style-type: none"> ▪ Wann? ▪ Welche Mengen? Beteiligung an JI Projekten <ul style="list-style-type: none"> ▪ Einzelprojekte ▪ Projektfond
Nicht Annex B Land (China, Brasilien, etc.)	Vermeidungsmaßnahmen: CDM <ul style="list-style-type: none"> ▪ Aktuell kein Standort → VERTRAULICH geplant 	Beteiligung an CDM Projekten <ul style="list-style-type: none"> ▪ Investition in einzelne Projekte (unwahrscheinlich) ▪ Beteiligung an einem Projektfond (möglich)

Für externe Maßnahmen wird es einen öffentlichen Marktpreis geben. Zur Absicherung von Preisrisiken aus CO₂ Zertifikaten kann sich das Unternehmen mit Derivatgeschäften absichern. Für interne Maßnahmen müssen für die einzelnen Standorte bzw. Anlagen Vermeidungskostenkurven bestimmt werden. Dies beinhaltet die Identifikation von Reduzierungsmöglichkeiten (siehe Tabelle 28), die mengenmäßigen Potenziale sowie damit einhergehende Kosten und Risiken. Projekte, bei denen der Preis je vermiedene t CO₂ unterhalb des Marktpreises liegt, sollten realisiert werden, um Erträge aus dem Verkauf der Zertifikate zu erzielen oder sie für den Einsatz bei höherem Emissionsrechtebedarf einzusetzen.

Tabelle 28: Interne Reduzierungsoptionen in einem Industrieunternehmen

Quelle: Eigene Darstellung nach Harmelink (2003)

Emissionsreduzierungen auf der Verbraucherseite (Nachfrageseite)	Emissionsreduzierungen auf der Erzeugerseite (Angebotsseite)
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Einsatz energieeffizienter Technologien (Motoren, Lampen, Papiertrocknung etc.) ▪ Reduzierung von Ausschussraten bei der Papierproduktion ▪ Reduzierung von Stand-By Verlusten 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Brennstoffwechsel von Kohle zu Gas ▪ Ausbau von <i>KWK</i> Anlagen bei <i>Überallokation</i> ▪ Austausch alter Anlagen durch neue und effiziente ▪ Einsatz Erneuerbarer Energien (Wind- und Solarenergie, Wasserkraft, Biomasse)

Die Unternehmenspolitik sollte für die Art der Erfüllungsmaßnahmen richtungweisend sein. Interne Reduzierungsmaßnahmen werden aller Voraussicht nach nur durch Investitionen realisiert werden können. Auch die Durchführung von firmeninternen JI und CDM Projekten muss unter Abwägung der Chancen und Risiken solcher Projekte diskutiert werden. Als Anreiz für die Durchführung von firmeninternen CDM und JI Projekten zählen positive Effekte auf die Projektfinanzierung und -rendite.

Erfahrungen der Weltbank aus ihrem Prototype Carbon Fund zeigen die in Abbildung 12 dargestellten Effekte von CO₂ auf den internen Zinsfuß diverser Projekttypen.

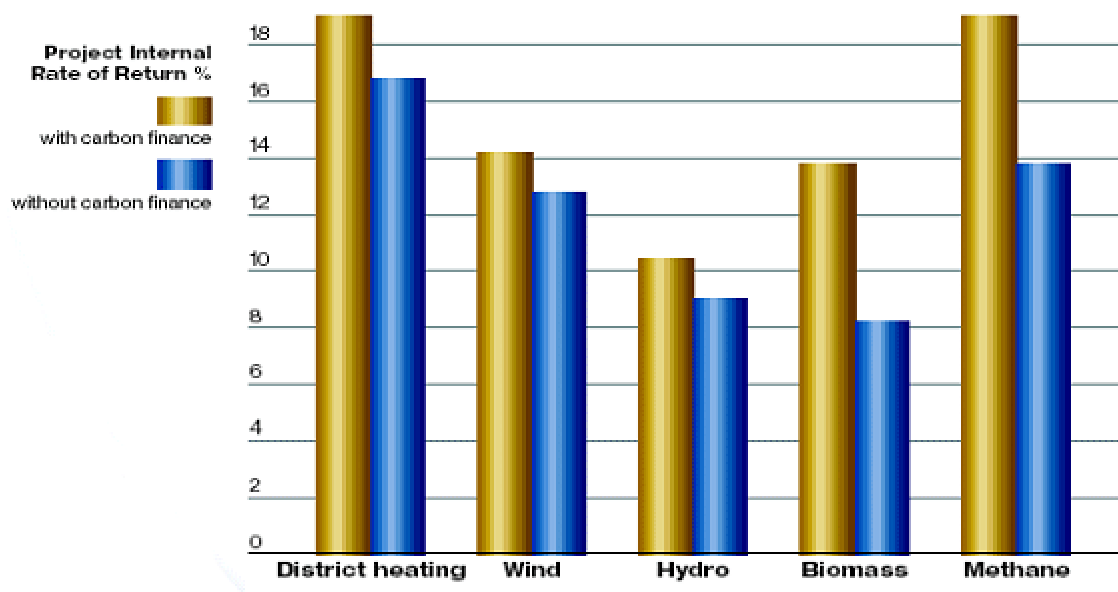


Abbildung 12: Effekte von CO₂ Zertifikaten auf den IRR von Projekten

Quelle: UNEPFI (2002), S. 4

Jedoch gehen solche Projekte auch mit erheblichen Risiken einher (siehe Tabelle 15, S. 33), die unter Umständen zukünftig versicherungstechnisch abgesichert werden können. Auch treten teilweise beträchtliche Transaktionskosten auf, die kleine Projekte unattraktiver werden lassen.¹⁵⁰

Für die mögliche Standortentscheidung in **VERTRAULICH** sollten sowohl Chancen als auch Risiken von CDM Projekten bestimmt und bewertet werden.

Darüber hinaus ist es fraglich, ob das Unternehmen den Derivathandel als Sicherungsgeschäft aktiv betreiben will und ob es sich vielleicht an Projektfonds beteiligt. Hier ist z. B. von der KfW die Auflage eines Fonds für 2004 geplant.¹⁵¹ Durch

¹⁵⁰ Vgl. Eckermann et al. (2003), S. 4 ff.

¹⁵¹ Vgl. emreporter.de (2003).

Portfoliodiversifizierung von Projekten, wie z. B. in Carbon Funds, kann das Risiko privater Investoren verringert werden.¹⁵²

Das allgemeine Vorgehen zur Bestimmung von Erfüllungsoptionen ist in Tabelle 29 dargestellt.

Tabelle 29: Vorgehensweise zur Bestimmung von Emissionsmengen und Vermeidungsoptionen

Quelle: emissionstrategies.com (2003)

1. Emissionen identifizieren / bewerten	2. Interne Risiken / Chancen identifizieren / bewerten	3. Externe Risiken / Chancen identifizieren / bewerten	4. Integration
<ul style="list-style-type: none"> ▪ THG Emissionsquellen und Senken identifizieren 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Interne Reduzierungsmöglichkeiten identifizieren 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Externe Optionen identifizieren 	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Emissionen und Emissionsraten des Unternehmens und des Marktes schätzen und vergleichen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Vermeidungskostenkurven schätzen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Externe Kosten der Vermeidung bestimmen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Marktpreis als Determinante der Attraktivität von internen Maßnahmen
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Potenzielle Über- bzw. Unterdeckung abschätzen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Risiken der Vermeidungsoptionen bewerten 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Risiken der verschiedenen Zertifikate abschätzen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Risiken gegeneinander abwägen

Die Integration einer Klimawandelstrategie im Unternehmen sollte noch weiter gehen und Effekte jenseits der rechtlichen Reduzierungsverpflichtung betrachten.

Standort- und Ressourcenmanagement

Bei dem Hochwasser in Sachsen im letzten Jahr wurde dem Unternehmen die Gefährdung der Standorte durch Naturkatastrophen offenbart. Inwieweit dies auf Klimawandeleffekte zurückzuführen ist, kann nicht eindeutig bewiesen werden.

Jedoch sollte auch zukünftig mit dieser Gefahr gerechnet werden, da fast alle Standorte aufgrund des hohen Wasserbedarfs der Papierproduktion in unmittelbarer Nähe eines Baches oder Flusses liegen.

Daher werden bereits entsprechende Schutzmaßnahmen vorgenommen, um auf zukünftige Überschwemmungen vorbereitet zu sein. Dies könnte sich positiv auf die Versicherungsprämie auswirken und somit langfristig zu Kosteneinsparungen führen.

Beim Einsatz von Ressourcen wie Zellstoff und Chemikalien muss die genaue Gefährdung von Klimawandeleffekten analysiert werden. Es sollten möglichst weniger klimasensitive Rohstoffe eingesetzt werden, insofern eine Substitution möglich ist.

¹⁵² Vgl. Springer (2002), S. 13.

Die Reisetätigkeiten der Firma sollten überprüft und, wenn möglich, durch energie-sparende Dienste (z. B. Einsatz von Telefon- und Videokonferenzen) ersetzt bzw. ergänzt und Geschäftsreisen mit dem gleichen Reiseziel stärker koordiniert werden.

Neben der Ermittlung von emissions- und kostenrelevanten Daten im Unternehmen sollten auch Veränderungen im Marktumfeld beobachtet werden, wie z. B. mögliche Reputationseffekte durch die Kundensensitivität gegenüber klimafreundlichen bzw. -schädlichen Produkten. Jedoch kann dies wohl nur mit etwas Verzögerung festgestellt werden, da solche Effekte mit großer Wahrscheinlichkeit erst bei Endkunden auftreten und sich somit erst zu einem späteren Zeitpunkt am Anfang der Wertschöpfungskette bemerkbar machen werden. Ferner gilt die Papierindustrie nicht als „Klimakiller“, so dass insgesamt nur mit äußerst geringen Effekten gerechnet werden kann.

Darüber hinaus sollten Risikoanalysen aus vor- oder nachgelagerten Aktivitäten in der Wertschöpfungskette durchgeführt werden. Auch das relative Risiko einer Firma im Vergleich zum Markt ist ein wichtiger Faktor. Hier sollte der Ansatz des Carbon Beta verfolgt werden, um das Kapitalkostenrisiko abzubilden.

Die Thematik *Klimawandel* birgt für das Unternehmen viele Risiken. Doch auch die Chancen sollten identifiziert und ausgenutzt werden. So kann das Unternehmen durch den Einsatz energieeffizienter und schadstoffarmer Technologien oder Erneuerbarer Energien Wettbewerbsvorteile generieren. Dies bedarf unter Umständen erheblicher Investitionen. Obendrein stellt die Identifikation von „Energiefressern“ ein Potenzial zur Reduzierung der Energiekosten dar.

In Abbildung 13 sind die Eckpunkte der Klimawandelstrategie zusammengefasst.

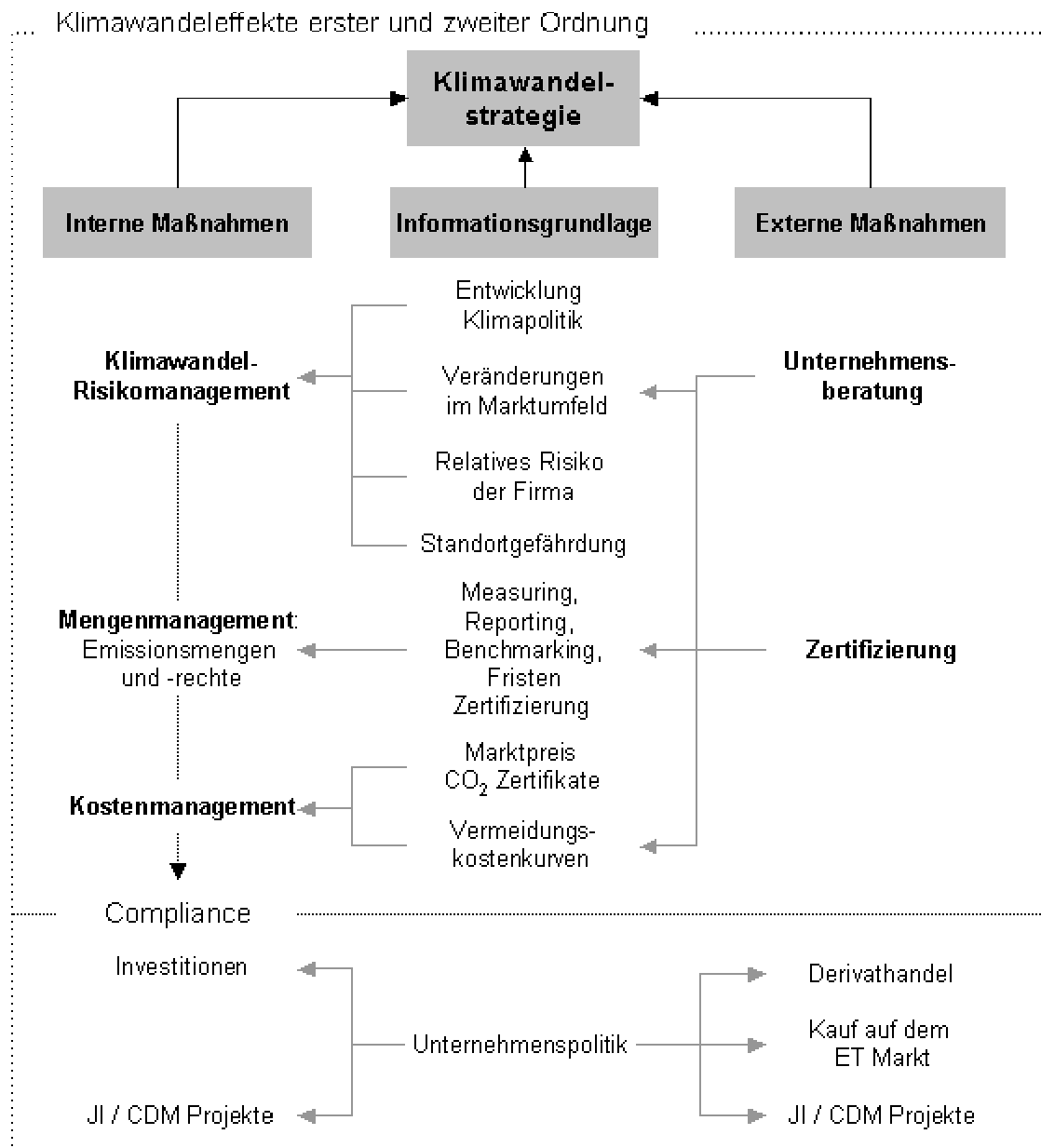


Abbildung 13: Ansatzpunkte für eine Klimawandelstrategie

Quelle: Eigene Darstellung

Abschließend ist anzumerken, dass bei der Umsetzung einer Klimawandelstrategie möglichst auf bestehende innerbetriebliche Prozesse (wie z. B. SAP) und Strukturen (wie z. B. Einkauf, Controlling und FIT) zurückgegriffen werden sollte. Auch eine Verankerung in der Gesamtstrategie des Unternehmens und bei der Projektplanung ist wichtig. Eine Klimawandelstrategie bietet darüber hinaus die Möglichkeit, sie als Ausgangspunkt für die Integration einer Nachhaltigkeitsstrategie im Unternehmen zu nutzen. Erste Ansätze dafür sind in der Gruppe bereits erkennbar, wie z. B. die Implementierung eines Lifecycle-Managements und das Engagement in sozialen Projekten.

5 Zusammenfassung

Mit der Verabschiedung der EU ETS ist das Thema *Klimawandel* endgültig in den Wirtschaftsalltag vieler Unternehmen eingezogen.

Diese Arbeit hat dazu beigetragen, die Problematik *Klimawandel* aus dem Blickpunkt eines konkreten Unternehmens darzustellen und die Vielschichtigkeit ihrer Auswirkungen aufzuzeigen. Dabei wurden zunächst mögliche Risiken des *Klimawandels* analysiert und deren Effekte auf die Werttreiber des untersucht. Es stellte sich heraus, dass in einem Unternehmen der Papierindustrie vor allem mit Effekten auf Seiten der Energiebereitstellung zu rechnen ist. Daraufhin wurden Variablen wie Energiepreise, der Marktpreis für CO₂ Zertifikate, die Zuteilung und die Energiekosten der deutschen Standorte bis 2008 geschätzt und diese in einer Unternehmensbewertung abgebildet.

Hierbei wurde deutlich, dass Klimawandeleffekte zweiter Ordnung den Unternehmenswert im „probable case“ um 1,85% steigern werden. Dies ist vor allem auf die Überallokation mit Emissionsrechten durch den Einsatz von KWK Anlagen zurückzuführen. Im „best / worst case“ ist mit einem Anstieg/Abnahme des Unternehmenswertes um ca. 7 % zu rechnen. Somit werden aktuelle Produkte und Standorte nicht in Frage gestellt.

Die gefundenen Ergebnisse müssen jedoch vor dem Hintergrund einer unterschiedlichen Berechnung der Energiekosten in der strategischen Planung und in dieser Arbeit kritisch betrachtet werden. Die direkte Vergleichbarkeit dieser Zahlen muss daher hinterfragt werden.

Darüber hinaus wurden mögliche Ansatzpunkte einer Klimawandelstrategie dargelegt. Sie stellt den weiteren Informationsbedarf und notwendige Maßnahmen für das Unternehmen dar, um den Shareholder Value der Gruppe nachhaltig zu optimieren.

Viele der hier angesprochenen Problemfelder werden weitere Detailfragen bei der eigentlichen Umsetzung aufdecken und die Reichweite des Themas offenbaren. Diese Arbeit zeigt lediglich den aktuellen Kenntnisstand auf und versucht verschiedene Erkenntnisse miteinander zu verknüpfen.

Die Vielschichtigkeit des Themas macht jedoch eine weitere Analyse des *Klimawandels* und seiner Effekte unabdingbar. Sie sollte Ausgangspunkt für eine stärkere Einbeziehung des Ansatzes einer nachhaltigen Entwicklung in der Unternehmenspolitik sein.

Anhang I - Klimawandel

Tabelle A1: Überblick über die klimapolitischen Richtlinien Kyoto Protokoll, EU ETS und die Nationalen Allokationspläne (NAPs)

Quelle: Eigene Darstellung

KP (Kyoto Protokoll)
<ul style="list-style-type: none">▪ Regelt die allgemeine Pflicht zur Reduzierung von Treibhausgasen durch Annex B Länder▪ Schafft flexible Mechanismen (JI, CDM, ET) zur kosteneffizienten Umsetzung der Ziele und gibt die verschiedenen Zertifikatstypen an (ERU, CER, AAU)▪ Tritt in Kraft, wenn mindestens 55 Länder, die für 55 % der Emissionen des Annex B verantwortlich sind, das Protokoll ratifiziert haben▪ Zielzeitraum: 2008-2012
EU ETS (Europäische Emissionshandelsrichtlinie)
<ul style="list-style-type: none">▪ Legt die Teilnahme energieintensiver Anlagen in Europa am Emissionshandel fest<ul style="list-style-type: none">▪ Anlagen der Branchen: Energieerzeugung > 20 MW, Mineralölraffinerien, Metall- und Stahlherzeugung >2,5 t/h, Zementindustrie, Papier- und Zellstoffindustrie >20 t/Tag▪ Zeitraum: 1. Phase 2005-2007, 2. Phase 2008-2012▪ Verteilung: bis 2012 kostenlose Zuteilung möglich▪ Treibhausgase: zunächst nur Kohlendioxid▪ Strafe, insofern nicht ausreichend Emissionsrechte eingereicht werden:<ul style="list-style-type: none">▪ 1. Phase: 40 € je fehlender t CO₂ + nachträgliches Einreichen der Zertifikate▪ 2. Phase: 100 € je fehlender t CO₂ + nachträgliches Einreichen der Zertifikate▪ Betroffene Länder: 15 EU Staaten und 10 Beitrittsländer▪ Schafft Spielraum für die Erweiterung des Handels ab 2008 auf weitere Anlagen der Branchen Chemie, Aluminium und Transport sowie für weitere Treibhausgase (Methan, usw.)▪ Emissionsminderungen aus den <i>flexiblen Mechanismen</i> des Kyoto Protokolls können ab 2008 in das EU ETS eingebracht werden▪ Gibt flexible Richtlinien vor (<i>Opt in</i>, <i>Opt out</i>, Pooling, Auktionierung)▪ Mitglieds- und Beitrittsstaaten müssen bis 31.03.2004 nationalen Allokationsplan (NAP) vorlegen
NAP (Nationaler Allokationsplan)
<ul style="list-style-type: none">▪ Detailausarbeitung hinsichtlich Verteilung der Emissionsrechte auf die einzelnen Anlagen▪ Rechtsgrundlage hinsichtlich Anlagengenehmigung, Erstellung von Emissionsberichten, Überwachung der Emissionen, Verfahren für die Allokation und die Zuteilung, Verwaltung und Handel der Zertifikate▪ Muss die Berücksichtigung der folgenden Punkte definieren:<ul style="list-style-type: none">▪ Anrechnung von <i>Early Action</i> und von effizienten Technologien wie <i>Kraft-Wärme-Kopplung</i>▪ Zulassung von <i>Banking</i> zwischen erster und zweiter Phase▪ Gebrauch der opt out Option

Tabelle A2: Direkte und indirekte Auswirkungen des Klimawandels auf bestimmende Faktoren des *Shareholder Values*

Quelle: Eigene Darstellung

Mögliche Auswirkungen auf die Cash Flows
<ul style="list-style-type: none">▪ Anstieg bzw. Abnahme des Marktanteils infolge der Kundensensitivität für THG intensive Technologien▪ Wettbewerbsvorteil für energieeffiziente bzw. nicht emissionsintensive Güter und Dienstleistungen▪ Anstieg bzw. Abnahme der operativen Kosten für THG intensive Anlagen durch direkte Reduzierungsverpflichtungen oder höhere Kosten für fossile Energieträger und Strom aus Kraftwerken auf fossiler Basis▪ Anstieg von Renditen aus Projektinvestitionen, bei denen zusätzliches Cash aus Emissionsrechten geschaffen werden kann▪ Abnahme von Renditen aus Kapitalinvestitionen, bei denen nicht vorhergesehene Kosten aus zukünftigen Emissionsreduzierungsverpflichtungen entstehen
Mögliche Auswirkungen durch die Reputation einer Firma
<ul style="list-style-type: none">▪ Boykotts oder andere Formen des Konsumentenprotestes gegen Firmen, die in der Öffentlichkeit als große THG Emittenten gelten, keine Anstrengungen zur Reduzierung von Emissionen machen oder eine "Anti-Kyoto" Haltung einnehmen <p>(speziell in Europa)</p> <ul style="list-style-type: none">▪ Ein schlechter Ruf einer Firma, Klimawandelmaßnahmen umzusetzen (Climate Change Management), kann die Möglichkeit bei der Beschaffung von Personal oder die Beziehungen zu Regulatoren, lokalen Institutionen oder anderen Stakeholdern beeinträchtigen
Mögliche Effekte auf die Kapitalkosten
<ul style="list-style-type: none">▪ Große Emittenten können von klimabewussten Investoren mit höheren Eigenkapitalkosten bestraft werden, falls keine Anstrengungen zur Erfüllung der Emissionsziele auf Projekt- und Unternehmensebene unternommen werden▪ Höhere Versicherungsprämien für Unternehmen, die sich nicht mit den Risiken extremer Wetterereignisse und Emissionsreduzierungsmaßnahmen auseinandersetzen▪ Unternehmen, die einem hohem <i>Klimawandel-Exposure</i> unterliegen, sehen sich einem erhöhten Kreditrisiko gegenüber

Tabelle A5: Beobachtete Werte für eine 10-jährige Bundesanleihe im November 2003

Quelle: Eigene Darstellung

Datum	Seite	Rendite
31.10	36	4,35%
1.11		
2.11		
3.11	30	4,33%
4.11	30	4,36%
5.11	28	4,35%
6.11	32	4,39%
7.11	28	4,45%
8.11	32	4,50%
9.11		
10.11		
11.11	24	4,47%
12.11	28	4,46%
13.11	28	4,46%
14.11	32	4,46%
15.11		
16.11		
17.11		
18.11	32	4,34%
19.11	28	4,35%
20.11	28	4,34%
21.11	32	4,34%
22.11	32	4,32%
23.11		
24.11		
25.11	28	4,39%
26.11	28	4,42%
27.11	25	4,41%
28.11	32	4,45%
29.11	30	4,44%
30.11		
Durchschnitt		4,40%

Tabelle A6: Berechnung des Unternehmenswertes nach dem APV Ansatz

Quelle: Eigene Darstellung

	2003	2004	2005	2006	2007	2008
	Mio. €	Mio. €	Mio. €	Mio. €	Mio. €	Mio. €
Umsatz			,20			
EBIT			,40			
- Steuern unverschuldetes Unternehmen			,31			
			7			
NOPAT (Net operating profit after taxes)			,09			
+ Abschreibungen			,40			
+ Zunahme Rückstellungen			,0			
operativer Cash Flow (Brutto Cash Flow)			,49			
- Investitionen AV			,40			
- Investitionen NUV			,00			
+ Sondereffekte (z.B Einnahmen aus Anlagenabgängen)			,50			
Free Cash Flow (FCF)			,59			
Kapitalkosten unverschuldetes U. Barwertfaktor			0,78	0,69	0,61	
Barwerte der FCF						
Summe der Barwerte						
Residualwert						
Wert unverschuldetes Unternehmen						
Steuereffekt						
Kapitalkosten Steuereffekt Barwertfaktor						
Barwerte der Steuereffekte						
Summe Barwerte						
Residualwert						
Wert des verschuldeten Unternehmens						
Wert FK						
Wert EK						

VERTRAULICH

Anhang III - Szenarioanalyse

Tabelle A7: Terminmarktpreise der EEX im November 2003

Quelle: Eigene Darstellung

	Base					Peak				
	2004	2005	2006	2007	2008	2004	2005	2006	2007	2008
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh
03. Nov	35,02	33,7	34,7	35,15	36,05	55,6	54,2	55,55	56,7	57,8
04. Nov	35,75	34,32	35,1	35,93	36,5	56,65	54,94	56,08	57,25	58,38
05. Nov	34,71	33,56	34,7	35,62	36,23	54,9	53,3	55,64	56,75	57,98
06. Nov	33,69	32,8	34,07	35,15	35,9	52,9	52,7	54,67	55,88	56,63
07. Nov	34,21	33,25	34,5	35,4	36,25	53,54	53,14	55,38	56,75	58
08. Nov										
09. Nov										
10. Nov	33,8	32,92	34,15	35,12	35,95	53,18	52,52	54,73	56,17	57,47
11. Nov	33,11	32,4	33,84	34,85	35,73	52,25	51,64	54,43	55,9	56,98
12. Nov	32,39	31,81	33,55	34,5	35,25	51,4	51,19	54	55,5	56,88
13. Nov	32,11	31,85	33,5	34,42	35,3	50,77	50,65	53,85	55,32	56,58
14. Nov	33,13	32,36	34,17	35,15	36,03	51,99	52,13	54,92	56,38	57,25
15. Nov										
16. Nov										
17. Nov	32,13	32,34	33,8	34,88	35,95	51,28	51,76	54	56	57
18. Nov	31,89	32,27	33,77	34,68	35,68	51	51,55	54,13	55,57	56,83
19. Nov	32,41	32,85	33,9	34,98	36,05	51,63	53,5	54,83	56,75	58,25
20. Nov	32,55	32,93	34,04	35,02	35,87	51,89	53,32	55,21	56,85	58,3
21. Nov	33,05	33,15	34,22	35,2	36,13	52,57	53,5	55,67	57,25	58,5
22. Nov										
23. Nov										
24. Nov	33,38	33,33	34,4	35,38	36,38	52,86	53,55	55,75	57,58	58,92
25. Nov	33,02	33,04	34,2	35,18	36,23	52,35	53,07	55,38	57,15	58,62
26. Nov	33,15	33,07	34,24	35,33	36,41	52,45	53,04	55,5	57,2	58,65
27. Nov	33,02	33,02	34,16	35,23	36,28	52,03	52,88	55,23	57,03	58,5
28. Nov	32,81	32,93	34,08	35,15	36,25	51,45	52,63	55,2	56,75	58,25
29. Nov										
30. Nov										
Durchschnitt	33,27	32,90	34,15	35,12	36,02	52,63	52,76	55,01	56,54	57,79

Tabelle A9: Energieeinsatz, Kosten und Zertifikatsmengen des Standortes 2 für die Jahre 2003-2008 im „probable case“ Szenario

Quelle: Eigene Darstellung

Standort **2**

Konstante Faktoren				Standortpreise		2003	2004	2005	
fixe Gebühren				Standortpreise					
Netznutzung+Umlagen Strom	€/ MWh	2003 / 2004		Fremdstrom	€/ MWh				
Netznutzungsentgelt Gas	€/ MWh			Gas	€/ MWh				
Transportkosten Kohle	€/ MWh			Kohle	€/ MWh				
Ökostuererstattung	€/ MWh			Marktpreise		2003	2004		
Anteil Kessel + DT Ökosteur				Strom	€/ MWh		41,01		
Durchschnittsemissionen 2000-2002	t CO2			Gas (Studie)	€/ MWh	8,50			
Ho/Hu Umrechnung				Kohle (Studie)	€/ MWh	4,98			
Referenznutzungsgrad Wärme				Emissionsintensität des KW					
Referenznutzungsgrad Strom				GT	tCO2 / MWh	e,GT			
technische Kennzahlen des KW				DT	tCO2 / MWh	e,DT			
Leistung GT	MW	L,GT		Dampf	tCO2 / MWh	e,D			
Leistung DT	MW	L,DT		Emissionsfaktoren					
Arbeitsstunden / Jahr	h / a			Gas	t CO2 / MWh		0,1980		
max Stromkapazität GT	MWh	Ka, GT		Kohle	t CO2 / MWh		0,0000		
max Stromkapazität DT	MWh	Ka, DT		Oxidationsfaktor Gas			1,000		
Effizienz Kessel		EFF,Ke		Oxidationsfaktor Kohle			1,000		
Effizienz DT		EFF,DT							
Effizienz GT		EFF,GT							
Mischung Kessel		MV Ke							
probable case				Szenario					
Szenariowerte				2005	2006	2007	2008		
Fremdstrom (Marktpreis)	€/ MWh			42,50	43,68	44,73			
Gas (Energieträgerpreis)	€/ MWh		9,00	9,24	9,49	9,73			
Kohle (Energieträgerpreis)	€/ MWh		5,04	5,06	5,08	5,10			
Zertifikatspreis	€/ tCO2		7,00	7,00	7,00	14,50			
Erfüllungsfaktor (Basisallokation)				0,95		0,91			
f-Faktor (KWK-Überallokation)			0,20						
Abweichung Energiebedarfsschätzung			0%						
Energiebedarf Standort (PM + Restbetrieb)				2003	2004	2005	2006	2007	2008
Dampf	MWh	yD							
Strom	MWh	yS							
Kraftwerk									
Produktion - Input									
Gas GT	MWh	xGT							
Gas Kessel Dampf	MWh	xGKe							
Kohle Kessel Dampf	MWh	xKKe							
Gas Kessel DT	MWh	xGDT							
Kohle Kessel DT	MWh	xKDT							
Produktion - Output									
Strom GT	MWh	yGT							
Strom DT	MWh	yDT							
Dampf	MWh	yD							
Strom	MWh	yS							
Fremdstrom	MWh	yFS							
Kosten									
Gaspreis	€/ MWh	pG							
Kohlepreis	€/ MWh	pK							
var. Stückkosten GT	€/ MWh	cGT							
var. Stückkosten DT	€/ MWh	cDT							
var. Stückkosten Ke	€/ MWh	cKe							
var. Stückkosten GT (CO2)	€/ MWh	cGT,CO2							
var. Stückkosten DT (CO2)	€/ MWh	cDT,CO2							
var. Stückkosten Ke (CO2)	€/ MWh	cKe,CO2							
Fremdstrompreis	€	pFS							
CO2 Zertifikatspreis	€/tCO2								
Emissionen (Input)	tCO2	E							
Emissionen (Output)	tCO2	E							
Basisallokation	tCO2	BA							
Überallokation KWK	tCO2	ÜA							
Differenz Zuteilung - Emissionen	tCO2								
var. Kosten KW ohne ET (Input)	€								
var. Kosten KW ohne ET (Output)	€								
var. Kosten KW mit ET	€								
Wertzuweisung durch Basisallokation	€								
Wertzuweisung durch Überallokation KWK	€								

Tabelle A10: Energieeinsatz, Kosten und Zertifikatsmengen des Standortes 3 für die Jahre 2003-2008 im „probable case“ Szenario

Quelle: Eigene Darstellung

Standort 3															
Konstante Faktoren		2003 / 2004		Standortpreise		2003		2004		2005					
fixe Gebühren				Fremdstrom €/ MWh											
Netznutzung+Umlagen Strom	€/ MWh			Gas €/ MWh											
Netznutzungsentgelt Gas	€/ MWh			Kohle €/ MWh											
Transportkosten Kohle	€/ MWh														
Ökosteuererstattung	€/ MWh														
Anteil Kessel + DT Ökosteuer	€/ MWh														
Durchschnittsemissionen 2000-2002	t CO2			Marktpreise		2003		2004							
Ho/Hu Umrechnung				Strom €/ MWh				41,01							
Referenznutzungsgrad Wärme				Gas (Studie) €/ MWh		8,50									
Referenznutzungsgrad Strom				Kohle (Studie) €/ MWh		4,98									
technische Kennzahlen des KW															
Leistung GT	MW	L,GT			Emissionsintensität des KW										
Leistung DT	MW	L,DT			GT tCO2 / MWh		e,GT								
Arbeitsstunden / Jahr	h / a				DT tCO2 / MWh		e,DT								
max Stromkapazität GT	MWh	Ka, GT			Dampf tCO2 / MWh		e,D								
max Stromkapazität DT	MWh	Ka, DT													
Effizienz Kessel		EFF,Ke			Emissionsfaktoren										
Effizienz DT		EFF,DT			Gas t CO2 / MWh				0,0000						
Effizienz GT		EFF,GT			Kohle t CO2 / MWh				0,3348						
Mischung Kessel		MV Ke			Oxidationsfaktor Gas				1,000						
					Oxidationsfaktor Kohle				1,000						
probable case				Szenario											
Szenariowerte				2005		2006		2007		2008					
Fremdstrom (Marktpreis)	€/ MWh			42,50		43,68		44,73							
Gas (Energieträgerpreis)	€/ MWh	9,00		9,24		9,49		9,73							
Kohle (Energieträgerpreis)	€/ MWh	5,04		5,06		5,08		5,10							
Zertifikatspreis	€/ tCO2	7,00		7,00		7,00		14,50							
Erfüllungsfaktor (Basisallokation)				0,95				0,91							
f-Faktor (KWK-Überallokation)		0,20													
Abweichung Energiebedarfsschätzung		0%													
				2003		2004		2005		2006		2007		2008	
Energiebedarf Standort (PM + Restbetrieb)															
	Dampf	MWh	yD												
	Strom	MWh	yS												
Kraftwerk															
Produktion - Input															
	Gas GT	MWh	xGT												
	Gas Kessel Dampf	MWh	xGKe												
	Kohle Kessel Dampf	MWh	xKKe												
	Gas Kessel DT	MWh	xGDT												
	Kohle Kessel DT	MWh	xKDT												
Produktion - Output															
	Strom GT	MWh	yGT												
	Strom DT	MWh	yDT												
	Dampf	MWh	yD												
	Strom	MWh	yS												
	Fremdstrom	MWh	yFS												
Kosten															
	Gaspreis	€/ MWh	pG												
	Kohlepreis	€/ MWh	pK												
	var. Stückkosten GT	€/ MWh	cGT												
	var. Stückkosten DT	€/ MWh	cDT												
	var. Stückkosten Ke	€/ MWh	cKe												
	var. Stückkosten GT (CO2)	€/ MWh	cGT,CO2												
	var. Stückkosten DT (CO2)	€/ MWh	cDT,CO2												
	var. Stückkosten Ke (CO2)	€/ MWh	cKe,CO2												
	Fremdstrompreis	€	pFS												
	CO2 Zertifikatspreis	€/tCO2													
	Emissionen (Input)	tCO2	E												
	Emissionen (Output)	tCO2	E												
	Basisallokation	tCO2	BA												
	Überallokation KWK	tCO2	ÜA												
	Differenz Zuteilung - Emissionen	tCO2													
	var. Kosten KW ohne ET (Input)	€													
	var. Kosten KW ohne ET (Output)	€													
	var. Kosten KW mit ET	€													
	Wertzuweisung durch Basisallokation	€													
	Wertzuweisung durch Überallokation KWK	€													

Tabelle A11: Energieeinsatz, Kosten und Zertifikatsmengen des Standortes 4 für die Jahre 2003-2008 im „probable case“ Szenario

Quelle: Eigene Darstellung

				Standort 4					
Konstante Faktoren									
fixe Gebühren				2003 / 2004		Standortpreise			
Netznutzung+Umlagen Strom	€/ MWh				Fremdstrom	€/ MWh			
Netznutzungsentgelt Gas	€/ MWh				Gas	€/ MWh			
Transportkosten Kohle	€/ MWh				Kohle	€/ MWh			
Ökostuererstattung	€/ MWh								
Anteil Kessel + DT Ökosteur									
Durchschnittsemissionen 2000-2002	t CO2				Marktpreise		2003	2004	
Ho/Hu Umrechnung					Strom	€/ MWh		41,01	
Referenznutzungsgrad Wärme					Gas (Studie)	€/ MWh	8,50		
Referenznutzungsgrad Strom					Kohle (Studie)	€/ MWh	4,98		
technische Kennzahlen des KW									
Leistung GT	MW	L,GT			Emissionsintensität des KW				
Leistung DT	MW	L,DT			GT	tCO2 / MWh	e,GT		
Arbeitsstunden / Jahr	h / a				DT	tCO2 / MWh	e,DT		
max Stromkapazität GT	MWh	Ka, GT			Dampf	tCO2 / MWh	e,D		
max Stromkapazität DT	MWh	Ka, DT							
Effizienz Kessel		EFF,Ke							
Effizienz DT		EFF,DT							
Effizienz GT		EFF,GT							
Mischung Kessel		MV Ke							
probable case				Szenario					
Szenariowerte				2005	2006	2007	2008		
Fremdstrom (Marktpreis)	€/ MWh			42,50	43,68	44,73			
Gas (Energieträgerpreis)	€/ MWh		9,00	9,24	9,49	9,73			
Kohle (Energieträgerpreis)	€/ MWh		5,04	5,06	5,08	5,10			
Zertifikatspreis	€/ tCO2		7,00	7,00	7,00	14,50			
Erfüllungsfaktor (Basisallokation)				0,95			0,91		
f-Faktor (KWK-Überallokation)			0,20						
Abweichung Energiebedarfschätzung			0%						
				2003	2004	2005	2006	2007	2008
Energiebedarf Standort (PM + Restbetrieb)									
	Dampf	MWh	yD						
	Strom	MWh	yS						
Kraftwerk									
Produktion - Input									
	Gas GT	MWh	xGT						
	Gas Kessel Dampf	MWh	xGKe						
	Kohle Kessel Dampf	MWh	xKKe						
	Gas Kessel DT	MWh	xGDT						
	Kohle Kessel DT	MWh	xKDT						
Produktion - Output									
	Strom GT	MWh	yGT						
	Strom DT	MWh	yDT						
	Dampf	MWh	yD						
	Strom	MWh	yS						
	Fremdstrom	MWh	yFS						
Kosten									
	Gaspreis	€/ MWh	pG						
	Kohlepreis	€/ MWh	pK						
	var. Stückkosten GT	€/ MWh	cGT						
	var. Stückkosten DT	€/ MWh	cDT						
	var. Stückkosten Ke	€/ MWh	cKe						
	var. Stückkosten GT (CO2)	€/ MWh	cGT,CO2						
	var. Stückkosten DT (CO2)	€/ MWh	cDT,CO2						
	var. Stückkosten Ke (CO2)	€/ MWh	cKe,CO2						
	Fremdstrompreis	€	pFS						
	CO2 Zertifikatspreis	€/tCO2							
	Emissionen (Input)	tCO2	E						
	Emissionen (Output)	tCO2	E						
	Basisallokation	tCO2	BA						
	Überallokation KWK	tCO2	ÜA						
	Differenz Zuteilung - Emissionen	tCO2							
	var. Kosten KW ohne ET (Input)	€							
	var. Kosten KW ohne ET (Output)	€							
	var. Kosten KW mit ET	€							
	Wertzuzuweisung durch Basisallokation	€							
	Wertzuzuweisung durch Überallokation KWK	€							

Anhang III

Tabelle A13: Emissionen, Allokation und Kosten der fünf deutschen Standorte für die Jahre 2003-2008 im „best, probable und worst case“ Szenario

Quelle: Eigene Darstellung

	Standort 1			Standort 2			Standort 3			Standort 4			Standort 5																																																														
	bc	pc	wc	bc	pc	wc	bc	pc	wc	bc	pc	wc	bc	pc	wc																																																												
Emissionen	VERTRAULICH.																																																																										
2003 t CO2																							3																																																				
2004 t CO2																							3																																																				
2005 t CO2																							3																																																				
2006 t CO2																							3																																																				
2007 t CO2																							3																																																				
2008 t CO2																							3																																																				
Basisallokation																VERTRAULICH.																																																											
2006 t CO2																																						3																																					
2008 t CO2																																						3																																					
Überallokation																															VERTRAULICH.																																												
2005 t CO2																																																																											
2006 t CO2																																																																											
2007 t CO2																																																																											
2008 t CO2																																																																											
Var. Kosten mi																																														VERTRAULICH.																													
2003 €																																																																											
2004 €																																																																											
2005 €																																																																											
2006 €																																																																											
2007 €																																																																											
2008 €																																																																											
Wertzuweisung	VERTRAULICH.																																																																										
05-07 €																																																																											
2008 €																																																																											
Wertzuweisung																																																													VERTRAULICH.														
2005 €																																																																											
2006 €																																																																											
2007 €																																																																											
2008 €																																																																											

Tabelle A14: Gesamteffekt von Emissionen, Allokationen und Kosten der deutschen Gruppe für die Jahre 2003-2008 im „best, probable und worst case“ Szenario

Quelle: Eigene Darstellung

		Gruppe		
		bc	pc	wc
Emissionen				
2003	t CO2		3	
2004	t CO2		3	
2005	t CO2		3	
2006	t CO2		3	
2007	t CO2		3	
2008	t CO2		3	
Basisallokation				
2006	t CO2		2	
2008	t CO2		2	
Überallokation				
2005	t CO2			
2006	t CO2			
2007	t CO2			
2008	t CO2			
Zertifikatsbudget = Summe Allok				
2005	t CO2			
2006	t CO2			
2007	t CO2			
2008	t CO2			
Var. Kosten mit ET				
2003	in Mio €			
2004	in Mio €			
2005	in Mio €			
2006	in Mio €			
2007	in Mio €			
2008	in Mio €			
Wertzuweisung durch Basisallok				
2005-2007	in Mio €			
2008	in Mio €			
Wertzuweisung durch Überalloka				
2005	in Mio €			
2006	in Mio €			
2007	in Mio €			
2008	in Mio €			

VERTRAULICH.

Glossar

Banking bezeichnet die Überführung von Emissionsberechtigungen der aktuellen Zuteilungsperiode in nachfolgende.¹⁵³ „Werden handelbare Emissionsrechte auch zeitübergreifend einsetzbar, entstehen zusätzliche Gestaltungsräume für Unternehmen und Anreize zu frühzeitigen Emissionsminderungen. Bei der Übertragung der Rechte von einer Zeitperiode in eine nachfolgende spricht man von Banking.“¹⁵⁴

Basisallokation bezeichnet die Zuteilung an Emissionsrechten auf Basis historischer Daten oder anhand eines Benchmarks.

Borrowing bezeichnet die Verwendung zukünftiger Emissionsrechte zur Erfüllung heutiger Pflichten. Im EU ETS kommt dies durch die Überlappung der Ausgabe neuer Zertifikate für das aktuelle Jahr (28. Februar) und die Löschung der alten Zertifikate für das vorangegangene Jahr (30. April) zustande.

Burden Sharing bezeichnet die Frage nach der Lastenverteilung von gemeinsamen Initiativen bzw. bei der Bereitstellung öffentlicher Güter.¹⁵⁵ So nimmt die EU innerhalb des Kyoto Protokolls einen gemeinsamen Standpunkt ein, durch den die beteiligten Staaten unterschiedlich stark belastet werden.

Compliance steht für die Erfüllung von Emissionsniveaus bzw. –berichten von Ländern, Unternehmen oder Individuen.¹⁵⁶

Early Action bezeichnet Maßnahmen zur Reduktion von Emissionen, die vor dem Inkrafttreten des EU ETS (TEHG) erbracht wurden. Vor 1990 erbrachte Reduzierungen fallen nicht unter Early Action.

Als *externe Kosten* werden solche Kosten bezeichnet, die nicht in den Marktpreisen enthalten sind, da sie nicht vom Verursacher getragen werden. Sie führen zu ineffizienten Allokationen der Ressourcen und verursachen volkswirtschaftliche Schäden. Hierzu gehören beispielsweise die Kosten für das Waldsterben, Gesundheitsschäden, Bau- und Materialschäden sowie Klimaveränderungen infolge der Emission von Schadstoffen.¹⁵⁷

Flexible Mechanismen wurden im Rahmen des Kyoto-Protokolls geschaffen. Sie stehen für verschiedene Instrumente (CDM, JI, ET), aus denen Länder auswählen können, um möglichst effizient Emissionsreduzierungsziele zu erreichen.

¹⁵³ Vgl. Schafhausen (2003b), S. 15.

¹⁵⁴ Vgl. Geres (2002), S. 4

¹⁵⁵ Vgl. Thielemann (2003), Abstract.

¹⁵⁶ Vgl. Michaelowa und Koch (2001), compliance.

¹⁵⁷ Vgl. Umweltlexikon (2003), externe Kosten.

Die durch menschliche Aktivitäten hervorgerufenen Veränderungen des Klimasystems werden als *Klimawandel* bezeichnet. Damit einhergehend wird eine Zunahme extremer Wetterereignisse, ein Abschmelzen der Gletscher sowie ein Ansteigen der Temperatur und des Meeresspiegels erwartet.¹⁵⁸ Diese verursachen externe Kosten in Form von volkswirtschaftlichen Schäden.

Klimawandel-Exposure bezeichnet die relative Bedeutung des Themas Klimawandel für ein Unternehmen oder eine Branche. Sie spiegelt nicht die Einstellung des Unternehmens gegenüber diesem Thema wider, sondern versucht die daraus resultierenden Chancen und Risiken einzelner Unternehmen/Branchen abzubilden. Das *Klimawandel-Exposure* hängt dabei vom Asset Mix, der Positionierung in der Wertschöpfungskette, der Lokation der operativen Aktivitäten sowie der Umsätze einer Firma ab.¹⁵⁹

Kraft-Wärme-Kopplung bezeichnet die gekoppelte Erzeugung von Wärme und Strom. Auf diese Weise können Wärmeverluste bei der Stromproduktion vermieden werden. Somit liegt der Nutzungsgrad solcher Anlagen deutlich höher als bei reiner Stromerzeugung.

Der *Market Value at Risk (MVaR)* stellt die durch den Klimawandel hervorgerufenen Risiken auf dem Aktienmarkt dar und hat nichts mit dem aus dem Risikomanagement bekannten Value at Risk Ansatz gemein. Der MVaR bildet die mit integrierten Bewertungsmodellen berechneten volkswirtschaftlichen Schäden als Risikowert auf die Marktkapitalisierung der Aktienmärkte ab.¹⁶⁰

Nettoproduktion ist die Menge Papier, die tatsächlich verkauft werden kann.

Die Begriffe *Opt in* und *Opt out* wurden im Rahmen des EU ETS geschaffen und stehen für die Wahloption der EU Länder, weitere Anlagen zusätzlich zu den verpflichteten Anlagen mit in den ET aufzunehmen bzw. verpflichtete Anlagen von der Teilnahme am Handel temporär zu befreien.

Der Spezifische Emissionsfaktor (Emissionsintensität) gibt die relative Emission einer Anlage oder eines Produktes im Verhältnis zu der ausgebrachten Menge eines Outputproduktes wieder.

Der *Treibhauseffekt* bezeichnet den Einfluss der Erdatmosphäre auf den Strahlungs- und Wärmehaushalt der Erde. Sein Name ist auf die ähnliche Wirkungsweise eines Gewächshauses zurückzuführen.¹⁶¹

¹⁵⁸ Vgl. IPCC (2001), S. 15.

¹⁵⁹ Vgl. West LB (2003), S. 51 und 61.

¹⁶⁰ Vgl. West LB (2003), S. 56.

¹⁶¹ Vgl. Schüler Duden (1992), S. 392.

Bruttoproduktion ist die tatsächlich in der Papiermaschine hergestellte Menge Papier, von der nicht verkaufbare Mengen (Ausschuss) aufgrund von Qualitätsmängeln abgezogen werden müssen. Zukünftige Bruttoproduktionen ergeben sich unter Berücksichtigung einer Ausschussquote aus der Nettoproduktion.

Überallokation steht für die zusätzliche Zuteilung an Emissionsrechten für Unternehmen, die sich durch den Einsatz effizienter Technologien (*KWK*) oder die frühzeitige Reduzierung von Emissionen (*Early Action*) auszeichnen.

Der *Shareholder Value Ansatz* spiegelt den ökonomischen Wert einer Investition wieder, wobei zukünftige erwartete Cash Flows mittels eines Kapitalkostensatzes diskontiert werden.¹⁶²

¹⁶² Vgl. Rappaport (1994), S. 12.

Literaturverzeichnis

(Alle mit * gekennzeichneten Quellen sind in elektronischer Form auf der CD enthalten)

- Amtsblatt der EU (2003): Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates; 32003L0087, Amtsblatt Nr. L 275 vom 25.10.2003, S. 32 – 46, URL: [http://europa.eu.int/smartapi/cgi/sga_doc? smartapi!celexapi!prod!CELEXnumdoc&lg=de&numdoc=32003L0087&model=guichett](http://europa.eu.int/smartapi/cgi/sga_doc?smartapi!celexapi!prod!CELEXnumdoc&lg=de&numdoc=32003L0087&model=guichett) (12.11.2003 14:00 MEZ)
- *Auer, Josef; Böttcher, Barbara, Fran, Hans-Joachim, Heng, Stefan und Eric Heymann (2003): Traditionale Monopole: Wachstum durch mehr Wettbewerb, Deutsche Bank Research, URL: http://www.dbresearch.de/PROD/DBR_INTERNET_DE-PROD/PROD0000000000053012.pdf (12.11.2003 14:00 MEZ)
- *Bals, Christoph; Busch, Timo und Stefan Rostock (2003), Klimawandel als Risikofaktor bei Kapitalanlagen, Broschüre von Germanwatch; Wuppertal Insitut für Klima, Umwelt und Energie; Verband für Umweltberatung NRW, URL: <http://www.germanwatch.org/rio/si-risik.pdf> (12.11.2003 14:00 MEZ)
- Barrett, Scott (1994), Self-Enforcing International Environmental Agreements, in: Oxford Economic Papers, vol. 45(0), S. 878-894
- Behringer, Stefan (1999): Unternehmensbewertung der Mittel- und Kleinbetriebe: betriebswirtschaftliche Verfahrensweisen, Berlin: Erich Schmidt
- *BMU (2003): Bundeseinheitliche Liste der CO₂-Emissionsfaktoren
- *BMU (2003b): Betreiberhandbuch für RISA-GEN: Datenerhebung für den Nationalen Allokationsplan im 2. Erhebungszyklus
- BMU (2003c): Internationale wissenschaftliche Konferenz in Moskau, in: Umwelt, Nr. 11 / 2003
- *BMU (2003d): Vorschlag zum Vorgehen bei der Erstellung des Allokationsplans
Arbeitspapier aus der Gesprächsrunde zum Nationalen Allokationsplan
- Carraro, Carlo und Domenico Siniscalco (1992), The international dimension of environmental policy, in: European Economic Review 36, S. 379–387
- CCAR (2003): California Climate Action Registry, URL: <http://198.104.131.213/Default.aspx?refreshed=true> (12.11.2003 14:00 MEZ)

- CCX (2003): Chicago Climate Exchange, URL: <http://www.chicagoclimatex.com>
(12.11.2003 14:00 MEZ)
- Cdmwatch.org (2003): Controversy over Plantar erupts, URL:
<http://www.cdmwatch.org/controversy.php> (01.12.2003 13:00 MEZ)
- *CME (2003): Carbon Market Europe, URL : <http://www.pointcarbon.com/category.php?categoryID=174> (12.11.2003 14:00 MEZ)
- Cotner, John S. und Harold D. Fletcher (2000): Computing the Cost of Capital for privately held firms, in: American Business Review, Heft Nr. 2, S. 27-33
- *Criqui, Patrick und Alban Kitous (2003): KPI Technical Report: Impacts of Linking JI and CDM credits to the European Emission Allowance Trading Scheme, URL:
<http://europa.eu.int/comm/environment/climat/kyotoprotocolimplementation.pdf>
(12.11.2003 14:00 MEZ)
- CTV (2003): Canada to stick with Kyoto regardless: Anderson (30.09.2003), URL:
http://www.ctv.ca/servlet/ArticleNews/story/CTVNews/20030930/kyoto_russiaca_nada_20030929/?s_name= (12.11.2003 14:00 MEZ)
- *Damodaran, Aswath (2002a): Investment Valuation, 2. Auflage, John Wiley and Sons, URL: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pdffiles/valn2ed/>
(28.11.2003 12:00 MEZ)
- *Damodaran, Aswath (2002b): Total Beta, URL: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/archives/totalbeta02.xls> (12.11.2003 14:30 MEZ)
- *Damodaran, Aswath (2002c): Synthetisches Rating, URL:
<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/ratings.xls> (12.11.2003 14:30 MEZ)
- *Damodaran, Aswath (2003a): Equity Risk Premiums, URL: <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pdffiles/papers/riskprem.pdf> (12.11.2003 14:30 MEZ)
- *Damodaran, Aswath (2003b): Estimating Risk Parameters, URL: <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pdffiles/papers/beta.pdf> (12.11.2003 14:30 MEZ)
- *Damodaran, Aswath (2003c): Estimating Risk Free Rates, URL: <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pdffiles/papers/riskfree.pdf> (12.11.2003 14:30 MEZ)
- DeMarco, Elisabeth; Dixon, Macleod und Erik Haites (2003): Canada's Emissions Trading Program, in: AETF review, Oktober/November 2003, URL:
<http://www.aetf.net.au/topics.html?DocumentName=ContentStore|NewsLetters|Review.html> (12.11.2003 14:30 MEZ)
- *DIHK (2003): Protokoll der DIHK/BDI- CO₂-Informationsveranstaltung am 2.10.2003

Discovery Chanel (2001), Natürlicher Treibhauseffekt (2001), URL:

<http://www.discovery.de/de/pub/specials/wetterextrem/klima/treibhauseffekt.htm>
(12.11.2003 14:30 MEZ)

*Dreher, Jochen (2003): Wir versuchen, vom ersten Tag des Emissionsrechtehandels an optimal vorbereitet zu sein, Emreporter.de-Interview, URL:

http://www.emreporter.de/index.php?action=56f4c713c30ef57f7a24f8d531688c3a_n282__ (28.11.2003 10:30 MEZ)

E5 (2003): Climate change kills 160.000 a year, says expert (17.10.2003), URL:

<http://www.e5.org/modules.php?op=modload&name=News&file=article&sid=338&mode=thread&order=0&thold=0> (13.11.2003 15:00 MEZ)

*Eckermann, Frauke; Hunt, Alistir; Stronzik, Marcus und Tim Taylor (2003): The Role of Transaction Costs and Risk Premia in the Determination of Climate Change Policy Responses, ZEW Diskussionspapier No. 03-59, URL:

<http://www.zew.de/en/publikationen/publikation.php3?action=detail&nr=1985>
(05.12.2003 12:00 MEZ)

EEX (2003): EEX Terminmarkt, URL: http://www.eex.de/futures_market/market_data/intraday_table.asp?type=y (01.12.2003 10:00 MEZ)

Emissionstrategies.com (2003): Strategies to Manage Carbon Risk, URL:

<http://www.emissionstrategies.com/GHG/GHGYourCompStrat.htm>
(08.12.2003 10:00 MEZ)

*Emreporter.de (2003a): CO₂-Risikomanagement wird zur wichtigen Entscheidungsgrundlage für das eigene Unternehmen und für die Finanzdienstleister, die es bewerten (28.07.2003), URL: http://www.emreporter.de/index.php?action=c6dbebc43e2d04c78b6eab684697ad0f_n157__ (13.11.2003 15:00 MEZ)

*Emreporter.de (2003b): Zarte Bande – Erste Interessenten für eine Vernetzung mit dem EU-Emissionshandel (30.09.2003), URL:

http://www.emreporter.de/index.php?action=_n215 (13.11.2003 15:00 MEZ)

*Emreporter.de (2003c): Hat Russland sich de facto bereits aus dem internationalen Handel mit Emissionsrechten verabschiedet? – Hintergründe und mögliche Folgen der russischen Haltung zum Kyoto-Protokoll, URL:

http://www.emreporter.de/index.php?action=_n247__ (13.11.2003 15:00 MEZ)

*Emreporter.de (2003d): Klotzen statt Kleckern – Sondergutachten des Wissenschaftlichen Beirats der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen fordert Verlässlichkeit von Emissionsberichten und Verschärfung des Klima-

schutzes, URL: http://www.emreporter.de/index.php?action=_n281__
(28.11.2003 10:00 MEZ)

*Emreporter.de (2003e): Institutionelle Investoren fordern Berichtspflicht in Sachen Klimarisiko, URL: http://www.emreporter.de/index.php?action=fecb2eda2b81120396fe91e12343a6b5_n284__ (28.11.2003 10:00 MEZ)

*Emreporter.de (2003f): KfW bereitet die Auflage eines Klimaschutzfonds vor, URL: http://www.emreporter.de/index.php?action=c032dc32fc41acd3054109f52f7e50ef_n196__ (05.12.2003 12:00 MEZ)

ENB (2001): Earth Negotiations Bulletin (12.11.2001), International Institute for Sustainable Development, Vol. 12 No. 189, URL: <http://www.iisd.ca/linkages/download/pdf/enb12189e.pdf> (28.11.2003 10:00 MEZ)

Endres, Alfred und Michael Finus (1999), International Environmental Agreements: How the Policy Instrument Affects Equilibrium Emissions and Welfare, in: Journal of Institutional and Theoretical Economics (JITE), vol. 155, H. 3, S. 527-550

Enquete Kommission (2002): Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung, URL: <http://www.bundestag.de/gremien/ener/schlussbericht/index.htm> (13.11.2003 15:00 MEZ)

*EU (2001): ENTSCHEIDUNG DES RATES über die Genehmigung des Protokolls von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen im Namen der Europäischen Gemeinschaft sowie die gemeinsame Erfüllung der daraus erwachsenden Verpflichtungen, Brüssel, 23.10.2001, Kom(2001) 579, URL: <http://europa.eu.int/eur-lex/de/com/pdf/2001/act0579de01/1.pdf> (18.11.2003 15:00 MEZ)

*EU (2003): RICHTLINIE DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES zur Änderung der Richtlinie über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionsberechtigungen in der Gemeinschaft im Sinne der projektbezogenen Mechanismen des Kyoto-Protokolls, Brüssel, 23.07.2003, Kom (2003) 403, URL: http://europa.eu.int/eur-lex/de/com/pdf/2003/com2003_0403de01.pdf (01.12.2003 13:30 MEZ)

*EU (2003b): Protokoll von Kyoto, Memo/03/154, URL: http://europa.eu.int/rapid/start/cgi/guesten.ksh?p_action.getfile=gf&doc=MEMO/03/154|0|AGED&lg=DE&type=PDF (08.12.2003 13:00 MEZ)

*EU ETS (2003): Gemeinsamer Standpunkt des Rates vom 18. März 2003 im Hinblick auf den Erlass der Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Ra-

tes über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates, Rat der Europäischen Union, Brüssel, 18. März 2003, 2003/C 125 E/05, URL: <http://europa.eu.int/eur-lex/pri/de/oj/dat/2003/ce125/ce12520030527de00720095.pdf> (19.11.2003 12:00 MEZ)

Evomarkets.com (2003): Evo Markets brokes second EU emissions trade at Eur9/mt CO₂ (August 2003), URL: http://www.evomarkets.com/scripts/nw_0.php?disp=mcse_toc (13.11.2003 15:20 MEZ)

Feess, Eberhard (1998): Umweltökonomie und Umweltpolitik, 2. Auflage, München: Vahlen

Unternehmensbroschüre (2002): Gute Aussichten

Fernandez, Pablo (2003): Beta levered and beta unlevered, IESE Research Papers, Nummer D/488, URL: <http://www.iese.edu/research/pdfs/DI-0488-E.pdf> (09.12.2003 12:30 MEZ)

Nymex.com (2003a): Coal, URL: http://www.nymex.com/jsp/markets/coa_fut_csf.jsp (09.12.2003 12:30 MEZ)

Nymex.com (2003b): Heating Oil, URL: http://www.nymex.com/jsp/markets/ho_fut_cso.jsp (09.12.2003 12:30 MEZ)

Gabler Wirtschaftlexikon (1998): Gabler Wirtschaftslexikon, 14. Auflage, Wiesbaden: Betriebswirtschaftlicher Verlag Gabler

*Garz, Hendrik; Volk, Claudia und Horst Schneider (2003): Von Economics zu Carbonomics, West LB Panmure, URL: http://research.westlb.com/sri/pdf/climate_change_d.pdf (19.11.2003 13:00 MEZ)

Geres, Roland (2002): Handelbare Emissionsrechte – Paradigmenwechsel für den Klimaschutz?, FES-Analyse Ökologische Marktwirtschaft, Friedrich Ebert Stiftung, September 2002

*Harmelink, Mirjam; Graus, Wina; Blok, Kornelis und Monique Voogt (2003): Low carbon electricity systems: Methodology & Results for the EU, Ecofys, URL: http://www.panda.org/downloads/climate_change/powerswitchreport.pdf (26.11.2003 15:30 MEZ)

*Hauser, Robert (2003): Handel mit Treibhausgasen – Handelssystem, EU-Emissionshandel und betroffene Sektoren, Züricher Kantonalbank

- HBS (2002): HBS – Hamburger Bildungsserver (3.12.2002), URL:
<http://lbs.hh.schule.de/welcome.phtml?unten=/klima/klimawandel/kohlendioxid/anstieg.html> (13.11.2003 15:30 MEZ)
- Helbling, Carl (2001): Unternehmensbewertung im Wandel, in: Der Schweizer Treuhänder 6-7/01, S. 607-614
- Herrmann, Dirk C. (1996): Strategisches Risikomanagement kleiner und mittlerer Unternehmen, 1. Aufl., Berlin: Köster
- HR (2003): Verzettelt: Papierlose Computerwelt (Sendung vom 8. März 2003), URL:
<http://www.hr-online.de/fs/servicenatur/archiv/030308a.html> (13.11.2003 15:30 MEZ)
- ICLEI (2003): US Mayors' statement on global warming, The International Council for Local Environmental Initiatives, URL:
http://www.iclei.org/us/mayors_statement/index.html (13.11.2003 15:30 MEZ)
- *IFRIC (2003): IFRIC Draft Interpretation D 1 Emission Rights, URL:
<http://www.iasb.org.uk/docs/ifric-d01/d-01.pdf> (05.12.2003 16:00 MEZ)
- *Innovest (2002): Value at Risk: Climate Change and the future of governance, URL:
<http://www.innovestgroup.com/pdfs/climate.pdf> (19.11.2003 13:00 MEZ)
- *IPCC (2001a): Climate Change 2001: The Scientific Basis - Summary for Policy-makers, URL: http://www.grida.no/climate/ipcc_tar/vol4/english/pdf/wg1spm.pdf (19.11.2003 13:00 MEZ)
- *IPCC (2001b): Climate Change 2001: The Scientific Basis: The Climate System – an Overview, URL: http://www.grida.no/climate/ipcc_tar/wg1/pdf/TAR-01.PDF (19.11.2003 13:00 MEZ)
- *Jaffe, Michael (2001): Industry Surveys: Paper & Forest Products, Standard & Poor's
- *Jansen, Yvan; Brognaux, Christophe und Jo Whitehead (2003): Keeping the Lights on: Navigating Choices in European Power Generation, The Boston Consulting Group, URL: http://www.bcg.com/publications/files/KeepingLights%20On_rpt_May03.pdf (19.11.2003 13:30 MEZ)
- *Karmali, Abyd und Neil Cornelius (2003): Winning the European Greenhouse Gas Emission Trading Scheme: Insights for Power Generators, ICF Consulting, URL: http://www.icfconsulting.com/Markets/Energy/doc_files/ghg_worldpower03.pdf (19.11.2003 13:30 MEZ)

- *Kranzl, Lukas (2002): Die gesamtwirtschaftliche Bedeutung der energetischen Nutzung von Biomasse, Dissertation, November 2002, URL: http://www.wifo.at/Stefan.Schleicher/down/diss/DISS_Kranzl.pdf (19.11.2003 13:30 MEZ)
- Krumm, R. (1996), Internationale Umweltpolitik, Berlin [u.a.]: Springer
- *KWK AK ET (2003): Beschluß zu KWK AK ET, VDP, 28.10.2003
- *Lafeld, Sascha (2003): CO₂-Risikomanagement wird zur wichtigen Entscheidungsgrundlage für das eigene Unternehmen und für die Finanzdienstleister, die es bewerten, Emreporter.de-Interview, URL: http://www.emreporter.de/index.php?action=8f55d03d1c558897c36055388db3ebf7_n157__ (19.11.2003 13:30 MEZ)
- *Larson, Donald F. und Paul Parks (1999): Risks, Lessons learned and secondary markets, Weltbank Working Paper, URL: <http://www.worldbank.org/html/dec/Publications/Workpapers/wps2000series/wps2090/wps2090.pdf> (01.12.2003 12:30 MEZ)
- Letzqus, Oliver (1999): Die Ökonomie internationalen Umweltschutzes, Dissertation, Frankfurt am Main [u.a.]: Lang
- *Löffler, Andreas (1998): WACC approach and nonconstant leverage ratio, FU Berlin Diskussionspapier, URL: <http://www.wiwiss.fu-berlin.de/kruschwitz/Forschung/Dokumente/ertrag.pdf> (09.12.2003 13:00 MEZ)
- *Lund, Paul; Munden, Lee und Andreas Zsiga (2003): Emission Trading: Carbon will become a taxing issue for european Utilities, Standard & Poor's
- Marquez, Jeremiah (2003): Western governors join to fight global warming, URL: <http://www.sfgate.com/cgi-bin/article.cgi?file=/news/archive/2003/09/22/state2040EDT7566.DTL> (19.11.2003 13:30 MEZ)
- Michaelowa, Axel und Tobias Koch (2001): Glossary of International Climate Policy Terms, URL: http://www.bvek.de/glossary/glossary_index.htm (01.12.2003 10:00 MEZ)
- Michaelis, Peter (1996): Ökonomische Instrumente in der Umweltpolitik: eine anwendungsorientierte Einführung, Heidelberg: Physica-Verlag
- Myers, Stewart C. (1974): Interactions of Corporate Financing and Investment Decisions – implications for capital budgeting, in: Journal of Finance, 29, S. 1 - 25
- Nestler, Anke und Thomas Kupke (2003): Die Bewertung von Unternehmen mit dem Discounted Cash-Flow-Verfahren, in: Betriebswirtschaftliche Mandanten-

- betreuung, 6/2003, S. 163 – 170, URL:
http://www.orcf.de/downloads/BM_06_danz.pdf (25.11.2003 13:30 MEZ)
- Neu, Urs und Sonja Trappe (2002): Warum harzt das Kyoto Protokoll?, in: Climate-Press, 2002, Nr. 13, URL: <http://www.proclim.unibe.ch/Press/PDF/ClimatePress13D.pdf> (25.11.2003 13:30 MEZ)
- Oberrath, Jörg-Dieter und Oliver Hahn (2000): Kompendium Umweltrecht, 2. Auflage, Stuttgart [u.a.]: Boorberg
- Pfennig, Michael (2000): Shareholder Value durch unternehmensweites Risikomanagement, S. 1295 - 1332, in: Johannings, Lutz (Hrsg.), Handbuch Risikomanagement, Band II, Bad Soden: Uhlenbruch, 2000, S. 1295 - 1332
- Pointcarbon.com (2003a): Small EU CO₂ trade at €11.90 per tonne, URL:
<http://www.pointcarbon.com/article.php?articleID=2682&categoryID=147>
(11.12.2003 15:00 MEZ)
- Pointcarbon.com (2003b): Investment bank JP Morgan has broken away from the pack in saying that European power companies cannot expect a windfall from the EU emissions trading scheme., URL: <http://www.pointcarbon.com/article.php?articleID=2725&categoryID=147> (11.12.2003 15:00 MEZ)
- Pointcarbon.com (2003c): Swiss Re goes carbon neutral over 10 years, URL:
<http://www.pointcarbon.com/article.php?articleID=2652&categoryID=147>
(11.12.2003 15:00 MEZ)
- Pointcarbon.com (2003d): Businesses seek Negotiated Greenhouse Agreements, URL: <http://www.pointcarbon.com/article.php?articleID=2769&categoryID=147>
(11.12.2003 15:00 MEZ)
- Pointcarbon.com (2003f): US firms are cooking their emissions books: FoE, URL:
<http://www.pointcarbon.com/article.php?articleID=2843&categoryID=147>
(28.11.2003 9:30 MEZ)
- Pointcarbon.com (2003g): Your Industry – Pulp & Paper, URL: <http://www.pointcarbon.com/category.php?categoryID=128> (11.12.2003 15:00 MEZ)
- Pointcarbon.com (2003h): EP to debate Linking Directive's future without Kyoto, URL: <http://www.pointcarbon.com/article.php?articleID=2952&categoryID=147>
(12.12.2003 11:00 MEZ)
- Rappaport, Alfred (1994): Shareholder Value – Wertsteigerung als Maßstab für die Unternehmensführung, Stuttgart: Schäffer-Poeschel

- *RIAN (2003): Putin: Persuading Parliament to Ratify Kyoto Protocol Will Be a Challenge, URL: http://en.rian.ru/rian/index.cfm?prd_id=160&msg_id=3534326&startrow=1&find=kyoto (20.10.2003 10:00 MEZ)
- SAP AG (2003): Felix Schoeller optimiert weltweite Geschäftsprozesse, URL: <http://www.sap.info/index.php4?ACTION=noframe&url=http://www.sap.info/public/de/news.php4/Category-28893c613963f405e/page/0/article/Article-263743f97b9c39e3ae/de/articleStatistic> (01.12.2003 14:00 MEZ)
- Sauernheimer, K. und G. Ködding (1995), Internationale Aspekte der Umweltökonomie, in: Junkernheinrich, M. et al. (Hrsg.): Handbuch zur Umweltökonomie, Berlin: Analytica, S. 69-75.
- *Schafhausen, Franzjosef (2003a): Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen (TEHG) - (Entwurf)
- *Schafhausen, Franzjosef (2003b): Begründung zum Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen (TEHG) - (Entwurf)
- *Schafhausen, Franzjosef (2003c): Verordnung zur Umsetzung der Emissionshandelsrichtlinie für Anlagen nach dem Bundes-Emissionschutzgesetz - (Entwurf)
- Schmied, Roland (2003): Große Besorgnis über Termin-Strompreise – VIK fordert Prüfung durch Börsenaufsicht, Börsenrat und Bundeskartellamt, VIK-Pressemitteilung vom 22. Juli 2003, URL: <http://www.vik-online.de/aktuell/pressemitteilungen/pm030722.htm> (11.12.2003 15:00 MEZ)
- *Schrader, Knut und Norbert Krzikalla (2003): Gutachten KWK und CO₂-Emissionshandel (Entwurf): im Auftrag des VDP (Verband Deutscher Papierfabriken e.V.), 21.10.2003
- Schüler Duden (1992): Politik und Gesellschaft, 3. Auflage, Mannheim [u.a.]: Dudenverlag
- Spremann, Klaus (1991): Investition und Finanzierung, 4. Auflage, München [u.a.]: Oldenbourg, 1991
- *Springer, Urs (2002): Can the risks of the Kyoto Mechanisms be reduced through Portfolio Diversification? Evidence from the Swedish AIJ Programm, IWÖ Diskussionspapier, URL: [http://www.unisg.ch/org/iwo/web.nsf/SysWebResources/DB97/\\$FILE/db97.pdf](http://www.unisg.ch/org/iwo/web.nsf/SysWebResources/DB97/$FILE/db97.pdf) (05.12.2003 12:00 MEZ)
- *Stuff (2003): Russia's delay not the end for Kyoto - Hodgson, URL: <http://www.stuff.co.nz/stuff/0,2106,2677296a11,00.html> (02.10.2003 14:00 MEZ)

- Superina, Marco (2000): Praxis der Discounted Cash Flow-Bewertungsmethode in der Schweiz: unter besonderer Berücksichtigung theoretischer und praktischer Anwendungsprobleme, Bern [u.a.]: Haupt, 2000
- Thielemann, Eiko (2003) "Burden-Sharing or Free-Riding? Explaining Variations in States' Acceptance of Unwanted Migration". European Union Studies Association (EUSA): Biennial Conference: 2003 (8th), March 27-29, 2003, Nashville, Tennessee, URL: http://aei.pitt.edu/archive/00000423/01/EUSA2003-JRS-Thielemann.html#_ftn2 (25.11.2003 13:30 MEZ)
- Timmreck, Christian (2002): β -Faktoren – Anwendungsprobleme und Lösungsansätze, in: Finanz Betrieb, 5/2002, S. 300 - 307
- Umweltlexikon (2003), URL: <http://www.umweltlexikon-online.de> (25.11.2003 16:00 MEZ)
- UN (1992), Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen (KRK), URL: <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/convger.pdf> (25.11.2003 13:30 MEZ)
- UN (1997), Das Protokoll von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen, URL: <http://www.bmu.de/files/protodt.pdf> (25.11.2003 13:30 MEZ)
- UNEPFI (2002): Climate risk to global economy, UNEP Finance Initiatives, URL: http://unepfi.net/cc/ceobriefing_ccwg_unepfi.pdf (28.11.2003 9:30 MEZ)
- Varian, Hal R. (1985): Mikroökonomie, 2. Auflage, München [u.a.] : Oldenbourg
- VDP (2001): Papier total: Informationen zu Geschichte, Herstellung und Rohstoffen, Bonn: Verband Deutscher Papierfabriken (VDP)
- Vos, Edward A. (1992): Differences in Risk Measurement for Small Unlisted Businesses, in: The Journal of Small Business Finance, 1(3), S. 255 - 267
- Weimann (1995): Umweltökonomik: eine theorieorientierte Einführung, 3. Auflage, Berlin [u.a.]: Springer
- Whittaker, Martin; Kiernan, Matthew und Dickinson, Paul (2003): Carbon Finance and the Global Equity Markets, Carbon Disclosure Project, URL: http://www.innovestgroup.com/pdfs/CDP_Report.pdf (25.11.2003 13:30 MEZ)
- Wicke, Lutz (1989): Umweltökonomie: eine praxisorientierte Einführung, 2. Auflage, München: Vahlen
- Wöhe, Günther (1990): Einführung in die Allgemeine Betriebswirtschaftslehre, 17. Auflage, München: Vahlen

Wolfstetter, Elmar (1999): Topics in Microeconomics: Industrial Organization, Auctions, and Incentives, Cambridge University Press

WWF (2003): Auswirkungen des europäischen Emissionshandelssystems auf die deutsche Industrie, URL: http://www.bmu.de/files/emissionshandel_endbericht.pdf (25.11.2003 14:00 MEZ)

Eidesstattliche Erklärung

Ich versichere, dass ich die vorliegende Arbeit selbständig verfasst und keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt habe.

Die Arbeit hat in gleicher oder ähnlicher Form noch keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegen.

Henry Heilemann

Berlin, 26.04.2004