

EF Nr. 195569

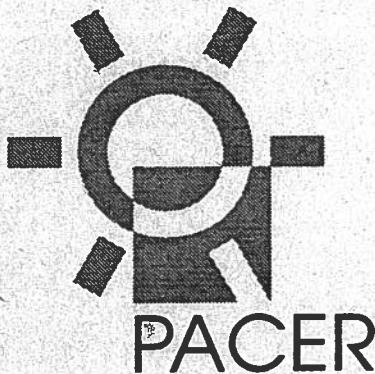
1994 724.270.3 D

ENCI #6789#
9200181-4

Materialien zu PACER

Externe Kosten der fossilen Ressourcennutzung im Wärmebereich

Walter Ott
Reto Dettli
Barbara Jägglin
Heidi Ramseier



Bundesamt für Konjunkturfragen

Materialien zu PACER

Externe Kosten und kalkulatorische Energiepreiszuschläge für den Strom- und Wärmebereich:

Neue Argumente für Investitionsentscheide

Die Strom- und Wärmeversorgung verursacht Kosten, die in den Energiepreisen nicht enthalten sind und für die die jeweiligen KonsumentInnen nichts bezahlen: Das sind sogenannte **externe Kosten**, wie zum Beispiel die Kosten der Luftverschmutzung, die nicht versicherten Risiken von Grossunfällen, die Beeinträchtigung von Naturräumen, etc. Solange diese Kosten extern bleiben und nicht in die Wirtschaftlichkeitskalküle der InvestorInnen und KonsumentInnen einbezogen werden, solange werden diese Umweltressourcen verschwendet, was zu übermässiger Umweltbelastung führt.

Erstmals wurden für die Schweiz die häufig diskutierten externen Kosten für den Strom- und Wärmebereich auf solider wissenschaftlicher Basis ermittelt. Die Arbeit ist für die Schweiz eine Pionierleistung, welche die energie- und umweltpolitische Diskussion bereichert. Die Studie identifiziert die wichtigsten externen Effekte der Strom- und Wärmeversorgung, quantifiziert ihr Ausmass und monetarisiert soweit möglich die resultierenden Kosten: Externe Kosten der Luftverschmutzung (Waldschäden, landwirtschaftliche Produktionsausfälle, Gesundheitsschäden, Gebäudeschäden), externe Kosten der ölbedingten Meeres- und Bodenverschmutzung, Kosten des Treibhauseffektes, externe Kosten der Elektrizitätsproduktion und -verteilung (Beeinträchtigung von Gewässern und der Landschaft, Grossrisiken bei KKW und Staudämmen). Pro Energieträger und pro Ener-

giesystem (z.B. Gasheizungen, Ölheizungen, Gas-WKK-Anlagen, etc.) werden daraus **kalkulatorische Energiepreiszuschläge** (Rp./kWh) berechnet, welche den in der Studie monetarisierten externen Kosten entsprechen.

Die Risiken eines KKW-Grossunfalles oder eines Staudammbruches werden separat behandelt. Die spezielle Risikosituation bei solchen Grossereignissen – sehr kleine Eintrittswahrscheinlichkeit aber extrem grosse Auswirkungen – wirft heikle methodische Probleme auf. Die externen Kosten der Grossrisiken werden in der Form von **Risiko-Zuschlägen** ausgewiesen.

Die kalkulatorischen Energiepreiszuschläge und die Risiko-Zuschläge können für eine erweiterte Wirtschaftlichkeitsrechnung verwendet werden, welche externe Kosten integriert. Sie bilden eine gute Grundlage für die Evaluation von energie- und umweltpolitischen Massnahmen (Kosten/Nutzen-Überlegungen bei Sparmassnahmen, etc.).

Die Arbeit richtet sich an öffentliche und private InvestorInnen sowie an Interessierte aus Planungs-, Architektur-, Ingenieur- und Beratungsbüros, die bei ihren Projekten umfassende Wirtschaftlichkeitsüberlegungen anstellen, aber auch an Vollzugsfachleute in den Bereichen Energie und Umwelt, an Energie- und UmweltpolitikerInnen sowie generell an den Kreis von energie- und umweltpolitisch Interessierten.

(Synthese-Bericht, Bestell-Nr. 724.270 d)

Inhaltsverzeichnis

Begriffe, Abkürzungen	iii
1. Einleitung	1
1.1 Ausgangslage und Ziele	1
1.2 Stellenwert des Berichtes	3
1.3 Vorgehen und Inhalt	3
2. Externe Kosten von Transport, Lagerung und Raffination von Öl und Gas	5
2.1 Einleitung	5
2.2 Externalitäten beim Transport und bei der Lagerung von Öl	6
2.2.1 Einleitung	6
2.2.2 Tankerunfälle, Offshore-Förderung	7
2.2.3 Transport und Lagerung von Erdölprodukten	12
2.2.4 Raffinerien	14
2.3 Externalitäten bei Transport und Lagerung von Gas	15
2.3.1 Einleitung	15
2.3.2 Gasunfälle	16
2.3.3 Externe Kosten	19
2.4 Zusammenfassende Bemerkungen	20
3. Externe Kosten der Nutzung der fossilen Rohstoffe für die Strom- und Wärmeversorgung	21
3.1 Einleitung	21
3.1.1 Globale Externalitäten bei der Nutzung fossiler Rohstoffe	21
3.1.2 Vorgehen	22
3.2 Die Treibhausproblematik als Externalität	23
3.2.1 Ursachen und Entwicklung des Treibhauseffekts	23
3.2.2 Auswirkungen der Treibhausgas-Emissionen	26
3.2.3 Schadenskosten des Treibhauseffektes	30
3.2.4 Vermeidungskosten	34
3.2.5 Externe Kosten des Treibhauseffektes - Schlussbemerkungen und Folgerungen	41

3.3	Intertemporale Verteilungsgerechtigkeit bei der Nutzung fossiler Rohstoffe im Strom- und Wärmebereich	44
3.3.1	Einleitung	44
3.3.2	Die optimale Nutzung nichterneuerbarer Ressourcen - das neoklassische Modell	45
3.3.3	Intertemporale Verteilungsgerechtigkeit mit Hilfe der Konservierung eines Ressourcenkapitalstockes	46
3.3.4	Vermeidungskosten	52
4.	Zusammenfassung - Schlussbemerkungen	53
4.1	Ergebnisse	53
4.1.1	Wie gross sind die externen Kosten der Nutzung der fossilen Rohstoffe?	53
4.1.2	Energiepreiszuschläge	54
4.2	Problembereiche, Unsicherheiten	60
	Literatur	65

Begriffe, Abkürzungen

AFB	Amt für Bundesbauten
BAU	<u>Business As Usual</u> (unbeeinflusste Entwicklung)
BEW	Bundesamt für Energiewirtschaft
BFK	Bundesamt für Konjunkturfragen
Bilgenöl	Ölverluste in den Kielraum (Bilge) des Schiffes, wo das Öl sich mit dem Bilgenwasser vermischt
BUWAL	Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft
CH ₄	Methangas
CO, CO ₂	Kohlenmonoxid, Kohlendioxid
DK	Durchschnittskosten (z.B. Gesamtkosten: Emissionsmenge -> Fr./kg)
EMZ	Emissionszuschläge, d.h. externe Kosten pro emittierte Menge eines Schadstoffes in Fr./kg
FCKW	Fluor-Chlor-Kohlenwasserstoffe
GK	Grenzkosten, Kosten für eine zusätzlich emittierte (verbrauchte) Schadstoffeinheit (Energieeinheit) [Fr./kg; Fr./kWh]
GWa	Gigawattjahre -> 8'760 GWh = 1 GWa
GWP	<u>Global Warming Potential</u> ; Treibhauspotential eines Treibhausgases
HEL, HM/S	Heizöl extraleicht; Heizöl mittel/schwer
IPCC	<u>International Panel on Climate Change</u>
K	Gesamtkosten [Fr.; Fr./a]
KEPZ	Kalkulatorische Energiepreiszuschläge
KW	Kraftwerk
LNG	<u>Liquefied Natural Gas</u> , verflüssigtes Erdgas
LPG	<u>Liquefied Petroleum Gas</u> ; verflüssigtes Propan/Butan
lt	Liter
NMVOC/NMHC	Flüchtige Nichtmethan-Kohlenwasserstoffe
NO _x , NO ₂ , N ₂ O	Stickstoffoxide; Stickstoffdioxid; Lachgas
PACER	<u>Programme d'Action pour les Energies Renouvelables</u> , Aktionsprogramm für erneuerbare Energien des BFK
ppb	<u>Parts per Billion</u> : (1 : 10 ⁹)
ppm	<u>Parts per Million</u> : (1 : 10 ⁶)
ppt	<u>Parts per Trillion</u> : (1 : 10 ¹²)
SO ₂	Schwefeldioxid
TOE	Tonnen Erdöläquivalent
Trsp	Transport

1. Einleitung

1.1 Ausgangslage und Ziele

Im Auftrag des BfK (PACER) und des BEW (SÖEF) bearbeitet die Arbeitsgemeinschaft INFRAS/PROGNOS das Projekt "Externe Kosten der Strom- und Wärmeversorgung".

Im Rahmen dieses Projektes werden die folgenden Fragenkomplexe bearbeitet:

- Identifizierung von externen Effekten bei der Strom- und Wärmeversorgung
- Quantifizierung der resultierenden Effekte/Schäden
- Monetarisierung der resultierenden Schäden/Kosten
- Ableitung von Energiepreiszuschlägen für diverse Energieträger bzw. -systeme und für ausgewählte Energiesparmassnahmen.

Das Gesamtprojekt wird zur Bearbeitung durch die beiden Auftragnehmer in sechs Teilprojekte gegliedert. Tabelle 1-1 zeigt die einzelnen Teilprojekte (in Klammern Teilprojektnummern, die jeweils zu bearbeitenden Themenbereiche und die Arbeitsteilung INFRAS/PROGNOS).

Der hier erarbeitete Bericht dokumentiert die Untersuchungen von INFRAS für die Projektphase 2 (Teilbericht 3 von Tab. 1-1):

INFRAS, Phase 2:

Quantifizierung und Bewertung von:

- Kosten zur Vermeidung von Klimaschäden
- intertemporalen Effekten durch die fossile Strom- und Wärmeversorgung
- Gewässerverschmutzung
- Grossrisiken der fossilen Wärmeversorgung

Ermittlung von Energiepreiszuschlägen für die wichtigsten Systeme/Energieträger und für einzelne Energiesparmassnahmen.

INFRAS	PROGNOS
Teilbericht 1 (TB1): Externe Kosten der Luftverschmutzung - Waldschäden - Gesundheitsschäden - Landwirtschaftliche Produktionsausfälle - Gebäudeschäden Öffentliche Leistungen als Externalität	TB2: Externe Kosten der Kernenergienutzung - Normalbetrieb - Störfälle
TB3: Externe Kosten der fossilen Ressourcen-nutzung - Verschmutzungen/Unfälle bei Transport, Raffination und Lagerung von Öl und Gas - Kosten des Treibhauseffektes - Intertemporale Verteilungsgerechtigkeit als Externalität	TB4a und TB4b: Ext. Kosten der Wasserkraftnutzung (TB4a) - Speicherkraftwerke - Laufkraftwerke Übertragung und Verteilung (TB4b)
TB5: Anwendung von kalkulatorischen Energiepreiszuschlägen auf - Dämmmaterialien - Fenster - Solarzellen, Sonnenkollektoren Auswirkungen von kalkulatorischen Energiepreiszuschlägen auf Investitionsentscheide	
SB: Synthesebericht	

Figur 1-1: Arbeitsaufteilung und Teilberichte (TB). Teilberichte 1-5 sind Materialienbände zum Schlussbericht (SB)

1.2 Stellenwert des Berichtes

Der vorliegende Bericht enthält die Ergebnisse der von INFRAS in der Projektphase 2 geleisteten Untersuchungen und hat den Stellenwert eines Gesamtprojekt-Teilberichtes. Er bildet eine der Grundlagen (gemeinsam mit den bereits erarbeiteten Teilberichten 1 und 2 und den noch zu erstellenden Teilberichten) für den Schlussbericht. Dieser wird als Synthesebericht die Erkenntnisse und Resultate aller Teilberichte 1 bis 5 zusammenfassen. Er wird von INFRAS und PROGNOS gemeinsam erarbeitet.

Der vorliegende Bericht soll das Vorgehen bei der Identifizierung, der Quantifizierung und der Monetarisierung der hier untersuchten Externalitäten dokumentieren und dabei auf die gewählten Methoden, die relevanten Annahmen und die vorgenommenen Vereinfachungen hinweisen.

1.3 Vorgehen und Inhalt

In Kapitel 2 werden die externen Kosten von Transport, Lagerung und Raffination von Öl und Gas ermittelt. Entgegen der in der Vorstudie und in der Offerte vorgesehenen Systematik enthält dieses Kapitel die Bereiche **Gewässerverschmutzung** und **Grossrisiken der fossilen Strom- und Wärmeproduktion**. Eine Unterscheidung von Öl- und Gasunfällen, die im sogenannten Normalbetrieb auftreten, und Grossrisiken drängt sich nicht auf. Für Gewässerverschmutzungereignisse infolge der fossilen Strom- und WärmeverSORGUNG (Teil INFRAS) ist nur die Prozesskette Erdöl verantwortlich. Der Schadensbereich Gewässerverschmutzung umfasst daher die externen Kosten von Tankerunfällen und -emissionen auf den Weltmeeren sowie von Raffinerieabwässern und Ölunfällen in der Schweiz. Zu den Grossrisiken gehören einerseits die Grosstankerunfälle in Küstennähe und andererseits Unfälle bei Hochdruck-Gasanlagen (Leitungen, Speicher, Druckreduzierstationen) in der Schweiz.

Die regional und national wirksamen Externalitäten infolge der energiebedingten Luftverschmutzung und der Subventionen wurden bereits im Teilbericht 1 von INFRAS ermittelt (INFRAS, Nov. 1992). In Kapitel 3 werden nun zusätzlich die externen Kosten des Treibhauseffektes und intertemporale Externalitäten bei der Nutzung der fossilen Rohstoffe ermittelt. Auch hier werden - in Abweichung zur Vorstudie - zwei Externalitätenbereiche zusammengefasst. Den Ausschlag dazu geben ein sachlicher und ein methodischer Grund. Zum einen handelt es sich bei beiden Problemkreisen um zeitliche Externalitäten: Die Auswirkungen des Treibhauseffektes infolge der Verbrennung der fossilen Ressourcen werden erst die kommenden Generationen beeinträchtigen, die kommenden Generationen müssen dann auch mit einem wesentlich geschrumpften Kapitalstock nichtneuerbarer fossiler Rohstoffe auskommen. Es wird sich zeigen, dass die externen Kosten des Treibhauseffektes und die intertemporalen Externalitäten

der Nutzung der fossilen Rohstoffe am besten mit demselben Vermeidungskostenansatz geschätzt werden. Beide Effekte sind über die Absorptionskapazität der Atmosphäre für CO₂-Emissionen miteinander verknüpft, sie können als zwei Seiten derselben Problematik betrachtet werden: Die fossilen Energieressourcen können gar nicht vollständig verbraucht werden, ohne dass gravierende Klimaveränderungen infolge der gestiegenen CO₂- und Treibhausgaskonzentration in der Atmosphäre verursacht werden. Die jeweiligen Vermeidungsmassnahmen (Substitution von fossilem Energieverbrauch durch Backstop-Technologien auf der Basis erneuerbarer Energien) sind weitgehend identisch und somit auch die damit geschätzten externen Kosten. Kapitel 4 fasst die Ergebnisse dieses Berichtes zusammen und weist die kalkulatorischen Energiepreiszuschläge aus, die sich aufgrund der in dieser Arbeit untersuchten externen Kosten ergeben.

2. Externe Kosten von Transport, Lagerung und Raffination von Öl und Gas

2.1 Einleitung

Die lufthygienischen Auswirkungen der Strom- und Wärmeversorgung mit Öl und Gas werden nach Schadengebiet erfasst, quantifiziert und näherungsweise monetarisiert (siehe INFRAS, 15.5.1992). Hier geht es darum, die wichtigsten Auswirkungen der Strom- und Wärmeversorgung mit Öl und Gas auf Gewässer und Boden zu identifizieren, die externen Effekte zu quantifizieren und die externen Kosten zu monetarisieren.

Grundsätzlich sollte dabei zwischen grossen Ereignissen mit kleiner Eintretenswahrscheinlichkeit - sogenannten **Grossrisiken** - und den Effekten im **Normalbetrieb** unterschieden werden. In der Arbeit "Einbeziehung von Unfällen und Störfällen in die ökologische Bilanzierung von Energiesystemen" (Friedl, 1993) wird beispielsweise vorgeschlagen, bei der Umweltbelastungsart "Erdöl und Erdölprodukte belasten das Meer" alle Unfälle mit Emissionen kleiner als 25'000 TOE in die Ökobilanz einzubeziehen (Friedl, 1993, S. 35), das heisst dem Normalbetrieb gleichzusetzen. Bei der Boden- und Grundwasserbelastung durch Erdölprodukte werden alle Unfälle der verwendeten Statistik in die Ökobilanz miteinbezogen (Friedl, 1993, S. 36). Für den hier verfolgten Zweck drängt sich eine Unterscheidung Normalbetrieb-Grossereignis nicht auf.

Ausgehend von den Prozessanalysen in der Vorstudie (INFRAS, 1990) werden hier die folgenden **Aktivitäten und Umweltbelastungen** erfasst:

- Transport, Raffination und Lagerung von Erdöl bzw. Erdölprodukten:
 - Tankerunfälle, Offshore-Förderung: Belastung der Meere
 - Transport und Lagerung von Erdöl(-produkten) in der Schweiz (Boden- und Gewässerbelastung)
 - Erdölraffination (Boden- und Gewässerbelastung)
- Transport, Lagerung und Verteilung von Gas (Erdgas, LPG, LNG, Propan, Butan):
 - Rohrleitungen (Hochdruck, Niederdruck): Unfallfolgen
 - Röhrenspeicher, Kugelspeicher: Unfallfolgen
 - Druckreduzier- und Messstationen: Unfallfolgen

Grundsätzlich gilt die Systemgrenze Schweiz, ausgenommen bei den Tankerunfällen und den Erdölfreisetzung bei der Offshore-Förderung (globale Betrachtung). Zur Verbesserung der statistischen Basis werden jedoch auch ausländische Untersuchungen, bezogen auf ausländische Verbrauchsverhältnisse, beigezogen.

Vorgehen:

Aufgrund der verfügbaren Informationen werden für die oben erwähnten Aktivitäten (Teilprozesse) die Umweltwirkungen identifiziert und soweit wie möglich abgeschätzt

oder grob monetarisiert. Dabei wird jeweils angegeben, welcher Anteil dieser Wirkungen als extern zu bezeichnen ist und welcher Anteil schon heute den Verursachern angelastet wird (Reparaturzahlungen, Reinigungskosten, etc.) und daher intern ist. Anschliessend wird die Relevanz der verbleibenden Externalitäten beurteilt, indem die grob abschätzbaren Kosten in einen Bezug zum jeweils relevanten Energieträgerumsatz gebracht werden. Es wird sich zeigen, dass die externen Kosten von Transport, Raffination, Lagerung und Verteilung von Öl und Gas bezogen auf den Umsatz relativ gering sind und hier nicht vertiefter untersucht werden müssen. Dies, obwohl lokal und im Einzelfall beträchtliche externe Kosten resultieren können, welche aber auf die umgesetzten Energiemengen umgelegt sehr gering werden.

2.2 Externalitäten beim Transport und bei der Lagerung von Öl

2.2.1 Einleitung

In diesem Abschnitt werden die externen Effekte beim Transport und bei der Lagerung von Erdölprodukten untersucht. Dazu gehören Rohöl, Heizöl extraleicht (HEL), Heizölmittel und schwer (HM/HS). Dieselöl, Benzin und Kerosen müssen dem Verkehr zugerechnet werden. Die übrigen werden vernachlässigt bzw. der gesamten Wirtschaft zugerechnet.

1990 wurden in der Schweiz 12,7 Mio t Erdölprodukte umgesetzt (Erdölvereinigung, 1991, S. 43):

HEL	5,52 Mio t	Diesel	1,12 Mio t
HM/S	0,44 Mio t	Benzin	3,70 Mio t
übrige	0,82 Mio t	Kerosen	1,12 Mio t

Weltweit betrug der Verbrauch an Erdölprodukten 1990 3'118 Mio t (CH-Anteil: 0,41 % des Weltverbrauches 1990, Westeuropa: 591 Mio t 1990). Die vier schweizerischen Pipelines setzten 1990 12,54 Mio t um, davon 4,8 Mio t für den Inlandverbrauch (Rest Transit).

Importe 1990:	Rheinhäfen	4,7 Mio t
	Bahn	2,2 Mio t
	Strasse	1,0 Mio t
	Pipeline	4,8 Mio t

2.2.2 Tankerunfälle, Offshore-Förderung

a) Verunreinigung der Meere durch Öleintrag

Die Belastung der Weltmeere durch Erdölprodukte hat diverse Quellen (siehe unten) und liegt im Bereich von 1,7-8,5 Mio t/a (Clark, 1992).

Rund 6'000 Öltanker befördern jährlich etwa 1,1 Mrd.t Öl über die Weltmeere (Schweizer Woche, 1.2.93). Die künftige Entwicklung der Unfallzahlen wird massgeblich durch die Entwicklung der Haftungsregelungen beeinflusst. Tendenziell soll die Haftung, bzw. Versicherungsdeckung der Tankerbetreiber erhöht werden. Die Flotte der grössten Supertanker ist relativ veraltet; die optimale Schiffsgrösse wird heute kleiner gewählt. Durch konstruktive Massnahmen (Doppelrumpf) sollen in Zukunft die Folgen von Kollisionen verminder werden.

Quelle	Menge [t/a]	Summe
TRANSPORT		
Tanker/Normalbetrieb ¹⁾	158'000	
Tankerunfälle	121'000	
Bilgenöl/Treibstoff ²⁾	252'000	
Schiffsreparaturen	4'000	
Havarien	20'000	555'000
ANLAGEN		
Raffinerien	100'000	
Offshore-Förderung	50'000	
Ölhäfen	30'000	180'000 Tendenz sinkend
ANDERE QUELLEN		
kommunale Abwässer	700'000	
Industrieabwässer	200'000	
Oberflächenabfluss	120'000	
Eintrag durch Flüsse	40'000	
atmosphärisch	300'000	
Verklappung	20'000	1'380'000 Tendenz sinkend
NATÜRLICHE QUELLEN	250'000	250'000
Totaleneintrag 1990		2'365'000
davon Erdölwirtschaft		≈ 580'000 (25 %)

1) Tanker-Normalbetrieb: Ballastwasser aus Tankern, welches mit Rohöl verschmutzt ist. Neue Tanker haben teilweise getrennte Ballasttanks. Mit dem Load-on-top-System wird das verunreinigte Wasser in einem separaten Setztank zuerst weitgehend vom Öl getrennt. Dadurch lässt sich die Restverschmutzung stark reduzieren.

2) Bilgenöl und Treibstoffe: Ölverschmutzung von Bilgenwasser oder von zu Ballastzwecken mit Wasser gefüllten Treibstofftanks.

Tabelle 2-1: Durchschnittliche jährliche Verunreinigung der Weltmeere durch Erdöl bzw. Erdölprodukte (Clark, 1992, S. 55)

Die resultierende Meererunreinigung infolge der Erdölwirtschaft beträgt somit rund 0,02 % des jährlichen Welt-Erdölabsetzes.

Aus ökologischer Sicht sind vor allem grosse lokale Verschmutzungen bedeutsam. Die folgende Tabelle gibt eine Übersicht über die wichtigsten Grossunfälle in den vergangenen Jahren.

Die grössten Tankerunglücke		
Schiff	Datum	Menge [t]
Amoco Cadiz	16.3.1978	230'000
Berge Broker	Nov. 1990	150'000
Atlantic Empress	19.7.1979	140'000
Irenes Srenade	23.2.1980	126'000
Sea Star	19.12.1972	122'000
Torrey Canyon	18.3.1967	117'000
Hawaiian Patriot	Feb. 1977	99'000
Urquiola	12.5.1976	95'000
Braer	5.1.1993	85'000
Aegean Sea	3.12.1992	70'000
Kharg 5	19.12.1989	70'000
Andros Patria	31.12.1978	50'000
Haven	11.4.1991	50'000
Exxon Valdez	24.3.1989	42'000
Burmah Agate	1.11.1979	37'000
Argo Mechiani	15.12.1976	28'000
Totalleintrag		1'511'000
Andere Verunreinigungen		
Art	Datum	Menge [t]
Golfkrieg	1991	300'000-1'700'000
Quelle, Mexico	7.1979-3.1980	525'000-1'622'000
Quelle, Iran	Dez. 1983	300'000-700'000
Tanker, Südafrika	Aug. 1983	190'000-300'000
Tanker, Tobago	Juli 1979	180'000
Quelle, Lybien	Aug. 1980	159'000
Tanker, Griechenland	Feb. 1980	46'000-154'000
Tanker, Schweden	20.3.1976	60'000
Totalleintrag		1'950'000-5'100'000

Tabelle 2-2: Die grössten Tankerunglücke und andere Grossereignisse in der Vergangenheit (bis Jan. 93). Quellen: Der Spiegel, 11.1.1993; Berner Tagwacht, 29.1.1991; NZZ, 12.1.1993; Schweizer Woche, 1.2.1993

b) Ökologische Auswirkungen der Meeresverschmutzung durch Öl**■ Verteilung des Erdöls nach einem Unfall (Weltwoche, 2/93; Basler Zeitung, 31/91; Berner Zeitung, 5/93; Clark, 1992)**

Vom Öl, das ins Meer gelangt, verdunsten je nach Beschaffenheit und Temperatur 30-50 %, durch den Wellengang und die Meeresströmung werden 20-30 % über eine grosse Fläche verteilt. Der Rest wird unmittelbar am Strand abgelagert oder durch Winde aufs Festland verfrachtet, das mit einem dünnen, hochgiftigen Film überzogen wird. Der eigentliche Ölteppich besteht aus einer Wasser-in-Öl-Emulsion ('Mousse') und kann über längere Zeit stabil bleiben, wobei die darunterliegenden Schichten vom Sauerstoff abgeschlossen sind. Unter der Mousse bildet sich eine Öl-in-Wasser-Emulsion, die kleinere Organismen sofort tötet und bei grösseren Tieren, welche diese Emulsion schlucken, zu inneren Verätzungen und einem qualvollen Sterben führt.

Wegen des fehlenden Lichtes stirbt das Plankton ab, das die Nahrung von Garnelen und Krebsen ist, ebenso geht der Seetang ein. Unter dem Ölteppich entsteht eine Zone ohne Leben. Den Vögeln zerstört das Öl die Temperatur- und Wasserisolierung des Gefieders. Die Tiere erfrieren oder ertrinken. Wollen sie sich putzen, nehmen sie die giftigen Stoffe auf und gehen schliesslich an inneren Verätzungen zugrunde.

Der Teppich beginnt mit der Zeit zu klumpen, es entstehen 'tarballs', die auf den Meeresgrund absinken und dort über längere Zeit hochgiftige Stoffe abgeben, was zu einem Massensterben unter den Organismen führt, die im und auf dem Sediment leben. Die Klumpen werden biologisch abgebaut, was jedoch sehr viel Sauerstoff verbraucht. Lokal können dadurch tote Zonen entstehen. Korallen, Laich und andere ortsgebundene Organismen ersticken.

Durch den Eintrag von Chemikalien (Detergentien) wird die Klumpenbildung erleichtert, das Problem wird also nur auf den Meeresboden verdrängt. Es werden jedoch Dispergationsmittel verwendet, die selber hochgiftig sind, besonders wenn sie auf den Strand gelangen, was sich ähnlich wie der Einsatz von Heisswasser zur Reinigung in Alaska auswirkt: der Küstenstreifen wurde sterilisiert.

■ Ölabbau durch Bakterien (Weltwoche, 34/90)

Den Abbau des Rohöls besorgen zu einem grossen Teil ölfressende Bakterien. Es sind über 100 Bakterienstämme und verschiedene Hefearten bekannt, die Kohlenwasserstoffe verarbeiten können. Der Abbau folgt in verschiedenen Stufen: da sowohl das Öl als auch die Bakterien hydrophob sind, werden sie gegenseitig angezogen. Für die in kurzer Zeit entstandene Bakterienflora ergeben sich ideale Lebensbedingungen. Der Ölfilm zerfällt in Mikrotropfen, die den Bakterien eine grössere Angriffsfläche bieten. Nach einigen Wochen ist die gesamte Ölmenge abgebaut, wobei allerdings grosse Mengen Sauerstoff verbraucht wurden. Nach dem Unfall der 'Mega Borg' vor Texas wurde erstmals ein Ölteppich mit Mikroorganismen geimpft. Die Voraussetzungen waren günstig (warmes Wasser und ein hoher Nährstoffgehalt), und es gelang, den Ölteppich noch vor Erreichen der Küste zu vernichten. Die Bakterien starben danach wegen Nahrungsmangel ab und dienten anderen Organismen zur Ernährung.

■ Auswirkungen der Verschmutzung (TA, 3/93; NZZ, 44/93; Süddeutsche, 5/93; Frankfurter Allgemeine, 60/92; NZZ, 118/92; FAZ, 187/91; Clark, 1992)

Je nach Abstand zur Küste und Menge des ausgelaufenen Öls werden Strände mehr oder weniger stark verschmutzt. Die 'Amoco Cadiz' verunreinigte über 200 km Strand in der Bretagne, wobei einige Tausend Seevögel getötet wurden. Am besten dokumentiert ist das Unglück der 'Exxon Valdez': als direkte oder indirekte Folge starben 5'500 Seeotter, viele verendeten an Lungenblähungen infolge der inhalierten Kohlenwasserstoffe oder einem Leber- oder Nierenversagen. Aus einer Gruppe von 36 Schwertwalen verschwanden 13 Stück (Gruppe normalerweise sehr stabil). Die Seehundpopulation wurde hauptsächlich durch langfristige Auswirkungen (Lethargie, Schwellung der Gehirnnerven wie durch 'schnüffeln') stark dezimiert. Besonders betroffen waren die Vögel: gegen 1'000 Weisskopf-Seeadler und 260'000-580'000 Seevögel fielen dem Unglück zum Opfer.

Als Folge des Unglücks der 'Aegean Sea' wurden 5'000 Fischer in der Hauptsaison arbeitslos. Wieviele Tiere im Öl verendeten, ist nicht bekannt, es waren aber die Brutstätten von 60'000 Möwen gefährdet. Der Strand wurde auf einer Länge von 100 km verschmutzt.

Die langfristigen Folgen sind noch sehr wenig bekannt, die mittelfristigen Folgen bekommen häufig die Menschen zu spüren: das Rohöl besteht aus drei Hauptgruppen: die leichtflüchtigen Stoffe werden durch die Winde verfrachtet und gelangen mit dem nächsten Niederschlag auf den Boden. Diese Gase (Methan, Butan sowie Hexan und Oxan) verursachen Kopfschmerzen und Übelkeit. Zu der zweiten Gruppe gehören Phenol und Benzol, die zuerst als betäubendes, berauschendes und das Gewebe angreifendes Gift wirken. Die beiden Substanzen sind krebserregend, schädigen das Erbgut und richten durch Ablagerung in Fettgewebe und Knochenmark langfristige Schäden an. Die dritte Gruppe besteht aus Asphaltene und Petroleumharzen, die ebenfalls kanzerogen sind.

Für die Gesundheit der Menschen besteht in der Regel keine grosse Gefahr, da man im Bereich von Fischen und Meeresfrüchten sehr empfindlich auf Geschmacksveränderungen reagiert. Da Ölbestandteile nicht persistent sind, gelangt via Bioakkumulation ebenfalls kaum etwas in die Nahrung.

Flora und Fauna sind einer Verschmutzung direkt ausgeliefert. Der Schaden an Tier- und Pflanzenwelt kann oft nur in wirtschaftlich genutzten Bereichen in Zahlen angegeben werden. Gerade in küstennahen Gebieten schreitet aber die Wiederbesiedlung erstaunlich schnell voran. In der Fischerei kann während einigen Monaten der Ertrag ganz oder teilweise ausfallen, der Bestand erholt sich aber meistens recht schnell wieder: "Ein grösserer Unfall in der Nordsee zur Laichzeit und am Laichort der wichtigsten Fischarten würde - unter der Annahme der ungünstigsten Voraussetzungen - nur eine geringe Abnahme der Fangmenge bewirken, und das nur in einer Saison." (Clark, 1992).

Nach dem Unglück der 'Amoco Cadiz' dauerte es allerdings etwa drei Jahre, bis die früheren Fangquoten wieder erreicht wurden. Für Arten mit wenigen Nachkommen, die auch erst nach mehreren Jahren geschlechtsreif werden, wiegt der Schaden schwerer. Große Verluste in den Jugendstadien können nicht ausgeglichen werden. Ein Ansteigen der Mortalität durch Umweltverschmutzung kann somit auch

recht dauerhafte Bestandesrückgänge zur Folge haben. Die Erholung des Ökosystems basiert hauptsächlich auf Zuwanderern aus benachbarten Gebieten und den überlebenden Exemplaren. Zuerst wird wieder der physikalische und chemische Normalzustand erreicht, währenddem sich widerstandsfähige, meist sich schnell vermehrende Organismen, ansiedeln.

In tropischen Gewässern brauchen alle Abläufe weniger Zeit; das Öl verdunstet zu beinahe 50 %, die Populationen können sich schneller vermehren, weil es keine eigentliche Ruhepause gibt. Die Dauer für die Wiederherstellung wird in etwa auf ein bis zwei Jahre geschätzt, wobei die Schäden an Mangroven und Korallenriffen weit langfristiger wirken. Mangroven und Korallen können sich kaum von einer Ölverschmutzung erholen, was sich dann hauptsächlich auf die abhängige, meist sehr grosse und vielfältige Artengemeinschaft auswirkt.

In gemässigten Breitengraden braucht ein System je nach Gemeinschaft und Strömungsverhältnissen zwischen 2 und 3 bis zu 8 Jahren, bis der Schaden ausgeglichen ist, wobei im Fall der 'Amoco Cadiz' nach dieser Zeit zwar eine stabile Gemeinschaft vorhanden war, das Öl aber noch keineswegs abgebaut war, weil es sich in Spalten angesammelt hat und nur bei Flut langsam ausgewaschen wird. Die Gemeinschaft wird sich noch verändern können, wenn die Ölkonzentration noch weiter abnimmt.

In arktischen Verhältnissen wie bei der 'Exxon Valdez' kann es nach Schätzungen der Meeresbiologen bis zu 100 Jahren dauern, bis sich das System, das von unregelmässiger Vermehrung, geringerer Mobilität und hoher Empfindlichkeit gekennzeichnet ist, wieder vollständig erholt hat. Im Prince-William-Sund war auch nach vier Jahren das Öl nicht einmal oberflächlich vollständig verschwunden. Solange die Flora und Fauna von diesen Rückständen direkten Schaden davontragen kann, wird sich die ursprüngliche Gemeinschaft noch nicht einmal erholen können, sondern wird weiter dezimiert. Durch die kanzerogenen Bestandteile des Rohöls wurden Gene verschiedener Arten mutiert. So wurden Fische gefunden, denen die Flossen oder auch Muskeln verkümmerten, einigen Heringen ist der Kiefer verkrüppelt oder er fehlte ganz.

c) Externe Kosten der Ölverschmutzung

Die Meeresverunreinigungen durch Öleinträge verursachen diverse Kosten, welche teils interner und teils externer Art sind. Intern sind die Kosten dann, wenn sie durch die Verschmutzer bzw. ihre Versicherungen getragen werden (Schadenersatz, Reinigungskosten, Abgeltungen für Verdienstausfälle etc.). Extern sind alle übrigen Kosten. Ein Teil davon ist grundsätzlich quantifizierbar (zusätzliche Reinigungskosten bis zur Wiederherstellung einer befriedigenden Umweltqualität, nicht gedeckte Verdienst- und Ertragsausfälle). Ein Teil der externen Kosten ist jedoch kaum quantifizierbar: beispielsweise Reduktion der lokalen Artenvielfalt (ev. temporär), Wert von nicht wirtschaftlich genutzten Tieren und Pflanzen etc..

Es sind nur wenige Angaben zu den oben ausgewiesenen Unfallkosten verfügbar:

Amoco Cadiz	205 Mi\$ Schadenersatz
Aegean Sea, Braer	45 bzw. 25 Mi\$ für Fischer (TA 9/93; Süddeutsche Zeitung 5/93)
Khark 5	bis 1 Mrd \$ Exportausfall (NZZ 96/91)
Haven	65 Mi\$ Reinigungskosten (NZZ 96/91)
Exxon Valdez	ca. 3 Mrd \$ Reinigungskosten, von Exxon finanziert (St. Galler Tagblatt 4/93)

Die wenigen ausgewiesenen (internen) Kosten geben auch Hinweise auf die zu erwartenden externen Kosten. Unfälle in Kaltgebieten und in der Nähe ökologisch sensibler Küstenbereiche ergeben hohe externe Umweltkosten. Werden die verbleibenden externen Kosten jedoch auf den gesamten Weltabsatz von Erdöl bezogen, dürften sie maximal im Bereich von 1,0-5 Fr/t, das heisst 3-15 Mrd Fr/a liegen. Das entspricht etwa 0,2-1,2 % des mittleren Erdöl-Endverbrauchspreises (ca. 300 Fr/t) in der Schweiz.

d) Fazit

Der Transport von über 3 Mrd t Erdölprodukten pro Jahr ergibt eine beträchtliche Meeresbelastung. Ausser in kalten Gegenden wie Alaska etc. werden diese Belastungen durch natürliche Prozesse relativ schnell abgebaut (Bakterien) bzw. verteilt (Verdunstung). Die ökologischen Schäden sind daher in der Regel lokal, zeitlich begrenzt und reversibel. Die Quantifizierung der Schäden kann hier nicht umfassend vorgenommen werden, die erforderlichen Informationen sind grösstenteils nicht vorhanden. Grobe Abschätzungen aufgrund der vorhandenen Angaben erlauben jedoch die Angabe einer Grössenordnung für die externen Kosten, welche im Bereich von etwa 1 % der Endverbraucherpreise für Erdölprodukte in der Schweiz liegt. Diese Grössenordnung ist im Lichte der übrigen Schäden und der dabei bestehenden Ungewissheiten von untergeordneter Bedeutung. Die externen Kosten der Meeresverschmutzung durch die Erdöltransporte werden daher in dieser Untersuchung nicht weiter verfolgt.

2.2.3 Transport und Lagerung von Erdölprodukten

a) Verschmutzungen in der Schweiz 1989-1991

Erdölunfälle müssen bei den Kantonen gemeldet werden. Aufgrund der Angaben der Kantone erstellte das BUWAL (Abt. Immissionsschutz) die folgende Übersicht über Unfälle mit Erdölprodukten in den Jahren 1989-1991, bei denen mehr als 100 lt freigesetzt wurden:

		Verschmutztes Medium							
		Erdreich			Oberflächengewässer			Grundwasser	
		Lager	Trsp.	Total	Lager	Trsp.	Total	Lager ¹⁾	Trsp.
ausgeflossen 89-91	[lt]	47'335	23'690	71'025	20'715	2'330	23'045	81'800	---
pro Jahr	[lt/a]	15'778	7'897	23'675	6'905	777	7'682	27'267	---
zurückgehalten 89-91	[lt]	43'860	22'865	66'725	9'275	1'928	11'203	56'640	---
pro Jahr	[lt/a]	14'620	7'622	22'242	3'092	643	3'735	18'880	---
Anzahl Ereignisse pro Jahr		78	6,3	84	10	1,7	12	1,3	
pro Ereignis:									
φ ausgeflossen	[lt]	202	1'247	282	668	466	640	20'450	---
φ zurückgehalten	[lt]	187	1'203	265	299	386	310	14'160	
φ Belastung in	[lt]	15	244	17	369	80	330	6'290	---

1) Ein Grossereignis: 75'000 lt ausgeflossen, 50'000 lt zurückgehalten

Tabelle 2-3: Verschmutzung von Erdreich, Oberflächen- und Grundwasser durch Ölunfälle bei Transport und Lagerung in der Schweiz in den Jahren 1989-1991 (Quelle: BUWAL, Abt. Immissionsschutz)

Seit dem Bestehen der 5 Pipelines¹⁾ in der Schweiz wurden bis 1990 315 Mio t Erdölprodukte ohne Unfall transportiert (Erdölvereinigung, 1991, S. 17).

b) Ölpipelines in Europa

65 Betreiber von 210 Pipelines in Westeuropa (21'000 km; inkl. ehemalige DDR) transportierten 1991 593 Mio m³ Rohöl und Erdölprodukte in Pipelines. Von der resultierenden Transportleistung von 101 Mrd m³·km entfielen etwa 24 % auf Erdölprodukte und 76 % auf Rohöl (CONCAWE, 4/92). 1991 ereigneten sich 14 Ölschäden an Pipelines oder Pumpstationen mit einem Nettoverlust an die Umwelt von 902 m³ bzw. 0,00015 % oder 1,5 ppm des Gesamtdurchsatzes (Bruttoverlust 1'346 m³, zurückgewonnen 444 m³). Die folgende Tabelle ermöglicht einen Vergleich mit früheren Jahren.

	1987	1988	1989	1990	1991	•	1987-1991
A. Mechanisches Versagen	1027 (3)	10 (1)	184 (4)	-	(+)	552 (7)	1773 (15)
B. Betrieb	- (-)	- (-)	- (-)	357 (2)	- (-)	-	357 (-2)
C. Korrosion	558 (2)	165 (3)	665 (3)	325 (1)	215 (4)	-	1929 (13)
D. Naturereignis	12 (1)	305 (1)	- (-)	- (-)	- (-)	-	317 (-2)
E. Beschädigung durch Dritte	303 (2)	712 (6)	1335 (6)	225 (1)	579 (3)	-	3154 (18)
Leckmenge	1900 (8)	1193 (11)	2184 (13)	907 (4)	1346 (14)	-	7530 (50)
Zurückgewonnen	1500	441	893	376	444	-	3654
Netto-Verlust	400	752	1291	531	902	-	3876
Durchschnittl. Netto-Verlust/Schaden	50	68	99	133	64	-	76

Tabelle 2-4: Leckmengen in Kubikmetern und Anzahl Leckereignisse (Zahlen in Klammern) nach Ursache in den westeuropäischen Pipelines in den Jahren 1987-1991 (Quelle: CONCAWE, 4/92)

1) Oléoduc du Jura, du Rhône SA, Oleodotto del Reno, Sapro, Centraleurop. Pipeline (CEL, nur Transit).

Von den 1991 aufgetretenen 14 Schäden verursachten 5 Schäden leichte Bodenverschmutzungen (<1000 m²) und 7 Schäden schwere Bodenverschmutzungen, jedoch ohne Dauerschäden. 2 Benzin/Diesel-Schäden beeinträchtigten Wasserläufe weitflächig, aber nicht dauerhaft.

c) Fazit

Die Ereignisse mit Ölschäden in der Schweiz sowie bei Pipelines in Europa sind belastungsmässig dokumentiert. Zu den ökologischen Folgewirkungen und allfälligen Kosten fehlen die entsprechend detaillierten Angaben. Die verfügbaren generellen Hinweise deuten darauf hin, dass die Ölunfälle lokal bedeutende Umweltschäden verursachen, wenn Gewässer oder Grundwasser beeinträchtigt werden, dass jedoch die Schädigungen vorübergehend sind. Bodenverschmutzungen werden in der Regel behoben (biologisch und/oder durch Ausbaggerung). Bezuglich der externen Kosten sind nur diejenigen Schäden und Kosten relevant, die nicht repariert werden bzw. nicht von den Verursachern übernommen werden müssen. Die Größenordnung der aufgetretenen Leckmengen und der dadurch verursachten externen Kosten ist im Vergleich mit den übrigen Externalitäten der Strom- und Wärmeversorgung sowie verglichen mit dem Wert der umgesetzten Erdölprodukte gering. Wegen ihrer geringen Bedeutung für die externen Kosten und den Schwierigkeiten bei ihrer Quantifizierung werden sie anschliessend vernachlässigt.

2.2.4 Raffinerien

Die drei schweizerischen Raffinerien produzierten 1990 3,09 Mio t Erdölprodukte:

- Raffinerie de Cressier SA: 2,70 Mio t
- Raffinerie du Sud-Ouest SA: 0,29 Mio t, Neuaufnahme der Aktivität mit neuem Besitzer, welcher die bestehende Kapazität auf 3,5 Mio t/a erhöhen will
- Raffinerie Rheintal (Umschlagstelle) 0,351 Mio t

CONCAWE ermittelte 1990 die Gewässerbelastung durch westeuropäische Raffinerieabwässer (CONCAWE, 1/92). Die Umfrage erfasst 95 Raffinerien mit 80 % der westeuropäischen Raffineriekapazität von 1990. Dabei zeigt sich, dass sowohl die Raffinerieabwässer als auch die Ölverschmutzungen pro Einheit verarbeiteten Rohöls seit 1978 kontinuierlich sinken:

Raffinerieabwasser: von 5,4 t/tÖl (1978) auf 3,5 t/tÖl (1990)
(Tonnen Raffinerieabwasser pro Tonne raffiniertes Erdöl)

Ölverschmutzung: von 23 t/Mio tÖl (1978) auf 6,7 t/Mio tÖl (1990)

1990 betrug die Gewässerbelastung durch Erdölprodukte aus Raffinerien in Westeuropa noch 3'340 t oder 0,00067 % der Raffinerieproduktion.

Die Reduktionen ergeben sich einerseits durch komplexere Raffinationstechniken (reduzierte Abwassermengen) und bessere (biologische) Abwasserreinigungsanlagen (-> Reduktion Ölbelastung).

Ein beträchtlicher Teil der Gewässerbelastungen der Raffinerien wird somit zurzeit durch End-of-the-pipe-Massnahmen (Abwasserreinigung, Verbrennung der organischen Abfälle etc.) internalisiert. Die Restbelastungen sind relativ klein und haben eine sinkende Tendenz. Zu den Auswirkungen der Restemissionen auf Gewässer- und Bodenqualität konnten keine Angaben verfügbar gemacht werden. Ihre Bedeutung und die allfälligen externen Kosten werden im Vergleich mit den übrigen externen Kosten der Strom- und Wärmeversorgung als gering eingeschätzt und werden daher nicht weiterverfolgt.

2.3 Externalitäten bei Transport und Lagerung von Gas

2.3.1 Einleitung

Die Untersuchung der externen Effekte beim Transport und der Lagerung von Gas beschränkt sich hier auf den Erdgas- und den Flüssiggasumsatz primär in der Schweiz. Der Stadtgasverbrauch wird vernachlässigt (1991 noch 67 GWh/a bei einem Erdgasverbrauch von 23'500 GWh/a). Wie bereits erwähnt, geht es hier nicht um die Luftschatstoffbelastung, sondern um allfällige externe Unfallwirkungen und -kosten.

Als potentielle externe Effekte werden die Störfallrisiken bei

- Hoch- und Niederdruckgasleitungen
- Röhren- und Kugelspeichern
- Druckreduzier- und Messstationen (DRM)
- Flüssiggastanks und Armaturen
- Produkteitungen in der Nähe von Flüssiggastanks

betrachtet.

Der Erdgasverbrauch in Westeuropa betrug 1990 rund 263 Mrd Nm³, in der EG 250 Mrd Nm³, und in der Schweiz 1,845 Mrd Nm³ oder 20'808 GWh/a (Eurogas). Das europäische Erdgastransportnetz hat eine Gesamtlänge von etwa 600'000 km (Swiss-gas, 1991).

2.3.2 Gasunfälle

Die folgenden Ausführungen basieren auf Auswertungen, die im Rahmen einer "Ge-fährdungsanalyse von Flüssiggas und Erdgas" (Bützer, 1988) bzw. für die Rahmenbe-richte zur Risikoermittlung im Hinblick auf die Störfallverordnung vorgenommen wurden (B&H, 1992; SKS, 1991).

a) Internationale Ereignisse

Auswertung des Handbuches Störfälle und der Datenbank MHIDAS 1987 (Major Ha-zard Incident Database + Service) durch Bützer ergab folgende Ergebnisse (Bützer, 1988, S. 57f):

Datenbank Handbuch Störfälle 1983	Erdgas	Propan	Butan	LNG	LPG
Anzahl Fälle	34	58	38	14	49
Durchschnittliche Anzahl Verletzte pro Schadensfall	11,2	31,3	50,7	26,9	30
Durchschnittliche Anzahl Tote pro Schadensfall	2,4	4	6	13,4	3
Durchschnittlicher Sachschaden pro Schadensfall in Mio \$	0,7	0,8	1,1	1,4	3,4
Ort: Tank oder Tanklager in %	6	37	21	14	67
Leitung, Pipeline in %	73	17	3	71	6
Armaturen in %	12	14	8	7	4
Datenbank MHIDAS 1987					
Anzahl Fälle	132	96	43	28	141
Durchschnittliche Anzahl Verletzte pro Schadensfall	6,2	6,6	28,2	7,3	24,5
Anzahl Fälle mit Angaben über die durchschn. Anzahl Tote pro Schadensfall	4,3	1,0	2,1	5,2	5,8
Anzahl Fälle mit Angaben Verhältnis Verletzte/Tote	1,5	6,6	13,4	1,4	4,2
Durchschnittlicher Sachschaden pro Schadensfall in Mio \$	1,04	2,33	1,43	3,6	0,43
Anzahl Fälle mit Angaben	20	34	11	7	38

Tabelle 2-5: Auswertung von Gasunfällen, Datenbank Handbuch Störfälle bzw. MHIDAS (Bützer, 1988, S. 57f)

Eine Auswertung von 443 Gasunfällen (Erdgas, LNG, Propan, Butan, LPG) in den Jah-ren 1932-1987 ergibt einen Überblick über die wichtigsten Ereignisabläufe in der Ver-gangenheit (Bützer, 1988, S. 81ff):

■ Aufteilung der 443 Ereignisse:

131 Erdgas, 141 LPG, 28 LNG, 96 Propan, 43 Butan.

■ Ereignisort, Ursache:

Die meisten Unfälle geschehen beim Transport und bei Leitungsversagen. Lager (Flaschen) und Lagertanks spielen ebenfalls eine wichtige Rolle. Bei Propan und LPG sind Transport, Lagerung, Umschlag und Dichtungen problematisch, bei Erd-gas vor allem die Leitungen. Bei Hochdruck-Gasanlagen sind technisches Versa-

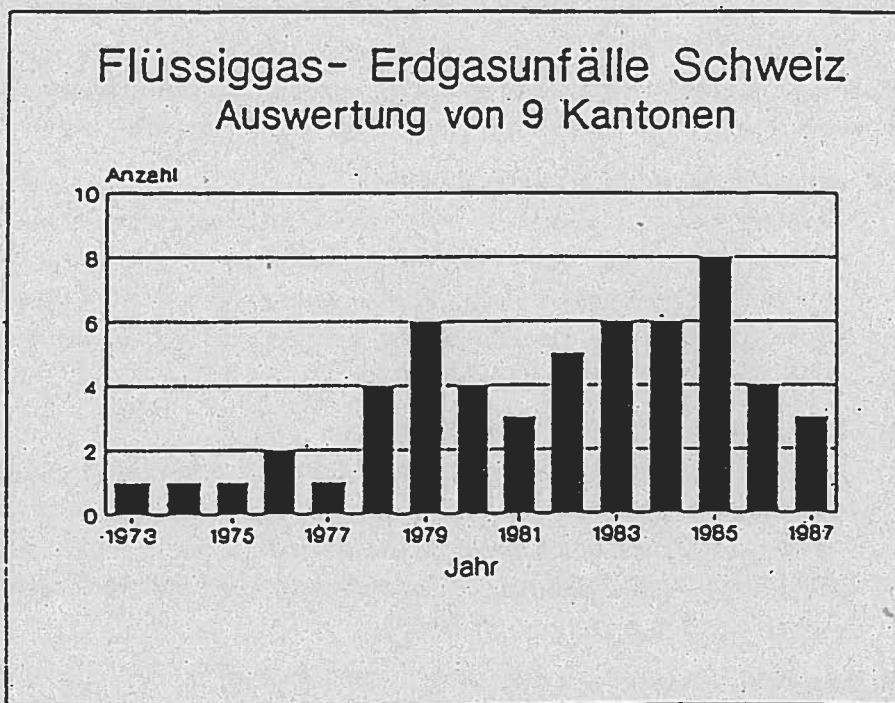
gen an der Anlage (Korrosion, Versagen Schweißnaht) und Unfälle bei Bau- oder Reparaturarbeiten Haupt-Unfallursache (SKS, 1991, S. 37f).

■ Ablauf und Wirkungen der Ereignisse:

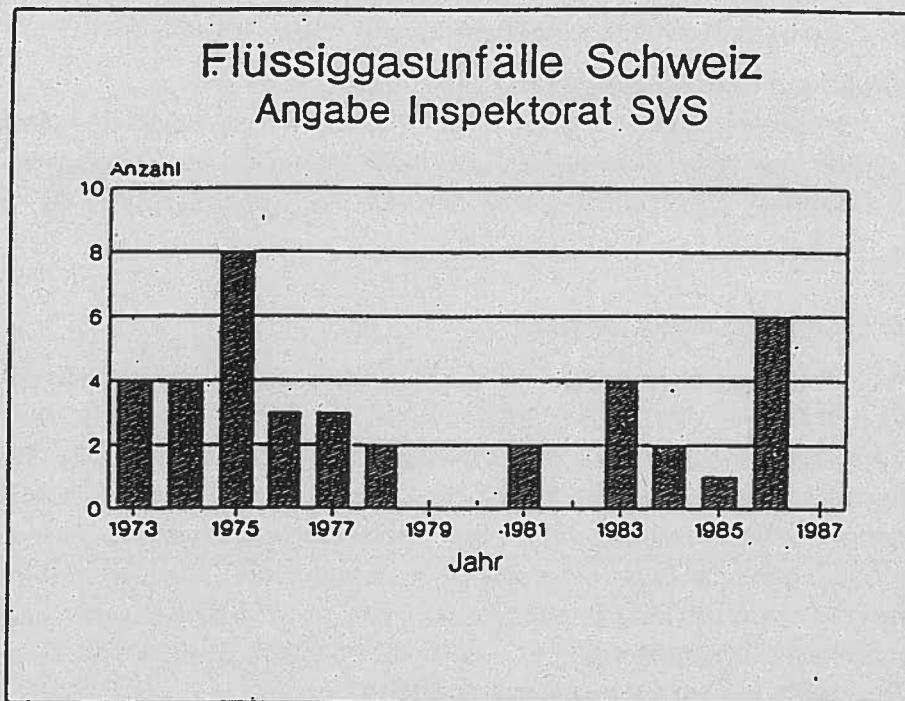
Hauptereignisse sind Brände und Explosionen, oft kombiniert. Meist erfolgt eine kontinuierliche Freisetzung. LPG ist am stärksten Explosionsgefahren ausgesetzt. Rasche Freisetzungen treten vor allem bei Propan und LPG auf (Bützer, 1988, S. 86).

b) Ereignisse in der Schweiz

Die schweizerischen Ereignisse wurden, soweit überhaupt erfasst, von Bützer ausgewertet: Figuren 2-1 und 2-2 (Bützer, 1988, S. 119f.). Daneben bestehen Angaben des Technischen Inspektorats des Schweizerischen Gasfaches (TISG, 1991) zu Todesfällen mit Leitungsgas: 1981-1991 1 bis 5 Todesfälle pro Jahr, im Durchschnitt der 11 Jahre 3,2 Todesfälle pro Jahr. Diese Ereignisse umfassen alle Todesfälle im Zusammenhang mit der Erzeugung, der Speicherung, dem Transport, der Verteilung und der Nutzung von leitungsgebundenem Gas in der Schweiz (ohne Selbstmorde mit Leitungsgas). Entgegen der sonst verwendeten Abgrenzung werden hier somit auch Todesfälle bei der Gasnutzung miterfasst.



Figur 2-1: Unfälle mit Flüssiggas und Erdgas in der Schweiz (9 Kantone) (Bützer, 1988; S. 119)



Figur 2-2: Unfälle mit Flüssiggas in der Schweiz (Angaben vom Inspektorat des SVS) aus (Bützer, 1988, S. 120)

Die Risikorahmenberichte, welche im Hinblick auf die Störfallverordnung erstellt wurden, weisen auf die folgenden Risiken hin (B&H, 1992; SKS, 1991):

■ **Rohrleitungen (SKS, 1991, S. 43ff):**

Einwirkungen von aussen dominieren die Unfallwahrscheinlichkeiten bei Hochdruck-Rohrleitungen: $2,3 \cdot 10^{-4}/\text{km}$ und Jahr von total $3,3 \cdot 10^{-4}$ Unfällen/km und Jahr bei Rohrleitungen in Europa (die Wahrscheinlichkeiten basieren auf total 970'000 km-Jahren). Die Unfallauswirkungen sind aber in der Regel gering, ausser in der Nähe von Siedlungen.

■ **Röhrenspeicher (SKS, 1991, S. 45ff):**

Bisher sind in der Schweiz noch keine Störfälle aufgetreten. Hauptgefahrenquelle sind äussere Einwirkungen wie Flugzeugabsturz, Auftrieb durch Grund- oder Hochwasser, Erdbeben und Sabotage. Die Auswirkungen eines Störfalles hängen von der Umgebung ab (Exposition, Topographie) und können weitreichend sein (Gaswolkenbrand, brennender Freistahl).

■ **Hochdruck-Kugelspeicher (SKS, 1991, S. 49ff):**

Die Wahrscheinlichkeiten für ein Behälterversagen werden mit $10^{-5}/\text{Jahr}$ bis $4,2 \cdot 10^{-5}/\text{Jahr}$ angegeben. Ohne äussere Einwirkungen sind Materialversagen durch Überdruck oder Korrosion denkbar. Bei den äusseren Einwirkungen stehen Flugzeugabstürze, Sabotage und allenfalls Erdbeben im Vordergrund. Auch hier wäre mit einem Freistahl- oder Gaswolkenbrand zu rechnen. Das Risiko hängt wesentlich von der Exposition (Umgebung) ab.

■ Druckreduzier- und Messstationen:

Bisher sind in der Schweiz keine Störfälle aufgetreten. Denkbar sind Störfälle in Folge von menschlichem oder technischem Versagen. Da dabei mit Explosionen gerechnet werden muss, sind die Auswirkungen des Trümmerfluges von der Bauweise der Station abhängig.

2.3.3 Externe Kosten

Externe Effekte treten bei den angegebenen Unfallrisiken nur dann auf, wenn Kosten ausserhalb des Strom- und Wärmebereiches entstehen. Solange als nur Gasnutzer oder Betreiber der Gasinfrastruktur betroffen sind oder die Betreiber/Benutzer allfällige Schäden versichert haben, müssen allfällige Unfallkosten als interne Kosten verbucht werden.

Von den hier untersuchten Unfallrisiken dürften höchstens bei den folgenden externe Kosten erwartet werden (nicht versicherte oder versicherbare Effekte wie Schmerz, Leid, psychosoziale Kosten etc.):

- Freisetzungen bei Röhren- oder Kugel-Hochdruckspeichern mit je nach Umgebung beträchtlichem Gefährdungspotential.
- Leck bei Gashochdruckleitungen im Siedlungsgebiet. Wobei die Eintretenswahrscheinlichkeit eher tiefer als im Ausland liegen dürfte: Die Leitungen werden bei der Erstellung streng kontrolliert, alle Schweißnähte geröntgt. Im Betrieb werden sie zweimal monatlich abgeschritten. Bauliche Veränderungen in der Umgebung sind meldepflichtig. Die Leitungen werden periodisch von innen abgesucht, um Wandeinbuchtungen, Veränderungen der Wandstärken etc. zu lokalisieren.
- Transport von Propan, Butan, LNG (v.a. Strassentransport).

Grundsätzlich können auch bei Explosionen im Bereich der Niederdruck-Gasverteilung externe Kosten auftreten: Sachschäden und Verletzungen bei "Unbeteiligten" (Gäste, Nachbarn ohne Gas, Passanten etc.), soweit sie nicht durch die Versicherungsleistungen internalisiert sind (d.h. v.a. immaterielle Schäden wie Leid, psychosoziale Kosten).

In der Schweiz ist bisher noch kein Gas-Grossereignis aufgetreten. Die Quantifizierung der Risiken bei Speichern und allenfalls bei Hochdruckleitungen würde eine fallweise Betrachtung unter Berücksichtigung der lokalen Verhältnisse erfordern (Exposition). Dazu fehlen detaillierte Grundlagen weitgehend. In Zürich befindet sich der grösste Gasröhrenspeicher Europas. Er ist der einzige Röhrenspeicher in der Schweiz, der sich im Siedlungsbereich (Industriezone, Sportplätze) befindet. Gemäss Auskunft der Betreiberin (GVO) liegt das Todesfallrisiko bei einem Unfall im Bereich von 10^{-5} Tote/Jahr.

Fazit: Im Bereich Gasspeicherung, -transport und -verteilung bestehen Unfallrisiken, die auch externe Kosten verursachen können. Der Grossteil der resultierenden Kosten ist jedoch internalisiert (Versicherung). Die Höhe der verbleibenden externen Kosten ist gering und wird anschliessend vernachlässigt.

2.4 Zusammenfassende Bemerkungen

Aufgrund der Prozessanalysen Öl und Gas (siehe Vorstudie, INFRAS Dez. 1990) werden die im Hinblick auf Gewässer- und Bodenbelastungen relevanten Prozessschritte/ Aktivitäten identifiziert. Grundsätzlich interessieren für den hier verfolgten Zweck die schweizerischen Belastungen sowie die global wirkenden Meeresbelastungen. Deshalb wird die Verschmutzung der Weltmeere untersucht; die lokalen Umweltbelastungen bei der Ölförderung auf dem Festland jedoch nicht.

Es zeigte sich, dass ein Teil der Boden- und Gewässerverschmutzungen von den Verursachern behoben, bzw. entschädigt werden muss. Nur die verbleibenden Belastungswirkungen verursachen externe Kosten. Grossrisiken bestehen bei Tankern (v.a. in Küstennähe und in gemässigten, bzw. Kaltzonen) und allenfalls bei Hochdruck-Gasanlagen. Bei Tankern können die Risiken ganz grob abgeschätzt werden, weil mittlerweile eine beträchtliche Anzahl Schadeneignisse auftrat. Bei den Hochdruck-Gasanlagen spielt die Exposition von Leitungen und Speichern eine entscheidende Rolle für das Ausmass der bestehenden Risiken. Nur in einem Fall (Röhrenspeicher Zürich) konnte auf die Ergebnisse einer auf die konkrete Anlage bezogenen Risikostudie zurückgegriffen werden. Auch hier ist das Risiko höchstens zum Teil als externes Kostenelement zu verbuchen (nichtversicherte Folgeschäden, Todesfälle). Raffination und inländischer Transport, bzw. Lagerung von Erdölprodukten verursachen relativ bescheidene externe Kosten (bezogen auf die Umsätze).

Die gesamten externen Kosten von globaler Meeresverschmutzung, Boden- und Gewässerbelastung in der Schweiz und Unfallrisiken in der Schweiz können für Erdölprodukte grob wie folgt abgeschätzt werden:

Erdölprodukte 0,1-0,5 Fr/100 kg = 2-12 Rp/GJ	= 0,01-0,04 Rp/kWh
--	--------------------

Bei Gas können keine relevanten externen Kosten monetarisiert werden.

3. Externe Kosten der Nutzung der fossilen Rohstoffe für die Strom- und Wärmeversorgung

3.1 Einleitung

3.1.1 Globale Externalitäten bei der Nutzung fossiler Rohstoffe

Bisher standen die lokalen und nationalen Externalitäten, die bei der Nutzung fossiler Energieträger für die Strom- und Wärmeversorgung entstehen, im Mittelpunkt: Externe Kosten der Schadstoffemissionen und der Unfallrisiken. Hier geht es um Externalitäten bei der Nutzung fossiler Ressourcen, welche eine zeitliche und eine international/globale Dimension aufweisen. Es wird sich zeigen, dass diese Externalitäten sachlich miteinander verbunden sind und als zwei Seiten derselben Problematik bezeichnet werden können:

■ Verstärkung des Treibhauseffektes (TE) infolge der Verbrennung fossiler Rohstoffe:

Bekanntlich erhöht die Verbrennung der fossilen Rohstoffe - primär zu Wasser und CO₂ - die globale CO₂-Konzentration in der Atmosphäre (siehe Kap. 3.2). Dadurch verstärkt sich der Treibhauseffekt, was zu Temperaturerhöhungen führt. Diese Temperaturerhöhungen verändern das Weltklima mit regional stark unterschiedlichen Auswirkungen. Die Folgen dieser globalen Klimaveränderungen sind ein externer Effekt der Nutzung der fossilen Ressourcen. Zum Treibhauseffekt tragen auch noch andere anthropogene Emissionen bei: Methan (primär aus der Landwirtschaft), FCKW, Ozon, Stickstoffoxide (v.a. Distickstoffoxid N₂O aus der Landwirtschaft).

■ Intertemporale Verteilungsgerechtigkeit bei der Nutzung der fossilen Rohstoffe:

Die fossilen Rohstoffe stellen einen nichterneuerbaren Energiekapitalstock dar. Der Verbrauch fossiler Energieträger reduziert für künftige Generationen den Nutzen, den sie aus diesen Rohstoffen gewinnen können. Im Unterschied zu anderen Produktionsfaktoren können fossile Energieträger nicht wiedergewonnen werden, sie sind erschöpflich, ihre Knappheit steigt mit zunehmendem Verbrauch. Die künftigen Generationen können die Verbrauchsentscheide auf den aktuellen Energiemarkten nicht mitbeeinflussen. Deshalb stellt sich die Frage, wieweit in den heutigen Ressourcenpreisen die Interessen der künftigen Generationen enthalten sind und wie optimal die intertemporale Allokation dieser Ressourcen zwischen den Generationen ist. Der Konsum der nichterneuerbaren Ressourcen kann als (zeitliche) Externalität bezeichnet werden, wenn dadurch die Wohlfahrt der künftigen Generationen beeinträchtigt wird. Dabei ist folgendes zu beachten:

Der oben dargestellte Treibhauseffekt wird durch den Verbrauch der fossilen Rohstoffe massiv verstärkt. Bei der absehbaren Entwicklung des Verbrauchs fossiler Energieträ-

ger werden die durch den Treibhauseffekt ausgelösten Klimaveränderungen so gross werden, dass der Verbrauch dieser Rohstoffe begrenzt werden muss, bevor sie erschöpft sind. Es handelt sich also auch beim Treibhauseffekt um ein globales und intertemporales Verteilungsproblem: Schon die bis heute akkumulierten CO₂-Emissionen werden das Weltklima und die Lebensbedingungen der künftigen Generationen massiv beeinträchtigen. Gemäss IPCC wird bei einer CO₂-Konzentration von etwa 560 ppm (doppelte vorindustrielle Konzentration) eine Grenze erreicht, wonach die Klimaeffekte unkalkulierbar werden; heutige CO₂-Konzentration: 353 ppm.

3.1.2 Vorgehen

Mit der Nutzung der fossilen Ressourcen werden sowohl die Treibhausproblematik wie auch die Frage der intertemporal gerechten Nutzung des fossilen Energiekapitalstocks tangiert. Wie erwähnt haben beide Probleme eine zeitliche und eine globale Dimension, Systemgrenze ist die Erde.

Die **Treibhausproblematik** wird zuerst untersucht (Kap. 3.2). Die damit verbundenen Externalitäten werden mit zwei Quantifizierungsansätzen abgeschätzt. Die verfügbaren **Schadenkostenschätzungen** sind sehr heterogen und weisen eine derart grosse Bandbreite auf, dass sie für die Ableitung von kalkulatorischen Energiepreis- und Emissionszuschlägen wenig geeignet sind. Diese werden aufgrund der **Vermeidungskosten** ermittelt, welche bei einer kostenoptimalen CO₂-Reduktionsstrategie bis 2025 entstehen (Standard-Preis-Ansatz). Dabei würden die CO₂-Emissionen im Jahr 2025 etwa halbiert (IPCC-Zielsetzung).

In einem zweiten Schritt werden die mit der intertemporal gerechten Nutzung der fossilen Rohstoffe verbundenen Externalitäten beleuchtet (Kap. 3.3). Ausgangspunkt ist der neoklassische Ansatz zur über die Zeit optimierten Nutzung erschöpflicher Ressourcen. Erweiterungen, welche von einer funktionalen Erhaltung des Energiekapitalstocks der fossilen Rohstoffe in Form von Backstop-Technologien mit erneuerbaren Energien ausgehen, erlauben Rückschlüsse auf das Ausmass der Externalitäten. Dabei müssen jedoch Annahmen über Bevölkerungs-, Verbrauchs- und Technologieentwicklungen etc. gemacht werden, welche bis ins 22. Jahrhundert reichen. Deshalb wird alternativ vorgeschlagen, auch bei dieser Frage davon auszugehen, dass der Treibhauseffekt der limitierende Faktor der Ressourcennutzung ist. Daher können die Externalitäten der heutigen Ressourcennutzung unter diejenigen des Treibhauseffektes subsummiert und mit dem Vermeidungskostenansatz ermittelt werden. Die Massnahmen zur Vermeidung der CO₂-Emissionen entsprechen dabei weitgehend den Backstop-Technologien zur funktionalen Erhaltung des Ressourcenkapitalstocks.

Die monetarisierten externen Kosten werden direkt als CO₂-Emissionszuschläge [in Fr./t CO₂] oder als kalkulatorische (End-)Energiepreiszuschläge [in Rp/kWh bzw. Fr./GJ] für die verschiedenen Energieträger ausgewiesen (letztere nach Massgabe ihrer spezifischen CO₂-Emissionen; kg CO₂/GJ).

3.2 Die Treibhausproblematik als Externalität

3.2.1 Ursachen und Entwicklung des Treibhauseffekts

a) Der Treibhauseffekt heute

Ein Teil der auf der Erdoberfläche auftreffenden kurzweligen Sonnenstrahlung wird als langwellige Strahlung in den Weltraum zurückreflektiert. Der Wasserdampf und die Spiegelungen in der Atmosphäre absorbieren einen Teil der von der Erdoberfläche reflektierten langwirigen Strahlung, wodurch sich die Atmosphäre erwärmt. Ohne diesen Effekt wäre die durchschnittliche Temperatur auf der Erde um 33 °C tiefer (-18 °C). Die Atmosphäre wirkt somit wie ein Treibhaus. Spricht man aber von der Treibhausproblematik, so ist nicht dieser natürliche Vorgang gemeint, sondern der anthropogene (vom Menschen verursachte) Treibhauseffekt. Durch die menschlichen Aktivitäten (v.a. seit der Zeit der Industrialisierung) hat sich die Konzentration der Spurengase in der Atmosphäre erhöht. Die globale Temperatur steigt an, das Klima wird sich weltweit verändern.

■ Die treibhausrelevanten Spurengase

Relevante anthropogene Treibhausgase sind Kohlendioxid (CO_2), Methan (CH_4), Di-stickstoffdioxid (N_2O), Fluorkohlenwasserstoffe (FCKW) und Ozon (O_3). Der Beitrag der verschiedenen Gase an den Treibhauseffekt - das sogenannte Global Warming Potential (GWP) - ist abhängig von der Konzentration (Menge pro Volumen), der mittleren Verweilzeit in der Atmosphäre und dem relativen Treibhauspotential je kg Spuren-gas normiert auf CO_2 . Das Global Warming Potential von Methan ist beispielsweise 21 pro Mol (bzw. 58 pro kg), das heißt, ein Methan-Gasteilchen ist 21 mal "treibhauswirk-samer" als ein Kohlendioxidteilchen, siehe folgende Tabelle.

Gas	Anteil [%] am heutigen anthropogenen Treibhauseffekt ¹⁾	Verweilzeit in der Atmosphäre in Jahren	spez. Treibhauspotential im Verhältnis zu CO ₂ pro kg	anthropogene Quellen
Kohlendioxid (CO ₂)	50	50 - 200	1	fossile Brennstoffe, Waldrodungen
Methan (CH ₄)	13	10	58	Reisanbau, Wiederkäuer, fossile E-Träger
Distickstoff-dioxid (N ₂ O)	5	150	206	Kunstdüngung, fossile Brennstoffe, Verbrennung von Biomasse
FCKW	22	50 - 130	12'000-17'000	Treib-, Kühlmittel, Kunststoffverschäumung
Ozon (O ₃)	7	0,1	1'800	indirekt aus Verkehr, fossile Brennstoffe, Industrie

- 1) Als anthropogener Treibhauseffekt soll hier die zusätzliche Erwärmung durch Konzentrationsänderungen seit der Industrialisierung (Mitte 19. Jhd.) verstanden werden. (Prognos, Bd. 4, S. 14, Prognos, Juni 1992, S. 89/90, INFRAS, 1990, S. 5)

Tabelle 3-1: Übersicht über die relevanten anthropogenen Treibhausgase. Weltweit ist Kohlendioxid mit 50 % am meisten am Treibhauseffekt beteiligt, gefolgt von den Fluorchlorkohlenwasserstoffen (22 %)

CO₂ ist das wichtigste Treibhausgas. Durch Eisbohrkerndaten und direkte Messungen konnte die zeitliche Entwicklung der CO₂-Konzentration der letzten 150 Jahre rekonstruiert werden (seit dem Beginn der Industrialisierung vor etwa 150 Jahren setzt der Mensch fossile Brennstoffe ein). Die CO₂-Konzentration hat seit Beginn der Industrialisierung um 25 % zugenommen. Die westlichen und östlichen Industrieländer mit einem Bevölkerungsanteil von 25 % emittierten 1987 rund 80 % der anthropogenen Kohlendioxide.

Die CO₂-Konzentration erhöhte sich zum grössten Teil durch die Verbrennung von fossiler Energie (80-85 %) und durch die Brandrodung tropischer Regenwälder (15-20 %). (Zittel, 1992, S. 10).

Fluorchlorkohlenwasserstoffe (FCKW) kommen natürlicherweise in der Atmosphäre nicht vor. Sie werden ausschliesslich durch nichtenergetischen Verbrauch an die Atmosphäre abgegeben. FCKW werden industriell produziert und finden Verwendung als Treibmittel von Spraydosen, als FCKW-haltige Lösungsmittel oder als Kühlmittel und Isolationsmaterial. Sie sind besonders treibhauswirksam (1 kg FCKW kann bis zu 17'000 mal treibhauswirksamer sein als 1 kg CO₂) wegen ihrer langen Verweildauer (um die 100 Jahre).

Die erhöhte Konzentration von **Methan (CH₄)** und **Lachgas (N₂O)** können direkt auf das Bevölkerungswachstum und die damit erhöhten Bedürfnisse zurückgeführt werden. Methan entsteht in biologischen Vorgängen, die unter Ausschluss von Sauerstoff

ablaufen. Reisfelder, Rindermägen und Mülldeponien produzieren Methan, aber auch bei Transport und Verbrennung von fossilen Brenn- und Treibstoffen entweicht Methan. Die vorindustrielle CH₄-Konzentration hat sich bis heute verdoppelt.

Lachgas (N₂O) ist auf den Einsatz von Kunstdünger in der Landwirtschaft und auf verschiedene Verbrennungsvorgänge zurückzuführen. Ein N₂O-Molekül verweilt etwa 150 Jahre in der Atmosphäre und ist viermal treibhauswirksamer als ein Methan-Molekül.

Ozon (O₃) entsteht aus anderen Schadstoffen und Luftsauerstoff. In den unteren Lufschichten nimmt die Ozonkonzentration auf der Nordhalbkugel zu und verstärkt den Treibhauseffekt (in den oberen Lufschichten wird durch FCKW die Ozonschicht abgebaut, der Einfluss auf den Treibhauseffekt ist noch nicht klar). Auf der Südhalbkugel ist die O₃-Konzentration noch auf der Höhe des Jahrhundertanfangs.

	CO ₂	CH ₄	FCKW	N ₂ O	O ₃
Atmosphärische Konzentration ¹⁾	ppm	ppm	ppt	ppb	ppb
vorindustriell (1750-1800)	280	0,8	0	288	10-15 ²⁾
gegenwärtig (1990)	353	1,72	300-500 ³⁾	310	30-80 ⁴⁾

1) ppm = parts per million; ppb = parts per billion; ppt = parts per trillion

2) um 1900

3) variiert je nach FCKW

4) Diese Konzentrationen gelten für die Nordhemisphäre und variieren je nach Region. In der Südhemisphäre haben sich die Werte seit Anfang Jahrhundert nicht verändert

Tabelle 3-2: Anstieg der Treibhausgaskonzentrationen durch menschliche Aktivitäten. Die CO₂-Emissionen liegen heute um einen Viertel höher als zur Zeit, wo wir noch keine fossilen Energieträger verbrannten (Glogger, S. 22)

Die Schweiz emittierte 1990 insgesamt 84,6 Mio t CO₂-Äquivalente. 62 % sind durch den Bruttoenergieverbrauch²⁾ bedingt (davon 20 % aus dem Verkehr). 12 % stammen aus der Landwirtschaft, 22 % aus FCKW-Anwendungen und 7,5 % sind durch indirekte Effekte verursacht (Ozon in der Troposphäre). (PSI, Okt. 1992)

	CO ₂	FCKW	CH ₄	N ₂ O	NO _x	NMHC	Total
CO ₂ -Äquivalente (Mio t/a)	45	19,2	3,1	10,9	2	4,4	84,6
in %	53	22,7	3,7	13	2,4	5,2	100

Tabelle 3-3: Äquivalente CO₂-Emissionen in der Schweiz 1990. Den grössten Anteil an den Treibhausgasen in der Schweiz haben die CO₂-Emissionen. Sie sind grösstenteils durch den Energieverbrauch bedingt (PSI, 1992)

2) Bruttoenergieverbrauch gem. schweizerischer Gesamtenergiestatistik: Inländische Primärenergieträger, Nettoeinfuhr von Primär- und Sekundärenergieträgern und Lagerveränderungen.

■ Entwicklung der Emissionen der treibhausrelevanten Gase

Das Intergovernmental Panel on Climate Change (1991) und die Enquête-Kommission (1991) entwickelten Treibhausgasszenarien. Wir richten das Augenmerk vor allem auf die CO₂-Emissionsentwicklung, weil sie den grössten Anteil an den Treibhausgasen ausmachen (50 %). Im "business-as-usual"-Szenario (unbeeinflusste Entwicklung) wird eine Verdoppelung der CO₂-Äquivalente gegenüber dem vorindustriellem Niveau bis 2030 bzw. 2060 vorausgesagt (abhängig von der Wachstumsrate, IPCC). Das IPCC unterscheidet dabei zwei Alternativszenarien mit unterschiedlich strengen Treibhauspolitiken. Die äquivalente CO₂-Verdoppelung verzögert sich im einen Fall bis ins Jahr 2090, im besseren Fall stabilisiert sie sich auf dem doppelten Niveau des vorindustriellen Werts. Die Enquête-Kommission baut zwei ihrer vier Szenarien auf den IPCC-Szenarien auf. Zwei Szenarien entsprechen dem "business-as-usual"-Szenario, was den CO₂-Ausstoss anbelangt, unterscheiden sich aber bezüglich dem FCKW-Einsatz. Einmal wird der Einfluss eines beschleunigten FCKW-Ausstiegs betrachtet (weltweiter Ausstieg bis 2005, Empfehlung der Enquête-Kommission). Bei den weiteren Enquête-Szenarien wird einmal von einer Tropenwaldauforstung³⁾ ausgegangen, im andern Fall finden die Forderungen der Enquête-Kommission hinsichtlich Reduktion der CO₂-Emissionen Eingang (2005: -5 %, 2020: -20 %, 2050: -50 %).

Auf der Grundlage der für die Schweiz prognostizierten gesamtwirtschaftlichen Entwicklung ist bis ins Jahr 2025 mit einem Anstieg der CO₂-Emissionen um 12 % zu rechnen (1990: 50,7, 2025: 58,8). (Prognos, Aug. 1992).

3.2.2 Auswirkungen der Treibhausgas-Emissionen

a) Auswirkungen auf die Umwelt

In den letzten 130 Jahren hat sich die Durchschnittstemperatur um 0,5 °C erhöht. Fahren wir so weiter wie bis anhin, so erhöht sich die Temperatur, gemäss den zurzeit verwendeten Klimamodellen, um 0,3-0,5 °C pro Dekade (Verdoppelung der CO₂-Emissionen gegenüber dem vorindustriellen Niveau). Mitte des nächsten Jahrhunderts ist auf der Nordhalbkugel mit einer Verschiebung der Klimazonen um 300-600 km nordwärts zu rechnen. Wenn die Temperaturerhöhung 0,1-0,2 °C/Dekade überschreitet, resultieren unabsehbare Risiken. Nur wenn die äquivalenten CO₂-Emissionen bis 2005 um 20 % bzw. im Jahr 2050 um 50 % reduziert werden (Temperaturerhöhung von 0,1-0,2 °C/Dekade), können die schlimmsten Folgen abgewendet werden. Nachfolgend beschreiben wir die Schadensfolgen des Treibhauseffektes.

■ Klima

In der Trendentwicklung (Verdoppelung des CO₂-Gehalts) wird die Temperatur im nächsten Jahrhundert um 1,5-4,5 °C ansteigen. Niederschläge werden zunehmen, weil unter Treibhausbedingungen mehr Wasser verdunstet. Allgemein werden sich die ex-

3) Die CO₂-Emissionen durch Brandrodung reduzieren sich von einem heutigen Anteil von 15-20 % an den CO₂-Emissionen auf einen Anteil von 8-9 % bis ins Jahr 2100.

tremen Wetterereignisse wie Trockenheiten, aussergewöhnliche Niederschläge, Windstürme und überraschende Kälteeinbrüche häufen. Diese Klimaveränderungen laufen aber regional ganz unterschiedlich ab, so wie sich auch die Temperaturen regional unterschiedlich erhöhen. Es ist auch denkbar, dass die Klimaveränderung nicht kontinuierlich verläuft, sondern abrupt erfolgt. Die Klimaforschung zeigt, dass ein solcher Wechsel innerhalb von wenigen Jahren geschehen kann, es bliebe kaum Zeit für Anpassungen.

Für die Schweiz werden Temperaturerhöhungen von 0-6 °C im Sommer bzw. 4-8 °C im Winter vorausgesagt. Es können keine lokalen Niederschlagsprognosen gemacht werden. Erhöhte Niederschlagsmengen führen zu Überschwemmungen, verringerte Niederschläge würden die Landwirtschaft beeinträchtigen.

■ Meeresspiegelanstieg

Die Temperaturerhöhung wird an den Polen am stärksten sein. Wegen der Erwärmung dehnt sich auch das Meer aus, und die Gebirgsaltscher schmelzen ab. Als Folge wird der Meeresspiegel ansteigen. Es ist in den nächsten 100 Jahren mit einem um einen Meter höheren Meeresspiegel zu rechnen. Dabei werden zahlreiche Küstengebiete und Inseln versinken.

■ Eis, Permafrost, Schnee

Etwa 20-25 % der Landoberfläche sind ganzjährig in gefrorenem Zustand. Steigt die Temperatur um 1 °C an, so verschiebt sich die Permafrostgrenze um 200 bis 300 km nordwärts. Russland würde dadurch in den nächsten 50 Jahren 10 % des Permafrostbodens verloren gehen. Auch das Schneeaufkommen wird durch die Erwärmung der Erdatmosphäre zurückgehen, die Schneegrenze wird sich nach Norden und in höhere Lagen verschieben. In der Schweiz wird bei einem Temperaturanstieg von 3 °C mit einer Verschiebung der Schneegrenze um 200 m nach oben gerechnet. Die gegenwärtige Gletscherfläche würde um 75 % schrumpfen. Generell ist anstelle von Schneefällen mit vermehrten Niederschlägen zu rechnen. Betroffen wäre davon insbesondere der Wintertourismus, aber auch die Landwirtschaft. Noch bedrohlicher wird das Auftauen des Permafrostes in den Alpen sein. Ab 2400 m bleibt der Boden in den Bergen ganzjährig gefroren. Der Permafrost hält Schutt und Felsbrocken zusammen. Bei 3 °C Erwärmung würden fast alle Permafrostvorkommen unterhalb 3000 m Höhe schmelzen, die durch Eis zusammengehaltenen Geröllhalden würden zusammensacken und früher oder später zu Tal fahren. Aufgetauter Permafrost und vermehrte Niederschläge lösen auch vermehrt Murgänge (Geröll- und Schlammlawinen) aus. Die Alpenhänge destabilisieren sich.

■ Ökosysteme, Fauna, Landwirtschaft, Artenvielfalt

Ein Anstieg der Temperatur führt zur Verschiebung der Klimazonen und damit zum Zusammenbruch ganzer Ökosysteme. Nur wenn die Temperaturen nicht mehr als 0,1 °C bis 0,2 °C (pro Dekade) ansteigen, kann sich die Flora an die veränderten Bedingungen anpassen, andernfalls überleben nur robuste Pflanzen, es setzt eine drastische Artenverarmung ein. Andererseits hat man in Laborexperimenten festgestellt, dass

eine Verdoppelung der CO₂-Konzentration zu einer Ertragssteigerung vieler Pflanzen um 10-50 % führt. Es konnte aber auch gezeigt werden, dass das Wachstum nur vorübergehend gesteigert werden kann. Ob die landwirtschaftliche Produktion vom Treibhauseffekt profitiert, ist mit einem grossen Fragezeichen zu versehen. Für die Landwirtschaft sind die Änderungen der Niederschlagsmengen viel bedeutender als die Temperaturerhöhung. Viele landwirtschaftliche Anbaugebiete befinden sich in gemäsigten Zonen der mittleren Breite (z.B. "corn belt" der USA). Eine Verschiebung der Klimazonen nach Norden bedeutet, dass zum Beispiel auf dem nördlichen amerikanischen Kontinent die Permafrostgebiete auftauen, sodass riesige Sumpfgebiete entstehen. Die Möglichkeit, dass die landwirtschaftlichen Anbaugebiete mit der Klimazonenverschiebung mitwandern, besteht also nicht. Die jetzigen Anbaugebiete werden versteppen. Mit dem Verlust der Artenvielfalt in der Flora geht auch ein Verlust in der Fauna einher, da bestimmte Tierarten auf spezielle durch die Flora geprägte Lebensumfelder angewiesen sind.

In der Schweiz wird die Klimaveränderung Folgen für den Wald haben. Bei der Erwärmung um 3 °C prognostizieren Computermodelle eine Abnahme der Fläche des subalpinen Nadelwaldes um einen Dritt. Die Waldgrenze wird sich bei einer Erwärmung um 4 °C um 600 bis 800 Meter nach oben verschieben. Besonders gefährdet sind Nadelhölzer, sie werden mit der Zeit durch Laubbäume ersetzt. Optimistischer sehen die Prognosen für die Landwirtschaft aus. Schweizer Agronomen rechnen damit, dass künftig pro Hektar Wies- und Weideland mehr Milch produziert wird, und dass Pflanzen mit gesteigertem Wachstum auf den Treibhauseffekt reagieren. Wenn künftig Stürme, Überschwemmungen und Murgänge zunehmen, wird aber auch die Landwirtschaft getroffen.

■ Hydrologie

Das Wasserangebot ist entscheidend für die Pflanzen- und Tierwelt. Wie der Wasserhaushalt lokal auf den Treibhauseffekt reagiert, ist nicht voraussagbar. Gewisse Flüsse werden mehr anschwellen, andere werden aber mehr austrocknen. Direkte Konsequenzen des veränderten Wasserhaushalts werden verstärkte Bodenerosion, Versalzung, erhöhte Waldbrandgefahr und Anfälligkeit gegen Schädlinge sein.

In der Schweiz wird anstelle von Schnee mehr Regen fallen. Im Winter würden die Flüsse wesentlich mehr, und im Sommer weniger Wasser führen, weil die Abflussmengen stärker von den Niederschlägen und weniger vom Schmelzwasser beeinflusst würden. Mehr Regen im Winter bedeutet aber auch eine verlängerte Hochwassersaison. Die Bergkessel füllen sich mit Wasser, weil als Folge der Erwärmung bis hoch hinauf Regen fällt. Verheerende Hochwasser sind die wahrscheinliche Folge.

b) Auswirkungen auf Mensch, Siedlung und Wirtschaft

Mit dem Treibhauseffekt werden Küstenzonen und halbtrockene Gebiete in absehbarer Zeit nicht mehr bewohnbar sein. Hohe Temperaturen zusammen mit sinkendem Grundwasserspiegel dehnen die unfruchtbaren Regionen weiter aus. Der Meeresspiegelanstieg führt zu Überschwemmungen von Küstengebieten und zur Verlagerung von

Feuchtgebieten. Als Folge ergeben sich **Wanderungsbewegungen** mit gravierenden ökonomischen, sozialen und kulturellen Folgen.

Ein Meeresspiegelanstieg von einem Meter würde, um nur einige Beispiele zu erwähnen, für Bangladesh einen Landverlust von bis zu 20 % bedeuten, im Nildelta würde sich die Küstenlinie um etwa 30 km landeinwärts bewegen, und die Malediven würden wahrscheinlich überschwemmt. Durch die Nordverschiebung der Sommerdürre würden halbtrockene Gebiete durch Wasser- und Nahrungsmittelknappheit bedroht.

Katastrophale Folgen wird der Treibhauseffekt für die Landwirtschaft und damit für die Ernährungssituation der Menschen haben. Die Gesundheit wird nicht nur durch die Nahrungsmittelknappheit belastet. Das wärmere Klima bietet ganz allgemein bessere Lebensbedingungen für Krankheitserreger und Pilze. Zudem nimmt mit erhöhten Temperaturen das Risiko für Herz- und Kreislauferkrankungen zu.

Stark tangiert wird neben der Landwirtschaft auch der Energiesektor. Es wird ein Energiemehrverbrauch aufgrund eines erhöhten Kühlbedarfs erwartet, andererseits können die Heizenergieaufwendungen reduziert werden, der Nettoeffekt kann jedoch nicht eindeutig vorausgesagt werden. Einschneidende Veränderungen werden für diejenigen Energiequellen erwartet, die von einer Nutzung des Wassers abhängig sind, sei es als Kühlmedium oder als Energieträger. Viele südliche Länder decken mehr als 50 % ihres gesamten Energiebedarfs durch Wasserkraft, sie sind von einem Rückgang des Abflusswassers besonders stark betroffen. Auch in der Schweiz wird ein grosser Anteil (58 %) der Stromproduktion durch Wasserkraft erzeugt. Bei Trockenheit führen die Flüsse und Stauseen zu wenig Wasser, es kommt zu Engpässen in der Stromversorgung. Fällt im Winter hingegen einfach mehr Regen anstatt Schnee, so kann das für die Elektrizitätswirtschaft ein Vorteil sein, da dem hohen Strombedarf im Winter dann auch ein grösseres Wasserangebot gegenübersteht.

Negativ betroffen werden in der Schweiz sicher die Tourismusbranchen. Die erhöhte Temperatur führt zu geringeren Schneefällen. Der Wintertourismus ist in den Berggebieten ein wichtiger Einkommenszweig. Verliert die einheimische Bevölkerung aber ihre Beschäftigung, kommt es zu Abwanderungen mit allen negativen Folgen (Überalterung der Bevölkerung, Abbau der öffentlichen Leistungen wie Landschaftspflege usw.).

3.2.3 Schadenkosten des Treibhauseffektes

a) Einleitung

In diversen Ländern wurden in den vergangenen Jahren Schätzungen zu den in Zukunft zu erwartenden Schadenkosten des Treibhauseffektes vorgenommen. Die Ermittlung dieser Schadenkosten ist äusserst problematisch:

- Die Entwicklung der Klimaveränderungen infolge der CO₂-Emissionen ist zurzeit immer noch schwer abschätzbar. Zum Beispiel besteht das Risiko singulärer Ereignisse wie der Stop des Golfstromes mit kaum abschätzbaren Auswirkungen.
- Die Schadenszenarien sind noch relativ wenig entwickelt. Vor allem erlauben sie keine zuverlässigen (gross-)regionalen Aussagen, so dass die Voraussage der Auswirkungen der Klimaveränderungen noch mit sehr grossen Unsicherheiten verbunden ist.
- Die bisherigen Kostenschätzungen sind entweder sehr pauschal oder dann beschränken sie sich fallstudienartig auf bestimmte Schadensbereiche (z.B. Bau von Küstendämmen) und/oder Regionen.
- Die Quantifizierung der Schäden wirft heikle Bewertungsprobleme auf: Wahl der Diskontrate, Bewertung von Schäden und Menschenleben in den verschiedenen entwickelten Weltregionen.

Realistischerweise muss davon ausgegangen werden, dass es unmöglich ist, "die Schadenkosten" des Treibhauseffektes zu ermitteln. Das entwertet die vorgenommenen Kostenschätzungen nicht - wecken diese doch das Sensorium für die künftig effektiv zu erwartenden Belastungen und für die (minimalen) Grössenordnungen dieser Belastungen. Aufgrund der ganz speziellen Risikosituation - hohe Eintretenswahrscheinlichkeit der Klimaveränderungen, aber grosse Unsicherheiten beim resultierenden Ausmass der Schäden, sehr grosse politisch-soziale Risiken (Wanderungen, etc.) - stellt sich ohnehin die Frage, ob die Ermittlung von Schadenkosten als Grundlage für kalkulatorische Energiepreiszuschläge problemadäquat ist. Wir werden daher im folgenden Abschnitt auch die Vermeidungskosten bei einer CO₂-Reduktionsstrategie, welche die schlimmsten Klimaveränderungen verhindern soll, ermitteln.

Der folgende Abschnitt vermittelt vorerst einen Überblick über die wichtigsten verfügbaren Kostenschätzungen.

b) Schätzungen zu den Kosten des Treibhauseffektes

Quelle	Kosten des Treibhauseffektes			
	[Fr./tCO ₂]	Öl ¹⁾ [Rp/kWh]	Gas ¹⁾ [Rp/kWh]	Kohle ¹⁾ [Rp/kWh]
Nordhaus (1991, Durchschnittskosten) (unvollständig, nicht vergleichbar)				
Untergrenze	2,5	0,07	0,05	0,08
mittlere Variante	10,0	0,27	0,20	0,33
Obergrenze	90,0	2,40	1,80	3,00
Morgenstern (1991, Durchschnittskosten) (zu tief, da nur 20% CO ₂ -Reduktion)				
Untergrenze	13,6	0,37	0,27	0,45
Obergrenze	102,0	2,80	2,10	3,40
Hill (1990, Durchschnittskosten) zitiert nach Hohmeyer (1991) (obere Grenze Durchschnittskosten)				
Untergrenze	1'330	36,00	26,00	45,00
Obergrenze ²⁾		(3'600)	(2'600)	(4'500)
Pace (1990, Durchschnittskosten) (unvollst., nur Vermeidungsk. Aufforstung) zitiert nach Hohmeyer (1991)	24,0	0,64	0,48	0,80
ÖKO-Institut (1990, Durchschnittskosten) (Vermeidungskosten, nur bed. vergleichbar) zitiert nach Hohmeyer (1991)				
Untergrenze	8,0	0,22	0,16	0,27
Obergrenze	79,8	2,20	1,60	2,70
Hohmeyer (1992, Durchschnittskosten) (obere Grenze Durchschnittskosten)				
Schadenkosten "business as usual"	680	18,4	13,5	23,0
Vermeidungskosten: -80 % 2040	310	8,4	6,2	10,5

1) 75 kg CO₂/GJ Öl, 55 kg CO₂/GJ Gas, 93 kg CO₂/GJ Kohle

2) Die Obergrenze wird nicht weiter verwendet, da unplausibel hohe Werte

Tabelle 3-4: Schätzungen zu den Kosten des Treibhauseffektes (Basis: Ecoplan, 1992; Hohmeyer, Juli 1992)

- Nordhaus stellt in einer Schadensfunktion die Kosten des Treibhauseffektes (Ernteverluste, Landverluste, touristische Einbussen etc.) einer Vermeidungsfunktion gegenüber (Änderungskosten Energieversorgungsstruktur). Für drei Schadensze-

narien (tief, mittel, hoch) ermittelt er diejenigen Schäden, bei denen die Grenzschaden- und die Grenzvermeidungskosten in etwa gleich gross sind. Die ausgewiesenen Schätzungen sind Durchschnitts- und nicht Grenzkostenschätzungen. Sie werden zudem als unvollständig kritisiert. Daher sind sie viel zu tief.

- Morgenstern schätzt die erforderliche Höhe einer CO₂-Abgabe, um eine Reduktion der CO₂-Emissionen um 10 % bzw. 20 % zu erzielen (Standard-Preis-Ansatz -> Vermeidungskosten). Sie sind jedoch inbezug auf das hier verfolgte IPCC-Ziel (-50% CO₂-Emissionen) deutlich zu tief.
- Hohmeyer (Juli 1992) untersucht sowohl die globalen Schadenkosten des Treibhauseffektes als auch die Vermeidungskosten (-50 %, -60 %, -70 % und -80 % CO₂-Emissionen um 2040 gegenüber "business as usual": BAU). Hauptkostenelement sind die zusätzlichen Todesfälle infolge der Klimaveränderungen beim BAU-Szenario:

CO ₂ -bedingte Schadenkosten	
- Todesfälle	540 - 1080 Billionen \$
- Anstieg Meeressniveau	8,1 - 9,4 Billionen \$
- Veränderung der Wasserressourcen	0,25 - 0,5 Billionen \$
- Vermögensverluste, Strukturschäden	0,53 - 1,5 Billionen \$
Total Kosten der Verdoppelung/Verdreifachung der Treibhausgaskonzentrationen (Hohmeyer, Juli 1992, S. 42.ff)	550 - 1090 Billionen \$

Eine Verdoppelung der CO₂-Konzentration würde demnach rund 485 \$/t CO₂ bzw. 680 Fr./t CO₂ kosten. Die ausgewiesenen Kosten hängen jedoch entscheidend von der Schätzung der Todesfallkosten ab und damit von der Bewertung des menschlichen Lebens und der Qualität der Schätzung der Anzahl künftiger Todesfälle infolge der Klimaveränderungen. Neueste Erkenntnisse der Klimaforschung deuten darauf hin, dass die vom IPCC geschätzten künftigen Temperaturerhöhungen eher etwas zu hoch sind. Die Durchschnittskostenschätzung von Hohmeyer dürfte damit eine obere noch vertretbare Grenze für die Durchschnittskosten des Treibhauseffektes darstellen.

Daneben schätzt Hohmeyer die (durchschnittlichen) Vermeidungskosten. Dabei zeigt sich, dass selbst eine Stabilisierung der Treibhausgaskonzentration ab 2040, welche bei den industrialisierten Ländern eine Reduktion der CO₂-Emissionen von 80 % um 2040 erfordert, wesentlich billiger ist als ein ungebremstes BAU-Szenario (Hohmeyer, Juli 1992, S. 50):

CO ₂ -Reduktion um 2040	60 %	70 %	80 %
φ Vermeidungskosten pro t CO ₂ (1 \$ = 1,40 sFr)	42 Fr./t	168 Fr./t	310 Fr./t

- Ferguson geht von 1-10 Mio zusätzlichen Toten pro Jahr infolge der durch die Klimaveränderungen ausgelösten Stürme, Überschwemmungen, Hungersnöte, Kriege, Krankheiten etc. aus (vgl. Prognos, Bd. 4, 1992, S. 77f.). Die Bewertung des Lebens erfolgt mit etwa 1-10 Mio £/cap oder 2,4-24 Mio Fr./cap. Rund 60 % der

klimarelevanten Emissionen werden der Energieversorgung angelastet. Auch hier werden Durchschnittskosten ausgewiesen, die Schätzung dieser Durchschnittskosten dürfte ebenfalls an der oberen noch vertretbaren Grenze liegen.

- Barbir stellte die geschätzten Kosten verschiedener Auswirkungen zusammen (Babir et al, 1990) und erhielt eine Schadensumme von 330 Mrd \$/a. Sie umfassen jedoch nur einen Teil der Kosten und teilweise nur Kosten in den USA (s. Prognos, Bd. 4, 1992, S. 76f.). Die Reichweite dieser (Durchschnitts-) Kostenschätzung ist für den hier verfolgten Zweck ungenügend. Die Schätzung kann nicht direkt mit den übrigen Kostenschätzungen verglichen werden.
- Cline untersuchte für die OECD die Nutzen einer globalen Treibhauspolitik (OECD, 1992). Er betont dabei die Notwendigkeit einer sehr langfristigen Betrachtung: Die Kosten der Treibhauspolitik fallen sofort an, die Nutzen ergeben sich jedoch erst stark verzögert in der Zukunft. Bei Kosten-Nutzen-Analysen erhält dadurch die Diskontrate eine besondere Bedeutung (Vorschlag Cline: 1-2 % p.a.). Eine Grobschätzung der Schäden für die USA bei einem "business as usual"-Szenario ergibt folgende Schadenkosten (Durchschnittskosten):
 - Schadenkosten ca. 2025, bei ϕ 2,5 °C Erwärmung 1 % des US-BSP
 $\approx 2 \text{ Rp/kWh}_{\text{fossil}}$
 - Schadenkosten langfristig (2250) bei ϕ 10 °C Erwärmung $\geq 6 \%$ des US-BSP

Autor	spez. Kosten Originaleinheit	spez. Kosten (Rp/kWh) (Fr./GJ)		Energie- träger
Ferguson (1990, Durchschnittsk.) (obere Grenze Durchschnittsk.)	0,1-10 £/kWh	22-2240 ¹⁾	61-6230 ¹⁾	fossil
Ottinger (1990, Durchschnittsk.)	1,4 cts/kWh	1,9	5,3	Kohle
	1,2 cts/kWh	1,6	4,5	Öl
	0,7 cts/kWh	1,0	2,8	Gas
Koomey (1990, Durchschnittsk.)	0,76-2,6 cts/kWh	1,0-2,1	2,8-5,8	fossil
Barbir (1990, Durchschnittsk.) (unvollständig, nicht vergleichb.)	1,39 \$/GJ	0,74	2,1	Kohle
	1,13 \$/GJ	0,60	1,7	Öl
	0,84 \$/GJ	0,43	1,2	Gas

1) Obere Grenze wird nicht weiter verwendet, Werte unplausibel hoch

Tabelle 3-5: Schätzungen der Kosten des Treibhauseffektes: Spezifische Schadenkosten nach Energieträger/Treibhauswirksamkeit (aus Prognos, Bd. 4, April 1992)

c) Folgerungen zu den Schadenkostenschätzungen

Die Ergebnisse der hier ausgewerteten Arbeiten aus den Jahren 1990 bis 1992 weisen eine riesige Bandbreite auf. Werden nur die Arbeiten mit vergleichbarer Reichweite berücksichtigt, ergeben sich die folgenden (durchschnittlichen) Schadenkosten:

Spezifische Schadenkosten des Treibhauseffektes

bei Öl	1,4 Rp/kWh - 36 Rp/kWh	bzw.	3,8 Fr./GJ - 100 Fr./GJ
bei Gas	1,0 Rp/kWh - 26 Rp/kWh	bzw.	2,8 Fr./GJ - 72 Fr./GJ
bei Kohle	1,7 Rp/kWh - 45 Rp/kWh	bzw.	4,7 Fr./GJ - 125 Fr./GJ

Oben wird die Bandbreite der durchschnittlichen Schadenkosten ausgewiesen. Im Hinblick auf eine effiziente Allokation interessieren dagegen die Grenz-Schadenkosten und nicht die durchschnittlichen Schadenkosten. Ist die Umweltqualität aus wirtschaftlicher Sicht ungenügend, dann sind die resultierenden Grenz-Schadenkosten grösser als die durchschnittlichen Schadenkosten und grösser als die Grenzvermeidungskosten von Umweltschäden. Mindestens im unteren Bandbreitenbereich der oben ausgewiesenen (durchschnittlichen) Schadenkosten liegen die Grenzschaedenkosten deutlich über diesen durchschnittlichen Schadenkosten. Im Bereich der oberen Bandbreitengrenze nähern sich durchschnittlichen Schadenkosten und Grenzschaedenkosten an, vor allem wenn die geschätzten Durchschnittskosten unter Umständen etwas zu hoch sind.

Die grosse Bandbreite der Schadenkosten hat diverse Ursachen:

- Die Auswirkungen der Klimaveränderungen sind sehr schwer voraussagbar, vor allem auf einer regionalen Ebene. Entsprechend holzschnittartig fallen auch die Schadenszenarien aus.
- Die Reichweite der Kostenschätzungen ist ganz verschieden. Die meisten Schätzungen konzentrieren sich auf diejenigen Schäden, die einigermassen leicht quantifizierbar sind (Deichbauten, Landverluste in Küstengebieten hochentwickelter Länder, Produktionsausfälle etc.). Schon diese werden aber in der Regel unvollständig oder nur für ein Land erfasst. Die Treibhausproblematik ist jedoch von globaler Natur. Die potentiell gravierendsten Kosten (z.B. Folgen einer Veränderung des Golfstromes, Migrationskosten etc.) können in diesen Kostenschätzungen gar nicht adäquat berücksichtigt werden.
Die Arbeiten mit hohen Schadenkosten (Hohmeyer, Ferguson, Mill) unterscheiden sich von den übrigen vor allem durch die erwarteten klimabedingten Todesfälle. Die übrigen Schäden sind - wie das Beispiel von Hohmeyer (Juli 1992) zeigt - relativ (zu) gering.
- Methodische Aspekte und Berechnungsannahmen spielen bei den langen Zeiträumen, die berücksichtigt werden müssen, eine grosse Rolle, unter anderem:

- Diskontrate für die Abdiskontierung künftiger Schadenkosten/Nutzen: 0 %, 1 %, 2 %?
- Bewertung von Menschenleben und Krankheit: Neben der grundsätzlichen Problematik der Verwendung des Humankapitalansatzes besteht das Problem, dass der "Wert des Lebens" aufgrund der globalen Einkommensunterschiede stark schwankt. Daher müssten diese Schätzungen beim Humankapitalansatz einkommenskompensiert vorgenommen werden (d.h. in ein Verhältnis zu den jeweiligen Einkommen gebracht werden).

3.2.4 Vermeidungskosten

a) Einleitung

Die Vielzahl der methodischen Probleme bei der Abschätzung der Schadenkosten des Treibhauseffektes (TE) und die Unvollständigkeit der verfügbaren Schadenkostenschätzungen (räumlich-regional und sachlich) legen es nahe, mit anderen Quantifizierungsansätzen weitere Hinweise auf die Kosten des Treibhauseffektes TE zu gewinnen:

- Im Auftrag des BEW (SÖEF) wird zurzeit eine Befragung zur Erfassung der Zahlungsbereitschaft zur Reduktion des Treibhauseffektes durchgeführt (INFRAS/ IPSO, 1993/94). Erste Ergebnisse aus dem Pretest auf die Schweiz hochgerechnet ergeben eine Zahlungsbereitschaft von etwa **800 Mio Fr./a** (nur als indikativer Wert zu verwenden, da Pretestsample nur 200 Haushalte umfasst!).
- Die zeitliche Entwicklung des anthropogen bedingten Treibhauseffektes und die künftigen Auswirkungen der Klimaveränderungen sind ungewiss. Die durch die Emissionen ausgelösten Effekte sind irreversibel. In einer Situation von Irreversibilität und Ungewissheit ist der Einsatz von Umweltstandards, welche verhindern, dass die vermuteten irreversiblen Auswirkungen auftreten können, eine rationale Verhaltensstrategie (eine Art Vorsorgeprinzip). Diese Umweltstandards müssen mit minimalen volkswirtschaftlichen Kosten erreicht werden (→ Standard-Preis-Ansatz). Die resultierenden Vermeidungskosten sind die Opportunitätskosten des umweltschonenden Verhaltens.

Mit dem Vermeidungskostenansatz werden die (Zusatz-)Kosten geschätzt, welche durch die aktive Reduktion der Treibhausgasemissionen auf ein als tolerierbar erachtetes Emissionsniveau (Standard) entstehen. Diese Kosten hängen natürlich entscheidend vom Reduktionsziel ab. Theoretisch müsste dieses Ziel so festgelegt werden, dass die Grenzvermeidungskosten zur zusätzlichen Reduktion der Emissionen gerade den Grenzschadenkosten infolge einer zusätzlichen Emissionseinheit entsprechen. Da jedoch gerade diese Informationen fehlen, wird anschliessend die Zielsetzung der IPCC verwendet (IPCC, 1990, S. xxxxiv):

Reduktion der CO₂-Emissionen gemäss Referenzentwicklung um 50 % im Jahr 2025. Damit soll eine Stabilisierung der CO₂-Emissionen auf dem Niveau von 1985 erreicht werden (daneben formulierte die IPCC noch ein alternatives, verschärftes Reduktionsziel: -67 % im Jahr 2025).

Beim Preis-Standard-Ansatz werden die Preiszuschläge so gewählt, dass der anvisierte Standard erreicht wird. Hier werden die Vermeidungskosten von einem kostenminimalen Reduktionsszenario ermittelt, welches die IPCC-Zielsetzung erfüllt. Aus diesen Vermeidungskosten lassen sich die zugehörigen Preiszuschläge ableiten, mit welchen dieses Reduktionsziel erreicht werden sollte.

Die Ermittlung der Vermeidungskosten zur Einhaltung des IPCC-Zieles wird auf der Basis der vom BEW veranlassten Untersuchungen zur Reduktion der CO₂-Emissionen in der Schweiz vorgenommen:

- "Untersuchung der Substitutionsmöglichkeiten zur Reduktion der CO₂-Emissionen im Wärmesektor und Gesamtoptimierung einer CO₂-Strategie" (Prognos, Aug. 1992)
- "Energiesparpotentiale und Energiesparkosten im Raumwärme- und Warmwasserbereich" (B+H, Feb. 1992)
- "Gebäudepark Schweiz" (Wüest + Gabathuler, Nov. 1991)
- "CO₂-Perspektiven im Verkehr" (INFRAS, Aug. 1992)

Vorgehen bei der Ermittlung der Vermeidungskosten:

1. Festlegung einer Referenzentwicklung von Energieverbrauch und CO₂-Emissionen bis 2025 -> quantifiziertes Reduktionsziel: -50 % des Referenzverbrauchs von 2025
2. Bestimmung einer kostenminimalen Reduktionsstrategie, welche die angestrebten Emissionsminderungen um 2025 gewährleistet
3. Ermittlung der Zusatzkosten dieser Reduktionsstrategie verglichen mit der Referenzentwicklung

b) Referenzentwicklung der CO₂-Emissionen bis 2025

Das vom St. Galler Zentrum für Zukunftsforschung entwickelte Szenario geht von einem jährlichen Bevölkerungswachstum von 0,3 % aus. Kombiniert mit der Produktivitätszunahme wächst die Wirtschaft bis 2000 um jährlich 1,55 % bzw. nach 2000 um 1,25 % pro Jahr, was eine Zunahme des BSP von 1995-2025 um rund 60 % ergibt.

Die Referenzentwicklung des Energieverbrauchs wird mit Hilfe der Arbeiten von Basler + Hofmann bzw. von Wüest + Gabathuler ermittelt (B+H, 1992; Wüest + Gabathuler, 1992). Prognos modifiziert die Endenergieverbrauchsdaten 1990 von Holz und Gas, um Konsistenz mit den Ergebnissen von Wüest + Gabathuler zu erzielen (Einbezug nicht erfasster Holzenergieverbräuche in der Landwirtschaft, Umlagerung von Haushaltsgasverbrauch zu Prozessgasverbrauch in der Industrie).

	Öl/Benzin Endenergieverbrauch - Referenzentwicklung	Gas	Kohle	Strom	Holz	Total
1990 [PJ/a]	538,3	71,6	13,7	158,8	41,4	823,5
2025 [PJ/a]	578,2	101,7	17,4	218,3	27,4	943,0
CO₂-Emissionen - Referenzentwicklung						
1990 [Mio t/a]	38,9	4,8	1,3	5,7 ¹⁾	--	50,7
2025 [Mio t/a]	41,8	6,9	1,6	8,5 ¹⁾	--	58,8

- 1) Prognos belegt den Importstrom mit einem CO₂-Emissionsfaktor von 91 kg CO₂/GJ (gem. Tecova, 1992). Diese Annahme ist für 1990 eigentlich nicht gerechtfertigt, da die Schweiz Netto-Stromexporteur ist - für die Verbrauchs zunahme bis 2025 dagegen schon. Für unsere Überlegungen spielt jedoch nur die Differenz 1990/2025 eine Rolle.

Tabelle 3-6: Referenzentwicklung 1990-2025: Endenergieverbrauch und CO₂-Emissionen nach Energieträger (Prognos, August 1992)

Endenergieverbrauch gemäss Referenzentwicklung in PJ/a					
	Private Haushalte/ Kleinverbrauch Gebäude	Strom	Industrie	Verkehr	Total
1990	345	72	153	254	824
2025	326	110 ¹⁾	199	308	943
CO ₂ -Ausstoss gemäss Referenzentwicklung in Mio t/a					
1990	20.9	3.1	8.7	18	50.7
2025	20.4	5.0	11.5	21.9	58.8

- 1) Es wird von einem mit der Zeit zunehmenden Anteil fossil erzeugtem Importstrom ausgegangen.

Tabelle 3-7: Entwicklung des Endenergieverbrauchs und des CO₂-Ausstosses in der Referenzentwicklung nach Bereichen

Der grösste Teil der Energie wird zur Raumwärme- und Warmwassererzeugung und im Verkehr verbraucht, dort ist auch mit den grössten CO₂-Reduktionspotentialen zu rechnen. In allen Bereichen ausser bei der Warmwasser- und Raumwärmeerzeugung im Gebäudebereich nimmt der Energieverbrauch bis ins Jahr 2025 zu. Am stärksten steigt der Energieverbrauch in der Industrie (+ 30 %), weil die industrielle Leistung bis 2025 um 70 % wächst. Der gesamte Energieverbrauch und der CO₂-Ausstoss steigen bis ins Jahr 2025 um 11 % bzw. 15 %.

Im Jahr 2025 resultiert also ein CO₂-Ausstoss von 58,8 Mio t aus den Bereichen Industrie, Private Haushalte/Kleinverbrauch und Verkehr. Wo welche Reduktionspotentiale vorhanden sind, wird nachfolgend gezeigt.

c) Die Reduktionsmassnahmen - Reduktionsszenario

Prognos entwickelte vier Szenarien (A-D) zur Reduktion der CO₂-Emissionen bis 2025 (Prognos, Aug. 1992). In allen Szenarien werden 15 % der Ölheizungen durch Gasheizungen ersetzt. Wir erachten die Szenariovariante C als die aussichtsreichste. Zur Wärmeerzeugung werden zusätzliche Wärmepumpen eingesetzt. Der erforderliche Importstrom wird mit einem CO₂-Emissionsfaktor von 91 kg CO₂/GJ belegt (gem. Tecova, 1992).

■ Vorgehen bei der Ermittlung der kostengünstigsten CO₂-Reduktionsstrategie

Prognos setzt die CO₂-Vermeidungsmassnahmen gemäss ihren spezifischen Kosten (Fr./kg CO₂-Reduktion) in eine Rangfolge. Die Kosten entsprechen den Mehrkosten im Vergleich zum Referenzszenario. Die Mehrkosten ergeben sich aus den zusätzlichen Kapital- und Betriebskosten infolge der CO₂-Reduktionsmassnahmen, eingesparte Energiekosten werden abgezogen. Für jede Massnahme werden die spezifischen Kosten (für die Rangfolge), das CO₂-Reduktionspotential und die Gesamtkosten ermittelt. Danach können die Massnahmen in der Rangfolge ihrer spezifischen Kosten - kostenminimal - kumuliert werden, bis das anvisierte CO₂-Reduktionsziel erreicht ist.

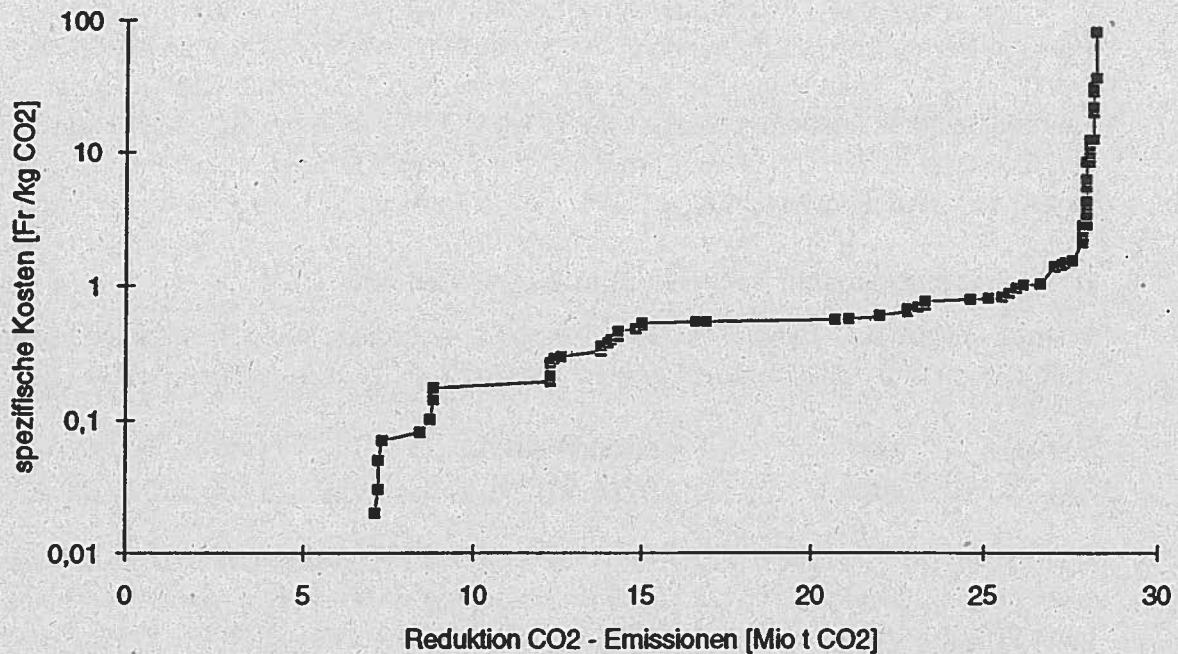
Um die angestrebte Reduktion von 29,4 Mio t CO₂ im Jahr 2025 zu erreichen, müssen noch zusätzliche Massnahmen eingesetzt werden. Deshalb werden hier zusätzlich fossile Brennstoffe mit Energieholz substituiert (17,1 PJ/a um 2025). Der Verbrauch von Energieholz als Energieträger ist in der langen Frist CO₂-neutral, da bei der Verbrennung des Energieholzes gerade soviel CO₂ freigesetzt wird wie beim Wachstum gebunden wird.

■ Die CO₂-Reduktionsmassnahmen

Prognos stützt sich bei ihrer Arbeit im Gebäudebereich auf die Studien von Wüest + Gabathuler bzw. Basler + Hofmann und im Verkehr auf die Studie von INFRAS (W+G, 1991; B+H, 1992; Prognos, Aug. 1992; INFRAS, Aug. 1992). Die CO₂-Reduktionen, ihre zusätzlichen (Jahres-)Kosten und die mittleren spezifischen Kosten pro Bereich werden in der folgenden Tabelle bereichsweise zusammengefasst.

Die Substitution von Öl- durch Gasheizungen ist die kostengünstigste Massnahme: 2 Rp/kg CO₂, Reduktionspotential um 2025: 27'000 t CO₂/a. Die Grenzkosten für die letzten von Prognos vorgeschlagenen Massnahmen steigen massiv: von 22 Fr./kg CO₂ auf 81,5 Fr./kg CO₂ für die Vermeidung der letzten 35'000 t CO₂/a (s. Prognos, Aug. 1992, Anhang C-16).

Der Verlauf der spezifischen Kosten der vorgeschlagenen Reduktionsmassnahmen (s. Fig. 3-1) deutet darauf hin, dass bei der Reduktion der letzten 2-4 Mio t CO₂ noch grosse Optimierungsspielräume bestehen dürften (d.h. billigere Massnahmen als die hier untersuchten vorhanden sein dürften: z.B. der hier vorgeschlagene verstärkte Brennholzeinsatz, vgl. Tab. 3-8).



Figur 3-1: Kosten der CO₂-Reduktionsmassnahmen in Abhängigkeit vom Reduktionserfolg, gemäss Prognos, August 1992

Bereiche	CO ₂ -Einsparung Mio t/a	Kosten 2025 Mio Fr./a (Fr. 1990)	spezifische Kosten Fr./kg CO ₂
Private Haushalte/Kleinverbrauch			
- Raumwärme und Warmwasser im Gebäudebereich	9,4	9'580	1,02
- Stromsparen	1,4	509	0,36
Industrie	2,1	1'526	0,71
Verkehr	14,4	2'930	0,20
Regenerierbare Energien	0,8	737	0,92
Energieholz ¹⁾	1,2	428	0,36
Total um 2025	29,4	15'710	0,53

1) Zusätzliche Massnahme INFRAS

Tabelle 3-8: CO₂-Reduktionspotentiale nach Bereichen, Mehrkosten (Kapitalkosten + allenfalls höhere Betriebskosten) der Sparmassnahmen und spezifische Kosten der Reduktionsmassnahmen im Jahr 2025, Reduktions-szenario C (Prognos, Aug. 1992)

Die CO₂-Reduktionspotentiale im Verkehr und im Gebäudebereich decken 81 % des hier angestrebten Reduktionsziels von 29,4 Mio t CO₂. Die Kosten der Emissionsreduktion um 29,4 Mio t/a betragen im Jahr 2025 15,7 Mrd Fr. (zu Preisen von 1990; Verkehr, Strom- und Wärmebereich), mit durchschnittlichen spezifischen Kosten von 0,53 Fr./kg CO₂ (zum Vergleich: der Ersatz von Ölheizungen durch Gasheizungen ist die billigste Massnahme und kostet 0,02 Fr./kg CO₂, die teuerste aufgeführte Massnahme ist der Anbau von Wintergärten und die Wärmerückgewinnung bei Lüftungsanlagen und kostet 81,5 Fr./kg CO₂.

■ Vermeidungskosten im Strom- und Wärmebereich

Werden nur die Massnahmen im Strom- und Wärmebereich in die Betrachtung einbezogen, dann ergeben sich die folgenden jährlichen Vermeidungskosten (Preisbasis 1990):

Im Jahr	2005	5'400 Mio Fr./a	(3'780-5'400 Mio Fr./a)
	2025	12'780 Mio Fr./a	(8'950-12'800 Mio Fr./a)

Ab 1990 sollen sukzessive immer mehr Massnahmen eingesetzt werden, bis im Jahr 2025 das Reduktionsziel erreicht ist. Wir nehmen daher an, dass die jährlichen Kosten von 1990-2005 linear auf 5,4 Mrd Fr./a und dann bis 2025 auf 12,78 Mrd Fr./a steigen werden. Bis 2025 ist jedoch mit heute noch nicht absehbarem technischem Fortschritt nach unten zu rechnen, welcher zu einem effizienteren Mitteleinsatz führen wird. Daher nehmen wir für die oben ausgewiesenen Kosten einen Streubereich von +0 % bis -30 % an.

d) Kalkulatorische Emissions- und Energiepreiszuschläge

Die Vermeidungskosten der CO₂-Reduktionsstrategie entsprechen den zusätzlichen jährlichen Kosten infolge der Reduktionsmassnahmen. Diese jährlichen Kosten werden in kalkulatorische Energiepreis- und Emissionszuschläge für den jeweils noch verbleibenden fossilen Energieverbrauch bzw. die resultierenden CO₂-Emissionen umgerechnet. Für die Periode 1990-2025 werden zwei verschiedene Umlageverfahren durchgerechnet:

- **Dynamisch steigende Zuschläge:**

Die Zuschläge steigen in der Periode von 1990-2025 gleich wie die jährlichen Kosten, das heisst, sie steigen mit den eingesetzten Reduktionsmassnahmen.

- **Konstante Zuschläge:**

Die zusätzlichen jährlichen Kosten der Reduktionsmassnahmen geben zwischen 1990 und 2025 einen sukzessive steigenden Kostenstrom. Dieser wird in einen konstanten Kostenstrom umgerechnet und auf den durchschnittlichen jährlichen Verbrauch bzw. die durchschnittlichen jährlichen CO₂-Emissionen in der Periode von 1990-2025 bezogen. Das führt zu konstanten Zuschlägen in der Periode von 1990-2025. Ab 2025 erhöhen sich diese Zuschläge auf den Wert gemäss dem dynamischen Umlagmodell und bleiben danach bei beiden Umlageverfahren konstant.

■ Dynamisch steigende Zuschläge

			Öl	Gas	Kohle	Import-Strom	Total
1991:							
Endenergieverbrauch	(1)	[PJ/a]	277,5	71,9	13,8	61,7	425
CO ₂ -Emissionen	(2)	[Mio t/a]	20,5	4,8	1,3	5,6	32,2
Vermeidungskosten	(3)	[Mio Fr./a]	226	53	14	62	355
kalk. Energiepreiszuschlag	(4)	[Rp/kWh]	0,3	0,3	0,4	0,4	
(4) = (3) : (1)		[Fr./GJ]	0,8	0,6	1	1	
2005:							
Endenergieverbrauch		[PJ/a]	181,6	77,3	14,8	40	313,7
CO ₂ -Emissionen		[Mio t/a]	13,4	5,2	1,4	3,6	23,6
Vermeidungskosten		[Mio Fr./a]	2452	952	256	659	4319
kalk. Energiepreiszuschlag		[Rp/kWh]	4,9	3,6	6,2	5,9	
		[Fr./GJ]	13,5	10,1	17,3	16,5	
2025:							
Endenergieverbrauch		[PJ/a]	94,7	74,2	13,5	92,3	274,7
CO ₂ -Emissionen		[Mio t/a]	7,1	5,1	1,3	8,3	21,7
Vermeidungskosten		[Mio Fr./a]	2471	1775	452	2889	7587
kalk. Energiepreiszuschlag		[Rp/kWh]	9,5	7,0	11,8	11,4	
		[Fr./GJ]	26,1	19,6	33,5	31,3	
Energiepreis 2025 (ohne Zuschlag)		[Rp/kWh]	5,2	5,5	2,9	18,5	
kalk. Energiepreiszuschlag 2026		[Rp/kWh]	9,7	7,2	12,0	11,6	

Tabelle 3-9: Kalkulatorische Energiepreiszuschläge 1991, 2005 und 2025 nach Energieträger sowie die zugehörigen Berechnungsgrundlagen; Endenergieverbrauch, CO₂-Emissionen und Vermeidungskosten (ohne Streubereich) nach Energieträger

Die durchschnittlichen Emissionszuschläge pro Tonne der verbleibenden⁴⁾ CO₂-Emissionen betragen in den Jahren

1991:	11 Fr./t CO ₂	(8- 11 Fr./t CO ₂)
2005:	183 Fr./t CO ₂	(128-183 Fr./t CO ₂)
2025:	348 Fr./t CO ₂	(244-348 Fr./t CO ₂)

4) Fr. pro Tonne der verbleibenden Emissionen, nicht Fr. pro Tonne der vermiedenen Emissionen!

■ Konstante Zuschläge in der Periode von 1990-2025

		Öl	Gas	Kohle	Import-Strom	Total
φ Endenergieverbrauch 1990-2025	[PJ/a]	184,6	74,5	14,0	64,7	337,8
φ CO ₂ -Emissionen 1990-2025	[Mio t/a]	13,6	5,0	1,3	5,8	25,7
φ Vermeidungskosten 1990-2025	[Mio Fr./a]	3085	1134	295	1315	5829
φ kalkulatorische Energiepreis-zuschläge 1990-2025	[Fr./GJ] [Rp/kWh]	12-17 4,4-6,3	9-13 3,2-4,6	15-22 5,5-7,8	15-21 5,3-7,6	

Tabelle 3-10: Durchschnittliche kalkulatorische Energiepreiszuschläge in der Periode von 1990-2025 nach Energieträger sowie die zugehörigen Bezugsgrössen und Berechnungsgrundlagen

Werden in der Periode von 1990-2025 die durchschnittlichen jährlichen Vermeidungskosten (= Mehrkosten der CO₂-Reduktionsmassnahmen) auf die mittleren jährlichen CO₂-Emissionen geschlagen, ergibt sich folgender Zuschlag für die verbleibenden CO₂-Emissionen (Streubereich auch hier +0 %, -30 %):

CO₂-Emissionszuschlag 1990-2025: φ 227 Fr./t CO₂ (159-227 Fr./t CO₂)

Werden die konstanten kalkulatorischen Energiepreis- und Emissionszuschläge verwendet, dann ergibt sich im Jahr 2026 ein Sprung auf die Höhe der dynamischen Zuschläge. Nach 2025 bleiben die Zuschläge konstant auf dem Niveau der dynamischen Zuschläge von 2025. Nur bei einer Veränderung des Reduktionsziels oder der Vermeidungskosten (z.B. infolge technischen Fortschrittes) müssten die Zuschläge den veränderten Vermeidungskosten angepasst werden.

3.2.5 Externe Kosten des Treibhauseffektes - Schlussbemerkungen und Folgerungen

a) Risiken der Treibhausgasemissionen

Die räumlichen und zeitlichen Wirkungen der anthropogenen Treibhausgasemissionen sind äusserst ungewiss. Weitgehend gesichert ist, dass der globale Treibhauseffekt durch die anthropogenen Treibhausgasemissionen verstärkt wird, dass deswegen die Temperaturen global zunehmen, und dass dadurch Klimaveränderungen ausgelöst werden. Grosse Unsicherheiten bestehen über das Tempo des Temperaturanstieges (abhängig von allenfalls verzögernden Speichereffekten und CO₂-Senken), über die detaillierten regionalen Klimawirkungen, über das Risiko von Schwelleneffekten (Versiegen des Golfstromes), etc. Es besteht deshalb eine **aussergewöhnliche Risikosituation**:

Die Eintretenswahrscheinlichkeit von Temperaturanstieg und Klimaveränderungen sind hoch, dagegen bestehen grosse Unsicherheiten über die Auswirkungen.

Dabei sind die resultierenden Auswirkungen nicht reversibel und entfalten erst mit einer grossen zeitlichen Verzögerung ihre volle Wirkung, welche in Zukunft eine nachhaltige Entwicklung in Frage stellt (siehe PSI, 1992, S. 29ff.).

Entscheidungen unter Ungewissheit mit potentiall weitreichenden, nicht reversiblen Effekten rufen nach einem spezifischen Vorgehen. Die Ansätze, welche auf die Pareto-Optimalität hinführen, sind für solche Entscheide ungeeignet (siehe PSI, 1992). Dafür ist eine **nachhaltige Entwicklung** anzustreben. Eine CO₂-Konzentration von max. 560 ppm (Verdoppelung des vorindustriellen CO₂-Gehaltes in der Atmosphäre) wird als maximal akzeptierbare Schwelle betrachtet (PSI, 1992, S. 30), bis zu der eine nachhaltige Entwicklung noch denkbar ist. Auch aus diesen Gründen wird hier den Vermeidungskostenansätzen grösseres Gewicht beigemessen: Sie gehen von Emissionszielen aus, welche unkalkulierbare Klimaveränderungen verhindern sollen.

b) Schätzung der externen Kosten

Die verschiedenen Schätzungen der externen Schadenkosten sind sehr inhomogen und weisen unterschiedliche Reichweiten auf, was zu einer sehr grossen Bandbreite führt. Sie geben zwar Hinweise auf die Kosten bei einzelnen Schadenkategorien in einzelnen Untersuchungsregionen. Sie vermitteln einen Eindruck von der Komplexität und vom Ausmass der Externalitäten und geben einen Einblick in die methodischen Probleme und Fallstricke bei Kostenschätzungen der Klimaveränderungen. Von den ausgewiesenen Schadenkostenbereichen können jedoch kaum sinnvolle kalkulatorische Energiepreiszuschläge abgeleitet werden.

Die Vermeidungskosten, um ein bestimmtes CO₂-Reduktionsziel zu erreichen, sind besser geeignet, einen Hinweis auf die Größenordnung der Kosten des Treibhauseffektes zu geben, insbesondere dann, wenn die oben angesprochenen Ungewissheiten und Irreversibilitäten berücksichtigt werden sollen.

Die folgenden Tabellen vermitteln einen Überblick über die mit den verschiedenen Ansätzen ermittelten kalkulatorischen Energiepreiszuschläge, welche den externen Kosten des anthropogen verursachten Treibhauseffektes Rechnung tragen.

	kalkulatorischer Energiepreiszuschlag Rp/kWh	Emissions- zuschlag Fr./t CO ₂	spez. CO ₂ - Emission kg/GJ
Schadenkosten	--	51-1'330	---
Gas	1,0-26	2,8-73	55
Öl	1,4-36	3,8-100	75
Kohle	1,7-45	4,7-125	93

Tabelle 3-11: **Kalkulatorische Energiepreis- und Emissionszuschläge infolge des anthropogen verursachten Treibhauseffektes bei Gas, Öl und Kohle: Maximal- und Minimalzuschläge gemäss den hier einbezogenen Schadenkostenschätzungen**

Vermeidungskostenansatz	Öl Rp/kWh	Gas Rp/kWh	Kohle Rp/kWh	Import- strom Rp/kWh	CO ₂ - Emissionen Fr./t CO ₂
Dynamisch steigende Zuschläge					
1991	0,2-0,3	0,2-0,3	0,3-0,4	0,3-0,4	8-11
2005	3,4-4,9	2,5-3,6	4,3-6,2	4,1-5,9	128-183
2025	6,7-9,5	4,9-7,0	8,3-11,8	8,0-11,4	244-348
ab 2026	6,8-9,7	5,0-7,2	8,4-12,0	8,1-11,6	244-348
Konstante Zuschläge					
1990-2025	4,4-6,3	3,2-4,6	5,5-7,8	5,3-7,6	159-227
ab 2026	6,8-9,7	5,0-7,2	8,4-12,0	8,1-11,6	244-348
Heutige Endenergiepreise (1990)	3	4	2		--
CO ₂ -Emissionsfaktor [kg/GJ]	75	55	93	91	

Tabelle 3-12: **Vermeidungskosten zur Einhaltung der IPCC-Zielsetzung (-50 % CO₂-Emissionen um 2025): Kalkulatorische Energiepreiszuschläge für Öl, Gas, Kohle und Importstrom sowie Emissionszuschlag für CO₂ für zwei verschiedene Umlagemodele**

Die kalkulatorischen Emissions- und Energiepreiszuschläge aufgrund der Schadenkostenschätzungen schwanken um mehr als vier Größenordnungen. Das weist auf die Schwierigkeiten hin, die mit der Ermittlung der Schadenkosten verbunden sind. Die oben ausgewiesenen Extremwerte sind für die Verwendung als Energie- und Emissionspreiszuschläge ungeeignet. Die Minimalwerte unterschätzen die Kosten offensichtlich, und die Maximalwerte liegen weit über den Kosten einer CO₂-Vermeidungsstrategie. Die vorliegenden Schadenkostenschätzungen können deshalb für den hier verfolgten Zweck der Ermittlung von kalkulatorischen Emissions- und Energiepreiszuschlägen nicht verwendet werden. Sie liefern jedoch wertvolle Informationen zu einzelnen Schadensbereichen, zu methodischen Fragen, etc.

Die Vermeidungskosten einer kostenoptimierten CO₂-Reduktionsstrategie liefern eine brauchbare Grundlage für die Ableitung von Emissions- und Energiepreiszuschlägen, die dem anthropogen verursachten Treibhauseffekt Rechnung tragen. Die Schwierigkeiten liegen primär bei der Festlegung des CO₂-Reduktionszieles, bei der Zusammensetzung der kostenoptimalen Reduktionsmaßnahmen unter Berücksichtigung des technischen Fortschrittes und bei der Abschätzung der künftigen unbeeinflussten Bevölkerungs- und Energienachfrageentwicklung. Für ein Land wie die Schweiz mit wenig Grundstoffindustrie und ohne fossile Stromproduktion ist die Reduktion von 50 % der CO₂-Emissionen von 2025 (gem. Referenzentwicklung) ambitioniert. Es wäre für die Schweiz wahrscheinlich einiges billiger, einen Teil dieser Reduktionen im Ausland zu "kaufen" (z.B. durch CO₂-Sparmaßnahmen im ehemaligen Ostblock). Es müsste auch geprüft werden, ob im Falle der Schweiz nicht andere Treibhausgas-Emissionen kostengünstiger reduziert werden könnten (FCKW, Methan). Last but not least dürfte die den Schätzungen zugrunde liegende Optimierungsstrategie bei den Reduktionsmaßnahmen den technischen Fortschritt bis 2025 unterschätzen und daher eher zu hohe durchschnittliche Vermeidungskosten ergeben. Das hier verwendete Reduktionsziel könnte sich aber unter dem Druck, der von der Bevölkerungsentwicklung und dem wirtschaftlichen Nachholbedarf der Entwicklungsländer ausgeht, auch als ungenügend erweisen. In diesem Fall müsste dann doch mit höheren Vermeidungskosten gerechnet werden. Zudem liegen die hier eigentlich massgeblichen Vermeidungsgrenzkosten über den durchschnittlichen Vermeidungskosten und somit eher im Bereich der oben abgeleiteten durchschnittlichen Vermeidungskosten ohne technischen Fortschritt.

3.3 Intertemporale Verteilungsgerechtigkeit bei der Nutzung fossiler Rohstoffe im Strom- und Wärmebereich

3.3.1 Einleitung

Zur Wärme- und Stromerzeugung werden fossile Energieträger eingesetzt. Ihre Besonderheit liegt darin, dass sie nicht nur knapp sind wie andere Güter, sondern dass ihre Knappheit mit fortschreitendem Verbrauch ansteigt. Geht man davon aus, dass mit dem erschöpflichen Ressourcenbestand Energiedienstleistungen bereitgestellt werden, so schmälert die heutige Nutzung den Energiekapitalstock der zukünftigen Generationen. Unser Konsum reduziert für künftige Generationen die Möglichkeit, mit fossilen Energieträgern Energiedienstleistungen bereitzustellen. Es stellt sich hier die Frage, ob und wie diese künftige Nutzeneinbusse in den heutigen Marktpreisen ihren Ausdruck findet und ob die heutigen Konsumenten externe Kosten in Form von Nutzeneinbussen bei künftigen Generationen verursachen. Das Problem der intertemporalen Allokation erschöpflicher Ressourcen ist primär eine Frage der Verteilungsgerechtigkeit zwischen den Generationen.

In den folgenden Abschnitten wird aufgezeigt, wie sich die langfristige Knappheit der fossilen Energieträger in den Marktpreisen widerspiegelt. Zuerst wird der neoklassische Ansatz kurz skizziert, welcher aber auf derart unrealistischen Annahmen beruht, dass er so für die Beantwortung der hier aufgeworfenen Fragen nicht geeignet ist. Andere Ansätze richten ihr Augenmerk weniger auf eine paretooptimale zeitliche Nutzung eines Ressourcenkapitalstocks. Sie gehen dafür davon aus, dass der **Ressourcenkapitalstock in seiner Funktion für die künftigen Generationen erhalten werden soll und eine nachhaltige Entwicklung gewährleistet werden soll**. Das führt zu Modifikationen bei den Resultaten, die der neoklassische Ansatz liefert.

Die methodischen und datenmässigen Probleme dieser Ansätze sind gross (Unsicherheiten bei der künftigen Entwicklung des technischen Fortschrittes, der Rohstoffvorräte, der Preise; sehr lange Betrachtungszeiträume). Deshalb werden ergänzend die Vermeidungskosten bei Einhaltung der IPCC-Ziele als Schätzwert für die externen Kosten verwendet. Dieser Ansatz drängt sich deshalb auf, weil die für Klimaveränderungen kritische Belastung der Atmosphäre mit Treibhausgasen erreicht wird, bevor die fossilen Ressourcen erschöpft sind. Auch der Treibhauseffekt infolge der CO₂-Emissionen kann als intertemporales Verteilungsproblem betrachtet werden:

Die Auswirkungen der steigenden CO₂-Konzentration in der Atmosphäre sind erst gegen Mitte des nächsten Jahrhunderts voll wirksam. Die heutigen Generationen konsumieren somit die günstigen fossilen Rohstoffe auf Kosten künftiger Generationen und bürden diesen zusätzlich noch die negativen Auswirkungen dieses Ressourcenverbrauches in der Form von Weltklimaveränderungen durch einen verstärkten Treibhauseffekt auf.

3.3.2 Die optimale Nutzung nicherneuerbarer Ressourcen - das neoklassische Modell

Das neoklassische Modell geht von folgenden Überlegungen aus : Eine Gesellschaft verfügt über einen bekannten Vorrat an erschöpfbaren Ressourcen. Die optimale Ressourcennutzung zielt darauf ab, eine zeitliche Verteilung der Ressourcennutzung zu finden, die den bis zu einem Planungshorizont betrachteten Nutzen aus den Ressourcen für die Gesellschaft maximiert. Die entscheidende Überlegung ist, dass durch die Nutzung einer Ressourceneinheit heute der Gesellschaft ein zukünftiger Nutzen entgeht. Diese entgangenen Nutzen in der Zukunft sind die Opportunitätskosten der Nutzung heute (auch Nutzungskosten genannt). Damit die Allokation der Ressourcen optimal verläuft, das heisst der gesamte Nutzen aus den Ressourcen über die Zeit maximiert wird, müssen Grenznutzen und Grenz-Opportunitätskosten gleich gross sein. Da von einer Minderabschätzung zukünftiger Bedürfnisse auszugehen ist⁵⁾, lautet die Optimali-

5) Die Minderabschätzung zukünftiger Bedürfnisse wird damit begründet, dass 1. ein Individuum vor der Nutzung der Ressource erkranken oder sterben könnte und 2. aufgrund des wirtschaftlichen Wachstums in Zukunft mehr Güter vorhanden sein werden.

tätsbedingung⁶⁾, dass die Gegenwartswerte der Grenznutzen der in der Zeit konkurrierenden Verwendungen gleich gross sein müssen (zukünftige Nutzen werden abdiskontiert). Daraus folgt, dass der Grenznutzen aus der Ressourcenverwendung über die Zeit mit der Diskontrate ansteigen muss (Hohmeyer, 1992).

Die ideale Ressourcenanbieterin hat in der Konkurrenzirtschaft zwischen zwei Investitionsmöglichkeiten zu wählen: Entweder baut sie die Ressource heute ab und legt den Nettoerlös auf dem Kapitalmarkt an, oder sie lässt die Ressource im Boden und profitiert morgen vom höheren Preis, bedingt durch die physische Knappheit. Sie wird den heutigen Abbau soweit ausdehnen, bis der heutige Gewinn⁷⁾ dem Gegenwartswert des zukünftigen Gewinns entspricht. Der Ausgleich des heutigen mit dem zukünftigen Gewinn geschieht über den mit zunehmendem heutigem Abbau steigenden zukünftigen Ressourcenpreis und über den sinkenden Zinssatz auf dem Kapitalmarkt. Der Zinssatz sinkt, weil mit zunehmendem heutigem Abbau höhere Erlöse auf den Finanzmärkten angelegt werden. Auf dem gleichgewichtigen Zeitpfad des Ressourcenabbaus (Hotelling-Regel) wächst die Knappeitsrente bzw. der Gewinn mit dem Diskontratz, der Barwert der Gewinne ist maximiert.

Hohmeyer führt eine ganze Anzahl Gründe auf, wieso die realen Rohstoff- und Kapitalmärkte die im neoklassischen Modell vorausgesetzten Bedingungen nicht erfüllen (Hohmeyer, 1992, S. 13ff.), unter anderem:

- Vollständige Information und Voraussicht über die Preis-, Rohstoff- und Technologieentwicklungen, über die Bedürfnisse der künftigen Generationen etc. fehlen. Die heutigen Rohstoffmärkte haben einen kurzen Zeithorizont.
- Die Ressourceneigner können nicht beliebig zwischen den beiden Optionen wählen, tendenziell besteht eine Präferenz für eine baldige Ausbeutung der Rohstoffvorräte.
- Die Kapitalmarktsätze sind durch die Wirtschaftspolitik beeinflusst und tendenziell höher als die soziale Zeitpräferenzrate (-> vorzeitiger Abbau).
- Die Vernachlässigung externer Kosten bei der Ressourcennutzung führt zu einem vorzeitigen Abbau der Ressource.

Diese Effekte führen alle zu einem beschleunigten und vorzeitigen Ressourcenabbau. Die intertemporale Verteilungsfrage ist mit diesem Ansatz nicht befriedigend lösbar.

6) Wenn die Grenzkosten gleich gross sind wie die Grenznutzen, sind die Bedingungen für ein Pareto - Optimum erfüllt. Die pareto-optimale Allokation einer Ressource bedeutet, dass der Nettonutzen aus der Ressource in keiner andern Verwendung erhöht werden kann.

7) Gewinn = Preis - Grenzkosten = Knappeitsrente

3.3.3 Intertemporale Verteilungsgerechtigkeit mit Hilfe der Konservierung eines Ressourcenkapitalstocks

Hier steht nicht mehr die Maximierung des Gesamtnutzens des Ressourcenkonsums über die Zeit im Vordergrund, sondern die gerechte Verteilung der nichterneuerbaren Ressourcen über einen unendlichen Zeitraum. Grundsätzlich geht es dabei neben dem zeitlichen Verlauf der Nutzung der nichterneuerbaren Rohstoffe um die Entwicklung von **Ersatztechnologien (Backstop-Technologien)** auf der Basis von erneuerbaren Energien.

Der Vorrat nicht erneuerbarer Ressourcen wird dabei als ein in seiner Funktion zu erhaltender Kapitalstock betrachtet. Im Zeitablauf wird ein Teil des Kapitalstocks verbraucht, es müssen daher Rückstellungen für "Ersatzinvestitionen" getätigt werden. Diese Ersatzinvestitionen sollen in die Entwicklung von Backstop-Technologien fließen. Diese sollen unabhängig von den nicht erneuerbaren Ressourcen die künftige Bereitstellung der entsprechenden Energiedienstleistungen ermöglichen und damit den "Energiekapitalstock" für zukünftige Generationen konservieren (Hohmeyer, 1992).

Hohmeyer und Wagner (Wagner, 1987) stellen die Erhaltung des Energiekapitalstocks ins Zentrum der Betrachtung. Die Ansätze unterscheiden sich dadurch, dass bei Wagner die ermittelten Zuschläge zur Erhaltung des Energiekapitalstocks nur mit Sicherheit zur Senkung der Abbaugeschwindigkeit der erschöpfbaren Ressourcen führen, aber nicht unbedingt zur Erhaltung des Ressourcenkapitalstocks. Bei Hohmeyer hingegen werden die Zuschläge in Backstop-Technologien investiert und erhalten damit den Energiekapitalstock.

Als (normatives) intertemporales Verteilungs- bzw. Gerechtigkeitsziel wird ein pro Kopf konstantes Volumen an Energiedienstleistungen vorgeschlagen (Hohmeyer, 1992, S. 18) - eine recht willkürliche, aber eine zumindest für die entwickelten Länder - einigermaßen plausible Arbeitshypothese (bzw. Standard).

a) Wagners Ansatz zur Stellung des Energiekapitalstocks

Ziel von Wagners Ansatz ist die Erhaltung des "Energiekapitalstocks". Das soll mit Knappheitzuschlägen für die einzelnen nichterneuerbaren Energieträger erreicht werden (Wagner, 1987). Ausgangspunkt für die Errechnung dieser langfristigen Knappheitzuschläge ist die Kalkulation eines virtuellen Mischpreises. Dieser wird für eine Einheit des in der Lagerstätte verbleibenden Energieträgers aus den Nutzungskosten⁸⁾ und einer Preiskomponente für die Kosten der Substitution der fossilen Energieträger durch eine teurere Backstop-Technologie ermittelt. Die beiden Preiskomponenten werden im Verhältnis des erreichten Ressourcenverzehrs gewichtet und ergeben einen Mischpreis, der sich mit wachsender Erschöpfung der Ressource dem Preis der Substitute annähert.

8) Nutzungskosten: Durch die Nutzung einer Ressourceneinheit heute entgehen den zukünftigen Generationen Nutzen, weil ihnen diese Ressourceneinheit nicht mehr zur Verfügung steht. Dieser entgangene Nutzen in der Zukunft sind die Opportunitätskosten der Nutzung heute (= Nutzungskosten).

An Wagners Ansatz wird kritisiert, dass durch den Preisaufschlag wohl die Ausbeutungsgeschwindigkeit gesenkt wird, der Kapitalstock aber nur zufällig erhalten wird. Durch den Preisaufschlag werden die nicherneuerbaren Ressourcen sparsamer eingesetzt. Um den Kapitalstock zu erhalten, müssten aber die Preisaufschläge in die Entwicklung von Backstop-Technologien investiert werden (diese Zweckbindung wurde hier nicht vorgegeben). Ausserdem müssten die entwickelten Backstop-Technologien jeweils Energiedienste in Höhe des zu substituierenden Verbrauchs der nicherneuerbaren Ressourcen leisten.

b) Erhaltung des Energiekapitalstocks nach Hohmeyer

Um den Energiekapitalstock zu erhalten, muss für den Verbrauch einer Einheit des Energiekapitalstocks eine Einheit eines Kapitalstocks auf der Basis von erneuerbaren Energien - sogenannten Backstop-Technologien geschaffen werden. Zu diesem Zweck muss ein Wiederbeschaffungszuschlag auf den Preis der nicherneuerbaren Energien ermittelt werden. Dieser berücksichtigt die für die Backstop-Technologien zusätzlich erforderlichen Investitionen und die Bereitstellungskosten von nicherneuerbaren und erneuerbaren Energieträgern (Hohmeyer, 1992, S. 20ff.; Prognos, 1992, S. 149).

$$W_t = [S_T - (m_t + c_t + q_t)] (1 + r) \cdot (T - t)$$

- W_t = Wiederbeschaffungs- oder Energiepreisschlag
- t = Betrachtungszeitraum
- T = Einsatzzeitpunkt der Backstop-Technologie an dem $m_t + c_t + q_t < S_T$
- S_T = Kapital- und Bereitstellungskosten der Backstop-Technologie
- m_t = Förder- und Abbaukosten der nicherneuerbaren Energieträger
- c_t = Umwandlungs- und Transportkosten
- q_t = Externe Kosten nicherneuerbarer Energieträger

- Der Zeitpunkt T des Einsatzes von Backstop-Technologien hängt von der künftigen Entwicklung des Energieverbrauchs, der Kosten der Backstop-Technologien und der Bereitstellungskosten der nicherneuerbaren Energieträger ab. Der künftige Energieverbrauch wird durch die Bevölkerungsentwicklung und den Pro-Kopf-Verbrauch bestimmt. Für die folgenden Berechnungen wird mit einem konstanten Pro-Kopf-Verbrauch an Energiedienstleistungen ausgegangen. Die Abschätzung der künftigen Kosten von Backstop-Technologien wie auch der Bereitstellung fossiler Energieträger ist über grössere Zeiträume äusserst hypothetisch und vom technischen Fortschritt abhängig.
- Die Bereitstellungskosten der nicherneuerbaren Energieträger enthalten die Explorations-, Förder-, Umwandlungs- und Verteilkosten ohne Gewinne bzw. Renten und ohne allfällige Subventionen.
- Die externen Kosten beim Verbrauch nicherneuerbarer Energieträger müssten korrekterweise in die Ermittlung der Wiederbeschaffungsrücklage einbezogen werden. Sie reduzieren den Kostenvorteil der fossilen Energieträger. Falls die externen Kosten internalisiert werden, vermindern sich die Wiederbeschaffungszuschläge ent-

sprechend. Wir werden daher die externen Kosten hier nicht in die Berechnungen einbeziehen.

c) Ermittlung von Energiepreiszuschlägen für die Schweiz

Die Wiederbeschaffungs- oder kalkulatorischen Energiepreiszuschläge werden nach dem von Hohmeyer vorgezeichneten Verfahren abgeschätzt (Hohmeyer, 1992):

$$W_t = (S_T - P_t) (1 + r)^{-T} (1 - t)$$

P_t : Marktpreis der fossilen Energieträger im Zeitpunkt t . Der Marktpreis dürfte in der Regel über den eigentlich benötigten Bereitstellungskosten liegen (ausser bei Kohle in Europa). Doch fehlen die Daten, um den Anteil der Gewinne/Renten an den Marktpreisen festzusetzen. Tendenziell werden dadurch die Bereitstellungskosten überschätzt und dadurch die künftigen Generationen benachteiligt (Hohmeyer, 1992, S. 21). Andererseits vernachlässigen wir die externen Kosten der Bereitstellung fossiler Energieträger, was den zu hohen Marktpreis mindestens kompensieren dürfte (dabei geht es um die externen Nettokosten = externe Kosten fossil - externe Kosten Backstop).

r : Langfristiger Realzinssatz für Bundesanleihen in der Schweiz: 1,5 % p.a.

Da ein Ausbau der Kohlennutzung den Treibhauseffekt noch mehr verstärken würde, beziehen die folgenden Schätzungen nur die fossilen Energieträger Öl und Gas in unsere Betrachtung ein:

Ölpreis 1990:	φ 3 Rp/kWh
Gaspreis 1990:	φ 4 Rp/kWh
(Gesamtenergiestatistik 1990: S. 35; 1992: S. 57).	

Die Reichweite T für Gás und Öl hängt vom Pro-Kopf-Verbrauch und vom Bevölkerungswachstum ab. Wenn schon nach einer intertemporal gerechten Verteilung des Ressourcenkapitalstocks gesucht wird, so müsste auch von einer international gerechten Verteilung zu jedem Zeitpunkt ausgegangen werden. Dabei wäre der Pro-Kopf-Anspruch am Energiekapitalstock für alle gleich. Der schweizerische Anteil am aktuellen Ressourcenvorrat ergibt sich somit aus dem schweizerischen Bevölkerungsanteil an der Weltbevölkerung (6,7 Mio/5,29 Mrd).

	CH-Anteil am Ressourcenvorrat 1990	Endenergieverbrauch 1990/2100 ¹⁾	Statische Reichweite ab 1990
Öl	$23.44 \times 10^6 \text{ TJ}^2)$	248.6 PJ	94 Jahre
Gas	$13.25 \times 10^6 \text{ TJ}$	70.5 PJ	188 Jahre

- 1) Annahme: Bevölkerungs- und Verbrauchszuwachs in den Jahren 1990-2100 werden durch den technischen Fortschritt kompensiert -> konstanter fossiler Energieverbrauch.
- 2) Wir wählen die Grösse "Ressourcenvorräte an Erdöl unkonventionell" (unkonventionelle Fördertechnologien), da diese eher vergleichbar ist mit der bei Hohmeyer ausgewiesenen Grösse.

Tabelle 3-13: Statische Reichweiten von Öl und Gas (Daten aus Erdmann 1992, S.32; schweizerische Gesamtenergiestatistik 1992, S.54). Berechnung: (CH-Bevölkerung/Weltbevölkerung x Ressourcenvorrat) / CH-Verbrauch 1990 mit den Daten aus Erdmann, 1992, S. 32, Gesamtenergiestatistik 1990 und Jahrbuch für Statistik 1992

Reichweite für Gas: 188 Jahre (beim heutigen Verbrauch)

Reichweite für Öl: 94 Jahre (beim heutigen Verbrauch)

Das hohe Bevölkerungswachstum lässt eine hohe Verbrauchssteigerung erwarten. Der technische Fortschritt hingegen wird zu einer Verlängerung der Reichweiten führen, weil man annehmen kann, dass der Wirkungsgrad bei der Nutzung der fossilen Energieträger sich erhöht. Wir nehmen grob vereinfachend an, dass die beiden Wirkungen sich aufheben und hier also nicht berücksichtigt werden müssen.

Die Abschätzung der Kosten der Backstop-Technologie erfolgt vereinfachend für das Jahr 2100, obwohl Öl gemäss obenstehenden Annahmen eher durch Backstop-Technologien ersetzt wird als Gas. Die Preisschätzungen über derartige Zeiträume sind aber ohnehin relativ hypothetisch, so dass diese Vereinfachung zulässig sein dürfte.

Der Ersatz der fossilen Energieträger 2084 (Öl) bzw. 2178 (Gas) soll über Backstop-Technologien erfolgen, welche keine erheblichen externen Effekte aufweisen. Zur Berechnung des Reinvestitionszuschlages werden die folgenden Annahmen getroffen:

Backstop-Technologien	Endenergie-Einsparung 2100 [PJ/a]	Nutzenergiepreis [Rp/kWh]		
		1990	2025	2100
Sparen + Sonnenenergie im Gebäudebereich	206		27	13-20
Sparen + Sonnenenergie in der Industrie	53		17	8-13
Stromsparen HH, G, DL	25		12	8-10
Nachwachsende Rohstoffe	33	11		9-10
Biogas, Wind, Erdwärme	16	23		16-20
Total	333 ¹⁾		Ø11,6-17,1	

1) Ersatz von Öl und Gas plus zusätzlich von Kohle aus Umweltgründen (Treibhauseffekt)

Tabelle 3-14: Substitutionsbeitrag der diversen Backstop-Technologien zum Ersatz der fossilen Energieträger Öl und Gas um 2100 sowie grob geschätzte Nutzenergiepreise der Backstop-Technologien (Preisbasis 1990)

Die Sparmassnahmen (inkl. Sonnenenergieenutzung) in den Bereichen Gebäude, Industrie, Gewerbe, Dienstleistungen und Haushalte stammen aus der von Prognos erarbeiteten Optimierungsstrategie zur Reduktion der CO₂-Emissionen der Schweiz bis 2025 (Prognos, 1992, Anhang C, und Basler & Hofmann, Feb. 1992). Die Preisschätzungen für 2100 werden von uns vorgenommen und sind als grobe Richtwerte, welche von technischem Fortschritt ausgehen, zu verstehen.

Bei den nachwachsenden Rohstoffen handelt es sich um Energieholz, da bei einer Energiedienstwirtschaft bedeutende externe Kosten erwartet werden (Energieholzpreis 1990 s. WSL, 1991). Die Produktions- und Rationalisierungspotentiale bei Biogas, Wind und Erdwärme werden als begrenzt eingeschätzt.

Resultierende Reinvestitionszuschläge:

$$\begin{aligned}
 \blacksquare \quad \text{Öl: } W_{94} &= [11,6 \div 17,1 \text{ Rp/kWh} - 3 \text{ Rp/kWh}] \cdot 1,015 = 94 \\
 &= 2,1 \text{ Rp/kWh} \div 3,5 \text{ Rp/kWh} \\
 \blacksquare \quad \text{Gas: } W_{188} &= [11,6 \div 17,1 \text{ Rp/kWh} - 4 \text{ Rp/kWh}] \cdot 1,015 = 188 \\
 &= 0,5 \text{ Rp/kWh} \div 0,8 \text{ Rp/kWh}
 \end{aligned}$$

Resultierende Öl- und Gaspreise mit Reinvestitionszuschlag 1990 (statische Betrachtung):

Ölpreis mit Zuschlag: $5,1 \div 6,5 \text{ Rp/kWh}$ bzw. $58 \div 73 \text{ Fr./100 kg}$

Gaspreis mit Zuschlag: $4,5 \div 4,8 \text{ Rp/kWh}$

Durch solche Zuschläge würden sich die relativen Preise von Öl und Gas verändern, was zu einem stärkeren Gasabsatz, zu einer Annäherung der Reichweiten und daher auch der jeweiligen Zuschläge führen dürfte. Werden Öl und Gas gemeinsam betrachtet, beträgt die mittlere statische Reichweite 115 Jahre und der resultierende Zuschlag für Öl $1,6 \div 2,5 \text{ Rp/kWh}$ bzw. für Gas $1,4 \div 2,4 \text{ Rp/kWh}$.

Die errechneten Zuschläge hängen im wesentlichen von der Reichweite des betrachteten erschöpflichen Energieträgers ab, da diese den Zeitpunkt des Einsatzes (T) der Backstop-Technologie bestimmt, weiter vom Preis der Backstop-Technologie im Zeitpunkt T und von der Preisentwicklung des erschöpflichen Energieträgers. Für alle diese Größen bestehen grosse Unsicherheiten, da sie über einen Zeitraum von über 100 Jahren prognostiziert werden müssen. Besonders problematisch sind die grosse Reichweiten sowie die Preis- bzw. Technologieprognosen für die Backstop-Technologien. Die Reichweiten wurden mit einer Vielzahl von Annahmen errechnet. Der Bestand an Ressourcen muss geschätzt werden; wieviel Ressourcen ausgewiesen werden, ist stark abhängig von der Institution, welche die Schätzung vornimmt, dem Marktpreis der Ressource, der Entwicklung der Fördertechnologie und der Investition in Prospektion und Lagerstättenaufschluss. Zudem wurde angenommen, der jährliche Verbrauch der betrachteten erschöpflichen Ressourcen bleibe konstant über die Zeit, was in Anbetracht der vielen Einflussfaktoren (Bevölkerungswachstum, Wirtschaftswachstum, Entwicklung von Alternativtechnologien) kaum zu erwarten ist.

Ebenso kritisch ist die Voraussage der Preisentwicklung und der Technologieentwicklung der Backstop-Technologien über mehr als 100 Jahre, wenn man bedenkt, welche Technologiesprünge in den letzten 100 Jahren stattgefunden haben. Deshalb wird im nächsten Abschnitt ein ganz anderer Zugang zu dieser Problematik gesucht. Ausgehend von den Vermeidungskostenschätzungen zur Begrenzung des Treibhauseffektes werden kalkulatorische Energiepreiszuschläge ermittelt, welche die intertemporale Verschiebung von CO₂-Emissionen begrenzen. Dadurch wird einerseits ebenfalls der Einsatz von sogenannten Backstop-Technologien gefördert. Andererseits werden die fossilen Energievorräte geschont.

3.3.4 Vermeidungskosten

Die bei der Verbrennung der fossilen Energieträger entstehenden Treibhausgase (v.a. CO₂) ergeben eine grössere Belastung für die zukünftigen Generationen als die Erschöpflichkeit der fossilen Rohstoffe. Der Ersatz dieser Rohstoffe durch Backstop-Technologien muss vor der Erschöpfung der Rohstoffvorräte vorangetrieben werden, sollen nicht unkalkulierbare Risiken infolge der Klimaveränderungen geschaffen werden.

Die IPCC-Zielsetzungen bezüglich der Treibhausgasemissionen orientieren sich an dieser Risikosituation. Wie bereits erwähnt, soll eine Reduktion der CO₂-Emissionen um 50 % im Jahr 2025 verhindern, dass der CO₂-Gehalt in der Atmosphäre langfristig über 560 ppm (zweifache vorindustrielle Konzentration) steigt.

Die CO₂-Reduktionsstrategie und die dadurch entstehenden Reduktions- bzw. Vermeidungskosten werden in Kapitel 3.2.3 ermittelt. Es ergeben sich dieselben Emissions- und kalkulatorischen Energiepreiszuschläge wie beim Treibhauseffekt (s. Kap. 3.2.3, Tab. 3-9 und 3-10).

4. Zusammenfassung - Schlussbemerkungen

4.1 Ergebnisse

4.1.1 Wie gross sind die externen Kosten der Nutzung der fossilen Rohstoffe?

Die folgende Tabelle enthält pro Schadensbereich die monetarisierbaren **externen Kosten des Energieverbrauches**, mit Ausnahme der externen Kosten der luftschadstoffbedingten **Gebäudeschäden**, wo nur die **externen Kosten der Strom- und Wärmeversorgung** angegeben werden. Der erste Teil der Tabelle enthält die monetären Kosten der **Luftschadstoffimmissionen** gemäss Teilbericht 1 (INFRAS, Teilbericht 1, Phase 1, 1993). Im zweiten Tabellenteil werden die hier ermittelten externen Kosten der Nutzung der fossilen Rohstoffe ausgewiesen.

Indices: CH: Jahres-Emissionen Schweiz CH-So: Sommer-Emissionen Schweiz
 Feu: Jahres-Emissionen Feuerungen Schweiz NMVOC: Nichtmethan-VOC

Schadensbereich 1990	schadenverursachende Emissionen bzw. Energieträger	monetarisierbare externe Kosten [Mio Fr./a]
Waldschäden	SO ₂ CH, NO _x CH, NMVOC _{CH-So} , NO _x CH-So	550 - 1'420
Landwirtschaftl. Produktionsausfälle	NO _x CH-So, NMVOC _{CH-So}	65 - 140
Gesundheitsschäden	SO ₂ CH, NO _x CH, NMVOC _{CH-So} , NO _x CH-So	380 - 1'850
Gebäudeschäden	SO ₂ Feu, NO _x Feu, NMVOC _{Feu-So} , NO _x Feu-So	450 - 830
Tankerunfälle	Erdölprodukte, Rohöl ¹⁾ (Anteil CH, Strom- und Wärmeversorgung)	6 - 29 ¹⁾
Transport, Lagerung, Raffination in der Schweiz	Erdölprodukte	---
Schadenkosten Treibhauseffekt	Erdöl, Gas, Kohle	1'670 - 43'600 ²⁾
Vermeidungskosten Treibhauseffekt und intertemporale Verteilungsgerechtigkeit	Erdöl, Gas, Kohle	5'200 - 7'400 ³⁾
Total fossile Energieversorgung 1990	Treibhauseffekt mit Schadenkosten in % BIP 1990 Treibhauseffekt mit Vermeidungskosten in % BIP 1990	3'120 - 48'900 1,0 - 15 % 5'970 - 9'660 ⁴⁾ 1,9 - 3,0 %

1) Weltweit 3-15 Mrd Fr./a, Anteil Schweiz 12-61 Mio Fr./a, Anteil Strom- und Wärmeversorgung 5,6-29 Mio Fr./a

2) 51 Fr./t CO₂ - 1330 Fr./t CO₂

3) 227 Fr./t CO₂ +0 % / -30 % (φ 1990-2025), CO₂-Emissionen im Strom- & Wärmebereich 1990: 32,6 Mio t (s. Tab. 3-7)

4) Vermeidungskosten Treibhauseffekt +53 % der Schadenkosten von Luftverschmutzung und Öltransport, s. 4.1.2. b)

Tabelle 4-1: Monetarisierbare externe Kosten des fossilen Energieverbrauches in der Schweiz im Jahr 1990 nach Schadensbereich. **Gebäudeschäden:** Nur die externen Kosten der fossilen Strom- und Wärmeversorgung.

Die externen Kosten des Treibhauseffektes dominieren die hier ermittelten externen Kosten deutlich. Wir weisen die Schadenkostenschätzungen und die Vermeidungskostenschätzungen separat aus (sie dürfen nicht addiert werden). Die Schadenkostenschätzungen befriedigen nicht. Sie sind sehr pauschal, haben unterschiedliche Reichweiten, sind unvollständig und einzelne unplausibel hoch (unplausibel deswegen, weil allfällige Vermeidungskosten deutlich tiefer wären). Daher sollen primär die Vermeidungskostenschätzungen weiterverwendet werden. Zur Ermittlung von kalkulatorischen Energiepreiszuschlägen gehen wir vom Berechnungsmodell mit konstanten Zuschlägen für die Periode von 1990-2025 aus. Wird die Schätzung als Grundlage für eine dynamische Energieabgabe verwendet, müsste mit Vorteil das dynamische Umrechnungsmodell verwendet werden. In diesem steigen die Zuschläge nach Massgabe der eingesetzten Vermeidungsmassnahmen und der dadurch entstehenden Zusatzkosten bis 2025 konstant an (bspw. beim Öl von 0,3 Rp/kWh um 1991 bis auf 9,5 Rp/kWh um 2025).

4.1.2 Kalkulatorische Energiepreiszuschläge

a) Externe Kosten der fossilen Ressourcennutzung - kalkulatorische Energiepreiszuschläge nach Energieträger

Die Externalitäten, die in diesem Bericht ermittelt werden, können direkt in kalkulatorische (End-)Energiepreiszuschläge 1990 umgerechnet werden:

	Energieträger	externe Kosten für die Schweiz Mio Fr./a	kalkulatorischer Energie- preiszuschlag 1990	
			Fr./GJ	Rp/kWh
Schadenkosten: Transport und Lagerung Erdöl	Erdölprodukte	6 - 29	0,02-0,11	0,01-0,04
Treibhauseffekt: (Schadenkosten)	Erdöl Erdgas Kohle	1'670 - 43'600	3,8- 100 2,8- 73 4,7- 125	1,4 -36,0 1,0 -26,0 1,7 -45,0
Vermeidungskosten: Treibhauseffekt und intertemporale Verteilungsgerechtigkeit:	Erdöl Erdgas Importkohle	5'200 - 7'400	12 - 17 9 - 13 15 - 22	4,4 - 6,3 ¹⁾ 3,2 - 4,6 ¹⁾ 5,5 - 7,8 ¹⁾

1) Konstante kalkulatorische Energiepreiszuschläge in der Periode von 1990 - 2025

Tabelle 4-2: Externe Kosten der fossilen Ressourcennutzung: Kalkulatorische Energiepreiszuschläge nach Energieträger im Jahr 1990

b) Externe Kosten der fossilen Ressourcennutzung und der Luftverschmutzung
- Probleme der Addierbarkeit**■ Schadenkosten**

Aus den externen Schadenkosten der energiebedingten Luftschatstoffbelastung werden pro Schadstoff sogenannte Emissionszuschläge ermittelt. Die externen Schadenkosten der fossilen Ressourcennutzung werden direkt in kalkulatorische Energiepreiszuschläge umgerechnet. Pro Heizungssystem resultiert ein kalkulatorischer Energiepreiszuschlag, der aus zwei Elementen besteht:

- KEPZ zur Anlastung der externen Kosten der Luftverschmutzung
- KEPZ, welcher den externen Schadenkosten der fossilen Ressourcennutzung entspricht.

Diese beiden Kostenelemente werden zum Gesamt-KEPZ addiert.

■ Vermeidungskosten

Werden die externen Kosten der fossilen Ressourcennutzung über einen Vermeidungskostenansatz abgeschätzt, dürfen die Kosten der Luftverschmutzung und die Vermeidungskosten der Ressourcennutzung nicht addiert werden. Bei der Ermittlung der Vermeidungskosten wird angenommen, dass der Energieverbrauch der Feuerungen um 2025 etwa 46 % unter dem Verbrauch gemäss Referenzentwicklung liegt und auch gegenüber 1990 um etwa 45 % abnimmt. Generell führt die Reduktion der CO₂-Emissionen im Jahr 2025 um 50 % zu einer Abnahme der Luftschatstoffemissionen (2025) bzw. um -44 % gegenüber 1990. Damit werden bei den SO₂-Emissionen die Emissionsziele des Luftreinhaltekonzepes erreicht, bei den NMVOC nur noch um etwa 12 % und bei den NO_x um 35 % überschritten (s. INFRAS, Teilbericht 1, Anhang 2, 1993).

Wir gehen davon aus, dass die luftschatstoffbedingten Schäden nur aufgrund von Immissionen entstehen, welche die Immissionsgrenzwerte überschreiten. Die luftschatstoffbedingten Schäden werden bei einer CO₂-Reduktionspolitik bis ins Jahr 2025 massiv zurückgehen: Die noch verbleibenden Schäden im Jahr 2025 dürften grob geschätzt im Bereich von 10-20 % der hier ausgewiesenen immissionsbedingten Schäden von 1990 liegen (bei den 1990 gültigen Emissionsfaktoren). Wird berücksichtigt, dass die spezifischen Emissionen infolge technischen Fortschritts in Zukunft weiter sinken werden, sind bis 2025 keine immissionsbedingten Schäden mehr zu erwarten.

Wird vereinfachend angenommen, dass die immissionsbedingten externen Kosten bei einer CO₂-Vermeidungsstrategie bis 2025 linear auf Null sinken, resultieren in der Periode von 1990 bis 2025 dynamisch sinkende KEPZ zur Anlastung der Kosten der Luftverschmutzung.

Falls die externen Kosten des Treibhauseffektes über einen Vermeidungskostenansatz geschätzt werden, ergeben sich die externen Kosten der Ressourcennutzung und der Luftverschmutzung als Summe zweier Kostenströme:

- Von 1990 bis 2025 dynamisch steigende Kosten, welche den Zusatzkosten der CO₂-Reduktionsmassnahmen gegenüber der Referenzentwicklung entsprechen.

- Von 1990 bis 2025 dynamisch sinkende externe Kosten der Luftverschmutzung infolge der CO₂-Reduktionsstrategie.

Der dynamisch sinkende Strom der externen Kosten der Luftverschmutzung von 1990 bis 2025 kann in einen konstanten Kostenstrom umgerechnet werden. Die resultierenden mittleren Jahreskosten in der Zeit von 1990 bis 2025 betragen dann etwa 53 % der externen Kosten der Luftverschmutzung um 1990 (Diskontrate: 1,5 % p.a.). Wir werden deshalb nur 53 % der externen Kosten der Luftverschmutzung zu den externen Kosten der Ressourcennutzung gemäss Vermeidungskostenansatz addieren.

c) Emissionszuschläge

Die kalkulatorischen Energiepreiszuschläge infolge der externen Kosten der Luftverschmutzung durch die Strom- und Wärmeversorgung werden aufgrund der Emissionen eines bestimmten Systems mit Hilfe von Emissionszuschlägen (Fr./kg Emission) eruiert. Die Emissionszuschläge zur Anrechnung der externen Kosten von Waldsterben, landwirtschaftlichen Produktionsausfällen, Gesundheits- und Gebäudeschäden betragen 1990 (INFRAS, Teilbericht I, 1993):

SO ₂	11'500 - 26'900 Fr./t
NO _x	13'800 - 32'300 Fr./t
NMVOC _{Sommer}	12'400 - 30'700 Fr./t
NO _x Sommer	14'300 - 33'450 Fr./t

d) Kalkulatorische Energiepreiszuschläge nach Energiesystem

Die kalkulatorischen Energiepreiszuschläge eines bestimmten Systems ergeben sich nach Massgabe seiner Emissionen (externe Kosten der Luftverschmutzung) sowie direkt aufgrund des eingesetzten Endenergieträgers (externe Kosten der fossilen Rohstoffnutzung). Die kalkulatorischen Energiepreiszuschläge werden für die Systeme von Tabelle 4-3 ermittelt.

Die hier verwendeten Emissionsfaktoren gelten für bestehende Systeme (Stand 1987) bzw. für moderne Systeme (Stand 1992-94), die geringere spezifische Emissionen aufweisen als der heutige Durchschnitt. Wir unterscheiden zudem zwei Emissionsfaktoren:

- **Emissionsfaktoren CH:** Berücksichtigen nur die Feuerungsemissionen in der Schweiz. Vorgelagerte Prozessstufen werden ausgeklammert.
- **Emissionsfaktoren CH+:** Neben den Feuerungsemissionen werden auch die Emissionen bei den vorgelagerten Prozessstufen in der Schweiz und im Ausland berücksichtigt (Förderung, Umwandlung, Transport, Lagerung etc.).

Die Auswahl der Systeme erfolgte primär aufgrund der uns zur Verfügung stehenden Messdaten. Mit den hier ausgewiesenen Emissionszuschlägen können jedoch die KEPZ für beliebige Systeme ermittelt werden, vorausgesetzt, deren Emissionen sind bekannt.

Feuerungssystem [kg/TJ] (Datenquelle)	SO2	Emissionen CH in kg/TJ			CO2	Emissionen CH+ mit vorgelagerten Prozessstufen				
		NOx	NMVOC	CH4						
Erdgas										
Gebäse, Anlage 87, SVGW/ETH, Atmosphärisch 87, SVGW/ETH,	0,5	30	1	1	55'000	6,8	44	62	244	58'800
Gebäse, Neuanlage 90, ETH, Atmosphärisch 90, ETH,	0,5	60	5	5	55'000	6,8	74	66	248	58'800
Industrie-Neuanlage 90, ETH, Low NOx, Neuanlage 90, ETH,	0,5	30	5	5	55'000	6,8	44	66	248	58'800
Industrie-Neuanlage 90, ETH, Industrie-Low NOx 90, ETH,	0,5	50	5	5	55'000	6,8	64	66	248	58'800
Gas-Dampfturbinen-Kraftwerk, Genis 2.0	0,3	56	2,8	1,4	55'000	6,8	29	63	245	58'800
Erdöl										
Bestehende Anlage 87, ETH, Low NOx, Neuanlage 90, ETH,	67,5	50	6	1,5	74'000	102	115	44	16	82'400
Brennwertkessel 90, ETH, Industrie HEI-CH 90, ETH,	67,5	25	3,2	0,8	74'000	102	90	41	15	82'400
Industrie HS 90, ETH, 1) HS-Dampfturbinen-Kraftwerk, Genis 2.0 2)	67,5	25	3,2	0,8	74'000	102	90	41	15	82'400
1 MW 450	60	3,4	1,6	0,5	74'000	99	90	39	16	82'800
88	86	7,2	0,1	0,1	79'000	124	119	43	22	87'500
Holz										
Holzschnitzel feucht 90, GEMIS, 0,01 MW	50	100	150	150	-	62	207	182	156	9'150
WKK										
Gas-WKK 90, vorgelagerte Prozessstufen gem. GEMIS 2.0	0,1-0,5 MW	0,6	25	0,5	-	55'000	7	39	62	243
						-	13	25	7	8,4
										5'820

307FEUER.XLS, 1.12.

Tabelle 4-3: Emissionsfaktoren [kg/TJ Input] für verschiedene Systeme mit und ohne vorgelagerte Prozessstufen 1990
(Quellen : ETHZ, GEMIS 2.0, INFRAS Aug. 1991 / 1+2)

1) Ohne Hauchgaseentschweiterung

2) mit Hauchgaseentschweiterung

Mit Hilfe dieser Emissionsfaktoren, den vorne stehenden Emissionszuschlägen und den kalkulatorischen Energiepreiszuschlägen nach Endenergieträger können die kalkulatorischen Energiepreiszuschläge nach Energiesystem bestimmt werden. In der folgenden Tabelle werden für jedes Energiesystem drei aggregierte KEPZ ausgewiesen:

- 1) **KEPZ**, welche die externen Kosten von Treibhauseffekt/intertemporaler Verteilungsgerechtigkeit gemäss Schadenkostenkostenschätzung enthalten sowie die Schadenkosten der Luftverschmutzung und der Unfälle bei Transport und Lagerung von Öl und Gas. Bei den luftschadstoffbedingten externen Kosten werden die vorgelagerten Prozesse bei der Förderung, Umwandlung und beim Transport von Öl, Gas, Kohle etc. mitberücksichtigt (-> CH⁺).
- 2) **KEPZ**, welche die externen Kosten von Treibhauseffekt/intertemporaler Verteilungsgerechtigkeit gemäss Vermeidungskostenschätzung enthalten (konstante Zuschläge 1990-2025), 53 % der luftschadstoffbedingten KEPZ und die Zuschläge für Transport und Lagerung von Öl und Gas. Bei den luftschadstoffbedingten externen Kosten werden die vorgelagerten Prozesse bei der Förderung, Umwandlung und beim Transport von Öl, Gas, Kohle etc. mitberücksichtigt (-> CH⁺). Die CO₂-Reduktionsstrategie, welche der Schätzung der Vermeidungskosten des Treibhauseffektes zugrundeliegt, führt gleichzeitig zu einem Rückgang der Luftschatstoffemissionen. Deshalb werden nur 53 % der luftschadstoffbedingten KEPZ zum KEPZ_{tot-1} addiert.
- 3) **KEPZ**, welche nur die externen Kosten der Luftverschmutzung sowie des Transports, der Umwandlung und der Lagerung von Öl und Gas enthalten. Auch hier werden die immissionsbedingten KEPZ, welche die Emissionen der vorgelagerten Prozessstufen enthalten (CH⁺), verwendet. Die externen Kosten von Treibhauseffekt/intertemporaler Verteilungsqualität werden hier nicht in den KEPZ eingebaut.

Falls neue Energiesysteme tiefere Emissionsfaktoren aufweisen, können die KEPZ über eine Modifikation der Emissionsfaktoren jederzeit dem neuesten Stand angepasst werden.

Energiesystem/ Energieträger	Aktuelle End- Energie- Preise 92	Kalkulatorische Energiepreiszuschläge 1990		
		Schadenkosten (inkl. Treibhauseffekt) & inkl. vorgelagerte Prozesse	Schadenkosten, Vermeidungskosten Treibhauseffekt & inkl. vorgelagerte Prozesse	Schadenkosten, ohne externe Kosten Treib- hauseffekt & inkl. vorgelagerte Prozesse
Erdgas		[Rp./kWh]	[Rp./kWh]	[Rp./kWh]
Gebläse, Anlage 87, <1MW	5	1,4 - 27	3,4 - 5,1	0,4 - 0,8
Atmosphärisch 1987, <1MW	5	1,5 - 27	3,5 - 5,3	0,5 - 1,3
Gebläse, 1990, < 0,1MW	5	1,4 - 27	3,4 - 5,1	0,4 - 0,8
Atmosphärisch 90, <0,1MW	5	1,5 - 27	3,5 - 5,3	0,5 - 1,1
Low NOx 1990, > 0,1MW	5	1,3 - 27	3,4 - 5,0	0,3 - 0,6
Industrie-Anlage 90, >0,1MW	5	1,4 - 27	3,5 - 5,2	0,4 - 1,0
Erdöl		[Rp./kWh]	[Rp./kWh]	[Rp./kWh]
Bestehende Anlage 1987	3,5	2,5 - 39	4,9 - 7,8	1,2 - 2,7
Low NOx, Neuanlage 1990	3,5	2,4 - 38	4,9 - 7,6	1,0 - 2,4
Brennwertkessel 1990	3,5	2,4 - 38	4,9 - 7,6	1,0 - 2,4
Industrie HEL-CH 1990	3,5	2,4 - 38	4,9 - 7,6	1,0 - 2,3
Industrie HS 1990	1,7	4,6 - 44	6,0 - 10,3	3,2 - 7,6
Holz		[Rp./kWh]	[Rp./kWh]	[Rp./kWh]
Holzschnitzel feucht 1990	4,0	1,7 - 3,9	0,9 - 2,1 (*)	1,7 - 3,9
WKK		[Rp./kWh]	[Rp./kWh]	[Rp./kWh]
Gas-WKK 1990	5	1,3 - 27,0	3,4 - 5,1	0,3 - 0,8
Elektrizität		[Rp./kWh]	[Rp./kWh]	[Rp./kWh]
Laufkraftwerke				
Normalbetrieb		0,20 - 0,51	0,20 - 0,5	0,20 - 0,5
Speicherwerkwerke				
Normalbetrieb		0,50 - 1,4	0,50 - 1,4	0,50 - 1,4
Dampfturbinen-KW Heizöl S		6,7 - 98	12,5 - 19,8	3,2 - 7,5
Gas-Dampfturbinen-KW		3,7 - 68	8,5 - 12,7	1,2 - 2,9
Kernkraftwerke				
Normalbetrieb		0,33 - 3,3	0,6 - 1,4	0,2 - 0,5
Transport/Verteilung		0,02 - 0,05	0,02 - 0,05	0,02 - 0,05
Elektrizität Mix CH90-91				
ohne ext. Risikokosten	14,5	0,5 - 3,8	0,7 - 1,6	0,4 - 1,0

EZWERT2.XLS-3, 20.12.

*) Vermeidungskosten Treibhauseffekt --> das CO₂-Reduktionsszenario führt zu geringeren
Luftschadstoffemissionen und -kosten (- 47%)

Tabelle 4-4: **Kalkulatorische Energiepreiszuschläge (KEPZ) im Vergleich mit aktuellen Energiepreisen;** Angaben in Rp./kWh:

Drei Varianten von KEPZ, ohne Zuschläge zur Anlastung der externen Risikokosten von Unfällen bei der Elektrizitätserzeugung.

- KEPZ aufgrund von Schadenkosten des Treibhauseffektes und inkl. vorgelagerte Prozesse bei der Bereitstellung der Energieträger
- KEPZ aufgrund von Vermeidungskosten des Treibhauseffektes, inkl. vorgelagerte Prozesse; die Schadenkosten infolge der Luftverschmutzung werden vor der Addition um 47% reduziert, um der Verbrauchsreduktion der CO₂-Vermeidungsstrategie Rechnung zu tragen
- KEPZ ohne externe Kosten des Treibhauseffektes, inkl. vorgelagerte Prozesse der Energiebereitstellung

4.2 Problembereiche, Unsicherheiten

a) Ölunfälle

Die externen Kosten der Meeresverschmutzung können nur sehr pauschal abgeschätzt werden. Trotz grossem lokalem Schadenspotential sind die resultierenden externen Kosten pro Energieeinheit gering. Zurzeit bestehen Bestrebungen, den Versicherungsschutz und die Haftpflicht der Schiffseigner international zu erweitern. Daneben sollen in Zukunft auch sicherere und wieder weniger grosse Tanker gebaut werden.

Die Ölunfälle in der Schweiz sind bezüglich der externen Kosten ebenfalls fast vernachlässigbar. Ein Teil der Schäden wird von den Verursachern jeweils behoben und/oder über Versicherungsleistungen abgegolten.

Die Grobschätzung der externen Kosten von Ölunfällen stellt eine untere Kostengrenze dar. Bessere Schätzungen müssten auf einer Risikoanalyse über alle Umlade- und Grosstankanlagen sowie auf einer vertieften Auswertung der Kosten von Ölunfällen bei Transport und dezentraler Lagerung beruhen.

b) Gasunfälle

Bei Hochdruck-Gasanlagen besteht die Möglichkeit von Grossunfällen mit beträchtlichen externen Kosten. Auch bei der Niederdruckgasverteilung können solche Ereignisse im Falle einer unglücklichen Kumulation verschiedener Effekte auftreten. Die Risikoabschätzung bei Hochdruckanlagen war hier jedoch nur in einem konkreten Fall grob möglich. Umfassendere Schätzungen bedürfen einer systematischen Risikoanalyse über alle relevanten Anlagen in der Schweiz, wobei die lokalen Expositionenverhältnisse bei der Risikokalkulation berücksichtigt werden müssen. Die monetarisierbaren Effekte sind weitgehend durch Versicherungen abgedeckt und daher internalisiert, weshalb hier keine monetären externen Kosten ausgewiesen werden können.

c) Treibhauseffekt

■ Schätzung der Schadenkosten

Die Schätzung der Schadenkosten des Treibhauseffektes ist grundsätzlich problematisch:

- Der Treibhauseffekt wirkt global, seine Wirkungen aufgrund der erhöhten Treibhausgas-Emissionen treten aber stark verzögert auf. Über das Ausmass der zu erwartenden Klimaveränderungen und ihre Konsequenzen können erst relativ grobe Angaben gemacht werden, vor allem regional differenzierte Aussagen sind unsicher. Daher ist die Formulierung von Schadenszenarien als Grundlage einer Kostenschätzung mit grossen Unsicherheiten behaftet.
- Die Identifizierung künftiger Schäden sowie ihre Bewertung ist in dieser Situation äusserst problematisch. Neben den grossen Ungewissheiten, die mit den Schadenszenarien verbunden sind, stellen sich heikle Bewertungsprobleme, da die Schäden in den unterschiedlichsten Weltregionen und grösstenteils erst in relativ ferner Zu-

kunft auftreten werden (Frage der Diskontrate, der einkommenskompensierten Bewertung etc.).

- Die Treibhausproblematik generiert eine spezielle Risikosituation: Dass Klimaveränderungen auftreten werden, wird kaum mehr in Frage gestellt. Dagegen bestehen grosse Unsicherheiten beim zeitlichen Verlauf, beim Ausmass und bei der regionalen Verteilung der Folgewirkungen. Zudem sind die Wirkungen irreversibel. Unsicherheit und Irreversibilität in globalem Ausmass ergibt eine ganz spezielle Entscheidungssituation. Es geht nicht mehr darum, ein Optimum zwischen Schadenkosten und Vermeidungskosten zu finden. Wegen der Irreversibilität muss das Ausmass der zu erwartenden Veränderungen begrenzt werden, und zwar unter Berücksichtigung der bestehenden Ungewissheiten. Angesichts der erwähnten Schwierigkeiten bei der Schätzung von Schadenkosten empfiehlt sich die Schätzung von Vermeidungskosten, die entstehen, wenn die Auswirkungen des Treibhauseffektes auf ein noch abschätzbares Mass begrenzt werden sollen (d.h. wenn ein Emissionsziel gesetzt wird).

Die Übersicht über die zurzeit verfügbaren Schadenkostenschätzungen illustriert die erwähnten Schwierigkeiten: Die Schätzungen liegen in einer Bandbreite von unplausibel geringen Kosten bis zu riesigen (fast unendlichen) Kosten. Die Schätzungen sind nur schwer miteinander vergleichbar. Sie beziehen sich auf unterschiedliche Gebiete, Schadenszenarien, Schadensbereiche und Bewertungsansätze.

■ Schätzung der Vermeidungskosten

Die IPCC-Zielsetzung (Reduktion der CO₂-Emissionen im Jahr 2025 um 50 %) wird als Vorgabe verwendet, welche gewährleistet, dass die künftigen Folgen der Klimaveränderungen kein katastrophales Ausmass annehmen. Die Schätzung der Vermeidungskosten zur Einhaltung dieses Ziels dürfte eher konservativ sein (d.h. die Kosten tendenziell überschätzen, bzw. grössere Reduktionen ermöglichen): Die Kostenschätzungen basieren auf heute absehbaren Technologien und Preisen; in Zukunft wird eine CO₂-Reduktionsstrategie jedoch heute noch nicht abschätzbare Effizienzsteigerungen erlauben. Daneben stellt sich die Frage, ob für die Schweiz eine Reduktion der CO₂-Emissionen von 2025 um 50 % die effizienteste Möglichkeit darstellt, das IPCC-Ziel zu erreichen. Massnahmen bei den anderen wichtigen Treibhausgasen (Methan, N₂O) wären unter Umständen kostengünstiger (s. PSI, 1992). Auch wäre es denkbar, dass CO₂-Einsparungen in Ländern mit einem relativ grossen fossilen Energieeinsatz (z.B. fossile Stromproduktion im Ostblock) kostengünstiger realisierbar sind als in der Schweiz (-> Kauf bzw. Finanzierung von CO₂-Reduktionsmassnahmen im Ausland).

Die ermittelten Vermeidungskosten sind jedoch dann zu tief, wenn die IPCC-Zielsetzung bzw. das für die Schweiz abgeleitete Reduktionsziel nicht ausreicht. Im Sinne globaler Verteilungsgerechtigkeit wird von den Industrieländern zum Teil ein noch massiv höherer Reduktionsbeitrag gefordert (bis -80 % im Jahr 2050). Diese Forderung wird mit der massiv höheren Pro-Kopf-CO₂-Produktion der Industrieländer und ihren höheren CO₂-Emissionen in der Vergangenheit begründet. Zudem verstärkt ein unbremstes Bevölkerungswachstum in den Entwicklungsländern den Trend zu höheren Treibhausgas-Konzentrationen (Mehremission, Abforstungen etc.).

d) Intertemporale Gerechtigkeit bei der Nutzung fossiler Rohstoffe

Die mit der Nutzung des fossilen Energiekapitalstockes verbundene Gerechtigkeitsproblematik hat zwei Seiten: Der Konsum der Ressourcen stellt einen potentiellen Nutzenentzug für künftige Generationen dar. Zusätzlich verstärken die dabei entstehenden CO₂-Emissionen den Treibhauseffekt und erzeugen künftige Kosten infolge der dadurch ausgelösten Klimaveränderungen. Die Nutzung der fossilen Ressourcen ergibt also ein intertemporales Verteilungsproblem von Kosten und Nutzen und schafft zeitliche Externalitäten.

Die Ermittlung der externen Kosten kann beim Ressourcenkonsum oder bei den CO₂-Emissionen ansetzen. Wir erachten die Treibhausproblematik als drängender: Es ist gar nicht möglich, den gesamten fossilen Energiekapitalstock zu verbrauchen, ohne dass gravierende Klimaveränderungen mit unabsehbaren Folgen entstehen. Die CO₂-Vermeidungsstrategie führt gleichzeitig zu einer Schonung der fossilen Ressourcen bzw. zur Entwicklung von Backstop-Technologien, welche eine (teilweise) Emanzipation von den fossilen Rohstoffen erlauben. Die CO₂-Vermeidungsstrategie internalisiert somit die externen Kosten des Konsums des Energiekapitalstockes.

Die externen Kosten werden auch noch mit einem Ansatz abgeschätzt, welcher die zusätzlichen Kosten zur Entwicklung von Backstop-Technologien bis zum Versiegen der fossilen Ressourcen ermittelt. Dieser Berechnungsansatz weist jedoch noch grössere methodische Schwierigkeiten auf als die Ermittlung der Vermeidungskosten: Die Schätzung der Ressourcenreichweite ist höchst hypothetisch, der resultierende Beobachtungszeitraum mit über 100 Jahren für quantitative Aussagen zu lang, die damit verbundenen Prognoseprobleme werden zu gross (Technologie-, Preis-, Bevölkerungs-, Absatzentwicklung über 100 Jahre!). Die resultierenden Öl- und Gaspreiszuschläge von 1,4-2,5 Rp/kWh bei einer mittleren Reichweite von 115 Jahren (Öl und Gas) sind nicht unplausibel und in ihrer Größenordnung richtig (sie werden aber u.a. von der Wahl der Diskontrate massgeblich bestimmt).

e) Kalkulatorische Energiepreiszuschläge (KEPZ)

Die Ermittlung von kalkulatorischen Energiepreiszuschlägen aus den Schadkosten ist dann unproblematisch, wenn sich diese Kosten auf den Energieträgereinsatz beziehen. Bei den externen Kosten der Luftverschmutzung müssen die Kosten jedoch den Immissionen bzw. den diese verursachenden Emissionen zugerechnet werden. Das geschieht über sogenannte Emissionszuschläge (in Fr./kg Emission). Kalkulatorische Energiepreiszuschläge können danach nur für einzelne Systeme - nach Massgabe ihrer Schadstoffemissionen - ermittelt werden. Wir haben einige Systeme ausgewählt und die entsprechenden kalkulatorischen Energiepreiszuschläge berechnet. Andere Systeme, neue Anlagen mit tiefen spezifischen Schadstoffemissionen werden aber geringere kalkulatorische Energiepreiszuschläge erhalten (diese sind mit Angaben zu den spezifischen Emissionen des Systems, zur Betriebsweise und mit den Emissionszuschlägen leicht zu berechnen). Die Zurechnung der externen Kosten von 1990 kann somit für das einzelne System unter Berücksichtigung seiner spezifischen Emissionen erfolgen. Im Laufe der Zeit werden sich jedoch die Gesamtemissionen, die Anteile der einzelnen Schadstoffe und Verursacher an den Schäden sowie das Ausmass

der Schäden selbst verändern (technischer Fortschritt, veränderte Verbrauchsverhältnisse etc.). Dann müssen die externen Kosten neu geschätzt werden, wonach die Emissionszuschläge, die Zuschläge pro Energieträger und daher auch die kalkulatorischen Energiepreiszuschläge pro System angepasst werden müssen.

Grundsätzlich müssten die KEPZ aufgrund von Grenzkostenüberlegungen ermittelt werden: Der KEPZ entspricht dann den externen Kosten, den der Verbrauch einer zusätzlichen Energieeinheit bei optimaler Umweltqualität verursacht. Bei optimaler Umweltqualität entspricht der Nutzen zusätzlich konsumierter Energie gerade den dadurch verursachten (sozialen Grenz-)Kosten (= private + externe Grenzkosten).

In dieser Arbeit werden vorerst externe Gesamtkosten geschätzt. Bei den externen Kosten der Luftverschmutzung werden zumindest grob grenzkostenorientierte Emissions- und kalkulatorische Energiepreiszuschläge abgeleitet: Die externen Kosten der Luftverschmutzung werden nur denjenigen Emissionen angerechnet, welche über den Emissionszielwerten liegen.

Die externen Kosten der Ressourcennutzung entsprechen durchschnittlichen Kosten. Das vorhandene Wissen erlaubt unseres Erachtens keine sinnvolle Grenzkostenschätzung, bestehen doch schon bei der Abschätzung der externen Gesamtkosten sehr grosse Unsicherheiten.

Die externen Schadenkosten der Luftverschmutzung dürfen nicht unbesehen zu den über die Vermeidungskosten einer CO₂-Reduktionsstrategie abgeschätzten externen Kosten des Treibhauseffektes addiert werden. Vor der Addition muss berücksichtigt werden, dass die CO₂-Reduktionsstrategie auch die Immissionsbelastungen vermindert. Dadurch sinken die externen Kosten der Luftverschmutzung.

Literatur

- Barbir F., Veziroglu T.N., Plass H.J., "Environmental Damage Due to Fossil Fuels Use", Int. J. Hydrogen Energy, vol. 15, # 10, p. 739-749, 1990
- Basler und Hofmann, "Energiepotentiale und Energiesparkosten", Teile 1 + 2, im Auftrag des BEW, SÖEF-Berichte Nr. 5 und 6, Zürich/Bern, Feb. 1992
- Basler und Hofmann, "Rahmenbericht Flüssiggastankanlagen", Arbeitsgruppe Flüssiggastankanlagen, 1. Ausgabe, 11. Dezember 1992
- Bundesamt für Energiewirtschaft, "Schweizerische Gesamtenergiestatistik, Bern
- Bützer P., "Gefährdungsanalyse von Flüssiggas (Propan, Butan) und Erdgas, Grundlagen", Altstätten, Oktober 1988
- Clark R.B., "Kranke Meere? Verschmutzung und ihre Folgen", Spektrum Akademischer Verlag, Heidelberg, Berlin 1992
- CONCAWE, "Statusbericht über Fernleitungen in der Mineralölindustrie in Westeuropa", Report No. 4/92, Brüssel, November 1992
- CONCAWE, "Trends in Oil Discharged with Aqueous Effluents from Oil Refineries in Western Europe - 1990 Survey", Report No 1/92, Brussels, August 1992
- Ecoplan, "Externe Kosten im Agglomerationsverkehr - Fallbeispiel Region Bern", NFP "Stadt und Verkehr", Bericht Nr. 15B, Vorabzug, Bern, April 1992
- Enquête-Kommission, "Vorsorge zum Schutz der Erdamosphäre", Verlag C.F. Müller, Karlsruhe 1991
- Erdmann G., "Energieökonomik", 1992
- Erdöl-Vereinigung, "Geschäftsbericht 1990", Zürich 1991
- Eurogas, "Eurogas und die Erdgaswirtschaft in Europa", Brüssel 1991
- Ferguson R., "Environmental Cost of Energy Technologies", unveröff. mid term report aus Prognos, 1992, Bd. 4, Sept. 1990
- Friedl M., "Einbeziehung von Unfällen und Störfällen in die ökologische Bilanzierung von Energiesystemen", unveröffentlichte Semesterarbeit ETHZ, Gruppe Energie-Stoffe-Umwelt, Zürich, Februar 1993
- GEMIS, "Gesamt-Emissionsmodell integrierter Systeme", Version 2.0, Öko-Institut Darmstadt, GH Kassel Forschungsgruppe, im Auftrag des Hessischen Ministeriums für Umwelt, Energie und Bundesangelegenheiten, Darmstadt, Kassel, Oktober 1992
- GESAMP (Joint Group of Experts on the Scientific Aspects of Marine Pollution), "The State of the Marine Environment", Blackwell Oxford, 1990
- Glogger B., "Die Schweiz im Treibhaus", NZZ-Verlag, 1992

- Hohmeyer O., "Least Cost Planning und soziale Kosten", in: Hennicke P. (Hrsg.). "Den Wettbewerb im Energiesektor planen, least cost planning - ein neues Konzept zur Optimierung von Energiedienstleistungen", S. 105-135, Berlin 1991
- Hohmeyer O., "Adäquate Berücksichtigung der Erschöpfbarkeit nicht erneuerbarer Ressourcen", in: Prognos-Schriftenreihe Bd. 4, 1992
- Hohmeyer O., Gärtner M., "The Cost of Climate Change", Report to the EC-Commission, Fraunhofer Institut, Karlsruhe, July 1992
- INFRAS, "Der Treibhauseffekt und die Schweiz", im Auftrag der SGU, Zürich, Juni 1990
- INFRAS, "Externalitäten im Energiebereich", Vorstudie, Zürich, 6. Dezember 1990
- INFRAS, "CO₂-Perspektiven Verkehr", im Auftrag des BEW, Bern, Aug. 1992
- INFRAS, "Externe Kosten von Luftverschmutzung und staatlichen Leistungen im Wärmebereich", Teilbericht 1 des Projektes "Externe Kosten im Strom- und Wärmebereich", im Auftrag von BEW/BFK/AFB, Zürich, Oktober 1993
- INFRAS/IPSO, "Monetäre Bewertung des Treibhauseffektes durch individuelle Zahlungsbereitschaften", im Auftrag des BEW (SÖEF), in Arbeit, Zürich/Bern, ca. Jan. 1994
- Intergovernmental Panel on Climate Change, "Climate Change", 1990
- International Panel on Climate Change (IPCC), "Climate Change", 1991
- Koomey J., "Comparative Analysis of Monetary Estimates of External Costs Associated with Combustion of Fossil Fuels", Lawrence Berkeley Laboratory, LBL-28313, 1990
- Morgenstern R.D., "Towards a Comprehensive Approach to Global Climate Change Mitigation", in: The American Economic Review, 81(2), p. 140-145, 1991
- Nordhaus W.D., "A Sketch of the Economics of the Greenhouse Effect", in: The American Economic Review, 81(2), p. 146-150, 1991
- OECD, Cline W., "Global Warming - The Benefit of Emission Abatement", Paris 1992
- Ottinger R.L. et al, "Environmental Externality Costs from Electric Utility Operations", N.Y. State Energy Research and Development Authority and the US Dept. of Energy, Draft Final Report, Feb. 28, 1990 (aus: Prognos 1992, Bd. 4)
- Prognos, "Identifizierung und Internalisierung externer Kosten der Energieversorgung", im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft, Basel, Juni 1992
- Prognos, "Abschätzung der Schäden durch CO₂/CH₄-Akkumulation", im Auftrag des BMW, Prognos-Schriftenreihe "Identifizierung und Internalisierung externer Kosten der Energieversorgung", Bd. 4, Basel, April 1992
- Prognos, "Untersuchung der Substitutionsmöglichkeiten zur Reduktion der CO₂-Emissionen im Wärmesektor und Gesamtoptimierung einer CO₂-Strategie, im Auftrag des BEW, Basel, Aug. 1992
- PSI, Paul Scherrer Institut, "The Economics of Global Warming", Würenlingen, Okt. 1992

- SGZZ, St. Galler Zentrum für Zukunftsorschung, "Ein Szenario der Entwicklung der schweizerischen Volkswirtschaft", St. Gallen, Mai 1990
- Siebert H., "Ökonomische Theorie natürlicher Ressourcen", 1983
- SKS Ingenieure AG, "Sicherheit von Erdgashochdruckanlagen", Rahmenbericht; GVM, GVO, Zürich, 30. September 1991
- Swissgas, "Jahresbericht 1990", St. Gallen/Zürich 1991
- Tecova, "CO₂-Bilanzierung der Elektrizität unter Berücksichtigung des Aussenhandels", Wohlen 1992
- TISG, Technisches Inspektorat des Schweiz. Gasfaches, "Tätigkeitsbericht 1991", Zürich 1992
- Wagner R., "Wie teuer sind uns die fossilen Brennstoffe? - Ein interdisziplinärer Versuch", in: Zeitschr. f. Energiewirtschaft 1/1987
- W+G, Wüest + Gabathuler, "Gebäudepark Schweiz", im Auftrag des BEW, Zürich, Nov. 1991
- WSL, "Gutachten zur Wahl der Holzernteverfahren im Laubschwachholz im Forstkreis 1 Frick/AG", Gutachten Nr. 9, Birmensdorf, 11.9.1991
- Zittel W., Blandow V., "Abschätzung der Schäden durch CO₂/CH₄-Akkumulation", Prognos-Schriftenreihe Bd. 4, Basel, April 1992