Die schweizerische Elektrizitätserzeugung und deren ökologischer und sozialer Aspekt

Autor(en): **Friedrich, Giorgio**

Objekttyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association Suisse des Electriciens, de l'Association des Entreprises électriques suisses**

Band (Jahr): **85 (1994)**

Heft 22

PDF erstellt am: **28.05.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-902627

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.
Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.
Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Ein Dienst der *ETH-Bibliothek*
ETH Zürich, Rämistrasse 101, 8092 Zürich, Schweiz, www.library.ethz.ch

http://www.e-periodica.ch

Die nachfolgenden Überlegungen sollen im Grundsatz die Methodik der ökologischen und sozialen Bewertung des schweizerischen Kraftwerkparkes heute und in Zukunft (Winter 2025/26) am Beispiel der Versorgungsoptionen aufzeigen. Vereinfachend wird die CO_2-Belastung als ökologisches Kriterium in Form von Vermeidungskosten eingebracht. Die sozialen Folgekosten werden anhand der vom Brennstoffkreislauf induzierten Todesfälle abgeschätzt. Es zeigt sich, dass bei einer Internalisierung dieser Schadensfälle diese Kosten eigentlich vollumfänglich ins Ausland transferiert werden müssten, unabhängig von der Versorgungsoption. Andererseits wäre es schon mit dem heutigen Kraftwerkpark möglich, dass rund 1/6 der schweizerischen CO_2-Emission durch Nutzung der Fernwärme vermieden werden könnte. Die Möglichkeit der Eigenerzeugung mit Reaktoren der neuen Generation zeigt deutlich, dass in Kombination mit Fernwärmenetzen dies weit geringere soziale und ökologische Folgekosten verursachen würde als jede andere Import- bzw. Produktionsoption.

Die schweizerische Elektrizitätserzeugung und deren ökologischer und sozialer Aspekt

■ Giorgio Friedrich

1. Ausgewählte ökologische Aspekte zur Abschätzung der externen Effekte aus schweizerischer Sicht am Beispiel der Elektrizitätswirtschaft

1.1 Einleitung

Das immer stärker werdende ökologische Bewusstsein der Öffentlichkeit in den industrialisierten Ländern Europas und den USA wird nicht nur von den Medien aufgegriffen, sondern findet vermehrt in Wissenschaft, Politik und Wirtschaft in Entscheidungsprozessen Eingang.

Wirft man zunächst einen Blick auf die Resultate der beiden letzten Weltenergiekonferenzen (WEC 1989 und 1992), so wird klar, dass der weltweite Energieumsatz in den nächsten 50 Jahren mit Sicherheit um das Zwei- bis Dreifache zunehmen dürfte. Die Probleme, die sich daraus ergeben, betreffen weniger die Verfügbarkeit genügender Energieressourcen als vielmehr ökologische und soziale Aspekte, vor allem das CO_2-Problem, was im folgenden näher erläutert wird.

Der Hintergrund einer sich verschärfenden Umweltproblematik lässt sich gemäss dem Referenzszenario der Weltenergiekonferenz erahnen; man erwartet bis 2020 eine Zunahme des Primärenergieverbrauchs von 40% gegenüber 1990. Die Gründe hierfür liegen einerseits in einer gewaltigen Bevölkerungsvermehrung von zurzeit 5,5 Milliarden auf knapp 8 Milliarden im Jahre 2020. Andererseits steigt fatalerweise gleichzeitig der Energieverbrauch pro Kopf, vor allem in den Schwellen- und Entwicklungsländern, die auch den grössten Bevölkerungszuwachs verzeichnen. Die Multiplikation dieser beiden strategischen Bestimmungsfaktoren bestimmt praktisch die unaufhaltsame Zunahme des Primärenergieverbrauchs der Welt.

Adresse des Autors:
Dr. *G. Friedrich*, Nordostschweizerische Kraftwerke AG, 5401 Baden.

Landeserzeugung CH (ohne Importe)	1950	1975	1993	2000
Fossil (GWh)	0,5% 56	3,8% 1629	1,7% 1031	1% ?
Wasserkraft (GWh)	99,5% 12 191	79% 33 974	61,1% 363 253	60% ?
Kernenergie (GWh) Andere	0% –	17,2% 7391 ~ 0	37,2% 22 029 0% ?	39% ?
Anteil der Elektrizität am Endverbrauch (GWh)	8827 18,9%	28 903 16,95%	47 239 21%	60 000 ? <20% ?
Endverbrauch (GWh) (Stufe Konsument)	46 700	170 514	225 294	>300 000 ?

Tabelle 1 Energiemix des schweizerischen Kraftwerkparkes. Deutlich ersichtlich ist die geringe Bedeutung der fossilen Energieerzeugung. Die Bandenergie wird zum grössten Teil von Kernkraftwerken geliefert (siehe auch Bulletin SEV/VSE Nr. 8 und 12/1994)

Gleichzeitig ändert der prozentuale Anteil der fossilen Energieträger Erdöl, Kohle und Erdgas von heute rund drei Vierteln (1990: 76%) im Jahre 2020 nicht wesentlich (72%). In der Folge entwickelt sich auch die CO_2-Emission parallel dazu. Der Konflikt mit der Forderung nach einer Entschärfung der Treibhausgassituation ist damit vorprogrammiert.

Man spricht im Zusammenhang mit der Umweltverträglichkeit technischer Systeme für die «Gestaltungsenergie» zum Nutzen des Menschen von möglichst geringen ökologischen Belastungen (z. B. CO_2-Problem, Schwermetalle in Abwässer und Stäuben mit Einfluss auf die Gesundheit usw.). Diese Betrachtung gilt ganz besonders für all jene Prozesse der industrialisierten Gesellschaft, bei welchen grosse Stoffumsätze bzw. Umwandlungen betroffen sind. Hierbei spielt die Energieversorgung eine Schlüsselrolle, denn gerade die geordneten Stoffumsätze für die Güterherstellung werden erst durch den Energieeinsatz ermöglicht. Andererseits benötigt die komplex gewordene Gesellschaftsstruktur zur Aufrechterhaltung der lebensnotwendigen Ordnung ebenfalls Energie, meist in Form hoher Wertigkeit (Exergie), also Elektrizität, die 20% des Energieverbrauchs deckt; ohne Strom keine Informatik bzw. Dienstleistungen, die die hohe Organisationsform ermöglicht. Ein erträgliches Wohnklima wird erst durch die Bereitstellung der Raumwärme von 20 °C geschaffen, unabhängig von der klimatischen (geographischen) Situation. Die Regelung derselben, die Umwälzpumpe und die Ölpumpe werden aber elektrisch betrieben.

Dieser notwendig gewordene totale Energieumsatz bedingt jedoch ganz erhebliche Stoffströme in Form von Aushub- und Erzvolumen für die Rohstoffgewinnung: die hieraus gewonnenen Energieträger und das Transportvermögen je Zeiteinheit bestimmen die Versorgungsleistung. Hierbei ist immer daran zu denken, dass diese Güter und Energien von immer mehr Menschen nachgefragt werden, so dass die damit involvierten Stoffströme vorerst tendenziell in der nächsten Zukunft noch zunehmen werden. Alleine diese Betrachtung stellt uns alle vor ernstzunehmende Probleme (siehe z. B. WEC 1992 in Madrid).

Da aber bei jedem Wertschöpfungsprozess einer Volkswirtschaft ein Fluss an Energie, insbesondere der Elektrizität, notwendig ist, bestimmt der Energiemix massgeblich die Ökobilanz des Unternehmens bzw. des hergestellten Gutes; dies gilt namentlich auch für die Elektrizitätswirtschaft selbst. Bereits hier wird ersichtlich, wie vielfältig die sachgerechte Bilanzierung sein kann und wie stark abhängig die Ergebnisse von den gesetzten Systemgrenzen sind (vgl. auch Ökoinventare, 1994).

Im Rahmen marktwirtschaftlicher Konzepte können «externe Kosten» zur Lösung bzw. Entschärfung der Umweltproblematik eine massgebende Rolle spielen, indem sie internalisiert werden: eine Änderung der Umweltqualität wird handelbar gemacht. Gelingt es, aufgrund von Ökobilanzen diese Kosten real zu quantifizieren und in die Preise der Rohstoffe und Güter bzw. Dienstleistungen weltweit harmonisiert einzuschliessen, könnte über die Marktkräfte ein umweltgerechteres Verhalten des Kollektivs – der selbst betroffenen Gesellschaft – induziert werden.

Die Identifizierung der Effekte und die Abschätzung der externen Kosten ist deshalb eine wichtige Voraussetzung, weil dadurch die Güte der Investition von bisher wenig beachteten, alternativen Projekten und/oder Technologien auch in volkswirtschaftlicher und ökologischer Hinsicht umfassender bewertet werden kann.

Allerdings können auch wir Europäer uns der weltweiten Entwicklung bezüglich Energieverbrauchszunahme und deren Deckung vorwiegend durch fossile Energieträger nicht ganz verschliessen. Der Energieverbrauch steigt auch in unserem Land, ohne dass CO_2-freie Energieträger wie die Kernenergie in genügenden Mengen vorhanden wären und gefördert würden. Zum andern drängen die osteuropäischen Staaten und die Republiken der ehemaligen Sowjetunion auf den europäischen Energiemarkt und bieten grosse Mengen fossiler Energieträger zu günstigen Preisen an. Der Weg dazu wird durch die Europäische Energiecharta, die auch von der Schweiz unterzeichnet wurde, geebnet. Es lässt sich deshalb nicht verleugnen, dass – wenn wir es ernst meinen mit der Integration der jungen östlichen Demokratien – eine moderate Erhöhung der mittleren CO_2-Belastung sich kaum vermeiden lässt.

Für die vorliegende Betrachtung wird bewusst eine Einschränkung vorgenommen, ohne aber grundsätzlich die Methodik in Frage zu stellen. So wird im Kapitel 1.2 die spezifische Emission von CO_2 der Elektrizitätswirtschaft, im Kapitel 1.3 die gesundheitliche Beeinträchtigung anhand von ausgewählten Beispielen aufgrund der Brennstoffherstellung aufgezeigt und mit

Relativer Energiemix	Energieerzeugung in GW Jahr (100%)	Fossil	Kernenergie	Wasserkraft
USA (1989)	338 Kohle: 50,8%	71,5%	19%	9,1%
UCPTE (1991)	174 Kohle: 32,7%	46%	37,9 %	16,1%
CH-Landeserzeugung (1991)	6,4	2,4%	38,6%	59%
CH-Landesumsatz (1991)	9,14 (Kohle: 4,3%)	7,8%	49,4%	42,8%

Tabelle 2 Beispiel der relativen Zusammensetzung der Energieträger an der jährlichen Stromerzeugung für verschiedene Abgrenzungen des Kraftwerkparkes. Der Kohleanteil wird aus dem Brennstoffmix für den Westen (Gattinger, 1992) bestimmt und beträgt 71,1% der fossil eingesetzten Energieträger

den externen Kosten des Verkehrs (Teilaspekt) verglichen. Im Kapitel 1.4 wird der potentielle Beitrag der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft zur Verminderung des Treibhauseffektes besprochen und in Vermeidungskosten ausgedrückt. Im Kapitel 2 soll uns ein Ausblick in die nähere Zukunft über die ökologisch-sozialen Sachzwänge Aufschluss geben, in dem soziale Folgekosten bezüglich der Primärenergie im Winterhalbjahr 2025/26 in Abhängigkeit der Produktions- und Importoption abgeschätzt werden. Damit werden die Grundlagen zur Bewertung des schweizerischen Kraftwerkparkes angegeben. Eine erweiterte, verfeinerte Analyse ergäbe sich mit der Einbeziehung der eben neu erstellten Ökoinventare (P. Suter et al., 1994).

1.2 Die CO_2-Belastung der elektrischen kWh

Schon aus historischer Sicht lässt sich die energietechnische Zukunft der Schweiz gut herausarbeiten, denn bereits nach dem weitgehenden Ausbau der Wasserkräfte in den 60er Jahren wurde der «Ökosprung» von der Elektrizitätswirtschaft eingeläutet: der Weiterausbau des Kraftwerkparkes erfolgte direkt durch den Einsatz der Kernkraft. Es sind die geographischen und wirtschaftlichen Gründe, die damals den Verzicht auf die Kohlekraftwerke nahelegten (der Bundesrat empfahl 1963, aus Gründen des Umweltschutzes, der Versorgungssicherheit und der Wirtschaftlichkeit auf die Zwischenstufe ölbefeuerter Kraftwerke zu verzichten, siehe auch BR W. Spühler, 1964). Es erwies sich auch als folgerichtig, in einem dichtbesiedelten Mittelland auf grosse Emittenten zu verzichten. Nur deshalb ist es zu verstehen, dass der fossile Anteil insgesamt nur etwa 2% der Landeserzeugung ausmacht. Dieser Anteil wird auch in naher Zukunft nach 2000 praktisch unverändert bleiben: der schweizerische Kraftwerkpark gilt als ausgesprochen umweltfreundlich, siehe Tabelle 1 (vgl. auch K. Küffer, 1993).

Analysieren wir zunächst die Stromerzeugung der Schweiz, so sind, was die CO_2-Emissionen anbelangt, 98% der Stromerzeugung – nämlich knapp 40% aus Kernkraftwerken und rund 60% aus Wasserkraftwerken – von vornherein CO_2-frei (Tabelle 2).

Die auch heute noch fehlende Transportkapazität bzw. Infrastruktur für Kohle- und/oder Ölkraftwerke und der zu teure und geringe substantielle Beitrag des Weiterausbaus der Wasserkraft (da bereits zu rund 90% ausgebaut) lässt für die Schweiz grundsätzlich nur die folgenden drei Optionen der Energiebeschaffung offen. In der Reihenfolge ihrer wünschbaren ökologischen und wirtschaftlichen Potentiale: eigene Nuklearenergie, kombinierte Gas-Dampf-Kraftwerke (GuD-Prozess) ergänzt mit erneuerbaren Energien und Import von elektrischer Energie. Die näheren Hinweise folgen im 2. Kapitel.

Es sei an dieser Stelle der Vollständigkeit halber angemerkt, dass die bei der Gewinnung des Kernbrennstoffes notwendige fossile Energie insgesamt gut zwei Grössenordnungen geringere spezifische CO_2-Emissionen bewirkt als bei der fossil erzeugten Kilowattstunde. In der weiteren Betrachtung wird deshalb nur die CO_2-Emission am Kraftwerkstandort in Rechnung gestellt.

Grundsätzlich kann nun die fehlende Kraftwerksleistung durch Stromimporte aus ausländischen KKW oder fossilen Werken aus dem europäischen Raum (inkl. Osten) erfolgen, wie es zum Teil schon heute der Fall ist. Da ein grosser Teil der thermischen Erzeugung (KKW-Inland, KKW-Ausland, vor allem von Frankreich) und die Wasserkraft von vornherein CO_2-frei sind, werden somit durch ausländische Verträge gemäss dem Energiemix der jeweiligen Länder die Umweltbelastungen importiert.

So erhält man ein exaktes Abbild über das Ausmass der von der Schweiz vom Ausland importierten «fossilen Verschmutzung».

In Tabelle 3 wird die schweizerische Elektrizitätserzeugung mit Importen (Turnover, Umsatz) mit den Emissionen des fossilen Anteils des UCPTE-Netzes verglichen.

CO_2-Belastung	UCPTE (1991)	CH, Umsatz (1991)	CH, Landeserzeugung (1991)
Energieumsatz (Mio. kWh)	1 526 000	80 083	56 078
Äquivalente fossile Rohenergie (Mio. kWh)	1 966 000	17 376	3759
CO_2- Freisetzung (Mio. t)	570 (Westen: 790)	4,96	1,07
Spezifischer CO_2-Ausstoss (g/kWh)	370	62	18

Tabelle 3 Totaler und spezifischer CO_2-Ausstoss bezüglich der umgesetzten bzw. erzeugten elektrischen kWh für drei unterschiedliche Systemgrenzen (vgl. auch Gattinger, 1991)

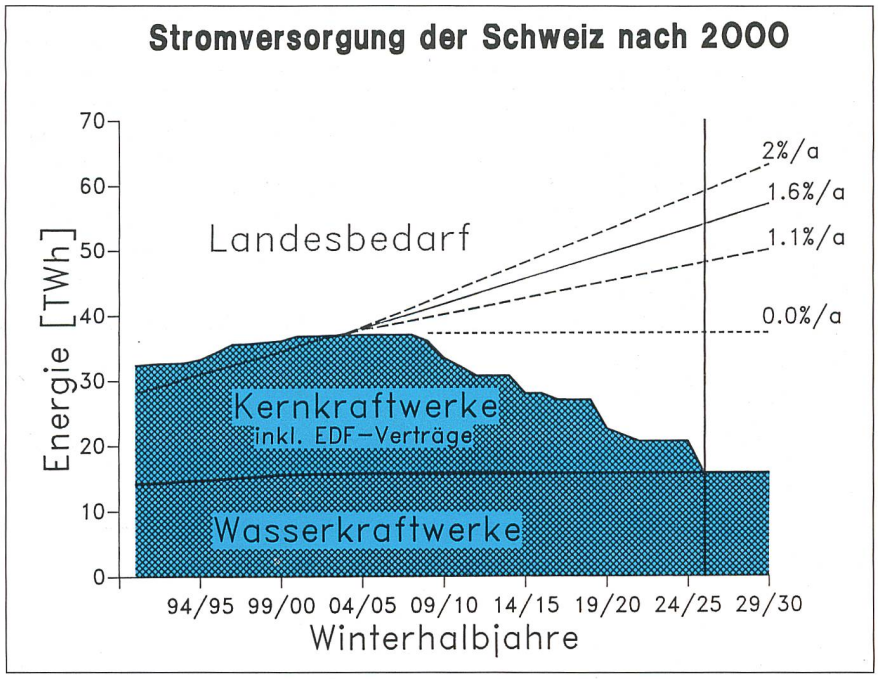

Bild 1 Die zeitliche Entwicklung des Deckungsbeitrages der in- und ausländischen Kernenergie, unter der Berücksichtigung der Werks- und Vertragslebensdauern. Im Vergleich dazu der hypothetische moderate Zuwachs des Energieverbrauchs im Winterhalbjahr als Annahme. Die Werklebensdauer in der Schweiz wird mit 40 Jahren eingesetzt

Der CO_2-Ausstoss für drei ausgewählte Gebiete (Tabelle 3) lag beispielsweise im Jahre 1991 für die Landeserzeugung bei 18 g/kWh, für die Schweiz (Umsatz) bei 62 g/kWh und für die UCPTE bei 370 g CO_2 je umgesetzte Kilowattstunde. Durch den Tschechienvertrag (etwa 630 GWh) wird sich für die nächsten zehn Jahre der gesamtschweizerische CO_2-Ausstoss angesichts auch nur dieser geringen Energiemenge bereits um 4 Gramm auf rund 66 g CO_2 je kWh erhöhen.

Diese kleine Ökobilanz bezüglich des CO_2 zeigt deutlich, dass trotz zusätzlichen Stromimporten – der grösste Teil davon stammt ohnehin aus Kernkraftwerken – die Beschaffung der «schweizerischen» Kilowattstunde im europäischen Vergleich mit einem Minimum an CO_2-Ausstoss auskommt: die Emission liegt immer noch sechsmal tiefer als das UCPTE-Mittel von etwa 370 g/kWh$_e$. Eine verstärkte Importtätigkeit, als offene Option der Energiebeschaffung, hätte also bei wenig verändertem europäischen Kraftwerkpark eine deutliche Zunahme der CO_2-Emission in der Schweiz zur Folge. Die Importoption müsste demzufolge aus Umweltschutzgründen mit grösster Vorsicht verfolgt werden (siehe Kapitel 2).

1.3 Die sozialen Folgekosten der Schweizer Energieversorgung

Durch Erweiterung der marktwirtschaftlichen Spielregeln erhält der Einbezug der «externen Kosten», die sich auch in Form von Gesundheitskosten niederschlagen, als Folge einer verminderten Umweltqualität eine immer grösser werdende Bedeutung.

So werden in diesem Abschnitt die gesundheitlichen Auswirkungen der für die Stromerzeugung eingesetzten Energieträger, am Beispiel der Kohle und des Urans, herausgegriffen. Die nachfolgenden Überlegungen zeigen, das die bis anhin sozialisierten Kosten sich einer Internalisierung zuführen lassen, in dem die elektrische Energie um diese Kosten verteuert bzw. belastet wird.

Es sei aber auch darauf hingewiesen, dass der Einsatz der Energie in Form der Elektrizität, verbunden mit hoher Technologie gerade im Gesundheitswesen, gewisse diagnostische Möglichkeiten und Therapien erst ermöglicht. Ebenso wäre ohne Elektrizität die Wasserdesinfektion durch Ozonisatoren und der Betrieb von Kläranlagen kaum möglich; der Endverbraucher erfährt durch die Anwendung einen weit über den Energieinhalt hinausgehenden, besonderen Dienstleistungswert. Der allzeitigen Elektrizitätsversorgung kann somit auch ein nicht abgegoltener volkswirtschaftlicher Nutzen zugeordnet werden. Es wäre denkbar, dass für die erwähnten Funktionen im Notfall sogar höhere Kosten als die «volkswirtschaftlichen Grenzkosten» der Elektrizität von etwa 6 Fr./kWh aufgewendet würden.

Ansatz und Annahmen

Der Ansatz zur Eingrenzung der gesundheitlichen Folgen durch die Energieversorgung basiert auf dem «Bericht des Rates für wissenschaftliche Angelegenheiten der American Medical Association über gesundheitliche Aspekte der Kernenergie». In diesem Bericht wird getrennt nach Kohle und Kernkraft die gesundheitliche Beeinträchtigung des Brennstoffkreislaufs nach den Kategorien «Krankheit und Verletzte» und nach der «Sterblichkeit» aufgeführt. Aus den dort angegebenen Werten für einzelne Aktivitäten/Prozesse werden Mittelwerte bestimmt. Die dortigen Angaben beziehen sich auf die brennstoffbezogenen Ereignisse pro GW Jahr in den USA, aufgrund des Brennstoffkreislaufs für die Elektrizitätserzeugung. Aus UNO-Angaben von 1989 (UN Vol. XXXV) wurde der Energiemix für die USA abgeleitet und in der Tabelle 2 mit den schweizerischen Verhältnissen verglichen. Die hier ermittelten und verwendeten spezifischen Schadensfälle für Kernkraftwerke und Kohlekraftwerke stimmen gut mit den Angaben von Fritzsche (1989) überein, so dass von einer Konsistenz der Datensätze ausgegangen werden kann.

Auswertung

Um die gesundheitliche Beeinträchtigung, welche durch die Bereitstellung der elektrischen Energie bzw. durch den Stoffkreislauf hervorgerufen wird, abzuschätzen, müssen nun die brennstoffbezogenen Mittelwerte mit dem relativen Anteil des schweizerischen Energiemixes (Tabelle 2) in Relation gesetzt werden.

Die Ergebnisse dieser Betrachtung werden in den Tabellen 4–6 zusammengefasst. So werden in Tabelle 4 die Ereignisse der Kategorie «Krankheit und Verletzte» pro erzeugte Energieeinheit für verschiedene Abgrenzungen des Kraftwerkparkes angegeben. In Tabelle 5 sind die Todesfälle pro Energieeinheit des entsprechenden Kraftwerkparkes und die totalen Ereignisse aufgeführt, deren sozialen Kosten abgeschätzt werden. In der Tabelle 6 sind die induzierten Schadensfälle bei der Elektrizitätserzeugung den Schadensfällen bei der Erbringung der privaten Mobilitätsleistung (Strassenverkehr) gegenübergestellt.

Für die Kategorie der «Verletzten» in der Schweiz erhält man für den Energieträger Kohle eine rund zwölfmal geringere spezifische Schadenshäufigkeit pro umgesetzte kWh$_e$ als in den USA, was in bezug auf den Umsatz von 9,14 GW Jahr rund 133 Schadensfälle ausmacht.

Für den Fall der Kernenergie erhält man mehr als die doppelte Anzahl der energiespezifischen Schadensfälle, da in der Schweiz rund 45% der Energieerzeugung mit Kernenergie gedeckt wird, im Vergleich zu den USA mit rund 19% Kernenergieanteil.

In Tabelle 4 fällt weiter deutlich auf, dass die Schweiz ohne die Importe praktisch nur durch die eigene Kernenergieerzeugung etwa zur Hälfte zu den totalen Schadensfällen beiträgt, während die Fälle auf Kosten der Kohle nicht mehr in Erscheinung treten.

Bei der Sterblichkeit in Tabelle 5 ist zu bemerken, dass die energiespezifischen Schadensfälle, ähnlich wie in Tabelle 4, bei der Kernenergie um den Faktor 20 geringer ausfallen. Diese auf den ersten Blick unerwartete Tatsache kann aber im wesentlichen auf die weit höhere Energiedichte des

Erkrankungen und Verletzungen (Schadensfälle)	bedingt durch den Kohleeinsatz: Personen/GW Jahr(e)	bedingt durch den Kernbrennstoffkreislauf: Personen/GW Jahr(e)
Medical Report USA Spezifischer Schaden bezüglich Brennstoff	337	21,16
USA (1989) 2 957 193 GWh = 338 GW/Jahr	171	4
CH (Turnover 1991) 80 083 GWh = 9,14 GW/Jahr	14,5 total Personen: 133	10,4 total Personen: 95
CH (1991), Erzeugung 56 078 GWh = 6,4 GW/Jahr	~0	8,2 total Personen: 52

Tabelle 4 Beispiel der Anzahl Ereignisse «Krankheit und Verletzte» pro Energieeinheit für verschiedene Abgrenzungen des Kraftwerkparkes. Der Kohleanteil wird aus dem Brennstoffmix für den Westen (Gattinger, 1991) bestimmt und beträgt 71,1% der fossil eingesetzten Energieträger

Sterblichkeit (Schadensfälle)	bedingt durch den Kohleeinsatz: Todesfälle/GW Jahr(e)	bedingt durch den Kernbrennstoffkreislauf: Todesfälle/GW Jahr(e)
Medical Report USA (1989) Spez. Schaden, brennstoffbezogen	21,6	1,08
USA (1989) 2 957 193 GWh = 338 GW/Jahr	10,98 total: 3711 Todesfälle	0,2 total: 68
CH (1991) Umsatz 80 083 GWh = 9,14 GW/Jahr	0,94 total: 8,52	0,53 total: 4,9
CH (1991), Erzeugung 56 078 GWh = 6,4 GW/Jahr	~0	0,42 total 2,7

Tabelle 5 Beispiel der Anzahl Ereignisse «Sterblichkeit» pro Energieeinheit für verschiedene Abgrenzungen des Kraftwerkparkes. Der Kohleanteil wird aus dem Brennstoffmix für den Westen (Gattinger, 1991) bestimmt und beträgt 71,1% der fossil eingesetzten Energieträger

Kernbrennstoffes zurückgeführt werden, obwohl dessen Aufarbeitung verfahrenstechnisch unvergleichlich viel komplexer ausfällt als bei der Kohlegewinnung. Dieser Sachverhalt weist auf einen über alles gesehenen geringeren Stoffumsatz/Energieeinheit hin.

Weiter lässt sich feststellen, dass durch den hohen Nuklearanteil in der Schweiz – inklusive den Importen – die Schadensfälle der Sterblichkeit trotzdem beinahe um die Hälfte kleiner ausfallen als bei der Erzeugung aus dem Kohleanteil, obwohl der Kohleanteil nur ungefähr 4,3% des Umsatzes ausmacht. Bezüglich der schweizerischen Landeserzeugung entfallen rund die Hälfte dieser Sterblichkeitsfälle auf den Brennstoff-Kreislauf für die eigenen Kernkraftwerke.

Der Ansatz einer Monetarisierung

In diesem Abschnitt wird der Schritt der Monetarisierung aufgezeigt, so dass die vorhergehenden berechneten Schadensfälle beim Normalbetrieb der Kraftwerke einer wirtschaftlichen Bilanzierung zugeführt werden können. Aus methodischen Gründen werden die Todesfälle aufgrund des Brennstoff-Kreislaufs näher untersucht, weil hier europaweit eher eine Einigung festzustellen ist (Lochard, 1994). In bezug auf eine einheitliche Kostenermittlung von hospitalisierten Personen sind noch grössere Forschungsanstrengungen erforderlich. Diese Kostenart kann hier deshalb nicht in den Ergebnissen berücksichtigt werden.

Es sind nun zwei Ansätze erwähnenswert, die je nach Standpunkt und Untersuchungsgegenstand bei der Festlegung von externen Kosten angewendet werden:

- Human-Capital-Methode
- Hedonistische Preisanalyse

Bei der ersten Methode wird angenommen, dass durch den vorzeitigen Tod im Mittel 20 Arbeitsjahre vorzeitig verloren gehen. Mit einem repräsentativen Jahreseinkommen von 59 000 Schweizer Franken ergibt sich der monetarisierte Wert der Sterblichkeit zu 1,18 Mio. Schweizer Franken.

Beim hedonistischen Ansatz, der vor allem in den USA Anwendung findet, geht man von der Zahlungsbereitschaft bzw. von den Lohnzuschüssen bei höherem eingegangenem Risiko aus; meist wird mit einem Mittelwert von 4 Mio. $ (5,5 Mio. sFr.) gerechnet, siehe dazu auch den Prognosbericht «Die externen Kosten der Energieversorgung», Masuhr et al., 1992. Für neuere Studien innerhalb der EU wird mit einem Wert von 2,6 Mio. Ecu gerechnet, so dass umgerechnet etwa 4,5 Mio. Schweizer Franken für einen Todesfall eingesetzt werden können (Lochard, 1994). Für alle weiteren Betrachtungen wird mit diesem «Referenzwert» gerechnet. Es muss aber beachtet werden, dass versicherungstechnisch der Todesfall in der Schweiz individuell abgerechnet wird. Die Auszahlungen hängen stark von sozialen Pflichten, Stand und Alter ab und können gut bis Faktor 100 auseinanderliegen.

Wird nun als Anhaltspunkt der letztere Kostenansatz zur Berechnung des Preisaufschlages der kWh_e (bezogen auf die Landeserzeugung) verwendet, so bewegt sich für die Schweiz dieser Kostenanteil zwischen 0,022 (ohne Import) bis 0,028 Rp./kWh_e, was den spezifischen internalisierten Kosten der nuklearbedingten Sterbefälle entspricht.

Der Kostenanteil, bedingt durch den Kohlestrom, machen 0,048 Rp./kWh_e aus, so dass die totalen, spezifischen internalisierten Kosten der Sterbefälle bezüglich der Elektrizitätswirtschaft mit 0,076 Rp./kWh_e angesetzt werden können.

Die Tatsache aber, dass doch grössere Mengen elektrischer Energie zur Bewirtschaftung des Kraftwerkparkes importiert werden, die fossil erzeugt sind, lässt die Ereignisse aufgrund des auch nur relativ geringen Kohleanteils stark ansteigen (signifikant beim Schweizer Umsatz). Weiter stellt man fest, dass die Schadensfälle bei der Nuklearenergie um gut 1/3 geringer sind, verglichen mit den Fällen aufgrund des Kohleumsatzes. Diese Tatsache ist nicht unerwartet, sind doch die Schadensfälle bei der Kernenergie (ohne Schadensfall während des Betriebes mit Austritt von Radionukliden, bei geringer Wahrscheinlichkeit) vor allen Dingen auf den Bergbau und den Transport zurückzuführen.

Zusammenfassend ist zu bemerken, dass das hier errechnete Schadensausmass für die Schweiz vor allem durch die Erzeugungsstruktur des Auslandes bedingt wird (Energiemix, Bergbau, Transport, Aufbereitung). Dieser Umstand gilt sowohl für den importierten Kohlestrom als auch für die importierten Brennelemente. Deshalb kann man sinngemäss von einem Import von Schadensfällen sprechen, denn durch die Energienutzung im eigenen Land dürfte der Anteil nur noch einen schwer berechenbaren Bruchteil ausmachen. Konsequenterweise hätte dies ein Export der internalisierten Kosten zur Folge. In dieser Betrachtung sind auch keine Grossunfälle seitens des Betreibers miteingeschlossen (vgl. auch Conrad, 1993); es wird also der Normalbetrieb der Kraftwerke vorausgesetzt (für probabilistische Untersuchungen sei auf die Arbeit von Hirschberg et al. [1994] vom PSI verwiesen. In dieser Arbeit wer-

Strassenverkehr und Energieversorgung	Verletzte pro Jahr	Sterbefälle pro Jahr
CH (1991) Strassenverkehr Einwohner: 6,87 Mio.	28 240	860
CH Umsatz (1991), Teil Kohlenutzung	133	8,5
CH Umsatz (1991), Teil Kernkraft	95	4,9

Tabelle 6 Vergleich der Schadensfälle der Elektrizitätswirtschaft (Brennstoffkreislauf) und des Strassenverkehrs bezüglich der Schweiz. Für die Verletzten erhält man für die Elektrizitätswirtschaft als Anhaltspunkt 0,34–0,47%, für die Todesfälle einen Anteil von etwa 0,57–1%, verglichen mit den Schadensfällen im Strassenverkehr

den auch auslegungsüberschreitende Störfälle analysiert und Kosten ermittelt).

Vergleich mit dem Strassenverkehr

Um diese importierten Schadensfälle in ihrer Grössenordnung besser einordnen zu können, soll exemplarisch das allgemein akzeptierte direkte Schadensausmass eines anderen Wirtschaftssektors, nämlich des Strassenverkehrs der Schweiz, angesehen werden. In Tabelle 6 werden die gleichen Schadenskategorien aus der Kohle- und Kernenergienutzung den Personenschäden aufgrund des individuellen Mobilitätsanspruches gegenübergestellt.

Die hier angegebenen Werte beziehen sich pro Kalenderjahr. Die Zahlen sind sehr eindrücklich und verbergen ein grosses Leid. Sie fallen eindeutig zuungunsten des Strassenverkehrs (als Teilaspekt) aus, wobei hier die externen Effekte aufgrund der Brennstoffherstellung nicht einbezogen worden sind.

Es werden auf den Schweizer Strassen jährlich über 200mal mehr Menschen verletzt als durch den indirekten Einsatz von Kohle für die schweizerische Stromwirtschaft. Durch den Individualverkehr werden gar rund 300mal mehr Leute verletzt, als durch den Kernbrennstoff-Kreislauf bedingt werden.

Die Sterbefälle, bedingt durch den Import der Energieträger, fallen mehr als 60mal geringer aus.

Wird der gleiche Ansatz der Monetarisierung verwendet und auf den Treibstoff umgelegt, so müsste ein Mehrpreis von 58 Rp./l (= 6,53 Rp./kWh_{th}) einkalkuliert werden.

Angesichts dieser vorliegenden Bilanz ist die polarisierte Meinungsbildung in Fragen der Energiepolitik – was die Elektrizitätswirtschaft betrifft – kaum verständlich. Hier wird das irrationale Verhalten der Gesellschaft offenkundig, wobei angenommen werden muss, dass unmittelbare partikuläre, kurzfristige Interessen weitaus grössere politische Prioritäten haben, als eine fundierte Risikoabwägung bei übergeordneten gesellschaftsrelevanten Sachproblemen bezüglich einer gesicherten Landesversorgung. Zur Basis der Konsensfindung findet man einen ordnungspolitischen Hinweis im Umweltschutzgesetz vom 7. Oktober 1983 (Stand 1. Oktober 1991) und im Raumplanungsgesetz vom 22. Juni 1979, wo die Versorgung des Landes (sinngemäss auch mit Elektrizität) wirtschaftlich sichergestellt werden soll.

Eine nur angenähert zuverlässige Kostenabschätzung der Schadensfälle (zur Internalisierung der gesundheitlichen Beeinträchtigung, «Krankheit und Verletzte») ist zum gegenwärtigen Zeitpunkt wegen der stark unterschiedlichen nationalen Gesundheitssysteme schwer durchführbar, dies gilt besonders auch für die monetäre Bewertung des menschlichen Lebens, bei der die Höhe und Dauer der Lohnfortzahlung, Krankengeldbeiträge, Produktionsausfall usw. einen massgeblichen Einfluss hat. Schon die Angaben pro Todesfall schwanken zwischen 0,3 Mio. $ bis 13 Mio. $. Trotz dieser vorliegenden Mängel ist es aus Konsensgründen vertretbar, für den letzteren Fall mit dem angegebenen Ecu-Wert – als Richtgrösse – zu arbeiten.

Aus der aufgezeigten Problematik der sozialen Folgekosten geht aber hervor, dass im Falle der Elektrizitätserzeugung im Gegensatz zum Strassenverkehr diese Kosten bei einer zukünftigen Erfassung oder Abgeltung in erster Linie ins Ausland transferiert werden müssten. Diese Überlegungen anhand der aufgezeigten Schadensfälle zeigen ganz deutlich, dass die Bestimmung der Systemgrenzen für die ganzheitliche Betrachtung von grösster Bedeutung ist, um Fehlinterpretationen bzw. Fehlschlüsse vermeiden zu können.

Brennstoffeigenschaften	Kohlenstoffgehalt	Heizwert (unterer Wert)	CO_2 pro umgesetzte Energie
Steinkohle (Braunkohle)	74,4% (24,9%)	29,2 MJ/kg (8,2 MJ/kg)	93,15 (111) kg CO_2/GJ
Heizöl el.	85,9%	42,7 MJ/kg	73,6 kg CO_2/GJ
Erdgas	CH_4-Gehalt: 84% Vol.	~50 MJ/kg	55,7 kg CO_2/GJ
Wasserstoff	0%	~120 MJ/kg	

Tabelle 7 Kohlenstoffgehalt und spezifischer CO_2-Ausstoss verschiedener Brennstoffe (vgl. auch Birnbaum und Wagner, 1991)

1.4 Der Beitrag der Elektrizitätswirtschaft zur Verbesserung der schweizerischen CO_2-Bilanz

Der mögliche Beitrag der Elektrizitätswirtschaft zur Verringerung der ökologischen Auswirkungen wird nun am Beispiel der Abwärmenutzung und des Erdgaseinsatzes näher erläutert. Die Ergebnisse haben orientierenden Charakter, sie können aber als spekulatives Potential angesehen werden.

a) Gemäss den nachfolgenden Überlegungen hätte die schweizerische Elektrizitätswirtschaft durchaus die Möglichkeit, den Schadstoffhaushalt der gesamten Energiewirtschaft wesentlich zu entlasten. Vor allem könnte der Erdölanteil in der Schweiz, welcher zu 64% am Endenergieverbrauch beteiligt ist, durch die verstärkte systematische Nutzung der Abwärme aus den fünf KKW markant gesenkt werden, denn fast die Hälfte (46%) des Erdöls wird zu Heizzwecken verwendet.

Wird nun dieser Teil ins Verhältnis zum Endenergieverbrauch der Schweiz gesetzt, so erhält man für die Heizzwecke aus Öl knapp 30% des Endenergiebedarfes. Zählt man noch den Gasanteil hinzu, welcher mit 9,6% am Endverbrauch partizipiert, wovon 41% die Haushalte beanspruchen (es wird hier angenommen, dass der Kochanteil gering ist), so erhält man rund 33% des Endenergiebedarfes nur für Heizzwecke, die somit von fossilen Energieträgern gedeckt werden.

Die fünf Kernreaktoren der Schweiz (Gesamtleistung 2930 MW), die mit 38,6% an der Landeserzeugung von 56 078 GWh (brutto, 1991) beteiligt sind, könnten nun vermehrt zur Abwärmenutzung herangezogen werden. Der Elektrizitätsverbrauch ist mit 20,7% (47 586 GWh = 171 310 TJ) am Endverbrauch beteiligt, das heisst also, dass rund 8% des Energiebedarfes mit Kernenergie abgedeckt werden. Geht man als Annahme für die Berechnung des Substitutionspotentials von diesem Kernenergieanteil aus (thermischer Wirkungsgrad rund 1/3, Abwärmenutzung 60% im Winter), so erhielte man einen Beitrag von rund 10% des Endenergiebedarfes, der durch Ersatz des Heizöls zur Deckung des Wärmebedarfes eingesetzt werden könnte.

Diese Abschätzung zeigt auf, dass bereits mit der vorhandenen Infrastruktur des Kraftwerkparkes gut ein Drittel der heutigen fossilen Heizwärme substituiert werden könnte, was einer äquivalenten Einsparung von 2 Mio. t Heizöl mit einer verhinderten Emission von rund 6 Mio. t CO_2 entspricht (15% der gesamten schweizerischen CO_2-Emission [40 Mio. t aus Heizung, Verkehr und Zementherstellung]).

Werden nach Seifritz (1992) die Entsorgungskosten inkl. Endlagerung des CO_2 mit 50 DM/t (rund 50 Fr./t) modellhaft in Rechnung gestellt, so würden immerhin 300 Mio. Schweizer Franken jährlich eingespart werden. Die Aussenhandelsbilanz würde um etwa 550 Mio. Schweizer

Franken entlastet, da das Heizöl (rund 274 sFr./t, CH-Grenze) nicht importiert werden müsste. Die direkte ökologische Belastung könnte ohne Komforteinbusse stark vermindert werden. Unter diesem Gesichtspunkt wäre die Nutzung der Fernwärme, sogar der Weiterausbau der Kernkraft, wünschenswert. Geographisch ausgeschiedene Konsumenten könnten durch den Einsatz von Wärmepumpen den CO_2-Ausstoss am Verbraucherstandort vollständig vermeiden.

b) Sollte es aber aus Akzeptanzgründen doch nicht möglich sein, den Kernenergieanteil stark zu steigern, so wäre der verstärkte Erdgaseinsatz unter der Voraussetzung von geringsten Leitungsverlusten als Übergangslösung in Betracht zu ziehen, wobei an Kombi-Kraftwerke (GuD) gedacht wird. Als erleichternder Faktor ist das bereits vorhandene Pipelinesystem zu nennen, wobei auch die Einspeisung in verflüssigter Form (LNG) erfolgen kann.

Frankreich, der grösste europäische LNG-Importeur mit über 9 Mrd. m^3, ist ein Beispiel. Ebenso wäre der Grundstein gelegt für eine potentielle Wasserstoffwirtschaft.

Die ökologischen Eckwerte der Energieträger Kohle, Öl, Erdgas und Wasserstoff sind in der Tabelle 7 zusammengestellt.

Hierbei fällt auf, dass der spezifische CO_2-Ausstoss beim Erdgas am geringsten ist, da der an der Energieausbeute beteiligte Kohlenstoffanteil (CO_2) bedeutend kleiner ist als bei den andern fossilen Energieträgern und die Energie vor allem von der Wasserstoffreaktion bestimmt wird.

Am Beispiel der Tabelle 7 lässt sich die Priorität bei der Substitution leicht erkennen: Kohle, Öl, Erdgas, Methan, Wasserstoff. Es sind ausser der Wirtschaftlichkeit (Gewinnbarkeit) vor allem zwei Faktoren zu berücksichtigen:

- der prozentuale Kohlenstoffgehalt und
- der spezifische Energieinhalt.

Im Falle des Erdgases wird der ökologische Aspekt etwas ausgeleuchtet.

Die Bedeutung des Erdgases

Aufgrund des geringen Kohlenstoffanteils des Erdgases (bzw. Methans, Tabelle 7) wird bei der energetischen Nutzung nur die Hälfte des CO_2 im Vergleich zur Kohle emittiert: 480 g/kWh$_e$ beim Erdgas, 960 g/kWh$_e$ bei der Kohle (vgl. Cap, 1992). Immerhin steht aber mittelfristig im Kombikraftwerk (GuD) auf Erdgasbasis ein thermischer Wirkungsgrad von rund 52% in Aussicht, was verglichen mit einem Kohledampfkraftwerk eine fast um 60% tiefere CO_2-Emission zur Folge hätte (Randa, 1992). Als weiteren Vorteil ist das gute Handling zu nennen; da vorwiegend leitungsgebunden, können die Investitionen für den Bau der Speicheranlagen beim Verbraucher eingespart werden, zudem vereinfacht sich der Brennstoffeinsatz im Kraftwerk selbst (Wegfall der Kohlevergasung).

Der Energieträger «Erdgas» hat jedoch eigenschaftsbezogene Vorbehalte aufzuweisen (Zittel, 1993). Es kann angenommen werden, dass aus ökologischen Gründen der Verbrauch stark ansteigen wird. Eine Euroelec-Studie vom Dezember 1992 rechnet mit der höchsten Zunahme von Energieträgern im Erdgasgeschäft (+20%, 2000), so dass mit einer kleineren Ausbeutezeit (etwa 60 Jahre) zu rechnen ist. Ein weiterer Nachteil liegt in der Voraussetzung einer weiträumigen Infrastruktur, da das Erdgas leitungsgebunden zum Verbraucher hin transportiert wird und damit nur eine geringe Speicherbarkeit aufweist. Andererseits gilt der Gasbestandteil CH4 (Methan) ebenfalls als Treibhausgas, denn es ist rund 20mal effektiver als CO_2 und trägt heute schon bei einer Konzentration von 1,72 ppmv (CO_2 353 ppmv) etwa mit 15–20% zum Treibhauseffekt bei, so dass aus diesem Grunde das Leitungsnetz eine kleine Leckrate aufweisen muss. Die Zuwachsrate des Methangehaltes wird mit 0,9% pro Jahr angegeben, wobei die Nutzung der fossilen Energie zu etwa 20% beiträgt (Schönwiese, 1992, Eichenberger, 1992).

Temporär steht das Erdgas im Vordergrund für eine Substitution vor allem von Erdöl. Es gilt jedoch den beschränkten Zeithorizont der Verfügbarkeit zu günstigen Preisen im Auge zu behalten. Zudem ist auf geringe Leckraten zu achten, ansonsten die geringere spezifische CO_2-Emission nicht ökologisch zum Tragen kommt. Der Vorteil liegt im sauberen Handling (Pipeline) und in der Möglichkeit, mit entsprechenden Anpassungen (Dichtigkeit, Materialversprödung) bei technischer Reife die Wasserstoffwirtschaft einführen zu können (Eichert und Fischer, 1992).

Verwendete Annahmen

- Brennstoffgewichtete CO_2-Emission (Westen): 285 g/kWh (thermisch); 71,11% Kohleanteil, 11,11% Erdgasanteil.
- Brennstoffgewichtete CO_2-Emission (Osten): 242 g/kWh (thermisch); 38% Kohleanteil, 36% Erdgasanteil (für Brennstoffmix, siehe Gattinger, 1992).
- Nettowirkungsgrad: Westen 35,7%, Osten 32,8% (Gattinger, 1992).

2. Die Bewertung des Kraftwerkparkes mit Hilfe der ökologischen und sozialen Folgekosten

Aufgrund der bisherigen Betrachtungen der ökologischen und sozialen Belastungen sind für die weitere Zukunft ausgewogene strategische Überlegungen der Energiebeschaffung von besonderer Wichtigkeit. Wie die Tabelle 1 deutlich macht, sind gut 40% des Elektrizitätsverbrauchs oder 8% des gesamten Energieverbrauchs aus nuklearer Erzeugung. Dieser Maschinenpark unterliegt naturgemäss – wie jedes technische System auch – einer natürlichen, beschränkten Lebensdauer. In Bild 1 sind nun für die Deckung des Winterhalbjahresverbrauchs nicht nur die Werklebensdauern, sondern auch die zeitlich limitierten Lieferverträge mit der EDF – welche grundsätzlich ebenfalls von der Werklebensdauer beeinflusst sind – zugrunde gelegt. So wird nach dem Jahre 2000 die Möglichkeit einer Unterdeckung immer wahrscheinlicher; gerade im Winterhalbjahr sind wir aber auf diese Energie angewiesen, da dort der Dekkungsbeitrag der Wasserkraftwerke klimabedingt geringer ist als im Sommer (Winter 92/93: 52%; Sommer 93: 67,5%).

Die Kompensation durch vollständigen Import könnte technisch und wirtschaftlich immer schwieriger werden, und dies aus folgenden Gründen: Der Zubau von Kraftwerkskapazitäten aus Kernenergie in Europa verlangsamt sich aus politischen Gründen stark, auch macht sich eine hartnäckige Rezession bemerkbar. Zwar werden nicht nur in Frankreich, sondern auch in den Zentralländern vereinzelt Kernkraftwerke ans Netz angeschlossen, was ihnen die Stilllegung fossiler Kraftwerke erlaubt, wie zum Beispiel in Tschechien. Der Schweiz müsste wieder langfristig ein Import von Nuklearstrom, bei gleichzeitigem Verzicht auf eigene Werke, zugestanden werden. Diese Haltung müsste auch öffentlich klar vertreten werden, und dies in einem sich rasch veränderlichen, politisch erschwerendem Umfeld.

Bei völligem nuklearen Verzicht könnte der so fehlende schweizerische Nuklearstrom über den Import aus dem UCPTE-Netz erfolgen, mit dem Nachteil aber, dass diese importierte kWh doch stark CO_2-belastet ist (370 g/kWh). Abgesehen davon wäre eine Erhöhung der Transportkapazität des Hochspannungsnetzes an den Grenzübergängen (Westschweiz) unumgänglich. In beiden Fällen des Importes (Tabellen 8 und 9) würde die schweizerische Handelsbilanz negativ belastet, was volkswirtschaftlich unerwünscht ist.

Beschaffungsoption Winter 92/93: 12,85 TWh, 1,467 GW Jahr	CO_2-Emission (Mio. t/Winter) (CO_2-Belastung der kWh)	Vermeidungskosten 50 sFr./t CO_2 (ohne Steuern) (Mio. sFr.)	Soziale Folgekosten Todesfälle (ohne Grossunfälle) (Mio. sFr.)
Heutige Produktion	0,524 (19 g/kWh)	26,2	6,56 (fossil) 7,14 (nuklear) total 13,7
Ersetzt mit UCPTE-Mix	4,64 (167 g/kWh)	232	59 (alle Energieträger)
Ersetzt mit Kohle* η = 35,7%	12,1 (435 g/kWh)	604	143
Ersetzt mit Öl (GuD) η = 50% (245 g/kWh)	6,81	341	85
Ersetzt mit Gas (GuD) η = 50% (186 g/kWh)	5,15	258	7

* Ersetzte Energie mit Kohle: 1,5 GW/Jahr: 506 Fälle Krankheit und Verletzte, 32 Todesfälle pro Winterhalbjahr (soziale Folgekosten).

Tabelle 8 Die CO_2-Emission im Winterhalbjahr bei teilweisem oder ganzem Ersatz der nuklear erzeugten Energie mit fossilen Energieträgern und die Zahlungen in Schweizer Franken für deren Vermeidungskosten und sozialen Folgekosten pro Winterhalbjahr. Die Vermeidungskosten ergeben sich aus den Entsorgungskosten des CO_2

Eine Abnahme des Stromkonsums um den nuklearen Teil von 52% (Winter) ist ohne massive, eingreifende Massnahmen und ohne grosse Einbusse der jetzigen Wohlfahrt und der wirtschaftlichen Aktivität kaum denkbar. Zudem ist anzunehmen, dass der Ausbau des Umweltschutzes und der Ökologisierung der Wirtschaft eher ein vermehrter Einsatz der Elektrizität erfordert. Gleiches gilt für die potentiellen Exportländer, so dass ihr längerfristiges Exportpotential mit Recht vorsichtig einzuschätzen ist. Man bedenke, dass die gegenwärtige Stromversorgung und damit ihre Zuverlässigkeit als eine der wesentlichsten Bedingungen für die Erwirtschaftung des BSP gilt; die volkswirtschaftliche Bedeutung in der Schweiz kann etwa daran gemessen werden, dass der Stromverbrauch von etwa 50 TWh ein BSP von rund 300 Milliarden Franken zu erwirtschaften erlaubt, was einem mittleren Gleichwert von 6 Fr./kWh entspricht.

2.1 Die heutige mögliche Auswirkung der fossil befeuerten Kraftwerke

Es bleibt, den hypothetischen Ersatz der sich abzeichnenden fehlenden Kraftwerksleistung durch fossil befeuerte Kraftwerke in der Schweiz näher anzusehen. In diesem Falle wird die Handelsbilanz noch um den importierten fossilen Brennstoff belastet. Vor allem wird aber der direkte schweizerische CO_2-Ausstoss ganz erheblich erhöht: eine diesbezügliche Umweltverträglichkeit kann kaum nachgewiesen werden und wäre politisch ein höchst fragwürdiges Unterfangen, wie die nachfolgenden Überlegungen und Abschätzungen zeigen.

Vereinfachend soll die Substitutionskonsequenz anhand der Energiebetrachtung im Winterhalbjahr genauer beleuchtet werden. Es soll aber darauf aufmerksam gemacht werden, dass der Leistungsimport viel markanter ausfallen kann, als die integrale Analyse es hier vermuten lässt; im Januar kann der Energieimport bis 500 GWh ausmachen; diese Energiemenge kann typischerweise während wenigen Stunden und an wenigen Tagen nachgefragt werden, was zu einer akuten Leistungsunterdeckung der Schweiz führen kann (dies bewirkt grosse Leistungsimporte).

Der Tabelle 8 liegen die Verfügbarkeiten der schweizerischen Kernkraftwerke im Winterhalbjahr 92/93 von 99% mit 2980 MW totaler Leistung zugrunde, was der produzierten Energie von 12,799 TWh entspricht (Energiestatistik 1994). Dazu kommt noch ein Importsaldo von 0,055 TWh (aus Konjunktur- und Witterungsgründen ist dieser Anteil glücklicherweise klein ausgefallen).

Wird nun der gesamte schweizerische Nuklearteil (inkl. saisonaler Nettoimport) von 12,85 TWh mit dem UCPTE-Mix (45,2% thermisch, 38,8% nuklear, 16,1% hydraulisch, 1992) ersetzt, so entspräche dies mit einem angenommenen thermischen Wirkungsgrad von 35,7% (Gattinger, 1991) einer thermischen fossilen Rohenergie von 16,27 TWh. Dies würde einen Ausstoss von 4,64 Mio. t CO_2 bewirken. Tabelle 8 gibt Auskunft über die CO_2-Belastung, die Vermeidungskosten und die mittelbaren sozialen Kosten in Abhängigkeit der Importoption bzw. der Erzeugungsart im Winterhalbjahr 1992/93.

Im Falle der reinen Kohleverbrennung als Ersatz der heutigen Kernkraft in der Schweiz mit 93,15 kg CO_2/GJ (thermisch) würde sich der Ausstoss im Winterhalbjahr auf 12,1 Mio. t CO_2 einstellen, was bereits näherungsweise gut 1/3 der jährlichen, heutigen CO_2-Produktion in unserem Lande entspricht.

Eine markante Reduktion des CO_2-Ausstosses um gut die Hälfte erhielte man bei der thermischen Produktion in der Schweiz auf der Basis des GuD-Prozesses.

Beschaffungsoption für Winterhalbjahr 2025/26: 32,36 TWh = 3,69 GW Jahr	CO_2-Emission in Mio. t/Winter (CO_2-Belastung der kWh)	Vermeidungskosten 50 sFr./t CO_2 (ohne Steuern) (Mio. sFr.)	Soziale Folgekosten (ohne Grossunfälle) (Mio. sFr.)
Ersetzt mit UCPTE-Mix	11,69 (244 g/kWh)	584	fossil und nuklear: 147
Fehlende Energie ersetzt mit Kohle, η = 35,7%	30,39 (633 g/kWh)	1519	359
Fehlende Energie ersetzt mit Öl (GuD), η = 50%	17,15 (357 g/kWh)	858	215
Fehlende Energie ersetzt mit Gas (GuD), η = 50%	12,98 (270 g/kWh)	649	14
CH-Kernkraft + 2,23 GW/Jahr aus UCPTE	7,05 (147 g/kWh)	353	96

Tabelle 9 Ökologische und soziale Folgekosten der möglichen Energieversorgungsoptionen im Winterhalbjahr 2025/26. Die Ereignisse pro GW/Jahr für Öl und Gas sind aus Fritzsche (1989) entnommen und dem GuD-Wirkungsgrad von 0,5 angepasst worden. Die Grossunfälle sind hier nicht berücksichtigt. Der Bedarf beträgt bei jährlicher Zunahme von 1,1% rund 48 TWh, die fehlende Energieerzeugung macht alleine schon 32,36 TWh (= 3,69 GW/Jahr) aus.

Trotzdem wird in der Tabelle 8 deutlich, dass die vermeintliche fossile Eigenproduktion der elektrischen kWh nicht so umweltverträglich realisiert werden kann. Allerdings könnte eine geringfügige Entlastung durch die Fernwärmenutzung entstehen, die aber bei der nuklearen Erzeugung viel markanter ausfällt. Auch mit modernster Technologie im Gas-Kombi-Prozess wird der CO_2-Ausstoss pro kWh immer noch rund um den Faktor 9 höher ausfallen, als mit dem heutigen Kraftwerkspark – inklusive der nuklearen Erzeugung – insgesamt verursacht wird.

2.2 Zukünftige mögliche Auswirkung der fossil befeuerten Kraftwerke

Verlegen wir den Betrachtungszeitraum auf das Winterhalbjahr 2025/26, so zeigt sich in der Tabelle 9 die ökologisch-soziale Auswirkung noch viel dramatischer, besonders im Hinblick auf die Vermeidungs- und die sozialen Folgekosten. Bei diesen Berechnungen gilt die Annahme der geringen Zuwachsrate von 1,1%/Jahr, so dass die Energienachfrage 48 TWh (= 5,5 GW Jahr) im Winterhalbjahr 2025/26 beträgt, in dem gemäss Bild 1 aufgrund der Lebensdauer von Werken und Verträgen – nach Ablauf der 40jährigen Betriebsdauer des Werkes Leibstadt – der nukleare Anteil von 32,36 TWh fehlen wird. Diese fehlende Energie könnte nun durch die hypothetische Beschaffungsoption aus dem UCPTE-Netz – bei angenommenem unverändertem Energiemix – ersetzt oder durch fossile Eigenproduktion bereitgestellt werden. Mit dieser Annahme lassen sich die CO_2-Emissionen und die externen sozialen Kosten abschätzen.

Interessant ist nun die Erkenntnis, dass die Eigenerzeugung mit Gas im GuD-Prozess kaum höhere CO_2-Emissionswerte liefert, verglichen mit der UCPTE-Importoption, jedoch aber geringere soziale Kosten, solange kein Grossunfall eintritt. Jedoch ist bei diesen grossen Energiemengen an eine gewichtige resultierende Abhängigkeit gegenüber dem Ausland (z.B. den GUS-Staaten) erkennbar. Die beschränkten längerfristigen Ressourcen und die schlechte Umweltverträglichkeit des Methans können die vermeintlichen Vorteile ebenfalls stark einschränken.

Die höchsten Kosten von beinahe 1,9 Milliarden Schweizer Franken/Winterhalbjahr ergeben sich durch den Einsatz der Kohle mit sehr hoher Beeinträchtigung der Wohlfahrt. Trotz grossen Ressourcen (China) sollte man sich gemäss der obigen Erkenntnis nicht zu stark auf diese fossile Energieerzeugung abstützen.

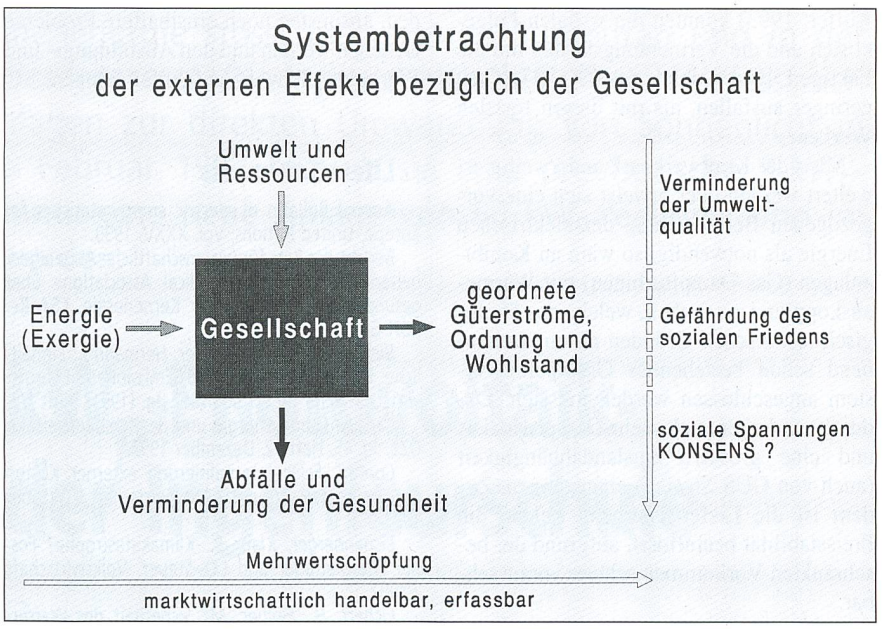

Bild 2 Systemtechnische Verknüpfung der ökologischen und sozialen Auswirkungen der Energietechnik auf die Gesellschaft

Vergleicht man die gesamten Kosten in Tabelle 9, so fällt erstaunlicherweise der Unterschied zwischen dem Import aus dem UCPTE-Netz und der Eigenerzeugung mit Gas bezüglich der CO_2- Emission und den Folgekosten nicht gross aus. Hier müsste also als weiteres Kriterium der Gestehungspreis der kWh und die Versorgungssicherheit näher untersucht werden. Die Verfügbarkeit der eigenen elektrischen Produktion muss nicht zwangsläufig höher sein, da das Erdgas über Pipelines auch importiert werden muss; leitungsgebundene Energievektoren sind aber strukturell immer auf Störungen jeglicher Art anfälliger.

In der letzten Zeile der Tabelle 9 wird angenommen, dass die schweizerischen Kernkraftwerke durch neue Werke gleicher Leistung ersetzt werden, so dass nur noch 19,51 TWh fremd beschafft werden müssten. Die Folgekosten ergeben sich zum Beispiel aus dem gewählten UCPTE-Mix. Die sozialen UCPTE-Folgekosten machen 92,6% aus. Werden die Vermeidungskosten mitberücksichtigt, so lassen sich gar 98,4% der Kosten alleine auf den Import zurückführen. Die durch die schweizerischen Kernkraftwerke bedingten sozialen Folgekosten fallen mit 7,14 Millionen Schweizer Franken vergleichsweise gering aus.

Die vorgestellten Ergebnisse zeigen aber immerhin deutlich, dass die eigene nukleare Erzeugung im Falle eines Weiterausbaus die weit geringsten Folgekosten aufweisen würde, als jede andere Import- bzw. Produktionsoption. Auch würde der fossilbedingte CO_2-Ausstoss gänzlich wegfallen und damit auch die CO_2-Vermeidungskosten in der Höhe von 649 Millionen Schweizer Franken im Falle des GuD-Gaskraftwerkes. Die Folgekosten der Kernkraft (Tabelle 4) können mit rund 18 Millionen Schweizer Franken im Winterhalbjahr 2025/26 angegeben werden und fallen in die gleiche Grössenordnung (etwa 14 Millionen Schweizer Franken) wie bei einem gasbefeuerten Kraftwerk im GuD-Prozess.

3. Schlussfolgerung

Die Option des einzuschlagenden Weges für die schweizerische Energieversorgung nach dem Jahre 2000 kann aufgrund der bereits historischen Konzeptentscheide der 60er Jahre (Verzicht auf fossile Kraftwerke, stattdessen Kernkraftwerke) und aus den anstehenden ökologischen Problemen bzw. Sachzwängen, verständlich abgeleitet werden.

Es liesse sich in einem ersten ökologischen Schritt grossflächig die Abwärme der schon bestehenden Kernkraftwerke nutzen, so dass fast 1/3 der fossilen Energie für Heizzwecke mit der CO_2-freien Fernwärme substituiert werden könnte. Dies würde 300 Millionen Schweizer Franken an virtuellen jährlichen CO_2-Vermeidungskosten bedeuten, die direkte CO_2-Emission der Schweiz liesse sich um 15% verringern. Dies wäre bereits heute eine wirklich greifende Massnahme.

Nach dem Ablauf des zehnjährigen Moratoriums, also zu Beginn des nächsten Jahrhunderts, kann in der Schweiz an neue (CO_2-freie) fortschrittliche Kraftwerke gedacht werden. Im Falle von Kernkraftanlagen (einer neuen Generation, siehe auch

Küffer, 1993) könnten die sozialen Folgekosten und die Vermeidungskosten um die Faktoren 104 (Kohle), 60 (Öl), 37 (Gas) geringer ausfallen, als mit diesen fossilen Werken.

Muss der Kraftwerkpark anderweitig erweitert werden oder erweist sich eine vorgezogenen Bereitstellung der elektrischen Energie als notwendig, so wäre an Kombianlagen (Gas-Dampfturbinen) mit Wärmeauskopplung zu denken, welche aus ökologisch-technischen Gründen an ein weitgehend schon bestehendes Gaspipeline-System angeschlossen werden müssten. Dadurch wird aber auch mehr CO_2 produziert und eine grössere Auslandabhängigkeit (auch von GUS-Staaten) eingegangen. Zudem ist die Liefersicherheit, welche die Preisstabilität beeinflusst, aufgrund der beschränkten Vorkommen schwer voraussehbar.

Wohl könnte diese letzte Ausbauvariante den Weg in eine zukünftige Wasserstoffwirtschaft erleichtern. Ob markant mehr Strom in die Schweiz importiert werden müsste oder das Wasserstoffgas (z. B. von Norwegen oder von Kanada), bleibe vorderhand dahingestellt.

Die angedeuteten Auswirkungen der Eigenerzeugung (mit Reaktoren der neuen Generation) zeigen klar, dass in Kombination mit Fernwärmenetzen diese Option dem Import von elektrischer Energie und der fossilen Eigenerzeugung wenn immer möglich aus ökologisch-sozialen Gründen vorzuziehen ist.

Mit dieser auch vereinfachten Untersuchung soll letztlich aufgezeigt werden, dass die Auswirkungen verschiedenster energietechnischer Optionen ausgewogen und systemtechnisch objektiv formulierbar sind. Die hierbei gewonnenen Erkenntnisse sollen gemäss ihrer realen gesellschaftlichen Bedeutung in die politischen Entscheidungsprozesse einfliessen und zu einem breitabgestützten Konsens aller beteiligten Kreise führen. Das geordnete physikalische Zusammenspiel und die historisch gewachsenen Strukturen gemäss Bild 2 können nicht unbesehen über Bord geworfen werden, ansonsten noch ernsthaftere Probleme anstehen werden und den Ausbildungs- und Werkplatz Schweiz gefährden können.

Literaturhinweis

Annual Bulletin of electric energy statistics for Europe, United Nations, Vol. XXXV, 1990.

Bericht des Rats für wissenschaftliche Angelegenheiten der «American Medical Association» über gesundheitliche Aspekte der Kernenergie, CSA Report G (1–88).

Birnbaum, Karl U., Wagner, Hermann-J.: Einheitliche Berechnungen von CO_2-Emissionen. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 42. Jg. (1991), Heft 1/2.

Cap, F.: Graue Energie und der Treibhauseffekt. ÖZE, Jg. 45, Heft 12, Dezember 1992.

Conrad, Felix: Internalisierung externer Kosten der Energieversorgung. Atomwirtschaft, Oktober 1993.

Eichenberger, Klaus B.: Klimakatastrophe? Fossile Energieträger und CO_2-Steuer. Volkswirtschaft 2/1992.

Eichert, H., Fischer, M.: Sicherheit der Wasserstoff-Energietechnik. VGB Kraftwerkstechnik 72 (1992), Heft 4.

Fritzsche, Andreas F.: Gesundheitsrisiken von Energieversorgungssystemen. Verlag TUV Rheinland GmbH, Köln (1989).

Gattinger, Matthias u. a.: Stromerzeugung und Stromverbrauch – Verbundnetze. Siemens Aktiengesellschaft (1991).

Hirschberg, Stefan und *Cazzoli, E.*: Contribution of severe accidents to external costs of nuclear power. ENS Topical Meeting on PSA/PRA and severe Accidents, 17.–20. April, 1994 in Ljubljana, Slovenia.

Küffer, Kurt: Low Environmental Impact: Swiss Power generation. International Symposium by OECD and Oak Ridge National Lab. on Power Generation Choices, September 1993, Washington D.C.

Lochard, Jacques: The external costs of the nuclearfuel cycle. SGK-Seminar vom 20. Mai 1994 an der ETH Zürich.

Suter, Peter et al. (1994): Ökoinventare zur Beurteilung von Energiesystemen, und Tagung vom 8. September 1994 an der ETH zum gleichnamigen Thema, Herausgeber ENET.

Randa, Konrad: Allgemeine Übersicht über Kombiprozesse mit Schwerpunkt der bei ABB vorliegenden Erfahrungen. e&i, 109. Jg. (1992), Heft 7/8.

Schönwiese, Christian-D.: Neue klimadiagnostische Forschungsergebnisse zum «Treibhauseffekt». Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 42. Jg. (1992), Heft 11.

Schweizerische Energiestatistik aus Bulletin SEV/VSE 8(+12)/1992, Zürich, 24. April 1992, 83. Jahrgang.

Seifritz, Walter: Zur Begriffsbestimmung CO_2-entsorgter fossiler Kraftwerke. BWK Bd. 44 (1992) Nr. 6, Juni.

Spühler, Willy, Bundesrat: «Unmittelbar auf Atomkraftwerke zu steuern». Abgedrucktes Referat in «Steckdose 25 Jahre KKB», Sonderausgabe August 1994, NOK.

Masuhr, Klaus P., Wolff, H., Keppler, J.: Die externen Kosten der Energieversorgung. Prognos, Schäffer-Pöschel-Verlag Stuttgart (1992).

Taschenstatistik der Schweiz, 1992 und 1993. Bundesamt für Statistik, Bern/Schweiz.

Zittel, Werner: Umweltauswirkungen der Erdgasnutzung. Energie, Jg. 45, Nr. 5, Mai 1993.

La production suisse d'électricité et ses aspects écologiques et sociaux

Les considérations ci-après ont pour objectif de mettre en évidence les méthodes de l'évaluation écologique et sociale du parc des centrales suisses aujourd'hui et à l'avenir (hiver 2025/26). L'impact des émissions de CO_2 est introduit de manière simplifiée en tant que critère écologique sous la forme de coûts à éviter. Les coûts sociaux sont estimés sur la base des décès liés au cycle du combustible. Il ressort que, dans le cas d'une internalisation de ces décès, ces coûts devraient être déplacés intégralement à l'étranger, indépendamment de l'option d'approvisionnement. D'autre part, le parc de centrales actuel permettrait d'éviter un sixième des émissions de CO_2 suisses si l'on utilisait la chaleur à distance!

Il apparaît nettement qu'une production nationale moyennant des réacteurs de la nouvelle génération, combinée à des réseaux de chaleur à distance, entraînerait des coûts sociaux et écologiques nettement plus faibles que toute autre option d'importation et de production.