

Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association suisse des électriciens, de l'Association des entreprises électriques suisses

Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen

Band: 71 (1980)

Heft: 20

Artikel: Kritische Betrachtungen zur Grenzkostentarifizierung

Autor: Mutzner, J.

DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-905290>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

Download PDF: 05.04.2026

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

vivons. Plus personne n'a le droit d'ignorer que les ressources mondiales sont limitées, que les hydrocarbures deviendront plus rares et chers, le charbon, trop polluant, plus difficilement utilisable. La grande insouciance, longtemps justifiée par des progrès uniques depuis la venue du Christ, est devenue inadmissible. Une profonde mutation s'impose, comportant un *frein volontaire*, une modération réfléchie, l'«*aurea mediocritas*» que le poète Horace sut chanter. L'enjeu énergétique me paraît dépendre maintenant d'une préoccupation morale, qui était bien passée de mode. Elle comporte beaucoup d'égards pour nos ressources moins abondantes, pour notre environnement, pour les générations futures. Notre attitude personnelle conditionnera l'acceptation des réglementations et des renoncements qui deviendront justifiés.

L'effort d'adaptation qui s'impose a aussi un aspect positif. L'effort donne un sens à la vie; nous lui trouverons un goût tonique s'il nous épargne les soucis d'un monde où l'énergie deviendrait trop rare, ou encore la souffrance de devenir un pays satellite dans la grisaille du paradis communiste.

Bibliographie

- [1] *Th. de Montbrial*: L'énergie, le compte à rebours. Rapport au Club de Rome 1978. Ed. J-C Lattès.
- [2] Dr. *Günter Keiser*: Die Energiekrise und die Strategien der Energiesicherung, Verlag Vahlen, 1979.
- [3] Health Evaluation of Energy Generating Sources; Report of the council on scientific affairs. Report C (A-78) American Medical Association. Texte disponible chez F. Bugnion, 1299 Crans, Vd, (9 p., fr 1.-).
- [4] *H. Inhaber*: Risk of Energy Production, AECB 1119, Commission de Contrôle de l'Energie Atomique, Ottawa, CP 1046.
- [5] *Eric Ellen*, chef du Service de sécurité et d'hygiène au BIT, Dans le nucléaire, une sécurité exemplaire (et) Un million de travailleurs dans le nucléaire. Tribune de Genève, 20. 8. 1976.
- [6] *Hamilton et Manne*: Les diverses sources d'énergie. Leur coût pour la santé ... Bulletin AIEA, nov. 1978.
- [7] Risques biologiques comparés de polluants chimiques et des rayonnements ionisants, Bulletin AIEA, N° 3, 1978.
- [8] Das Basler Energie-Dilemma, Aargauer Volksblatt, 22. 3. 80.
- [9] Bâle-Ville pourra-t-elle se passer du nucléaire? Ingénieurs et architectes Suisses, 10. 7. 80, page 195.
- [10] A l'assemblée de la CVE, par *J.-Ph. Ch.*, Gazette de Lausanne, 11. 6. 80.
- [11] Le ralentissement des programmes nucléaires inquiète l'OCDE, Gazette de Lausanne, 5-6. 7. 80.

Adresse de l'auteur

F. Bugnion, ing. SIA, 1299 Crans VD.

Kritische Betrachtungen zur Grenzkostentarifizierung

Von J. Mutzner

Die Grenzkostenrechnung kann für betriebswirtschaftliche Fragestellungen wertvolle Dienste leisten. Problematisch ist jedoch die Anwendung dieser Methode zur Durchsetzung betriebsfremder Zielsetzungen, wie dies in letzter Zeit von gewissen Kreisen unter dem Deckmantel der wissenschaftlichen Verbrämung angestrebt wird.

1. Grundsätzliches

Die elektrische Energie wird heutzutage aufgrund kostenorientierter Kriterien tarifiert. Dies war nicht immer so. Bis in die fünfziger Jahre fand in der Schweiz das sogenannte Wertschätzungsprinzip fast allgemein Anwendung. Bei diesem System hatte der Bezüger für seinen Strombezug je nach Anwendungszweck (Beleuchtung, Motoren oder Wärme) stark unterschiedliche Preise zu bezahlen. Für Licht als wertvollste Energie (und natürlich auch infolge des Monopolcharakters der Elektrizität auf diesem Sektor) mussten die höchsten Preise bezahlt werden (rund 35 bis 50 Rp./kWh), während andererseits Elektrizität für Wärmezwecke zu 5 bis 10 Rp./kWh erhältlich war. Das Wirtschaftlichkeitskriterium kam nur über die Gesamtabgabe für alle Anwendungszwecke der elektrischen Energie als Summenwert zum Tragen (gesamthaft muss die die Rechnung stimmen!).

Der Einheitstarif, der keine Preisdifferenzierung mehr zwischen den Anwendungsgebieten kennt, wurde dann fast zwangsläufig nach kostenorientierten Kriterien gestaltet. Als preisbildende Kostenelemente können drei Elemente genannt werden:

a) die abnehmerabhängigen Kosten (Amortisation und Verzinsung der Zähler und sonstiger Tarifapparate; Tonfrequenzempfänger; Steuerapparate; Unterhalt, Kontrolle, Auswechslung und Reparatur von Zählern; Zählerablesung; Verrechnungskosten; Beratung und Öffentlichkeitsarbeit; Hausinstallationskontrolle; anteilige Verwaltungskosten).

Le calcul des coûts marginaux peut être très utile pour analyser la situation économique d'une entreprise, mais il est plus que douteux s'il sert à des objectifs extérieurs à l'entreprise comme certains milieux se croyant très inspirés le font ces derniers temps.

b) Leistungskosten (Kosten des Elektrizitätswerkes zur Bereitstellung der erforderlichen Leistung, d.h. des Ausbaus der erforderlichen Infrastruktur wie Leitungsnetze, Transformatorstationen usw.).

c) Arbeitskosten (Kosten für die Erzeugung der benötigten Energie).

Für eine kostengerechte, auf wirtschaftlichen Grundsätzen aufgebaute Tarifizierung müssten bei jedem Abnehmer diese drei Kostenkomponenten bestimmt werden. In der Praxis ergäbe dies von der Messeinrichtung her gesehen einen sehr hohen Aufwand, so dass im allgemeinen ein Zweigliedertarif zur Anwendung gelangt, der im Prinzip ein Preiselement für Leistung und abnehmerabhängige Kosten sowie ein Preiselement für die bezogene Arbeit (kWh) enthält. Die Tarifstruktur wird deshalb besonders geprägt von der Gewichtung, die man diesen Preiselementen zumisst.

2. Forderungen nach alternativen Tarifstrukturen

Die Tarifstrukturen, die heute in der überwiegenden Anzahl der schweizerischen Elektrizitätswerke zur Anwendung gelangen, sind in letzter Zeit unter Kritik geraten. Dabei wurden vor allem Forderungen laut, nicht nur die ausgewiesenen Kosten in die Rechnung einzubeziehen, sondern auch fiktive Kosten (z.B. Umweltbeeinträchtigung durch die Produktion oder Verteilung elektrischer Energie, zukünftige Preissteigerungen durch die zu erwartende Erschöpfung gewisser Primärenergien usw.). Solche neuen Tarifstrategien segeln unter Be-

zeichnungen wie «Internalisierung externer Kosten» oder «Grenzkostenüberlegungen». An sich eine prüfenswerte Idee.

Tarifstrukturen sind nicht etwas Gottgegebenes. Bereits in der Vergangenheit sind sie den Erfordernissen einer sich ändernden Umwelt angepasst worden. Änderungen von Tarifstrukturen können durch den Stand der Technik (z.B. Verbesserung und Verbilligung von Messeinrichtungen) wie auch durch Änderung von Verbrauchsgewohnheiten erforderlich werden. Die Kommission für Energietarife des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätswerke erarbeitet laufend Empfehlungen für die Anpassung der bestehenden Tarifstrukturen an die sich wandelnden Verhältnisse (so z.B. über die Anschlussbedingungen von Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen, von bivalenten Heizanlagen usw.). Allerdings wird eine völlige Umkrempelung der Tarifstruktur, wie sie Anfang der fünfziger Jahre mit der Einführung des Einheitstarifs durchgeführt wurde, zurzeit als unnötig erachtet. Stimmt diese Ansicht aufgrund der völlig geänderten Energiesituation der heutigen Zeit immer noch?

3. Die heutigen Tarifierungsgrundsätze

Die heutigen Tarifstrukturen basieren auf folgenden Grundsätzen:

- möglichst kostenorientierte Tarife
- Gleichbehandlung von Abnehmern mit gleichartiger Bezugsstruktur
- Einfachheit und Transparenz für den Strombezüger
- Flexibilität in Hinsicht auf die zukünftige Entwicklung auf dem Energiesektor
- systemgerechte Tarife (d.h. einfache und eindeutige Abgrenzungskriterien bei der Zuordnung eines Strombezügers in eine bestimmte Tarifkategorie)
- einfache administrative Handhabung für das Elektrizitätswerk

Diese einzelnen Postulate sind in der Praxis nur über Kompromisse in Einklang zu bringen. Dieser Kompromiss hat sich im jahrelangen Tarifbildungsprozess in der Elektrizitätswirtschaft herausgebildet und eingespielt. Die heute im allgemeinen zur Anwendung gelangenden Zweigliedertarife haben sich bewährt. Sie sind auf dem sogenannten Mischkostenprinzip (oder auch Vollkostenprinzip) aufgebaut und erlauben dem Elektrizitätswerk in relativ einfacher und übersichtlicher Weise die Anpassung der Tarife an sich ändernde Gegebenheiten (z.B. erhöhte Stromankaufs- oder Produktionskosten, Änderungen im Abschreibungs- oder Investitionsbedarf).

Dabei kann festgestellt werden, dass in der Vergangenheit zwei gegensätzliche Entwicklungen für die Strompreise massgebend waren:

- Die Produktion elektrischer Energie in neuerstellten Anlagen war – mit Ausnahme der Pionierzeiten der Elektrizitätswirtschaft (zunehmende Skalenerträge) – immer teurer als diejenige in alten Anlagen.
- Die Übertragungs- und Verteilkosten konnten mit besserer Auslastung der Netze und Übergang zu höheren Übertragungsspannungen gesenkt werden.

Die Fig. 1 zeigt die Entwicklung des teuerungsbereinigten mittleren Stromerlöses der Elektrizitätswerke über die letzten 20 Jahre. Daraus geht eine stetig sinkende Tendenz des Strompreises hervor, allerdings ist ein leichtes Ansteigen des Strompreisniveaus in den letzten fünf Jahren festzustellen. Einige

Anzeichen, so vor allem der zu erwartende, verstärkte Abschreibungs- und Rückstellungsbedarf der Elektrizitätswirtschaft und die die Teuerung etwas übersteigende Zunahme der Stromerzeugungskosten in neuerstellten Kraftwerken deuten darauf hin, dass der Trend zu leicht anziehenden Strompreisen in der nächsten Zukunft anhalten wird. Nicht zu vergessen ist allerdings, dass die Strompreise gegenüber der Entwicklung des Landesindex der Konsumentenpreise immer relativ unelastisch reagiert haben. In Perioden hoher Teuerungsraten beim Gesamtindex liegt die Strompreiserhöhung meist unterhalb der Zunahme des Landesindex. Umgekehrte Verhältnisse sind bei geringen Teuerungsraten zu erwarten.

4. Definitionen der Grenzkostenberechnung in der Elektrizitätswirtschaft

Volkswirtschaftlich betrachtet versteht man unter Grenzkosten diejenigen Kosten, die zusätzlich entstehen, falls die Produktionsmenge um eine zusätzliche Einheit ausgedehnt wird. Diese Grenzkostentheorie ist eine «etablierte Berechnungsmethode». Allerdings gibt es keine allgemeingültigen Regeln, wie diese Kostenmethode bei der Preisfestsetzung in der Praxis zu handhaben ist. Gerade beim Energieträger Elektrizität sind die Verhältnisse auf der Produktions- und Verbraucherseite so unterschiedlich, dass die Grenzkostenberechnung wie auch das Kostenüberwälzungsprinzip fast willkürlich gehandhabt werden können.

Bei der Anwendung der lehrbuchmässigen Grenzkostentheorie auf den Elektrizitätssektor ergeben sich nun einige Schwierigkeiten. Die Internationale Union der Erzeuger und Verteiler elektrischer Energie (UNIPED) führt deshalb bereits seit vielen Jahren Untersuchungen zur praktischen Übertragung der Grenzkostentheorie auf die Strompreisfestlegung durch.

Die UNIPED hat aufgrund dieser Überlegungen folgende Definitionen erarbeitet [1]:

Grenzkosten

Die Erhöhung (Verringerung) der innerhalb einer Zeitspanne (z.B. Spitzenlastzeit, Winter-, Sommer-, Tageszeit, Nacht) anfallenden Gesamtkosten, die entsteht, wenn in dieser Zeitspanne eine Einheit (kW oder kWh) mehr (weniger) abgegeben wird.

Kurzfristige Grenzkosten

Grenzkosten für den Fall, dass eine Änderung der in Betracht kommenden Anlagenkapazität nicht beabsichtigt ist.

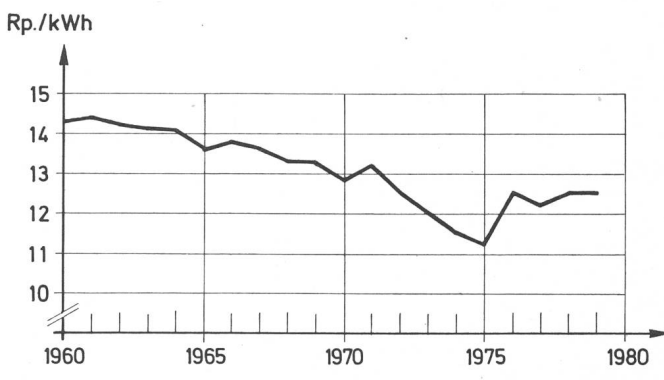


Fig. 1 Entwicklung der teuerungsbereinigten Strompreise seit 1960 (1979 = 100 %)

Langfristige Grenzkosten

Grenzkosten für den Fall, dass die in Betracht kommende Anlagekapazität geändert werden muss.

Diese Definition hat aber offensichtlich die Klarheit der Grenzkostenrechnung nicht wesentlich verbessert. Die Ansichten in den einzelnen UNIPEDE-Ländern gingen weiterhin in dieser Frage weit auseinander [u. a. 2; 3; 4; 5; 6; 8]. Immerhin konnte am UNIPEDE-Kongress in Warschau eine für die Elektrizitätswerke zugeschnittene Definition «empfohlen» werden [7]. Die Definition lautet folgendermassen:

a) Langfristige Grenzkosten

Die langfristigen Grenzkosten einer Belastung entsprechen der Änderung der Gesamtkosten für die Erzeugung, den Transport und die Verteilung infolge der durch diese Belastung zu jeder Zeit verursachten Bedarfsänderung (unter der Voraussetzung, dass diese Änderung relativ gering und dauernd ist).

b) Kurzfristige Grenzkosten

Die kurzfristigen Grenzkosten einer Belastung entsprechen der Änderung der Gesamtkosten (ohne eventuelle Kosten durch eine Änderung der installierten Leistung), welche durch eine von dieser Belastung verursachte Bedarfsänderung entstehen (unter der Voraussetzung, dass diese Änderung relativ geringfügig ist).

Definitionen sind immer etwas trockene Materie. Die obigen UNIPEDE-Definitionen scheinen besonders trocken zu sein. Auf alle Fälle dürfte es schwierig sein, diese Theorie in die Praxis umzusetzen, besonders weil auch noch folgende Kriterien erfüllt werden müssen [7]:

– Die Grenzkostenmethode muss bei der Ermittlung der Gesteungskosten für alle Lieferungen, welche verrechnet werden, Anwendung finden, und zwar auf regionaler und auf nationaler Ebene.

– Wenn die berechneten Grenzkosten bei der Tarifgestaltung berücksichtigt werden, müssen sie für jede Belastungskurve eine ausreichende Kostendeckung für die Betriebsaufwendungen, eine wirtschaftliche Abschreibung und eine Realverzinsung der Neuinvestitionen, welche auf genau diese Lieferung zurückgehen, erlauben.

– Wenn die Grenzkostentarifierung gesamthaft für alle Einzellieferungen umfassend angewendet wird, müssen die berechneten Grenzkosten gesamthaft mehr oder weniger zur Deckung aller Betriebskosten, einer wirtschaftlichen Abschreibung und der für alle Investitionen erforderlichen Verzinsung genügen.

– Die Philosophie und die Berechnungsmethode der Grenzkosten müssen für das Elektrizitätswerk-Personal und die Verbraucher verständlich sein.

Dies zur «offiziellen» Definition. Es bleiben allerdings einige Zweifel, ob man diese Theorie dem Elektrizitätspersonal und dem Verbraucher verständlich machen kann. Die Definition richtet sich zur Hauptsache nach den Leistungszuwächsen. Dies dürfte für die meisten UNIPEDE-Länder zutreffen, da die Zuwachskosten zum überwiegenden Teil durch die zusätzliche Leistungsvorhaltung bestimmt wird.

Für die Schweiz gilt jedoch diese Betrachtungsweise nicht. Die schweizerische Stromproduktionsstruktur mit ihrem bedeutenden Anteil an hydraulischen Saisonspeicherkraftwerken besitzt erhebliche Leistungsreserven an Kraftwerk- und Über-

tragungskapazitäten auch an kalten (stark belasteten) Wintertagen. Engpässe können deshalb weniger in bezug auf die verfügbare Leistung als auf der Ebene der Produktion entstehen. Deshalb stützt sich auch der sogenannte «10-Werke-Bericht» der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft, einer Vorschau auf die Elektrizitätsversorgung der Schweiz bis zum Jahre 1990, allein auf die Produktionskapazität in den Winterhalbjahren ab. Wenn eine Grenzkostentheorie überhaupt in Betracht gezogen wird, so müsste dieser Gesichtspunkt in den Überlegungen mitberücksichtigt und entsprechend in die Definition einbezogen werden. Die Grenzkostentheorie muss also den Gegebenheiten angepasst werden. Fraglich bleibt dann allerdings nur noch, ob durch diese nötigen Anpassungen die Grenzkostentheorie überhaupt noch ein brauchbares Instrument zur Strompreisfestsetzung abgibt.

Eine wenigstens theoretisch besser tragbare und verständlichere Definition der Grenzkosten liefert [9]:

a) Langfristige Grenzkosten

Die langfristigen Grenzkosten entsprechen den Kosten einer zusätzlichen Arbeitseinheit bei voll ausgelasteter Produktionsstruktur, das heisst den durchschnittlichen Grenzkosten der nächsten zu erstellenden Produktionseinheit.

b) Kurzfristige Grenzkosten

Die kurzfristigen Grenzkosten entsprechen den Kosten einer zusätzlichen Arbeitseinheit bei nicht voll ausgelasteter Produktionsstruktur (diese entsprechen den variablen Kosten).

Diese Definitionen beziehen sich nur auf die Produktionsgrenzkosten und berücksichtigen deshalb nur einen Teil der gesamten Gesteungskosten der elektrischen Energie. Gesamtschweizerisch dürften heute im Mittel rund 40% der Gesteungskosten beim Endverbraucher auf die Produktion, der Rest auf die Übertragung und Verteilung der elektrischen Energie entfallen. Nun ist es aber nicht so, dass bei ausgelasteter Produktionsstruktur gleichzeitig auch das Übertragungs- und Verteilnetz voll beansprucht ist. Bei zusätzlichem Anschluss von Speichergeräten mit Aufladung während Schwachlastzeiten ist dies im allgemeinen gerade nicht der Fall. Wenn man von reinen Produktionskostenberechnungen absieht, gibt im Einzelfall die Unterscheidung von langfristigen und kurzfristigen Grenzkosten im Elektrizitätssektor gar keine sinnvollen Anhaltspunkte über die wirklichen Kosten.

5. Bringt die Grenzkostentheorie etwas Neues?

Wie bereits im vorangegangenen Kapitel angetönt, beruht die Berechnung der Grenzkosten auf einigen eher willkürlichen Annahmen, wie zum Beispiel:

– Was für ein Kraftwerktyp wird in die Berechnung einbezogen? (Der Zubau an Kraftwerkskapazität erfolgt ja nicht nur durch Erstellung neuer Kraftwerke, sondern auch durch Erweiterungen oder Renovationen bestehender Werke, eine exakte Zuweisung des zusätzlichen Strombedarfes auf ein bestimmtes Kraftwerk ist nur beschränkt möglich).

– In welchem Ausmass sind die Grenzkosten von der installierten Leistung oder der zusätzlichen Produktionsmöglichkeit neuer Kraftwerkskapazitäten abhängig?

– Ist die Grenzkostenrechnung auf ein gesamtschweizerisches Optimum oder nur auf werkspezifische Verhältnisse auszurichten?

– Wie ist bei der Berechnung der Grenzkosten für die Übertragung und Verteilung der Gleichzeitigkeitsfaktor (Differenz zwischen individueller Höchstlast und Leistungsbeanspruchung bei der Netzspitzenlast) mitzubeherrschenden? Welcher Zeitperiode (Hochtarifzeit; Spitzenlastzeit) sind bei der Grenzkostenübertragung die fixen Kosten zuzuordnen?

– Inwieweit sind externe Kosten in der Grenzkostenrechnung zu internalisieren? Hier besteht ein weites Tummelfeld zur Durchsetzung politischer oder sozialer Postulate. So hat zum Beispiel Nationalrat Jäger [12] in einer Motion über eine «marktkonforme Energiesteuer» vorgeschlagen, die Auslandsabhängigkeit, die ökologische Knappheit, die Umweltbelastung und andere soziale Folgekosten in den Belastungssätzen zu berücksichtigen.

Je nach Zielsetzung kann durch geeignete Wahl dieser Einflussfaktoren das Ergebnis «manipuliert» werden. Die Zuordnung der Grenzkosten im Tarifsystem ist vor allem ein energiepolitisches und kein energiewirtschaftliches Problem. Dies macht die Grenzkostentheorie zu einem sehr geeigneten Instrument zur Untermauerung eines «gewünschten Ergebnisses» mit wissenschaftlichen Mitteln. Sie kann daher am besten mit den Worten des Ehrenpräsidenten der Schweizerischen Vereinigung für Sonnenenergie, Herrn Professor P. Fornallaz¹⁾, wiedergegeben werden:

«Einmal mehr erweist sich, dass durch geeignete Wahl von Voraussetzungen, Definitionen, Bewertungskriterien und Bewertungen sowohl These wie auch Gegenthese 'wissenschaftlich' begründet werden können [17]». Genau diesen Eindruck erweckt das Studium einiger Schriften über die Anwendung der Grenzkostentheorie.

Völlig kontrovers wird die Angelegenheit aber dann, wenn man die Grenzkostentheorie nicht allein auf Kostenanalysen, sondern auf die Tarifierung elektrischer Energie übertragen will. Der Theorie zufolge müssten die Grenzkosten konsequenterweise von denjenigen getragen werden, die den zusätzlichen Bedarf verursachen (und damit Anlass zum Weiterausbau von Produktions- und Verteilkapazitäten geben). Es gäbe damit eine Kategorie Altbezüger mit Tarifpreisen in der Höhe der bisher bezahlten sowie Neuanschliesser und Mehrbezüger, die ihren zusätzlichen Bedarf an Energie (oder Leistung?) über die Grenzkosten zu berappen hätten. Dieses System ist allerdings so offensichtlich falsch und unfair, dass nicht einmal eingelebte Anhänger der Grenzkostentheorie dafür plädieren.

Ein etwas verwässertes System der Überwälzung der Grenzkosten auf den Abnehmer besteht darin, alle Strombezüger mit den Grenzkosten der neu zu erstellenden Anlagen zu tarifieren. Das hätte zur Wirkung, dass in Phasen steigender Grenzkosten die Einnahmen der Elektrizitätswerke weit über den betriebswirtschaftlich erforderlichen Betrag ansteigen würden. Eine Lösung, die volkswirtschaftlich wohl kaum zu vertreten wäre und vom Konsumenten nicht akzeptiert würde. Um solche Mehreinnahmen zu umgehen, könnte man natürlich die aufgrund der Grenzkosten festgelegten Tarifpreisansätze proportional so reduzieren, dass gesamthaft gesehen nur die volle Elektrizitätswirtschaftliche Kostendeckung erreicht würde. Dieses Grenzkosten-Zuordnungsprinzip besteht bereits. Nur heisst es nicht so, sondern es findet heute in der Form der

¹⁾ Die Aussage von Herrn Prof. Fornallaz bezog sich allerdings nicht auf die Grenzkostentheorie, sondern diente zur Disqualifizierung des Ergebnisses einer Studie eines EIR-Kernenergiespezialisten über Vor- und Nachteile der Sonnenenergie.

Vollkosten- oder Mischkostenrechnung in der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft Anwendung.

Die Kritiker des heutigen Tarifierungssystems verfolgen mit der Propagierung des Grenzkostensystems aber ganz andere Ziele. Sie wollen mit dieser Strategie indirekt den Bau weiterer Kernkraftwerke verhindern, indem sie durch ein geeignet konstruiertes Grenzkosten-Überwälzungsprinzip die elektrischen Wärmeanwendungen (insbesondere Elektroheizung und elektrische Warmwasserbereitung) wirtschaftlich unattraktiv machen [10]. Mit dieser Methode hoffen sie, den Strommehrbedarf drosseln zu können und so den Bedarfsnachweis für Kernkraftwerke zu unterwandern. Ein politisches Spiel mit pseudowissenschaftlichem Anstrich!

Deutlich zeigt sich diese Vorgehensweise in Tarifvorschlägen, wie sie zum Beispiel in [11] gemacht wurden. Die Modellansätze seien im folgenden im vollen Wortlaut wiedergegeben:

– *Progressive Arbeitspreise*: Es wird eine Grundmenge zu einem tiefen Preis abgegeben; über dieser Grundmenge (für Haushalte z.B. 1000 bis 2000 kWh/Jahr) wird ein höherer Preis, der möglichst nahe bei den wahren (sic!) Grenzkosten liegen sollte, verlangt.

Beispiel: für Haushalte (Wintertarif): Arbeitspreis bis 1500 kWh/Jahr 3 Rp./kWh, über 1500 kWh/Jahr 20 Rp./kWh.

– *Negative Grundpreise und fester Grenzkosten-Arbeitspreis*: Es wird ein einheitlicher Grenzkosten-Arbeitspreis von zum Beispiel 20 bis 25 Rp./kWh erhoben. Der entstehende Einnahmenüberschuss der Elektrizitätswerke wird auf die verschiedenen Konsumenten in der Form von verbrauchsunabhängigen Rückerstattungen zurückgegeben. Dabei können selbst die spezifisch unterschiedlichen Grundkosten von Klein- und Grossabnehmern wie heute berücksichtigt werden. Erste Modellrechnungen haben ergeben, dass für private Haushalte unter einem solchen Regime ein Wintertarif etwa wie folgt aussähe:

Pauschale Rückvergütung (Abzug): 20 Fr./Monat, einheitlicher Arbeitspreis: 20 Rp./kWh. Bis zu einem Konsum von 100 kWh/Monat wird keine Rechnung gestellt. Dadurch würden etwa 5 bis 8% der Kleinstverbraucher im Haushalt bevorzugt; sie verbrauchen aber nur 0,4% der gesamten Elektrizität.

– *Investitionsbeiträge für neue Boiler und Elektroheizungen*: Eine kurzfristig realisierbare Teilstrategie könnte darin bestehen, dass Neuanschlüsse mit den wahren Grenzkosten in Form eines Investitionsbeitrages für den durch die bestehenden Tarife ungedeckten Kostenanteil der Elektrizitätswerke belastet würden. Eine solche Strategie würde bisherige Besitzer von Elektroheizungen gegenüber neuen Interessenten bevorzugen. Sie würde aber gleichzeitig bestehende Ungerechtigkeiten gegenüber allen Stromkonsumenten und der Volkswirtschaft ganz allgemein beseitigen.

Hier wird von «wahren» Grenzkosten (in der Höhe von 20–25 Rp./kWh!) gesprochen. Diese sollen aber nur von gewissen Bezüglern bezahlt werden (z.B. von Haushalten mit Strombezügen über 1000 oder 2000 kWh pro Jahr). Für den Rest gilt ein Sozialtarif oder politischer Tarif, der mit Grenzkosten überhaupt nichts zu tun hat.

Mehr oder weniger offen steht das auch im Gegenkonzept der Umweltorganisationen zur GEK, das unter dem Titel «Jenseits der Sachzwänge» [13] veröffentlicht worden ist (teilweise von den gleichen Autoren verfasst!), wo nachzulesen ist:

«Wenn man jedoch die exergetische Verschwendung bekämpfen will, dann müssen die Heizkosten höher angesetzt werden als für Kraftstrom. Dass heute die Tarife gerade gegenteilig gestaltet sind, weist nur auf die Unvernunft der aktuellen Tarifpolitik hin.» Damit ist die Katze aus dem Sack!

Konkret ausgedrückt: Da wird zuerst durch manipulierte Berechnungsmethoden ein Grenzkostenpreis von 20–25 Rp./kWh im Winter (Tag und Nacht!) ermittelt²⁾. Dieser wird aber in dieser Weise gar nicht an den Abnehmer überwältigt. Nein, man bestraft zuerst einmal den Elektroboiler und die elektrische Raumheizung (ohne Rücksicht darauf, dass diese ihre Energie in den Schwachlastzeiten beziehen), gewährt Kleinhaushalten (Junggesellenwohnungen?) Sozialrabatte und verkauft dann all dies mit dem hochgestochenen Anspruch, damit «gleichzeitig bestehende Ungerechtigkeiten gegenüber allen Stromkonsumenten und der Volkswirtschaft ganz allgemein (zu) beseitigen».

Zur Konstruktion solch marktfremder, kostenwideriger Tarifsysteme braucht man vorgängig gar nicht die Grenzkostentheorie zu bemühen. Die hat damit kaum etwas zu tun. Es gelingt nämlich auch ohne Mühe und wissenschaftliche Berechnungen, Tarifsysteme zu entwerfen, die die elektrische

²⁾ In [14] hat derselbe Autor zur Durchsetzung von Sparmassnahmen allerdings noch die genau entgegengesetzte Meinung vertreten: «Elektrizität ist mit Ausnahme der Speicherwasserkraftwerke eine Bandenergie. Sie fällt Tag und Nacht, *Sommer und Winter*, werktags und sonntags ziemlich gleichmässig an, während der Verbrauch zum Teil extreme Spitzen aufweist. Die heute gültige absolute Versorgungsdoktrin führt dazu, dass Produktions- bzw. Versorgungskapazität auf diese Spitze ausgelegt wird. Dies bedeutet jedoch nichts anderes, als dass die *Grenzkosten der Kilowattstunde zur Spitzenzeit sehr gross sind*, während sie *nachts und an Wochenenden sehr gering sind*. Die Tarifstruktur widerspiegelt diese Situation nur unzureichend.» (Kursive Auszeichnungen durch den Autor.)

Warmwasserbereitung und die Elektroheizung sozusagen eliminieren und den Kleinbezüger ohne Rücksicht auf das Kostenverursachungsprinzip bevorzugen. Es ist eine rein politische Frage, ob man das will oder nicht. Die Grenzkostentheorie sollte dafür nicht missbraucht werden.

6. Anwendung von Grenzkostenüberlegungen bei der Tarifierung elektrischer Energie

Die Grenzkostentheorie wird nach offizieller Version bereits in verschiedenen europäischen Staaten für die Tarifierung elektrischer Energie in gewissen Teilbereichen angewendet. Es betrifft dies vor allem Frankreich, Grossbritannien und Schweden. Es mag auffallen, dass es sich vor allem um Länder mit vorwiegend verstaatlichter Elektrizitätswirtschaft handelt, was nicht zufällig ist.

In Frankreich und Schweden wurden Tarifüberlegungen aufgrund von Grenzkostenkriterien angestellt, die bei der Tarifierung in vier Tarifelemente umgesetzt wurden und für Hochspannungsbezüger zur Anwendung gelangen (s. Tabellen I und II).

Die Struktur der Tarifbeispiele aus Schweden und Frankreich lässt sich nicht miteinander vergleichen, obschon beide Länder im Prinzip einen Viergliedertarif anwenden. Als Hauptunterschiede sind zu nennen:

- Tarifelemente (Frankreich: 3 Arbeitspreise + 1 Leistungspreis; Schweden: 1 Arbeitspreis + 2 Leistungspreise + 1 Grundpreis)
- die Dauer der Spitzenlastperiode
- die Behandlung von Hoch- und Niedertarifzeiten
- saisonale Tariffdifferenzierungen

Frankreich (EdF); Tarif für Mittelspannung 5–30 kV (Stand ab 4. Januar 1980)

Tabelle I

Benutzungsdauer	Leistungspreis (F/kWh)	Arbeitspreise (F/kWh)				
		Winter			Sommer	
		Spitzenlastzeiten	Mittellastzeiten	Schwachlastzeiten	Mittellastzeiten	Schwachlastzeiten
über 5500 h	449,77	23,09	18,07	12,52	12,02	9,89
3500–5500 h	261,49	32,51	23,41	13,15	15,27	10,41
1000–3500 h	167,36	45,06	26,44	13,25	16,83	10,52
unter 1000 h	66,94	69,91	39,22	13,25	19,68	10,52

Zentralschweden; Normaltarif für Hochspannungsbezüger (Stand ab 1. Januar 1980)

Tabelle II

Verteilspannung	kV	6–10	20–40	70–130
Abnehmerabhängige Kosten	tkr/Jahr	1,6	35	200
Vertragsleistung	kr/kWh ₁ , Jahr	30	20	15
Spitzenleistungskosten	kr/kWh ₆ , Jahr	205	150	105
Arbeitspreis Mai–August	Öre/kWh	5,9	5,6	5,3
Arbeitspreis September–April	Öre/kWh	6,8	6,5	6,2
Teuerungsindex auf alle obigen Preise in Prozenten	0,2 (K–415)–q			
Brennstoffpreiszusatz in Öre/kWh	(0,24 (C–3,5) für 20–130 kV 0,26 (C–3,5) für 6–10 kV			

tkr = 1000 schwedische Kronen

K = Landesindex der Konsumentenpreise (1949 = 1000)

q = Prozentzahl bei 6–10 kV: 7%

20–40 kV: 5%

70–130 kV: 3%

C = Durchschnittspreis des Heizöls in Öre/kWh

Ähnliche Diskrepanzen ergeben sich beim Vergleich mit weiteren Ländern (z.B. Grossbritannien, USA).

Die Grenzkostenüberlegungen, die zu diesen Tarifen geführt haben, sind im UNIPEDE-Bericht [8] beschrieben. Eine genaue Betrachtung der Ausgangslage kann nur zum Schluss führen, dass eine einheitliche Grenzkostenphilosophie *nicht* existiert.

Weiter ist auch beizufügen, dass gerade in den Ländern, die ihre Tarifierung aufgrund von irgendwelchen Grenzkostenüberlegungen vornehmen, die elektrische Raumheizung tariflich gefördert wird. Dies dürfte unter dem Gesichtspunkt, dass bei dieser Anwendungsart der elektrischen Energie nur die variablen Produktionskosten zu überwälzen sind, auch gerechtfertigt sein (offensichtlich steht aber diese Praxis in totalem Widerspruch zu den Forderungen der lautstärksten Grenzkostenanhänger in der Schweiz!).

Wenn die Verhältnisse in der Schweiz betrachtet werden, so lassen sich die langfristigen Grenzkosten der Produktion elektrischer Energie relativ genau bestimmen. Sie betragen gemäss [16] für Kernkraftwerke bei einer angenommenen jährlichen Benutzungsdauer von 7000 h rund 7,2 Rp./kWh.

Der durchschnittliche Grenzkostenpreis (langfristige Grenzkosten) ergibt für Bandenergiebezug über 24 Stunden etwa:

- für die Stromproduktion [16] (inkl. Übertragungs- und Verteilverlust von rund 8%): etwa 7,8 Rp./kWh
- für Übertragungs- und Verteilkosten [15] bei Bezug in Hochspannung: etwa 6 Rp./kWh
- bei Bezug in Niederspannung: etwa 10 Rp./kWh

Für Stromabnehmer, die ihre Energie strikt ausserhalb der Leistungsspitze beziehen und daher keine Kosten für den Netzausbau verursachen (insbesondere elektrische Speicherheizungen), sind nach der anerkannten Grenzkostentheorie eigentlich nur die variablen Kosten zu berücksichtigen. Allerdings liesse sich auch vertreten, die langfristigen Grenzkosten für die Produktion einzusetzen, was für Elektrizität aus Kernkraftwerken einem Ganzjahres-Bezugspreis von rund 8 Rp./kWh entsprechen würde (dies aufgrund der Annahme, dass die Kraftwerkplanung ausschliesslich aufgrund des Elektrizitätsbedarfes im Winterhalbjahr erfolgt). Bei einer saisonalen Differenzierung wäre je nach den getroffenen Annahmen mit etwa 10 Rp./kWh im Winter und 6 Rp./kWh im Sommer zu rechnen. Diese Preise beziehen sich auf Bandenergiebezug ausserhalb der Spitzenlastzeit.

Eine Differenzierung bezüglich Tag- und Nachtenergiebezug könnte aufgrund dieser Annahmen etwa das Aussehen gemäss Tabelle III³⁾ haben.

Die schweizerischen Elektrizitätswerke sind in bezug auf die Tarifgestaltung autonom. Bei Kantons- und grösseren Städtewerken fällt die Genehmigung von neuen Tarifen zu meist in den Kompetenzbereich der kantonalen oder städtischen Exekutivbehörde oder des Parlamentes, oft gekoppelt mit einem Referendumsrecht des Volkes. Bei kleineren Gemeindewerken steht dieses Recht im allgemeinen der Gemeindeversammlung, der Exekutivbehörde oder einer speziellen Elektrizitätskommission zu. In privatwirtschaftlich organisierten Werken in der Form von Aktiengesellschaften ist der Verwaltungsrat in Tarifbelangen zuständig.

Eine gesamtschweizerische Tarifierung der elektrischen Energie nach Grenzkostenkriterien liesse sich aufgrund der bestehenden Strukturen nicht verwirklichen. Für ein reines Wiederverkäuferwerk ohne eigene Produktion wäre ein solch generelles gesamtschweizerisches Schema auch nicht anwendbar, da es sich auf die Bezugskosten von seinem Lieferwerk ausrichten muss (dies sind auch seine effektiven werkspezifischen Grenzkosten). Die Durchsetzung der Grenzkostentheorie auf gesamtschweizerischer Ebene würde deshalb auch eine Teilverstaatlichung der Elektrizitätswirtschaft zur Voraussetzung haben⁴⁾.

Nicht umsonst sind diese Theorien in Ländern mit zumindest teilweise verstaatlichter Elektrizitätswirtschaft wie Frankreich und Schweden ansatzweise in die Praxis umgesetzt worden.

7. Zusammenfassung

Die Grenzkostentheorie kann für Elektrizitätswirtschaftliche Detailuntersuchungen gewisse wertvolle Unterlagen bezüglich Kostenstruktur liefern, insbesondere für Investitionsplanungen

³⁾ Es sei hier nochmals klar zum Ausdruck gebracht, dass es sich um ein rein theoretisches Modell handelt. Die Zuordnungskriterien können fast arbiträr gewählt (z.B. alle fixen Kosten auf eine viertelstündliche Spitzenlast umgelegt) und entsprechend plausibel begründet werden. Das Resultat ist je nach angewendetem Allokationsprinzip sehr unterschiedlich. Der Preisansatz für Schwachlastenergiebezug sollte aber mindestens die variablen Kosten für die Stromerzeugung abdecken (gemäss [16] betragen diese für Kernkraftwerke der 1000-MW-Leistungsklasse 1,9 Rp./kWh bei einer Benutzungsdauer von 7000 h). Aus diesen Relationen kann ersehen werden, dass die Preisansätze für die Lieferung elektrischer Energie für Raumheizzwecke je nach der tragenden Philosophie (oder Politik) zwischen 2 (kurzfristige Grenzkosten) und 10 Rp./kWh (langfristige Produktions-Grenzkosten) zu wählen wären. Auch der heute im Mittel angewandte Preisansatz von etwa 6 Rp./kWh liesse sich wissenschaftlich ohne weiteres mit der Grenzkostentheorie begründen.

⁴⁾ Dies, obwohl bei vollkommener Konkurrenz sämtliche Preise Grenzkostenpreise sind. Dieser Widerspruch erklärt sich aus dem öffentlichen Charakter der Elektrizitätswerke, die ihre Dienstleistungen aufgrund ihres Monopolcharakters nicht allein auf den Grundlagen der freien Marktwirtschaft erbringen können.

Beispiel eines Tarifaufbaus aufgrund von Grenzkostenüberlegungen

Tabelle III

	Winterhalbjahr (Rp./kWh)		Sommerhalbjahr (Rp./kWh)	
	Bezüger ²⁾ ohne Spitzenlastbeanspruchung	Normalbezug Niederspannung	Bezüger ²⁾ ohne Spitzenlastbeanspruchung	Normalbezug Niederspannung
Spitzenlastenergie (etwa 1-2 h/Tag)	-	50	-	25
Hochlastenergie ¹⁾ (etwa 14 h/Tag)	14	22	8	14
Schwachlastenergie (etwa 8 h/Tag)	7	10	4	6
	} 10		} 6	
	} 22		} 14	

¹⁾ Für Bezüger ohne Spitzenlastbeanspruchung (elektrische Speicherheizung, Warmwasserbereitung).

²⁾ Während maximal 7 h/Tag in den Tagesnachladezeiten (nur Produktionskosten berücksichtigt).

von Kraftwerken, Übertragungs- und Verteilanlagen. Nur sehr beschränkt ist ihre Aussagefähigkeit aber bei grossräumiger Anwendung zum Beispiel auf gesamtschweizerischer Ebene. Je nach Definition und Wahl der Parameter für die Grenzkostentheorie lässt sich nämlich praktisch jedes Ergebnis erzielen – die Grenzkosten widerspiegeln demzufolge mehr oder weniger nur die Meinung oder Zielsetzung des mit der Berechnung oder mit der Berechnungsmethodik Beauftragten. Dies gilt insbesondere bei der Übertragung der Grenzkostentheorie auf die Tarifgestaltung für den Strombezüger.

Literatur

- [1] Begriffsbestimmungen für Elektrizitätstarife, UNIPEDE, Dezember 1972.
- [2] Y. Balasko, Formes optimales de tarification de l'électricité. Rapport 2.2 du Colloque Tarification de l'UNIPEDE; Madrid, 1975.
- [3] UNIPEDE: Adéquation des tarifs aux impératifs financiers et à l'évolution des coûts. Rapport 2.5 du Colloque Tarification de l'UNIPEDE; Madrid, 1975.
- [4] B.-O. Helzén: Coûts marginaux à court terme. Rapport 60.05 du Congrès UNIPEDE de Vienne, 1976.

- [5] B. H. F. Johnson and R. W. Orson: Relation entre le coût marginal à long terme et la pratique comptable en particulier en période d'inflation. Rapport 2.6 du Colloque Tarification de l'UNIPEDE; Madrid, 1975.
- [6] J. Holdo et B. Söderström: Contrôle financier et tarification au coût marginal. Rapport 2.7 du Colloque Tarification de l'UNIPEDE; Madrid, 1975.
- [7] R. Forman: La pratique des coûts marginaux. Rapport 60.1 du Congrès UNIPEDE de Varsovie, 1979.
- [8] R. Forman: Annexe au rapport particulier sur la pratique des coûts marginaux. Document 60/D.1 du Congrès UNIPEDE de Varsovie, 1979.
- [9] Infrast: z. B. im Energieleitbild für den Kanton Schaffhausen, Februar 1980.
- [10] E. Keppler: Der Stromtarif – Spielball unserer Politik? Die Elektrizität, 3/1980.
- [11] S. Mauch, U. Mauch und E. Ledergerber: Warum die Stromtarife geändert werden müssen. Basler Zeitung vom 12./14./15. Januar 1980.
- [12] Motion von Nationalrat Jäger vom 6. Dezember 1979 über Energiepolitik.
- [13] Jenseits der Sachzwänge. Ein Beitrag der Umweltorganisationen zur schweizerischen Gesamtenergiekonzeption, September 1978.
- [14] E. Ledergerber: Wege aus der Energiefalle. Verlag Rüegger, 1979, Seite 190.
- [15] J. Mutzner: Stromtarife in der Schweiz. Die Elektrizität, 3(1980).
- [16] Untersuchung über die Kosten der Elektrizitätsversorgung. Unveröffentlichte Studie des VSE z. H. der Eidg. Energiekommission, Mai 1980.
- [17] P. Fornallaz, Inserat in der Neuen Zürcher Zeitung, Zürich, vom 18. Juni 1980.

Adresse des Autors

J. Mutzner, dipl. Ing. ETH, Sekretariat des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätswerke, Bahnhofplatz 3, 8023 Zürich.

Die Rolle hydraulischer Spitzenkraftwerke in der zukünftigen Energieversorgung Westeuropas¹⁾

Von K. Goldsmith

Im Bericht wird erläutert, dass die flexible Betriebsweise hydraulischer Spitzenkraftwerke von wachsender Bedeutung in der zukünftigen Produktionsstruktur der westeuropäischen Elektrizitätsversorgung sein wird.

Ce rapport explique l'importance croissante qu'auront à l'avenir les centrales hydrauliques «de pointe» en Europe occidentale en raison de leur souplesse de fonctionnement.

1. Einleitung

Unter den heutigen Umständen ist es eine schwierige Aufgabe, Prognosen über die zukünftige Entwicklung des Energieangebots und Bedarfes in Westeuropa abzugeben. Die national und sektoriell unterschiedliche wirtschaftliche Entwicklung, die fast zufällig Substitution einer Energieform durch eine andere, die abnehmende Elastizität des Energiebedarfs gegenüber Preiserhöhungen, der Energiemangel und die Verzögerungen in den Bauprogrammen der Kraftwerke führen zu planungstechnischen Unsicherheiten und bilden eine ungenügende Basis für die Formulierung von Bedarfsprognosen. Solche Prognosen sind aber unentbehrlich zur Bestimmung der Kraftwerkstypen im Rahmen der Gesamtentwicklung der Netze. Die Lebensdauer neuer heute geplanten Kraftwerke erstreckt sich über die nächsten 35–40 Jahre. Man kann aber die Entwicklung der Energielage für nur einen Bruchteil dieser Periode mit einiger Sicherheit voraussehen.

Diese Erörterungen führen zum Schluss, dass Kraftwerkplanungen sehr flexibel sein müssen, damit sie den sich ändernden Umständen angepasst werden können. Das gilt besonders für hydraulische Speicherprojekte, die ein grosses Speichervolumen im Verhältnis zum Wasserzufluss darbieten. Die Rolle, die solche Projekte in der zukünftigen Energieproduktionsstruktur Westeuropas zu spielen haben, ist Aufgabe dieses Berichtes.

¹⁾ Beitrag zum Symposium der Europäischen Wirtschaftskommission der Vereinigten Nationen über die «Situation der Wasserkraftwerke im Rahmen der neuen Energiesituation und die damit verbundenen Probleme», Athen, 5.–8. November 1979.

2. Energieperspektiven

Gegenwärtige Prognosen der Europäischen Wirtschaftsgemeinschaft (EWG), die 74 % der Bevölkerung Westeuropas umfasst, erwarten ein jährliches Anwachsen des Gesamtenergiebedarfs von durchschnittlich etwa 3,2 %. Energiesparmassnahmen und der wachsende Widerstand der Verbraucher gegenüber steigenden Energiepreisen werden vermutlich zu einer Verminderung der jährlichen Wachstumsraten führen, von 3,7 % in der Periode 1978–1980 auf 3,4 % im Zeitraum 1981–1985 und schliesslich auf 3 % in der Periode 1986–1990, wobei die letztere Zahl als rein spekulativ zu betrachten ist.

Solange die Elektrizitätsversorgung der EWG keinen politischen Einschränkungen unterworfen ist, kann man erwarten, dass die Elektrizität zunehmend einen grösseren Anteil des Gesamtenergiebedarfs übernehmen wird, von 29 % im Jahre 1978 auf rund 35 % in 1990. Daraus ergibt sich eine durchschnittliche jährliche Zunahme des Elektrizitätsbedarfs von 5,2 %. Dabei wird vorausgesetzt, dass die Ölpreise weiter steigen werden und dass sich das Angebot vom Erdgas in Westeuropa nicht wesentlich erhöhen wird.

Sofern neue Gasvorräte gefunden werden, könnte sich das Preisverhältnis Elektrizität/Gas zu Ungunsten der Elektrizität entwickeln. Auch die Wärme-Kraft-Kopplung könnte den Elektrizitätsbedarf in kälteren Regionen beeinträchtigen. Andererseits wird von neuen Energiequellen – Sonne, Wind, Gezeiten und Geothermie – innerhalb der nächsten zehn Jahre keine wesentliche Verminderung des Elektrizitätsbedarfs erwartet. Aus diesen Betrachtungen ergibt sich eine untere jährliche Wachstumsrate von ungefähr 3 %.