

Simmons-Süer, Banu; Atukeren, Erdal; Busch, Christian

Research Report

Elastizitäten und Substitutionsmöglichkeiten der
Elektrizitätsnachfrage: Literaturübersicht mit besonderem Fokus auf
den Schweizer Strommarkt. Studie im Auftrag der Economiesuisse

KOF Studien, No. 26

Provided in Cooperation with:

KOF Swiss Economic Institute, ETH Zurich

Suggested Citation: Simmons-Süer, Banu; Atukeren, Erdal; Busch, Christian (2011) :
Elastizitäten und Substitutionsmöglichkeiten der Elektrizitätsnachfrage: Literaturübersicht mit
besonderem Fokus auf den Schweizer Strommarkt. Studie im Auftrag der Economiesuisse,
KOF Studien, No. 26, ETH Zurich, KOF Swiss Economic Institute, Zurich,
<https://doi.org/10.3929/ethz-a-010699829>

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/54689>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen
Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle
Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich
machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen
(insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten,
gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort
genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

*Documents in EconStor may be saved and copied for your
personal and scholarly purposes.*

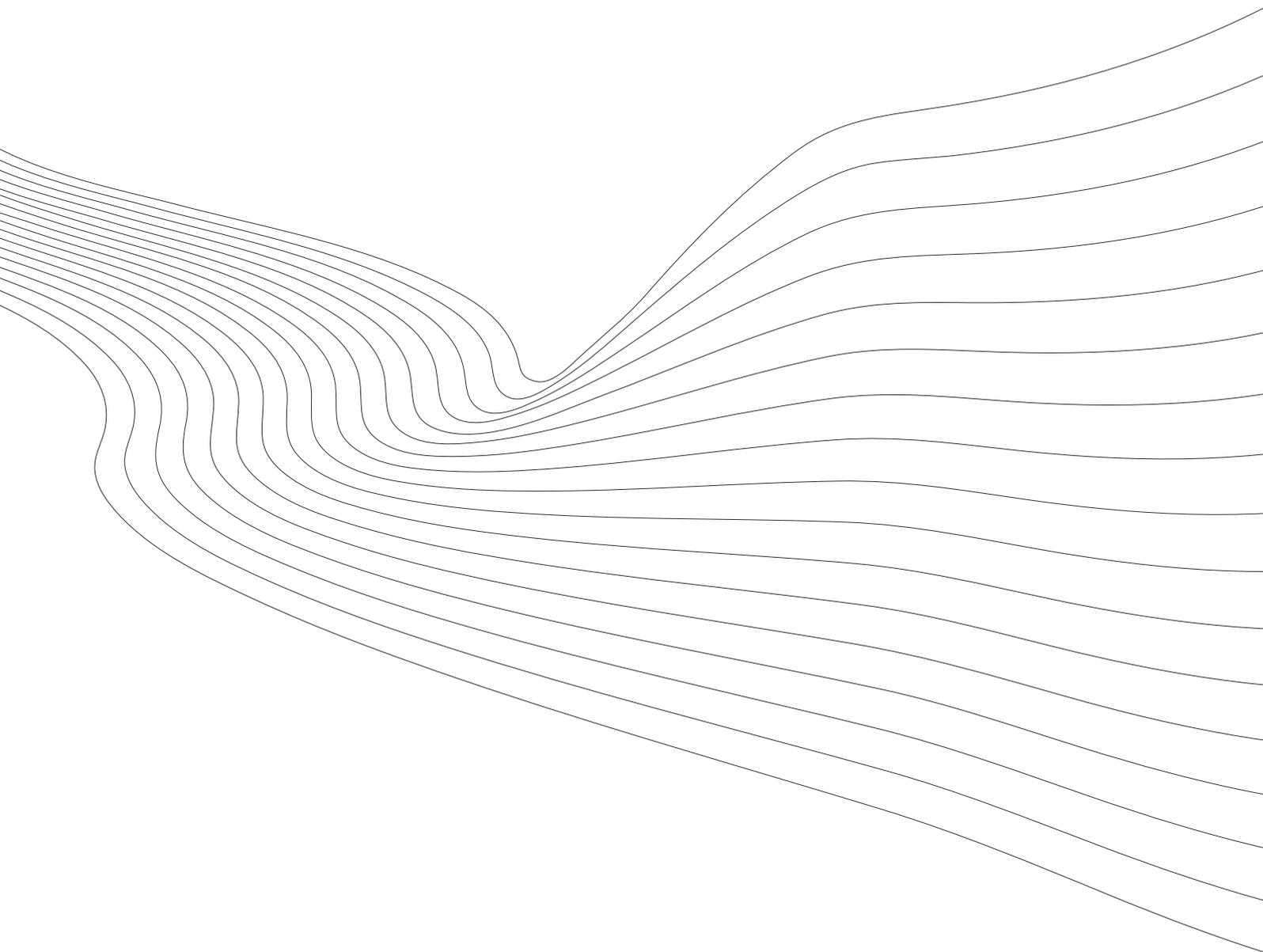
*You are not to copy documents for public or commercial
purposes, to exhibit the documents publicly, to make them
publicly available on the internet, or to distribute or otherwise
use the documents in public.*

*If the documents have been made available under an Open
Content Licence (especially Creative Commons Licences), you
may exercise further usage rights as specified in the indicated
licence.*

Elastizitäten und Substitutionsmöglichkeiten der Elektrizitätsnachfrage

Literaturübersicht mit besonderem Fokus
auf den Schweizer Strommarkt

Dr. Banu Simmons-Süer • Dr. Erdal Atukeren • Dr. Christian Busch



Impressum

Herausgeber

KOF Konjunkturforschungsstelle, ETH Zürich

© 2011 KOF Konjunkturforschungsstelle, ETH Zürich

Studie im Auftrag der Economiesuisse

Autoren

Dr. Banu Simmons-Süer

Dr. Erdal Atukeren

Dr. Christian Busch

Mitarbeit

Yngve Abrahamsen

KOF

ETH Zürich
KOF Konjunkturforschungsstelle
WEH D 4
Weinbergstrasse 35
8092 Zürich

Telefon +41 44 632 42 39
Fax +41 44 632 12 18
www.kof.ethz.ch
kof@kof.ethz.ch

Elastizitäten und Substitutionsmöglichkeiten der Elektrizitätsnachfrage

Literaturübersicht mit besonderem Fokus auf den Schweizer
Strommarkt

Studie im Auftrag der Economiesuisse

Projekt Managerin: Dr. Banu Simmons-Süer

Email: simmons-suer@kof.ethz.ch

Projekt Team:

Yngve Abrahamsen

Dr. Erdal Atukeren

Dr. Christian Busch

Dr. Banu Simmons-Süer

Zürich, 23. Mai 2011

Zusammenfassung.....	3
1. Einleitung.....	5
1.1 Elektrizitätsangebot in der Schweiz	7
1.2 Elektrizitätsnachfrage in der Schweiz	8
1.3 Charakteristik der Nachfrage.....	10
1.4 Exporte und Importe.....	11
1.5 Preisgestaltung.....	12
1.6 In den Strompreisen nicht berücksichtigte Kosten	12
1.7 Liberalisierung des Strommarktes	13
1.8 Strompreise und Anpassung der Nachfrage	14
2. Eigenpreiselastizitäten der Elektrizitätsnachfrage	16
2.1 Terminologie und Übersicht.....	16
2.2 Preiselastizität der Elektrizitätsnachfrage der Haushalte.....	17
2.3 Preiselastizität der Elektrizitätsnachfrage der Haushalte – Evidenz für die Schweiz	18
2.4 Methodische Probleme der Schätzung von Preiselastizitäten der Elektrizitätsnachfrage.....	19
2.5 Preiselastizität der Elektrizitätsnachfrage im industriellen, gewerblichen und Dienstleistungssektor	20
3. Kreuzpreiselastizitäten der Elektrizitätsnachfrage.....	23
3.1 Kreuzpreiselastizitäten.....	23
3.2 Substitution zwischen Energie und Kapital.....	25
4. Fazit.....	28
5. Anhang.....	31
5.1 Tabelle	31
5.2 Berechnung der kurz- und langfristigen Nachfragepreiselastizitäten.....	35
5.3 Translog-Kostenfunktion (TKF).....	36
5.4 Abbildungen	38
6. Literaturverzeichnis	39

Zusammenfassung

Die volkswirtschaftlichen Kosten verschiedener energiewirtschaftlicher Strategien hängen wesentlich von der Reaktion der Nachfrage ab. Vor diesem Hintergrund geht die folgende Literaturübersicht dem Teilaspekt der volkswirtschaftlichen Anpassung über die Auswirkungen der Änderung relativer Preise auf die Elektrizitätsnachfrage nach. Ziel ist es, die relevante empirische Literatur zu den Preiselastizitäten der Nachfrage nach Elektrizität zusammenzufassen. Die relevante Frage hierbei ist, wie stark sich die Nachfrage nach Elektrizität bei einer prozentualen Änderung des Preises verwandter Güter verändert (Kreuzpreiselastizität). Diese Art der Elastizität ist relevant, um Substitutionsverhalten, beispielsweise hin zu energieeffizienteren Geräten, aber auch hin zu anderen Energieformen in der Produktion abschätzen zu können.

Die Literaturübersicht zeigt insgesamt eine grosse Spannweite an geschätzten Werten für die verschiedenen Elastizitäten. Für die Stromnachfrage der Haushalte scheint sich im Vergleich zu den übrigen Ergebnissen ein relativ enger Bereich herauszukristallisieren. Die durchschnittlichen kurzfristigen Elastizitäten der Haushaltsnachfrage liegen bei rund 0.2 und für die langfristigen Elastizitäten – die in der Regel nicht weniger als 10 Jahre umfassen – bei rund 0.6. Mit diesen Werten ist in der kurzen Frist nur mit geringen Effekten von höheren Preisen auf die Elektrizitätsnachfrage zu rechnen. Jedoch zeigen die Schätzwerte zur langfristigen Preiselastizität, dass über Investitionen in Energieeffizienz durchaus Spielraum besteht, die Stromnachfrage über einem längeren Zeitrahmen zu beeinflussen. Für den Stromverbrauch der Haushalte wurden in der Literatur nur geringe Kreuzpreis- und Substitutionselastizitäten zwischen Elektrizität und Gas gefunden – insbesondere für fortgeschrittene Volkswirtschaften.

Für den industriellen und gewerblichen Verbrauch ist die Lage insbesondere in der kurzen Frist nicht wesentlich anders. Die begutachteten Studien aus verschiedenen Ländern liefern eine grosse Bandbreite von Preiselastizitäten, wobei jedoch in der Regel eine tiefe kurzfristige Preiselastizität der Wirtschaftsnachfrage nach Elektrizität (um 0.2) resultiert. Betrachtet man die lange Frist, so steigt die Elastizität auf Werte zwischen 0.6 und mehr als 1.

Die hohe Unsicherheit der Schätzungen hängt auch damit zusammen, dass der Strommarkt –auch in der Schweiz – stark reguliert ist, was die Schätzung von Preiselastizitäten verzerren kann. Die Studie hat aber gezeigt, dass trotz dieser Unsicherheiten längerfristig Anpassungen der Nachfrage möglich sind und die Elektrizitätsnachfrage nicht perfekt unelastisch ist. Die Energiepreise sollten die gesamten Kosten der Energieproduktion enthalten und explizite und implizite Subventionen in der Energieproduktion sollten vermieden werden. Entscheidend für die Investitionsanreize ist aber, dass die Preissignale langfristig ausgerichtet und glaubwürdig sind – nur dann lohnt es sich auch, in Energieeffizienz zu investieren.

Jede energiewirtschaftliche Strategie, für die sich die Schweiz entscheidet, wird Effekte auf die Preise haben. Dies betrifft auch die Entscheidung über Erneuerung oder Ausstieg aus der Kernkraft. Der Bau neuer Kernkraftwerke würde den Preis für die Stromabnehmer aufgrund der relativ niedrigen direkten Gesteungskosten tief halten. Dagegen würden Alternativszenarien, die einen forcierten Ausstieg aus der Atomenergie vorsehen, die Konsumenten von Elektrizität stärker belasten. In beiden Fällen müsste man schwer zu quantifizierende externe Effekte mitberücksichtigen. Aufgrund der aktuell dünnen Faktenbasis besteht erheblicher Forschungsbedarf.

1. Einleitung

Wie andere entwickelte Volkswirtschaften ist die schweizerische Wirtschaft auf eine zuverlässige Energieversorgung angewiesen. Dies gilt insbesondere für den Elektrizitätsmarkt, ist doch die Möglichkeit zur Bildung von strategischer Reservekapazität kaum gegeben, und auch die Schaffung von Ausgleichsreserven ist nur im begrenzten Umfang möglich.

Ziel der schweizerischen Strompolitik ist gemäss Bundesgesetz über die Stromversorgung, eine zuverlässige und nachhaltige Versorgung mit Elektrizität in allen Landesteilen zu schaffen. Die bestehenden Schweizer Kernkraftwerke werden ab 2019 nach und nach an das Ende ihrer vorgesehenen Laufzeiten gelangen.¹ Darüber hinaus werden zwischen 2018 und 2040 Verträge über die Lieferung von Atomstrom aus Frankreich kontinuierlich auslaufen. Diese dürften kaum weitergeführt werden, da sie sich mit dem entstehenden europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt nur schwer vereinbaren lassen.

Überschattet von den Ereignissen der nuklearen Katastrophe in den Reaktoren des japanischen Atomkraftwerkes Fukushima stellt sich damit für die Schweiz die Frage nach einer nachhaltigen Energieversorgung. Der Bundesrat hat im Februar 2007 den energiepolitischen Rahmen neu gesetzt. Dieser beruht auf den vier Pfeilern Energieeffizienz, erneuerbare Energien, Grosskraftwerke und Energieaussenpolitik. Im Oktober 2009 haben drei Unternehmen der Strombranche beim Bundesamt für Energie (BFE) die überarbeiteten Rahmenbewilligungsgesuche für drei Ersatzkernkraftwerke eingereicht (BFE 2009c).

Vor diesem Hintergrund werden derzeit verschiedene Optionen der zukünftigen Stromversorgung diskutiert (vgl. BFE 2007a). Zu den grundsätzlichen Szenarien zählen (1) der Ersatz der bestehenden Kernkraftwerke (KKW) durch neu zu errichtende Anlagen, (2) der Verzicht auf neue KKW unter vorläufiger Beibehaltung der bestehenden Werke (Verlängerung der Laufzeiten), (3) der grundsätzliche Verzicht auf nukleare Stromerzeugung in der Schweiz zu einem früher als geplanten Termin.

Bei den Grundsatzszenarien (2) und (3) bestehen verschiedene Möglichkeiten, wie mit dem nicht durch nukleare Kapazitäten zu ersetzenden Stromangebot umzugehen ist. Es ist denkbar, durch den Bau von alternativen Kraftwerken, bspw. Gaskraftwerken, die Stromproduktion zu ersetzen. Dabei müssen allerdings zusätzliche CO₂-Emissionen kompensiert werden. Alternative Energien werden in

¹ Für die bestehenden KKW Mühleberg und Beznau I und II sind 50 Jahre und für Gösgen und Leibstadt 60 Jahre Betriebsdauer vorgesehen. Das vorgesehene Ende der Laufzeiten sieht damit ungefähr eine Abschaltung der Anlagen in den Jahren 2019 für Beznau I, 2022 für Beznau II und Mühleberg, 2039 für Gösgen und 2044 für Leibstadt vor.

Zukunft eine immer wichtigere Rolle spielen. Es ist aber unsicher ob diese bis zur geplanten Ausserbetriebsetzung der KKW in genügendem Umfang zu Verfügung stehen werden, selbst wenn energische Massnahmen zugunsten der technischen und ökonomischen Rahmenbedingungen ergriffen werden (dabei ist aber auch die Nachfrageentwicklung von Bedeutung, vgl. Ecoplan, 2007; Prognos, 2007). Zudem kann der Bedarf in der Schweiz durch höhere Importe (insbesondere im Winterhalbjahr) gedeckt werden. Schliesslich besteht die Möglichkeit durch verbesserte Energieeffizienz und durch das Einsparen von Elektrizität den Verbrauch zu senken. Dabei spielen Preissignale eine entscheidende Rolle.

Über die relativen Preise von Elektrizität sollen Lenkungswirkungen bezüglich Verbrauch und energieeffizienten Investitionen erzielt und Innovationen im Bereich der Energieproduktion angeregt werden. Abgesehen von Wirkungen auf die Rentabilität und den technologischen Fortschritt erneuerbarer Energien, kann somit auch das Verhalten der Nachfrager nach Elektrizität wesentlich zur Anpassung an die künftig verfügbaren Stromkapazitäten beitragen (siehe Ecoplan 2007). Die volkswirtschaftlichen Kosten solcher Szenarien des Ausstiegs aus der Atomenergie im Vergleich zu Szenarien die den Bau neuer Kernkraftwerke vorsehen, hängen daher auch wesentlich von den Preiselastizitäten der Nachfrage ab.

Jede Strategie, für die sich die Schweiz entscheidet, wird Effekte auf die Preise haben. Denn nicht nur die bewusste Einführung von Lenkungsabgaben, sondern auch die Entscheidung für oder gegen den Bau neuer Grosskraftwerke (sei es Kernenergie, Gas oder Kohle) wird Auswirkungen auf die Preise für die Endkonsumenten haben. Die Entscheidung für den Bau neuer Grosskraftwerke würde den Preis für die Konsumenten aufgrund der vergleichbar tiefen direkten Gestehungskosten tief halten, allerdings mit der indirekten Subventionierung über eine nicht-verursachergerechte Haftung möglicher Folgen bezüglich Umwelt und Klima (siehe Koch et al. 2009 im Falle Kernkraftwerke). Alternativszenarien, die einen Umstieg auf erneuerbare Energien vorsehen, werden die Konsumenten von Elektrizität mit höheren Preisen belasten.

Auch aufgrund der sich abzeichnenden Knappheiten im europäischen Elektrizitätsmarkt und mit der politisch angestrebten und bereits eingeleiteten Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte in der Schweiz und in der EU werden die Preise in Zukunft eine wichtigere Rolle spielen. Die vorliegende Studie beschreibt zunächst in kurzer Form den Elektrizitätsmarkt der Schweiz und zeigt auf, wie Produktion, Nachfrage und Preise zusammenspielen und welche Besonderheiten im Schweizer Strommarkt von Bedeutung sind. Ein Verständnis über den Schweizer Elektrizitätsmarkt ist von Bedeutung, weil die Preisbildung im Wesentlichen nicht marktbasierend erfolgt. Feste Lieferverpflichtungen, regulierte Tarife und der unvollständige Einbezug aller relevanten Kosten in die Preise haben in der Vergangenheit den Schweizer Strommarkt geprägt. Dies wiederum erschwert die systematische Schätzung der

Nachfragereaktionen auf Preisänderungen. Vor diesem Hintergrund, und unter Berücksichtigung der genannten Schwierigkeiten, geht die in den Teilen 2 und 3 folgende Literaturübersicht dem Teilaspekt der volkswirtschaftlichen Anpassung über die relativen Preise der Elektrizitätsfrage nach. Ziel ist es dabei, die relevante empirische Literatur zu den Preiselastizitäten der Nachfrage nach Elektrizität zusammenzufassen.

1.1 Elektrizitätsangebot in der Schweiz

Die inländische Stromproduktion von 66'252 GWh im Jahr 2010 wurde vorwiegend von Wasserkraftwerken (37'450 GWh, 56% der inländischen Produktion) geleistet. Als zweitwichtigster Lieferant dienten die vier Kernkraftwerke mit einer abgelieferten Elektrizitätsmenge von 25'205 GWh (38% der inländischen Produktion). Die übrigen Energiequellen spielen in der Schweiz mit einer Menge von 3'597 GWh eine weitaus geringere Rolle (zu etwa 90% thermische Kraftwerke, daneben Elektrizitätserzeugung aus Solar, Wind, Biomasse).

Die Schweiz nimmt aufgrund ihrer geologischen Gegebenheiten im europäischen Strommarkt eine Sonderstellung ein. Aus Speicherseen kann Strom zur Deckung des Spitzenbedarfs gezielt produziert werden, was die Grundlastkapazitäten aus anderen Quellen ergänzt. Andererseits kann mit Pumpspeicherkraftwerken Energie gespeichert werden.² Damit zeichnet sich die Schweiz im internationalen Vergleich durch einen überdurchschnittlich hohen Anteil an Kapazitäten für Spitzenlast aus. Mit einem jährlich umgeschlagenen Speicherinhalt von ca. 7 TWh aller Speichereinrichtungen, was einer Pufferkapazität von 11% der inländischen Stromproduktion entspricht, sind diesem preiswirksamen Umlagerungssystem Grenzen gesetzt (BFE 2010b). Zudem wird für die Deckung der Bedarfsspitzen in der EU vorwiegend auf Gaskraftwerke gesetzt, welche relativ hohe Gestehungskosten aufweisen. Die Grundlastenergie wird in der Schweiz zusätzlich durch Bezugsrechte aus Frankreich bereitgestellt (vgl. BFE 2007a, S. 61).

Seit den 1950er Jahren hat sich die Stromproduktion in der Schweiz nahezu versiebenfacht. Dabei wird die zusätzliche Produktion seit Beginn der 1970er Jahre zum wesentlichen Teil mit Kernkraft gedeckt (Abbildung 1).

Seit 2008 ist die Stromversorgung im Stromversorgungsgesetz geregelt, welches eine schrittweise Liberalisierung des Strommarktes vorsieht. Derzeit liegt das Grundkapital der Schweizer Elektrizitätsbetreiber zu rund 85% in öffentlicher Hand, während die Privatwirtschaft und das Ausland

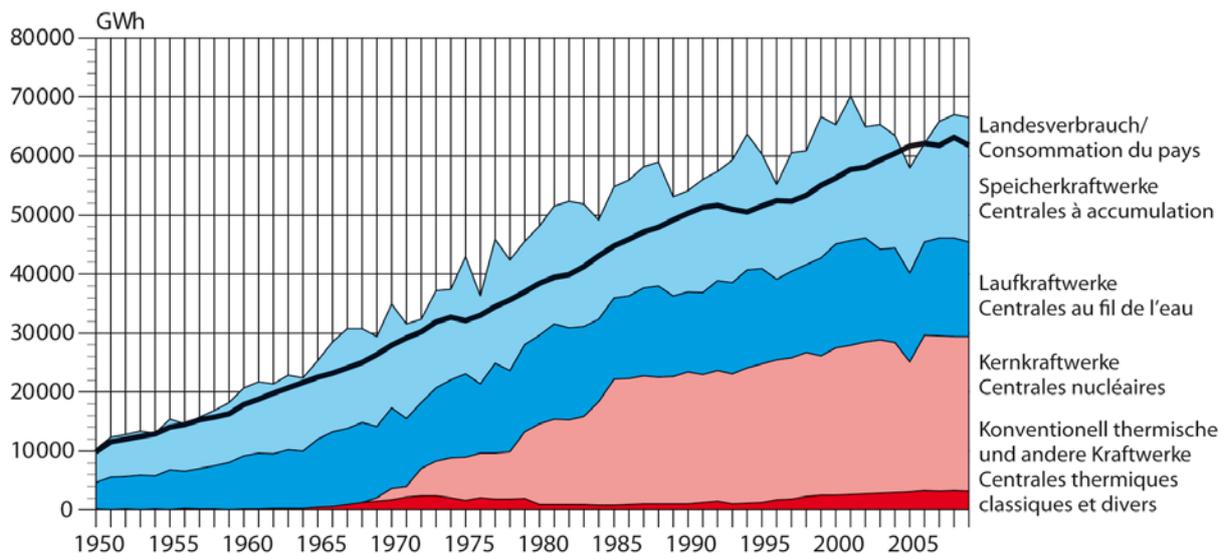
² Allerdings wird bei dieser Form der Energiespeicherung insgesamt mehr Energie für die Pumpen benötigt, als die daraus erzeugte Elektrizität, was als zusätzlicher Elektrizitätsbedarf verbucht wird. Dieser Bedarf betrug 2008/09 2'555 GWh (rund 4% des gesamten Stromverbrauchs). Der Wirkungsgrad der Anlagen betrug im Mittel 0.7 (BFE 2010b), neuere Anlagen liefern höhere Wirkungsgrade.

nur zu 8%, resp. 7% beteiligt sind. Der private Sektor ist allerdings überdurchschnittlich im Produktions- und Übertragungsbereich vertreten, während das Schweizer Höchstspannungsnetz per Gesetz zur Mehrheit der öffentlichen Hand gehören muss (vgl. BFE 2010a).

Abbildung 1: Entwicklung der Stromerzeugung³

Stromproduktion der Schweiz nach Erzeugerkategorien seit 1950

Production d'électricité de la Suisse selon les catégories de production, depuis 1950



Quelle: BFE, Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2009
Source: OFEN, Statistique suisse de l'électricité 2009

1.2 Elektrizitätsnachfrage in der Schweiz

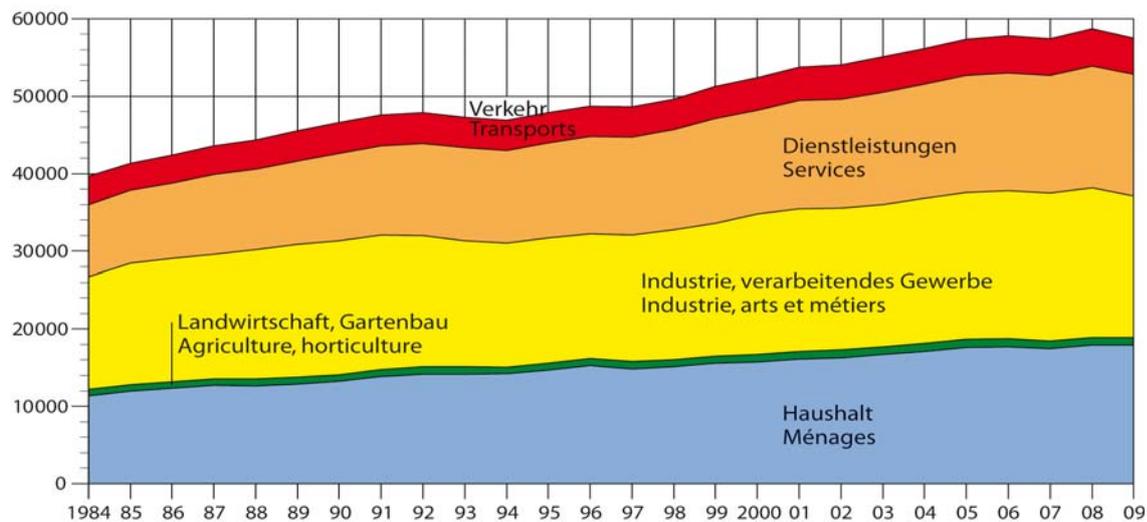
Bezogen auf den gesamten Endenergieverbrauch betrug der Anteil der Elektrizität 2010 mit 206'980 TJ (57'494 GWh) rund 24% (BFE 2010a). Vom Verbrauch der Elektrizität entfallen 31%, resp. 32% auf die Haushalte und das verarbeitende Gewerbe. Der Dienstleistungssektor benötigt mit 27% etwas weniger. Auf den Verkehr entfallen 8% und auf den Landwirtschaftssektor knapp 2%. Hinzu kommen noch der Verbrauch der Speicherpumpen und der Verlust in der Übertragung von zusammen rund 12% (bezogen auf den Endverbrauch, vgl. BFE 2010b). Abbildung 2 zeigt den Stromverbrauch der Verbraucherkategorien seit 1984.

Betragsmässig beliefen sich die Ausgaben für Elektrizität im Jahr 2008 auf rund 8.6 Mrd. Fr. Der Pro-Kopf-Verbrauch an Elektrizität liegt in der Schweiz leicht über dem Durchschnitt der EU-15 Länder (BFE 2010b, S. 26).

Abbildung 2: Stromverbrauch nach Sektoren

³ Die Diskrepanz zwischen dem inländischen Verbrauch und der inländischen Erzeugung wird in Abschnitt 1.4 im Hinblick auf den Stromaussenhandel erklärt.

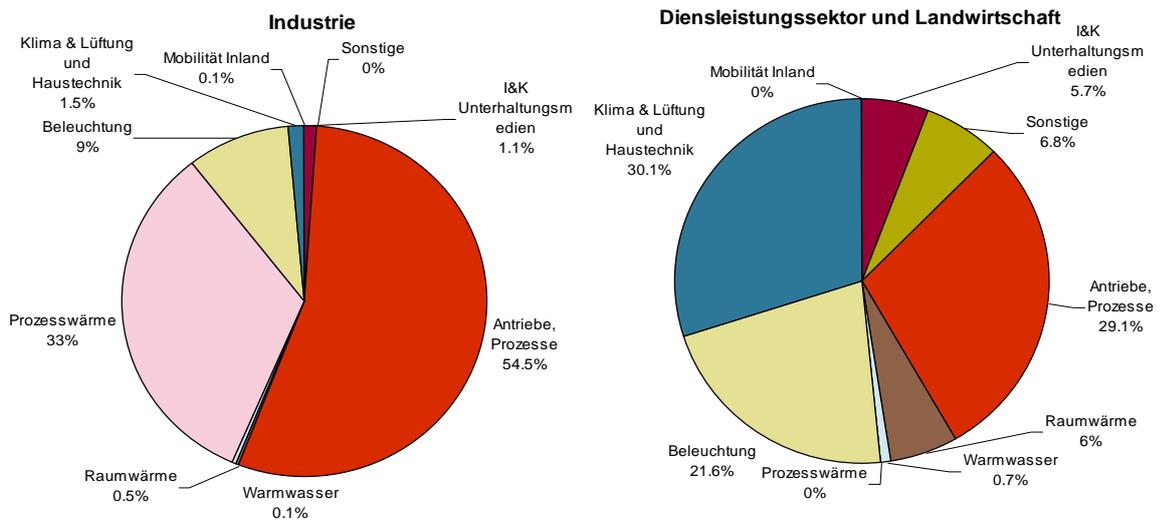
Stromverbrauch der Verbraucherkategorien der Schweiz seit 1984 in GWh
consommation finale d'électricité selon les consommateurs depuis 1984 en Gwh



Quelle: BFE, Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2009
Source: OFEN, Statistique suisse de l'électricité 2009

Abbildung 3 zeigt den Stromverbrauch nach Verwendungszwecken. Die wichtigsten Verwendungszwecke für die Industrie und den Dienstleistungssektor sind Antriebe und Prozesse, bzw. Klima & Lüftung und Haustechnik.

Abbildung 3: Prozentuale Anteile der Verwendungszwecke am Elektrizitätsverbrauch 2009: Industrie und Dienstleistungssektor und Landwirtschaft



Quelle: Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000-2009 nach Verwendungszwecken (BFE, Dezember 2010)

1.3 Charakteristik der Nachfrage

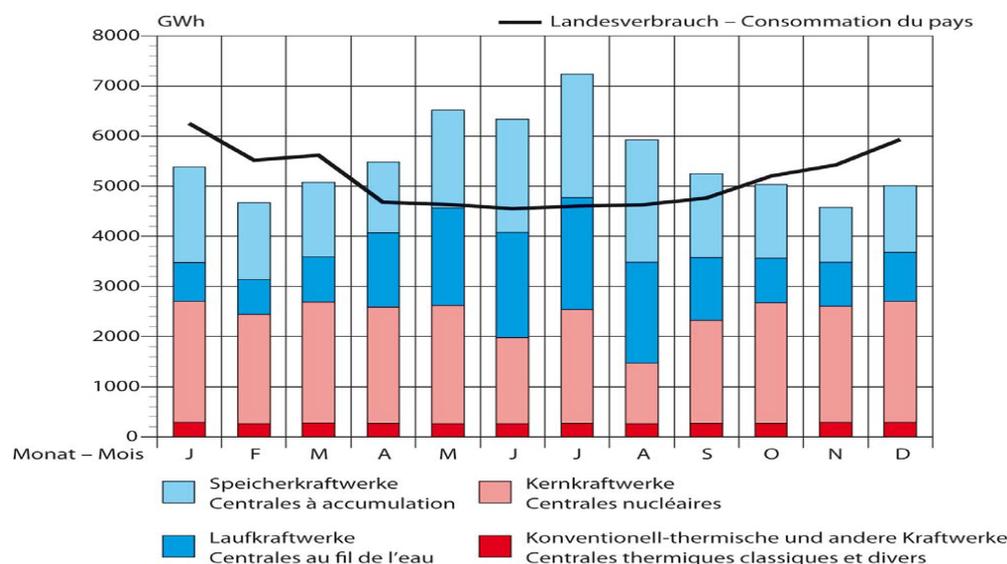
Wie auch in anderen Ländern schwankt sowohl die Nachfrage als auch das Angebot an elektrischer Energie im Jahresverlauf und über den Tag stark. Dies ist aus verschiedenen Gründen besonders relevant. Insofern die Spitzenkapazitäten zu befriedigen sind, verteuert sich je nach gewähltem Strommix der Gesamtpreis in unterschiedlichem Ausmass, da verschiedene Arten der Stromproduktion unterschiedlich zur Produktion von Spitzenlast beitragen können. Da die grundlegende Struktur – höherer Bedarf im Winter und tagsüber – in allen Ländern ähnlich sind, lässt sich der Spitzenbedarf nicht wesentlich durch höhere Importe decken. Ausserdem sind auch die Netzkapazitäten auf die Deckung des Spitzenbedarfs auszurichten. Dies könnte insbesondere mit der verstärkten Ausrichtung auf Auktionen bei Knappheiten im Zusammenhang mit dem Stromtransit an Bedeutung gewinnen (siehe unten, Abbildung 3). Bzgl. der Preiselastizitäten muss daher auch zwischen der Nachfrage während der Spitzenlasten und jener in der übrigen Zeit unterschieden werden. Vor diesem Hintergrund sollte Teil der zukünftigen Elektrizitätsstrategie für die Schweiz auch Überlegungen zur preislichen Allokation von Spitzen- und Grundlasten beinhalten. Inwiefern sich die Preisspanne zwischen Spitzen- und Grundlast in Zukunft verändern wird, hängt von der preisbestimmenden Technologie ab (siehe Meister, 2008, S. 45)

Die Stromnachfrage hat sich in den letzten Jahren zunehmend zugunsten des Winterhalbjahres verschoben. Während im Winter 1960/61 der Winteranteil am Gesamtverbrauch noch bei 49.5% lag, stieg dieser bis zum Winter 2008/09 auf über 55% an (BFE 2010b). Da im Winterhalbjahr auch eine

deutlich geringere hydraulische Produktion anfällt, muss der Schweizer Bedarf in diesem Zeitraum jeweils über Importe gedeckt werden (Abbildung 4).

Abbildung 4:

Monatliche Erzeugungsanteile und Landesverbrauch im Kalenderjahr 2009
 Quotes-parts mensuelles et consommation du pays durant l'année civile 2009



Quelle: BFE, Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2009
 Source: OFEN, Statistique suisse de l'électricité 2009

1.4 Exporte und Importe

Dem schweizerischen Elektrizitätsverbrauch von 64'278 GWh im Jahr 2010 standen Einfuhren im Umfang von 66'834 GWh und Ausfuhren von 66'314 GWh gegenüber. Der Aussenhandel ist somit in der Stromleistung praktisch ausgeglichen. Betragsmässig waren jedoch die Ausfuhren mit 5.1 Mrd. Fr ungleich grösser als die Einfuhren von 3.7 Mrd. Fr. Der Überschuss entsteht im Wesentlichen mit Italien; die Schweiz importiert billigen Strom in der Nacht aus Frankreich für Pumpspeicherkraftwerke und verkauft die damit erzeugte Wasserenergie zu einem wesentlichen höheren Preis tagsüber (Meister, 2008).

Der Transfer von Elektrizität aus Frankreich und Deutschland nach Italien spiegelt im Wesentlichen die unterschiedliche Produktionsstruktur wider. In Frankreich und Deutschland wird Strom mit Kohle und Kernkraft produziert, wobei die Gestehungskosten deutlich tiefer sind als der vorwiegend mit Gaskraftwerken produzierte Strom in Italien.^{4,5}

Zwar war die Schweiz in den vergangenen Jahren vorwiegend Nettoexporteur von Elektrizität. Der Ausfuhrüberschuss entfällt jedoch seit dem Jahr 2000 ausschliesslich auf die Sommerhalbjahre,

⁴ Die vorwiegend nuklear erzeugten Elektrizitätsimporte aus Frankreich sind zudem billiger als die Importe aus Deutschland. Im Jahr 2010 betrug der durchschnittliche Importpreis pro MWh aus Frankreich 37.5 Fr, während die Preise aus Deutschland, Italien und Österreich 69.8, 85.7 und 69 Fr. betragen.

⁵ Bezüglich der Kosten dieser Stromerzeugungsarten gelten die gleichen Überlegungen wie besprochen in Abschnitt 1.6 unten.

während der selbst benötigte Bedarf im Winterhalbjahr höher ausfällt und die Kapazitäten der hydraulischen Produktion tiefer liegen. Aufgrund der höheren Importe konkurriert der Schweizer Bedarf dann mehr mit den Transitlieferungen, wodurch im Winter höhere Preise der Stromimporte resultieren.⁶

1.5 Preisgestaltung

Die mangelnde Preistransparenz (vgl. Ecoplan, 2003) für den Endverbraucher wurde mit dem Stromversorgungsgesetz verbessert. Die Kosten für die Energielieferung, Netznutzung, Zuschläge auf die Übertragungskosten des Hochspannungsnetzes (max. 0.6 Rp./kWh für kostendeckende Einspeisevergütung) sowie Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen müssen neu separat ausgewiesen werden. Die Preise sind jedoch nach wie vor nicht marktbasierend. Die Stromversorgungsverordnung konkretisiert, was unter angemessenen Elektrizitätstarifen zu verstehen ist: „Die Endverbraucher mit Grundversorgung haben Anspruch auf einen Tarif, welcher sich an den Gesteuerungskosten sowie an langfristigen Bezugsverträgen des Verteilnetzbetreibers orientiert und nicht an den Marktpreisen. Nur wenn die Marktpreise unter den Gesteuerungskosten liegen, sind diese ein Massstab für die Berechnung der Elektrizitätstarife.“ (Artikel 6 Absatz 1 StromVG, Artikel 4 Absatz 2 StromVV). Auch die Entgeltung für die Netznutzung erfolgt in der Schweiz nicht auf Basis von Marktpreisen, wobei das Vorliegen eines natürlichen Monopols allerdings eine entsprechende Regulierung erschwert.

Damit orientieren sich die Strompreise auch nur teilweise an den internationalen Grosshandelspreisen. Die Preise in der Schweiz bewegen sich bspw. etwa in einem Rahmen von 60 bis 90% der Grosshandelspreise an der Leipziger Börse (European Energy Exchange, EEX; vgl. Meister 2008, S. 44). Die international höheren Preise wirken sich nur deshalb sehr begrenzt auf die Endkunden aus, weil an internationalen Strombörsen nur jener Teil zugekauft werden muss, der nicht mit den inländischen Produktionsmöglichkeiten abgedeckt werden kann. Zudem betrifft die Komponente der Gesteuerungskosten nur rund 40% des Endpreises, während die übrigen 60% auf Kosten der Netze und anderer Abgaben zurückzuführen sind (ebd).

1.6 In den Strompreisen nicht berücksichtigte Kosten

Die Problematik externer Kosten betrifft auch die Stromproduktion. Die damit einhergehende Diskrepanz zwischen Gewinnerzielung und den (von der Gemeinschaft getragenen) nicht internalisierten Kosten sind in der Schweiz insofern geregelt, als die Kantone und Gemeinden zum grössten Teil die Eigentümer der Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind. Dagegen sind diese

⁶ Mit dem von der deutschen Bundesregierung und insbesondere der neuen Baden-Württembergischen Regierung angesagten Ausstiegskurs aus der Kernenergie dürften sich die Stromflüsse und die Handelsmöglichkeiten für die Schweiz stark ändern. Insbesondere im Winterhalbjahr wären deutlich geringere Importe zu entsprechend höheren Preisen zu erwarten.

Kosten in der Schweiz im Wesentlichen nicht verursachergerecht ausgestaltet (d.h. die Kosten werden nicht von den Marktteilnehmern bezahlt, die sie verursachen).

Die Schweiz hat aufgrund des hohen Anteils an hydrologisch und nuklear produzierter Elektrizität einen geringen Anteil nicht-internalisierter Kosten von CO₂-Emissionen (vgl. Ecoplan 2007, S. 103ff). Würde das Schweizer Stromangebot in Zukunft bspw. mehr durch Gaskraftwerke bereitgestellt, müssten damit höhere externe Kosten dieser Art in Kauf genommen werden.

Demgegenüber sind die externen Kosten der Kernkraft deutlich schwieriger zu bewerten, weil u.a. Kernkraftstörfälle – so unwahrscheinlich sie auch sind – in Ausmass und Kostenfolgen stark variieren und in Extremfällen ein gewaltiges Zerstörungspotential aufweisen können. Bei einem schwerwiegenden Störfall mit weit reichender radioaktiver Verstrahlung sieht das Schweizer Gesetz eine unbegrenzte Haftung der Betreiber vor. Allerdings ist diese faktisch auf deren Eigenkapital begrenzt. Verschiedene Studien zeigen, dass dieses Kapital bei einem grösseren Unfall nicht ausreichen würde. Die verbleibenden Kosten würden daher von der Allgemeinheit übernommen. Darüber hinaus fallen im Bereich der Kernenergie weitere nicht-internalisierte Kosten im Abbau und bei der Aufbereitung von Uran und bei der Endlagerung der radioaktiven Abfälle an (Siehe Zweifel und Umbricht, 2002; Koch et al., 2009).

1.7 Liberalisierung des Strommarktes

Die eingeleitete Liberalisierung des Strommarktes erfolgt schrittweise und basiert auf dem Prinzip, dass kein Wettbewerb im Netz, aber Wettbewerb beim Handel erfolgt (siehe BFE, 2008). Feste Endverbraucher – als solche gelten Haushalte und andere Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von weniger als 100 MWh (Megawattstunden) pro Verbrauchsstätte –, haben in der ersten Phase (bis 2014) der Marktöffnung keinen Anspruch auf Netzzugang. Sie werden den Strom weiterhin von ihrem lokalen Netzbetreiber beziehen und haben keine Möglichkeit, einen anderen Lieferanten zu wählen. Dagegen haben Kunden mit einem Verbrauch von mindestens 100 MWh in diesem Zeitraum das Wahlrecht, vom freien Netzzugang Gebrauch zu machen und einen Lieferanten zu wählen. (Artikel 6/7, StromVG). Die Förderung erneuerbarer Energien erfolgt wesentlich über die kostendeckende Einspeisevergütung, wodurch der ökologische Mehrwert abgegolten wird.

Auch der europäische Energiebinnenmarkt wird in Zukunft eine weitaus wichtigere Rolle einnehmen. Im Grosshandelsbereich ist ein einheitlicher Markt bereits weitgehend Realität, die Konvergenz der Preisentwicklungen ist deutlich sichtbar. Bei den Preisniveaus hat zwischen den meisten Ländern ein Konvergenzprozess eingesetzt (siehe Meister, 2008). Allerdings verhindern derzeit geringe Netzkapazitäten im grenzüberschreitenden Handel eine weitergehende Integration. Der Ausbau dieser Netzkapazitäten wird jedoch gezielt von der EU gefördert.

Mit den Liberalisierungsschritten und der Entstehung des integrierten Strommarktes dürften sich die Preise in der Schweiz zunehmend am Grosshandel ausrichten, welche wiederum stärker von den gesamteuropäischen Gegebenheiten bestimmt werden. Die langfristigen Lieferverträge mit Frankreich konterkarieren überdies die europäischen Bemühungen zur Schaffung eines integrierten Marktes und dürften kaum erneuert werden (BFE 2007a, S. 61). Für den Transit werden in Zukunft sowohl die Importe aus Frankreich als auch die Exporte nach Italien durch marktbasierete Auktionen definiert werden (Meister 2008, S. 45). Der Wegfall exklusiver Nutzungsrechte der Grenzkapazitäten, wie von der EU angestrebt, wird den an diese Kapazitäten gebundenen Anteil der Strompreise in Zukunft somit stärker von der Netznachfrage abhängen lassen. Überdies ermöglicht eine solche Änderung den französischen und deutschen Produzenten ohne Zwischenhändler Strom nach Italien zu exportieren. Damit reduzieren sich die Margen der Schweizer Verbundunternehmen aus dem Transitgeschäft, profitieren werden aber die Eigner der Schweizer Stromnetze von den Auktionen. Vor diesem Hintergrund dürften sich die Preise in der Schweiz zukünftig stärker an den auktionierten Preisen orientieren (vgl. Meister 2008, S. 44).

1.8 Strompreise und Anpassung der Nachfrage

Die Reaktion des Nachfrageverhaltens auf Änderungen der relativen Preise ist jedenfalls auch im Hinblick auf die Entscheidung über die Stilllegung bisheriger und den Bau neuer KKW von Bedeutung. Resultieren höhere Kosten durch Verknappung des Angebots oder die Internalisierung externer Kosten (höhere Versicherungsdeckung Kernenergie, steigende Preise für CO₂-Emissionszertifikate), dann hängen die gesamtwirtschaftlichen Anpassungskosten wesentlich von den Nachfrage- und Substitutionselastizitäten ab. Auch in dieser Hinsicht kann das Wissen über Elastizitäten und Substitutionsmöglichkeiten mit anderen Energieformen im öffentlichen Diskurs hilfreich sein.

Die Elektrizitätspreise dürften, wie oben dargestellt, sowohl im Hinblick auf die Liberalisierung des Strommarktes in der Schweiz als auch mit der zunehmenden Integration des europäischen Strommarktes eine wichtige Rolle in der energiepolitischen Ausrichtung spielen. Dabei wird der Fokus auch auf Effizienzinvestitionen und Verhalten in der Elektrizitätsnachfrage gerichtet werden. Die in Teilen 2 und 3 folgende Literaturübersicht geht der Frage nach, wie sich die Nachfrage nach Elektrizität angesichts von Änderungen der relativen Preise verhält. Dafür wird die wissenschaftliche Literatur zur Nachfrageelastizität der Stromnachfrage ausgewertet.

Teil 2 wird die Reaktion der Nachfrage auf direkte Änderungen der Elektrizitätspreise (Eigenpreiselastizität der Nachfrage) untersuchen. Die relevante Frage hierbei ist, wie stark sich die Nachfrage nach Elektrizität bei einer prozentualen Änderung des Preises verändert. Diese Elastizität ist von entscheidender Bedeutung, um den Beitrag der Nachfrage zu den Auswirkungen verschiedener

energiepolitischer Szenarien anzuschätzen. Teil 3 wird die Kreuzpreiselastizitäten in den Mittelpunkt stellen. Die Kreuzpreiselastizität der Nachfrage ist die relative Reaktion der Nachfrage eines Gutes auf eine Änderung des Preises von einem verwandten Gut. Diese Art der Elastizität ist relevant, um Substitutionsverhalten, beispielsweise hin zu energieeffizienteren Geräten, aber auch hin zu anderen Energieformen in der Produktion abschätzen zu können.

2. Eigenpreiselastizitäten der Elektrizitätsnachfrage

2.1 Terminologie und Übersicht

Die Eigenpreiselastizität ist ein einheitsloses Mass der Sensitivität einer nachgefragten Menge eines Gutes auf die Änderungen des Preises desselben Gutes. Die Preiselastizität der Nachfrage kann als prozentuale Änderung der nachgefragten Menge auf eine prozentuale Änderung des Preises ausgedrückt werden ($\eta = (\Delta Q_d/Q_d / \Delta P/P)$). Aufgrund der negativ geneigten Nachfragekurve ist üblicherweise eine negative Elastizität zu erwarten. Das Konzept der Elastizität kann erweitert werden, indem Einkommensänderungen und Preise von verwandten Gütern (Substitute oder Komplemente) berücksichtigt werden.⁷ In der vorliegenden Studie wird für den Begriff Eigenpreiselastizität synonym auch die Kurzform Preiselastizität verwendet. Die Nachfrage eines Gutes wird als preiselastisch definiert, wenn eine einprozentige Erhöhung (Senkung) des Preises zu einer mehr als einprozentigen Erhöhung (Senkung) der nachgefragten Menge führt. Umgekehrt wird bei einer Erhöhung (Verringerung) der Nachfrage von weniger als einem Prozent, bei einer Erhöhung (Senkung) des Preises von einem Prozent, von einer preisunelastischen Nachfrage gesprochen; d.h., wenn $|\eta| < 1$. Je näher der absolute Wert der Preiselastizität bei 0 liegt, desto unelastischer ist die Nachfrage⁸. Wenn beispielsweise die Preiselastizität -0.5 beträgt (d.h. 0.5 in absoluten Werten), dann wird eine 10-prozentige Erhöhung des Preises zu einem 5-prozentigen Rückgang der Menge führen.

In der Literatur wird zwischen kurz- und langfristiger Preiselastizität der Nachfrage unterschieden. Die Präzisierung der damit bezeichneten Zeiträume kurzfristig und langfristig ist jedoch ein schwer zu fassendes Konzept. Mit Bezug auf eine Produktionsfunktion $Y = f(K, L, E, \dots)$, wobei K = Kapital, L = Arbeit und E = Energie bezeichnet, kann die kurze Frist als die Zeitperiode bezeichnet werden, in der mindestens ein Produktionsfaktor nicht verändert werden kann. In der langen Frist können jedoch alle Produktionsfaktoren geändert werden. Eine weitere gangbare Unterscheidung ist die sehr kurze Frist und die sehr lange Frist. In der sehr kurzen Frist ist überhaupt kein Produktionsfaktor änderbar, und in der sehr langen Frist wird auch das verfügbare Technologieniveau variabel. Dieser konzeptionelle Rahmen steckt die Grenzen der Definition ab; dies bedeutet, dass es anhand der in der Literatur verwendeten Methoden schwierig ist, Zeiträume der kurzen und langen Frist zu definieren. Als grober Faustregel kann man allerdings für die kurze Frist einen Zeithorizont von bis zu einem Jahr nehmen, und beziehen sich langfristigen Preisreaktionen in der Regel auf nicht weniger als 10 Jahre. Im Kontext der Haushaltsnachfrage nach Elektrizität definiert Fillipini (1999, S. 534) die kurze Frist als jene Zeitspanne, in der Haushalte nur die Nutzungsintensität ihres Bestandes an Geräten verändern können, bspw. indem die Temperatur von Thermostaten oder des Heisswassers geändert wird. In der

⁷ Die Einkommenselastizität ist die prozentuale Änderung der Nachfrage auf eine prozentuale Änderung des Einkommens, während die Kreuzpreiselastizität die prozentuale Änderung der Nachfrage eines Gutes x auf eine prozentuale Änderung des Preises eines Gutes y misst.

⁸ Siehe Anhang 5.4, Abb. A1

langen Frist können Änderungen der Strompreise jedoch als Resultat der relativen Preisänderungen zu einer Änderung des Kapitalbestandes der Haushalte führen. Das kann die Form eines allmählichen Abbaus wenig energieeffizienter Geräte und deren Ersatz durch effizientere Einheiten annehmen.

Im Folgenden wird die Literatur zu empirischen Schätzungen der Preiselastizität der Elektrizitätsnachfrage – mit besonderem Fokus auf die Schweiz – zusammengefasst. Dabei werden auch die Probleme angesprochen, die sich bei der Schätzung von Preiselastizitäten insbesondere in regulierten Industrien stellen.

2.2 Preiselastizität der Elektrizitätsnachfrage der Haushalte

Es existiert eine Vielzahl an Studien zur Elektrizitätsnachfrage und deren Bestimmungsgründen. Mit unterschiedlichen Schätzmethoden, Annahmen zur funktionalen Form sowie unter Verwendung verschiedener Daten bezüglich Zeiträumen und Ländern, steht dabei meist die Frage der Preiselastizität der Stromnachfrage im Mittelpunkt. Die in der überwiegenden Zahl der Studien verwendete Methode basiert dabei darauf, eine abgeleitete Nachfragefunktion nach Elektrizität zu schätzen, wobei der Stromkonsum eine Funktion des Elektrizitätspreises, der Preise anderer Energieformen und des Einkommens ist. Die Schätzung erfolgt üblicherweise mittels Regressionsanalysen anhand von Daten zu den Ausgaben für Elektrizität, Preisen und Einkommen, welche auf offiziellen Energiestatistiken oder Umfragen basieren. Die Schätzungen zu den Preiselastizitäten werden meist als partielle Ableitungen der Nachfragefunktion bezüglich des Elektrizitätspreises hergeleitet (siehe Anhang 5.2 für eine allgemeine Diskussion).

Angesichts der Vielfalt an Methoden und Ergebnissen werden oft Metaanalysen verwendet. Metaanalysen stellen ein übliches Verfahren für Forschungsgebiete dar, in denen eine Vielzahl an Studien insgesamt kein schlüssiges Bild ergibt. Eine Metaanalyse ist ein quantitatives Verfahren in welchem versucht wird, verschiedenartige empirische Studien – unter Berücksichtigung deren unterschiedlichen Charakteristika – in Einklang zu bringen. Im Bereich der Preiselastizitäten der Stromnachfrage ist Espey und Espey (2004) eine der am häufigsten zitierten Studien. Sie liefern eine Metaanalyse über 126 Studien aus den Jahren 1971 bis 2000. Sie präsentieren die Durchschnitte der Preis- und Einkommenselastizitäten der Nachfrage nach Elektrizität für die kurze und lange Frist. Sie unterscheiden dabei weiter nach Spezifikation der Nachfrage (z.B. reduzierte Form, Strukturmodell, dynamisches Modell, mit oder ohne Substitute etc.), Art der Daten (Haushaltsebene, Zeitreihen, Querschnittsdaten, Paneldaten, monatlich, jährlich, etc.), Zeit und Ort (aggregiert, regional, Länder, Dekade etc.) sowie nach Schätzmethode (OLS und nicht-OLS). Espey und Espey (2004) finden eine durchschnittliche Preiselastizität der Elektrizitätsnachfrage der Haushalte in den zwischen 1971 und 2000 publizierten Studien von -0.35 für die kurze Frist, welche auf -0.85 in der langen Frist ansteigt.

Der Median der Werte dieser Studien für die kurzfristigen Elastizitäten beträgt -0.28 , jener für die langfristigen Elastizitäten -0.81 . Diese Ergebnisse zeigen, dass während die Reaktion der Stromnachfrage der Haushalte in der kurzen Frist eher unelastisch ist, diese deutlich elastischer wird, wenn die lange Frist betrachtet wird. Vor diesem Hintergrund besteht Spielraum für längerfristig angelegte politische Rahmenbedingungen, Preissignale als Instrument einzusetzen.

Weitere Studien bieten ein umfangreiches Verzeichnis an Quellen und Literatur; Lafferty et al. (2001), Lee und Lee (2010), Labandeira et al. (2010) sowie Shu und Hyndman (2011) sind gute Beispiele hierzu. Tabelle A1 (Anhang 5.1.) fasst die wichtigsten Ergebnisse der Literatur im Hinblick auf die Eigenpreiselastizitäten zusammen. Die Tabelle zeigt, dass in der Literatur eine grosse Bandbreite an Schätzergebnissen vorzufinden ist. Um zu einer Gesamtinterpretation zu gelangen, wird im Folgenden auf die wichtigsten Studien dieser Literatur seit dem Jahr 2000 abgestellt.

In der neueren Literatur der letzten zehn Jahre wird die Anwendung neuer statistischer Methoden und deren Einfluss auf die Schätzergebnisse der Preiselastizität der Nachfrage stärker betont, und es werden im Vergleich zu früheren Studien mehr Robustheitstests durchgeführt.⁹ Tabelle A1 zeigt eine Auswahl der Forschungsergebnisse vor und nach dem Jahr 2000. Nach einer eigenen Zusammenstellung, die nur neuere Studien, welche nach dem Jahr 2000 publiziert wurden, umfasst (Studien, die nicht von Espey und Espey, 2004, erfasst wurden), sind die Elastizitäten geringfügig tiefer.¹⁰ Für die kurzfristige Eigenpreiselastizität der Stromnachfrage der Haushalte resultiert ein Wert von -0.21 , für die langfristige -0.58 . Der Median beträgt -0.22 und -0.55 für die kurze und lange Frist. Diese Werte sind im Grossen und Ganzen mit den Resultaten von Espey und Espey (2004) kompatibel. Insbesondere wird die Diskrepanz zwischen kurzer und langer Frist bestätigt: Während die kurzfristige Nachfrage weitgehend unelastisch ist, wird diese über einen längeren Zeitraum betrachtet deutlich elastischer.

2.3 Preiselastizität der Elektrizitätsnachfrage der Haushalte – Evidenz für die Schweiz

⁹ Alberini und Fillipini (2011) bspw. verwenden verschiedene neuere Methoden und vergleichen deren Ergebnisse. Sie schätzen die kurzfristige Preiselastizität der Stromnachfrage von Haushalten in 48 US-Bundesstaaten auf zwischen -0.08 und -0.15 und die langfristige auf zwischen -0.43 bis -0.73 . Die Bandbreite des langfristigen Wertes resultiert aus unterschiedlichen Schätzmethoden; Alberini und Fillipini (2011, S. 7) betrachten den Wert von -0.73 aufgrund der den Daten angemesseneren Schätzmethode als plausibler. Insbesondere werden höhere Elastizitäten gefunden, wenn für die Messfehler in den Variablen korrigiert wird.

¹⁰ Repräsentative Studien darunter sind: Garcia-Ceruti (2000), Bentzen und Engsted (2001), Fatai et al. (2003), King und Chatterjee (2003), Olatubi und Zhang (2003), Kamerschen und Porter (2004), Liu (2004), Bernstein und Griffin (2005), Narayan und Smyth (2005), Reiss (2005), Labandeira et al. (2006), NIEIR (2007), Bae (2009), Paul et al. (2009), Statsu und Strazzera (2009), Choi et al. (2010), Cullen (2011) und Alberini und Fillipini (2011).

Eine frühe Studie über die Preiselastizitäten der Elektrizitätsnachfrage in der Schweiz ist von Spierer (1988), welcher den Zeitraum von 1960 bis 1984 betrachtet und eine langfristige Elastizität der Haushaltsnachfrage von 0.5 findet. Dennerlein und Flaig (1987) betrachten die Jahre 1975 bis 1984 und finden kurzfristige Elastizitäten derselben Bezugsgruppe von zwischen -0.2 und -0.4, während die langfristigen Werte zwischen -0.4 und -0.6 liegen. Dennerlein (1990) aktualisiert diese Studie und findet eine leicht höhere Langfristelastizität von -0.7. Neuere Studien zur Schweizer Elektrizitätsnachfrage finden sich bei Zweifel et al. (1997) und Fillipini (1995a, 1995b, 1999, 2010).

Fillipini (1995a) unterscheidet die Elastizität der Elektrizitätsnachfrage während der Spitzenlastzeiten und jene während der Schwachlastzeiten¹¹ mittels eines „Almost Ideal Demand System“ (AIDS)¹² für den Zeitraum von 1987 bis 1990 in 21 Schweizer Städten. Seine Ergebnisse zeigen eine eher elastische Nachfrage (-1.92 für die Spitzenlastnachfrage und -0.71 für die Schwachlastnachfrage). Fillipini (1995b) erweitert das Sample auf 40 Städte und kommt zu ähnlichen Ergebnissen wie in der früheren Studie. Da diese Studien aber auf die Nachfrage zu zwei unterschiedlichen Zeitpunkten gerichtet sind, die untereinander zu einem gewissen Grad substituierbar sind, sollten sie als Kreuzpreiselastizitäten zwischen der zeitlich differenzierten Nachfrage interpretiert werden.

Zweifel et al. (1997) verwenden Haushaltsdaten der Jahre 1987 bis 1990. Ihre Schätzergebnisse zeigen, dass die langfristige Preiselastizität der Nachfrage der Haushalte in einer Bandbreite zwischen -0.25 und -0.4 liegt.

Fillipini (1999) untersucht die Haushaltsnachfrage nach Strom in der Schweiz in einem Sample von 40 Städten für die Jahre 1987 bis 1990. Unter Berücksichtigung der Effekte von zweiteiligen Tarifen (d.h. Tarife, die eine fixe Grundgebühr und eine variable Gebühr enthalten) und Haushaltsgrösse findet er eine langfristige Preiselastizität von -0.3. Diese Zahl ist etwas tiefer als jene aus anderen Studien (Spierer (1988), Dennerlein und Flaig (1987) Dennerlein (1990)) zur Schweiz, aber bestätigt gleichwohl eine moderate Reaktion der Nachfrage, und die Ergebnisse sind kompatibel mit den Resultaten aus Zweifel et al. (1997).

2.4 Methodische Probleme der Schätzung von Preiselastizitäten der Elektrizitätsnachfrage

Die Schätzung von Nachfragepreiselastizitäten erfolgt üblicherweise mittels statistischer Analyse von Querschnitts-, Zeitreihen- oder Paneldaten (letzteres ist eine Kombination von Zeitreihen und Querschnittsdaten). Die verwendeten Daten stammen dabei aus Haushalts- und Industrieumfragen

¹¹ Vereinfacht wird hier die gesamte Zeit, die nicht als Nachfragezeit der Spitzenlast definiert ist, als Schwachlastzeit definiert.

¹² Das AIDS-Verfahren wird oft in Systemen der Modellierung der Konsumnachfrage verwendet und beschreibt die Kostenanteile jedes Gutes als eine Funktion des eigenen Preises, der Preise anderer Güter und den gesamten realen Ausgaben.

oder aus Experimenten. Das Konzept von Preiselastizitäten verlangt ein Kontinuum von Änderungen der Preise und Mengen. Dies ist im Falle regulierter Industrien oder beim Vorliegen von komplexen Preisschemata – etwa bei zweiteiligen Tarifen, wo die Rechnung des Konsumenten eine fixe Gebühr beinhaltet –, nicht gegeben.

Bohi (1981) weist auf die Heterogenität der Untersuchungen im Hinblick auf die untersuchten Sektoren, Regionen und Zeiträume hin und argumentiert, dass die Aggregation solcher Daten zu einem abwärtsgerichteten Bias (d.h., dass die tatsächliche Elastizität systematisch unterschätzt wird) bezüglich der ausgewiesenen Elastizitätsschätzungen führen kann (siehe auch Bohi und Zimmermann, 1984; Lafferty et al., 2001). Kiss (2010) zeigt, dass bei fixen Detailhandelspreisen eine „künstliche“ Inelastizität erzeugt wird, während die Konsumenten bei tatsächlichen Preisänderungen dann stärker reagieren. Vassilopoulos (2010) findet dieses Phänomen in der französischen Elektrizitätsnachfrage bestätigt. Die tiefen Preiselastizitäten sind dort vor dem Hintergrund des hohen Anteils fixierter und regulierter Tarife deutlich verzerrt. Lee und Lee (2010, S. 18) folgern, dass eine niedrige Preiselastizität auch auf eine starke Regulierung und das Fehlen von marktorientierten Preisen zurückzuführen sein kann.

Diese Problematik tritt auch bei unregelmässigem Ablesen der Zählerstände durch die Anlagebetreiber und monatlichen Rechnungen, die auf Konsumschätzungen statt auf tatsächlichem Konsum basieren, verstärkt auf. Taylor (1975), Reiss und White (2005) und Shu und Hyndman (2011) beschäftigen sich vertieft mit diesen Problemen und argumentieren, dass nicht-lineare Tarifpläne¹³ und die Aggregation des unregelmässig gemessenen Konsumverhaltens über die Zeit und über Vorrichtungen zu komplexen Simultanitätsproblemen zwischen Grenzpreisen und Konsum führt. Dies impliziert, dass eine endogene positive Beziehung zwischen Preisen und Mengen zur verzerrten Schätzungen führt. Kiss (2010) bemerkt hierzu, dass die Verfügbarkeit von intelligenten Zählern die präziseren Preiselastizitätsschätzungen führen wird.

Schliesslich resultiert auch die Verwendung verschiedener ökonometrischer Schätzmethoden zu unterschiedlichen Resultaten. Die Weiterentwicklung der Methoden in diesem Gebiet kann zu einer Veränderung der geschätzten Preiselastizitätsparameter führen.¹⁴

2.5 Preiselastizität der Elektrizitätsnachfrage im industriellen, gewerblichen und Dienstleistungssektor

Sind Unternehmen sensitiver gegenüber Strompreisänderungen als Haushalte? Auf der einen Seite sollte dies so sein, da die Stromausgaben für viele Industrien einen grösseren Teil der Kosten

¹³ In Anhang 5.4, Abb. A2 wird gezeigt, dass die Elastizität über eine Approximation der Nachfrage über eine schrittweise Tarifnachfrage geschieht.

¹⁴ Für einen Vergleich der verschiedenen Schätzmethoden und deren Eigenschaften, siehe Fillipini (1999, 2010).

ausmachen als für die Haushalte. Und auch die Möglichkeiten der Interfuel-Substitution sowie die Substitution zwischen Energie und Kapital sind vielfältiger als für die Haushalte, da der Ersatz des energieineffizienten Kapitalstocks (z.B. Haushaltsgeräte) dort üblicherweise länger braucht.

Andererseits gibt es in der Literatur keinen Konsens bezüglich der Preiselastizität der Nachfrage nach Elektrizität in der industriellen und gewerblichen Nutzung. Die meisten Studien zeigen eine eher unelastische Energienachfrage des industriellen Elektrizitätsverbrauchs (siehe Tabelle A2, Anhang 5.1). Die grössten beobachteten Elastizitäten belaufen sich auf -0.47 für die Spitzenlastzeiten und auf -0.38 in den Schwachlastzeiten. Kamerschen and Porter (2004) benutzen Daten für die USA (auf nationaler Ebene) und finden Preiselastizitäten der Industrie zwischen -0.34 und -0.55. Auf gliedstaatlicher Ebene zeigen die Ergebnisse von Still, Bernstein and Griffin (2005) dagegen ebenfalls für die USA kurz- und langfristige Preiselastizitäten von -0.21 und -0.97 in der Nachfrage von gewerblichen Nutzern an. Schätzungen von Taylor et al. (2005) für Grossbritannien liegen zwischen -0.05 und -0.26. Die Preiselastizität der industriellen Elektrizitätsnachfrage in einem Panel für sieben Südosteuropäische Transitionsländer wird von Iimi (2010) auf -0.4 geschätzt; für die Türkei auf -0.16 von Dilaver und Hunt (2011).

Für die Analyse der Reaktion von industriellen und gewerblichen Elektrizitätsnachfragern auf Änderungen der Elektrizitätspreise ist es wichtig, zwischen stromintensiven und wenig stromintensiven Industrien zu unterscheiden, und auch deren Mobilität in Betracht zu ziehen. Bae (2009) verwendet Daten der Jahre 1997 bis 2002 für die USA, die nach 6-stelliger Industrieebene (NAICS) gegliedert sind, um die Reaktionen verschiedener Industrien auf Preisänderungen zu untersuchen. Seine Ergebnisse zeigen, dass intensive Nutzer von elektrischer Energie ihre Produktion nur selten verlagern. Dies könnte auf deren grösseren (technischen) Spielraum zur Substitution von Elektrizität bei steigendem Preis (Interfuel-Substitution) zurückzuführen sein. Bae (2009) findet aber auch erhebliche Unterschiede in den Preiselastizitäten der Nachfrage von stromintensiven Industrien (etwa der Stahlproduktion) nach Mobilitätsgraden. Während die Elastizität von immobilien Nachfragern bei -3.8 liegt, verringert sich dieser Wert bei Nutzern mit mittlerer und hoher Mobilität auf -1.27 und -1.10.

Paul, Myers und Palmer (2009) verwenden ein partielles Anpassungsmodell, um kurz- und langfristige Preiselastizitäten der Stromnachfrage in den US-Bundesstaaten und Regionen auf Basis monatlicher Daten von 1990 bis 2006 zu schätzen. Für die gewerbliche Nachfrage reichen die von ihnen gefundenen kurzfristigen Elastizitäten von -0.01 („Middle Atlantic region“) bis -0.22 („East South Central region“), während die langfristigen Schätzwerte eine Bandbreite von -0.02 („Middle Atlantic region“) bis -0.54 („South Central region“) aufweisen. Die gesamte kurzfristige Preiselastizität über alle Regionen liegen bei -0.11, jene der langen Frist bei -0.29. Für die Industrie reichen Schätzungen

von -0.08 („New England“) bis zu -0.31 („Pacific region“). Der nationale Durchschnitt der industriellen Elektrizitätsnachfrage für die USA liegt bei -0.16 und -0.4 für die kurze und für die lange Frist.

Aus der betriebswirtschaftlichen Forschung resultieren weitere Einsichten in die Möglichkeiten von Firmen, ihre Elektrizitäts- und allgemeine Energienachfrage angesichts von Energiepreiserhöhungen oder eines anderweitigen Kostendrucks zu reduzieren. Esty and Winston (2009) geben einige Beispiele solchen Verhaltens: So konnte beim US-amerikanischen Logistikunternehmen UPS mit einfachen Routenanpassungen (mit Hilfe von GPS-Geräten wurde das Rechtsabbiegen bevorzugt), rund 45 Millionen Meilen an gefahrenen Strecken und mehr als 11 Millionen Liter Benzin eingespart werden (Esty und Winston, 2009, S. 106). Ein anderes Beispiel in Esty und Winston beschreibt das anfänglich unmöglich erscheinende, aber erfolgreiche Ziel von Wal-Mart, den Energiebedarf ihrer bereits sehr energieeffizienten Läden um weitere 25% zu reduzieren.

In der Schweiz ist ebenfalls noch beträchtliches Potential für Effizienzinvestitionen in vielen Bereichen vorhanden, wie die Übersicht in Band I der Energieperspektiven zeigt (BFE 2007a, S. 28). So machen heute bspw. Gebäuderenovierungen ohne Effizienzverbesserungen noch rund die Hälfte der Erneuerungsaktivitäten aus. Auch im Bereich der Haushaltsgeräte sowie der Ausstattung von Bürobauten scheitern die Investitionen der energieeffizientesten Technik an den höheren Investitionskosten, die sich mit den heutigen Elektrizitätspreisen oft nicht rechnen. Für die Industrie, wo Elektrizität zu knapp 40% den Endenergieverbrauch abdeckt, besteht auch erhebliches Einsparpotential. So wird allein das Einsparpotential von Elektromotoren, die für annähernd die Hälfte des industriellen Stromverbrauchs verantwortlich sind, auf 15% geschätzt.

3. Kreuzpreiselastizitäten der Elektrizitätsnachfrage

Die Ergebnisse von Entscheidungen in der Energiepolitik hängen unmittelbar von der Substitutionselastizität zwischen Energie und anderen Produktionsfaktoren ab. Während die akademische Literatur zur Eigenpreiselastizität der Energie- und Elektrizitätsnachfrage umfangreich ausfällt, sind Studien zur Kreuzpreiselastizität der Energienachfrage sowie zur Energiesubstitution eher die Ausnahme. Einige wenige Studien beschäftigen sich mit der Substitution von Energie in der industriellen Fertigung im Hinblick auf die Kreuzpreiselastizitäten zwischen Energie, Kapital und anderen Inputfaktoren. Eine weitere Gruppe von Analysen konzentriert sich auf die Schätzung der Interfuel-Substitutionselastizitäten, d.h. der Substitutionselastizitäten zwischen verschiedenen Energieformen wie Öl, Gas, Kohle oder Elektrizität.¹⁵ Eine Reihe weiterer Studien untersucht die Haushaltsnachfrage nach Elektrizität – insbesondere für die zum Heizen eingesetzte Energie – und schätzt die Reaktion der Nachfrage bei Preisänderungen von alternativen Energieformen wie bspw. Erdgas. Einige Arbeiten beschäftigen sich in diesem Kontext insbesondere mit der unterschiedlichen Nachfrage während der Spitzenlast- und Schwachlastzeiten und untersuchen die Kreuzpreiselastizitäten in den beiden unterschiedlichen Nachfragezeiten sowie die Möglichkeit der Substitution über verändertes Konsumverhalten mittels unterschiedlichen Tarifen. Schliesslich beschäftigt sich ein weiterer Zweig der Literatur mit den Substitutionselastizitäten zwischen Elektrizität und anderen Energieformen wie Kohle, Gas und flüssigen Treibstoffen in der Produktion von elektrischem Strom und untersucht, wie die Produktion auf Änderungen der relativen Preise dieser Inputfaktoren reagiert. Im Folgenden werden die wichtigsten Ergebnisse dieser Literatur diskutiert.

3.1 Kreuzpreiselastizitäten

Während die Preiselastizität die prozentuale Änderung der Nachfrage eines Gutes bei einer prozentualen Änderung seines Preises ausdrückt, ist die Kreuzpreiselastizität der Nachfrage die Reaktion der Nachfrage eines Gutes in Abhängigkeit von Preisänderungen eines anderen Gutes. Formaler ausgedrückt ist die Kreuzpreiselastizität die prozentuale Änderung der Nachfrage nach Gut i bei einer Änderung des Preises von Gut j , und ist definiert als $E_{ij} = (\Delta Q_i / \Delta P_j) \times (P_j / Q_i)$. Eine positive Kreuzpreiselastizität der Nachfrage bedeutet, dass zwei Güter Substitute sind, d.h., dass Konsumenten bereit sind ein Gut an Stelle eines anderen zu kaufen und umgekehrt (z.B. Coca-Cola versus Pepsi). Eine negative Kreuzpreiselastizität bedeutet, dass zwei Güter Komplemente sind, etwa weil sie zusammen gekauft werden müssen. Beispiele komplementärer Güter sind Benzin und Autos. Ein verwandtes Konzept ist die Substitutionselastizität, welche die prozentuale Änderung der relativen Konsumnachfrage der Güter i und j in Abhängigkeit einer prozentualen Änderung ihrer relativen

¹⁵ Da hier hauptsächlich auf die Energieform in der Nachfrage abgestellt wird, ist Elektrizität von anderen Energieformen zu unterscheiden, auch wenn Elektrizität aus den anderen genannten Energieträgern gewonnen werden kann.

Preise ausdrückt. Wenn eine Nutzenfunktion (U) vom Konsum von zwei Gütern i und j ($U(c_i, c_j)$) abhängt, dann ist die Substitutionselastizität der Nachfrage gegeben als $\sigma_{ij} = \frac{d \ln(c_i/c_j)}{d \ln(MU_j/MU_i)}$. Der Nenner ist dabei die Änderung des relativen Grenznutzens (MU), d.h. der Grenzrate der Substitution. Da Konsumenten den Nutzen maximieren, indem sie die Grenzrate der Substitution mit den relativen Preisen gleichsetzen (Budgetrestriktion), kann die Substitutionselastizität formuliert werden als $\sigma_{ij} = \frac{d \ln(c_i/c_j)}{d \ln(P_j/P_i)}$.

Das Konzept der Substitutionselastizität ist auch für Produzenten gültig, die ihren Output maximieren, gegeben ihrer Budgetrestriktion (d.h. ihre Kostenfunktion). Für eine einfache Kostenfunktion mit nur zwei Inputfaktoren Kapital (K) und Arbeit (L) wird die Substitutionselastizität ausgedrückt als $\sigma_{KL} = \frac{d \ln(K/L)}{d \ln(P_L/P_K)}$. In der Praxis wird oft mit komplexeren Funktionen gearbeitet, bspw. der „Constant Elasticity of Substitution“ (CES) oder der noch flexibleren „Translog“-Produktionsfunktion (siehe Anhang 5.1, Tabelle A3), um die Kreuzpreis- und Substitutionselastizitäten zu messen. Dies hat den Grund, dass bei einfachen Produktionsfunktionen (z.B. vom Typ Cobb-Douglas) die Kostenanteile der Inputfaktoren konstant sind und damit die Substitutionselastizität eins beträgt. Darüber hinaus wird oft auf die „Dualitätstheorie“ von Shephard (1970) zurückgegriffen, die besagt, dass Profitmaximierung und Kostenminimierung in kompetitiven Märkten zu einer Übereinstimmung von Produktion und Kostenfunktion führt. Mit der Verbindung von kostenminimierenden Inputs mit den Inputpreisen lässt sich die kostenminimierende Kostenfunktion bezüglich der Input- und Outputpreise aufschreiben. Daten zu Kostenanteilen und Inputpreisen sind in der Praxis erheblich leichter zu erhalten, weshalb Kreuzpreis- und Substitutionselastizitäten einfacher in einem Kostenfunktionsrahmen geschätzt werden können. In der empirischen Literatur dominiert diesbezüglich die von Christensen et al. (1973) vorgeschlagene Translog-Form, die eine grössere Flexibilität in der Analyse von Substitutionselastizitäten erlaubt (Anhang 5.3 enthält eine kurze Beschreibung). Der Vorteil der Translog funktionalen Form ist, dass es den Bereich der Substitutionsmöglichkeiten in einer Produktionsfunktion erweitert. So erfordert beispielsweise die CES-Produktionsfunktion konstante Substitutionselastizitäten und die Cobb-Douglas Funktion definiert einen Wert von eins. Dagegen ist es im Rahmen von Translogspezifikationen mit mehreren Inputfaktoren (z.B. Kapital, Arbeit, Energie) möglich eine Funktion zu schätzen, in welcher einige Inputfaktoren Substitute und andere Komplemente sind.

In der Energieliteratur wird meist die Allen-Uzawa-Substitutionselastizität verwendet, welche auf Allen (1938) und Uzawa (1964) zurückgeht. Diese kann formuliert werden als $\sigma_{ij}^{UA} = \frac{c_{ij}}{S_i S_j} + 1$, wobei sich der Term c_{ij} auf die kreuz-partiellen Ableitungen der Kostenanteilsleichungen bezieht (siehe Anhang 5.3, Gleichungen (3)-(5)) und S_i sowie S_j die entsprechenden Kostenanteile der Inputfaktoren i und j bezeichnen. Diese Elastizitäten sind symmetrisch, da die Translog-Form Symmetrie in den Kostenanteilsleichungen unterstellt (d.h. $c_{ij} = c_{ji}$). Wenn $\sigma_{ij}^{UA} > 0$, dann sind die

Inputfaktoren i und j Substitute und wenn $\sigma_{ij}^{UA} < 0$ Komplemente. Da sich die Kreuzpreiselastizität η_{ij} auf die Substitutionselastizität bezieht ($\eta_{ij} = S_j \sigma_{ij}^{UA}$), hat diese dasselbe Vorzeichen wie σ_{ij}^{UA} , weil die Kostenanteile positiv sein müssen. Anders als die Allen-Uzawa-Substitutionselastizitäten, sind die Kreuzpreiselastizitäten nicht symmetrisch. Ein Mass, welches zuerst von Morishima (1967) vorgeschlagen wurde, die Morishima Substitutionselastizität (MES), drückt die prozentuale Änderung der relativen Faktornachfrage (unter Berücksichtigung der Eigen- und Kreuzpreiselastizitätseffekte) bei einer prozentualen Änderung der Faktorpreise aus: $\sigma_{ji}^M = \eta_{ji} - \eta_{ii}$. Im Gegensatz zu den Allen-Uzawa Elastizitäten müssen die Morishima Elastizitäten nicht symmetrisch sein, und messen den Effekt einer Änderung der relativen Preise auf das Faktorinputverhältnis. Diese Elastizität nimmt verschiedene Werte an, in Abhängigkeit davon, welcher Preis sich im jeweiligen Verhältnis ändert. In der Literatur wird oft die Morishima Elastizität bevorzugt mit der Begründung, dass σ_{ij}^{UA} keine Informationen über die relativen Faktoranteile ergibt. Da das Substitutionspotential zwischen Kapital und Energie höchstwahrscheinlich nicht identisch ist mit dem Substitutionspotential zwischen Energie und Kapital für gegebene Preisänderungen, ist die Symmetrieannahme der Kreuzpreiselastizitäten von Kapital und Energie unrealistisch. Ein letztes Konzept, das in der Literatur oft Verwendung findet, ist die Schattenpreiselastizität der Substitution, welche versucht, die Morishima Elastizität mit der Allen-Uzawa vergleichbar (symmetrisch) zu gestalten. Dazu wird ein gewichteter Durchschnitt der Substitutionselastizitäten σ_{ij}^M and σ_{ji}^M unter Verwendung der relativen Kostenanteile von i and j wie folgt gebildet: $S_i/(S_i+S_j) \sigma_{ij}^M + S_j/(S_i+S_j) \sigma_{ji}^M$.

3.2 Substitution zwischen Energie und Kapital

Die zwei grossen Ölpreisschocks der 1970er Jahre haben die akademische Literatur zu volkswirtschaftlichen Auswirkungen von Energiepreisänderungen angefacht – insbesondere im Hinblick auf die Möglichkeiten, energiesparende Technologien einzusetzen. Da neue Technologien in der Regel Investitionen in neues Sachkapital erfordern, erfolgte die Analyse der Anwendungsmöglichkeiten von energiesparenden Technologien über die Schätzung von Substitutionselastizitäten zwischen Kapital und Energie. Diese Studien modellieren üblicherweise die gesamte Energienachfrage des Industriesektors als abgeleitete Faktornachfrage aus einer Translog-Kostenfunktion mit den Inputfaktoren Kapital, Arbeit und Energie.

Die empirische Evidenz zur Substitution von Energie durch Kapital ist nach wie vor umstritten, da die Schätzungen der Substitutionselastizitäten teilweise widersprüchliche Resultate liefern. Die Arbeiten von Hudson und Jorgenson (1974), Berndt und Wood (1975), Magnus (1979), Morrison und Berndt (1981), Hunt (1986) und Prywes (1986) deuten auf eine komplementäre Beziehung. Diese Ergebnisse implizieren, dass – ceteris paribus – eine Erhöhung der Energiepreise nicht nur die Nachfrage nach

Energie reduziert, sondern auch jene nach Kapital.¹⁶ Dagegen liefern Griffin und Gregory (1976), Pindyk (1979) sowie Hisnanick und Kyer (1995) Evidenz dafür, dass diese zwei Inputfaktoren Substitute darstellen.

Während sich die frühen Studien vornehmlich auf US-Industrien konzentrierten, gibt es auch einige Evidenz für europäische Länder. Caloghirou, Mourelatos und Thompson (1997) verwenden gepoolte Daten für die 1980er Jahre in statischen und dynamischen „translog expenditure-share“ Modellen und finden im verarbeitenden Gewerbe in Griechenland schwache Evidenz für eine Substitutionsbeziehung zwischen Elektrizität einerseits und Kapital und Arbeit andererseits. Kemfert (1998) unternimmt eine ökonometrische Schätzung der Substitutionselastizitäten anhand einer verschachtelten CES-Produktionsfunktion („constant elasticity of substitution“) zwischen Kapital, Energie und Arbeit für die Industrie in Westdeutschland. Als Datenbasis verwendet sie dabei einerseits aggregierte Zeitreihen für die gesamte deutsche Industrie, welche die Jahre 1960 bis 1993 umfassen, sowie andererseits desaggregierte Zeitreihen von 1970 bis 1988 für sieben Industriesektoren (Chemie, Steine und Erden, Eisen, Nichteisenmetalle, Fahrzeuge, Papier sowie Nahrungsmittel). Für die gesamte deutsche Industrie findet sie eine Substitutionselastizität zwischen Kapital und Energie von 0.65, für jene zwischen Arbeit und Energie einen Wert von 0.42. Ihre Ergebnisse für die einzelnen Industrien sind jedoch deutlich heterogener, mit Werten von nahe Null (0.04) für die Nichteisenmetalle und 0.93 für die chemische Industrie.

Barnett, Reutter und Thompson (1998) verwenden Translog-Kostenfunktionen, um Substitutionsparameter der Elektrizität von vier elektrizitätsintensiven Industrien (Textilien, Papier, Chemie und Metallerzeugung) in Alabama über die Jahre 1970 bis 1991 zu schätzen. Sie finden, dass Elektrizität – mit geschätzten Elastizitäten von 0.02 und 0.32 – ein schwaches Substitut für Kapital in den Textil- und Papierindustrien ist. Für die Branchen Chemie und Metalle finden sie dagegen sehr kleine, aber negative Substitutionselastizitäten (-0.01), was eine sehr schwache Komplementarität dieser Inputfaktoren anzeigt.

Thomson and Taylor (1995) weisen auf die methodischen Unterschiede als Erklärung der unterschiedlichen Ergebnisse hin. Sie zeigen, dass Querschnitts- und Panelstudien eher die langfristige Dimension widerspiegeln und daher Energie und Kapital eher als Substitute sehen. Dagegen finden auf Zeitreihen basierende Studien in der Regel, dass diese beiden Inputfaktoren Komplemente sind.

Anhand einer Metaanalyse untersuchen Koetse et al. (2008) 34 individuelle Studien über Kapital-Energie Substitutionselastizitäten. Ihre Ergebnisse zeigen, dass sowohl die Schätzungen von

¹⁶ Da damit das optimale Verhältnis von Kapital und Arbeit im Vergleich zur Situation mit tieferen Energiepreisen geringer ausfällt, impliziert dies auch ein Rückgang der Wachstumsrate der Arbeitsproduktivität.

Substitutionselastizitäten als auch jene von Kreuzpreiselastizitäten für Europa tiefer ausfallen und daher das Energiesparpotential in Europa geringer ist als in Nordamerika. Die kurzfristigen Substitutionselastizitäten zwischen Kapital und Energie liegen bei rund 0.4 in Nordamerika und bei 0.17 in Europa; die langfristigen Schätzergebnisse bei rund 1, respektive 0.7.

4. Fazit

Die vorliegende Studie gibt eine Übersicht über die wissenschaftliche Literatur zu Preis-, Kreuzpreis- und Substitutionselastizitäten der Haushalts-, Industrie-, und Gewerbenachfrage nach Elektrizität.

Motivation für diese Übersicht ist eine Zusammenstellung der wichtigsten Forschungsergebnisse zur Reaktion der Stromnachfrage auf Preisänderungen als Informationsgrundlage im politischen Entscheidungsprozess und für Prognosen der zukünftigen Stromnachfrage in der Schweiz. Die laufende politische Debatte dreht sich auch um mögliche Erhöhungen der Strompreise als Konsequenz eines Ausstiegs aus der Kernenergie. Auch dafür kann das Wissen über Preiselastizitäten und Substitutionsmöglichkeiten mit anderen Energieformen im öffentlichen Diskurs hilfreich sein.

Für die Versorgung mit Elektrizität wird es auf absehbare Zeit keine einzelne Technologie geben, auf die sich die Schweiz konzentrieren kann. Die Strategie der Schweiz sollte daher verschiedene Optionen berücksichtigen und das vorhandene Potential besser nutzen. Dabei spielen Strompreise eine entscheidende Rolle, sei es für Anreize in Effizienzinvestitionen, für die Rentabilität alternativer Energieformen oder für den Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage. Die vorliegende Studie hat gezeigt, dass bei höheren Strompreisen in der Schweiz aus Sicht der Nachfrage zwar ein Spielraum für Einsparungen besteht, dieser kurzfristig aber nur sehr gering ausfällt. Die Studie hat aber auch gezeigt, dass längerfristig Anpassungen über Effizienzinvestitionen möglich sind und die Reaktionen der Nachfrage dann höher ausfallen. Entscheidend für die Investitionsanreize ist, dass die Preissignale langfristig ausgerichtet und glaubwürdig sind; nur dann lohnt es sich, bereits heute zu investieren.

Die Literaturübersicht zeigt insgesamt eine grosse Spannweite an geschätzten Werten für die verschiedenen Elastizitäten. Für die Stromnachfrage der Haushalte scheint sich im Vergleich zu den übrigen Ergebnissen ein relativ enger Bereich herauszukristallisieren. Die durchschnittlichen kurzfristigen Elastizitäten der Haushaltsnachfrage liegen bei rund 0.2 und für die langfristigen Elastizitäten bei rund 0.6. Mit diesen Werten ist in der kurzen Frist nur mit geringen Effekten höherer Preise auf die Elektrizitätsnachfrage zu rechnen. Jedoch zeigen die Schätzwerte zur langfristigen Preiselastizität, dass über Investitionen in Energieeffizienz durchaus Spielraum besteht, die Stromnachfrage über einem längeren Zeitrahmen zu beeinflussen. Dies insbesondere im Hinblick auf die bislang wenig marktorientierte Preisbildung am Schweizer Strommarkt, welche sich auch deshalb in relativ tiefen Strompreisen äusserte, wenn man die an internationalen Strombörsen gehandelte Elektrizität zum Vergleich heranzieht und wenn man die gesellschaftlichen Gesamtkosten der Produktion berücksichtigt. Zudem können, wie die Literaturstudie zeigt, die geschätzten Parameterwerte die tatsächliche Elastizität unterschätzen, wenn die betrachteten Märkte durch regulierte Preise und Tarife gekennzeichnet sind.

Tiefe Preiselastizitäten der Stromnachfrage können auch auf einen Mangel an Einsparmöglichkeiten zurückzuführen sein, welcher es den Haushalten erschwert, auf höhere Preise zu reagieren. Für Konsumenten ist es oft schwierig, die Intensität der Stromnutzung zu ändern, etwa bei Kühlschränken, elektrischen Öfen oder beim Licht. Technologischer Fortschritt beeinflusst dieses Potenzial für Einsparungen über die Verfügbarkeit energieeffizienter Geräte. Durch Preiserhöhungen werden die Investitionen in solche technische Möglichkeiten und die Innovationen erweitert, was die Elektrizitätsintensität von Haushalten beeinflussen kann. Obwohl elektrische Geräte einen Grossteil des Schweizer Elektrizitätsverbrauchs der Haushalte ausmachen, sind sich die Konsumenten meist nicht über deren Verbrauch bewusst. Damit sind sie auch nur wenig sensitiv gegenüber Preisänderungen. Daher wird eine moderate Preiserhöhung kaum zu spürbaren Rückgängen beim Verbrauch der Haushalte führen. Eine Möglichkeit, die Sensitivität zu erhöhen, besteht darin, energieeffiziente Geräte direkt zu fördern, bspw. über den verstärkten Gebrauch von Energielabels.

In der Schweiz beträgt der Anteil des Haushaltsverbrauchs der Elektrizität nur rund ein Drittel des Gesamtverbrauchs. Jedoch beschäftigen sich die meisten empirischen Studien zur Schweizer Elektrizitätsnachfrage mit den Haushalten. Für den industriellen und gewerblichen Verbrauch ist die Lage insbesondere in der kurzen Frist nicht wesentlich anders. Die begutachteten Studien aus anderen Ländern liefern eine eher grosse Bandbreite von Preiselastizitäten, wobei jedoch in der Regel eine tiefe kurzfristige Preiselastizität der Wirtschaftsnachfrage nach Elektrizität (von um 0.2) resultiert. Betrachtet man die lange Frist, so steigt die Elastizität auf Werte zwischen 0.6 und grösser als 1. Neuere Studien aus Deutschland zeigen, dass zwischen den industriellen Branchen erhebliche Unterschiede registriert werden können. Mehr Forschung ist jedoch notwendig, um zu präziseren Ergebnissen zu gelangen.

Sowohl die Substitutionselastizitäten als auch jene von Kreuzpreiselastizitäten für Europa fallen tiefer aus, weshalb das Energiesparpotential in Europa geringer ist als in Nordamerika. Die kurzfristigen Substitutionselastizitäten zwischen Kapital und Energie liegen bei rund 0.4 in Nordamerika und bei 0.17 in Europa; die langfristigen Schätzergebnisse bei rund 1, respektive 0.7. Die Ergebnisse für die einzelnen Industrien sind jedoch deutlich heterogener.

Die Wahl der Energie bei der Produktion ist in der Realität nicht vollständig durch den Optimierungsprozess der relativen Inputpreise und der Kostenminimierungsmotive bestimmt. Auch die spezifischen Bedingungen der jeweils verfügbaren Technologien in jeder Industrie sind entscheidend. Die einzelnen Industriezweige haben unterschiedliche Intensitäten in der Elektrizitätsnutzung aufgrund der jeweiligen sektorspezifischen Eigenheiten. Mit anderen Worten: Manche Produktionsprozesse erfordern den Einsatz bestimmter Energieformen. In einer idealen Welt wechseln Produzenten bei einer Änderung des Elektrizitätspreises im Zuge der Kostenminimierung

ggf. rasch zu günstigeren Alternativen. In der Realität erfordert der Einsatz alternativer Energien den Ersatz bestehenden Kapitals mit neuer Technologie damit andere Energieformen überhaupt eingesetzt werden können. Und es gibt keine Garantie dafür, dass die Preise der Alternativen nicht auch in Zukunft deutlich höher liegen. Darum werden Produzenten ohne den Einsatz von langfristig berechenbaren Anreizen (etwa über Steuerbefreiungen für Effizienzinvestitionen) mit hohen Investitionen zuwarten. Überdies ist der Ersatz durch andere Energieformen oft mit anderen Problemen behaftet, etwa wenn damit die CO₂-Emissionen höher ausfallen.

5. Anhang

5.1 Tabelle

Tabelle A1: Literatur zur Stromnachfrage der Haushalte

Autoren	Länder/Region	Eigenpreiselastizität
Houthakker und Taylor (1970)	USA	-0.13 (kurzfristig) -1.89 (langfristig)
Anderson (1973)	USA	-1.12 (langfristig)
Houthakker et al. (1974)	USA	-0.90
Halvorsen (1975)	USA	-1.52
Lyman (1978)	USA	-2.10
Pindyck (1979)	OECD	zwischen -1.25 ~ -1.0
Field und Grebenstein (1980)	USA	-1.65 ~ -0.54
Bohi und Zimmerman (1984)	USA	Kurzfristig: -0.2 Langfristig: -0.7
Prosser (1985)	OECD	Kurzfristig: -0.22; Langfristig: -0.40
Dennerlein und Flaig (1987)	Schweiz	Kurzfristig: zwischen -0.2 und -0.4 Langfristig: zwischen -0.4 und -0.6
Spieler (1988)	Schweiz	Langfristig: -0.5
Baker et al. (1989)	U.K.	-0.76
Dennerlein (1990)	Schweiz	Langfristig: -0.70
Bentzen und Engsted (1993)	Dänemark	Kurzfristig: -0.14; Langfristig: -0.47
Maddala et al. (1997)	USA: 49 Staaten	Kurzfristig: -0.18; Langfristig: -0.263
Zweifel et al. (1997)	Schweiz	Langfristig: zwischen -0.25 und -0.40
Beenstock et al. (1999)	Israel	Between -0.21 und -0.58 (langfristig)
Bose und Shukla (1999)	Indien	-0.65
Fillipini (1999)	Schweiz, 40 Städte	-0.30
Li und Maddala (1999)	USA	-0.08 ~ 0.48
Garcia-Cerruti (2000)	Kalifornien	-0.132 (Elektrizität)
Bentzen und Engsted (2001)	Dänemark	-1.03
Dhungel (2003)	Nepal	-3.45 ~ -1.65
Fatai et al. (2003)	Neuseeland	Kurzfristig: -0.24 ~ -0.18; Langfristig: -0.59 ~ -0.44
King und Chatterjee (2003)	Kalifornien	Haushalte und Gewerbe zusammen -0.3
Olatubi und Zhang (2003)	USA: 16 Staaten	-0.32
Fillipini und Pachauri (2004)	Indien	-0.452 (Winter) -0.29 (Sommer) -0.51 (Monsun)
Hondroyiannis (2004)	Griechenland	0
Hotledahl und Joutz (2004)	Taiwan	-0.16

Kamerschen und Porter (2004)	USA	-0.92
Holtedahl und Joutz (2004)	Taiwan	-0.15
Liu (2004)	23 OECD-Länder	Kurzfristig: -0.17 ~ -0.16; Langfristig: -0.52 ~ -0.59
Galindo (2005)	Mexiko	-0.43 ~ -0.07
Narayan und Smyth (2005)	Australien	Kurzfristig: -0.27 ~ -0.26; Langfristig: -0.47 ~ -0.54
Reiss und White (2005)	Kalifornien	-0.39
Labandeira et al. (2006)	Spanien	-0.78
NIEIR (2007)	Australien	-0.25
Statsu und Strazzera (2009)	Italien – Sardinien	-0.26
Fillipini (2010)	Schweiz (Time-of-Use)	Spitzenlastnachfrage: zwischen - 1.60 and -2.26, Schwachlastnachfrage: -1.27 und -1.65
Alberini und Fillipini (2011)	USA – 48 Staaten	Kurzfristig: zwischen -0.08 und -0.15 Langfristig: zwischen -0.43 und -0.73

Quelle: Labandeira, et al. (2010), Lee und Lee (2010), Shu und Hyndman (2011) und eigene Berechnungen

Tabelle A2. Literatur zur industriellen und gewerblichen Stromnachfrage

Autoren	Land/Gebiet	Eigenpreiselastizität
Anderson (1971)	USA	-1.94
Lyman (1978)	USA	-1.40
Pindyck (1979)	OECD, Querschnitt, 1959-1973	Industriesektor: zwischen -1.17 and -0.22
Park und Acton (1984)	USA	zwischen -0.0 und -0.25 (Spitze)
Woo (1985)	Kalifornien	Spitzenlastnachfrage: -0.35, Schwachlastnachfrage: -0.04
Tichler (1991)		zwischen: -0.04 und -0.09 (Spitzenlastnachfrage) und zwischen - 0.06 and -0.02 (Schwachlastnachfrage)
Tichler (1998)	Israel	zwischen: -0.47 and -0.01 (Spitzenlastnachfrage) und zwischen - 0.38 and -0.02 (Schwachlastnachfrage)
Beenstock et al. (1999)	Israel	-0.44 (langfristig)
Bose und Shukla (1999)	Indien	-0.04
Björner et al (2001)	Dänemark	-0.48
Kamerschen & Porter (2004)	USA	zwischen -0.34 and -0.55
Bernstein und Griffin (2005)	USA	Gewerbe; Kurzfristig: -0.21; Langfristig: -0.97
Taylor et al. (2005)	UK	zwischen -0.05 and -0.26
Bae (2009)	USA	Intensive Nutzer mit hoher Mobilität: - 3.8, Intensive Nutzer mit tiefer Mobilität: - 1.27 Wenig-intensive Nutzer: -1.10
Paul, Myers und Palmer (2009)	USA	Gewerbe; Kurzfristig: -0.11; Langfristig: -0.29 Industrie: Kurzfristig: -0.16; Langfristig: -0.40
Iimi (2010)	Sieben Südeuropäische Transitionsländer	Langfristig: -0.40
Dilaver und Hunt (2011)	Türkei	Langfristig: -0.16

Tabelle A3: Funktionale Formen und Elastizitäten

Cobb-Douglas	$Y=A(K^{\delta_1}E^{\delta_2})$ in Logarithmen und mit konstanten Skalenerträgen
Produktionsfunktion:	$(\delta_1+\delta_2=1):$ $\ln Y = a_0 + \delta \ln K + (1-\delta) \ln E$
Cobb-Douglas	$C(w_i, w_j, y) = \ln c = c_0 + \ln(\sum_i c_i w_i)$
Kostenfunktion:	
Substitutionselastizität:	$\sigma=1$, Kreuzpreiselastizitäten sind null
CES Produktionsfunktion:	$Y=\gamma(\delta K^{-\rho} + (1-\delta)E^{-\rho})^{-1/\rho}$ $\ln Y = \ln \gamma + \delta \ln K + (1-\delta) \ln E - 1/2\rho\delta(\ln K - \ln E)^2$ reduziert sich auf Cobb-Douglas wenn $\rho = 0$
CES Kostenfunktion:	$C(w_i, w_j, y) = \ln c = c_0 + \ln(\sum_i c_i w_i^{1-\sigma})^{1/(1-\sigma)}$
Substitutionselastizität:	$\sigma=1/(1+\rho)$ konstant (gleich für alle Faktoren)
Translog-Produktionsfunktion:	$\ln Y = \ln \beta_0 + \beta_K \ln K + \beta_E \ln E + .5[\beta_{KK}(\ln K)^2 + \beta_{EE}(\ln E)^2 + 2\beta_{KE} \ln K \ln E]$
Translog-Kostenfunktion	$C(w_i, w_j, y) = \ln c = c_0 + \sum_i c_i \ln w_i + .5 \sum_i \sum_k c_{ik} \ln w_i \ln w_k$ $(\ln c = c_0 + c_K \ln r + c_E \ln e + .5[c_{KK}(\ln r)^2 + c_{EE}(\ln e)^2 + 2c_{KE} \ln r \ln e])$
Substitutionselastizität:	Flexibel - Symmetrische Allen-Uzawa Substitutionselastizitäten: $\sigma_{ij}^{UA} = c_{ij}/S_i S_j + 1$ Kreuzpreiselastizität $\eta_{ji} = S_j \sigma_{ij}^{UA}$ Asymmetrische Morishma Substitutionselastizitäten: $\sigma_{ij}^M = \eta_{ji} - \eta_{ii}$ 'Shadow' Substitutionselastizitäten: $S_i/(S_i+S_j) \sigma_{ij}^M + S_j/(S_i+S_j) \sigma_{ji}^M$

5.2 Berechnung der kurz- und langfristigen Nachfragepreiselastizitäten

Eine repräsentative Querschnittsnachfragefunktion (kombiniert mit einer Zeitdimension) ist entnommen aus Fillipini (1999):

$$\ln E_{it} = b_p + b_{p1} \ln P_{Eit} + b_{p2} \ln Y_{it} + b_{p3} HS_{it} + b_{p4} \ln HN_{it} + b_{p5} \ln HDD_{it} + b_{p6} \ln DR + e_{it} + u_i, \quad (A3.1)$$

wobei

i = Stadt; t = Jahr; E_{it} = Elektrizitätskonsum der Haushalte pro Stadt und Jahr in kWh; P_{Eit} = Elektrizitätspreisindex; Y_{it} = Persönliches Haushaltseinkommen; HS_{it} = Haushaltsgrösse; HN_{it} = Anzahl der Haushalte in Stadt i ; HDD = Heizgradtage; DR = Dummy Variable mit dem Wert 1 für alle Haushalte, die einen zweiteiligen, zeitlich differenzierten Elektrizitätstarif haben, 0 für alle anderen; e_{it} = klassischer Fehlerterm; u_i = individueller Fehlerterm mit $E[u_i]=0$ und $\text{var}[u_i]=\sigma^2$

Im ökonomischen Kontext gelten Schätzergebnisse aus Querschnittsdaten als langfristige Elastizitäten. Obige Gleichung A3 ist statisch und der Schätzwert des Parameters b_{p1} ergibt die langfristige Preiselastizität der Haushaltsnachfrage nach Elektrizität. Die log-log-Spezifikation führt hier zu konstanten Elastizitätsschätzungen wie folgt:

$$\partial \ln E_{it} / \partial \ln P_{Eit} = (\partial E_{it} / \partial P_{Eit}) \times (P_{Eit} / E_{it}) = b_{p1}$$

Kurzfristige Preiselastizitäten können in einem dynamischen Kontext geschätzt werden. Die Idee dahinter besteht darin, dass in der kurzen Frist eine Differenz zwischen der tatsächlichen Elektrizitätskonsum und dem langfristigen Gleichgewichtsniveau des Konsums entstehen kann, da der Kapitalstock sich nicht sofort an das langfristige Gleichgewicht anpassen kann. Ein partielles Anpassungsmodell kann in diesem Kontext benutzt werden. Ein solches Modell wird in der Art formuliert, dass die Änderung der tatsächlichen Nachfrage zwischen Zeitpunkt $t-1$ und t nur einem Teil der Differenz zwischen der tatsächlichen Nachfrage zum Zeitpunkt $t-1$ und der langfristigen Gleichgewichtsnachfrage zur Zeit entspricht. Formaler ausgedrückt ist

$\ln E_t - \ln E_{t-1} = \lambda(\ln E_t^* - \ln E_{t-1})$, wobei \ln den natürlichen Logarithmus und E^* das langfristige, aber nicht beobachtbare Gleichgewichtsniveau der Elektrizitätsnachfrage bezeichnet. Der Parameter λ , mit $0 < \lambda < 1$, reflektiert die Geschwindigkeit der Anpassung zum langfristigen Gleichgewicht. Je näher dieser Wert bei 1 liegt, desto schneller ist die Anpassung.

Das partielle Anpassungsmodell kann in Gleichung A3.1 integriert werden, indem ein verzögerter Elektrizitätsnachfrageterm eingefügt wird (mit analogen Definitionen zu A3.1):

$$\ln E_{it} = b_p + b_{p1a} \ln E_{it-1} + b_{p1b} \ln P_{Eit} + b_{p2} \ln Y_{it} + b_{p3} \ln HS_{it} + b_{p4} \ln HN_{it} + b_{p5} \ln HDD_{it} + b_{p6} \ln DR + e_{it} + u_i \quad (A3.2)$$

In Modell A3.2 wird die kurzfristige Eigenpreiselastizität durch Schätzung von b_{p1b} bestimmt, während die langfristige Preiselastizität aus $b_{p1b} / (1 - b_{p1a})$ berechnet wird. Wenn bspw. die kurzfristige Preiselastizität -0.2 ($b_{p1b} = -0.2$) ist, und der Koeffizient des verzögerten Nachfragerterms $b_{p1a} = 0.7$ ist, dann ist die langfristige Preiselastizität $-0.2/(1-0.7) = 2/3 = 0.66$. Dabei ist die Geschwindigkeit der Anpassung ein entscheidender Faktor, da ein Wert nahe bei 1 zu einer höheren langfristigen Nachfragelastizität führt, während ein Wert nahe 0 zur Annäherung der Langfristelastizität an die Kurzfristige führt. Die Schätzung des Anpassungskoeffizienten ist oft stark von der verwendeten statistischen Methode abhängig, weshalb die unterschiedlichen in der Literatur genannten Resultate zum Teil auf die unterschiedlichen Methoden zurückgeführt werden können.

5.3 Translog-Kostenfunktion (TKF)

In der Translog-Kostenfunktion mit den Produktionsfaktoren Kapital (K), Arbeit (L) und Energie (E)

$$\ln c = c_0 + \sum_i c_i \ln w_i + .5 \sum_i \sum_k c_{ik} \ln w_i \ln w_k + \sum_i a_i \ln w_i t = c_0 + c_K \ln r + c_L \ln w + c_E \ln e + .5 [c_{KK} (\ln r)^2 + c_{LL} (\ln w)^2 + c_{EE} (\ln e)^2 + 2c_{KL} \ln r \ln w + 2c_{KE} \ln r \ln e + 2c_{LE} \ln w \ln e] \quad (A3.1)$$

ist w_i ist der Preis des Faktors i , r ist des Preis des Kapitals, w der Lohn, e der Preis von Energie.

Aus (A3.1) folgt die Elastizität der Kosten bezüglich des Energiepreises durch Bilden der partiellen Ableitung nach dem Energiepreis

$$\delta \ln c / \delta \ln e = c_E + c_{KE} \ln r + c_{LE} \ln w + c_{EE} \ln e \quad (A3.2)$$

unter Anwendung von Shephards Lemma, $E = \delta c / \delta e$ und $\delta \ln c / \delta \ln e = (\delta c / \delta e) (e/c) = E (e/c) = eE/c$. Unter der Voraussetzung vollständiger Konkurrenz, $\delta \ln c / \delta \ln e = eE/Y = S_E$, ist (A3.2) der Kostenanteil für den Faktor Energie.

Analoges Vorgehen der Anteile der übrigen Produktionsfaktoren führt zum System der Kostenanteile:

$$S_K = c_K + c_{KK} \ln r + c_{KL} \ln w + c_{KE} \ln e \quad (A3.3)$$

$$S_L = c_L + c_{LK} \ln r + c_{LL} \ln w + c_{LE} \ln e \quad (A3.4)$$

$$S_E = c_E + c_{EK} \ln r + c_{EL} \ln w + c_{EE} \ln e \quad (A3.5)$$

Für eine linear-homogene Kostenfunktion mit konstanten Skalenerträgen gelten die Bedingungen $\sum_i c_i = 1$ and $\sum_i c_{ki} = 0$.

Die Kreuzpreiselastizitäten sind aus den Kostanteilen (A3.3), (A3.4) und (A3.5) abgeleitet. Zum Beispiel ist die zweite partielle Ableitung der TKF für e und r $c_{EK} = \delta^2 \ln c / \delta \ln e \delta \ln r = \delta S_E / \delta \ln r = \delta (eE/c) / \delta \ln r = \delta (eE/c) / (\delta r/r) = er[\delta(E/c)/\delta r]$ als $\delta e/\delta r = 0$. Daraus folgt, dass $c_{EK} = er[(cE_r - Ec_r)/c^2]$, wobei $E_r \equiv \delta E/\delta r$. Bei Anwendung Shephards Lemma $c_r \equiv \delta c/\delta r = K$ und $c_{EK} = er[(E_r/c - (EK/c^2) = [(e\eta_{EK}E/c) - (eErK/c^2)] = (eE/c) \eta_{EK} - S_E S_K = S_E \eta_{EK} - S_E S_K$. Damit ergibt sich der Kreuzpreiselastizität der Energie für Kapital: $\eta_{EK} = (c_{EK} + S_E S_K)/S_K$

Die Ableitung der übrigen Kreuzpreiselastizitäten erfolgt analog. Die Eigenpreiselastizität ist wie folgt abgeleitet:

$$\eta_{EE} = (c_{EE} - S_E + S_E^2)/S_E.$$

Mit Anwendung dieses Ansatzes folgen die Allen-Uzawa Substitutionselastizitäten:

$$\sigma_{ij}^{UA} = c_{ij}/S_i S_j + 1 \quad \sigma_{ij}^{UA} = \eta_{ij}/S_j$$

$$\sigma_{ii}^{UA} = (c_{ij} + S_i^2 - S_i) / S_i^2 \quad \sigma_{ii}^{UA} = \eta_{ii}/S_i$$

5.4 Abbildungen

Abbildung A1. Elastische und inelastische Nachfrage

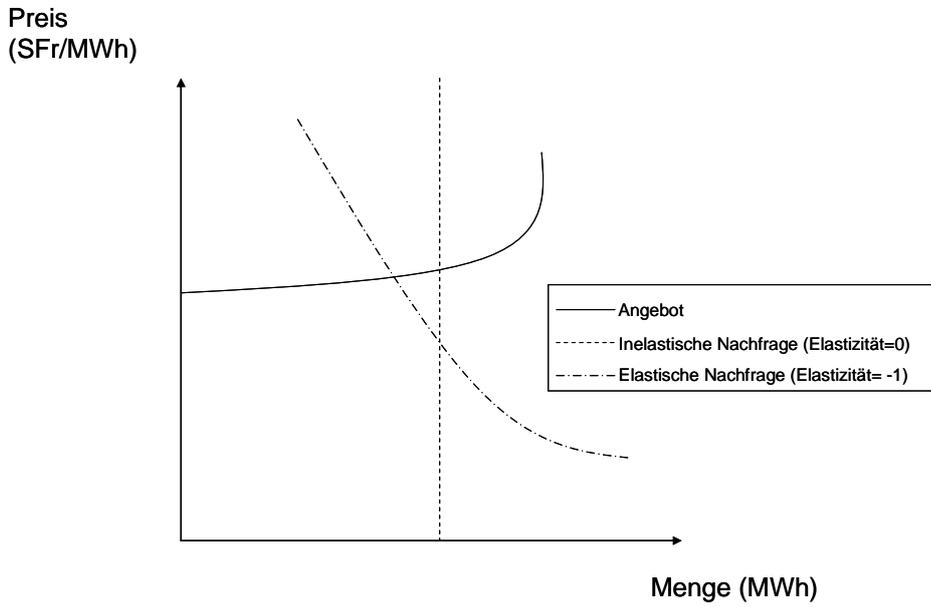
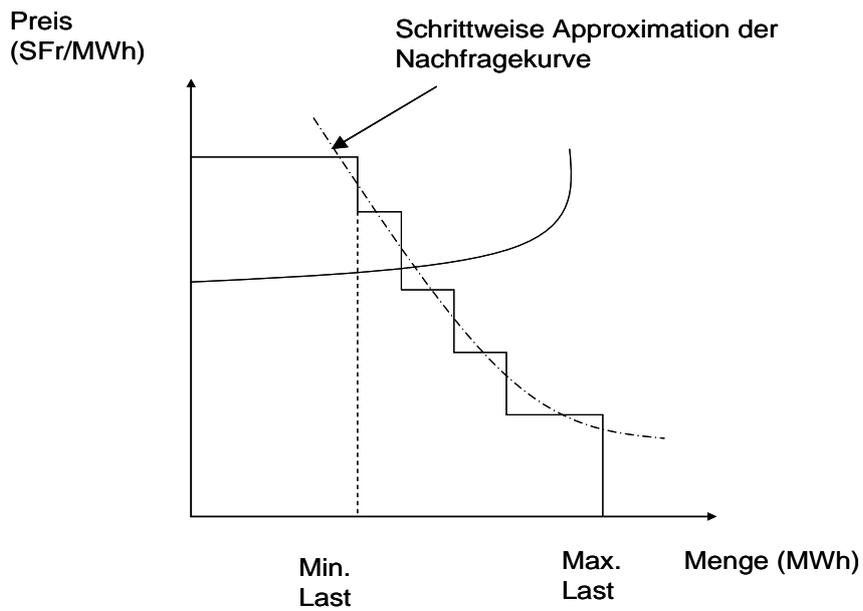


Abbildung A2. Elektrizitätsnachfrage



6. Literaturverzeichnis

Alberini, A. W. Gans, D. Lopez-Velez (2010) "Residential Consumption of Gas and Electricity in the U.S.: The Role of Prices and Income", CEPE Working Paper, November No. 77. Swiss Federal Institutes of Technology.

Alberini, A., M. Fillipini (2011) "Response of Residential Electricity Demand to Price: The Effect of Measurement Error", *Energy Economics*, forthcoming. doi:10.1016/j.eneco.2011.03.009

Allen R.G.D, (1938) *Mathematical Analysis for Economists*, MacMillan & Co, London.

Anderson, K.P. (1971) "Toward Econometric Estimation of Industrial Energy Demand: An Experimental Application to the Primary Metals Industry", Technical Report R-719-NSF, The RAND Corporation.

Anderson, K.P. (1973). "Residential Energy Use: An Econometric Analysis", Report R-1297-NSF, The RAND Corporation.

Bae, S. (2009) "The Response of Manufacturing Businesses to Geographic Differences in Electricity Prices", *Annals of Regional Science*, **43**, 453-472.

Baker, P., R. Blundell, J. Micklewright (1989) "Modelling Household Energy Expenditures Using Micro-Data", *Economic Journal*, **99**, 720-738.

Barnett, A.H. K. Reutter, H. Thompson (1998) "Electricity Substitution: Some Local Industrial Evidence", *Energy Economics*, **20**, 411-419

Beenstock, K.M., E. Goldin, N. Nabet (1999) "The Demand for Electricity in Israel", *Energy Economics*, **21**, 168-183.

Bentzen, J., T. Engsted (1993) "Short-run and Long-Run Elasticities in Energy Demand: A Cointegration Approach", *Energy Economics*, **15**, 9-16.

Bentzen, J., T. Engsted (2001) "A Revival of the Autoregressive Distributed Lag Models in Estimating Energy Demand Relationships", *Energy*, **26**(1), 45-55.

Berndt, E.R., D.O. Wood (1975) "Technology, Prices and the Derived Demand for Energy", *The Review of Economics and Statistics*, **56**, 259-268.

Bernstein, M., J. Griffin (2005) "Regional Differences in the Price Elasticity of Demand for Energy", Technical Report TR-292. RAND Corporation, Santa Monica, CA.

Bretschger, Lucas (2011) "Energy Prices, Growth, and the Channels in Between: Theory and Evidence", *mimeo*, CER-ETH Center of Economic Research at ETH Zurich.

Bjorner, T.B., M. Togeby, H.H. Jensen (2001) "Industrial Companies' Demand for Electricity: Evidence from a Micro Panel", *Energy Economics*, **23**, 595-617.

Bohi, Douglas R (1981) *Analysing Demand Behavior: A Study of Energy Elasticities*. John Hopkins University Press, Baltimore, Maryland, USA.

Bohi, D., M. Zimmermann (1984) "An Update of Econometric Studies of Energy Demand", *Annual Review of Energy*, **9**(2), 105-154.

- Bose, R.K., M. Shukla (1999) "Elasticities of Electricity Demand in India", *Energy Policy*, **27**, 137-146.
- Bundesamt für Energie BFE (2007a) *Die Energieperspektiven 2035 – Band 1: Synthese*, Bern.
- Bundesamt für Energie BFE (2008). "Fragen und Antworten zur Stromversorgungsgesetzgebung", Bern.
- Bundesamt für Energie BFE (2010a) *Überblick über den Energieverbrauch der Schweiz im Jahr 2009*, Auszug aus der Schweizerischen Gesamtenergiestatistik 2009, Bern.
- Bundesamt für Energie BFE (2010b) *Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2009*, Bern.
- Caloghirou Y., A.G. Mourelatos, H. Thompson (1997) "Industrial Energy Substitution during the 1980s in the Greek Economy", *Energy Economics*, 19(4), 476-491
- Choi, Jun-ki, B.R. Bakshi, and T. Haab (2010) "Effects of A Carbon Price in the U.S. on Economic Sectors, Resource Use, and Emissions: An Input-Output Approach", *Energy Policy*, **38**, 3527-3536.
- Christensen LR, D.W. Jorgenson DW, L.J. Lau (1973) "Transcendental Logarithmic Production Function Frontiers", *Review of Economics and Statistics*, **55**, 28-45.
- Cullen, J.A. (2011) "Dynamic Response to Environmental Regulation in the Electricity Industry", University of Arizona. (February 1, 2011).
- Dennerlein, R.K.-H (1990). *Energieverbrauch privater Haushalte*, Maro Verlag.
- Dennerlein, R.K.-H., G. Flaig (1987). *Stromverbrauchsverhalten privater Haushalte – die Preiselastizitäten der Stromnachfrage privater Haushalte in der Schweiz 1975-1984*, in: *Expertengruppe Energieszenarien*, Schriftenreihe Nr. 13, Stromverbrauchsverhalten privater Haushalte, Bern: EDMZ.
- Dhungel, K.R. (2003). "Income and Price Elasticity of the Demand for Energy: A Macro-level Empirical Analysis", *Pacific and Asian Journal of Energy*, **13**(2), 73-84.
- Dilaver, Z., L.C. Hunt (2011) "Industrial Electricity Demand for Turkey: A Structural Time Series Analysis", *Energy Economics*, **33**, 426-436.
- Ecoplan (2003) *Versorgungssicherheit im Bereich der Elektrizität*, Bern.
- Ecoplan (2007) *Die Energieperspektiven 2035 – Band 3: Volkswirtschaftliche Auswirkungen. Ergebnisse des dynamischen Gleichgewichtsmodells, mit Anhang über die externen Kosten des Energiesektors*, Bern, März 2007.
- Espey, J.A., M. Espey (2004) "Turning on the Lights: A Meta-Analysis of Residential Electricity Demand Elasticities", *Journal of Agricultural and Applied Economics*, **36**(1), 65-81.
- Esty, D.C., A.S. Winston (2009) *Green to Gold: How Smart Companies Use Environmental Strategy to Innovate, Create Value and Build Competitive Advantage*, Revised and Updated Edition, John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey.
- Fan, S., R.J. Hyndman (2011) "Price Elasticity of Electricity Demand in South Australia", *Energy Policy*, in press.

- Fatai, K., L. Oxley, F.G. Scrimgeour (2003) "Modeling and Forecasting the Demand for Electricity in New Zealand: A Comparison of Alternative Approaches", *Energy Journal*, **24**(1), 75-102.
- Field, B.C., C. Grebenstein (1980) "Capital-Energy Substitution in US Manufacturing", *Review of Economics and Statistics*, **62**(2), 207-212.
- Filippini, M. (1995a). "Swiss Residential Demand for Electricity by Time-of-Use: An Application of the Almost Ideal Demand System," *The Energy Journal*, **16**(1), 27-40.
- Filippini, M. (1995b) "Swiss Residential Demand for Electricity by Time-of-Use," *Resource and Energy Economics*, **17**(3), 281-290,
- Filippini, M. (1996) "Economies of Scale and Utilization in the Swiss Electric Power Distribution Industry", *Applied Economics*, **28**(5), 543-50,
- Filippini, M. (1999). "Swiss Residential Demand for Electricity", *Applied Economics Letters*, **6**, 533-538.
- Filippini M. (2010) Short and Long-Run Time-of-Use Price Elasticities in Swiss Residential Electricity Demand *CEPE Working Paper*, July No:76
- Filippini, M., C. Luchsinger (2007) "Economies of Scale in the Swiss Hydropower Sector", *Applied Economics Letters*, **14**, 1109-1113.
- Filippini M., S. Pachauri (2001) Elasticities of Electricity Demand in Urban Indian Households *CEPE Working Paper*, March, No:16.
- Filippini, M., S. Pachauri (2004) "Elasticities of Electricity Demand in Urban Indian Households", *Energy Policy*, **32**, 429-436.
- Flaig, G. (1990) "Household Production and the Demand for Electricity", *Energy Economics*, **12**, 116-121.
- Fuss, M. (1977) "The Demand for Energy in Canadian Manufacturing", *Journal of Econometrics*, **5**, 89-116.
- Galindo, L.M. (2005) "Short-Run and Long-Run Demand for Energy in Mexico: A Cointegration Approach", *Energy Policy*, **33**(9), 1179-1185.
- Garcia-Ceruti, L.M. (2000) "Estimating Elasticities of Residential Energy Demand from Panel Country Data Using Dynamic Random Variables Models with Heteroskedastic and Correlated Error Terms", *Resources and Energy Economics*, **22**(4), 355-366.
- Griffin J.M., P.R. Gregory (1976) "An Intercountry Translog Model of Energy Substitution Responses", *American Economic Review*, **66**, 845-857.
- Halvorsen, R. (1975) "Residential Demand for Electric Energy", *The Review of Economics and Statistics*, **57**, 12-16.
- Halvorsen, R. (1977) "Energy substitution in US manufacturing", *The Review of Economics and Statistics*, **59**, 381-388.
- Hisnanick J.J, B.L. Kyer (1995) "Assessing a Disaggregated Energy Input", *Energy Economics*, **17**, 125-132.

- Hodroyiannis, G. (2004) "Estimating Residential Demand for Electricity in Greece", *Energy Economics*, **26**, 319-334.
- Houthakker, H.S., L.D. Taylor (1970) *Consumer Demand in the United States*, Harvard University Press: Cambridge.
- Houthakker, H.S., P.K. Verleger, D.P. Sheehan (1974) "Dynamic Demand Analyses for Gasoline and Residential Electricity", *American Journal of Agricultural Economics*, **56**, 412-418.
- Holtedahl, P., F.L. Joutz (2004) "Residential Electricity Demand in Taiwan", *Energy Economics*, **26**(2), 201-204.
- Hudson, E.A., D.W. Jorgenson (1974) "US Energy Policy and Economic Growth, 1975-2000", *The Bell Journal of Economics and Management Science*, **5**, 461-514.
- Hunt, L., (1986) "Energy and capital: Substitutes or Complements? A Note on the Importance of Testing for Non-Neutral Technical Progress", *Applied Economics*, **18**, 729-735.
- Iimi, A. (2010) "Nonresidential Demand for Energy and Technical Inefficiency in Southeastern Europe", *Eastern European Economics*, **48**(4), 76-104.
- International Energy Agency (2005). *Saving Electricity in a Hurry: Dealing with Temporary Shortfalls in Electricity Supplies*, OECD: France.
- Kamerschen, D., D. Porter (2004) "The Demand for Residential, Industrial, and Total Electricity, 1973-1998", *Energy Economics*, **26**(1), 87-100.
- Kemfert, C. (1998) "Estimated Substitution Elasticities of a Nested CES Production Function Approach for Germany", *Energy Economics*, 249-264.
- King, C.S. and S. Chatterjee (2003) "Predicting California Demand Response", *Public Utilities Fortnightly*, **141**, 27.
- Kiss, A. (2010). "Electricity Demand", *INOGATE/ERRA Training Programme: Introduction to the Regulation of Electricity Markets*. June 14-16, 2010. Istanbul, Turkey.
- Ko, J., C. Dahl (2001) "Interfuel Substitution in US Electricity Generation", *Applied Economics*, **33**, 1833-1843
- Koch, P., M. Schmid, M. Marti (2009) *Literaturübersicht Kernenergie*, B,S,S. Volkswirtschaftliche Beratung AG.
- Koetse, M.J. H. L.F. de Groot, R. J.G.M. Florax (2008) "Capital-Energy Substitution and Shifts in factor demand: A meta-analysis", *Energy Economics*, **30**, 2236–2251.
- Labandeira, X., J.M. Labeaga, M. Rodriguez (2006) "A Residential Energy Demand System for Spain", *Energy Journal*, **27**, 87-112.
- Labandeira, X, J.M. Labeaga, X. Lopez-Otego (2010) "Estimation of Elasticity Price of Electricity with Incomplete Information", WP 01/2010, Economics for Energy, www.eforenergy.org.
- Lafferty, R., D. Hunger, J. Ballard, G. Mahrenholz, D. Mead, D. Bandera (2001) "Demand Responsiveness in Electricity Markets", Office of Markets, Tariffs and Rates. Washington, D.C. USA. (January 15, 2001).

- Lee, C-C., J-D. Lee (2010) “A Panel Data Analysis of the Demand for Total Energy and Electricity in OECD Countries”, *The Energy Journal*, **31**(1), 1-23.
- Leth-Petersen, S. (2002) “Micro Econometric Modeling of Household Energy Use: Testing for Dependence between Demand for Electricity and Natural Gas”, *Energy Journal*, **23**, 57-84.
- Li, H., G.S. Maddala (1999) “Bootstrap Variance Estimation of Nonlinear Functions of Parameters: An Application to Long-Run Elasticities of energy Demand”, *The Review of Economics and Statistics*, **81**(4), 728-733.
- Liu, G. (2004) “Estimating Energy Demand Elasticities for OECD Countries: A Dynamic Panel Data Approach”, Discussion Papers 373, Statistics Norway.
- Lyman, R.A. (1978) “Price Elasticities in the Electric Power Industry”, *Energy Systems and Policy*, **2**, 381-406.
- Maddala, G.S., R.P. Trost, H. Li, F. Joutz (1997) “Estimation of Short-Run and Long-Run Elasticities of Energy Demand from Panel Data Using Shrinkage Estimators”, *Journal of Business and Economic Statistics*, **15**(1), 90-100.
- Magnus, J.R., (1979) “Substitution between Energy and Non-Energy Inputs in the Netherlands 1950-1976”, *International Economic Review*, **20**, 465-484.
- Meister, U. (2008) *Strategien für die Schweizer Elektrizitätsversorgung im europäischen Kontext*, Avenir Suisse, Juni 2008.
- Morishima M. (1967) “A Few Suggestions on the Theory of Elasticity” *Keizai Hyoron (Economic Review)*, **16**, 144-150.
- Morrison C. J., Berndt, E.R. (1981) “Short-Run Labour Productivity in a Dynamic Model”, *Journal of Econometrics* **15**, pp. 339–365.
- Narayan P. K., R. Smyth, (2005) “The Residential Demand for Electricity in Australia: An Application of the Bounds Testing Approach to Cointegration”, *Energy Policy*. **33**, 467–474.
- National Institute of Economic and Industry Research – NIEIR (2007) *The Own Price Elasticity of Demand for Electricity in NEM Regions*, Technical Report, National Electricity Market Management Company, Australia.
- Olatubi, W.O., Y. Zhang (2003) “A Dynamic Estimation of Total Energy Demand for the Southern States”, *The Review of Regional Studies*, **33**(2), 206-228.
- Park, R.E., J.P. Acton (1984). “Large Business Customer Response to Time-of-Day Electricity Prices”, *Journal of Econometrics*, **26**, 229-252.
- Paul, A., E. Myers, K. Palmer (2009) “A Partial Adjustment Model of U.S. Electricity Demand by Region, Season, and Sector”, Discussion Paper RFF DP 08-50, Resources for the Future, Washington, DC, USA
- Pindyck R. S. (1979) “Interfuel Substitution and the Industrial Demand for Energy: An International Comparison”, *The Review of Economics and Statistics*, **61**, 169-179.
- Prognos (2007) *Energieperspektiven Bd. 5 – Elektrizitätsangebot*, Bern.
- Prosser, R.D. (1985) “Demand Elasticities in OECD: Dynamic Aspects”, *Energy Economics*, **9**(1), 9-12.

- Prywes M. (1986) "A Nested CES Approach to Capital-Energy Substitution", *Energy Economics*, **8**, 22-28.
- Reiss, P.C., M.W. White (1995) "Household Electricity Demand, Revisited", *Review of Economic Studies*, **72**, 853-883.
- Salvi, M., J. Syz (2011) "What Drives 'Green Housing' construction? Evidence from Switzerland", *Journal of Financial Economic Policy*, **3**(1), 86-102
- Schwarz, P. (1984). "The Estimated Effects on Industry of Time-of-Day Demand and Energy Electricity Prices", *Journal of Industrial Economics*, **32**, 529-539.
- Serletis, A. G.R. Timilsina, and O. Vasetsky (2010) "International Evidence on Sectoral Interfuel Substitution", *The Energy Journal*, **31**(4), 1-29.
- Shephard, R. (1970) *Theory of Cost and Production Functions*, Princeton, N.J.: Princeton University Press.
- Söderholm, P. (2000) "Fuel Flexibility in the West European Power Sector", *Resources Policy*, **26**, 157-170.
- Spierer, Ch. (1988) *Modélisation économétrique et perspectives à la long terme de la demand d'énergie en Suisse*, Expertengruppe Energieszenarien, Schriftenreihe Nr. 17. Bern.
- Statsu, V., E. Strazzer (2009) "A Panel Data Analysis of Electric Consumption in a Mediterranean Region", XVII Conference of Environmental and Resource Economists, Amsterdam, June 2009.
- Stern, D. I. (2010) "Interfuel Substitution: A Meta-Analysis", *Journal of Economic Surveys*, **6**(10), 1-29.
- Tauchmann, H. (2006) "Firing the Furnace? An Econometric Analysis of Utilities' Fuel Choice", *Energy Policy*, **34**(18), 3898-3909.
- Taylor, L.D. (1975). "The Demand for Electricity: A Survey", *The Bell Journal of Economics*, **6**(1), 74-110.
- Taylor, T. P. Schwarz, J. Cochell (2005) "24/7 Hourly Response to Electricity Real-Time Pricing with up to Eight Summers of Experience", *Journal of Regulatory Economics*, **27**(3), 235-262.
- Tishler, A. (1991) "Complementarity-Substitution Relationships in the Demand for Time Differentiated Inputs under Time of Use Pricing", *Energy Journal*, **12**, 137-148.
- Tishler, A. (1998) "The Bias in Price Elasticity Under Separability Between Electricity and Labor in Studies of Time-of-Use Electricity Rates: An Application to Israel", *Energy Journal*, **19**, 217-235.
- Thompson, P., T. Taylor (1995) "The capital-Energy Substitutability Debate: A New Look", *The Review of Economics & Statistics*, **77**, 565-569.
- Tuthill, L. (2008) "Interfuel Substitution and Technical Change in the US Electricity Generating Industry under the Tradable Sulphur Allowance Scheme: 1990-2004", *EV Oxford Institute for Energy Studies*.
- Urga, G., C. Walters (2003) "Dynamic Translog and Linear Logit Models: A Factor Demand Analysis of Interfuel Substitution in U.S. Industrial Energy Demand", *Energy Economics*, **25**, 1-

21.

Uri, N.D. (1978) "Interfuel Substitution Possibilities: Short-term Prospects", *Applied Energy*, 4(4), 251-260.

Uzawa, H. (1964) "Duality Principles in the Theory of Cost and Production", *International Economic Review*, 5(2), 216-220.

Vassilopoulos, P. (2010) "Price Signals in 'Energy-only' Wholesale Electricity Markets: An Empirical Analysis of the Price Signals in France", *The Energy Journal*, 31(3), 83-111.

Vlachou, A.S., E. J. Samouilidis (1986) "Interfuel Substitution Results from Several Sectors of the Greek Economy", *Energy Economics*, 8(1), 39-45.

Waldmann, B., Gassmann, J.-L., Roth, M., Sulser, M., Verdon, C. (2003) *Die Elektrizitätswirtschaftsordnung – Übersicht und Beurteilung des kantonalen Rechts*. Universität Freiburg, Institut für Föderalismus.

Woo, C.K. (1985) "Demand for Electricity of Small Nonresidential Customers under Time-of-Use (TOU) Pricing", *Energy Journal*, 6, 115-127.

Zweifel, P., M. Fillipini, S. Bonomo (1997). *Elektrizitätstariffe und Stromverbrauch im Haushalt*, Berlin: Physica/Springer.

Zweifel, P., Umbricht, R. (2002). *Verbesserte Deckung des Nuklearrisikos – zu welchen Bedingungen?* Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie.